



# UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

“Actualización e Implementación del Estudio de Protecciones de la Central Saucay”

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autora:

Cristina del Carmen Aguilar Galarza

CI: 0705914018

crisfl1692@gmail.com

Director:

Ing. Kléver Leonardo Quizhpe Huiracocha

CI: 0102265022

Tutor:

Ing. Jhonnatan Rodrigo Cochancela Araujo

CI: 0104081708

**Cuenca, Ecuador**

08-octubre-2020



## RESUMEN

La central Hidroeléctrica Saucay con una potencia de generación de 24MW, perteneciente a la empresa de generación ELECAUSTRO S.A., requiere la actualización del estudio de protecciones, éste trabajo de titulación pretende brindar los argumentos teóricos y prácticos para la nueva configuración de los relés inteligentes que están instalados para proteger a las unidades de generación, así como a los transformadores elevadores que permiten la conexión de la central con el sistema de subtransmisión.

El trabajo realizado también servirá como guía para la realización de las pruebas de los relés digitales, en el mismo se presentan las pautas para realizar las plantillas de pruebas de acuerdo a los relés instalados y a las funciones de protección que se activan para proteger a los elementos de la central generadora.

**Palabras Claves:** Protecciones Eléctricas. Generador. Transformador. Relé, Flujo de Potencia. Cortocircuito. DlgSIELNT. Test Universe. PCM600.



## ABSTRACT

The Saucay Hydroelectric Power Station with a generation power of 24MW, belonging to the generation company ELECAUSTRO S.A., requires the update of the study of protections, this work aims to provide the theoretical and practical arguments for the new configuration of the intelligent relays that are installed to protect the generation units, as well as the step-up transformers that allow the connection of the power plant to the sub-transmission system.

The work carried out will also serve as a guide for carrying out the tests of the digital relays. It presents the guidelines for making the test templates according to the relays installed and the protection functions that are activated to protect the elements of the power plant.

**Keywords:** Electrical Protections. Generator. Transformer Relay. Power Flow. Short Circuit. DIgSIELNT. Test Universe. PCM600



## ÍNDICE

CAPÍTULO 1 .....	14
GENERALIDADES.....	14
1.1 INTRODUCCION.....	14
1.2 OBJETIVOS.....	16
1.3 ANTECEDENTES.....	17
1.4 ALCANCE .....	18
1.5 JUSTIFICACION.....	19
CAPÍTULO 2 .....	23
SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	23
2.1 INTRODUCCIÓN.....	23
2.2 ESQUEMA Y FILOSOFÍA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES.....	23
2.3 FALLAS Y PERTURBACIONES.....	27
2.4 RELÉS DE PROTECCION .....	30
2.5 IED'S IMPLEMENTADOS EN LA CENTRAL SAUCAY .....	33
2.6 REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN .....	38
2.7 ANÁLISIS DE DISTURBIOS PRESENTADOS EN LA CENTRAL.....	51
CAPÍTULO 3 .....	63
DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL, SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA Y DE CORTO CIRCUITOS. ....	63
3.1 INTRODUCCIÓN.....	63
3.2 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL SAUCAY .....	63
3.3 SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA .....	66
3.4 SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITOS.....	69
CAPÍTULO 4 .....	72
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, PRUEBAS E IMPLEMENTACIÓN....	72
4.1 INTRODUCCIÓN .....	72
4.2 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN.....	73
4.4 FUNCIONES DE PROTECCION ACTIVAS EN LOS RELÉS DE LA CENTRAL SAUCAY .....	74
4.5 COORDINACION DE PROTECCIONES EN DIgSILENT Power Factory .	75



4.6 PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCION DE LOS RELÉS INSTALADOS EN LA CENTRAL SAUCAY .	81
4.7. PROPUESTA DE INCORPORACIÓN DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN A LOS IED's DE LA CENTRAL SAUCAY. ....	124
4.8 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO UNIVERSAL DE PRUEBA DE RELÉS Y DESARROLLO DE PLANTILLAS PARA LOS RELÉS REG670 Y RET670 MEDIANTE EL SOFTWARE TEST UNIVERSE. ....	141
CAPÍTULO 5 .....	157
CONCLUSIONES RECOMENDACIONES. ....	157
5.1 CONCLUSIONES .....	157
5.2 RECOMENDACIONES.....	159
BIBLIOGRAFÍA .....	160
ANEXOS .....	162



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Modo de operación convencional.....	20
Figura 1.2 Modo de operación no convencional uno.....	20
Figura 1.3 Modo de operación no convencional dos.....	21
Figura 1.4 Modo de operación no convencional tres.....	21
Figura 2.1 Zonas de protección en un SEP.....	26
Figura 2.2 Protección primaria y de respaldo en un SEP.....	27
Figura 2.3 Evolución de los relés de protección.....	31
Figura 2.4 Esquema interno de un relé inteligente.....	32
Figura 2.5 IED REG670.....	33
Figura 2.6 IED REG670.....	34
Figura 2.7 Esquema interno del IED REG670 (A20).....	35
Figura 2.8 IED RET670.....	37
Figura 2.9 Esquema interno del IED RET670.....	38
Figura 2.10 Curva de capacidad térmica de corto plazo de la turbina-generador para carga trifásica equilibrada.....	40
Figura 2.11 Capacidad térmica de corto tiempo del campo del generador.....	42
Figura 2.12 Protección diferencial 87T.....	48
Figura 2.13 Protecciones de sobrecorriente 50/51 y 50N/51N para el transformador.....	49
Figura 2.14 (Relé de Buchholz).....	50
Figura 2.15 Esquema representativo de las conexiones de los relés instalados en la central.....	52
Figura 2.16 Gráfico estadístico que representa la frecuencia de disparos.....	57
Figura 2.17 Protecciones para un arreglo generador transformador.....	58
Figura 2.18 Protecciones para un arreglo de varios generadores que comparten una unidad transformadora.....	59
Figura 2.19 Protecciones utilizadas en los transformadores de potencia.....	61
Figura 3.1 Diagrama unifilar de la central Saucay.....	64
Figura 3.2 Diagrama simplificado del modelo completo de la Centrosur.....	70
Figura 4.1 Proceso de ajuste y coordinación de las protecciones.....	72
Figura 4.2 Simulación de flujo de potencia con el escenario de máxima generación.....	76
Figura 4.3 Gráfica tiempo-sobrecorriente de la actuación de la protección 51 del relé que protege al transformador TR2.....	77
Figura 4.4 Gráfica tiempo-sobrecorriente de la actuación de la protección 51 del relé que protege al transformador TR3.....	78
Figura 4.5 Gráfica tiempo-sobrecorriente de la actuación de la protección 51 del relé que protege al generador SAU U1.....	79
Figura 4.6 Gráfica tiempo-sobrecorriente de la actuación de la protección 51 del relé que protege al generador SAU U3.....	80



Figura 4.7 Gráfica de la actuación de las protecciones de la central Saucay ante una falla en la línea Subestación 04 “Parque Industrial” – 20 “Saucay” .....	81
Figura 4.8 Curva de la protección diferencial del IED REG670.....	82
Figura 4.9 Zonas de protección del relé de pérdida de excitación .....	84
Figura 4.10 Simulación de falla trifásica máxima.....	117
Figura 4.11 Maleta de pruebas OMICRON CMC356 .....	142
Figura 4.12 Ventana Inicial del Software TEST UNIVERSE.....	143
Figura 4.13 Equipo en Prueba del software TEST UNIVERSE .....	144
Figura 4.14 Filtros disponibles en el software TEST UNIVERSE .....	144
Figura 4.15 Vista de la PTL para el REG670 .....	145
Figura 4.16 Configuración de equipo en prueba .....	146
Figura 4.17 Cuadro de dialogo para añadir un nuevo parámetro .....	147
Figura 4.18 Detalles de parámetros del equipo en prueba.....	148
Figura 4.19 Configuración del bloque de sobrecorriente 50BF .....	148
Figura 4.20 Vinculación de parámetros al módulo de prueba .....	149
Figura 4.21 Propiedades del módulo de prueba para la función 50BF.....	149
Figura 4.22 Propiedades del módulo de prueba para la función 46. ....	150
Figura 4.23 Propiedades del módulo de prueba de la función 51V .....	151
Figura 4.24 Configuraciones de la función de protección 60.....	152
Figura 4.25 Diagrama de impedancia del relé 78.....	153
Figura 4.26 Configuración de parámetros del módulo de protección 78 .....	153
Figura 4.27 Ajustes del dispositivo RET670.....	154
Figura 4.28 Parámetros de la función 51N.....	155
Figura 4.29 Parámetros configurados de la función de protección 24.....	156
Figura 4.30 Configuración de parámetros de la función 49 .....	156



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1: Capacidad de sobrecarga en casos de emergencia según la norma C50.13 IEEE.....	39
Tabla 2.2: Disparos del relé REG 670 – G1 .....	53
Tabla 2.3: Disparos del relé REG 670 – G2 .....	54
Tabla 2.4: Disparos del relé REG 670 – G3 .....	54
Tabla 2.5: Disparos del relé REG 670 – G4 .....	55
Tabla 2.6: Disparos del relé RET 670 – TR2.....	56
Tabla 2.7: Disparos del relé RET 670 - TR3.....	56
Tabla 2.8: Disparos del relé RET 670 - TR4.....	57
Tabla 2.9: Comparación de las protecciones recomendadas por la norma IEEE Std C37.102 con las funciones activas en los IED's de la central Saucay.....	60
Tabla 2.10: Comparación de las protecciones recomendadas por la norma IEEE Std C37.91 con las funciones activas en los IED's de la central Saucay. ....	62
Tabla 3.1: Características técnicas de las unidades de generación de Saucay....	65
Tabla 3.2: Características técnicas de las unidades de transformación de Saucay. ....	66
Tabla 3.3: Datos relevantes de generación de la central Saucay.....	67
Tabla 3.4: Datos relevantes de generación de la central Saymirin.....	67
Tabla 3.5: Magnitudes de carga máxima resultantes de la simulación de flujo de potencia en el modo de operación Normal.....	68
Tabla 3.6: Magnitudes resultantes de la simulación de flujo de potencia en el modo de operación No convencional uno. ....	68
Tabla 3.7: Magnitudes Resultantes de la simulación de flujo de potencia en el modo de operación No convencional dos. ....	68
Tabla 3.8: Magnitudes Resultantes de la simulación de flujo de potencia en el modo de operación No convencional tres. ....	69
Tabla 4.1: Datos de los transformadores de medición de los generadores de la central Saucay.....	73
Tabla 4.2: Datos de los transformadores de medición de los transformadores de la central Saucay.....	74
Tabla 4.3 Configuraciones de la función de protección diferencial del generador.	82
Tabla 4.4 Parámetros de ajuste para la función de protección 40.....	85
Tabla 4.5 Parámetros de ajuste de la función de protección 50.....	86
Tabla 4.6 Parámetros de ajuste de la función de protección 50BF .....	87
Tabla 4.7 Parámetros de ajuste de la función de protección 32.....	88
Tabla 4.8 Parámetros de ajuste de la función de protección 24.....	89
Tabla 4.9 Parámetros de ajuste de la función 59 .....	91
Tabla 4.10 Parámetros de ajuste de la función de protección 27 .....	93
Tabla 4.11 Parámetros de ajuste de la función de protección 59N .....	94
Tabla 4.12 Ajuste de parámetros para la función de protección 46.....	96



Tabla 4.13 Ajuste de parámetros para la función de protección 81U .....	98
Tabla 4.14 Parámetros de ajuste de la función de protección 81O .....	99
Tabla 4.15 Parámetros de ajuste para la función de protección 51V .....	100
Tabla 4.16 Parámetros de ajuste para la función de protección 60.....	102
Tabla 4.17 Valores de ajustes de los parámetros de la función 40. ....	103
Tabla 4.18 Ajustes de la protección 50. ....	104
Tabla 4.19 Ajustes de la protección 51. ....	105
Tabla 4.20 Ajustes de la protección 32 .....	106
Tabla 4.21 Ajustes para la protección 24 .....	107
Tabla 4.22 Parámetros de ajuste para la función de protección 59.....	108
Tabla 4.23 Ajustes de la función 27 .....	110
Tabla 4.24. Ajustes de la función 59N.....	111
Tabla 4.25 Ajuste de parámetros de la función 46. ....	112
Tabla 4.26 Parámetros de ajuste de la función 60 .....	114
Tabla 4.27 Parámetros de ajuste para la protección 87T .....	115
Tabla 4.28 Ajustes actuales de la función de protección 50.....	118
Tabla 4.29 Ajustes propuestos para la función de protección 50 .....	118
Tabla 4.30 Ajustes de la función de protección 51 .....	119
Tabla 4.31 Ajuste de parámetros de la función de protección 87T.....	120
Tabla 4.32 Parámetros actuales de la función de protección 50.....	122
Tabla 4.33 Ajustes propuestos de la función de protección 50 .....	123
Tabla 4.34 Parámetros de ajuste para la función 51 .....	123
Tabla 4.35 Parámetros de ajuste de la función 51. ....	124
Tabla 4.36 Ajustes de la función de protección 50N/51N.....	126
Tabla 4.37 Parámetros de ajuste de la función de protección 78.....	127
Tabla 4.38 Ajuste de parámetros función 51V.....	130
Tabla 4.39 Ajuste de parámetros función 50N/51N.....	132
Tabla 4.40 Parámetros de ajuste de la función 78. ....	133
Tabla 4.41 Parámetros de ajuste para la función 51N .....	136
Tabla 4.42 Parámetros de ajuste para la función de protección 49.....	137
Tabla 4.43 Parámetros de ajuste para la función de protección 51N .....	138
Tabla 4.44 Ajuste de los parámetros de la función 24.....	139
Tabla 4.45 Ajustes para la protección 49. ....	140



## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Cristina del Carmen Aguilar Galarza, en calidad de autora y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Actualización e Implementación del Estudio de Protecciones de la Central Saucay", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 08-octubre-2020

---

Cristina del Carmen Aguilar Galarza

0705914018



## Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Cristina del Carmen Aguilar Galarza, autora del trabajo de titulación “Actualización e Implementación del Estudio de Protecciones de la Central Saucay”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autora.

Cuenca, 08-octubre-2020

---

Cristina del Carmen Aguilar Galarza

0705914018



## AGRADECIMIENTO

Agradezco al Ing. Kleber Leonardo Quizhpe Guiracocha, por su guía, quien a través de sus gestiones me brindó las herramientas necesarias para la realización de este trabajo.

Al Ingeniero Jhonnatan Rodrigo Cochancela Araujo, ingeniero eléctrico 1 de la empresa ELECAUSTRO S. A., quien fue pilar fundamental durante este trabajo, gracias a su tiempo y apoyo se pudo obtener todos los conocimientos, el acceso a los equipos y datos de la central.

A los ingenieros, Carlos Polo, Rodrigo Sempértegui, Juan Sanango, Ciro Larco y Fernando Mogrovejo, quienes aportaron con diferentes gestiones para conseguir las herramientas de simulación con las que se realizó la coordinación de protecciones y las plantillas de pruebas para los relés.

De igual manera agradezco a todos los profesores de la prestigiosa carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Cuenca, gracias a ellos por compartir sus valiosos conocimientos.



## DEDICATORIA

Esta meta alcanzada, es dedicada a las personas que han estado apoyándome, siendo mi inspiración durante los años de estudio: Nancy, Santiago, Sara, Elena, Pablo, Fernando, Vanessa, a mi novio, y a todos quienes me brindaron sus palabras y acciones de aliento y apoyo, los cuales son parte de este logro.



## CAPÍTULO 1

### GENERALIDADES

#### 1.1 INTRODUCCION

Un sistema de suministro y transporte de Energía Eléctrica debe ser diseñado para brindar un servicio con niveles altos de calidad y seguridad. Los diversos sistemas resultan propensos a fallas por múltiples motivos, los cuales la mayoría de ocasiones son impredecibles, por lo que es imprescindible proporcionar a los sistemas eléctricos modelos de protección correctamente coordinados con la finalidad de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción y asegurar la continuidad del servicio.

Al tener un sistema de protecciones adecuadamente coordinado, se logra obtener características que permitan: detectar y aislar las fallas, evitar la propagación de corrientes eléctricas de gran magnitud, proteger equipos y vidas, disminuir interrupciones y fundamentalmente evitar operaciones innecesarias, de esta manera el sistema eléctrico podrá ser selectivo y confiable.

Mediante la optimización de las protecciones eléctricas en la Central Saucay, la presente tesis pretende contribuir con las acciones que se vienen ejecutando, para garantizar una mayor confiabilidad en el sistema de generación.

En el capítulo uno se describe el problema, se presenta el objetivo general y los objetivos específicos, se expone la justificación y se detallan los alcances y limitaciones.

En el capítulo dos se presenta el marco teórico constituido por una revisión bibliográfica de los temas principales sobre los que se fundamenta la propuesta metodológica, actualización de documentación técnica correspondiente a los dispositivos instalados, así como de normas y conceptos que se requieran agregar a estudios previos.

En el capítulo tres se realiza el estudio de cortocircuitos y concluye con la presentación de valores de corrientes que servirán de base para posteriormente realizar la coordinación de los equipos de protección.

En el capítulo cuatro se procede a realizar la coordinación de protecciones para los generadores y transformadores de la central Saucay, se presentan los parámetros de coordinación determinados, finalmente se configura estos parámetros en los equipos de protección.



En el capítulo cinco se presentan los resultados de pruebas de funcionamiento del sistema de protección realizado con la unidad de prueba universal de relés y herramienta de puesta en servicio, se presenta las conclusiones y recomendaciones para futuras investigaciones en la misma línea temática.



## 1.2 OBJETIVOS

### Objetivo General

- Actualizar e implementar el estudio de protecciones de la central Saucay.

### Objetivos específicos

- Analizar las funciones utilizadas en los IED's instalados.
- Analizar el historial de disturbios eléctricos registrados en los IED's.
- Actualizar el estudio de protecciones eléctricas de la central Saucay.
- Plantear los ajustes necesarios en los IED's de la central.
- Crear las plantillas para la realización de pruebas de funcionamiento con la unidad de prueba universal de relés y herramienta de puesta en servicio.



### 1.3 ANTECEDENTES

La Empresa Electro Generadora del Austro tiene la misión de generar energía para el mercado eléctrico ecuatoriano, mediante diversas fuentes de producción, optimizando el uso de los recursos y desarrollando nuevos proyectos para ofrecer energía eléctrica de manera continua, confiable y con costos competitivos. La empresa tiene en sus activos centrales hidroeléctricas, una central termoeléctrica y actualmente se encuentra en proceso de construcción de una central eólica. Entre las centrales hidroeléctricas se encuentra la central Ing. Fernando Malo Cordero (Saucay), ubicada a 24 kilómetros al noroeste de la ciudad de Cuenca, en la actualidad esta central hidroeléctrica es la más antigua en funcionamiento, la cual fue construida en dos etapas, la primera en el año de 1978 con dos unidades de 4 MW cada una, la segunda en 1982 con dos unidades más de 8 MW cada una, dando una potencia total de 24 MW.[1]



## 1.4 ALCANCE

Con este proyecto se presentará una propuesta para actualizar las configuraciones de las diferentes funciones de protección de los relés instalados en la central Saucay, para el cual se utilizan; el software DigSILENT Power Factory, el software PCM600, y el software TEST UNIVERSE. Todo lo que se desarrollará será basado en las normas: IEEE Std C37.91™-2008, IEEE Std C37.102™-2006 y IEEE Std C37.101-1993, mismas que dan los fundamentos para los criterios de protección de los generadores y transformadores.

La calibración adecuada de los relés de protección, dependerá del correcto estudio de coordinación de protecciones, con la posterior comprobación de los valores seteados. Estos fueron previamente analizados en el estudio de cortocircuitos y revisando todas las formas de funcionamiento, para así evitar disparos innecesarios, posibles daños a equipos o accidentes a las personas que estén trabajando en el área involucrada.



## 1.5 JUSTIFICACION

La Central Saucay, evacúa su potencia de generación desde la Subestación 20 “Saucay” mediante dos líneas de subtransmisión a 69kV que corresponden a:

-La línea que va desde la Subestación 04 “Parque Industrial” a la Subestación 20 “Saucay”.

-La línea que conecta la Subestación 19 “Corpanche” con la Subestación 20 “Saucay”.

En la Subestación 19 “Corpanche” confluye también la línea de subtransmisión proveniente de la generación de la central Saymirín, de ésta barra el flujo de potencia es dirigido a través de una línea hacia la Subestación 07 “Ricaurte”.

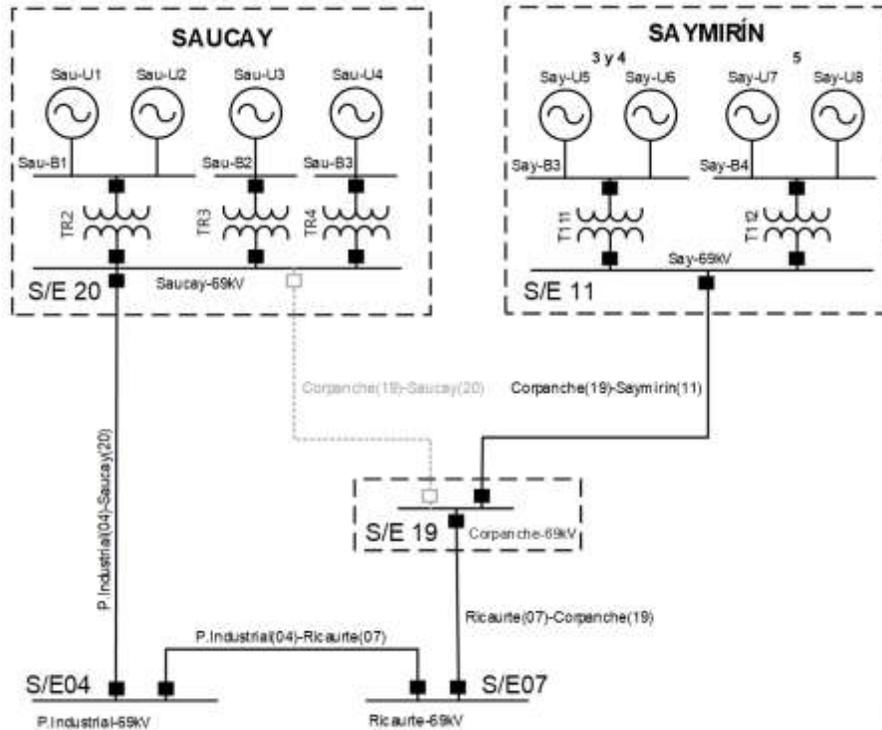
La Subestación 07 “Ricaurte” se une con la Subestación 04 “Parque Industrial”. Por lo tanto, el sistema de subtransmisión descrito tiene cuatro modos de operación:

-En el modo de operación normal, la potencia es evacuada por la línea Subestación 04 “Parque Industrial” - Subestación 20 “Saucay”, como se observa en la Figura 1.1, mientras que la línea Subestación 19 “Corpanche” – Subestación 20 “Saucay” permanece abierta.

-El modo de operación no convencional uno, en el cual, se abre la línea Subestación 07 “Ricaurte” – Subestación 19 “Corpanche”, entonces se debe evacuar la potencia que llega a la Subestación 19 mediante la línea que enlaza la Subestación 19 “Corpanche” con la Subestación 20 “Saucay”, sumando esa potencia a la generada por la central Saucay y despachándose mediante la línea que conecta la Subestación 20 “Saucay” con la Subestación 07 “Ricaurte”, como se ilustra en la Figura 1.2.

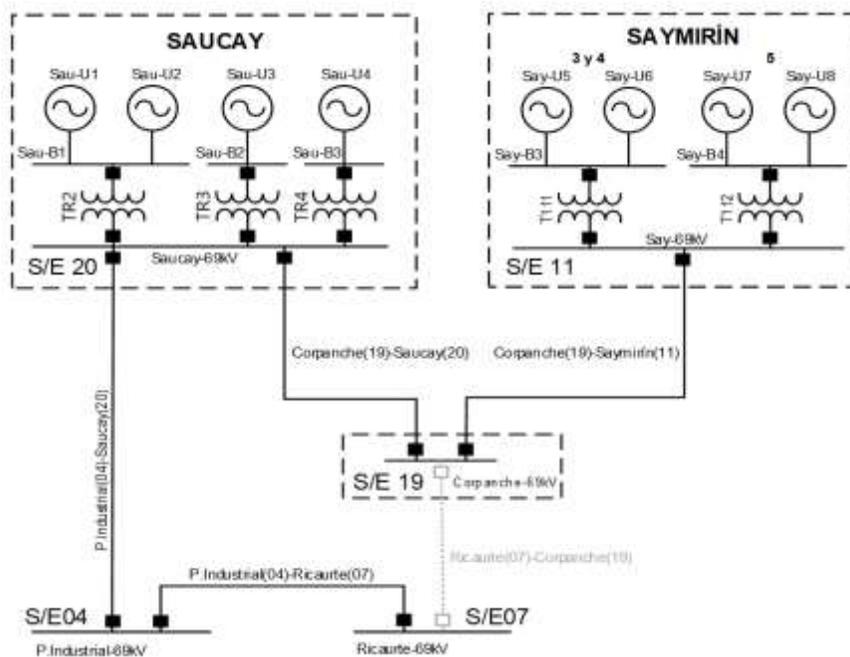
-El modo de operación no convencional dos, se abre la línea; Subestación 04 “Parque Industrial” – Subestación 20 “Saucay”; como se muestra en la Figura 1.3.

-Por último el modo de operación no convencional tres; el cual despacha la potencia de generación de la central Saucay mediante las dos líneas de subtransmisión que están conectadas a la barra de la central, las cuales van hacia las Subestaciones 04 y 19 respectivamente, como se puede verificar al observar la Figura 1.4.



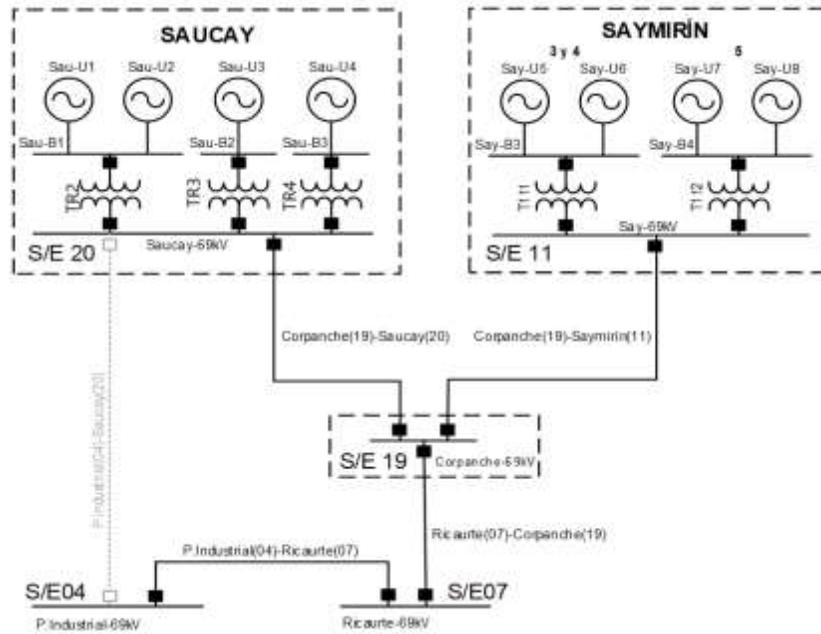
**Figura 1.1 Modo de operación convencional.**

Fuente: Elaboración propia.

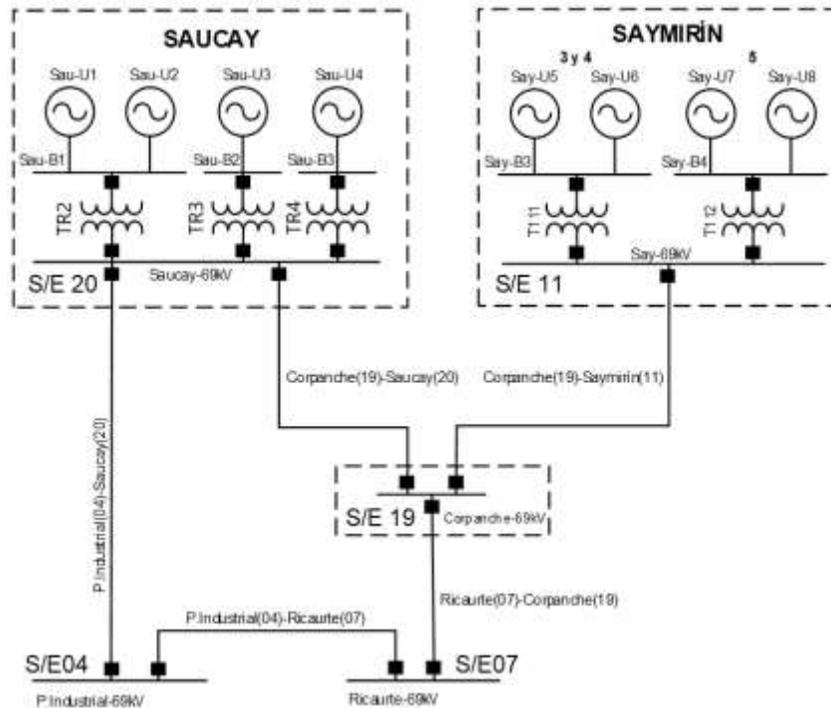


**Figura 1.2 Modo de operación no convencional uno.**

Fuente: Elaboración propia.



**Figura 1.3 Modo de operación no convencional dos.**  
Fuente: Elaboración propia.



**Figura 1.4 Modo de operación no convencional tres.**  
Fuente: Elaboración propia



Tras la implementación de la fase V de la central Saymirín, la cual evacúa la potencia de generación hacia la Subestación 19 “Corpanche”, a los 8MW de Saymirín III-IV se sumó la potencia de 7,5 MW, provenientes de la generación de las fases I y II de la central Saymirín a la línea de subtransmisión que llega a la Subestación 19 “Corpanche”.

Razón por la cual es necesario e imprescindible un nuevo estudio de protecciones que considere la potencia total que pasa actualmente por la línea que une la Subestación 20 “Saucay” con la Subestación 04 “Parque Industrial” en modo de operación no convencional uno, es decir, cuando se realicen trabajos de mantenimiento en línea solicitados por la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. (EERCS C.A.)



## CAPÍTULO 2

### SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

#### 2.1 INTRODUCCIÓN

Los Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica deben brindar a los consumidores energía eléctrica en cantidad suficiente en todo tiempo y lugar, con una confiabilidad adecuada, al menor costo posible y de modo que la contaminación ambiental se encuentre dentro de límites aceptables. Sin embargo, el funcionamiento normal de un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) se aparta de este ideal pues existen disturbios (fallas y perturbaciones), es entonces fundamental lograr que el SEP esté el mayor tiempo posible en funcionamiento normal, donde esta labor es encomendada al Sistema de Protecciones Eléctricas.

Con la creciente dependencia de los suministros de electricidad, tanto en los países desarrollados como en los países en desarrollo, la necesidad de lograr un nivel aceptable de confiabilidad, calidad y la seguridad de suministro a un precio económico es importante para los clientes. Los sistemas de energía modernos emplean características de diseño destinadas a prevenir fallos, e incluye recomendaciones para mitigar los efectos del fallo cuando éste se produzca. El dispositivo que toma la decisión respecto a las acciones a partir de la ocurrencia de una falla o una anomalía en el sistema, es el relé de protección, el cual actúa para sacar de servicio a la parte del sistema eléctrico que se encuentre afectada y por lo tanto podría causar daño o interferir de otra manera con el funcionamiento efectivo del resto del sistema.[2]

#### 2.2 ESQUEMA Y FILOSOFÍA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Para realizar un ajuste y coordinación adecuado de las protecciones se requiere conocer el comportamiento de los equipos en forma individual y del sistema en conjunto, además de tomar como referencia las normativas, historial de disparos y recomendaciones hechas por los fabricantes del equipamiento.

##### 2.2.1 Elementos de un Sistema de Protecciones

Todo sistema de protecciones está constituido por un grupo de elementos, los cuales permiten su correcto funcionamiento. El principal es el relé, existen otros elementos adicionales necesarios para la operación correcta, los cuales son: los elementos de entrada o transductores (los transformadores de corriente y de tensión), la fuente de alimentación o batería y el disyuntor.[3]



### **2.2.1.1 Fuente de Alimentación y Baterías**

La función principal de un sistema de protección es eliminar una falla, esto implica que la capacidad de disparo a través del relé no debe estar comprometida en el instante que ocurra una falla.

El sistema de protecciones debe tener una fuente de alimentación propia (independiente de la red), de tal modo que asegure la energía necesaria para su correcto funcionamiento durante las fallas.

### **2.2.1.2 Elementos de entrada o transductores**

Debido a las altas magnitudes de corriente y voltaje en que operan los elementos que se requiere proteger, se utilizan los transformadores de medida; que son los transformadores de corriente (TC) y los transformadores de potencial (TP) para separar a los instrumentos de medición y protección del sistema de energía al cual se está protegiendo, proporcionar seguridad al personal al no realizar manipulación directa en la red principal y permitir la normalización de las características de operación de los instrumentos.

### **2.2.1.3 Transformadores de corriente (TC)**

Es un transformador en el cual la corriente en el devanado primario es proporcional a la corriente en el devanado secundario. Para el devanado secundario los valores de corriente se han estandarizado en valores de 1 A y 5 A.[4]

El devanado primario del TC se conecta en serie al sistema al cual se le va a realizar la medición de corriente, y al devanado secundario van conectados los elementos de medición y protección.

Existen dos tipos de TC's, los que se emplean para medición y los utilizados con el fin de proteger. Los TC's usados para medida se diseñan de modo que, al momento de causarse una falla, se saturan para salvaguardar al elemento conectado al secundario, mientras que los TC's de protección pueden tolerar las corrientes de falla.

### **2.2.1.4 Transformadores de potencial (TP)**

Al igual que los TC's, los TP's poseen un devanado primario que se acopla magnéticamente al devanado secundario. Una característica de los TP's es que se construyen con un valor mínimo de caída de tensión en sus devanados.



La principal función de un TP es reducir tensiones que se encuentran en orden de los kV a tensiones que puedan ser manejadas por los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (Intelligent Electronic Devices-IED), tensiones por lo general estandarizadas en 110 V o 120 V (tensión línea-línea).

El devanado primario se conecta en paralelo al SEP en donde se desea conocer la tensión, mientras que en el devanado secundario se conectan en paralelo los instrumentos de medición y protección.

### **2.2.2 Requerimientos del Sistema de Protecciones**

Un requisito básico de los equipos de protección es que despejen la falla con suficiente rapidez para limitar los daños consecuentes en el sistema. Además, la eliminación de fallos debe ser lo suficientemente rápida para evitar un colapso total o parcial de la red eléctrica. [5]

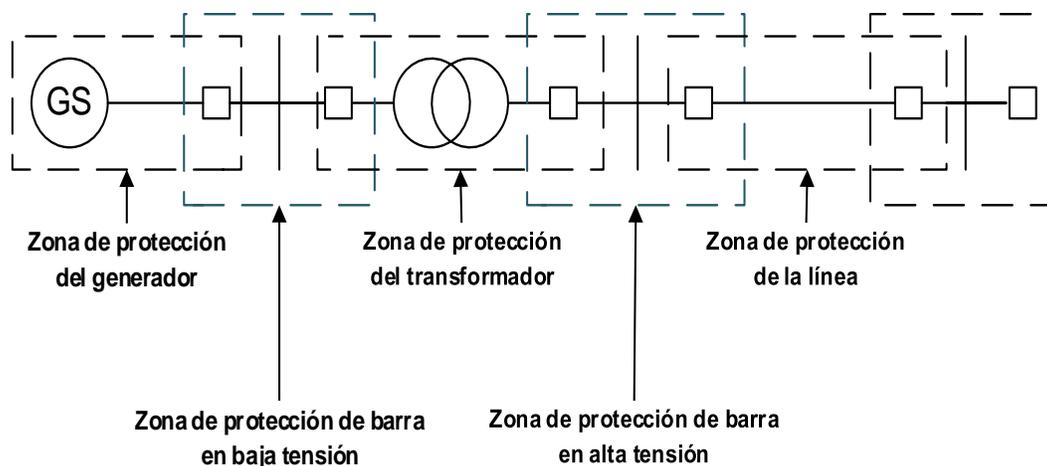
Una desconexión incorrecta del interruptor automático afectará negativamente al sistema de alimentación. Por lo tanto, se requiere una seguridad muy alta contra las aperturas innecesarias de los relés de protección. Las cuales pueden ser espontáneas o no seleccionables, entonces cabe la necesidad de respetar de manera estricta los requisitos de selectividad y fiabilidad de los relés de protección.

Es necesario también contar con funciones de autodiagnóstico con el fin de verificar el estado de las funciones de protección y garantizar su correcta actuación y mantenimiento. [3]

El diseño del sistema de protecciones que brinde las mayores prestaciones y confiabilidad debe considerar a su vez que tenga el menor costo posible.

### **2.2.3 Zonas de protección**

En un SEP no se puede dejar ninguna zona desprotegida, para darle mayor confiabilidad, se establecen zonas de protección. Cada elemento del SEP debe pertenecer a una zona de protección y para certificar que el elemento no sufra daños al momento de que ocurra una falla, es común traslapar las zonas de protección. Cabe destacar que la superposición de las zonas de protección se consigue mediante la correcta ubicación de los transformadores de corriente, y la construcción de una zona de protección de forma que una zona se superponga a la otra y no quede ninguna zona desprotegida. La Figura 2.1 ilustra las zonas de protección de los elementos del sistema.



**Figura 2.1 Zonas de protección en un SEP.**

**Fuente:** *Protective Relaying Principles and Application*, (Blackburn & Domin, 2008)

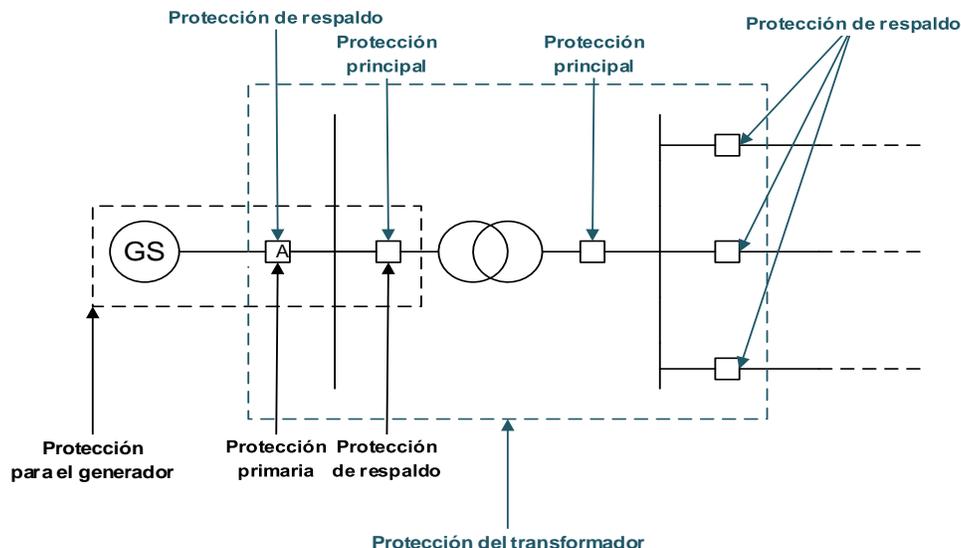
## 2.2.4 Tipos de Protecciones

**2.2.4.1 Protección Principal.** - Son relés ubicados dentro de una zona de protección determinada, ante un disturbio, esta protección es la primera en actuar, la cual se diseña para desconectar el mínimo número de elementos necesarios para aislar la falla.[6]

**2.2.4.2 Protección de Respaldo.** - Este tipo de protección está destinado a actuar cuando el sistema de protección principal sea deficiente al actuar ya sea por falla del relé para detectar la perturbación o falla al momento de realizar la apertura del interruptor.

El tiempo de actuación de las protecciones principales debe ser diferente del tiempo en el que operen las de respaldo, el relé que funcione como relé de respaldo se lo debe configurar con un retardo en el tiempo con respecto a los IED's principales. En la Figura 2.2 se observa los tipos de protecciones.

Cuando se realiza operaciones de mantenimiento a la protección principal, la protección de respaldo pasa a actuar como protección principal.



**Figura 2.2 Protección primaria y de respaldo en un SEP.**

Fuente: Elaboración propia

## 2.3 FALLAS Y PERTURBACIONES

Previo al análisis en detalle las múltiples formas de protección que se aplican a los elementos de un SEP, es necesario considerar el origen y los efectos de las fallas y otras perturbaciones que se puedan presentar en el sistema, de modo que se consiga apreciar la importancia de las medidas de protección. A continuación, se presentan los disturbios que se pueden producir en los principales elementos de un SEP.

### 2.3.1 Disturbios en Líneas de Transporte

Las líneas eléctricas son la parte del sistema que tiene más probabilidades de causar lesiones a las personas y también de causar daños a equipos y estructuras que no forman parte del sistema eléctrico.

Las líneas de transmisión son la parte más extensa y menos protegida del sistema eléctrico. Por lo tanto, la protección de la línea es uno de los sistemas de protección más importantes de todo el sistema de suministro de energía.

La probabilidad de fallas en la línea, causadas por rayos, es de 0,2 – 3 fallas por cada 100 km en un intervalo de tiempo de un año.[4]



Aproximadamente el 80% de las fallas de la línea son monofásicas a tierra, el 10% son fallas de dos fases a tierra, el 5% son fallas aisladas de dos fases, y 5% son fallos trifásicos. [4]

### **2.3.2 Disturbios en Transformadores**

Un transformador de potencia es un elemento importante y costoso en una red eléctrica, por lo tanto, es muy relevante que éste elemento posea una alta disponibilidad, para evitar perturbaciones en las redes eléctricas. Los transformadores tienen la posibilidad de que ocurra una falla violenta o un incendio que involucre equipos adyacentes.

Dentro de los disturbios de los transformadores se dan cortocircuitos, circuitos abiertos y sobrecalentamiento de los bobinados. Por lo general contra circuitos abiertos no se proporciona protección ya que este tipo de falla no es perjudicial, incluso en transformadores no atendidos tampoco se da protección contra sobrecalentamiento o sobrecarga. En su lugar se proporcionan alarmas con dispositivos térmicos para comandar ventiladores.

Existen protecciones mecánicas que logran cumplir con los mismos propósitos que la protección eléctrica, preservar la vida útil del transformador y detectan las fallas antes mencionadas.

### **2.3.3 Disturbios en Barras**

En las barras se pueden producir sobretensiones que son provocadas por maniobra para cualquier tipo de subestación, y las sobretensiones de impulso que se pueden ocasionar en las subestaciones de tipo exterior.

Las sobretensiones pueden tener en las barras puntos críticos en los lugares de cambio de impedancia característica.[6]

Los cortocircuitos suelen ser muy raros, debido a que las barras son los elementos más robustos de un SEP. Cuando se da un cortocircuito puede ser por aportes de las corrientes de falla de todos los elementos conectados a la barra.

Al aumentar la potencia de cortocircuito en la red, deben instalarse protecciones de barra independientes para limitar los daños en los fallos de la red. Un disparo retardado por fallas en la barra colectora también puede provocar inestabilidad en los generadores cercanos y el colapso total del sistema.



### 2.3.4 Disturbios en Generadores

Los generadores están propensos a actuar en condiciones anormales de funcionamiento, ya sea sobrefrecuencia, subfrecuencia, sobreexcitación, subexcitación, sobretensión, desbalance de corrientes, pérdida de fuerza motriz, pérdida de sincronismo, entre otras condiciones que pueden deteriorar a la máquina o alterar a todo el sistema.

En un SEP que opere en condiciones estables a frecuencia normal, la entrada total de potencia mecánica del primotor es la suma de las cargas conectadas, y todas las pérdidas de potencia real en el sistema. Una alteración sensible de este balance causa una condición de frecuencia anormal del sistema. La condición de baja frecuencia ocurre como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por la pérdida de generación esto es debido al decremento de velocidad del generador. Por otro lado, la condición de sobrefrecuencia ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga.

La sobreexcitación del generador ocurrirá cuando se supere la relación Volts/Hertz (1.05 pu). Esto se detecta con la protección V/Hz [2]

Una sobretensión excesiva en un generador ocurrirá cuando el nivel de esfuerzo del campo eléctrico excede la capacidad del aislamiento del devanado del estator en el generador. La protección a usarse es el relé de sobretensión.

Los campos resultantes son directamente proporcionales al voltaje y con respecto a la frecuencia son inversamente proporcionales, por lo tanto los altos niveles de densidad de flujo aparecerán debido a: una sobretensión, baja frecuencia o la combinación de ambos. Si la excitación de un generador síncrono se pierde, el generador absorbe Q (Potencia Reactiva) del sistema, opera en la región de subexcitación y provoca en el sistema problemas de estabilidad baja. Si se pierde todo el campo y el sistema puede suministrar Q sin una gran caída de tensión, entonces debe operar como generador de inducción, caso contrario se perderá el sincronismo. La pérdida de excitación puede ser cuasada por la ocurrencia de: un circuito abierto de campo, cortocircuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo. La alta corriente reactiva tomada por el generador del sistema causa sobrecarga en el devanado del estator lo que produce incremento de su temperatura.

La detección de la pérdida de campo está dada por el uso de relés de distancia para monitorear la variación de impedancia vistas desde el generador. Las condiciones del sistema que causan corrientes trifásicas desbalanceadas en un generador



producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Para la detección de estas fallas se colocan protecciones para condiciones de desbalance.

Otra anomalía puede ser la pérdida de fuerza motriz, esto ocurre cuando el suministro al imulsor primario se corta mientras el generador todavía está en línea haciendo que la máquina se comporte como un motor síncrono, la principal preocupación asociada a este fenómeno es el daño potencial frente a la fuerza motriz. Se usan varios métodos para detectar una pérdida de fuerza motriz dependiendo del tipo de máquina. El elemento responsable de esta medida es el relé de potencia inversa.

La condición de pérdida de sincronismo causa altas corrientes y esfuerzos en los devanados del generador. Los eventos de deslizamiento de los polos pueden también dar como resultado un flujo anormalmente alto en el hierro de los extremos del núcleo del estator, el cual puede llevar a un sobrecalentamiento y acortamiento en los extremos del núcleo del estator. La mejor forma para visualizar y detectar la pérdida de sincronismo es analizar las variaciones en el tiempo de la impedancia aparente como es vista en las terminales del generador o en las terminales de alta tensión del transformador elevador, esta variación en la impedancia puede ser detectada por relés de distancia.[2]

## **2.4 RELÉS DE PROTECCION**

Los relés son dispositivos digitales compactos que se conectan a través de los transformadores de medición a los sistemas de potencia con el propósito de reconocer una condición anormal particular del sistema e iniciar una acción de respuesta preplanificada.

Todos los relés, desde los más simples hasta los más complejos, están formados por elementos lógicos. En el más simple de los relés, éste puede ser sólo un elemento, por ejemplo, un simple dispositivo de sobrecorriente que reconocerá una corriente superior a una cantidad dada. En relés complejos, se necesitan muchos elementos lógicos para analizar la información entrante sobre el estado del sistema y para determinar la acción adecuada que se requiere. Esto implica a menudo hacer comparaciones de las magnitudes eléctricas, anotar la duración del tiempo o la repetición de las magnitudes y, finalmente, tomar una decisión con respecto a las características observadas.[3]

Este documento se centra en el estudio de los IED, debido a que son los que se instalan en la actualidad en los sistemas eléctricos, de acuerdo a la Figura 2.3 que ilustra la evolución del uso de los relés de protección.



**Figura 2.3 Evolución de los relés de protección.**

**Fuente:** “Industrial Power System” (Shoaib Khan 2008)

#### 2.4.1 Definición de IED

Dispositivo electrónico inteligente que está compuesto de microprocesadores, microcontroladores y software, el cual es utilizado para establecer las funciones de protección de un sistema eléctrico. Se conoce que los primeros sistemas de protecciones que se realizaron, estaban basados en tecnología electromecánica para proteger a sus equipos, posteriormente, esta tecnología cambió por equipos de estado sólido, quienes reemplazaron a los que usaban tecnología electromagnética, actualmente gracias al avance de la tecnología los sistemas de protecciones fueron evolucionando permitiendo el uso de los IED's.

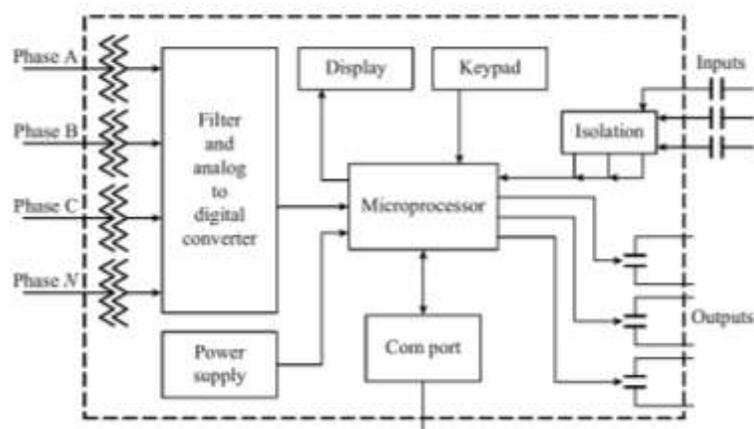
Ahora los IED's son los relés más empleados debido a su diseño compacto, grandes funcionalidades de protección en los cuales se realizan trabajos de monitoreo, control, protección y supervisión en un solo equipo.

Su medio de localización de fallas, mejora la confiabilidad y velocidad de operación, comparado con los relés electromecánicos y de estado sólido, estos dispositivos reportan eventos desde su ocurrencia hasta que la falla es revelada en el centro de control, almacenan los datos en una memoria volátil y cuando ocurre una pérdida de alimentación no se dan las pérdidas de datos. Además, poseen una capacidad de almacenamiento de información de manera analógica y digital que permite realizar análisis oscilográfico de la falla.

Poseen lógica de auto chequeo y diagnóstico, con conexión a alarmas externas en caso de falla interna e indicación luminosa en el relé. El costo al utilizar estos dispositivos dentro de un sistema de protecciones se ve enormemente compensado debido al gran número de funciones de protección, medición, control, monitoreo y comunicación que están agrupadas en el mismo elemento.[3]

## 2.4.2 Arquitectura típica de los IED

Los relés inteligentes son fabricados con diferentes módulos definidos para funciones específicas, en la Figura 2.4 se puede observar los diferentes componentes del relé.



**Figura 2.4** Esquema interno de un relé inteligente.

**Fuente:** “Protection of Electricity Distribution Networks” (Gers and Holmes 2011)

Los principales tipos de módulos son:

### 2.4.2.1 Microprocesador

Es el elemento responsable de procesar los algoritmos de protección. Este elemento incluye un módulo de memoria que se compone de dos partes:

**RAM** (Random Access Memory), el cual tiene varias funciones, incluyendo la retención de los datos entrantes que se introducen en el procesador y que son necesarios para almacenar información durante la compilación del algoritmo de protección.[7]

**ROM** (Read Only Memory) o programmable ROM (PROM) que se utiliza para almacenar programas de forma permanente.[7]

### 2.4.2.2 Elemento de Entrada

Las señales analógicas provenientes de la subestación son enviadas al microprocesador, el modelo típico contiene: filtros analógicos, acondicionador de señal normalizada y un convertidor digital analógico.[7]

### 2.4.2.3 Elemento de Salida

Este elemento se encarga de condicionar las señales de respuesta del microprocesador para enviarlas a los elementos externos. Se envía un pulso que crea una señal de respuesta y un acondicionador de señales que amplifica y aísla el pulso.

### 2.4.2.4 Módulo de Comunicación

Contiene puertos en serie y paralelos que facultan la interconexión de los relés de protección con el puesto de control.

## 2.5 IED'S IMPLEMENTADOS EN LA CENTRAL SAUCAY

Los IED's que se encuentran implementados para proteger las unidades de generación de la central Saucay son los REG 670 y para la protección de los transformadores se tienen instalados los IED's RET 670, los cuales se describen a continuación.

### 2.5.1 IED REG670



**Figura 2.5 IED REG670.**

**Fuente:** Manual Del Operador (ABB 2012)

Aparato electrónico inteligente que proporciona la protección y monitorización para generadores, propulsores primarios y transformadores elevadores en centrales hidráulicas, de bombeo, ciclos combinados de gas, vapor y cogeneración. Con un rendimiento excelente, flexibilidad y extensibilidad desempeña las necesidades requeridas en cada punto del sistema tanto para las nuevas instalaciones como para las actualizaciones.

Las funciones incorporadas brindan selectividad y sensibilidad; La protección diferencial de generador brinda rápidos criterios de detección de faltas, con un tiempo típico de operación de 15 ms lo que asegura que el IED posee un alto nivel de seguridad.

El relé integra algoritmos paralelos con lógica y comunicación avanzadas. Hasta 24 entradas analógicas que permiten la integración de las funciones principales y de respaldo en un IED. Alternativamente, objetos adicionales, tales como transformadores, pueden ser incluidos en el ámbito de la protección del generador. Esto permite la duplicación completa de la protección en la unidad principal y la de respaldo. Lo que reduce el número de IED's necesarios para proteger la estación de generación por completo, incrementando la disponibilidad al mismo tiempo.

En su parte frontal el IED tiene una pantalla HMI que proporciona acceso fácil a información, la cual consta de los siguientes elementos, los mismos que están señalados en la Figura 2.6

1 LED de indicación de estado

2 LCD

3 LED de indicación

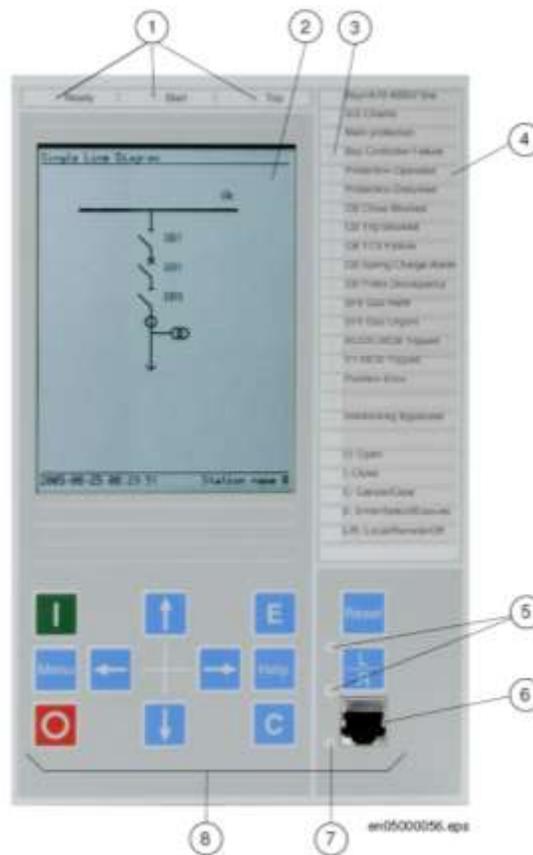
4 Etiqueta

5 LED locales/remotos

6 Puerto RJ45

7 LED de indicación de comunicación

8 Teclado



**Figura 2.6 IED REG670.**

**Fuente:** Manual Del Operador (ABB 2012)

Este IED posee un amplio rango de protocolos de comunicación lo que hace posible conectarse a cualquier sistema de control y monitoreo. Entre los protocolos con los que cuenta el IED se tienen: IEC 61850-8-1, LON, SPA o IEC 60870-5-103, y DNP 3.0.[8]

La Figura 2.7 muestra el diagrama unifilar del relé, los módulos de protección, los que son para control, monitoreo y los que sirven para realizar la medición, a la vez las señales de entrada que son requeridas para la actuación del equipo de protección.

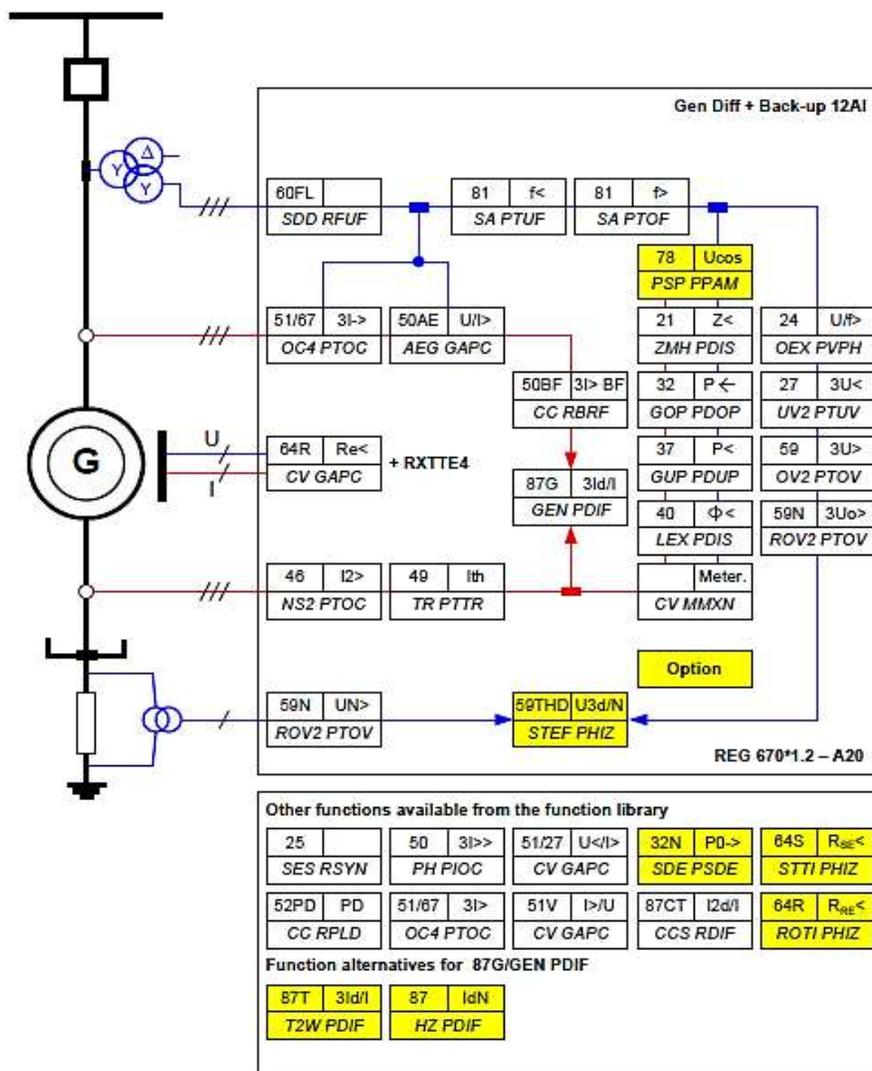


Figura 2.7 Esquema interno del IED REG670 (A20).

Fuente: Product Guide (ABB 2012)



## 2.5.2 IED RET670

Es un IED de protección, control y supervisión con amplia biblioteca de funciones y posibilidades de configuración, y diseño de "hardware" ampliable utilizado para protección de transformadores de potencia, transformadores automáticos, reactancias en derivación, protección en T, bloques de generador-transformador, transformadores de desplazamiento de fase, sistemas menores de barras, transformadores de dos y tres devanados con hasta seis entradas estabilizadas y para disposiciones de interruptores simples o múltiples

El IED del transformador está diseñado para funcionar correctamente en un amplio margen de frecuencia, para adaptar las variaciones de frecuencia de la red de energía eléctrica durante perturbaciones, arranque y parada del generador. El IED puede también disponer de una funcionalidad de enclavamiento y control total, incluyendo la cooperación con la función de comprobación de sincronismo,

La protección diferencial del transformador de dos devanados (T2WPDIF) y la protección diferencial del transformador de tres devanados (T3WPDIF) están integrados con concordancia de relación de TC internos, compensación de grupo vectorial y eliminación de corriente de secuencia cero. La función puede disponer de hasta seis juegos trifásicos de entradas de corriente. Todas las entradas de corriente cuentan con funciones de limitación de la polarización en porcentaje, por lo que el RET 670 se puede utilizar para transformadores de dos o tres devanados en disposiciones de estaciones de interruptor múltiple.

Cada IED está provisto de una interfaz de comunicación que le permite conectarse a uno o varios niveles en los sistemas de la subestación o equipos. Están disponibles los siguientes protocolos de comunicación:

- Protocolo de comunicación IEC 61850-8-1
- Protocolo de comunicación LON
- Protocolo de comunicación SPA o IEC 60870-5-103
- Protocolo de comunicación DNP3.0

En su parte frontal el IED tiene una interfaz persona-máquina local, la cual está equipada con una LCD que puede mostrar el diagrama unifilar con hasta 15 objetos, la placa frontal está dividida en zonas como se puede apreciar en la Figura 2.8, cada una de ellas tiene una función definida:

- LED de indicación de estado
- LED de indicación de alarma que consta de 15 LED (6 rojos y 9 amarillos) con una etiqueta que puede imprimir el usuario.
- Pantalla de cristal líquido (LCD)
- Teclado con botones para fines de control y navegación, conmutador para seleccionar entre control local y remoto, y reposición
- Un puerto de comunicación RJ45 aislado

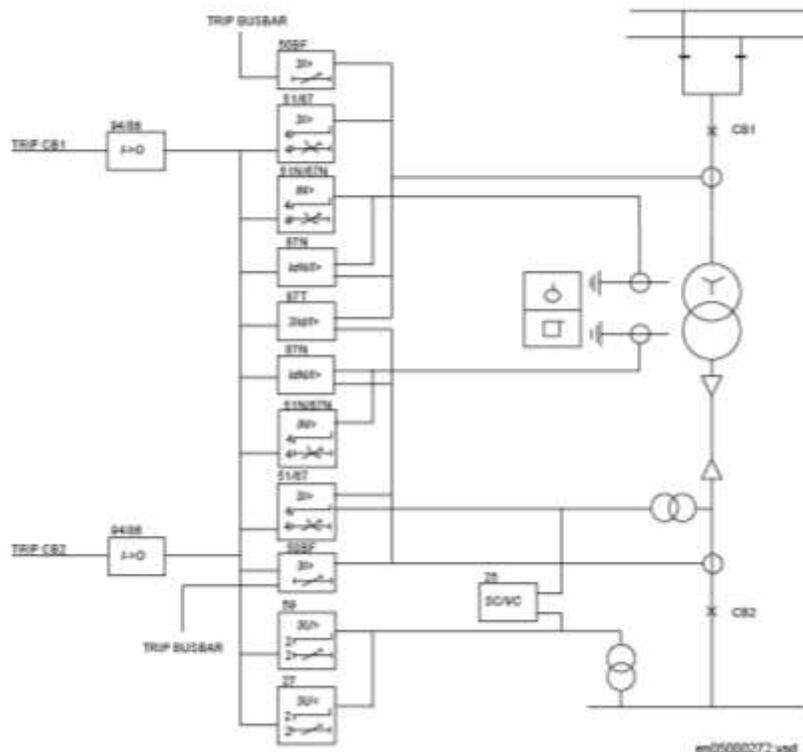


**Figura 2.8 IED RET670.**

**Fuente:** Manual del Usuario (ABB 2012)

### 2.5.2.1 Esquema interno

La Figura 2.9 ilustra el diagrama unifilar con, los módulos de protección, los que dispone para el control, monitoreo y aquellos destinados a la medición de magnitudes, que posee el IED RET670, así como las señales de entrada.



**Figura 2.9 Esquema interno del IED RET670.**

**Fuente:** Manual del Usuario (ABB 2012)

## 2.6 REQUERIMIENTOS DE PROTECCIÓN

### 2.6.1 Protección del generador

El generador debe tener un sistema de protecciones que abarque todas las posibles fallas o disturbios de cualquier índole, que sean tanto internas, asimismo como aquellas fallas que se presentan en la red. Cuando el generador sufre algún daño, los tiempos ya sea de reparación o reemplazo son altos, lo que conlleva a la central a tener lucro cesante por la no generación de energía eléctrica y por ende sufrir pérdidas económicas significativas.

Según la norma C37.102 IEEE, se presentan a continuación las recomendaciones de los requisitos de protección, las aplicaciones y la filosofía de configuración para evaluar la necesidad, seleccionar y aplicar la protección adecuada.

#### 2.6.1.1 Protección Térmica del Estator del Generador

La protección térmica para el núcleo del estator del generador y los devanados se puede proporcionar para las siguientes contingencias:



### a) Sobrecarga del generador

La capacidad de salida continua de un generador se expresa en kilovoltios-amperios (kVA) promedio disponible en los terminales a una frecuencia, voltaje y factor de potencia especificados. En general, los generadores pueden funcionar con éxito a kVA nominal, frecuencia y factor de potencia para una variación de tensión del 5% por encima o por debajo de la tensión nominal.

En condiciones de emergencia, se permite exceder la capacidad de salida continua durante un corto período de tiempo. De acuerdo con la norma IEEE Std C50.13, la capacidad térmica de corto plazo de la armadura viene dada por lo siguiente:

**Tabla 2.1: Capacidad de sobrecarga en casos de emergencia según la norma C50.13 IEEE**

**Fuente:** Elaboración propia

Sobrecarga del generador en función del tiempo.				
Tiempo (seg)	10	30	60	120
Corriente de Armadura (porcentaje)	218	150	127	115

Donde el 100% de corriente es la corriente nominal de la máquina[9]

Las protecciones que se aplican son las siguientes:

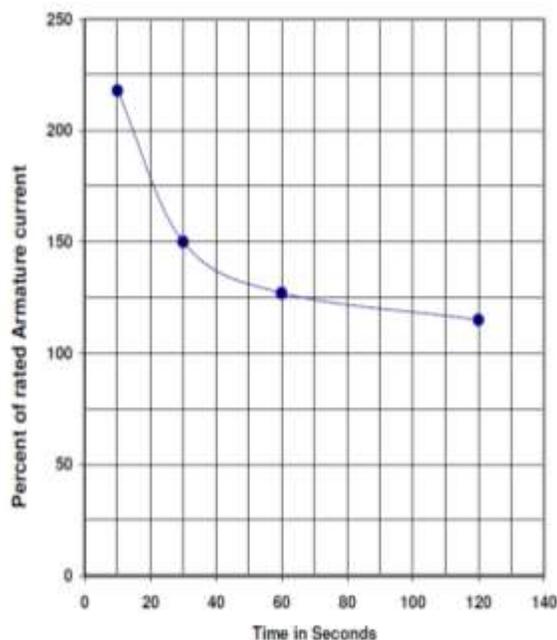
- **Protección de la temperatura de bobinado**

A la mayoría de los generadores se les instala con una serie de sensores de temperatura para monitorizar los devanados del estator. Estos son generalmente detectores de temperatura de resistencia (RTDs) que detecta la temperatura por el cambio de resistencia del sensor y termopares (TCs) que detectan la temperatura por el cambio en la tensión termoeléctrica inducida en la unión TC.[9]

- **Protección contra sobrecorriente**

En algunos casos, la protección de sobrecarga del generador se puede proporcionar mediante el uso de un relé de sobrecorriente controlado por torque que está coordinado con la curva de capacidad de tiempo corto IEEE C50.13 de la Figura 2.10. Este relé consiste en una unidad de sobre-corriente instantánea y una unidad de sobre-corriente temporizada que tiene una característica extremadamente inversa. La unidad instantánea está configurada para actuar en 115% de la corriente a plena carga y se emplea para controlar el torque de la unidad de sobrecorriente

de tiempo. La unidad instantánea de pérdida de señal debe ser del 95% o superior de la configuración del pickup.



**Figura 2.10 Curva de capacidad térmica de corto plazo de la turbina-generador para carga trifásica equilibrada.**

**Fuente:** *Guide for AC Generator Protection ( IEEE Std C37.102-2006 )*

La unidad de sobrecorriente temporizada está configurada para captar entre el 75% y el 100% de la corriente a máxima carga, y se escoge una configuración de tiempo para que el tiempo de funcionamiento del relé sea de 7s al 218% de la corriente a máxima carga. De esta manera, el relé no actúa por sobrecarga inferior al 115% de la corriente a máxima carga.[9]

Se recomienda una alarma de sobrecarga para dar al operador la oportunidad de reducir la carga de manera ordenada. Esta alarma no debe dar alarmas molestas por fallas externas y debe coordinarse con la protección de sobrecarga del generador si se proporcionara esta protección.

#### **b) Fallo de los sistemas de refrigeración**

El núcleo del estator y los devanados del generador pueden ser enfriados por aire, aceite, hidrógeno o agua. Si se trata de refrigeración directa, el refrigerante está en contacto directo con los conductores que producen calor del devanado del estator. Cuando se realiza refrigeración indirecta o convencionalmente, el refrigerante enfría



al generador por medio de la transferencia de calor a través del aislamiento. Para cualquier tipo de generador, una falla del sistema de enfriamiento puede resultar en un rápido deterioro del aislamiento de la laminación del núcleo del estator y/o de los conductores y del aislamiento de los bobinados del estator.

La protección generalmente se usa en forma de sensores como RTDs, TCs, y sensores de flujo y presión para monitorear las temperaturas del devanado, el flujo o la presión del refrigerante.

### **c) Puntos calientes localizados**

Los puntos calientes localizados en el núcleo del estator pueden producirse por fallos en el aislamiento del laminado causados por un mal funcionamiento, por vibraciones debidas a la dilatación, por objetos extraños dejados dentro de la máquina, por daños en los componentes de la máquina durante la instalación o el mantenimiento, o por objetos que normalmente forman parte de la máquina (como una tuerca, cuña, etc.), pero se separan de su posición normal y se mueven hacia el núcleo.

Un medio para detectar puntos calientes en generadores enfriados por aire es el uso de RTDs y/o de TCs insertados en ubicaciones estratégicas. Dado que no es posible ni práctico cubrir todo el núcleo y los devanados con estos detectores, este enfoque puede proporcionar sólo una detección parcial de los puntos calientes.

En los generadores enfriados por hidrógeno, la presencia, pero no la ubicación exacta de los puntos calientes locales, puede detectarse mediante el uso de un monitor de núcleo del generador. El monitor central es un detector de partículas de iones que se conecta a un generador de manera que permite que un flujo constante de gas refrigerante pase a través del monitor.

Bajo condiciones normales, el refrigerante de gas no contiene partículas que puedan ser detectadas por el monitor. Sin embargo, cuando se produce un sobrecalentamiento, la descomposición térmica de material orgánico, pintura epoxi, esmalte para laminación de núcleos u otro material aislante produce un gran número de partículas. Estas partículas de tamaño submicrónico son detectadas por el monitor.

La ubicación general del punto caliente puede determinarse mediante análisis de laboratorio de las partículas y mediante el uso de recubrimientos selectivos en diversas partes de la máquina.

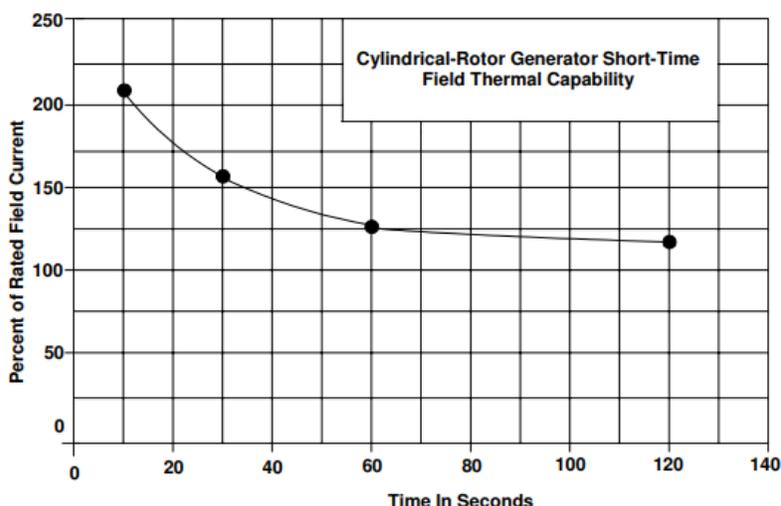
### 2.6.1.2 Protección térmica de campo

La protección térmica de campo del generador se divide en dos categorías, como se detalla a continuación:

#### a) Protección del devanado de campo

El devanado de campo funciona normalmente para la capacidad en KVA nominal o menor, a un voltaje y factor de potencia nominal, cuando se reduce el factor de potencia, la salida del generador debe mantener la corriente de campo dentro de los límites determinados por la curva de capacidad.

En condiciones anormales, como cortocircuitos y otras perturbaciones del sistema, está permitido superar estos límites durante un corto período de tiempo de acuerdo a la norma IEEE Std C50.13. La Figura 2.11 muestra un diagrama de esta capacidad de tiempo corto. Se usa esta característica para evitar daños térmicos en el circuito de bobinado de campo.



**Figura 2.11 Capacidad térmica de corto tiempo del campo del generador.**

**Fuente:** *Guide for AC Generator Protection ( IEEE Std C37.102-2006 )*

- **Protección Térmica**

Debido a que es imposible colocar sensores de temperatura de forma directa en los devanados de campo, se realiza el control aproximado calculando la resistencia de campo, usando lecturas simultáneas de corriente de campo y voltaje. Este método, descrito en la norma IEEE Std 67, sólo da una indicación de la temperatura media a lo largo de todo el proceso y no la temperatura del punto caliente.



Además, este método no es aplicable a los sistemas de excitación sin escobillas en los que el campo principal real la corriente y el voltaje no están disponibles para la medición.

- **Protección contra sobreexcitación de campo**

Se puede realizar esta protección utilizando la curva de capacidad de tiempo corto de la Figura 2.11. Existen varios esquemas diferentes disponibles que utilizan relés o elementos de control en sistemas de excitación, o ambos.

### **b) Protección del cuerpo del rotor principal, cuñas, anillo de retención y bobinado del amortiguador**

No existen métodos sencillos para la protección térmica directa del rotor. Se utilizan varios métodos indirectos para aproximar las temperaturas del rotor o para actuar directamente sobre las cantidades que podrían provocar temperaturas excesivas en el rotor.

Los esquemas de protección para el rotor están, por lo tanto, dirigidos a las causas potenciales de daños térmicos. Por ejemplo, corrientes de secuencia negativa en el estator, pérdida de la excitación o la pérdida de sincronismo pueden causar temperaturas excesivas en el rotor debido a las corrientes de circulación en varias trayectorias del cuerpo del rotor.

### **2.6.1.3 Protección contra fallos del estator del generador**

Para fallos en o cerca del generador que producen altas magnitudes de corrientes de cortocircuito, normalmente se utiliza alguna forma de protección de alta velocidad para disparar y apagar la máquina lo más rápido posible con el fin de minimizar el daño. Cuando se utilizan impedancias externas para limitar las corrientes de falla a unos pocos amperios, pueden justificarse formas de protección más lentas. En ciertos casos, puede estar justificado considerar el uso de métodos de desexcitación rápida que producen una caída más rápida de las corrientes de falla.[9]

#### **a) Protección de fallo de fase**

Se utiliza un relé diferencial de alta velocidad para proteger contra fallas de fase de los devanados del estator del generador, este relé puede detectar fallas trifásicas, fallas de fase a fase, fallas de doble fase a tierra y algunas fallas monofásicas a tierra, dependiendo del tipo de conexión a tierra del generador, pero no detectará fallas de vuelta a vuelta en la misma fase ya que no hay diferencia en la corriente que entra y sale del devanado de fase, tampoco detectará fallas a tierra del estator en generadores con conexión a tierra de alta impedancia. La alta impedancia



normalmente limita la corriente de falla a niveles considerablemente inferiores a la sensibilidad práctica del relé diferencial.

Se utilizan tres tipos de relés diferenciales de alta velocidad para la detección de fallos de fase en el estator: diferencial porcentual, diferencial de alta impedancia y diferencial auto equilibrado.

## **b) Protección de fallas a tierra**

Los esquemas de relés diferenciales pueden detectar algunas fallas de fase a tierra del estator dependiendo de cómo esté conectado a tierra el generador. Cuando el nivel de corriente de falla de tierra está limitado por debajo de la corriente de carga nominal del generador, una gran parte del generador puede estar desprotegido.

El grado de protección de la falla de tierra que proporcionan estos esquemas está directamente relacionado con la forma en que se conecta a tierra el generador y, por lo tanto, con la magnitud de la corriente de falla de tierra disponible. Debido a que la corriente de falla a tierra disponible puede ser pequeña o limitada a valores bajos, es práctica común proporcionar una protección de falla a tierra sensible separada para los generadores. Dependiendo de la conexión a tierra del generador la protección proporcionada puede incluir tanto los relés principales como de respaldo o puede ser utilizada para completar la protección que pueda ofrecer los relés diferenciales. Algunos tipos de fallas a tierra del estator al 100% requieren relés para cada neutro.

### **2.6.1.4 Protección del campo del rotor del generador**

El circuito de campo de un generador es un sistema sin conexión a tierra. Como tal, una sola falla a tierra generalmente no afectará la operación de un generador. Sin embargo, si se produce una segunda falla a tierra, una parte del devanado de campo se cortocircuitará, produciendo así flujos de entrehierro desequilibrados en la máquina. Estos flujos desequilibrados pueden provocar vibraciones en el rotor que pueden dañar rápidamente la máquina; además, el devanado desequilibrado del rotor y las temperaturas del cuerpo del rotor causadas por corrientes de devanado no equilibradas en el rotor pueden provocar vibraciones dañinas similares.

La probabilidad de que ocurra la segunda falla a tierra es mayor que la primera, ya que la primera falla a tierra establece una referencia de tierra para los voltajes inducidos en el campo por los transitorios del estator, aumentando así la tensión a tierra en otros puntos de la bobina de campo.

Se protege con los siguientes métodos de detección de los campos a tierra:



- Una fuente DC
- Escobillas planas
- Para máquinas sin escobillas con telemetría
- Inyección de voltaje de onda cuadrada de baja frecuencia

### **2.6.1.5 Condiciones de operación anormal del generador**

Se analizan los medios típicos para detectar estas anomalías de funcionamiento, las condiciones y las prácticas de actuación, para los siguientes casos:

#### **a) Pérdida de campo**

La fuente de excitación de un generador puede ser retirada total o parcialmente debido a incidentes tales como disparo accidental de un interruptor de campo, circuito abierto de campo, cortocircuito de campo (flameo de los anillos colectores), falla del sistema de regulación de voltaje, o la pérdida de suministro al sistema de excitación. Cualquiera que sea la causa, una pérdida de excitación puede presentar serias condiciones de operación tanto para el generador como para el sistema.

El hidrogenerador normal puede transportar del 20% al 25% de la carga normal sin corriente de campo y no perder sincronismo[9]. La capacidad de carga real es una función de las características de la máquina y del sistema. Además, la operación con un campo casi nulo y una carga reducida es a veces necesaria para aceptar la corriente de carga de la línea. Sin embargo, si ocurre una pérdida de campo cuando un hidrogenerador está operando a carga completa, se producirá una pérdida de campo. Las corrientes altas del estator y de campo inducido pueden dañar el devanado del estator, los devanados de campo y/o los devanados del amortiguador, y la unidad impondrá un envío de señal al sistema.

Para la protección se utiliza relés de distancia para detectar el cambio de los valores de la impedancia vista desde los terminales del generador. Hay dos tipos de esquemas de relés de distancia utilizados para detectar las impedancias observadas durante la pérdida de campo: el sistema que utiliza un elemento mho de compensación negativa, y el sistema que utiliza un elemento mho de compensación positiva con supervisión de unidad direccional.

#### **b) Corrientes desbalanceadas**

Las causas más comunes de las corrientes trifásicas desequilibradas en un generador son las asimetrías del sistema (líneas no transpuestas), cargas desequilibradas, sistema desequilibrado fallas y fases abiertas. Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa que



provocan una corriente de doble frecuencia en el rotor, los anillos de retención, los casquillos de ranura y, en menor medida, en el devanado de campo. Estas corrientes del rotor pueden causar temperaturas altas y posiblemente peligrosas en un tiempo muy corto.

## **2.6.2 Protección del transformador**

El transformador es considerado como un elemento primordial en un sistema eléctrico, de igual manera que el generador, esta propenso a fallas internas o externas que pueden causar graves daños al equipo y al sistema eléctrico en general. Se debe tener en cuenta que el funcionamiento en condiciones anormales produce daños como por ejemplo el calentamiento que puede ser producido por sobrecarga reduce el tiempo de vida útil del mismo.

Debido a la estructura constructiva del transformador, puede sufrir daños eléctricos y mecánicos por lo tanto se requiere del uso de protecciones de los dos tipos. Las fallas más comunes en los transformadores son los cortocircuitos entre fase y tierra y entre espiras que son menos comunes.

Existen diferentes tipos de protecciones de transformadores, por lo general pueden estar protegidos por fusibles, relés de sobre corriente, relés diferenciales y relés de presión, para lo cual se realizan las mediciones de temperatura de los devanados y análisis del aceite aislante.

Dentro de las Protecciones eléctricas se tienen las siguientes:

### **2.6.2.1 Protecciones de sobrecorriente**

Se deben distinguir las fallas externas de las internas, y esto se realiza con relés de sobrecorriente, cuando una falla externa no se elimina a tiempo puede sobrecalentar los devanados del transformador y degradar el aislamiento.

Las fallas internas pueden provocar incendios y daños estructurales, la protección para estos casos puede ser mediante relés de sobrecorriente de retardo de tiempo.

La protección para los transformadores se puede proporcionar mediante fusibles, relés de sobrecorriente instantáneos y de retardo de tiempo o relés diferenciales.

#### **a) Protecciones con Fusibles**

Los fusibles protegen a los transformadores hasta un rango no mayor a 2.5MVA. [10]. La capacidad de interrupción del fusible debe exceder la corriente máxima de cortocircuito a la que se pedirá la interrupción del fusible, es decir, el rango del



fusible debe ser superior al 150% de la carga máxima. Al considerar la coordinación, se deben tomar en cuenta los factores de temperatura ambiente, carga previa y ajuste del recierre.

La relación de velocidad del fusible se define como la relación entre los valores mínimos de corriente de fusión en dos tiempos muy separados.

### **b) Relés de sobrecorriente de retardo de tiempo**

Este tipo de relés nos permiten tener una protección contra sobrecargas excesivas o fallas externas que persisten a lo largo del tiempo. La configuración del pickup suele ser del 115%. [10] de la sobrecarga máxima aceptable. Los relés de sobrecorriente deben coordinarse con los dispositivos de protección de lado de baja.

### **c) Relés instantáneos**

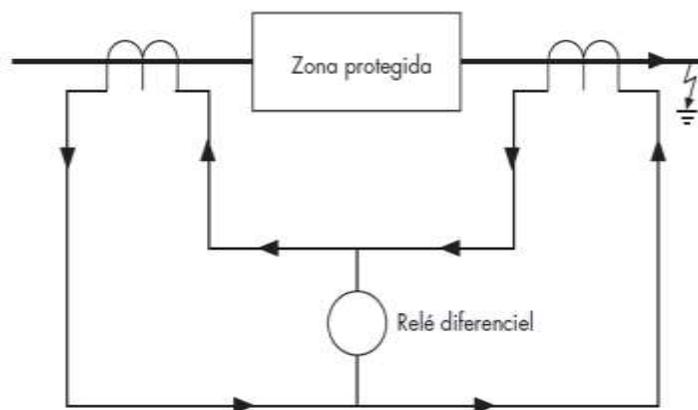
Este tipo de relés no deben funcionar en el arranque o en fallas del lado de baja. La corriente de magnetización máxima en un transformador puede ser tan alta como 8 a 10 veces la corriente máxima de carga máxima.[10] Dado que el relé verá fallas en el lado de baja, uno debe considerar estas fallas cuando están completamente compensadas.

## **2.6.2.2 Protecciones diferenciales de transformadores de potencia**

Las protecciones diferenciales protegen de forma eficiente a los transformadores debido a su confiabilidad.

La protección diferencial actúa como protección principal en caso de que se produzca una falla en sus devanados. Comúnmente la protección diferencial (87T) es una protección de unidad, pero dependiendo de la configuración de la central puede utilizarse como una protección de grupo. [3]

La operación es a través de la medición de la corriente circulante comparando el valor de corriente que fluye en la zona protegida, la corriente entrante y la saliente, y al descubrir que las dos corrientes difieren, se confirma la existencia de una avería en el espacio de la zona protegida, la forma de conexión se presenta en la Figura 2.12.



**Figura 2.12 Protección diferencial 87T.**

**Fuente:** Manual técnico. MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391.

La protección diferencial para el transformador opera en base a la curva de restricción de operación, de esta manera se evitan actuaciones innecesarias debidas a las corrientes de magnetización en el transformador de potencia o también las corrientes que son interpretadas como corrientes diferenciales, pero en realidad son corrientes de saturación en los TC's.

### **2.6.2.3 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada de fase (50/51)**

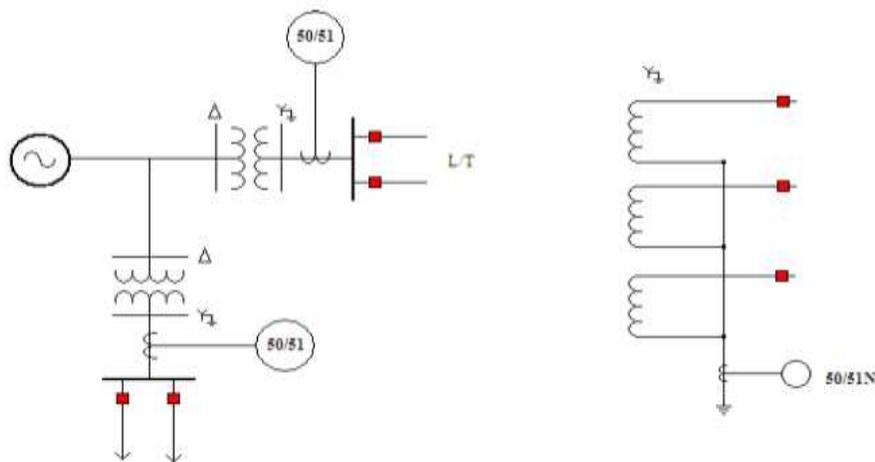
Los altos niveles de corriente de cortocircuito pueden causar daños al aislamiento de los devanados; para prevenir esto, se debe utilizar la protección de sobrecorriente, de modo que mida permanentemente la corriente que circula en cada fase.

Esta protección debe actuar cuando la corriente de falla ponga en riesgo al transformador, ya sea que la falla se dé en el transformador o en la línea de transmisión.

### **2.6.2.4 Protección de sobrecorriente instantánea/temporizada residual (50N/51N)**

La protección residual mide la corriente que atraviesa el neutro del bobinado conectado en Y a tierra del transformador, para descubrir la presencia de corrientes de secuencia cero, las que puedan causar averías en el transformador al momento de producirse una falla a tierra.

La Figura 2.13 ilustra la forma de ubicación de las protecciones de sobrecorriente de fase y residual.[11]



**Figura 2.13 Protecciones de sobrecorriente 50/51 y 50N/51N para el transformador.**

**Fuente:** Protección de generadores eléctricos mediante relés microprocesados multifuncionales. (I. Calero, 2008)

#### 2.6.2.5 Protección de sobrecarga térmica (49)

Todo transformador está creado para resistir un valor determinado de corriente de carga, al sobrepasar este nivel, la máquina pasa a funcionar en una condición de sobrecarga, lo que causa pérdidas de potencia y elevaciones de temperatura, provocando daños en los aislamientos de los devanados.

La protección térmica del transformador, se puede aplicar utilizando dos métodos de protección cada uno con su esquema respectivo, los cuales son utilizados para evitar que los niveles de temperatura superen los límites establecidos.

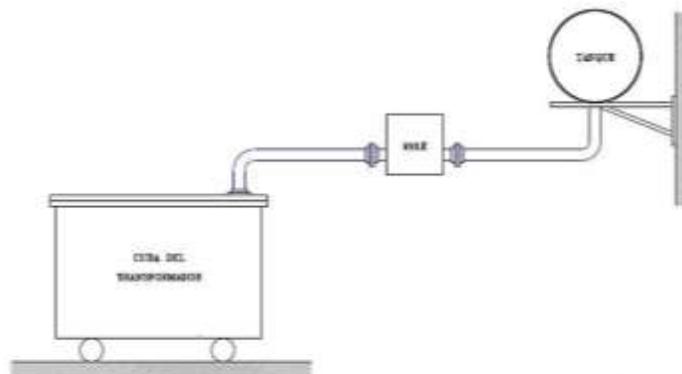
Para el monitoreo continuo de la temperatura de los devanados, se usa sensores RTD's (detectores de temperatura resistivos). Cuando hay un cambio en la resistencia del sensor, se determina el valor de temperatura de los RTD's.

También existe la posibilidad de utilizar un relé tipo réplica, el que usa un modelo térmico para realizar la estimación del calor contenido en el transformador. El modelo térmico mide la corriente que atraviesa el devanado del estator y si la temperatura es mayor al valor seleccionado como límite, la protección opera

Las protecciones mecánicas del transformador se detallan en los siguientes puntos de este capítulo.

### 2.6.2.6 Protecciones de Buchholz

Este tipo de protecciones se usan en transformadores con tanques conservadores, la protección actúa de forma instantánea en el caso de que se produzcan fallas severas y su sensibilidad con fallas que expulsan gas es muy alta. En la Figura 2.14 se observa la utilización de un relé buchholz.



**Figura 2.14 (Relé de Buchholz)**

**Fuente:** Ingeniería Eléctrica Explicada. (Lucas G. Bruno, 2009).

El relé está compuesto de uno o dos flotadores instalados sobre un pivote metálico y contenidos en un pequeño recipiente hermético el que se ubica en la tubería que conduce el gas que proviene del tanque principal hasta llegar al tanque conservador. Cada flotador tiene de un interruptor de mercurio que detecta cambios en su posición.

El relé tiene la capacidad de detectar cuando se produce ruptura de gases aislantes debido a los esfuerzos eléctricos o a la aparición del arco eléctrico. La descomposición del dieléctrico produce gases tales como hidrógeno, monóxido de carbono e hidrocarburos livianos. Dichos gases son expulsados lentamente cuando hay fallas menores (el relé da una alarma) y rápidamente cuando hay fallas con arcos más severos (el relé da la señal de disparo) a los interruptores de baja y alta tensión.[12]

Este tipo de protección detecta las siguientes fallas:

1. Puntos calientes en el núcleo, los que son producto de cortocircuitos entre las láminas.



2. Fallas en el aislamiento de los tornillos del núcleo.
3. Fallas entre espiras.
4. Fallas entre devanados (entre fases o a tierra).
5. Uniones o juntas defectuosas.
6. Pérdidas de aceite por fugas en la cuba.
7. Fallas severas a tierra.

### **2.6.2.7 Relés de presión súbita**

Estos relés detectan cambios súbitos en la presión del transformador o gas debidos a fallas internas. El relé de presión súbita tiene una característica de tiempo inverso. El tiempo de operación para fallas severas es corto.

Es posible medir los cambios con relés ubicados encima del nivel de aceite del transformador que detectan los cambios en la presión del gas. El relé ubicado abajo del nivel de aceite mide un cambio en la presión del aceite. Todos los relés son calibrados de manera exacta la presión con el fin de prevenir falsas actuaciones.[13]

### **2.6.2.8 Protección del tanque a tierra (Howard)**

Se emplea para ocasiones en las que el tanque del transformador no tiene conexión directa a tierra. Un TC es colocado entre el tanque y la tierra y se conecta un relé de sobrecorriente instantáneo o temporizado en el secundario del TC.

## **2.7 ANÁLISIS DE DISTURBIOS PRESENTADOS EN LA CENTRAL**

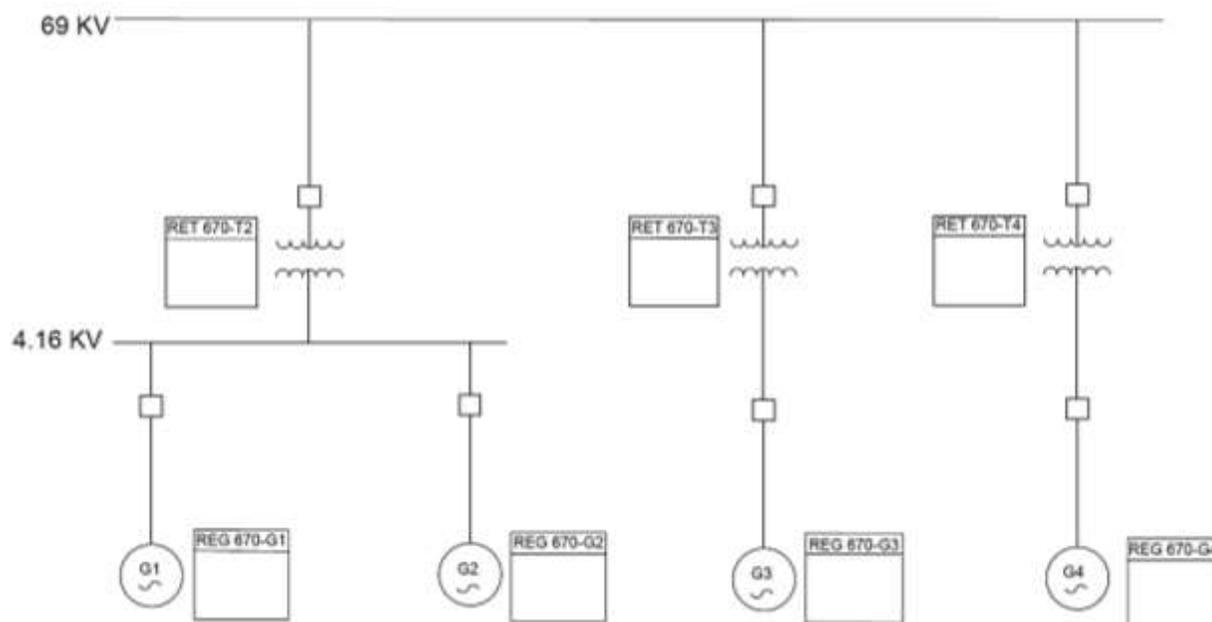
El registro de perturbaciones es un recurso muy importante de evidencia para el análisis de cada evento suscitado en el sistema de potencia. La información obtenida de los registros es útil para mantener el continuo monitoreo del comportamiento de las protecciones y ayudar a establecer un correcto desempeño garantizando los márgenes de operación del sistema eléctrico durante las averías.

Los relés de protección son capaces de detectar perturbaciones, almacenando todas las señales digitales y analógicas en su memoria. Dicha información se puede usar para verificar la ocurrencia de una falla, determinar su tiempo de duración, obtener magnitudes de corriente y voltaje durante la avería, definir la ubicación y tipo de falla y evaluar el desempeño de los relés, así como la actuación de los elementos de seccionamiento e interconexión. De esta manera se logra obtener

mejores criterios de coordinación y enfoque en la calibración de la protección que ha actuado con mayor frecuencia.

Los datos presentados del registro de las perturbaciones y eventos, fueron obtenidos del registro de perturbaciones que dispone cada IED a través de la herramienta PCM600, la cual permite obtener los reportes almacenados.

La Figura 2.15 muestra los relés instalados en la central Saucay, los cuales protegen a los cuatro grupos de generadores y a los tres transformadores existentes en la subestación.



**Figura 2.15** Esquema representativo de las conexiones de los relés instalados en la central.

**Fuente:** Elaboración propia

Los datos presentados corresponden a los disparos suscitados en los últimos cuatro años, en los cuales se presenta: la fecha, el tipo de protección que actuó y la razón que provocó la falla, esta información se obtuvo ingresando al software PCM600 y se la verificó con los datos que reposan en las bitácoras llenadas diariamente por los operadores del centro de control de la central. Las siguientes tablas corresponden a los relés respectivos de los generadores y transformadores existentes en la central.

**Tabla 2.2: Disparos del relé REG 670 – G1**

Fuente: Elaboración Propia

<b>REG GRUPO UNO</b>		
<b>Fecha</b>	<b>Protección que actuó en el relé</b>	<b>Razón según la bitácora de los operadores del centro de control.</b>
16/8/2018	Disparo 81MAX	Disparan los grupos uno, dos, tres y cuatro de Saucay por disparo de la línea Subestación 20 "Saucay"- Subestación 07 "Ricaurte".
1/12/2017	Disparo 50	Por disturbio en el anillo de 69kV provocado por el disparo de la Subestación "Cuenca".
29/10/2017	Disparo 50	Debido a una caída de un árbol sobre la línea de subtransmisión entre la Subestación 04 "Parque Industrial" y la Subestación 20 "Saucay".
29/3/2017	Disparo 50	Descarga atmosférica en la línea de la Subestación 04 "Parque Industrial". y la Subestación 20 "Saucay".
1/3/2017	Disparo 50	Disparan los grupos uno, tres y cuatro de Saucay por descarga atmosférica en la línea Subestación 04 "Parque Industrial". y la Subestación "Sinincay"
19/1/2017	Disparo 50	Disturbio en la línea de la Subestación 04 "Parque Industrial". y la Subestación 20 "Saucay" causada por la desconexión de la línea de la Subestación 07 "Ricaurte". y la Subestación "Cuenca" en el anillo de 69kV.
13/1/2017	Disparo 50	Disturbio en la línea de la Subestación 04 "Parque Industrial". y la Subestación "Cuenca" causada por un cortocircuito por un problema en el tensor de la línea de 69kV en la estructura treinta y siete del sector de Chiquintad.
30/05/2016	Disparo 50	Descarga atmosférica en la línea Subestación 20 "Saucay" – Subestación 04 "Parque Industrial".
16/04/2016	Disparo 32G	Defecto electro mecánico.
14/9/2016	Disparo 50	Falla de la línea de la Subestación 20 "Saucay" a la Subestación 04 "Parque Industrial".

**Tabla 2.3: Disparos del relé REG 670 – G2**

Fuente: Elaboración Propia

<b>REG GRUPO DOS</b>		
<b>Fecha</b>	<b>Protección que actuó en el relé</b>	<b>Razón según la bitácora de los operadores del centro de control.</b>
20/3/2019	Disparo 40G	Falla del AVR.
		Se arranca el grupo y no trabaja el regulador de velocidad.
16/8/2018	Disparo 81MAX	Disparan los grupos uno, dos, tres y cuatro de Saucay.
		Disparo de la línea 20 “Saucay”- 07 “Ricaurte”.
29/3/2018	Disparo 50	Desconexión de la línea de transmisión entre de la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.
29/10/2017	Disparo 50	Debido a una caída de un árbol sobre la línea de subtransmisión entre de la subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.
19/1/2017	Disparo 50	Disturbio en la línea de la de la subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”. causada por la desconexión de la línea de la Subestación 07 “Ricaurte” – Subestación 02 “Cuenca” en el anillo de 69kV.
14/9/2016	Disparo 50	Falla de la línea de la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.
30/5/2016	Disparo 50	Descarga atmosférica en la línea Subestación 20 “Saucay” - Subestación 04 “Parque Industrial”.

**Tabla 2.4: Disparos del relé REG 670 – G3**

Fuente: Elaboración Propia

<b>REG GRUPO TRES</b>		
<b>Fecha</b>	<b>Protección que actuó en el relé</b>	<b>Razón según la bitácora de los operadores del centro de control.</b>
19/1/2017	Disparo 50	Disturbio en la línea de la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”, causada por la desconexión de la línea de la Subestación 07 “Ricaurte” – Subestación 02 “Cuenca” en el anillo de 69kV.
14/9/2016	Disparo 27G	Falla de la línea de la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.

**Tabla 2.5: Disparos del relé REG 670 – G4**

Fuente: Elaboración Propia

<b>REG GRUPO CUATRO</b>		
<b>Fecha</b>	<b>Protección que actuó en el relé</b>	<b>Razón según la bitácora de los operadores del centro de control.</b>
16/8/2018	Disparo 81MAX	Disparan los grupos uno, dos, tres y cuatro de Saucay y uno y dos de Saymirín. Disparo de la línea 07 “Ricaurte”-20 “Saucay”.
5/8/2018	Disparo 32G	Dispara grupo cuatro de Saucay por baja presión de aceite del grupo oleo hidráulico.
7/9/2017	Disparo 81MAX	Desconexión de la línea de la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.
1/3/2017	Disparo 81MAX	Disparan los grupos uno, tres y cuatro de Saucay por descarga atmosférica en la línea 04 “Parque Industrial” – “Sinincay”.
19/1/2017	Disparo 50	Disturbio en la línea de la Subestación 04 “Parque Industrial”-20 “Saucay” causada por la desconexión de la línea de la Subestación 07 “Ricaurte”-Subestación 02 “Cuenca” en el anillo de 69kV.
13/1/2017	Disparo 81MAX	Disturbio en la línea de la Subestación 07 “Ricaurte” a la Subestación 04 “Parque Industrial” causada por un cortocircuito por un problema en el tensor de la línea de 69kV en la estructura treinta y siete del sector de Chiquintad.
30/5/2016	Disparo 81MAX	Descarga atmosférica en la línea de la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.
29/10/2017	Disparo 50	Debido a una caída de un árbol sobre la línea de subtransmisión entre la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.

**Tabla 2.6: Disparos del relé RET 670 – TR2**

Fuente: Elaboración Propia

RET TR2		
Fecha	Protección que actuó en el relé	Razón según la bitácora de los operadores del centro de control.
29/11/2017	Disparo TEM MAX	Disparo de la línea de la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 07 “Ricaurte”.

**Tabla 2.7: Disparos del relé RET 670 - TR3**

Fuente: Elaboración Propia

RET TR3		
Fecha	Protección que actuó en el relé	Razón según la bitácora de los operadores del centro de control.
16/8/2018	Disparo 50-51SE	Disparo de la línea de la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 07 “Ricaurte”.
29/10/2017	Disparo 50-51SE	Debido a una caída de un árbol sobre la línea de subtransmisión entre la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.
7/9/2017	Disparo 50-51NSE	Desconexión de la línea entre la Subestación 20 “Saucay” a la Subestación 04 “Parque Industrial”.
29/3/2018	Disparo 50	Desconexión de la línea de transmisión entre la Subestación 03 “Monay” a la Subestación 08 “Turi”.
1/3/2017	Disparo 50-51SE	Disparan los grupos uno, tres y cuatro de Saucay por descarga atmosférica en la línea Subestación 04 “Parque Industrial”- 20 “Saucay”.
13/1/2017	Disparo 50-51SE	Disturbio en la línea de la Subestación 04 “Parque Industrial”- 07 “Ricaurte” causada por un cortocircuito por un problema en el tensor de la línea de 69kV en la estructura treinta y siete del sector de Chiquintad.
30/5/2016	Disparo 50-51SE	Descarga atmosférica en la línea 20 “Saucay”- 04 “Parque Industrial”.
13/1/2016	Disparo 50-51SE	Apertura y Cierre del disyuntor de la línea 20 “Saucay”- 04.” Parque Industrial”.

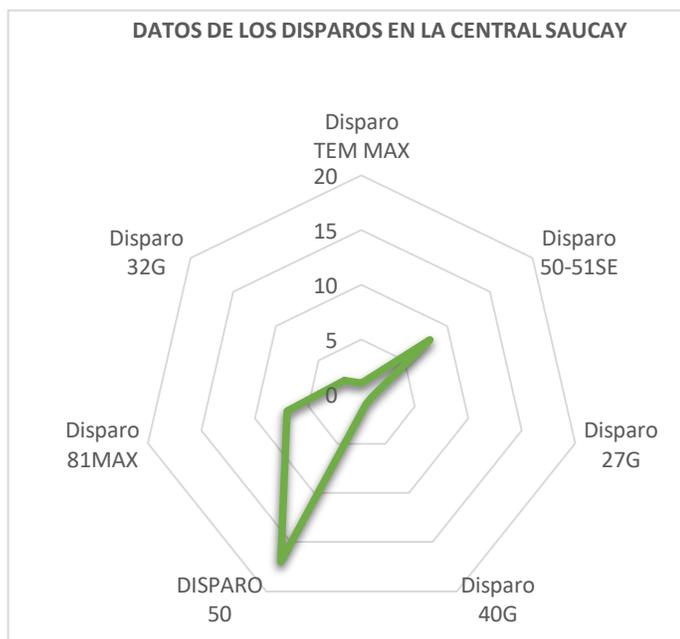
**Tabla 2.8: Disparos del relé RET 670 - TR4**

Fuente: Elaboración Propia

RET TR4		
Fecha	Protección que actuó en el relé	Razón según la bitácora de los operadores del centro de control.
16/8/2018	Disparo 50-51SE	Disparan los grupos uno, dos, tres y cuatro de Saucay y uno y dos de Saymirín. Disparo de la línea 20 "Saucay"- Subestación 07 "Ricaurte".
13/1/2016	Disparo 50-51SE	Por desconexión de la línea 20 "Saucay"- 04." Parque Industrial".

### 2.7.1 Resumen general de los disparos en los relés de protección de la central Saucay

De acuerdo al análisis histórico de los disturbios ocurridos en la central Saucay, durante los últimos 4 años de funcionamiento, se ha registrado un total de 37 actuaciones de los relés, se puede observar en la Figura 2.16 que la protección que actúa con mayor frecuencia es la protección de sobrecorriente instantánea (50), con un porcentaje de acciones equivalente al 45.94% del total de disparos ejecutados en la central. Por lo tanto, se deberá enfatizar la configuración de dicha protección para mitigar este efecto.

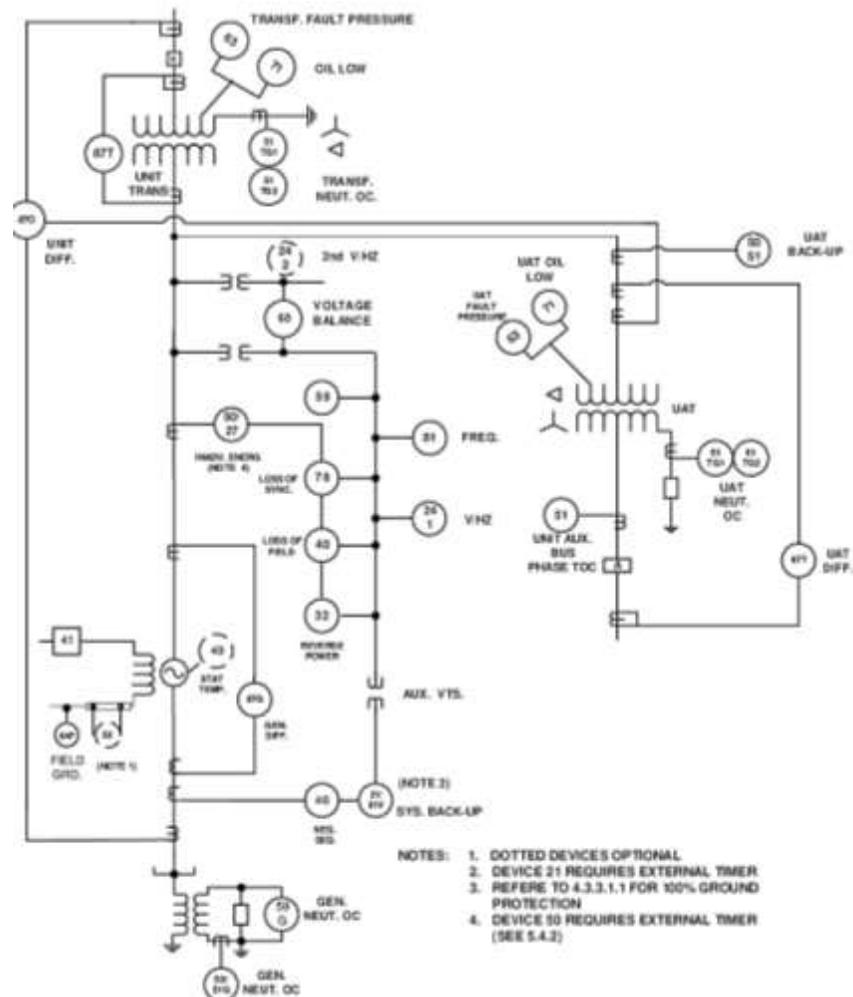


**Figura 2.16 Gráfico estadístico que representa la frecuencia de disparos.**

Fuente: Elaboración propia

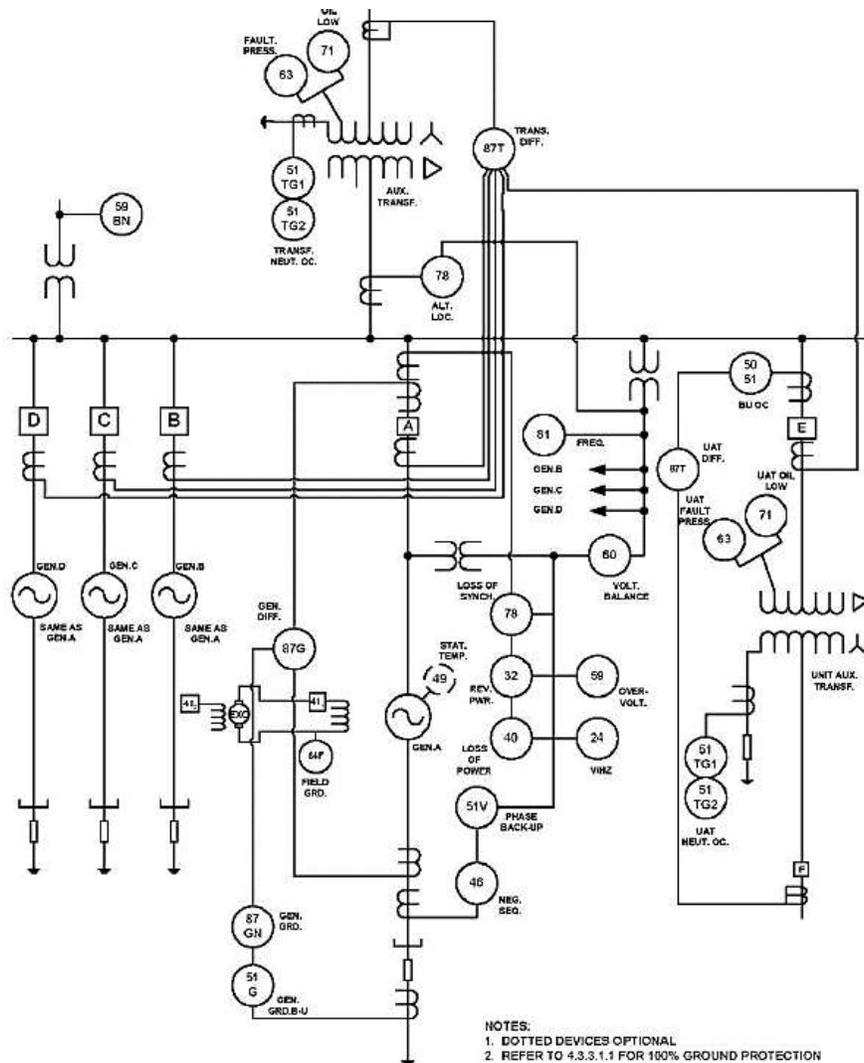
## 2.7.2 Funciones de protección que recomiendan activar las normas C37.91 IEEE y C37.102 IEEE y verificación de las funciones que están activas en los relés.

La norma C37.102 IEEE Guía para protección de generadores de corriente alterna, en la sección 7, presenta las especificaciones de protección para las diferentes formas como se puede conectar el generador al sistema de transmisión, y de acuerdo a esto, detalla las protecciones que se deben implementar y activar para cada caso. Se ha considerado las dos formas de conexión existentes en los grupos de generadores de la central Saucay, de acuerdo al diagrama presentado en la Figura 2.15. Los diagramas unifilares de la Figura 2.17 y de la Figura 2.18 muestran las protecciones de cada grupo de generadores.



**Figura 2.17 Protecciones para un arreglo generador transformador**

**Fuente:** *Guide for AC Generator Protection ( IEEE Std C37.102-2006 )*



**Figura 2.18 Protecciones para un arreglo de varios generadores que comparten una unidad transformadora**

**Fuente:** *Guide for AC Generator Protection ( IEEE Std C37.102-2006 )*

La Tabla 2.9 muestra las funciones de protección que sugiere la norma C37.102, las funciones detalladas corresponden a la Figura 2.17 y la Figura 2.18 las que muestran las protecciones necesarias para cada forma de conexión del generador al sistema.

Como se mencionó en el punto 2.5.1 los relés que están instalados para proteger las unidades de generación de la central, son de marca ABB los REG670, estos IED's tienen implementadas varias funciones que fueron solicitadas por Elecaastro al momento de realizarse la adquisición del equipo.[14] Razón por la cual se dispone de limitadas funciones, que se detallan en la Tabla 2.9.



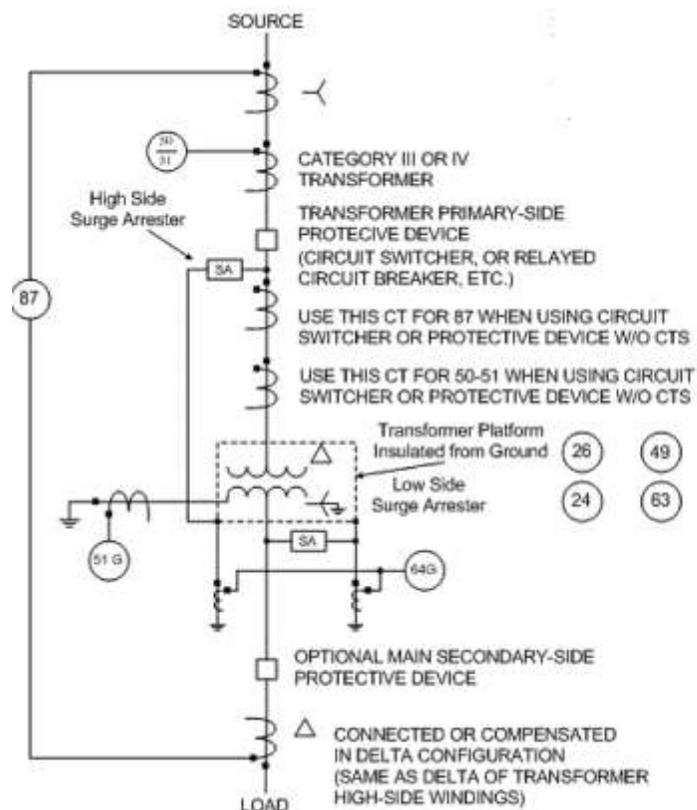
La especificación de la configuración del producto se presenta en el Anexo B.

**Tabla 2.9: Comparación de las protecciones recomendadas por la norma IEEE Std C37.102 con las funciones activas en los IED's de la central Saucay.**

**Fuente:** Elaboración Propia.

<b>FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR.</b>			
<b>FUNCION</b>	<b>DISPOSITIVO</b>	<b>Activa en el relé</b>	
		Sau-U1 y Sau-U2	Sau-U3 y Sau-U4
24	Protección contra Sobreexcitación	Activa	Activa
50/27	Energización inadvertida	Desactivada	Desactivada
32	Relé de potencia inversa	Activa	Activa
40	Protección de pérdida de campo	Activa	Activa
51/67	Protección de sobreintensidad	Desactivada	Desactivada
27	Protección de Subtensión	Activa	Activa
46G	Protección de corrientes desbalanceadas del estator	Activa	Activa
49G	Protección térmica del estator	Activa	Activa
50BF	Protección fallo del interruptor	Activa	Activa
51	Relé de sobrecorriente temporizado.	Desactivada	Desactivada
51V	Relé de sobrecorriente temporizado.	Activa	Desactivada
53	Relé del excitador	No Disponible	No Disponible
59	Protección de Sobrevoltaje	Activa	Activa
59N	Relé de voltaje.	Activa	Activa
59NG	Protección de tierra del estator	No Disponible	No Disponible
60	Relé de equilibrio de tensión.	Activa	Activa
64F	Relé de voltaje.	No Disponible	No Disponible
78	Protección de pérdida de sincronismo.	No Disponible	No Disponible
81	Relé de frecuencia	Activa	Activa
87G	Relé diferencial. Protección primaria de fase del generador	Activa	Desactivada
87GN	Relé diferencial. Protección de fallas a tierra del generador	No Disponible	No Disponible

La norma IEEE Std C37.91-2008. Guía para protección de transformadores de potencia, en la sección 4, presenta la filosofía y las consideraciones económicas para aplicación de sistema de protecciones, también anuncia que no existe una forma única para la protección al transformador, cada instalación requiere un análisis individual en cuanto a grados de sensibilidad, velocidad y selectividad. En la Figura 2.19 se expone la detección eléctrica de fallos, en la que señala la combinación de dispositivos de protección que generalmente se usan para proteger a un transformador de potencia como se ilustra en la Figura 2.19. La elección de la protección depende de la criticidad de la carga, el tamaño relativo del transformador en comparación con la carga total del sistema y las preocupaciones potenciales de seguridad. Consideraciones del sistema, tales como la capacidad de coordinar los fusibles con los relés de aguas arriba o con las curvas de daño del transformador, pueden determinar qué tipo de protección se utiliza. Algunas otras consideraciones incluyen tipos de fallas, cuestiones de seguridad del personal, velocidad de despeje, una sola fase de carga y ferro resonancia.



**Figura 2.19 Protecciones utilizadas en los transformadores de potencia.**

**Fuente:** *Guide for AC Generator Protection ( IEEE Std C37.91-2008 )*



La Tabla 2.10 muestra las funciones de protección que sugiere la norma C37.91 ilustrado en la Figura 2.19, estas funciones muestran las protecciones típicas aplicadas a un transformador de potencia.

La sección 2.5.2 de este documento detalla los relés que están instalados para proteger las unidades de transformación de la central, son de marca ABB los RET670, estos IED's tienen implementadas únicamente las funciones que fueron solicitadas por Elecaustro al momento de realizarse la adquisición del equipo.[15] Estas funciones se especifican en la Tabla 2.10 y se el detalle del producto se lo puede encontrar en el Anexo B.[16]

**Tabla 2.10: Comparación de las protecciones recomendadas por la norma IEEE Std C37.91 con las funciones activas en los IED's de la central Saucay.**

**Fuente:** Elaboración Propia

<b>FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR</b>			
<b>Recomendadas por la norma IEEE Std C37.91-2008</b>		<b>Implementadas en</b>	
		<b>TR2</b>	<b>TR3 y TR4</b>
50	Protección de sobrecorriente de fase instantánea	Activa	Activa
51	Protección de sobrecorriente de fase temporizada	Activa	Activa
51NT	Relé de sobrecorriente temporizado a tierra	Activa	No disponible
52	Braker de corriente alterna	No disponible	No disponible
59	Relé de sobrevoltaje	No disponible	No disponible
60	Relé de balance de voltaje o corriente	No disponible	No disponible

Al realizar el análisis de los resultados presentados en las tablas 2.9 y 2.10, se puede dar una sugerencia de activar las funciones que están disponibles en los respectivos relés, y en caso de no tener disponible alguna o algunas funciones se realizará un análisis de factibilidad para poder tomar la decisión de adquirir dicha función de protección, debido a que aquellas tablas fueron realizadas en base a la recomendación que presentan las normas de guía para generadores y transformadores, citadas anteriormente.



## CAPÍTULO 3

### DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL, SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA Y DE CORTO CIRCUITOS.

#### 3.1 INTRODUCCIÓN

La múltiple complejidad de los sistemas eléctricos de potencia, provoca que estén propensos a defectos aún cuando se enfatice en diseñar un sistema que posea una tasa de cero fallas. Cuando se presenta una avería, el sistema entra en condición anormal, lo cual le impide continuar con la operación y por lo tanto requiere de una rápida acción de mitigación. El cortocircuito es una de las fallas más severas y comunes, provocada por la ruptura de aislamiento, lo que causa indeseables flujos de corriente, corriente de magnitud excesivamente grande, y sobretensiones elevadas de naturaleza transitoria o sostenida, creando un sistema de condiciones que comprometen la integridad de los elementos del sistema y del personal operador.

Debido a que los cortocircuitos no pueden ser siempre prevenidos, solo se puede tratar de mitigar y disminuir sus efectos potencialmente peligrosos. Se busca disminuir lo más posible la ocurrencia de la falla. Si el cortocircuito ocurre, para mitigar sus efectos se procede a: manipular la magnitud de las corrientes de falla indeseables o aislar la parte más pequeña del sistema de potencia alrededor del área de la falla, a fin de mantener el servicio del resto del sistema. Una significativa parte del sistema de protección es dedicado a la detección de las condiciones de cortocircuito en una condición confiable.

Entre las principales razones para realizar un estudio de cortocircuito están; verificar la adecuada capacidad de interrupción de los equipos instalados, determinar los ajustes de los dispositivos de protección, y conocer los efectos de las corrientes de falla en cada componente del sistema.

El presente capítulo realiza el estudio de los flujos de potencia, así como la simulación de los cortocircuitos que se pueden producir en las barras y líneas de subtransmisión involucradas en la zona perteneciente a la central Saucay, considerando todos los escenarios de operación.

#### 3.2 DESCRIPCIÓN DE LA CENTRAL SAUCAY

##### 3.2.1 Información general de la central hidroeléctrica Fernando Malo Cordero (Saucay)

Las características técnicas de la Central de generación hidroeléctrica son las siguientes:

Turbinas Tipo: PELTON.

Potencia Instalada: 24 MW.

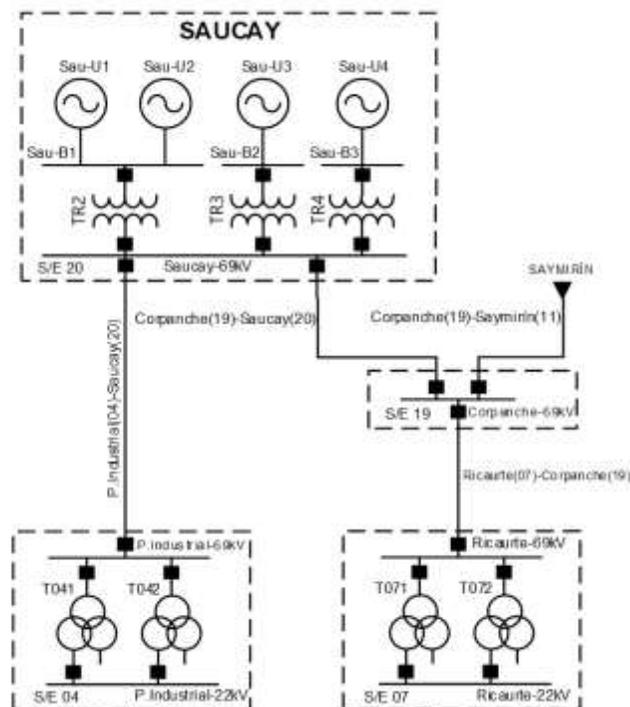
Caudal requerido: 7.2 metros cúbicos de agua.

Caída Neta: 425 metros.

Longitud 2 Turbinas de Presión: 1317 metros cada una.

El voltaje de generación de las cuatro unidades es de 4,160 kV, esta tensión se eleva por medio de una Subestación a 69 kV.[17]

La Figura 3.1 muestra el diagrama unifilar de la central en la que se distingue que la energía generada por los grupos de generadores tiene la probabilidad de ser evacuada por dos líneas de subtransmisión hacia las subestaciones Copranche, que tiene una longitud de 4,901 Km y Subestación 04 “Parque Industrial” con una línea de 14,078 Km de longitud. Se puede observar que la Subestación 19 “Copranche” receipta también energía proveniente de la generación de la Central Sayminín y evacua esta suma hasta la Subestación 07 “Ricaurte” por medio de una línea de 9,823 Km de longitud. De acuerdo a la necesidad o al requerimiento de la Empresa Electrica Regional Centrosur, se abre alguna línea de este grupo, y se evacua de acuerdo a los modos de operación que se describieron en la sección 1.4.



**Figura 3.1 Diagrama unifilar de la central Saucay.**

**Fuente:** Elaboración Propia

### 3.2.2 Características técnicas de las unidades de generación

Las unidades de generación fueron fabricadas con turbinas hidráulicas tipo Pelton de eje horizontal. A continuación, se presenta el detalle de las características técnicas de cada unidad de generación.

**Tabla 3.1: Características técnicas de las unidades de generación de Saucay.**

Fuente: Elecaastro S.A.

Datos de las Unidades de Generación			
Datos técnicos		UNIDAD	
		Sau-U1 y Sau-U2	Sau-U3 y Sau-U4
Marca		Parson Peebles	BBC
Potencia nominal (MVA)		5	10
Tensión nominal (kV)		4,16	4,16
Frecuencia nominal (Hz)		60	60
Factor de potencia		0,8	0,8
Tipo de aislamiento		F	F
Tipo de rotor		Polos salientes	Polos salientes
Número de polos		10	12
Velocidad nominal (rpm)		720	600
Reactancia de secuencia cero	Xo (pu)	0,08	0,06
Reactancia de secuencia negativa	X2 (pu)	0,2	0,435
Reactancias sincrónicas	Xd (pu)	1,2	1,16
	Xq (pu)	0,7	0,8
Reactancia transitoria	Xd' (pu)	0,3	0,28
	Xq' (pu)	0,7	0,8
Reactancia subtransitoria	Xd'' (pu)	0,2	0,25
	Xq'' (pu)	0,47	0,59

### 3.2.3 Características técnicas de las unidades de transformación

En la Tabla 3.2 se exponen las características técnicas de los transformadores que elevan la tensión a 69 kV en la Subestación 20 "Saucay". Existen tres unidades de transformación, debido a que los generadores Sau U1 y Sau U2 se conectan a un generador común TR2, como se puede observar en la Figura 3.1, mientras que la unidad de generación Sau U2 usa el transformador TR3 para elevar la tensión a 69 mil voltios y el generador Sau U3 se conecta al transformador TR4 para que este realice la elevación de la tensión a 69kV.

**Tabla 3.2: Características técnicas de las unidades de transformación de Saucay.**

**Fuente:** Elecaastro S.A.

Datos de los Transformadores				
		UNIDAD		
Datos Técnicos		TR2	TR3	TR4
Potencia (MVA)		10	10	10
Tensión nominal (kV)	H.V. (kV)	69	69	69
	L.V. (kV)	4,16	4,16	4,16
Impedancia de secuencia positiva (%)		9	9	9
Cambiador de tomas	Lado	H.V.	H.V.	H.V.
	Mínima	-5%	-5%	-5%
	Máxima	5%	5%	5%
Grupo vectorial	H.V. (kV)	YN	YN	YN
	L.V. (kV)	D	D	D
Cambio de fase [ $\pm 30^\circ$ ]		11	11	11

### 3.3 SIMULACIÓN DE FLUJOS DE CARGA

La simulación de flujos de carga es realizada para conocer la corriente de carga máxima, la cual es necesaria al momento de la coordinación de protecciones, sabiendo que no debe actuar ninguna protección cuando se presente este nivel de corriente en los equipos. Como se mencionó en la sección 1.4, la central Saucay evacúa su potencia de cuatro formas de operación, por lo tanto, el análisis de flujo de carga se lo despliega en todas éstas topologías.

La simulación se la realiza en el software DlgSILENT Power Factory, el cual permite manipular bases de datos de los diagramas unifilares que se requieran analizar. Para acceder a la base de datos que contiene la conexión con la central Saucay, se solicitó a la EERCS C. A. para que, a través del convenio existente entre la empresa en mención con la Universidad de Cuenca, se proporcione la información para llevar a cabo la simulación de flujos de potencia, la información obtenida se encuentra en el Anexo C.

El archivo de la CENTROSUR, contiene casos de estudio en los que se puede acceder a los escenarios de operación de demanda máxima, media y mínima, mientras que la cantidad de generación de las centrales pertenecientes a Elecaastro se encuentran en su valor nominal, sin embargo, existen ocasiones en las que la generación depende de fallas internas o externas y de factores externos como requerimientos por parte del CENACE, que es la cooperación que regula la generación del país.



La información de la cantidad de energía generada por la central fue proporcionada por el departamento de control de generación, a través de los reportes operativos que los funcionarios realizan diariamente para entregar al departamento de planificación y así monitorear el funcionamiento de las centrales.

La Tabla 3.3 muestra los datos de generación de la central Saucay, de igual manera es pertinente considerar los escenarios de generación de la central Saymirín, debido a que estos valores van a influir en la carga que deben soportar las líneas de transmisión y en los aportes de corriente de cortocircuito hacia los elementos involucrados en el estudio. Estos datos se exponen en la Tabla 3.4.

**Tabla 3.3: Datos relevantes de generación de la central Saucay**

**Fuente:** Elaboración propia

Tipo de generación	Valor en MW	Mes y año correspondiente.
Mínima	3,95	Julio – 2015
Máxima	22,59	Diciembre – 2017

**Tabla 3.4: Datos relevantes de generación de la central Saymirin**

**Fuente:** Elaboración propia

Tipo de generación	Valor en MW	Mes y año correspondiente.
Mínima	0,80	Febrero – 2014
Máxima	15,37	Julio – 2015

Los resultados de la simulación de flujos de potencia se presentan a continuación, y de acuerdo al objetivo del trabajo de titulación se ha considerado presentar los valores de corriente máxima de carga que pasa por las líneas de subtransmisión, por lo tanto, se presenta la agrupación de estas magnitudes en una tabla para cada modo de operación: la Tabla 3.5 concerniente al modo de operación normal, de la misma manera la Tabla 3.6 que pertenece al modo de operación no convencional uno (NC1), también se presenta la Tabla 3.7, la cual corresponde a los valores del modo de operación no convencional dos (NC2) y finalmente la Tabla 3.8 que ilustra los valores correspondientes al modo de operación no convencional tres. (NC3)



**Tabla 3.5: Magnitudes de carga máxima resultantes de la simulación de flujo de potencia en el modo de operación Normal.**

**Fuente:** Elaboración propia

Líneas de Subtransmisión	MODO DE OPERACIÓN NORMAL				ESCENARIO
	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	I(A)	
Saucay - P. Industrial	22,59	0,5	22,59	188,02	Demanda Mínima y Generación Máxima
Saucay - Corpanche	0,00	0,00	0,00	0,00	
Saymirin - Corpanche	15,37	0,85	15,39	128,61	
Corpanche - Ricaurte	15,3	0,81	15,32	128,02	
P. Industrial - Ricaurte	20,7	3,00	20,916	175,00	Demanda Mínima y Generación Mínima

**Tabla 3.6: Magnitudes resultantes de la simulación de flujo de potencia en el modo de operación No convencional uno.**

**Fuente:** Elaboración propia

Líneas de Subtransmisión	MODO DE OPERACIÓN NC1				ESCENARIO
	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	I (A)	
Saucay - P. Industrial	37,93	0,1	37,93	313,00	Demanda Máxima y Generación Máxima
Saucay - Corpanche	15,33	0,6	15,31	127,00	
Saymirin - Corpanche	15,37	0,6	15,31	127,00	
Corpanche - Ricaurte	0	0	0,00	0,00	Demanda Máxima y Generación Mínima
P. Industrial - Ricaurte	27,30	3,80	27,56	0,231	

**Tabla 3.7: Magnitudes Resultantes de la simulación de flujo de potencia en el modo de operación No convencional dos.**

**Fuente:** Elaboración propia

Líneas de Subtransmisión	MODO DE OPERACIÓN NC2				ESCENARIO
	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	I (A)	
Saucay - P. Industrial	0	0	0,00		Demanda Mínima y Generación Máxima
Saucay - Corpanche	22,59	0,5	22,6	187	
Saymirin - Corpanche	15,37	0,6	15,38	127	
Corpanche - Ricaurte	37,5	1,4	37,52	314	
P. Industrial - Ricaurte	32,2	6,2	32,79	276	

**Tabla 3.8: Magnitudes Resultantes de la simulación de flujo de potencia en el modo de operación No convencional tres.**

Fuente: Elaboración propia

Líneas de Subtransmisión	MODO DE OPERACIÓN NC3				ESCENARIO
	P (MW)	Q (MVar)	S (MVA)	I (A)	
Saucay - P. Industrial	18,6	2,48	18,76	155	Demanda Mínima y Generación Máxima
Saucay - Corpanche	5,29	0,72	5,34	44,26	Demanda Máxima y Generación Máxima
Saymirin - Corpanche	15,37	0,6	15,4	128	Demanda Mínima y Generación Máxima
Corpanche - Ricaurte	20,52	1,51	20,58	171,70	Demanda Máxima y Generación Máxima
P. Industrial - Ricaurte	20,84	3,10	20,93	176	Demanda Mínima y Generación Mínima

### 3.4 SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITOS

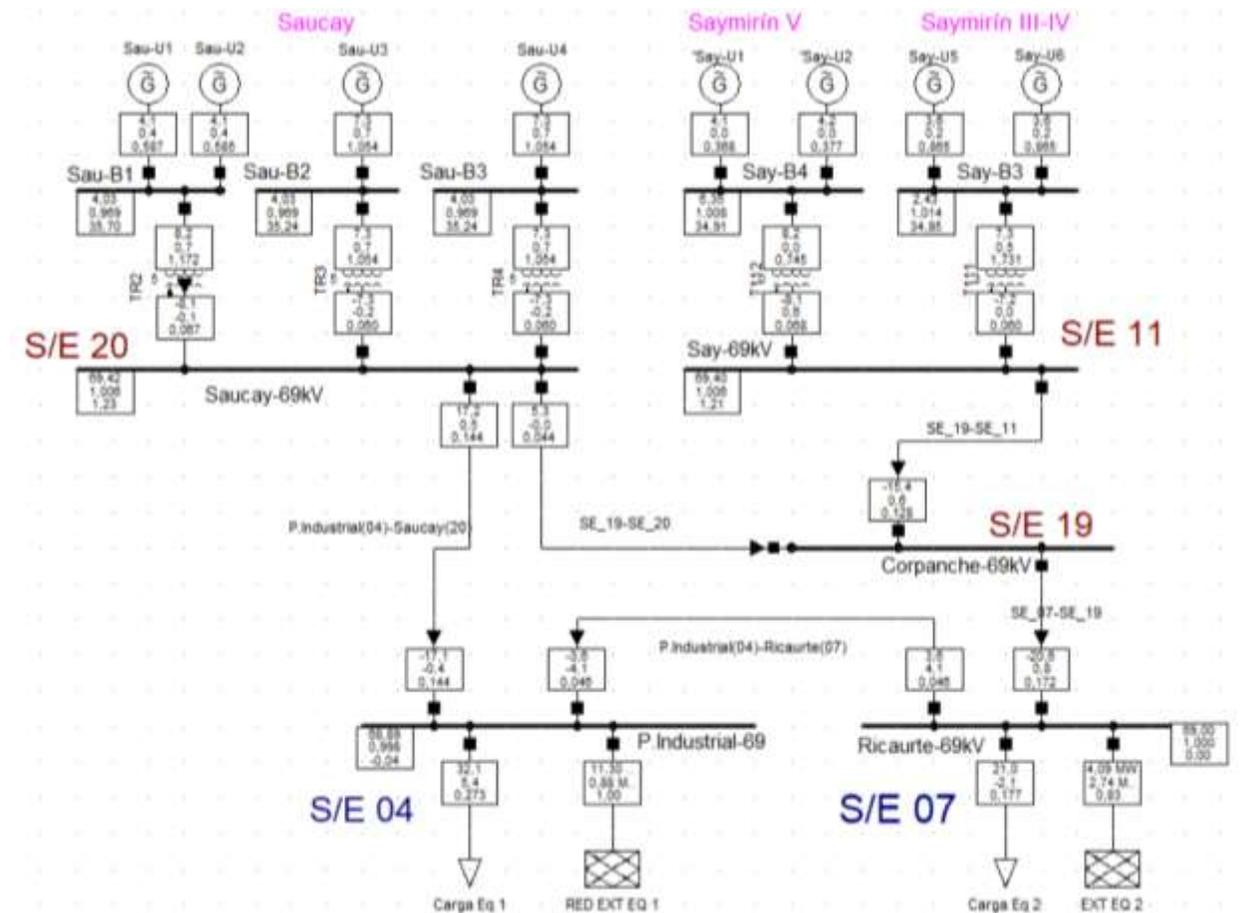
El estudio de cortocircuito se lo realiza mediante el software de simulación DIgSILENT PowerFactory, el cual permite realizar el cálculo de cortocircuitos en cualquier punto de un sistema de potencia, de los ocho métodos que presenta el software, se utilizará el método IEC 60909, dado que, este método calcula las corrientes de cortocircuito máxima y mínima, independientemente de la condición de flujo de carga, basándose en factores de corrección estandarizados para generadores y transformadores. [18]

Se calculan las corrientes de cortocircuito trifásicas y monofásicas, suponiendo que durante el tiempo que dure la falla no se produzca ningún cambio en el tipo de cortocircuito, para encontrar el valor de corriente máxima de cortocircuito se considera la demanda y generación máximas, así como para el caso de obtener la corriente mínima de cortocircuito se utiliza el escenario de demanda y generación mínimas. Como ya se mencionó en el apartado 1.4. se debe realizar el cálculo para cada modo de operación con el fin de determinar los niveles de corriente cuando pasan distintos niveles de potencia por los elementos sujetos a coordinación.

La central hidroeléctrica Saucay se conecta al anillo de 69kV de la Empresa Electrica Regional Centrosur, a través de transformadores elevadores y líneas de subtransmisión, por lo tanto, el análisis realizado en la central debe incluir los flujos de carga y aportes de cortocircuito que este sistema de subtransmisión aporta a la central. La base de datos del modelo de Centrosur se puede ejecutar con la versión de DIgSILENT Power Factory 2019 y debido a que Elecaastro no dispone del

módulo de protecciones en el software, se realizó una simplificación de todo el sistema de la Centrosur a un sistema compacto que posee únicamente las cuatro barras que son de importancia para el estudio de los cortocircuitos y para la coordinación de las protecciones.

Se utilizan los equivalentes de red, donde se puede simplificar grandes zonas en una sola fuente con su equivalente Thevenin. Este método reduce el tiempo de ejecución de la simulación sin que los resultados se alteren comparados con las simulaciones realizadas con el sistema completo. Para ingresar un equivalente de red dentro del programa, se lo puede hacer colocando directamente sobre el diagrama unifilar e ingresar los datos necesarios. Los datos más relevantes que se deben ingresar son los que se refieren a cortocircuitos, impedancias equivalentes y flujos de carga, que es donde más va a influir los parámetros del equivalente de red. La Figura 3.2 muestra un diagrama simplificado del modelo completo de la Centrosur.



**Figura 3.2 Diagrama simplificado del modelo completo de la Centrosur.**

**Fuente:** Elaboración propia



Los resultados del cálculo de cortocircuitos se presentan en el Anexo C. En el cual se puede observar que generalmente, la corriente de cortocircuito trifásica es mayor que el valor de corriente de cortocircuito de una sola fase a tierra. También se puede ver que los niveles de cortocircuito máximos se presentan cuando el sistema opera en topología NC3, mientras que cuando se encuentra en modo de operación normal se tiene el menor valor, en el modo de operación NC1 se tiene el segundo valor más alto de las cuatro formas de conexión.

## CAPÍTULO 4

### COORDINACIÓN DE PROTECCIONES, PRUEBAS E IMPLEMENTACIÓN.

#### 4.1 INTRODUCCIÓN

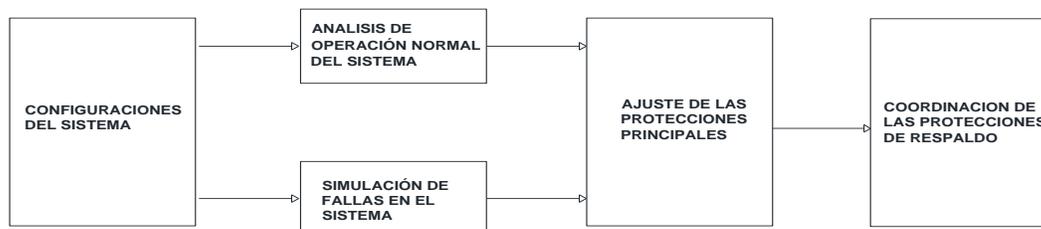
Se efectúa la coordinación de protecciones para definir los tiempos de operación de cada función, con lo que:

- Permite la actuación debidamente priorizada de los relés de protección, aísla la falla del sistema lo antes posible.
- Garantiza la seguridad del personal del equipo y del suministro de energía.
- Para lograr una buena coordinación se debe realizar una apropiada calibración en los tiempos de actuación de cada una de las protecciones.

El ajuste y coordinación de la protección es un proceso que implica la integración de varios subprocesos interrelacionados, de manera que en varias ocasiones es necesaria una retroalimentación hasta llegar al resultado final.[19] En la Figura 4.1 se muestra un esquema del ajuste y coordinación de las funciones de protección. Para llevar a cabo este proceso, es necesario contar con una herramienta para determinar previamente cada una de las condiciones de operación del sistema eléctrico, las cuales delimitan los rangos de operación de la protección. Para lo cual se debe considerar:

- Todos los modos de operación posibles.
- Todos los escenarios de generación.
- Todos los escenarios de demanda.

Al conocer todas las magnitudes mencionadas, se puede obtener una base para realizar el cálculo de las configuraciones que deben tener las funciones de protección.



**Figura 4.1 Proceso de ajuste y coordinación de las protecciones**

**Fuente:** Elaboración propia

El análisis de del sistema eléctrico que tiene por objetivo determinar las máximas y mínimas corrientes de falla, las cuales son de gran importancia para ajustar los relés



y determinar sus tiempos de operación que permitan asegurar la adecuada coordinación de la protección. Para lo que se debe considerar todas las condiciones de operación, incluyendo aquellas que son temporales como los modos de operación no convencionales o cuando se conectan circuitos alternos.

Un ajuste correcto del sistema de protección debe permitir el funcionamiento del sistema de potencia en cualquiera de las condiciones normales de operación incluso las de mantenimiento.

La coordinación de protecciones se basa en analizar detalladamente eventos como: fallas, funcionamientos anormales de elementos o partes de la red y condiciones indeseables de equipos para que estos sean despejados aislando las partes no afectadas.

#### 4.2 DATOS DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN.

Las características de los transformadores de medición conectados a los bornes de los cuatro generadores de la central Saucay se revelan en la Tabla 4.1, y los transformadores de medición, que se conectan en los terminales de alta tensión de los tres transformadores elevadores de la central Saucay, se pueden observar en la Tabla 4.2.

**Tabla 4.1: Datos de los transformadores de medición de los generadores de la central Saucay**

**Fuente:** Elecaastro

TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN CONECTADOS A LOS GENERADORES DE LA CENTRAL SAUCAY					
Código		SAU1	SAU2	SAU3	SAU4
Transformador de corriente en terminales	Potencia Aparente			30 VA	30 VA
	Primario del TC	800	800	1500	1500
	Secundario del TC	1	1	5	5
Transformador de Potencial en Terminales	Potencia Aparente	200 VA	200 VA	30 VA	30 VA
	Primario del TP	4160	4160	4160	4160
	Secundario del TP	110	110	110	110
Transformador de Potencial en Neutro	Potencia Aparente	5000 VA	5000 VA	100 VA	100 VA
	Primario del TP	4160	4160	2402	2402
	Secundario del TP	240	240	110	110



**Tabla 4.2: Datos de los transformadores de medición de los transformadores de la central Saucay**

**Fuente:** Elecaastro

TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN CONECTADOS A LOS TRANSFORMADORES DE LA CENTRAL SAUCAY				
Tipo		TP10000	TP10000	TP10000
Transformador de corriente en el Primario	Potencia Aparente	30 VA	30 VA	30 VA
	Primario del TC	100 A	100 A	100 A
	Secundario del TC	5 A	5 A	5 A

#### 4.4 FUNCIONES DE PROTECCIÓN ACTIVAS EN LOS RELÉS DE LA CENTRAL SAUCAY

La Tabla 2.9, detalla las funciones activadas en los relés REG670, y de acuerdo al Anexo B, se obtiene la siguiente lista de funciones disponibles para activarse en los cuatro relés que protegen a las unidades de generación de la central Saucay.

- Diferencial generador (87G).
- Pérdida de excitación (40).
- Sobrecorriente de fase instantánea (50).
- Sobrecorriente de fase temporizada (51).
- Sobrecarga térmica (49).
- Falla de Breaker (50BF).
- Direccional de potencia (32).
- Bajo voltaje (27).
- Sobrevoltaje (59).
- Sobrevoltaje residual (59N).
- Sobreexcitación (24)
- Baja frecuencia (81U)
- Sobre frecuencia (81O)
- Secuencia Negativa (46)
- Energización accidental (51/27)

El cuadro de los ajustes actuales de estas protecciones, obtenido del software PCM600, se presenta en el Anexo E, parte uno, para los relés de los generadores Sau U1 y Sau U2, y en el Anexo E, parte 2 está la lista de ajustes de los relés que protegen las unidades de generación Sau U3 y Sau U4.

La Tabla 2.10, detalla las funciones activadas en los relés RET670, y de acuerdo al Anexo B, se obtiene la siguiente lista de funciones disponibles para los tres relés



que protegen a las unidades de transformación de la central Saucay, y también a las líneas de subtransmisión Saucay-Parque Industrial y Saucay-Ricaurte.

- Diferencial de transformador (87T).
- Sobrecorriente de fase instantánea (50).
- Sobrecorriente de fase temporizada (51).
- Sobrecorriente residual instantánea (50N)
- Sobrecorriente residual temporizada (51N).

El cuadro de los ajustes actuales de estas funciones de protección, obtenido del software PCM600, se presentan en el Anexo E, parte 3, para el relé que protege al transformador TR2 y a las líneas de subtransmisión Saucay-Parque Industrial y Saucay-Ricaurte. El Anexo E, parte 3 presenta las configuraciones de los parámetros de las protecciones de los relés que protegen a los transformadores TR3 y TR4, y a las líneas de subtransmisión antes mencionadas.

#### 4.5 COORDINACION DE PROTECCIONES EN DlgSILENT Power Factory

Para la coordinación de protecciones se debe tener en cuenta los criterios de coordinación de acuerdo a cada caso.

##### 4.5.1 Coordinación de protecciones de sobrecorriente temporizada

Se utiliza la curva IEC Extremadamente Inversa la cual utiliza la siguiente ecuación:

$$t = DIAL \times \frac{80}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1}$$

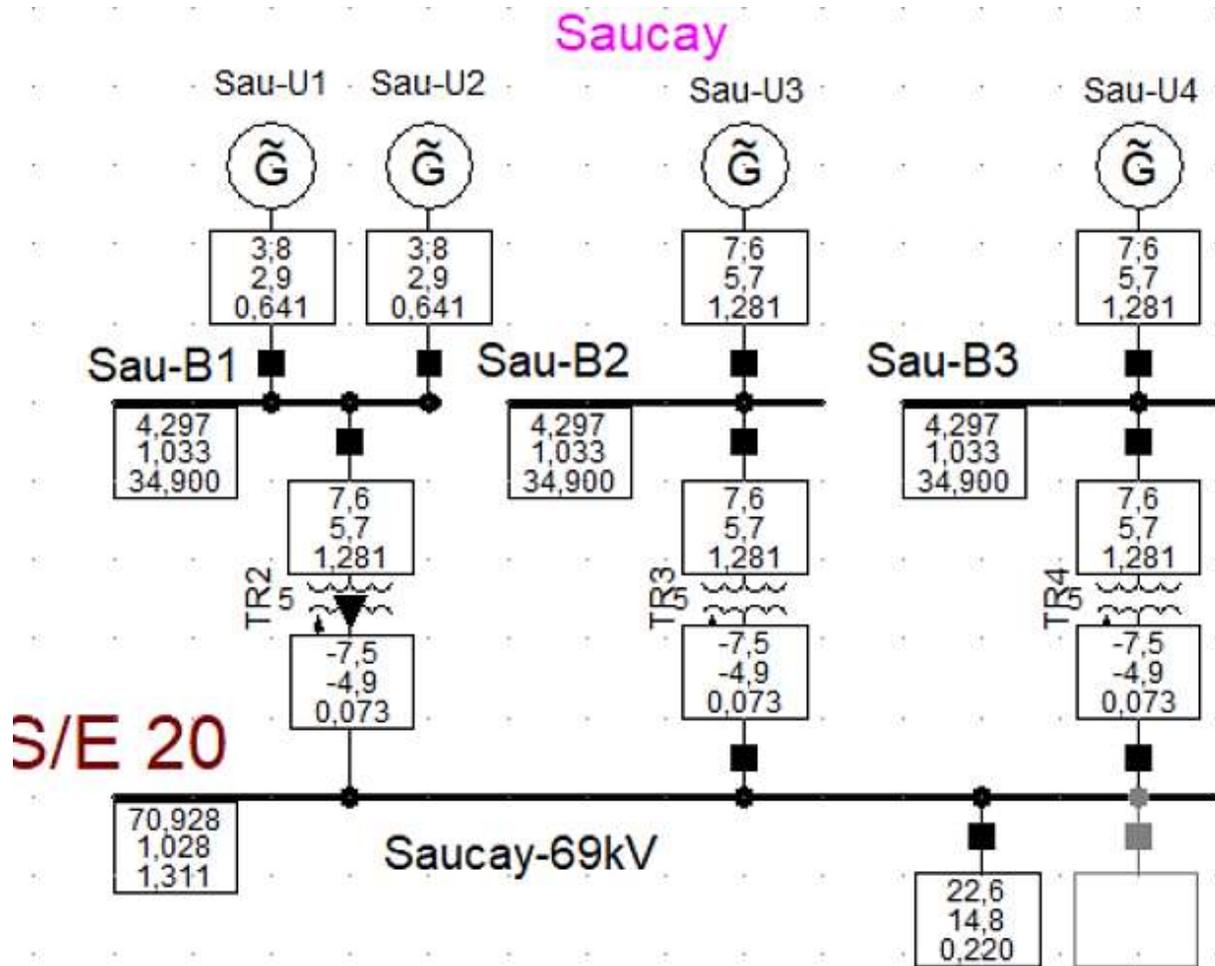
Como intervalo de coordinación se usara un valor de 0.4 *seg.*[20]

Se requiere información de la corriente de cortocircuito, el tap del transformador de corriente y la corriente máxima de carga.

El orden de actuación de los relés va a ser desde los relés que protegen a los transformadores TR2, TR3 y TR4, el multiplicador de tiempo será el mismo para los tres relés, por lo tanto, se ajusta en un valor mínimo de 0.05.

Primero se realiza la coordinación del transformador TR2 con los generadores SAU U1 y SAU U2. Debido a que las dos unidades de generación tienen las mismas características, se realizará únicamente para la unidad SAU U1. Se tiene como corriente máxima de carga en el relé que protege a esta unidad de generación el valor de 73A, tomada de la simulación de flujo de potencia en el escenario de máxima generación que ha tenido la central, de acuerdo a la Tabla 3.3.

La corriente máxima de carga se muestra en la Figura 4.2



**Figura 4.2 Simulación de flujo de potencia con el escenario de máxima generación**

Fuente: Elaboración Propia

y considerando un margen de sobrecarga del 25% se tiene

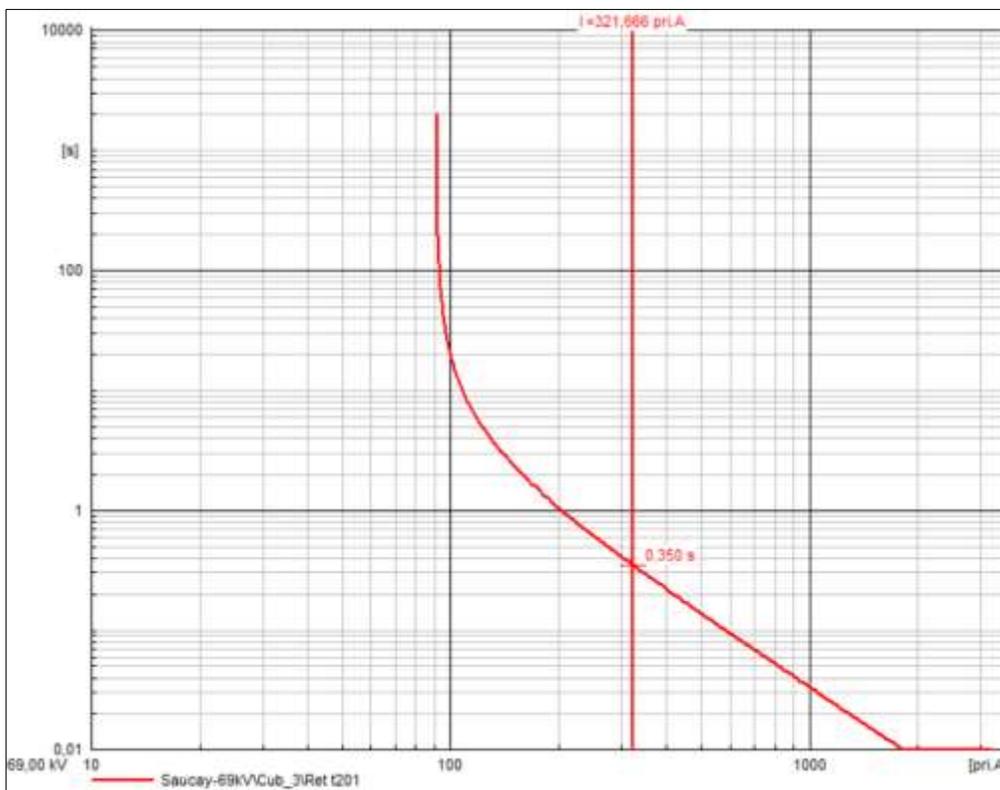
$$I = 73A * 1,25 = 91,25A$$

La corriente de cortocircuito que pasa por el transformador TR2 es 321,66A, por lo tanto, el tiempo de operación de la protección será:

$$t = 0,05 \times \frac{80}{\left(\frac{321,66}{91,25}\right)^2 - 1}$$

$$t = 0,3500813803815\text{seg}$$

Al comprobar este valor con el tiempo de actuación de la simulación, se puede observar en la Figura 4.3 que la protección actúa en un tiempo de 0.350 seg.



**Figura 4.3 Gráfica tiempo-sobrecorriente de la actuación de la protección 51 del relé que protege al transformador TR2.**

**Fuente:** Elaboración propia.

Para la configuración de la protección de sobrecorriente temporizada para los transformadores TR3 y TR4, de acuerdo a la Figura 4.2 se tiene que en la simulación de flujo de carga máxima, pasa una corriente de 73A por el transformador, al considerar un valor de sobrecarga del 25%, la corriente de arranque para la protección 51, será:

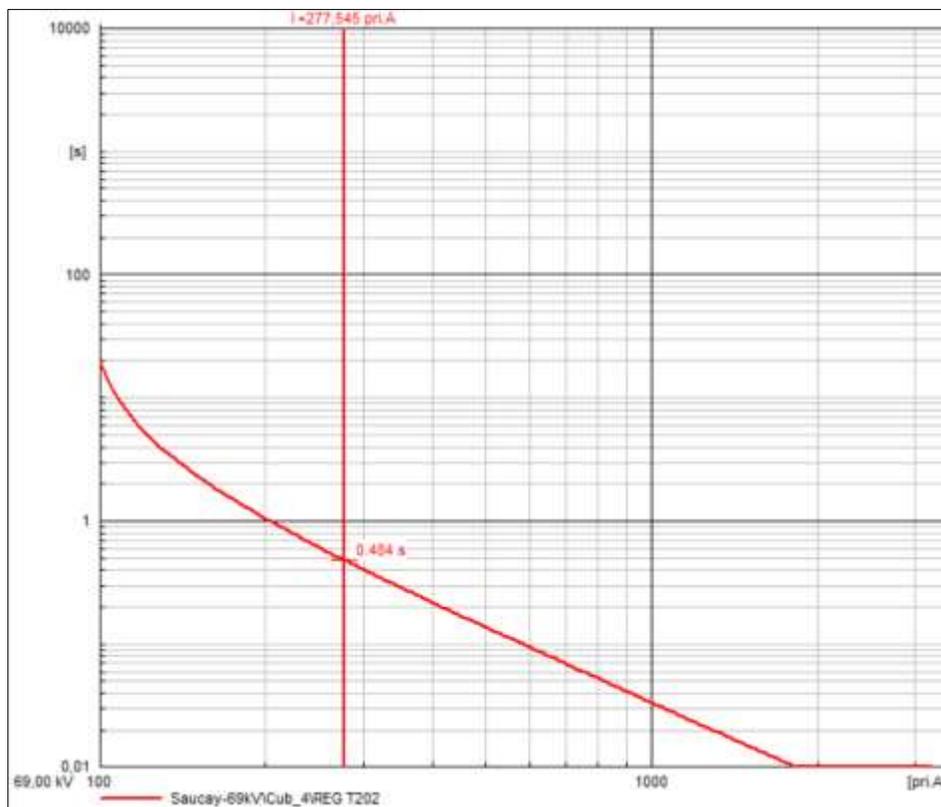
$$I = 73A * 1,25 = 91,25A$$

La corriente de cortocircuito que pasa por el transformador TR2 es 277,545A, por lo tanto, el tiempo de operación de la protección será:

$$t = 0,05 \times \frac{80}{\left(\frac{277,545}{91,25}\right)^2 - 1}$$

$$t = 0,4847742177371seg$$

Al comprobar este valor con el tiempo de actuación de la simulación, se puede observar en la que la protección actúa en un tiempo de 0,484 seg



**Figura 4.4 Gráfica tiempo-sobrecorriente de la actuación de la protección 51 del relé que protege al transformador TR3.**

**Fuente:** Elaboración propia.

Para la coordinación con los generadores, se utiliza un margen de coordinación de **0,4 seg**, entonces el dial para la actuación del relé que protege a la unidad Sau U1 será:

$$t = 0,350\text{seg} + 0,4\text{seg} = 0,75\text{seg}$$

$$DIAL = t \times \frac{\left(\frac{I}{I_p}\right)^2 - 1}{80}$$

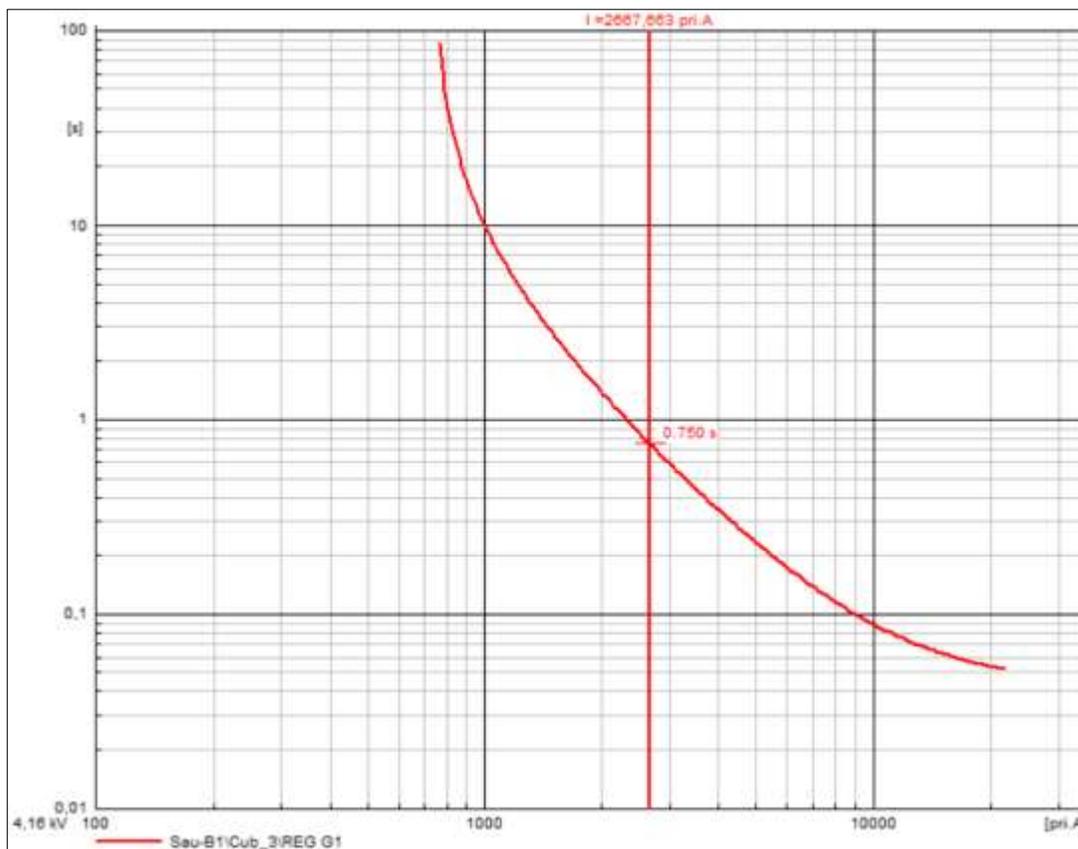
De acuerdo al estudio de cortocircuitos, la corriente de falla que pasa por el relé es 2.668A, y la corriente de arranque se calcula a continuación, considerando un margen de sobrecarga del 115% de la corriente de carga máxima calculada por el estudio de flujos de carga, por recomendación de la norma IEEE Std.C37.102, en la página 15.

$$I = 633A * 1,25 = 727,95A$$

$$DIAL = 0,75 \times \frac{\left(\frac{2668}{727,95}\right)^2 - 1}{80}$$

$$DIAL = 0,1165$$

La Figura 4.5 ilustra el tiempo de actuación de la protección, que comprueba el valor del DIAL calculado.



**Figura 4.5 Gráfica tiempo-sobrecorriente de la actuación de la protección 51 del relé que protege al generador SAU U1.**

**Fuente:** Elaboración propia

Para el cálculo del DIAL para la curva que protege a los generadores SAU U3 y Sau U4 se considera, el intervalo de coordinación de 0.4seg, un valor de carga máxima de 1286A, con una sobrecarga de 115% de este valor, entonces la corriente de arranque será:

$$I = 1286A * 1,25 = 1478,9A$$

La corriente de cortocircuito máxima que se refleja en el relé que protege al generador SAU U3 tiene un valor de 4604A.

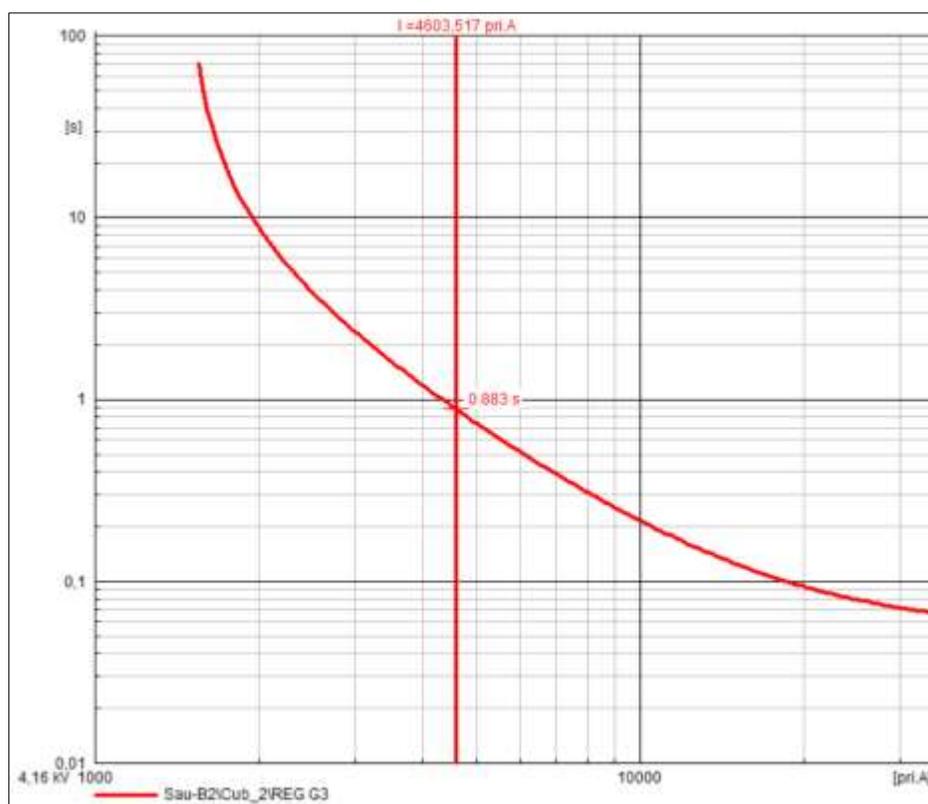
El tiempo de actuación de las protecciones:

$$t = 0,484\text{seg} + 0,4\text{seg} = 0,884\text{seg}$$

$$DIAL = 0,884 \times \frac{\left(\frac{4604}{1478,9}\right)^2 - 1}{80}$$

$$DIAL = 0,09604$$

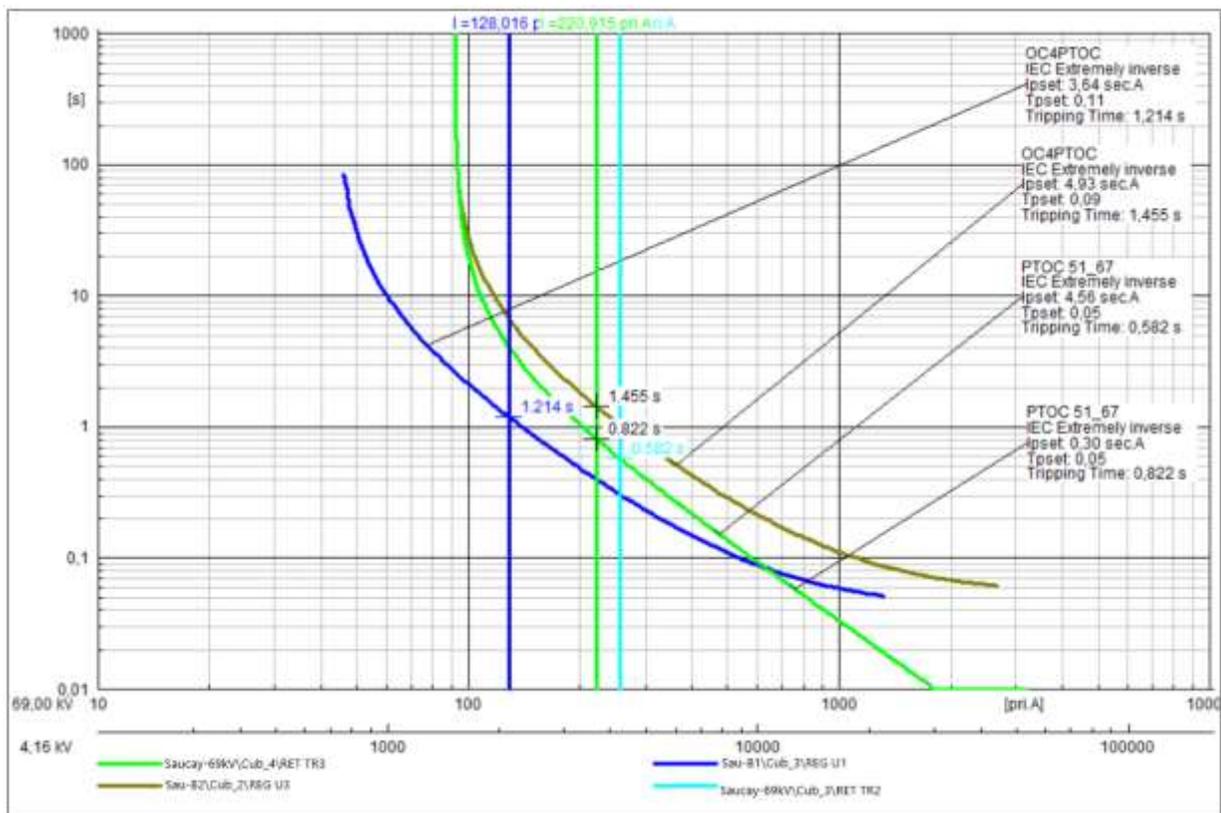
La Figura 4.6 muestra la actuación de la protección con la configuración del DIAL calculado.



**Figura 4.6 Gráfica tiempo-sobrecorriente de la actuación de la protección 51 del relé que protege al generador SAU U3.**

**Fuente:** Elaboración propia.

Si consideramos una falla en la línea Parque Industrial-Saucay, las protecciones que actúen primero, serán las protecciones de los transformadores, posteriormente actuarán las protecciones de los generadores, como se puede ver en la Figura 4.7.



**Figura 4.7 Gráfica de la actuación de las protecciones de la central Saucay ante una falla en la línea Subestación 04 “Parque Industrial” – 20 “Saucay”**

Fuente: Elaboración propia.

## 4.6 PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LOS RELÉS INSTALADOS EN LA CENTRAL SAUCAY

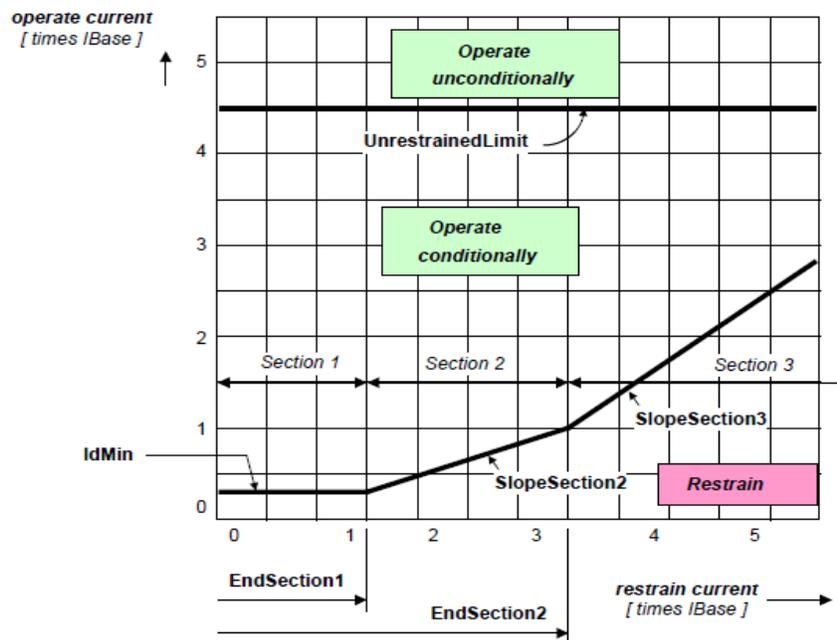
### 4.6.1. IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAU-U1 Y SAU-U2

Se consideran las funciones de protección disponibles en los relés instalados para proteger las unidades de generación SAU-U1 Y SAU-U2

Debido a que las 2 unidades de generación poseen las mismas características técnicas, la propuesta de actualización es la misma para las dos unidades.

#### 4.6.1.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL GENERADOR 87G

El relé REG670 posee una curva de operación con tres secciones, las que contienen diferentes pendientes, con esto se logra obtener mayor sensibilidad y selectividad ante fallas internas. Se tiene la curva de actuación, en la siguiente figura.



**Figura 4.8** Curva de la protección diferencial del IED REG670.

**Fuente:** Generator protection REG670. Application manual.

Para realizar el ajuste de parámetros, se consulta en la norma IEEE. Std.C37.102, en el manual de referencias técnicas descargado del relé. Los ajustes se muestran en la Tabla 4.3

Para el ajuste del parámetro  $I_{dUnre}$ , es necesario conocer el valor de la corriente máxima de falla trifásica en la barra Sau-B1, de acuerdo al estudio de cortocircuitos presentado en el capítulo 3, este valor es 22090 A.

**Tabla 4.3 Configuraciones de la función de protección diferencial del generador**

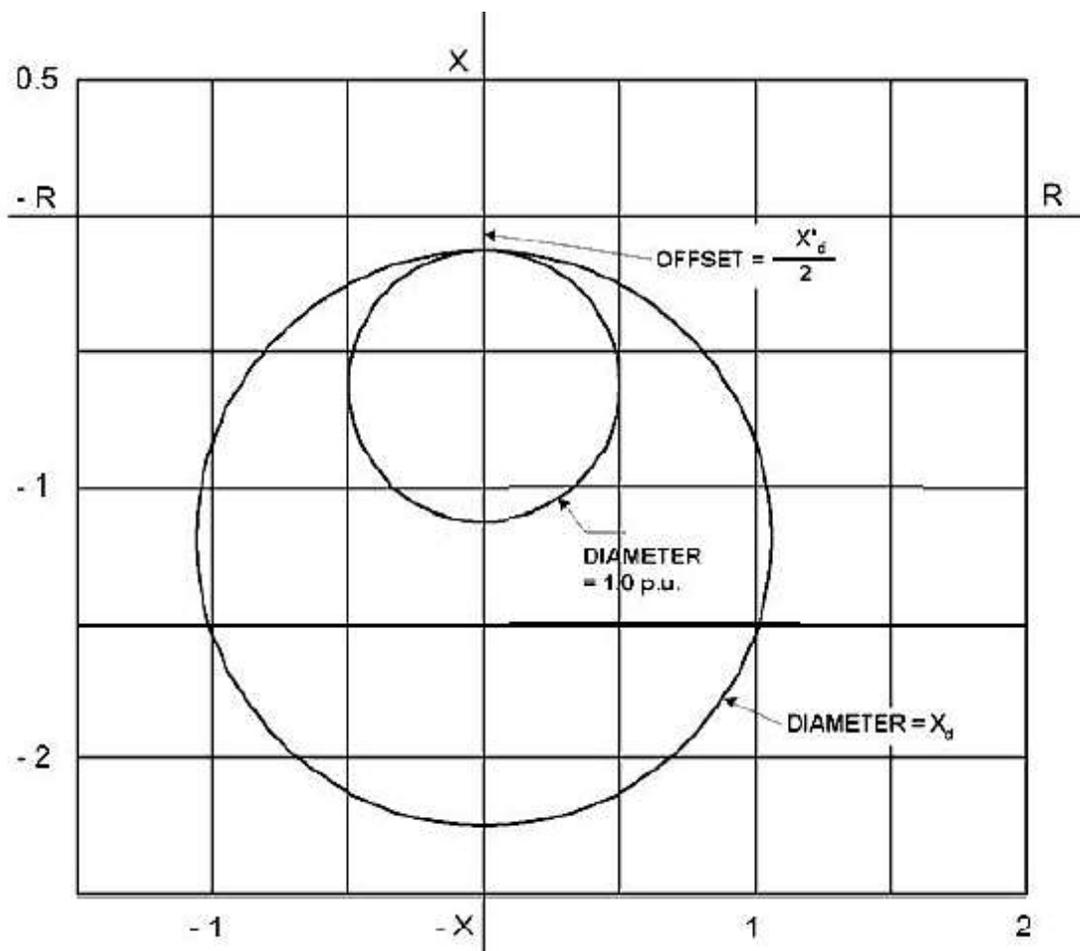
Función de protección 87G				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
<b>I<sub>Base</sub></b>	694	694	A	Corriente nominal del generador.
<b>InvertCT2Curr</b>	No	No	-	De acuerdo a la configuración de los secundarios de los TC's.
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>I<sub>dmin</sub></b>	0,1	0,1	IB	Es múltiplo de la corriente base, el valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED



<b>EndSection1</b>	1	1,25	IB	Riesgo de una falsa corriente diferencial, el valor propuesto es recomendado del manual de referencias técnicas del IED, pag 118.
<b>EndSection2</b>	3	3	IB	Para las altas corrientes por que circulan en el lado primario de los TC`s, el valor ajustado es de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, pag 118.
<b>SlopeSection2</b>	10	40	%	En función de la Característica de operación-restricción. El valor ajustado es recomentado del manual de referencias técnicas del IED, pag 118.
<b>SlopeSection3</b>	80	80	%	Ante falsas corrientes diferenciales relacionadas con la saturación de los TC`s, el valor recomendado es de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, pag 118.
<b>IdUnre</b>	50	32	IB	Para la actuación de la protección diferencial contra fallas en el sistema, en función de la corriente de falla trifásica en la barra donde se conecta el generador, valor resultado de la corriente de fallas trifásica en la barra y la corriente nominal.
<b>OpCrossBlock</b>	No	Yes	-	Al encontrar una de las fases con armónicos no bloqueados, se bloquea el disparo de protección de las otras dos fases. De acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, pag 118.
<b>OpNegSeqDiff</b>	No	Yes	-	Configura las funciones de la secuencia negativa, depende de una comparación direccional entre los fasores de secuencia negativa de los bobinados del generador, utilizada tanto para fallas externas e internas, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, pag 117.
<b>IMinNegSeq</b>	0,04	0,04	IB	En caso de OpNegSeqDiff se encuentre activado, garantiza el arranque de la corriente de secuencia negativa, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED. , pag 117.
<b>NegSeqROA</b>	60	60	Deg	Ángulo límite entre las regiones de fallas internas y externas, valor recomendado del manual de referencias técnicas del IED, pag 117.
<b>HarmDistimit</b>	10	10	%	Configura la distorsión armónica total (2º y 5º armónico), valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, pag 118.
<b>TempldMin</b>	1	1	Idmin	Cuando la entrada binaria DESENSIT se encuentra activada, IdMin se incrementa a TempldMin, por lo que el valor ajustado es recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, pag 118.
<b>AddTripDelay</b>	0	0,1	s	Cuando la entrada binaria DESENSIT se encuentra activada, se suma, este tiempo al de actuación de la función, valor de ajuste recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, pag 118.
<b>OperDCBissing</b>	Off	Off	-	Se ajusta el valor de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, pag 118.

#### 4.6.1.2 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40

La protección contra pérdida de excitación que tiene implementado el relé emplea un esquema de desplazamiento negativo de tipo mho, y tiene dos zonas de protección. La primera, que al alcanzar el límite dinámico de estabilidad, dispara en un corto tiempo. La segunda cuando el generador alcanza el límite de estado estable, realiza el disparo con retardo de tiempo. El digrama de protección del generador mediante dos zonas de relé de pérdida de excitación se muestra en la Figura 4.5.



**Figura 4.9 Zonas de protección del relé de pérdida de excitación**

**Fuente:** IEEE Guide for AC Protection Generator.

Los parámetros que se encuentran en la Tabla 4.4 son configurados de acuerdo a la revisión de la norma IEEE C37.102-2006, conjuntamente con la revisión del manual del IED.

**Tabla 4.4 Parámetros de ajuste para la función de protección 40**

<b>Función de protección 40</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>IBase</b>	694	694	A	Corriente nominal del generador.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
<b>InvertCTcurr</b>	No	No	-	De acuerdo a la configuración de los secundarios de los TC`s. De acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, pag 211.
<b>MeasureMode</b>	L1L2	PosSeq	-	Se configura de acuerdo a las secuencias de las tensiones de las fases, el valor ajustado es recomendado del manual de referencias técnicas del IED, pag 211.
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección
<b>Operation Z1</b>	On	On	-	Cuando se mantienen activas (Z1,Z2) las dos zonas de protección, el manual de referencias técnicas del IED recomienda el valor propuesto
<b>XOffsetZ1</b>	-14	-15	%	Configura el desplazamiento de la zona de protección 1 a la reactancia transitoria de eje directo del generador, dividido para 2, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag.51.
<b>Z1diameter</b>	100	100	%	Para el diámetro de la impedancia de la zona 1, se configura a la reactancia transitoria de eje directo del generador, dividido para 2, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, Pag.52.
<b>tZ1</b>	0	0,1	s	Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 1, evita disparos innecesarios de la unidad contra eventos transitorios, valor recomendado en la norma IEEE C37.102-2006, pag.53.
<b>Operation Z2</b>	On	On	-	Cuando se mantienen activas (Z1,Z2) las dos zonas de protección, el manual del IED recomienda el valor propuesto, pag 211.
<b>XOffsetZ2</b>	-14	-15	%	Configura el desplazamiento de la zona de protección 2, a la reactancia transitoria de eje directo del generador, dividido para 2, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, Pag.51.
<b>Z2diameter</b>	120	120	%	Para el diámetro de la impedancia de la zona 2, se configura, a la reactancia transitoria de eje directo del generador, dividido para 2, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, Pag.52.
<b>tZ2</b>	0,6	0,6	s	Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 2, evita disparos innecesarios de la unidad contra eventos transitorios, valor recomendado en la norma IEEE C37.102-2006, pag.53.
<b>DirSuperv</b>	On	On	-	Para configurar con valores positivos a la impedancia, valor propuesto según recomendación del manual de aplicación del IED, página 255.

#### 4.6.1.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50

Para proteger de las sobrecargas al devanado de armadura del generador, se emplea la protección de sobrecorriente instantánea, como protección principal, ésta protección también funciona como protección de respaldo para fallas externas al generador.

La tabla Tabla 4.5 lista los valores que toman los parámetros de la función de sobrecorriente, para definir éstas configuraciones se revisó la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores y el manual de referencias técnicas del IED.

**Tabla 4.5 Parámetros de ajuste de la función de protección 50**

Función de protección 50				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
IBase	694	694	A	Corriente nominal del generador.
OpMode	1 out of 3	1 out of 3	-	Para que opere esta función el número de corrientes de fase deben ser mayores a las corrientes de arranque, se activan todas las señales de fase de disparo ante fallas, según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 256
IP>>	200	218	%IB	Valor propuesto en la norma IEEE C37.102-2006, pag. 14 para protección de generadores, la unidad instantánea debe actuar cuando la corriente supere a la máxima corriente admisible que soporta el devanado de armadura del generador , en este caso en un tiempo de 10 segundos.
StValMult	1	1	-	Parámetro que funciona cuando se activa la entrada binaria ENMULT permite cambiar el valor de la corriente de operación, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas IED, página 257.

#### 4.6.1.4 PROTECCIÓN CONTRA FALLA DEL BREAKER 50BF

La protección asegura el disparo de reserva de el interruptor en el caso que ésta protección no opere.

Los ajustes que se encuentran en la Tabla 4.6 son de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente al tema de protección contra falla del breaker.

**Tabla 4.6 Parámetros de ajuste de la función de protección 50BF**

<b>Función de protección 50BF</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>I<sub>Base</sub></b>	694	694	A	Corriente nominal del generador.
<b>Function Mode</b>	Current&Contact	Current&Contact	-	Tiene tres modos de funcionamiento para detección de fallas en el breaker.
<b>BuTripMode</b>	1 out of 3	1 out of 3	-	Determina la falla en el breaker, del manual de referencias técnicas del IED, página 330, se selecciona la opción que una de las tres corrientes debe ser alta para el disparo de la protección.
<b>RetripMode</b>	CB Pos Check	CB Pos Check	-	Tiene tres configuraciones, de las cuales se selecciona el modo en el que el re-disparo se realiza dependiendo de la magnitud de corriente y de la posición del interruptor.
<b>IP&gt;</b>	10	10	%IB	Corriente de operación en porcentaje de la corriente base, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 330.
<b>I&gt;BlkCont</b>	20	20	%IB	Corriente para bloquear el contacto del circuit breaker, el valor propuesto es recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 330.
<b>IN&gt;</b>	10	10	%IB	Se configura en función de la corriente residual con respecto a la corriente base, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 330.
<b>t1</b>	0,03	0,03	s	Tiempo en el que se evita el re-disparo innecesario.
<b>t2</b>	0,15	0,15	s	Tiempo de retardo del disparo de respaldo, valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 330.
<b>t2MPH</b>	0,15	0,15	s	Tiempo de retardo del disparo de respaldo para múltiples fases, valor adquirido del manual de referencias técnicas del IED, página 330.
<b>t3</b>	0,03	0,03	s	Tiempo de retardo agregado al t2, para proporcionar un segundo disparo de respaldo, el valor propuesto es de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 330.
<b>tCBAlarm</b>	5	5	s	Tiempo estimado para que actúe la alarma para una falla en el breaker, tomado del manual de referencias técnicas del IED, página 330.
<b>tPulse</b>	0,2	0,2	s	Tiempo de duración del pulso de disparo, valor ajustado recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 330.



#### 4.6.1.5 PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32

La función de protección de potencia inversa que posee el IED, se encuentra diseñada para prevenir el deterioro de la turbina y del generador.

Según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente, los valores de ajuste presentan en la Tabla 4.7.

**Tabla 4.7 Parámetros de ajuste de la función de protección 32**

Función de protección 32				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
<b>IBase</b>	694	694	A	Corriente nominal del generador
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador
<b>Mode</b>	L1, L2, L3	L1, L2, L3	-	Permite ajustar el modo de medición de las señales de los TC's y TP's y calcula la potencia que circula por el generador, el modo más empleado es de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección
<b>k</b>	0	0	-	Valor propuesto según el manual de referencias técnicas del IED, página 350.
<b>IAmpComp5</b>	0	0	%	Se calibran para los errores en las mediciones de tensión y corriente nominal del generador, valores ajustados mediante recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 350.
<b>IAmpComp30</b>	0	0	%	
<b>IAmpComp100</b>	0	0	%	
<b>UAmpComp5</b>	0	0	%	Se calibran para los errores en las mediciones de tensión y corriente nominal del generador, valores ajustados mediante recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 350.
<b>UAmpComp30</b>	0	0	%	
<b>UAmpComp100</b>	0	0	%	
<b>IAngComp5</b>	0	0	Deg	Mediante ángulos de compensación de acuerdo a la diferencia entre los errores angulares de corriente y tensión, valores propuestos en el manual de referencias técnicas del IED, página 350.
<b>IAngComp30</b>	0	0	Deg	
<b>IAngComp100</b>	0	0	%	
Step 1				
<b>OpMode1</b>	OverPower	OverPower	-	Configura una etapa para la función de potencia inversa, valor obtenido del manual de referencias técnicas del relé página 349.
<b>Power1</b>	2	2	%SB	Porcentaje de la potencia nominal del generador para activar la protección, valor propuesto obtenido de la norma IEEE C37.102-2006, pag. 69



<b>Angle1</b>	-180	-180	Deg	Se selecciona el ángulo al cual proporciona máxima sensibilidad para la función de protección.
<b>TripDelay1</b>	1	1	s	Tiempo para que actue la etapa 1 de la protección, ante disturbios en el sistema o en el instante de sincronización con la red, se selecciona el valor ajustado para evitar daños en el generador de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 349.
<b>DropDelay1</b>	0,06	0,06	s	Tiempo de retardo para que la señal de inicio se apague y el temporizador de la función se reajuste, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 349.
<b>Hysteresis1</b>	0,5	0,5	pu	Se configura la histéresis absoluta de la etapa 1 de la Sbase, valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 350.
<b>Step 2</b>				
<b>OpMode2</b>	Off	Off	-	Configura una etapa para la función de potencia inversa, página 349.

#### 4.6.1.6 PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24

El IED utiliza una unidad instantánea que opera de modo inmediato cuando se tiene una medición de sobreexcitación mayor al valor configurado y una unidad de tiempo inverso para proveer un retardo en la actuación, en el caso de tratarse de una sobreexcitación moderadamente elevada.

Según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente, los ajustes se muestran en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.8 Parámetros de ajuste de la función de protección 24.**

<b>Función de protección 24</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>MeasuredU</b>	L1L2	PosSeq	-	De acuerdo al número de fases comprendidas para medición, en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 se conectan 3TP's que miden la tensión en terminales del generador, se selecciona el parámetro de acuerdo a la secuencia de fases.
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección
<b>IBase</b>	694	694	A	Corriente nominal del generador
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador



<b>V/Hz&gt;</b>	110	105	%UB/f	Para protección de generadores ante una condición de sobreexcitación, valor ajustado obtenido de la norma IEEE C37.102-2006, pag. 64
<b>V/Hz&gt;&gt;</b>	118	118	%UB/f	Para protección de generadores ante una condición de altas sobretensiones, valor ajustado obtenido de la norma IEEE C37.102-2006, pag. 64
<b>Xleak</b>	0	0	ohm	Se basa en la compensación de medición de tensión con corriente de carga para obtener la reactancia de dispersión del transformador, se ajusta de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 411.
<b>TrPulse</b>	0,1	0,1	s	Para la longitud del pulso de disparo, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 411.
<b>tMin</b>	2	2	s	Se configura el menor tiempo de actuación al producirse valores elevados de sobreexcitación V/Hz>>, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag. 64
<b>tMax</b>	6	6	s	Es el tiempo de operación al producirse niveles de sobreexcitación cercanos a los valores establecidos de V/Hz>>, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag. 64
<b>CurveType</b>	IEEE	IEEE	-	Se elige el tipo de curva, el manual de referencias técnicas del IED, página 411, recomienda utilizar curvas IEEE
<b>kForIEEE</b>	1	1	-	Se configura el DIAL de la característica inversa para curvas IEEE, de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 411.
<b>t1Tailor</b>	7200	7200	s	Son valores de retardos de tiempo para las diferentes curvas que incorpora el IED, parámetros ajustados por defecto.
<b>t2Tailor</b>	3600	3600	s	
<b>t3Tailor</b>	1800	1800	s	
<b>t4Tailor</b>	900	900	s	
<b>t5Tailor</b>	450	450	s	
<b>t6Tailor</b>	225	225	s	
<b>AlarmLevel</b>	100	103	%	De acuerdo al nivel de porcentaje de disparo ajustado, normalmente un 2% más bajo que V/Hz>, según el manual de aplicación del IED, página 373.
<b>tAlarm</b>	5	5	s	Proporciona el tiempo para que comience a actuar la alarma, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 411.



#### 4.6.1.7 POTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59

Función de protección que agrega dos etapas para su actuación. La primera con una unidad de tiempo inverso que brinda un retardo en la operación de la protección para voltajes moderadamente elevados, y en la segunda etapa activa una unidad de tiempo definido que actúa inmediatamente para tensiones extremadamente elevadas.

Según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente se exhiben los ajustes propuestos en la Tabla 4.9

**Tabla 4.9 Parámetros de ajuste de la función 59**

Función de protección 59				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-	Parámetro en que se define si la medición es fase-fase o fase-neutro, y se utiliza en valores RMS, valor propuesto del manual de referencias técnicas del IED.
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
UBase	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
Step 1				
OperationStep1	On	On	-	Se configura la operación del paso 1.
Characterist1	Inverse curve A	Inverse curve B	-	La norma IEEE C37.102-2006, pag.71, recomienda usar una curva tipo inverso. Tipo B para que el relé opere en el tiempo deseado.
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-	Se configura el número de fases que sobrepasen el valor ajustado, para activar la protección, por lo general basta que una de las tres esté por encima, por lo que se ajusta de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 386.
U1>	110	110	%UB	Voltaje seleccionado para que actúe la protección valor de arranque de la unidad de tiempo inverso ajustado según la norma IEEE C37.102-2006, pag.151.
t1	1	1	s	Tiempo de retardo de actuación de la unidad temporizada, valor de tiempo inverso ajustado según el manual de referencias técnicas del IED, página 387.
tReset1	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 388.
t1Min	5	5	s	Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 388.
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-	Se configura la reposición del temporizador de retardo, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 387.



<b>tIReset1</b>	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 388.
<b>k1</b>	0,05	0,05	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), valor propuesto de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas, página 387.
<b>HystAbs1</b>	0,5	0,5	%UB	Se configura la histéresis absoluta en porcentaje de la UBase, valor ajustado en recomendación del manual de referencias técnicas del relé, página 387.
<b>Step 2</b>				
<b>OperationStep2</b>	On	On	-	Dado que la protección emplea una unidad de tiempo definido y una unidad de tiempo inverso, para poder discriminar una condición de sobretensión, el valor ajustado es recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 387.
<b>Characterist2</b>	Definite time	Definite time	-	Valor ajustado según la norma IEEE C37.102-2006, pag.71
<b>OpMode2</b>	1 out of 3	1 out of 3	-	Se configura el número de fases necesarias para la actuación, por lo general basta que una de las tres esté por encima, por lo que se ajusta de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 387.
<b>U2&gt;</b>	130	130	%UB	Valor de voltaje de arranque para actuación en la etapa 2, valor recomendado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag.71
<b>t2</b>	0	0	s	Se selecciona el tiempo de retardo de actuación de la unidad de tiempo definido.
<b>tReset2</b>	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, , página 388.
<b>t2Min</b>	5	5	s	Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 2, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 388.
<b>ResetTypeCrv2</b>	Instantaneous	Instantaneous	-	Se configura la reposición del temporizador de retardo, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 388.
<b>tIReset2</b>	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 388.
<b>k2</b>	0,05	0,05	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), valor propuesto de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas, página 388.
<b>HystAbs2</b>	0,5	0,5	%UB	Se configura la histéresis absoluta en porcentaje de la UBase, valor ajustado en recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 388.

#### 4.6.1.8 PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN 27

Los ajustes para la configuración de esta función de protección están dados según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente, éstos ajustes se presentan en la Tabla 4.10.

Esta protección posee dos etapas para su funcionamiento, debido a que no se requiere el uso de las dos etapas solo se mantendrá activa la etapa 1 y la etapa 2 se tomará un valor en el ajuste de Off.

**Tabla 4.10 Parámetros de ajuste de la función de protección 27**

Función de protección 27				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
ConnType	PhPhRMS	PhPhRMS	-	Parámetro en que se define si la medición es fase-fase o fase-neutro, y se utiliza en valores RMS.
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
UBase	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
Step 1				
OperationStep1	On	On	-	Activa dos etapas de operación de la función de protección.
Characteristic1	Definite time	Definite time	-	Tipo de curva para la etapa 1 de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag.71. Para utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido.
OpMode1	1 out of 3	1 out of 3	-	Por lo general basta una de las tres esté por debajo del valor determinado, por lo que se ajusta de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 374.
U1<	90	90	%UB	Configuración de voltaje para la actuación de la función en la etapa 1, valor ajustado en porcentaje de la tensión nominal según la norma IEEE C37.102-2006, pag.55.
t1	5	5	s	Para evitar falsos disparos de la protección, se configura un retardo de tiempo, de acuerdo al manual del IED, página 374.
tReset1	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 375.
t1Min	5	5	s	Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 374.
ResetTypeCrv1	Instantaneous	Instantaneous	-	Se configura la reposición del temporizador de retardo, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 375.



<b>tlReset1</b>	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 375.
<b>k1</b>	0,05	0,05	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), valor propuesto de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 374.
<b>ACrv1</b>	1	1	-	Valores ajustados de acuerdo al manual del de referencias técnicas del IED, página 375.
<b>BCrv1</b>	1	1	-	
<b>CCrv1</b>	0	0	-	
<b>DCrv1</b>	0	0	-	
<b>PCrv1</b>	1	1	-	
<b>CrvSat1</b>	0	0	%	
<b>HystAbs1</b>	0,5	0,5	%UB	Se configura la histéresis absoluta en porcentaje de la UBase, valor ajustado en recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 374.
<b>Step 2</b>				
<b>OperationStep2</b>	Off	Off	-	Se desactiva la etapa 2 de la función, de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 374.

#### 4.6.1.9 PROTECCIÓN DEL 95% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 59N

Esta función de protección se emplea en generadores que tienen el esquema de puesta a tierra de gran impedancia, las unidades Sau-U1 y Sau-U2 de la Central Saucay poseen esta característica de aterramiento.

La Tabla 4.11 enlista cada uno de los parámetros que se deben configurar para poner en marcha la función de protección en el relé, estos parámetros han sido analizados uno por uno para tener un criterio de configuración y poder obtener valores de configuración que protejan a la unidad de generación. La norma IEEE C37.102-2006, ha brindado criterios claros de configuración, así como el manual de referencias técnicas del IED y otras fuentes bibliográficas que brindan conocimiento acerca del tema de protecciones eléctricas.

**Tabla 4.11 Parámetros de ajuste de la función de protección 59N**

<b>Función de protección 59N</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor calculado</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
<b>Step 1</b>				
<b>Operation Step1</b>	On	On	-	Valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 398.



<b>Characterist 1</b>	Definite time	Inverse time A	-	Tipo de curva para operación de relé con retardo de tiempo, de acuerdo a: Protective relaying for power generation systems / Donald Reimert, 2006, pág 147.
<b>U1&gt;</b>	23	5	%UB	El voltaje de arranque para la operación de la función en la etapa 1, valor propuesto de acuerdo a: Protective relaying for power generation systems / Donald Reimert, 2006, pág 147.
<b>t1</b>	0,5	0,5	s	Se selecciona el tiempo mínimo de funcionamiento para las curvas inversas de la etapa 1. De acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 398.
<b>tReset1</b>	0,025	0,025	s	Se selecciona el valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 399.
<b>t1Min</b>	5	5	s	Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 398.
<b>ResetTypeCr v1</b>	Instantaneous	Instantaneous	-	Se configura la reposición del temporizador de retardo, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 399.
<b>tIReset1</b>	0,025	0,025	s	Se selecciona el valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 399.
<b>k1</b>	0,05	0,05	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), valor propuesto de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 398.
<b>HystAbs1</b>	0,5	0,5	%UB	Se configura la histéresis absoluta en porcentaje de la UBase, valor ajustado en recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 398.
<b>Step 2</b>				
<b>OperationStep2</b>	Off	Off	-	Se encuentra desactivada la etapa 2 de la función.

#### 4.6.1.10 PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA 46

De acuerdo al Anexo B, se puede observar que el relé no posee la librería de protección 46, por lo tanto, se emplea la función de protección multipropósito (GAPC).

Esta función posee una serie de módulos, de corriente y de tensión. Cada módulo consta de cuatro etapas de protección independientes que son:

Dos etapas de sobrecorriente (OC\_1 y OC\_2)

Dos etapas de subcorriente (UC\_1 y UC\_2)

Dos etapas de sobretensión (OV1 y OV\_2)



Dos etapas de subtensión (UV\_1 y UV\_2)

Para poner en funcionamiento la protección 46, se activa en el módulo GF01 de la función GAPC y se emplea la etapa de sobrecorriente (OC\_1).

La Tabla 4.12 muestra las configuraciones que se propone ajustar en función de la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y a demás bibliografía pertinente.

**Tabla 4.12 Ajuste de parámetros para la función de protección 46**

Función de Protección 46				
GF01				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
CurrentInput	Neg Seq	Neg Seq	-	Se utiliza la protección de secuencia negativa.
IBase	694	694	A	Corriente nominal del generador.
VoltageInput	Neg Seq	Neg Seq	-	Valor ajustado por defecto, no es pertinente para la actuación de la protección.
UBase	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
OperHarmRestr	Off	Off	-	En función de la restricción del segundo armónico y de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
I_2nd/I_fund	20	20	%	Relaciona la corriente de segundo armónico con respecto a la corriente fundamental; valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
EnRestrCurr	Off	Off	-	Parámetro que permite la activación de la restricción de corriente, valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RestrCurrInput	Pos Seq	Pos Seq	-	El valor es ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RestrCurrCoeff	0	0	-	Es el coeficiente de restricción de corriente, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RCADir	-75	-75	Deg	Se configura el ángulo característico del IED de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
ROADir	75	75	Deg	Se configura el ángulo de operación del IED, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas IED, página 459.
OC1				



<b>Operation_OC1</b>	On	On	-	Activa la etapa OC1.
<b>StartCurr_OC1</b>	10	10	%IB	Configuración de corriente de la etapa OC1, para el caso de rotores de polos salientes, de acuerdo a la Tabla 3.1, el valor permisible para que circulen corrientes de secuencia negativa es de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag. 56
<b>CurveType_OC1</b>	Programmable	Programmable	-	Tipo de curva para operación de relé con retardo de tiempo. De acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>tDef_OC1</b>	0,5	0,5	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>k_OC1</b>	30	40	-	Constante que depende del diseño y la capacidad del generador para soportar corriente de secuencia negativa, valor ajustado según la norma IEEE C37.102-2006, pag. 57 para protección generadores de polos salientes.
<b>tMin_OC1</b>	0,05	0,05	s	Valor ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED para el tiempo mínimo de funcionamiento en la etapa OC1. De acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>ResCrvType_OC1</b>	Instantaneous	Instantaneous	-	Se configura el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC1, si la protección actúa debe ser inmediatamente reiniciada, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 463.
<b>tResetDef_OC1</b>	0	0	s	Por defecto es ajustado el tiempo para el reinicio de la curva IEC de tiempo definido, de acuerdo al manual de referencias técnicas, página 463.
<b>P_OC1</b>	2	2	-	Curva programable elegida en el parámetro CurveType_OC1, valores ajustados según recomendación del manual de aplicación del IED[8], página 398.
<b>A_OC1</b>	1	5	-	
<b>B_OC1</b>	0	0	-	
<b>C_OC1</b>	0	1	-	
<b>PR_OC1</b>	0,5	0,5	-	
<b>TR_OC1</b>	13,5	13,5	-	
<b>CR_OC1</b>	1	1	-	
<b>VCntrlMode_OC1</b>	Off	Off	-	Esta función no es necesaria, sirve para activar la función de protección de sobre corriente con restricción de tensión.
<b>VDepMode_OC1</b>	Step	Step	-	Define el modo dependiente de tensión de la etapa OC1. De acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>VDepFact_OC1</b>	1	1	-	Es un factor multiplicador de la corriente de arranque en el modo de sobre corriente con restricción de tensión, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>ULowLimit_OC1</b>	50	50	%UB	Determina el límite de voltaje mínimo en porcentaje de la UBase, valor propuesto



				recomendado del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>UHighLimit_OC1</b>	100	100	%UB	Determina el límite de voltaje máximo en porcentaje de la UBase, valor propuesto recomendado del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>HarmRestr_OC1</b>	Off	Off	-	Configuración de restricción de armónicos para OC1, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>DirMode_OC1</b>	Non-directional	Non-directional	-	Configura la dirección de actuación para la función en la etapa OC1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.

#### 4.6.1.11 PROTECCIÓN DE SUBFRECUENCIA 81U

La protección de subfrecuencia 81U protege al generador contra oscilaciones de frecuencia que están por debajo del rango permitido para su correcto funcionamiento, esta protección tiene varios parámetros para configurar, los cuales se configuraron tomando en consideración las recomendaciones de la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del relé y bibliografía pertinente. Las configuraciones se encuentran en la Tabla 4.13.

**Tabla 4.13 Ajuste de parámetros para la función de protección 81U**

Función de protección 81U				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
UBase	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
StartFrecuency	57	57	Hz	Configura el nivel de frecuencia para la actuación de la protección, valor ajustado de acuerdo al manual de procedimientos de despacho y operación (versión 2) emitido por el CENACE.
TimeDlyOperate	5	5	s	Actúa ante subfrecuencia, tiempo de retardo ajustado de acuerdo al manual de procedimientos de despacho y operación (versión 2) emitido por el CENACE.
TimeDlyReset	0	0	s	En función del manual de referencias técnicas del IED, página 429.
TimeDlyRestore	0	0	s	Se selecciona que el no debe existir retardo del tiempo para el reestablecimiento de la función, de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 429.



RestoreFreq	59,9	59,9	Hz	Restaura la frecuencia en caso de que la frecuencia supere el valor de establecido.
TimerOperation	Definite timer	Definite timer	-	Configura el modo del temporizador de la función, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 430.
UNom	100	100	%UB	Valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 430.
UMin	90	90	%UB	Límite inferior de operación para el temporizador en porcentaje del a UBase, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 430.
Exponent	1	1	-	Valor propuesto en el manual de referencias técnicas del IED, página 430.

#### 4.6.1.12 PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA 81O

La protección de sobrefrecuencia 81O protege al generador contra oscilaciones de frecuencia que superan el rango permitido para su correcto funcionamiento, esta protección tiene varios parámetros para configurar, los cuales se configuraron tomando en consideración las recomendaciones de la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del relé y bibliografía pertinente. Los ajustes se encuentran en la Tabla 4.14.

**Tabla 4.14 Parámetros de ajuste de la función de protección 81O**

Función de protección 81O				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
Ubase	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
StarFrequency	63	63	Hz	Configura la frecuencia de actuación de la protección, valor ajustado de acuerdo al manual de procedimientos de despacho y operación (versión 2) emitido por el CENACE.
TimeDlyOperate	5	5	s	Actúa ante subfrecuencia, tiempo de retardo ajustado de acuerdo al manual de procedimientos de despacho y operación (versión 2) emitido por el CENACE.
TimeDlyReset	0	0	s	En función del manual de referencias técnicas del IED, página 429.

#### 4.6.1.13 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V

De acuerdo al Anexo B. el dispositivo REG670 no dispone de una librería de la protección 51V, por lo que se utiliza la función de protección multipropósito (GAPC),



la que posee varias etapas de tensión y corriente para activar funciones preestablecidas de protección.

Los elementos de protección que tiene la función multipropósito son:

(OC\_1 y OC\_2)

(UC\_1 y UC\_2)

(OV1 y OV\_2)

(UV\_1 y UV\_2)

La protección 51V se activa en el módulo GF03 y en la etapa (OC\_1).

La Tabla 4.15 muestra los ajustes que tendrá la protección 51V de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente.

**Tabla 4.15 Parámetros de ajuste para la función de protección 51V**

<b>Función de protección 51V</b>				
<b>GF03</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>U</b>	<b>Descripción</b>
<b>Operation</b>	On	On	-	Se activa la etapa GF03.
<b>CurrentInput</b>	MaxPh	MaxPh	-	Debido a las señales de corriente medidas en los TC's que alimentan al IED, se ajusta el valor de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 458.
<b>IBase</b>	694	694	A	Corriente nominal del generador.
<b>VoltageInput</b>	MinPh-Ph	MinPh-Ph	-	Valor en que la mínima tensión fase-fase se emplea para la actuación de la protección.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador
<b>OperHarmRestr</b>	Off	Off	-	En función de la restricción del segundo armónico y de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>I_2nd/I_fund</b>	20	20	%	Relaciona la corriente de segundo armónico con respecto a la corriente fundamental; valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>EnRestrIn Curr</b>	Off	Off	-	Parámetro que permite la activación de la restricción de corriente, valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>RestrCurr Input</b>	PosSeq	PosSeq	-	Valor es ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>RestrCurr Coeff</b>	0	0	-	Es el coeficiente de restricción de corriente, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>RCADir</b>	-75	-75	De g	Se configura el ángulo característico del IED de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>ROADir</b>	75	75	De g	Se configura el ángulo de operación del IED, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 459.



OC1				
Operation_ OC1	On	On	-	Valor ajustado de acuerdo a que se utiliza solamente la etapa OC1 de sobrecorriente.
StartCurr_ OC1	115	125	%I B	Seteo de corriente de la etapa OC1, el ajuste típico de la corriente de arranque está entre el 125% y 175% de la corriente nominal al 100% de la tensión nominal del generador, valor propuesto de acuerdo a: Protective relaying for power generation systems / Donald Reimert, 2006, pág 415.
CurrMult_ OC1	1	2	-	No requiere ser configurado este valor, se selecciona el valor por defecto del manual de referencias técnicas del IED, página 463.
CurveType_ OC1	IEC Norm. Inv.	IEC Norm. Inv.	-	Tipo de curva para operación de relé en la etapa OC1.
tDef_OC1	0,5	0,5	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 459.
k_OC1	0,3	0,3	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), el valor propuesto es por defecto del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
tMin_OC1	0,05	0,05	s	Valor ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED para el tiempo mínimo de funcionamiento para la curvas de tiempo IEC en la etapa OC1, página 460.
ResCrvType_ OC1	Instant a neous	Instantane ous	-	Se configura el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC1, si la protección actúa debe ser inmediatamente reiniciada, valor ajustado por defecto, página 463 del manual de referencias técnicas del IED.
tResetDef_ OC1	0	0	s	Por defecto es ajustado el tiempo para el reinicio de la curva IEC de tiempo definido, de acuerdo al manual de referencias técnicas, página 463.
VCntrlMode_ OC1	Voltage control	Voltage control	-	Activa la función de sobrecorriente con restricción de tensión, valor ajustado de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
VDepMode_ OC1	Slope	Slope	-	Define el modo dependiente de tensión de la etapa OC1, de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
VDepFact_ OC1	0,25	0,25	-	Es un factor multiplicador de la corriente de arranque en el modo de sobre corriente con restricción de tensión de acuerdo al manual de aplicación, página 402.
ULowLimit_ OC1	25	25	% UB	Determina el límite de voltaje mínimo en porcentaje de la UBase, de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
UHighLimit_ OC1	100	100	% UB	Determina el límite de voltaje máximo en porcentaje de la UBase, valor propuesto recomendado del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
HarmRestr_ OC1	Off	Off	-	Configuración de restricción de armónicos para OC1, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
DirMode_ OC1	Non- directio nal	Non- directional	-	Configura la dirección de actuación para la función en la etapa OC1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 460.
DirPrinc_ OC1	I&U	I&U	-	Configura la medición de corriente y voltaje o de $I \cos \phi$ y $U$ para la etapa OC1, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
ActLowVolt1_ VM	Non- directio nal	Non- directional	-	Valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 460.



#### 4.6.1.14 PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE TENSIÓN 60

El IED no cuenta con una librería para la protección 60, por lo tanto, y debido a que, se puede sustituir la función 60 mediante la función de supervisión de falla del fusible (SDDRFUF), la que permite bloquear las funciones direccionales, de tensión y frecuencia cuando la señal de los TP's no llegue al relé.

El IED utiliza un algoritmo de detección de secuencia negativa para detectar una deficiencia de la señal de los TP's. Cuando una de las tres señales se pierde, se desbalancean los voltajes de fase, por lo tanto, causa un elevado voltaje de secuencia negativa (3U2), sin tener corriente de secuencia negativa (3I2). Este procedimiento se puede utilizar para generadores con característica de puesta a tierra de alta impedancia, estas característica poseen las unidades U1 y U2 de la central Saucay. Los ajustes se presentan en la Tabla 4.16

**Tabla 4.16 Parámetros de ajuste para la función de protección 60.**

Función de protección 60				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	U	Descripción
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>Ibase</b>	3000	800	A	Se configura la corriente base igual a la corriente nominal del primario del TC, siguiendo la recomendación del manual de aplicación página 413.
<b>UBase</b>	400	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
<b>OpMode</b>	UZsIZs	UZsIZs	-	Configura el tipo de algoritmo utilizado en la detección de falla del fusible, se selecciona para secuencia negativa, el valor es ajustado de acuerdo a la recomendación del manual de aplicación página 413.
<b>3U0&gt;</b>	30	30	%UB	Los valores se ajustan por defecto en el IED, dado que no se utiliza el modo UZsIZs para la detección de fallas del fusible, según el manual de referencias técnicas del IED, página 488.
<b>3I0&lt;</b>	10	10	%IB	
<b>3U2&gt;</b>	30	30	%UB	Valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 488.
<b>3I2&lt;</b>	10	10	%IB	El valor propuesto es el recomendado por el manual de referencias técnicas del IED.
<b>OpDUDI</b>	Off	Off	-	Supervisa la existencia de avería del fusible. No se requiere para el objetivo.
<b>DU&gt;</b>	60	60	%UB	Se configuran cuando el parámetro UpDUDI se encuentra activo, por lo que los valores se ajustan por defecto definidos en el manual de referencias técnicas del IED, página 488.
<b>DI&lt;</b>	15	15	%IB	
<b>Uph&gt;</b>	70	70	%UB	
<b>Iph&gt;</b>	10	10	%IB	
<b>Sealln</b>	On	On	-	Asegura la detección de falla del fusible, según el manual de referencias técnicas del IED, página 488.
<b>USealln&lt;</b>	70	70	%UB	Identifica la condición de baja tensión en el sistema, valor ajustado en porcentaje con respecto a la UBase de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 488.



#### 4.6.2 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAU-U3 Y SAU-U4

Los diversos métodos de conexión a tierra, requieren un tipo diferente de esquema de protección para cada uno de ellos, por lo tanto, se usará las mismas configuraciones de los ajustes de las funciones de protección de las unidades SAU U1 y SAU U2, en los relés de las unidades SAU U3 y SAU U4, para todas las protecciones que no involucren fallas a tierra, mientras que para aquellas protecciones que involucren las fallas a tierra, la configuración dependerá del método de aterramiento del generador.

A continuación, se presentan los ajustes para las protecciones de las unidades de generación SAU U3 y SAU U4.

##### 4.6.2.1 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN 40

La Tabla 4.17 presenta las configuraciones que se necesita implementar en la función 40, estos valores difieren respecto al primer grupo de generadores, en los valores de corriente base y en reactancias.

**Tabla 4.17 Valores de ajustes de los parámetros de la función 40.**

Función de protección 40				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
<b>IBase</b>	1338	1338	A	Corriente nominal del generador.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase fase nominal del generador.
<b>InvertCT curr</b>	No	No	-	De acuerdo a la configuración de los secundarios de los TC's.
<b>Measure Mode</b>	L1L2	PosSeq	-	Se configura de acuerdo a las secuencias de las tensiones de las fases, el valor ajustado es recomendado del manual de referencias técnicas del IED.
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>Operation Z1</b>	On	On	-	Cuando se mantienen activas (Z1,Z2) las dos zonas de protección, el manual de referencias técnicas del IED recomienda el valor propuesto.
<b>XOffsetZ1</b>	-14	-14	%	Configura el desplazamiento de la zona de protección 1 con, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag.51.
<b>Z1diamet</b>	100	100	%	Para el diámetro de la impedancia de la zona 1, se configura a la reactancia transitoria de eje directo del generador, dividido para 2, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, Pag.52.
<b>tZ1</b>	0	0,1	s	Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 1, evita disparos innecesarios de la unidad contra eventos transitorios, valor recomendado en la norma IEEE C37.102-2006, pag.53.



<b>Operation Z2</b>	On	On	-	Cuando se mantienen activas (Z1,Z2) las dos zonas de protección, el manual de referencias técnicas del IED recomienda el valor propuesto.
<b>XOffsetZ2</b>	-14	-14	%	Configura el desplazamiento de la zona de protección 2 a la reactancia transitoria de eje directo del generador, dividido para 2, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, Pag.51.
<b>Z2diamet</b>	120	116	%	Para el diámetro de la impedancia de la zona 2, se configura a la reactancia transitoria de eje directo del generador, dividido para 2, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, Pag.52.
<b>tZ2</b>	0,6	0,6	s	Tiempo de retardo para actuación de la protección en la zona 2, evita disparos innecesarios de la unidad contra eventos transitorios, valor recomendado en la norma IEEE C37.102-2006, pag.53.
<b>DirSuper</b>	On	On	-	Para configurar con valores positivos a la impedancia, valor propuesto según recomendación del manual de referencias técnicas del IED.

#### 4.6.2.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50

Según la norma IEEE C37.102-2006, que se enfoca en los requerimientos necesarios para las protecciones de sobrecorriente considerando los límites de sobrecarga. El manual de referencias técnicas del relé da recomendaciones de ajuste de cada parámetro de la protección de sobrecorriente de tiempo definido. Los ajustes se listan en la Tabla 4.18.

**Tabla 4.18 Ajustes de la protección 50.**

<b>Función de protección 50</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>IBase</b>	1388	1388	A	Corriente nominal del generador.
<b>OpMode</b>	1 out of 3	1 out of 3	-	Para que opere esta función el número de corrientes de fase son mayores a las corrientes de arranque, se activan todas las señales de fase de disparo ante fallas, según recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>IP&gt;&gt;</b>	200	218	%IB	Valor propuesto en la norma IEEE C37.102-2006, pag. 14 para protección de generadores, la unidad instantánea debe actuar cuando la corriente supere a la máxima corriente admisible que soporta el devanado de armadura del generador, en este caso en un tiempo de 10 segundos.
<b>StValMult</b>	1	1	-	Si se activa la entrada binaria ENMULT permite cambiar el valor de la corriente de operación, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.



#### 4.6.2.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

La protección de sobrecorriente temporizada se la activa en la etapa 1 de la función 51/67.

Para las configuraciones de esta protección, que se presentan en la Tabla 4.19, se toman los valores resultantes de la coordinación realizada en el punto 4.5, recomendaciones de la norma IEEE Std.C37.102 y del manual de referencias técnicas del relé.

Para el valor de la corriente de arranque, debido a que este valor se ingresa en porcentaje de la corriente base, el valor de corriente de arranque calculado en el punto 4.5, se debe pasar al porcentaje de la corriente base, entonces:

$$I1 > 1478,9A$$

$$IBase = 1338A$$

$$I1 > \frac{1478,9}{1338} \%$$

$$I1 > 110,536\%$$

El valor de ajuste será 111%

**Tabla 4.19 Ajustes de la protección 51.**

Función de protección 51			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Parámetro que activa la función de protección.
IBase	1388	A	Corriente base nominal del generador.
UBase	4,2	kV	Tensión base redondeada a una cifra decimal.
AngleRCA	65	Deg	Ángulo característico del relé, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
AngleROA	80	Deg	Ángulo de operación del relé, valor configurado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
StartPhSel	1 out of 3	-	Número de fases requeridas para la operación, seteado en base al manual de referencias técnicas del IED.
2ndHarm Stab	20	%IB	Porcentaje para nivel de operación en la restricción de corriente del segundo armónico, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED se ajusta el valor.
<b>Step 1</b>			
DirMode1	Non-directional	-	Se configura por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, en función de utilización de la característica direccional.



Charact1	IEC Ext. Inv	-	La curva característica para la coordinación la recomienda la norma Std IEE C37.102, página 15.
I1>	111	%IB	Parámetro que define el valor de la corriente de actuación, la coordinación realizada en el punto 4.5 justifica este ajuste.
t1	0	s	Valor seteado de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del IED del relé.
k1	0.11	-	DIAL para retardo de operación de la curva del relé, el valor se configura de acuerdo a la coordinación en DIgSILENT, punto 4.5.
t1Min	0	s	El tiempo mínimo de operación se lo configura en función de la coordinación en DIgSILENT.
IN1Mult	2	-	Multiplicador de corriente para el nivel de operación actual.
ResetType Crv1	Instantaneous	-	Función que resetea la curva, ajustada por recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
tReset1	0,02	s	Tiempo de reposición del IED, el manual de referencias técnicas del IED, recomienda el valor ajustado.
Harm Restrained1	Off	-	Parámetro que activa o desactiva el bloqueo de restricción de armónicos.

#### 4.6.2.4 PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA 32

La Tabla 4.20 detalla las configuraciones de la función 32 para la protección de los generadores, los criterios para la elección de estos valores se obtuvieron con las recomendaciones de la norma IEEE C37.102-2006 para protección de generadores y el manual de referencias técnicas del relé.

**Tabla 4.20 Ajustes de la protección 32**

Función de protección 32				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
<b>IBase</b>	1338	1338	A	Corriente nominal del generador.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
<b>Mode</b>	L1, L2, L3	L1, L2, L3	-	Permite ajustar el modo de medición de las señales de los TC's y TP's para calcular la potencia del generador, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>k</b>	0	0	-	Valor propuesto según el manual de referencias técnicas del IED, página 350.
Step 1				
<b>OpMode1</b>	Over Power	Over Power	-	Configura una etapa para la función de potencia inversa.
<b>Power1</b>	2	2	%SB	Porcentaje de la potencia nominal del generador para activar la protección, valor propuesto obtenido de la norma IEEE C37.102-2006, pag. 69.



<b>Angle1</b>	-180	-180	Deg	Se selecciona el ángulo al cual proporciona máxima sensibilidad para la función de protección.
<b>TripDelay1</b>	1	1	s	Tiempo de actuación de la etapa 1 de la protección, ante disturbios en el sistema o en la sincronización con la red, se selecciona el valor ajustado para evitar daños en el generador de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>DropDelay1</b>	0,06	0,06	s	Tiempo de retardo para que la señal de inicio se apague y el temporizador de la función de reajuste, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>Hysteresis1</b>	0,5	0,5	pu	Se configura la histéresis absoluta de la etapa 1 de la Sbase, valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>Step 2</b>				
<b>OpMode2</b>	Off	Off	-	Configura una etapa para la función de potencia inversa.

#### 4.6.2.5 PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24

Para realizar las configuraciones de esta protección se consulta la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y demás bibliografía pertinente, los valores de ajuste que deben tener los parámetros se detallan en la Tabla 4.21

**Tabla 4.21 Ajustes para la protección 24**

Función de protección 24				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
<b>MeasuredU</b>	PosSeq	PosSeq	-	De acuerdo al número de fases comprendidas para medición, en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 se conectan 3TP's que miden la tensión en terminales del generador, se selecciona el parámetro de acuerdo a la secuencia de fases.
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>IBase</b>	1338	1338	A	Corriente nominal del generador.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
<b>V/Hz&gt;</b>	110	110	%UB/f	Para protección de generadores ante una condición de sobreexcitación, valor ajustado obtenido de la norma IEEE C37.102-2006, pag. 64.
<b>V/Hz&gt;&gt;</b>	118	118	%UB/f	Para protección de generadores ante una condición de altas sobretensiones, valor ajustado obtenido de la norma IEEE C37.102-2006, pag. 64.



<b>Xleak</b>	0	0	ohm	Se basa en la compensación de medición de tensión con corriente de carga para obtener la reactancia de dispersión del transformador, se ajusta de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>TrPulse</b>	0,1	0,1	s	Para la longitud del pulso de disparo, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED.
<b>tMin</b>	2	2	s	Configura el tiempo mínimo de actuación al producirse valores de sobreexcitación elevados $V/Hz \gg$ , valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag. 64.
<b>tMax</b>	6	6	s	Configura el tiempo mínimo de actuación al producirse valores de sobreexcitación elevados (V/Hz), valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag. 64.
<b>CurveType</b>	IEEE	IEEE	-	Se elige el tipo de curva, el manual de referencias técnicas del IED recomienda utilizar curvas IEEE.
<b>kForIEEE</b>	1	1	-	Se configura el DIAL de la característica inversa para curvas IEEE.
<b>t1Tailor</b>	7200	7200	s	Retardos de tiempo para las nuevas curvas del relé, estos parámetros se ajustan con los valores que por defecto incorpora el IED.
<b>t2Tailor</b>	3600	3600	s	
<b>t3Tailor</b>	1800	1800	s	
<b>t4Tailor</b>	900	900	s	
<b>t5Tailor</b>	450	450	s	
<b>t6Tailor</b>	225	225	s	
<b>AlarmLevel</b>	100	103	%	De acuerdo al nivel de porcentaje de disparo ajustado, normalmente un 2% más bajo que $V/Hz$ , según el manual de referencias técnicas del IED.
<b>tAlarm</b>	5	5	s	Proporciona el tiempo para que comience a actuar la alarma, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED.

#### 4.6.2.6 POTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN 59

Según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del relé y bibliografía pertinente se configuran los parámetros de la Tabla 4.22 en la función de protección 59.

**Tabla 4.22 Parámetros de ajuste para la función de protección 59.**

Función de protección 59				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
<b>ConnType</b>	PhPhRMS	PhPhRMS	-	Parámetro en que se define si la medición es fase-fase o fase-neutro, y se utiliza en valores RMS, valor propuesto del manual de referencias técnicas del IED.
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
Step 1				
<b>OperationStep1</b>	On	On	-	Activa la función en el paso uno.



<b>Characterist1</b>	Inverse curve A	Inverse curve A	-	Curva característica de la etapa 1, valor recomendado en la norma IEEE C37.102-2006, pag.71.
<b>OpMode1</b>	1 out of 3	1 out of 3	-	Se configura el número de fases medidas que sobrepasen el valor ajustado para activar la protección, por lo general basta una de las tres esté por encima, por lo que se ajusta de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>U1&gt;</b>	110	110	%UB	Configuración de voltaje de actuación de la función, valor ajustado según la norma IEEE C37.102-2006, pag.151.
<b>t1</b>	1	1	s	Tiempo de retardo de actuación de la unidad temporizada, valor de tiempo inverso ajustado según el manual de referencias técnicas del IED.
<b>tReset1</b>	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>t1Min</b>	3	5	s	Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>ResetTypeCrv1</b>	Instantaneous	Instantaneous	-	Se configura la reposición del temporizador de retardo, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED.
<b>tIReset1</b>	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>k1</b>	0,05	0,05	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), valor propuesto de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>HystAbs1</b>	0,5	0,5	%UB	Se configura la histéresis absoluta en porcentaje de la UBase, valor ajustado en recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>Step 2</b>				
<b>OperationStep2</b>	On	On	-	Para poder discriminar una condición de sobretensión, el valor ajustado es recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>Characterist2</b>	Definite time	Definite time	-	Valor ajustado según la norma IEEE C37.102-2006, pag.71.
<b>OpMode2</b>	1 out of 3	1 out of 3	-	Por lo general basta una de las tres esté por encima, por lo que se ajusta de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>U2&gt;</b>	130	130	%UB	Valor recomendado para arranque de la unidad instantánea en porcentaje de la tensión nominal de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag.71.
<b>t2</b>	0	0	s	Se selecciona el tiempo de retardo de actuación de la unidad de tiempo definido.
<b>tReset2</b>	0,025	0,025	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>t2Min</b>	5	5	s	Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 2, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED..



<b>ResetTypeCrv2</b>	Instantaneos	Instantaneos	-	Se configura la reposición del temporizador de retardo, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED.
<b>tIReset2</b>	0,025	0,025	s	Por defecto se selecciona el valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>k2</b>	0,05	0,05	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), valor propuesto de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>HystAbs2</b>	0,5	0,5	%UB	Se configura la histéresis absoluta en porcentaje de la UBase, valor ajustado en recomendación del manual de referencias técnicas del IED.

#### 4.6.2.7 PROTECCIÓN DE SUBTENSIÓN 27

Según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del relé y bibliografía pertinente se setean los parámetros de la Tabla 4.23 en la función de protección 27.

**Tabla 4.23 Ajustes de la función 27**

<b>Función de protección 27</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>ConnType</b>	PhPhRMS	PhPhRMS	-	Parámetro en que se define si la medición es fase-fase o fase-neutro, y se utiliza en valores RMS, valor propuesto del manual de referencias técnicas del IED.
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
<b>Step 1</b>				
<b>OperationStep1</b>	On	On	-	Valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>Characteristic 1</b>	Definite time	Definite time	-	Tipo de curva para operación del relé en la etapa 1 de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag.71 para utilizar una unidad temporizada o una unidad de tiempo definido.
<b>OpMode1</b>	1 out of 3	1 out of 3	-	Se configura el número de fases necesarias para activar la protección, por lo general basta que una de las tres esté por debajo del límite.
<b>U1&lt;</b>	90	90	%UB	Configuración de voltaje para la actuación de la función en la etapa 1, valor ajustado en porcentaje de la tensión nominal según la norma IEEE C37.102-2006, pag.55.
<b>t1</b>	5	5	s	Para evitar falsos disparos de la protección, se configura un retardo en el tiempo de actuación, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>tReset1</b>	0,025	0,025	s	El valor es recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.



<b>t1Min</b>	5	5	s	Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>ResetTypeCrv1</b>	Instantaneos	Instantaneos	-	Se configura la reposición del temporizador de retardo, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED.
<b>tIReset1</b>	0,025	0,025	s	Por defecto se selecciona el valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>k1</b>	0,05	0,05	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), valor propuesto de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>HystAbs1</b>	0,5	0,5	%UB	Se configura la histéresis absoluta en porcentaje de la UBase, valor ajustado en recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>Step 2</b>				
<b>OperationStep2</b>	Off	Off	-	Valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.

#### 4.6.2.8 PROTECCIÓN DEL 95% DE FALLA A TIERRA DEL ESTATOR 59N

Según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del relé y bibliografía pertinente se configuran los parámetros de la Tabla 4.24 en la función de protección 59N.

**Tabla 4.24. Ajustes de la función 59N**

<b>Función de protección 59N</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor calculado</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
<b>Step 1</b>				
<b>Operation Step1</b>	On	On	-	Valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>Character1</b>	Definite time	Inverse time	-	Tipo de curva para operación de relé en la etapa 1 de acuerdo a: Protective relaying for power generation systems / Donald Reimert, 2006, pág 147.
<b>U1&gt;</b>	5	5	%UB	Valor propuesto recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>t1</b>	0,25	0,5	s	Se selecciona el tiempo mínimo de funcionamiento para las curvas inversas de la etapa 1.



<b>tReset1</b>	0,025	0,025	s	Por defecto se selecciona el valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>t1Min</b>	5	5	s	Tiempo mínimo de operación para la característica de actuación en la etapa 1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>ResetTypeCr v1</b>	Instantaneous	Instantaneous	-	Se configura la reposición del temporizador de retardo, valor obtenido del manual de referencias técnicas del IED.
<b>tIReset1</b>	0,025	0,025	s	Por defecto se selecciona el valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>k1</b>	0,05	0,05	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), valor propuesto de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>HystAbs1</b>	0,5	0,5	%UB	Se configura la histéresis absoluta en porcentaje de la UBase, valor ajustado en recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>Step 2</b>				
<b>OperationStep2</b>	Off	Off	-	Valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.

#### 4.6.2.9 PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA O DESBALANCE DE CARGA 46

Se activa la función de protección en el módulo GF01 de GAPC y en la etapa de sobrecorriente (OC\_1). Según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente, se propone los ajustes para la función, y se encuentran en la Tabla 4.25.

**Tabla 4.25 Ajuste de parámetros de la función 46.**

<b>Función de Protección 46</b>				
<b>GF01</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>Valor actual</b>	<b>Valor propuesto</b>	<b>Unidad</b>	<b>Descripción</b>
<b>Operation</b>	On	On	-	Activa la función de protección.
<b>CurrentInput</b>	Neg Seq	Neg Seq	-	Se configura de acuerdo a las secuencia de las señales de corriente medidas con los TC's, valor de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.
<b>IBase</b>	1388	1388	A	Corriente nominal del generador.
<b>VoltageInput</b>	Neg Seq	Neg Seq	-	Valor ajustado por defecto, debido a que no es pertinente para la actuación de la protección.
<b>UBase</b>	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
<b>OC1</b>				



<b>Operation_OC1</b>	On	On	-	Activa la etapa OC1.
<b>StartCurr_OC1</b>	10	10	%IB	Ajuste de corriente de la etapa OC1, cuando se tiene generadores con rotores de polos salientes el valor permitido para que circulen corrientes de secuencia negativa, es de acuerdo a la norma IEEE C37.102-2006, pag. 56.
<b>CurveType_OC1</b>	Programmable	Programmable	-	El manual de referencias técnicas del IED recomienda una curva de tipo programable.
<b>tDef_OC1</b>	0,5	0,5	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED.
<b>k_OC1</b>	30	40	-	Es una constante que depende del diseño y la capacidad del generador para soportar corriente de secuencia negativa, valor ajustado según la norma IEEE C37.102-2006, pag. 57 para protección generadores de polos salientes.
<b>tMin_OC1</b>	0,05	0,05	s	Valor ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED para el tiempo mínimo de funcionamiento para la curvas de tiempo IEC en la etapa OC1.
<b>ResCrvType_OC1</b>	Instantaneous	Instantaneous	-	Se configura el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC1, si la protección actúa debe ser inmediatamente reiniciada, valor ajustado por defecto.
<b>tResetDef_OC1</b>	0	0	s	Por defecto es ajustado el tiempo para el reinicio de la curva IEC de tiempo definido, de acuerdo al manual de referencias técnicas, página 463.
<b>P_OC1</b>	2	2	-	Valores ajustados según recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>A_OC1</b>	1	2,3	-	
<b>B_OC1</b>	0	0	-	
<b>C_OC1</b>	0	0	-	
<b>PR_OC1</b>	0,5	0,5	-	
<b>TR_OC1</b>	13,5	13,5	-	
<b>CR_OC1</b>	1	1	-	
<b>VCntrlMode_OC1</b>	Off	Off	-	Esta función no es necesaria, sirve para activar la función de protección de sobre corriente con restricción de tensión.
<b>VDepMode_OC1</b>	Slope	Slope	-	Define el modo dependiente de tensión de la etapa OC1.
<b>VDepFact_OC1</b>	1	1	-	Es un factor multiplicador de la corriente de arranque en el modo de sobre corriente con restricción de tensión.
<b>ULowLimit_OC1</b>	50	50	%UB	Define el límite de voltaje mínimo en porcentaje de la UBase.
<b>UHighLimit_OC1</b>	100	100	%UB	Define el límite de voltaje máximo en porcentaje de la UBase, valor propuesto recomendado del manual de referencias técnicas del IED.
<b>HarmRestr_OC1</b>	Off	Off	-	Configuración de restricción de armónicos para OC1, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
<b>DirMode_OC1</b>	Non-directional	Non-directional	-	Configura la dirección de actuación para la función en la etapa OC1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.

#### 4.6.2.10 PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE TENSIÓN 60

De acuerdo al Anexo B, el relé no dispone de la función de pérdida de tensión 60, por lo que se emplea la función de supervisión de falla del fusible (SDDRFUF), la que se puede configurar para que actúe como función de pérdida de tensión.

Según la norma IEEE C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del dispositivo, descargado del Software PCM600, y la bibliografía pertinente, los ajustes propuestos y actuales se presentan en la Tabla 4.26.

**Tabla 4.26 Parámetros de ajuste de la función 60**

Función de protección 60				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
Ibase	1338	1338	A	Se configura la corriente base igual a la corriente nominal del primario del TC, siguiendo la recomendación del manual de aplicación página 413.
UBase	4,2	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
OpMode	UZsIZs	UZsIZs	-	Configura el tipo de algoritmo utilizado en la detección de falla del fusible, se selecciona el de secuencia negativa, el valor es ajustado de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
3U0>	30	30	%UB	Los valores se ajustan por defecto en el IED, dado que no se utiliza el modo UZsIZs para la detección de fallas del fusible.
3I0<	10	10	%IB	
3U2>	30	30	%UB	Valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED.
3I2<	10	10	%IB	El valor propuesto es recomendado por el manual de referencias técnicas del IED.
OpDUDI	Off	Off	-	Supervisa la existencia de avería del fusible. No se requiere para el objetivo.
DU>	60	60	%UB	Se configuran cuando el parámetro UpDUDI se encuentra activo, por lo que los valores se ajustan por defecto definidos en el manual de referencias técnicas del IED.
DI<	15	15	%IB	
Uph>	70	70	%UB	
Iph>	10	10	%IB	
Sealln	On	On	-	Asegura la detección de falla del fusible.
USealln<	70	70	%UB	Identifica la condición de baja tensión en el sistema, valor ajustado en porcentaje con respecto a la UBase de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED.

#### 4.6.3 IED RET670 DEL TRANSFORMADOR TR2

Para la configuración de los parámetros de las funciones de protección, se toma como referencia la norma IEEE C37.91-2008, el manual de referencias técnicas del IED, bibliografía pertinente y la coordinación de las protecciones en DIgSILENT.

#### 4.6.3.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DEL TRANSFORMADOR 87T

La tabla Tabla 4.27 describe los parámetros que se configuran para la protección 87T, así como su sustento.

**Tabla 4.27 Parámetros de ajuste para la protección 87T**

Función de protección 87T				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
RatedVoltW1	69	69	kV	Voltaje nominal línea-línea UBase.
RatedVoltW2	4,2	4,2	kV	Voltaje nominal línea-línea en la bobina 2.
RatedCurrentW1	84	84	A	Corriente nominal en la bobina 1, IBase.
RatedCurrentW2	1338	1338	A	Corriente nominal en la bobina 2.
ConnectTypeW1	WYE(Y)	WYE(Y)	-	Forma de conexión en la bobina 1.
ConnectTypeW2	Delta(D)	Delta(D)	-	Forma de conexión en la bobina 2.
Clock NumberW2	1	11	-	El transformador TR2 tiene un grupo de conexión YNd11.
Operation	On	On	-	Parámetro que activa la función de protección.
SOTFMode	On	On	-	Asegura el disparo rápido de la protección diferencial del IED cuando el transformador se energiza con una falla interna. Valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 140.
IDiffAlarm	0,2	0,2	%IB	Tiempo para activar la señal de alarma, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 140.
tAlarmDelay	10	10	S	Se configura el tiempo de alarma de corriente diferencial de acuerdo a la sugerencia del manual de referencias técnicas del IED, página 140.
IdMin	0,2	0,3	IB	Constante de sensibilidad para la sección 1, en donde se evite una actuación no deseada ante armónicos o corrientes de magnetización al momento de energizar el transformador, según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 140.
EndSection1	1,25	1,25	IB	Si existe una falsa corriente diferencial con valores de un rango no muy elevado en la sección 1. Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 140.
EndSection2	3	3	IB	Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas, página 141.
SlopeSection2	40	40	%	Ajusta la pendiente de la sección 2, basada en la característica de operación-restricción, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 141.
SlopeSection3	80	80	%	Ajusta la pendiente de la sección 3, basada en la característica de operación-restricción, valor



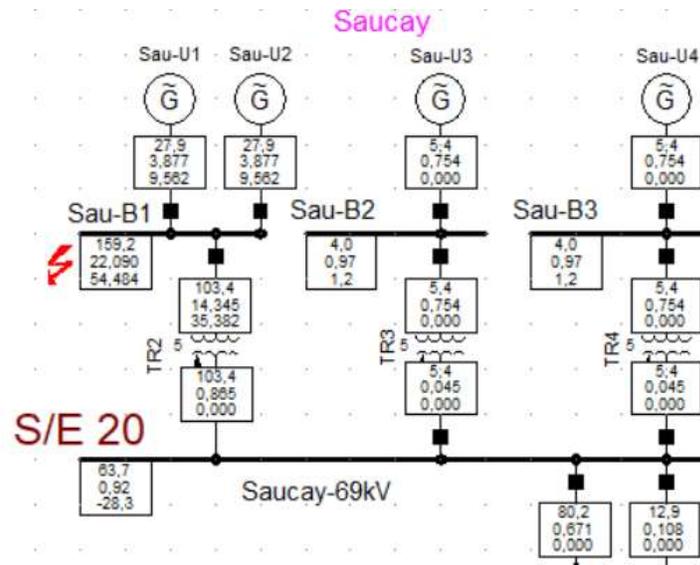
				recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 140.
<b>IdUnre</b>	10	10	IB	Ajusta el nivel de funcionamiento no restringido para garantizar la actuación de la protección ante una falla. Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 141.
<b>I2/I1Ratio</b>	25	15	%	Se configura para bloquear momentáneamente la protección diferencial que puede actuar de manera innecesaria ante armónicos de segundo orden que pueden ser producidas por corrientes de magnetización, valor propuesto en el manual de referencias técnicas del IED, en la página 141.
<b>I5/I1Ratio</b>	35	25	%	Relación entre la corriente del quinto armónico y la corriente fundamental el valor es ajustado según sugerencia del manual de referencias técnicas del IED, en la página 141
<b>CrossBlockEn</b>	Off	On	-	Activa un bloque cruzado de fases, si una de las tres fases presenta armónicos no deseados se bloquea el disparo de la protección diferencial de las otras dos fases.[3]. De acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 141.
<b>NegSeqDiffEn</b>	Off	On	-	Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 141.
<b>IMinNegSeq</b>	0,04	0,04	IB	Valor ajusta según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 141
<b>NegSeqROA</b>	60	60	Deg	Ángulo de operación del IED, limita las regiones de fallas internas/externas, valor propuesto según el manual de referencias técnicas del IED, página 141.
<b>OpenCTEnable</b>	On	On	-	Bloquea el funcionamiento innecesario de la función diferencial en el caso de que el devanado secundario del TC esté abierto en condiciones normales de operación.[3] Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 141.
<b>tOCTAlarmDelay</b>	3	3	s	Valores que determinan los tiempos de retardo para actuación de cada parámetro respectivamente.
<b>tOCTResetDelay</b>	0,25	0,25	S	
<b>tOCTUnrstDelay</b>	10	10	S	

#### 4.6.3.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50

Se activa la protección de sobrecorriente instantánea en la etapa 2 (Step 2) de la función de protección de sobrecorriente de fase 51/67.

- **Análisis de corrientes de cortocircuito**

Para ajustar esta función se requiere realizar la simulación de cortocircuito trifásico máximo en la barra de baja tensión del transformador[21], para observar la corriente que pasa por el lado de alta tensión del transformador TR2. La simulación se ejecuta en el software DlgSILENT PowerFactory, se obtiene que la corriente que circula por el devanado de alta tensión del transformador es de 865 A, como se observa en la Figura 4.10



**Figura 4.10 Simulación de falla trifásica máxima.**

**Fuente:** Elaboración propia

La corriente de arranque de esta función se determina permitiendo un margen de sobrecarga del 25% [21], entonces se tiene:

$$I2 > \frac{865}{3} * 1,25$$

$$I2 > 360,416$$

$$I2 > \frac{360,416}{84} * 100\%$$

$$I2 > 429\%$$



Según la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED y la literatura especializada, los valores de ajuste que deben tener los parámetros son:

**Tabla 4.28 Ajustes actuales de la función de protección 50**

Función de protección 50			
Step 2			
Parámetros	Valor actual	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Activa la función de protección.
IBase	84	A	Corriente nominal del transformador.
UBase	69	kV	Tensión nominal del transformador.
DirMode2	Non-directional	-	La protección de sobrecorriente instantánea no requiere tener una característica direccional.
Characterist 2	ANSI Def. Time	-	Valor elegido en función del tipo de protección.
I2>	297	%IB	Valor del arranque de la protección de sobrecorriente instantánea.
t2	0,1	s	Tiempo para configurar la etapa 2.
k2	0,05	-	DIAL seleccionado.

**Tabla 4.29 Ajustes propuestos para la función de protección 50**

Función de protección 50			
Parámetros	Valor calculado	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Activa la función de protección.
IBase	84	A	Corriente nominal del transformador..
OpMode	1 out of 3	-	Sólo se requiere que una de las corrientes sea mayor al valor máximo designado.
I2>	429	%IB	Corriente de arranque de la función de protección.

#### 4.6.3.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

Las configuraciones de esta protección se realizan en función de la coordinación de protecciones realizada con la ayuda del software DlgSILENT PowerFactory, la misma que se desplegó en el punto 4.5, también se tomó como referencia las



normas y manuales de referencias técnicas y aplicación del relé que se está utilizando. Las configuraciones actuales y propuestas se muestran en la Tabla 4.30.

**Tabla 4.30 Ajustes de la función de protección 51**

Función de protección 51				
Step 1				
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad	Descripción
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
IBase	84	84	A	Corriente nominal del transformador.
UBase	69	69	kV	Tensión nominal del transformador.
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-	La protección de sobrecorriente temporizada no requiere tener una característica direccional. Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 280.
Characterist1	ANSI Def. Time	IEC Ext. Inv	-	Tipo de curva para la protección de retardo de tiempo, seleccionado de acuerdo a la coordinación de protecciones.
I1>	115	109	%IB	Corriente de actuación de acuerdo al estudio de coordinación de protecciones.
t1	0	0,35	-	Tiempo para la actuación ,ajuste de acuerdo a la coordinación el DIgSILENT
k1	0,4	0,05	-	DIAL, configurado de acuerdo a la coordinación de protecciones realizada con el software DIgSILENT.
HarmRestraining	Off	Off	-	Configuración de restricción de armónicos, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 283.

#### 4.6.4 IED's RET670 DE LOS TRANSFORMADORES TR3 Y TR4

Para el ajuste de estas protecciones, se toma como base los mismos principios que se utilizó al configurar las protecciones del relé RET670, del transformador TR2.

Los parámetros que no estén listados en las tablas de ajuste corresponden al grupo de parámetros que se configuran igual que las funciones del IED del transformador TR2.

##### 4.6.4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE GRUPO 87GT

La unidad TR3 posee una configuración de protección diferencial completa para el grupo entre el generador Sau-U3 y este transformador, de igual manera se tiene para el transformador TR4 con el generador Sau-U4 por lo tanto los ajustes son los mismos para los dos relés que protegen a estas dos unidades de transformación.



La Tabla 4.31 describe las configuraciones de los parámetros que se deben ajustar teniendo en cuenta la recomendación de la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía especializada.

**Tabla 4.31 Ajuste de parámetros de la función de protección 87GT**

Función de protección 87T				
Parámetros	Valor actual	Valor propuesto	Unidad	Descripción
RatedVoltageW1	69	69	kV	Voltaje nominal línea-línea en la bobina uno, UBase.
RatedVoltageW2	4,2	4,2	kV	Voltaje nominal línea-línea en la bobina dos.
RatedCurrentW1	84	84	A	Corriente nominal en la bobina uno, IBase.
RatedCurrentW2	1338	1338	A	Corriente nominal en la bobina dos.
ConnectTypeW1	WYE(Y)	WYE(Y)	-	Forma de conexión en la bobina uno.
ConnectTypeW2	Delta(D)	Delta(D)	-	Forma de conexión en la bobina dos.
ClockNumberW2	1	11	-	El transformador TR2 tiene un grupo de conexión YNd11, por lo que se ajusta en 11.
Operation	On	On	-	Parámetro que activa la función de protección.
SOTFMode	On	On	-	Asegura el disparo rápido de la protección diferencial del IED cuando el transformador se energiza con una falla interna. Valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 140.
IDiffAlarm	0,2	0,2	%IB	Tiempo para activar la señal de alarma, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 140.
tAlarmDelay	10	10	S	Se configura el tiempo de alarma de corriente diferencial de acuerdo a la sugerencia del manual de referencias técnicas del IED, página 140.
IdMin	0,2	0,3	IB	Constante de sensibilidad para la sección 1, en donde se evite una actuación no deseada ante armónicos o corrientes de magnetización al momento de energizar el transformador, según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 140.
EndSection1	1,25	1,25	IB	Si existe una falsa corriente diferencial con valores de un rango no muy elevado en la sección 1. Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 140.
EndSection2	3	3	IB	Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 141.
SlopeSection2	40	40	%	Ajusta la pendiente de la sección 2, basada en la característica de operación-restricción, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 141.



SlopeSection3	80	80	%	Ajusta la pendiente de la sección 3, basada en la característica de operación-restricción, valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 140.
IdUnre	10	10	IB	Ajusta el nivel de funcionamiento no restringido para garantizar la actuación de la protección ante una falla. Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 141.
I2/I1Ratio	25	15	%	Se configura para bloquear momentáneamente la protección diferencial que puede actuar de manera innecesaria ante armónicos de segundo orden que pueden ser producidas por corrientes de magnetización, valor propuesto en el manual de referencias técnicas del IED, en la página 141.
I5/I1Ratio	35	25	%	Relación entre la corriente del quinto armónico y la corriente fundamental, valor ajustado según sugerencia del manual de referencias técnicas del IED.
CrossBlockEn	Off	On	-	Parámetro que activa un bloque cruzado de fases, si una de las tres fases presenta armónicos no deseados se bloquea el disparo de la protección diferencial de las otras dos fases.[3]
NegSeqDiffEn	Off	On	-	Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED
IMinNegSeq	0,04	0,04	IB	Valor ajusta según recomendación del manual de referencias técnicas del IED. Página 141
NegSeqROA	60	60	Deg	Ángulo de operación del IED, limita las regiones de fallas internas/externas, valor propuesto según el manual de referencias técnicas del IED, página 141.
OpenCTEnable	On	On	-	Bloquea el funcionamiento innecesario de la función diferencial en el caso de que el devanado secundario del TC esté abierto en condiciones normales de operación. [3],
tOCTAlarmDelay	3	3	s	Parámetros para ajustar tiempos de retardo de alarma, reset y no operación para una condición de TC abierto, valores ajustados por defecto.
tOCTResetDelay	0,25	0,25	S	
tOCTUnrstDelay	10	10	S	

#### 4.6.4.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE INSTANTÁNEA 50

Se verifica que la protección de sobrecorriente instantánea está activada en la etapa 2 de la protección de sobrecorriente de fase 51/67.

La función de protección 50 requiere un análisis de carga máxima para el ajuste de la corriente de arranque, de acuerdo a Figura 4.10, la corriente máxima de carga que pasa por el transformador TR3 es 73A, entonces, al considerar un margen de sobrecarga del 25%, la corriente de arranque será:

$$I2 > \frac{860}{3} * 1,25$$



$$I2 > 358,33$$

$$I2 > \frac{358,33}{84} * 100\%$$

$$I2 > 426\%$$

La Tabla 4.33 describe los ajustes de los parámetros que se deben configurar teniendo en cuenta la recomendación de la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía especializada.

**Tabla 4.32 Parámetros actuales de la función de protección 50.**

Función de protección 50			
Step 2			
Parámetros	Valor actual	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Activa la función de protección.
IBase	84	A	Corriente nominal del transformador.
UBase	69	kV	Tensión nominal del transformador.
DirMode2	Non-directional	-	La protección de sobrecorriente instantánea no requiere tener una característica direccional.
Characterist 2	ANSI Def. Time	-	Valor configurado.
I2>	297	%IB	Valor del arranque de la protección de sobrecorriente instantánea.
t2	0,1	s	Tiempo para configurar como instantánea.
k2	0,05	-	DIAL, configurado.

**Tabla 4.33 Ajustes propuestos de la función de protección 50**

Función de protección 50			
Parámetros	Valor calculado	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Activa la función de protección.
IBase	84	A	Corriente nominal del transformador.
OpMode	1 out of 3	-	Tensión nominal del transformador.
I2>	426	%IB	Valor configurado de acuerdo al cálculo realizado al inicio de esta sección

#### 4.6.4.3 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

La protección de sobrecorriente temporizada se activa en la etapa 1 (Step 1) de la función de protección de sobrecorriente de fase de cuatro etapas 51/67 disponibles en los IED's. Tabla 4.34 describe los ajustes de los parámetros que se deben setar teniendo en cuenta la recomendación de la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED, el estudio de coordinación de protecciones, y la bibliografía especializada.

**Tabla 4.34 Parámetros de ajuste para la función 51**

Función de protección 51				
Step 1				
Parámetros	Valor actual	Valor calculado	Unidad	Descripción
Operation	On	On	-	Activa la función de protección.
IBase	84	84	A	Corriente nominal del transformador.
UBase	69	69	kV	Tensión nominal del transformador.
DirMode1	Non-directional	Non-directional	-	La protección de sobrecorriente temporizada no requiere tener una característica direccional. Valor ajustado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 280.
Characterist1	ANSI Def. Time	IEC Ext. Inv	-	Tipo de curva para la protección de retardo de tiempo, seleccionado de acuerdo a la coordinación de protecciones.
I1>	115	109	%IB	Corriente de actuación de acuerdo al estudio de coordinación de protecciones.
t1	0	0,35	-	Tiempo para la actuación, ajuste de acuerdo a la coordinación el DIgSILENT.
k1	0,4	0,08	-	DIAL, configurado de acuerdo a la coordinación de protecciones realizada con el software DIgSILENT
HarmRestrained	Off	Off	-	Configuración de restricción de armónicos, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 283.

#### 4.7. PROPUESTA DE INCORPORACIÓN DE FUNCIONES DE PROTECCIÓN A LOS IED's DE LA CENTRAL SAUCAY.

En la sección 2.7.3, se analizó las funciones de protección que se deben activar para cada topología de central de generación con la respectiva unidad de transformación, del análisis se comprobó las funciones que están activas, así como las funciones que se encuentran desactivadas y aquellas que se deben incorporar. A continuación, se presentan las funciones de protección, en las que se detalla su condición y los requisitos que presentan para proceder a su activación e instalación.



#### 4.7.1. IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAU-U1 Y SAU-U2

De acuerdo a la Tabla 2.9, Se deben activar las siguientes protecciones:

##### 4.7.1.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE FASE TEMPORIZADA 51

Para su activación, se accedió a la función 51/67, la misma que tiene cuatro etapas de las cuales se utiliza la etapa 1. Los ajustes que corresponden a esta función de acuerdo a la norma IEEE. Std. C37.102 y al manual de referencias técnicas del IED. Los ajustes se presentan en la Tabla 4.35.

**Tabla 4.35 Parámetros de ajuste de la función 51.**

Función de protección 51			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Parámetro que activa la función de protección.
I <sub>Base</sub>	694	A	Corriente base nominal del generador.
U <sub>Base</sub>	4,2	kV	Tensión base redondeada a una cifra decimal.
AngleRCA	55	Deg	Ángulo característico del relé, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 265.
AngleROA	80	Deg	Ángulo de operación del relé, valor configurado por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 265.
StartPhSel	1 out of 3	-	Número de fases requeridas para la operación, seteado en base al manual de referencias técnicas del relé, página 265.
2ndHarmStab	20	%IB	Porcentaje para nivel de operación en la restricción de corriente del segundo armónico, por recomendación del manual de referencias técnicas del relé, página 268, se ajusta el valor.
Step 1			
DirMode1	Non-directional	-	Se configura por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 265.
Characterist1	IEC Ext. Inv	-	La curva característica para la coordinación, la recomienda la norma Std IEE C37.102, página 15.
I <sub>1&gt;</sub>	105	%IB	Parámetro que define el valor de la corriente de actuación, de acuerdo al estudio de protecciones del punto 4.5.
t <sub>1</sub>	0.75	s	Valor seteado de acuerdo a la recomendación del manual de referencias técnicas del relé, página 266.
k <sub>1</sub>	0.11	-	DIAL para retardo de operación de la curva del relé, el valor se configura de acuerdo a la coordinación en DIgSILENT.
t <sub>1Min</sub>	0	s	El tiempo mínimo de operación se lo configura en función de la coordinación.
I <sub>1Mult</sub>	2	-	Multiplicador de corriente para el nivel de operación actual. Valor seteado de acuerdo al manual de referencias técnicas del relé, página 266.
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-	Función que resetea la curva, ajustada por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 268.
t <sub>Reset1</sub>	0,02	s	Tiempo de reposición del IED, el manual de referencias técnicas del IED, en la página 268, recomienda el valor ajustado.
HarmRestrained1	Off	-	Parámetro que activa o desactiva el bloqueo de restricción de armónicos, es configurado según el manual de referencias técnicas del IED, en la página 269.



#### 4.7.1.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA RESIDUAL 50N/51N

De acuerdo al Anexo B, se puede verificar que esta función no se encuentra dentro de las funciones adquiridas por Elecaastro, se propone la actualización del firmware para adquirir la función de protección 51N/67N, con esto ya se puede utilizar alguna etapa de la función 51N/67N. En este caso, se propone utilizar la etapa1.

Se requiere conocer el valor de corriente máxima que llega al relé cuando se da una falla a tierra en los terminales del generador. Este valor de corriente se calcula mediante el método de las componentes simétricas.

De acuerdo a la norma IEEE Std.C37.101 que presenta el cálculo que se debe realizar cuando se tiene una configuración de puesta a tierra de generador a través de un transformador de distribución. Se presenta el esquema, el cual mide la resistencia en el secundario del transformador de distribución.

En el Anexo A. se puede observar que se tiene una resistencia de  $3.81\Omega$ , el cual transferido al lado primario del transformador es  $1145\Omega$

La corriente que circula por el neutro al producirse una falla a tierra [22] sería:

$$I_n = 3I_0 = \frac{3 E_g}{3 R_n} = \frac{4160}{\sqrt{3} * 1145} = 2,1 A$$

La corriente de falla en el lado secundario del transformador de puesta a tierra es:

$$I_s = 2,1 * \frac{4160}{240} = 36,4 A$$

Para enviar la señal de corriente de secuencia cero al relé, es recomendable utilizar un TC instalado en el secundario del transformador de puesta a tierra. La relación de transformación debe ser de manera que la corriente en el relé sea aproximadamente igual a la corriente en el neutro del generador o en el neutro del transformador de puesta a tierra[22], con una relación de transformación de 100/5, la corriente que circula por el relé es:

$$I_r = 36,4 * \frac{5}{100} = 1,82 A$$

La siguiente tabla, propone una configuración para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del relé, coordinación de protecciones realizada en el software de simulación DlgSILENT Power Factory, así como también la bibliografía especializada.

**Tabla 4.36 Ajustes de la función de protección 50N/51N**

Función de protección 50N/51N			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Parámetro que activa la función de protección.
IBase	2,1	A	Este parámetro se ajusta con el cálculo realizado anteriormente.
UBase	4,2	kV	Tensión base redondeada a una cifra decimal.
AngleRCA	65	Deg	Ángulo característico del relé, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 287.
polMethod	Voltage	-	Tipo de polarización que se usa para la actuación, configurado de acuerdo al análisis del tipo de sistema, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 287.
UPolMin	1	%UB	Porcentaje de tensión necesaria para la polarización, el manual de referencias técnicas del relé en la página 287, recomienda dicha configuración.
IPolMin	5	%IB	Porcentaje de corriente necesaria para la polarización, el manual de referencias técnicas del relé, en la página 287, recomienda la configuración.
IN>Dir	10	%IB	El manual de referencias técnicas del relé, en la página 287, da la recomendación para definir el nivel de corriente para dirigir el relanzamiento de la función.
2ndHarmStab	20	%	Porcentaje para nivel de operación en la restricción de corriente del segundo armónico, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 287, se ajusta el valor
BlkParTransf	Off	-	Parámetro para la habilitación o deshabilitación del bloqueo de trafos en paralelo, la configuración de los transformadores no aplica para activarlo.
Step 1			
DirMode1	Non-directional	-	En el caso de la protección de sobrecorriente no se requiere característica direccional.
Characteristic 1	ANSI Very inv.	-	Parámetro seteado de acuerdo a la norma Std C37.101 - Guide for Generator Ground Protection, página 17.
IN1>	10	%IB	Porcentaje de corriente para la actuación de la protección, ajustado de acuerdo a la norma Std C37.101 - Guide for Generator Ground Protection, página 44.
t1	1	s	Tiempo de retardo considerado para actuación de la función.
k1	3,5	-	Valor configurado de acuerdo a la norma Std C37.101 - Guide for Generator Ground Protection, página 44.
t1Min	0	s	Valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 288.
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-	Función que resetea la curva, ajustada por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 288.
tReset1	0,02	s	Tiempo de reposición del IED, el manual de referencias técnicas del IED recomienda el valor ajustado, página 288.
HarmRestraining1	On	-	Parámetro que activa o desactiva el bloqueo de restricción de armónicos, según el manual de referencias técnicas del IED, página 288.



### 4.7.1.3 PROTECCIÓN CONTRA DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78

Función que se implementará dentro de la función multipropósito, en la etapa UV\_1, dado que el IED no dispone de la función de protección de pérdida de tensión. Los parámetros de ajuste se presentan en la Tabla 4.37

**Tabla 4.37 Parámetros de ajuste de la función de protección 78.**

Función de protección 78			
OC2			
Parámetros	Valor propuesto	U	Descripción
Operation	On	-	Activa la función de protección.
CurrentInput	PosSeq	-	En función de la secuencia de la corriente proveniente de los TCs, se ajusta el valor de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 402.
IBase	694	A	Corriente nominal del generador
VoltageInput	PosSeq	-	Valor ajustado en función del manual de aplicación del IED, página 402.
UBase	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
OperHarmRestr	Off	-	Información del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
I_2nd/I_fund	20	%	Relaciona la corriente de segundo armónico con respecto a la corriente fundamental; valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
EnRestrC Curr	Off	-	Parámetro que permite la activación de la restricción de corriente, valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RestrC Curr Input	PosSeq	-	Valor es ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RestrC Curr Coeff	0	-	Es el coeficiente de restricción de corriente, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RCADir	-84	Deg	Se configura el ángulo característico del IED de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 402.
ROADir	90	Deg	Se configura el ángulo de operación del IED, valor propuesto obtenido del manual de aplicación del IED, página 402.
LowVolt_VM	5	%UB	Valor ajustado de acuerdo al manual de aplicación, página 402.
Operation_OC2	On	-	Valor ajustado de acuerdo a que se utiliza solamente la etapa OC2 de sobrecorriente.
StartC Curr_OC1	38	%IB	Nivel de corriente de operación, valor que propone el manual de aplicación en la página 402.
CurrMult_OV2	2	-	No requiere ser configurado este valor, se selecciona el valor por defecto del manual de referencias técnicas del IED, página 463.
CurveType_OC2	IEC Def. Time.	-	Característica configurada de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 402.



<b>tDef_OC2</b>	2	s	Valor recomendado en el manual de aplicación del IED, página 402.
<b>k_OC2</b>	0,3	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), el valor propuesto es por defecto del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>tMin_OC2</b>	0,05	s	Valor ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED para el tiempo mínimo de funcionamiento para la curvas de tiempo IEC en la etapa OC2, página 460.
<b>ResCrvType_OC2</b>	Instantaneous	-	Se configura el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC2, si la protección actúa debe ser inmediatamente reiniciada, valor ajustado por defecto, página 463 del manual de referencias técnicas.
<b>tResetDef_OC2</b>	0	s	Por defecto es ajustado el tiempo en el que se reinicia la curva IEC de tiempo definido, página 463.
<b>VCntrlMode_OC2</b>	Voltage control	-	Activa la función de sobrecorriente con restricción de tensión, valor ajustado de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
<b>VDepMode_OC2</b>	Slope	-	Define el modo dependiente de tensión de la etapa OC2, de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
<b>VDepFact_OC2</b>	0,25	-	Es un factor multiplicador de la corriente de arranque en el modo de sobre corriente con restricción de tensión de acuerdo al manual de aplicación, página 402.
<b>ULowLimit_OC2</b>	25	%UB	Configura el límite de voltaje mínimo en porcentaje de la UBase, de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
<b>UHighLimit_OC2</b>	100	%UB	Determina el límite de voltaje máximo en porcentaje de la UBase, valor propuesto recomendado del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>HarmRestr_OC2</b>	Off	-	Configuración de restricción de armónicos para OC2, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>DirMode_OC2</b>	Forward	-	Configura la dirección de actuación para la etapa OC1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>DirPrinc_OC2</b>	IcosPhi&U	-	Configura la medición de corriente y voltaje o de $I_{cos\phi}$ y $U$ para la etapa OC2, valor requerido obtenido del manual de aplicación del IED, página 402.
<b>ActLowVolt2_VM</b>	Block	-	Valor recomendado por el manual de aplicación del IED, página 402.



#### 4.7.2 IED's REG670 DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN SAU-U3 Y SAU-U4

Los diversos métodos de conexión a tierra, requieren un tipo diferente de esquema de protección para cada uno de ellos, por lo tanto, se usará las mismas configuraciones de las configuraciones de las diferentes funciones de protección de las unidades Sau U1 y Sau U2, en los relés de las unidades Sau U3 y Sau U4, para todas las protecciones que no involucren fallas a tierra, mientras que para aquellas protecciones que involucren las fallas a tierra tendrán diferente ajuste, debido a que en las unidades Sau-U3 y Sau-U4 el sistema de puesta a tierra es a través de una resistencia, mientras que en las unidades Sau-U1 y Sau-U2 es a través de un transformador de distribución.

A continuación, se presenta la propuesta de las configuraciones para las protecciones de las unidades de generación SAU U3 y SAU U4.

##### 4.7.2.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN 51V

Esta función se aplica utilizando la etapa de sobrecorriente OC1 del módulo GF01 de GAPC para implementar la protección 51V. Dado que no se cuenta con la función de protección de sobrecorriente dependiente de la tensión.

La Tabla 4.38, presenta la propuesta de ajuste para los parámetros de la protección, en base a la norma IEEE Std. C37.102-2006 el manual del IED y la bibliografía especializada.

**Tabla 4.38 Ajuste de parámetros función 51V**

Función de protección 51V			
GF03			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Activa la función de protección.
CurrentInput	MaxPh	-	En función de la secuencia de la corriente proveniente de los TCs, se ajusta el valor de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 401.
IBase	1388	A	Corriente nominal del generador.
VoltageInput	MinPh-Ph	-	Valor recomendado del manual de aplicación del IED, página 401, en que la mínima tensión entre fases se emplea para que opere la función.
UBase	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
OperHarmRestr	Off	-	Se configura en función de la restricción del segundo armónico y de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.



<b>I<sub>2nd/I<sub>fund</sub></sub></b>	20	%	Realaciona la corriente de segundo armónico con respecto a la corriente fundamental; valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>EnRestrInCurr</b>	Off	-	Parámetro que permite la activación de la restricción de corriente, valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>RestrCurrInput</b>	PosSeq	-	El valor es ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>RestrCurrCoeff</b>	0	-	Es el coeficiente de restricción de corriente, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>RCADir</b>	-75	Deg	Se configura el ángulo característico del IED de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>ROADir</b>	75	Deg	Se configura el ángulo de operación del IED, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas IED, página 459.
<b>OC1</b>			
<b>Operation_OC1</b>	On	-	Valor ajustado de acuerdo a que se utiliza solamente la etapa OC1 de sobrecorriente.
<b>StartCurr_OC1</b>	185	%IB	Ajuste de corriente en la etapa OC1, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 402.
<b>CurrMult_OC1</b>	1	-	No requiere ser configurado este valor, se selecciona el valor por defecto.
<b>CurveType_OC1</b>	ANSI Very inv.	-	Característica configurada por recomendación del manual de aplicación del IED, página 402, recomienda esta curva.
<b>tDef_OC1</b>	0,5	s	Valor recomendado en el manual de referencias técnicas del IED, página 459.
<b>k_OC1</b>	0,3	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), el valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>tMin_OC1</b>	0,05	s	Valor ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 460, para el tiempo mínimo de funcionamiento para la curvas de tiempo IEC en la etapa OC1.
<b>ResCrvType_OC1</b>	Instantaneous	-	Se configura el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC1, si la protección actúa debe ser inmediatamente reiniciada, valor ajustado por defecto.
<b>VCntrlMode_OC1</b>	Voltage control	-	Activa la función de sobrecorriente con restricción de tensión, valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>VDepMode_OC1</b>	Slope	-	Define el modo dependiente de tensión de la etapa OC1, de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 402.
<b>GF03</b>			
<b>VDepFact_OC1</b>	0,25	-	Es un factor multiplicador de la corriente de arranque en el modo de sobre corriente con restricción de tensión,



			valor ajustado de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 402.
<b>ULowLimit_OC1</b>	25	%UB	Determina el límite de voltaje mínimo en porcentaje de la UBase, valor propuesto recomendado del manual de aplicación del IED, página 402.
<b>UHighLimit_OC1</b>	100	%UB	Determina el límite de voltaje máximo en porcentaje de la UBase, valor propuesto recomendado del manual de aplicación del IED, página 402.
<b>HarmRestr_OC1</b>	Off	-	Configuración de restricción de armónicos para OC1, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>DirMode_OC1</b>	Non-directional	-	Configura la dirección de actuación para de la función en la etapa OC1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>DirPrinc_OC1</b>	I&U	-	Configura la medición de corriente y voltaje o de Icosphi y U para la etapa OC1, valor requerido obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>ActLowVolt1_VM</b>	Non-directional	-	Valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 460.

#### 4.7.2.2 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA/TEMPORIZADA RESIDUAL 50N/51N

De acuerdo al Anexo B, se puede verificar que esta función no se encuentra se encuentra dentro de las funciones adquiridas por Elecaastro, se propone la actualización del firmware para adquirir la función de protección 51N/67N, con esto ya se puede utilizar alguna etapa de la función 51N/67N. En este caso, se propone utilizar la etapa1.

Se requiere conocer el valor de corriente máxima que llega al relé cuando se da una falla a tierra en los terminales del generador. Este valor de corriente se calcula mediante el método de las componentes simétricas.

En el Anexo A. se puede observar que se tiene una resistencia de 123  $\Omega$ .

La corriente que circula por el neutro al producirse una falla a tierra, de acuerdo a la norma IEEE Std C37.101-1993, es:

$$I_n = 3I_0 = \frac{3 E_g}{3 R_n} = \frac{4160}{\sqrt{3} * 123} = 19,5 A$$

La corriente de falla residual referida al lado de baja tensión del transformador es:

$$I_s = 19,5 * \frac{4160}{240} = 338 A$$

Al utilizar un TC con una relación 100/5 tenemos:

$$I_r = 36,4 * \frac{5}{100} = 16,9 A$$

Tomando como referencia la norma IEEE Std. C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del relé, la coordinación de protecciones realizada en el punto 4.5 y bibliografía especializada, propone aplicar los ajustes listados en la siguiente tabla.

**Tabla 4.39 Ajuste de parámetros función 50N/51N**

Función de protección 50N/51N			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
Operation	On	-	Parámetro que activa la función de protección.
I <sub>Base</sub>	19,5	A	Este parámetro se ajusta con el cálculo realizado al inicio de esta tabla.
U <sub>Base</sub>	4,2	kV	Tensión base redondeada a una cifra decimal.
AngleRCA	65	Deg	Ángulo característico del relé, por recomendación del manual de referencias técnicas del relé, página 287.
polMethod	Voltage	-	Tipo de polarización que se usa para la actuación, configurado de acuerdo al análisis del tipo de sistema, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 287.
UPolMin	1	%UB	Porcentaje de tensión necesaria para la polarización, el manual de referencias técnicas del IED, página 287, recomienda dicha configuración.
IPolMin	5	%IB	Porcentaje de corriente necesaria para la polarización, el manual de referencias técnicas, en la página 287, recomienda dicha configuración.
IN>Dir	10	%IB	El manual de referencias técnicas del relé, en la página 287, da la recomendación para definir el nivel de corriente para dirigir el relanzamiento de la función.
2ndHarmStab	20	%	Porcentaje para nivel de operación en la restricción de corriente del segundo armónico, por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, en la página 287, se setea e valor.
BlkParTransf	Off	-	Parámetro para la habilitación o deshabilitación del bloqueo de trafos en paralelo, la configuración de los transformadores no aplica para activarlo.
Step 1			
DirMode1	Non-directional	-	En el caso de la protección de sobrecorriente no se requiere característica direccional.
Characterist1	ANSI Def.Time	-	Parámetro seteado con la recomendación del manual de referencias técnicas del IED.
IN1>	10	%IB	Porcentaje de corriente para la actuación de la protección, ajustado de acuerdo a la norma Std C37.101 - Guide for Generator Ground Protection, página 44.
t1	1	s	Tiempo de retardo considerado para actuación de la función.
k1	44	-	Valor configurado de acuerdo a la norma Std C37.101 - Guide for Generator Ground Protection, página 44.
t1Min	0	s	Valor recomendado por el manual de referencias técnicas del relé, página 288.



ResetTypeCrv1	Instantaneous	-	Función que resetea la curva, ajustada por recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 288.
tReset1	0,02	s	Tiempo de reposición del IED, el manual de referencias técnicas del IED, recomienda el valor ajustado, página 288.
HarmRestraining1	On	-	Parámetro que activa o desactiva el bloqueo de restricción de armónicos, según el manual de referencias técnicas del relé, página 288.

#### 4.7.2.3 PROTECCIÓN CONTRA DESLIZAMIENTO DE POLO O PÉRDIDA DE SINCRONISMO 78

Debido a que en el IED no se cuenta con la función de protección, se propone usar la función multipropósito, en la etapa OC2. En base a la norma IEEE Std. C37.102-2006, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente, se presenta la propuesta de ajuste de la función de protección 78.

**Tabla 4.40 Parámetros de ajuste de la función 78.**

Función de protección 78V			
Parámetros	Valor propuesto	U	Descripción
Operation	On	-	Activa la función de protección.
CurrentInput	PosSeq	-	En función de la secuencia de la corriente proveniente de los TCs, se ajusta el valor de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 402.
IBase	1338	A	Corriente nominal del generador
VoltageInput	PosSeq	-	Valor ajustado en función del manual de aplicaciones técnicas del IED, página 402.
UBase	4,2	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
OperHarmRestr	Off	-	En función de la restricción del segundo armónico y de acuerdo al manual de referencias técnicas del relé, página 459.
I_2nd/I_fund	20	%	Relaciona la corriente de segundo armónico con respecto a la corriente fundamental; valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 459.
EnRestrainingCurr	Off	-	Configuración que Parámetro que permite la activación de la restricción de corriente, valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RestrCurrInput	PosSeq	-	El valor es ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RestrCurrCoeff	0	-	Es el coeficiente de restricción de corriente, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 459.
RCADir	-84	Deg	Se configura el ángulo característico del IED de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 402.
ROADir	90	Deg	Se configura el ángulo de operación del IED, valor propuesto obtenido del manual de aplicación del IED, página 402.



<b>LowVolt_VM</b>	5	%UB	Valor ajustado de acuerdo al manual de aplicación, página 402.
<b>Operation_OC2</b>	On	-	Valor ajustado de acuerdo a que se utiliza solamente la etapa OC2 de sobrecorriente.
<b>StartCurr_OC1</b>	38	%IB	Nivel de corriente de operación, valor que propone el manual de aplicación en la página 402.
<b>CurrMult_OV2</b>	2	-	No requiere ser configurado este valor, se selecciona el valor por defecto del manual de referencias técnicas del IED, página 463.
<b>CurveType_OC2</b>	IEC Def. Time.	-	Característica configurada de acuerdo al manual de aplicación del IED, página 402.
<b>tDef_OC2</b>	2	s	Valor recomendado en el manual de aplicación del IED, página 402.
<b>k_OC2</b>	0,3	-	Es el multiplicador del tiempo (DIAL), el valor propuesto es por defecto del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>tMin_OC2</b>	0,05	s	Valor ajustado según recomendación del manual de referencias técnicas del IED para el tiempo mínimo de funcionamiento para la curvas de tiempo IEC en la etapa OC2, página 460.
<b>ResCrvType_OC2</b>	Instantaneous	-	Se configura el tipo de reinicio de la curva en la etapa OC2, si la protección actúa debe ser inmediatamente reiniciada, valor ajustado por defecto, página 463 del manual de referencias técnicas del IED.
<b>tResetDef_OC2</b>	0	s	Por defecto es ajustado el tiempo para el reinicio de la curva IEC de tiempo definido, de acuerdo al manual de referencias técnicas, página 463.
<b>VCntrlMode_OC2</b>	Voltage control	-	Activa la función de sobrecorriente con restricción de tensión, valor ajustado de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
<b>VDepMode_OC2</b>	Slope	-	Define el modo dependiente de tensión de la etapa OC2, de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
<b>VDepFact_OC2</b>	0,25	-	Es un factor multiplicador de la corriente de arranque en el modo de sobre corriente con restricción de tensión de acuerdo al manual de aplicación, página 402.
<b>ULowLimit_OC2</b>	25	%UB	Determina el límite de voltaje mínimo en porcentaje de la UBase, de acuerdo al manual de aplicación IED, página 402.
<b>UHighLimit_OC2</b>	100	%UB	Determina el límite de voltaje máximo en porcentaje de la UBase, valor propuesto recomendado del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>HarmRestr_OC2</b>	Off	-	Configuración de restricción de armónicos para OC2, valor ajustado de acuerdo a recomendación del manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>DirMode_OC2</b>	Forward	-	Configura la dirección de actuación para la función en la etapa OC1, valor propuesto de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 460.
<b>DirPrinc_OC2</b>	IcosPhi&U	-	Configura la medición de corriente y voltaje o de <i>Icosphi</i> y <i>U</i> para la etapa OC2, valor requerido obtenido del manual de aplicación del IED, página 402.
<b>ActLowVolt2_VM</b>	Block	-	Valor recomendado por el manual de aplicación del IED, página 402.



### 4.7.3 IED RET670 DEL TRANSFORMADOR TR2

De acuerdo a la Tabla 2.10 se realiza la propuesta de implementación de nuevas funciones de protección y activación de aquellas que se encuentren desactivadas. Estas funciones se presentan a continuación.

#### 4.7.3.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA RESIDUAL 51N

Esta protección se puede implementar en la etapa 1 (Step 1) de la función 51N/67N del IED, la cual actualmente se encuentra deshabilitada.

En base a la norma IEEE Std. C37.91 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía especializada, se presenta la propuesta de ajuste de la función de protección 51N en la Tabla 4.41

**Tabla 4.41 Parámetros de ajuste para la función 51N**

Función de protección 51N			
Step 1			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
I <sub>Base</sub>	84	A	Corriente base nominal del generador.
U <sub>Base</sub>	69	kV	Tensión base del generador.
DirMode1	Non-directional	-	En el caso de la protección de sobrecorriente no se requiere característica direccional.
Characterist1	ANSI Mod. inv.	-	Por recomendación de la norma, página 109.
IN1>	48	%IB	Corriente residual de operación, de acuerdo a la coordinación en DIGSILENT Power Factory se configura el valor.
t1	0	-	Retardo de tiempo definido para la actuación de la función, recomendado por el manual de referencias técnicas, página 302.
k1	0,05	-	Valor del DIAL, según la coordinación este valor es 0,05.
IN1Mult	2	-	Multiplicador de corriente para el nivel de operación actual. Recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 302.
t1Min	0	S	El tiempo mínimo de operación se lo configura en función del manual de referencias técnicas del IED, página 402.
ResetTypeCrv1	Instantaneous	-	Función que resetea la curva, ajustada por recomendación del manual de referencias técnicas del relé, página 404.
tReset1	0,02	S	Tiempo de reposición del IED, el manual de referencias técnicas del relé, en la página 404, recomienda el valor ajustado.
HarmRestrained	Off	-	Parámetro que activa o desactiva el bloqueo de restricción de armónicos.

#### 4.7.3.2 PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49

De acuerdo a la Tabla 2.10, el relé que protege al transformador TR2 de la central Saucay, cuenta con el relé de sobrecarga térmica dentro de las funciones adquiridas, sin embargo esta protección se encuentra desactivada. En base a la norma IEEE Std. C37.91 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía especializada, se presenta la propuesta de ajuste de la función de protección 49 en la Tabla 4.42

**Tabla 4.42 Parámetros de ajuste para la función de protección 49**

Función de protección 49			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
I <sub>Base</sub>	84	A	Corriente base nominal del generador.
I <sub>ref</sub>	100	%IB	Nivel de referencia de la corriente, que setea el valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 323.
I <sub>RefMult</sub>	1	-	Factor de multiplicación para la corriente de referencia, de acuerdo a lo que menciona el manual de referencias técnicas del IED, página 323.
I <sub>Base1</sub>	100	%IB	De acuerdo al tipo de enfriamiento que tiene el transformador, el manual de referencias técnicas del IED, en la página 324, determina el valor.
I <sub>Base2</sub>	100	%IB	De acuerdo al tipo de enfriamiento que tiene el transformador, el manual de referencias técnicas del IED, en la página 324, determina el valor.
Tau1	60	Min	Cosntante de tiempo recomendada por el manual de referencias técnicas del IED, en la página 324.
Tau2	60	Min	Cosntante de tiempo recomendada por el manual de referencias técnicas del IED, en la página 324.
I <sub>Trip</sub>	110	%IB	Parámetro que determina el valor de corriente de regimen permanente que soporta el transformador, este valor se configura siguiendo los minminetos del manual de referencias técnicas del IED, en la página 324.
Alarm1	80	%ltr	Valor ajustado con la recomendación del manual de referencias técnicas del relé, en la página 324.
Alarm2	90	%ltr	Valor ajustado con la recomendación del manual de referencias técnicas del relé, en la página 324.
ResLo	60	%ltr	Nivel de bloqueo de contenido de calor para liberar la señal, ajustado según lo que expresa el manual de referencias técnicas, en la página 324.
tPulse	0,1	s	Duración del impulso de disparo, se configura según la recomendación del manual de referencias técnicas del relé, en la página 324.



#### 4.7.4 IED's RET670 DE LOS TRANSFORMADORES TR3Y TR4

Para cada función de protección, no se detallan los parámetros que tienen el mismo ajuste y definición que las funciones del IED del transformador TR2.

##### 4.7.4.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE RESIDUAL TEMPORIZADA 51N

Se propone activar la función en la etapa 1 (Step 1) de la función 51N/67N del IED RET670, la cual de acuerdo a la Tabla 2.10, actualmente se encuentra deshabilitada.

En base a la norma IEEE Std. C37.91 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía especializada, se presenta la propuesta de ajuste de la función de protección 51N en la Tabla 4.43

**Tabla 4.43 Parámetros de ajuste para la función de protección 51N**

Función de protección 51N			
Step 1			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
I <sub>Base</sub>	84	A	Corriente base nominal del generador.
U <sub>Base</sub>	69	kV	Tensión base del generador.
DirMode1	Non-directional	-	En el caso de la protección de sobrecorriente no se requiere característica direccional.
Characterist1	ANSI Mod. inv.	-	Por recomendación de la norma, página 109.
IN1>	48	%IB	Corriente residual de operación, de acuerdo a la coordinación en DlgSILENT Power Factory se configura el valor.
t1	0	-	Retardo de tiempo definido para la actuación de la función, recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 302.
k1	0,05	-	Valor del DIAL, según la coordinación este valor es 0,05.
IN1Mult	2	-	Multiplicador de corriente para el nivel de operación actual. Recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 302.
t1Min	0	S	El tiempo mínimo de operación se lo configura en función del manual de referencias técnicas del IED, página 402.
ResetTypeCr v1	Instantaneous	-	Función que resetea la curva, ajustada por recomendación del manual de referencias técnicas del relé, página 404.
tReset1	0,02	S	Tiempo de reposición del IED, el manual de referencias técnicas del relé, en la página 404, recomienda el valor ajustado.
HarmRestrains	Off	-	Parámetro que activa o desactiva el bloqueo de restricción de armónicos.



#### 4.7.4.2 PROTECCIÓN CONTRA SOBREEXCITACIÓN 24

De acuerdo a la Tabla 2.10 el relé no dispone de esta función de protección, por lo que se requiere que Elecaastro adquiriera la función de protección.

En base a la norma IEEE Std. C37.91 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía especializada, se presenta la propuesta de ajuste de la función de protección 51N en la Tabla 4.44

**Tabla 4.44 Ajuste de los parámetros de la función 24**

Función de protección 24			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
MeasuredU	PosSeq	-	De acuerdo al número de fases comprendidas en la medición, se selecciona el parámetro de acuerdo a la secuencia.
Operation	On	-	Activa la función de protección.
I <sub>Base</sub>	84	A	Corriente nominal del generador.
U <sub>Base</sub>	69	kV	Tensión fase-fase nominal del generador.
V/Hz>	110	%UB/f	Para protección de transformadores ante una condición de sobreexcitación, valor ajustado obtenido de la norma IEEE C37.91, pag. 50.
V/Hz>>	140	%UB/f	Para protección de transformadores ante una condición de altas sobretensiones, valor ajustado obtenido de la norma IEEE C37.91, pag. 50.
X <sub>leak</sub>	0	ohm	Se basa en la compensación de medición de tensión con corriente de carga para obtener la reactancia de dispersión del transformador, se ajusta de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 411.
TrPulse	0,1	s	Para la longitud del pulso de disparo, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 411.
t <sub>Min</sub>	7	s	Configura el tiempo mínimo de actuación al producirse valores de valores de sobreexcitación elevados (V/Hz), valor ajustado de acuerdo al manual de referencias técnicas del IED, página 411.
t <sub>Max</sub>	60	s	Es el tiempo máximo de operación cuando se producen valores de sobreexcitación cercanos a los valores configurados de V/Hz>, valor ajustado de acuerdo a la norma IEEE C37.91, pag. 50.
CurveType	IEEE	-	Se elige el tipo de curva, el manual de referencias técnicas del IED recomienda utilizar curvas IEEE, página 411.
kForIEEE	1	-	Se configura el DIAL de la característica inversa para curvas IEEE, página 411.
AlarmLevel	108	%	De acuerdo al nivel de porcentaje de disparo ajustado, normalmente un 2% más bajo que V/Hz>, según el manual de referencias técnicas del IED, página 411.
t <sub>Alarm</sub>	5	s	Proporciona el tiempo para que comience a actuar la alarma, valor propuesto obtenido del manual de referencias técnicas del IED, página 411.



#### 4.7.4.3 PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA 49

El nivel de carga permisible de un transformador depende considerablemente del sistema de refrigeración. Los transformadores TR3 y TR4 de Saucay disponen de una refrigeración natural (ONAN).[3]

De acuerdo al Anexo B, el relé posee la función de protección y como se observa en el Anexo E, la función no forma parte de las funciones que están activas en el IED.

Tomando como referencia la norma IEEE C37.91-2008 para protección de transformadores, el manual de referencias técnicas del IED y la bibliografía pertinente, se proponen los ajustes para la función de protección.

**Tabla 4.45 Ajustes para la protección 49.**

Función de protección 49			
Parámetros	Valor propuesto	Unidad	Descripción
IBase	84	A	Corriente base nominal del generador.
Iref	100	%IB	Nivel de referencia de la corriente, que setea el valor recomendado por el manual de referencias técnicas del IED, página 323.
IRefMult	1	-	Factor de multiplicación para la corriente de referencia, de acuerdo a lo que menciona el manual de referencias técnicas, página 323.
IBase1	100	%IB	De acuerdo al tipo de enfriamiento que tiene el transformador, el manual de referencias técnicas del relé, en la página 324, determina el valor.
IBase2	100	%IB	De acuerdo al tipo de enfriamiento que tiene el transformador, el manual de referencias técnicas del relé, en la página 324, determina el valor.
Tau1	60	Min	Cosntante de tiempo recomendada por el manual de referencias técnicas del IED, en la página 324.
Tau2	60	Min	Cosntante de tiempo recomendada por el manual de referencias técnicas del IED, en la página 324.
ITrip	110	%IB	Parametro que determina el valor de corriente de regimen permanente que soporta el transformador, este valor se configura siguiendo los lineaminetos del manual de referencias técnicas del IED, en la página 324.
Alarm1	80	%ltr	Valor ajustado con la recomendación del manual de referencias técnicas del relé, en la página 324.
Alarm2	90	%ltr	Valor ajustado con la recomendación del manual de referencias técnicas del relé, en la página 324.
ResLo	60	%ltr	Nivel de bloqueo de contenido de calor para liberar la señal, ajustado según lo que expresa el manual de referencias técnicas del IED, en la página 324.
tPulse	0,1	S	Duración del impulso de disparo, se configura según la recomendación del manual de referencias técnicas del relé, en la página 324.



#### **4.8 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO UNIVERSAL DE PRUEBA DE RELÉS Y DESARROLLO DE PLANTILLAS PARA LOS RELÉS REG670 Y RET670 MEDIANTE EL SOFTWARE TEST UNIVERSE.**

La maleta de pruebas CMC 356 es un equipo universal de pruebas que se emplea para probar todas las generaciones y tipos de relés de protección. Las pruebas son orientadas a verificar que los relés de protección cumplen con las especificaciones del fabricante y los criterios de aceptación del usuario.

La maleta de pruebas permite:

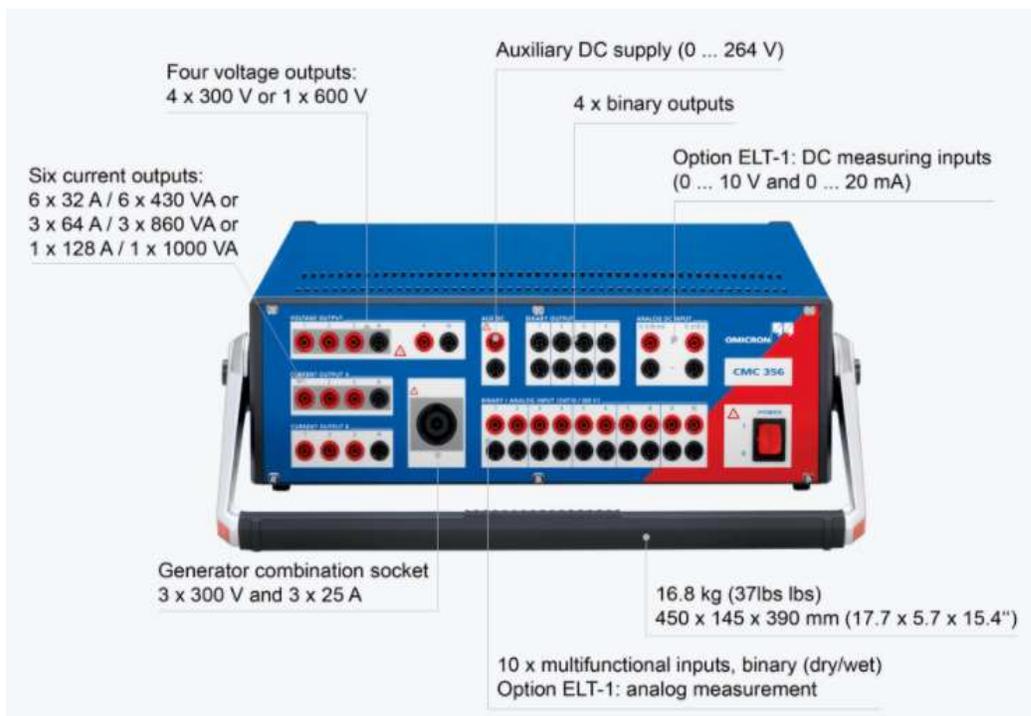
- Generar tensiones y corrientes ajustables de forma continua e independiente en su amplitud, ángulo de fase y frecuencia.
- Supervisar y medir el tiempo de actuación/reposición de los contactos de salida del relé en prueba.
- Poseer generadores a prueba de sobrecarga, de cortocircuito, adicionalmente están protegidos contra transitorios externos y sobretemperatura, todos los circuitos del generador están separados galvánicamente entre sí.

El equipo presenta las siguientes características:

- Pesa 16,6 Kg,
- Tiene un rango de voltaje de 4x0 a 300V,
- Un intervalo de corriente de 3x0 a 32A,
- Un error de tensión garantizado menor que 0,1%, y
- Un error de corriente garantizado menor que 0,2%.

En la Figura 4.11 se ilustra los elementos que posee la maleta de pruebas en su parte frontal, los cuales son los siguientes:

- Salidas de voltaje.
- Salidas de corriente.
- Toma combinada de generador
- Fuente de alimentación de corriente continua
- Salidas binarias
- Entradas de medida de corriente continua
- Entradas multifuncionales
- Botón de encendido



**Figura 4.11 Maleta de pruebas OMICRON CMC356**

**Fuente:** Omicron Energy

Para desarrollar las pruebas en los relés de protección se emplea el software Test Universe, el cual posee varias opciones de software basadas en paquetes que se adaptan a los requisitos operativos específicos y contienen módulos de prueba que, al estar orientado a funciones de protección del relé, puede operar de forma autónoma o puede incluirse en planes de prueba con el objetivo de realizar pruebas automatizadas. El software permite realizar las pruebas mediante varios métodos desde pruebas manuales hasta las pruebas automatizadas y normalizadas, las que se ejecutan a través de un computador.

La Figura 4.12 muestra la ventana inicial del software, en la que constan los módulos de prueba y los elementos del Control Center, los cuales permiten realizar pruebas multifuncionales, combinando cada función de prueba en un plan general de pruebas.



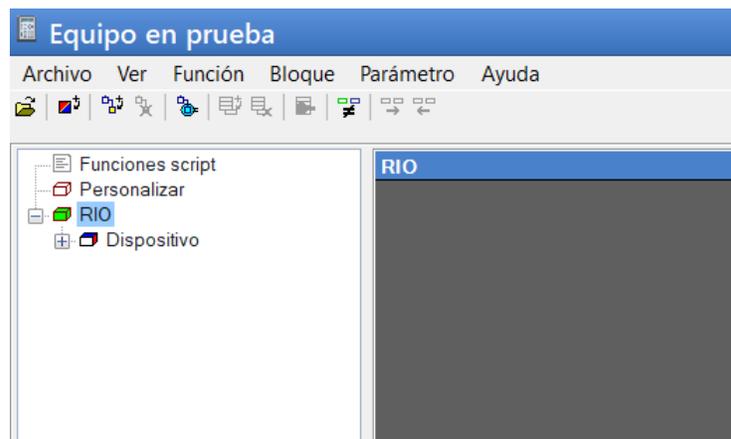
**Figura 4.12** Ventana Inicial del Software TEST UNIVERSE.

**Fuente:** Elaboración propia

El portal del cliente Omicron proporciona una librería de plantillas especialmente diseñadas para cada dispositivo en prueba de diferentes marcas y modelos.

Las plantillas forman parte de la Protection Testing Library (PTL) de Omicron, las que pueden ser adaptadas por el usuario de acuerdo a sus necesidades, las mismas que incluyen módulos de prueba genéricos para crear y realizar pruebas especiales que no cubra el módulo relacionado con la función que se requiere probar.

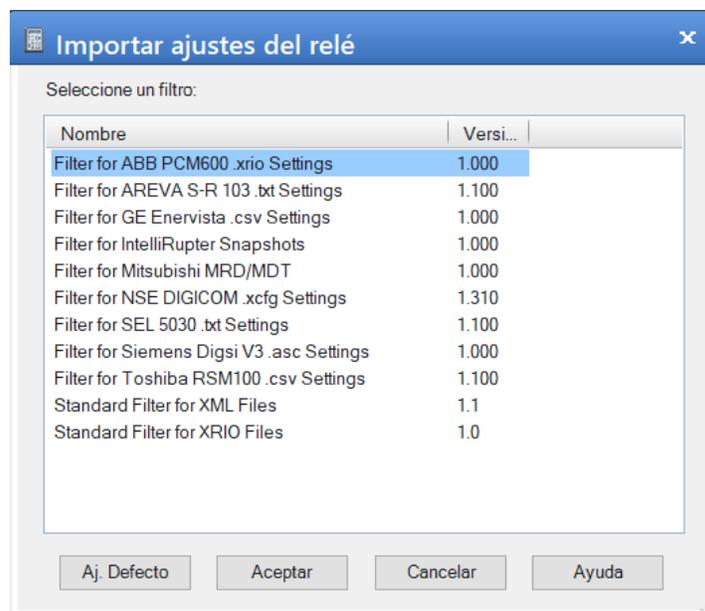
Las pruebas se pueden automatizar mediante la tecnología Extended Relay Interface by Omicron (XRIO) que incluye el centro de control de Omicron, la cual a través de la tecnología LinkToRIO, adapta automáticamente los ajustes reales del relé permitiendo definir parámetros para su utilización en los módulos de prueba. La Figura 4.13 muestra la pantalla del objeto de prueba, en el que se puede observar que existen dos bloques, el Bloque Personalizar y el Bloque RIO. El bloque RIO contiene la interfaz estándar del módulo de prueba RIO, mientras que, el bloque personalizar se debe renombrar con el nombre del objeto en prueba.



**Figura 4.13 Equipo en Prueba del software TEST UNIVERSE**

**Fuente:** Elaboración propia

Es posible importar los parámetros del equipo en prueba a través de los filtros que incorpora el convertidor XRIO, la Figura 4.14 muestra los filtros disponibles para importación de parámetros de configuración del relé. También es posible realizar la exportación en formato XRIO de parámetros de ciertas marcas de relés, tales como Siemens Digsii V4.81 y ABB PCM600.



**Figura 4.14 Filtros disponibles en el software TEST UNIVERSE**

**Fuente:** Elaboración propia

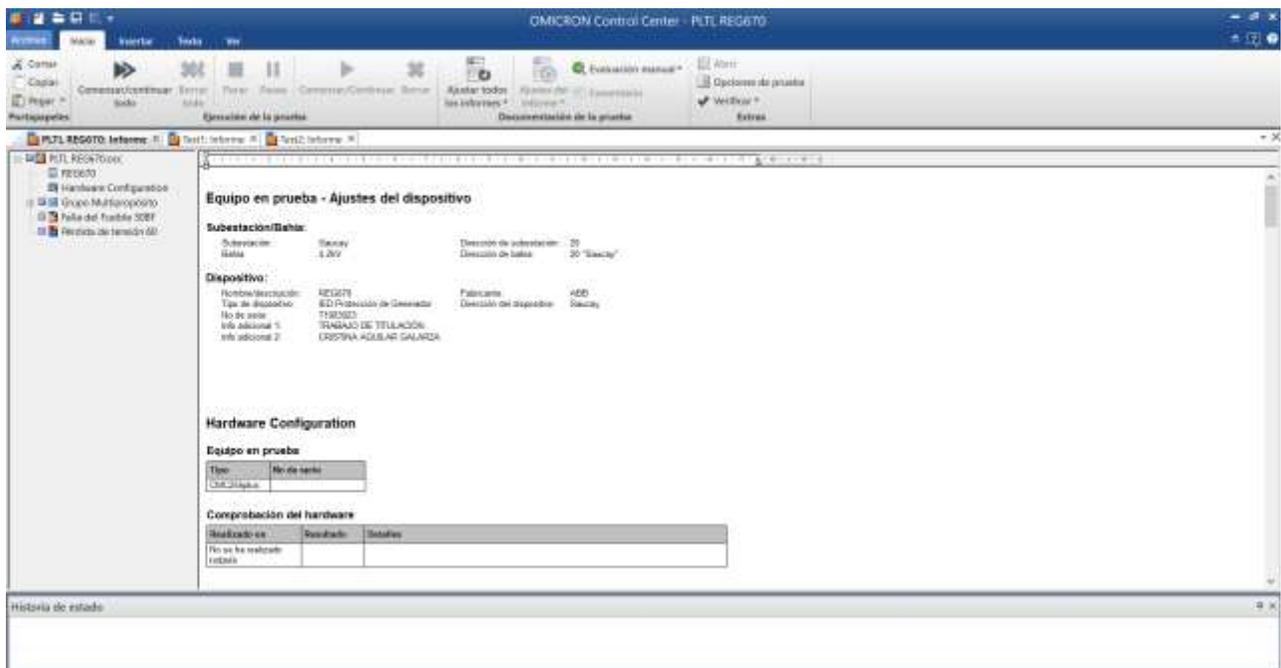
#### 4.8.1 DESARROLLO DE LA PLANTILLA DEL RELÉ REG670.

La plantilla de prueba de protección contiene una configuración de hardware individual que se adapta al relé y a las pruebas específicas requeridas. Para realizar las pruebas de los relés de protección existen dos caminos:

1. Descargar la plantilla desde la página web del fabricante, o
2. Crear una plantilla personalizada de acuerdo a las funciones y parámetros que va a poseer el equipo en prueba.

Cuando se cuenta con una plantilla descargada, se procede de la siguiente manera:

- a. Abrir el software TEST UNIVERSE y aparece la pantalla de la Figura 4.12
- b. Seleccionar la opción Abrir Protection Test Library del centro de control la cual presenta la Figura 4.15, que es la vista de la PTL del Relé REG670.



**Figura 4.15 Vista de la PTL para el REG670**

**Fuente:** Elaboración propia

- c. Configurar el equipo en prueba con los valores específicos del relé a probarse.

**Figura 4.16 Configuración de equipo en prueba**

**Fuente:** Elaboración propia

- d. Configurar también los parámetros de cada función del relé. Los parámetros de las funciones del relé pueden ser importados a través de la función RIO, la que cuenta con filtros para la importación de parámetros de relé de ciertos fabricantes. La plantilla disponible en la página web del fabricante Omicron, implementa los módulos de protección mas comúnmente usados, aquellos módulos que no formen parte de la PTL, deben ser agregados en otra plantilla para que puedan ser probados.

De acuerdo a las secciones 4.6 y 4.7 de este documento, la mayor parte las funciones de protección que se requieren probar, vienen incorporadas en la PTL obtenida del fabricante, entonces sólo es necesario agregar los parámetros de las funciones de manera manual o a través del filtro RIO. Para este estudio se ha realizado la importación y luego se ha verificado que los parámetros se importen correctamente. La plantilla con estas funciones se encuentra en el Anexo F.



Para importar los parámetros se debe presionar inicio, e ir a la opción de importar ajustes del relé, seleccionar el filtro adecuado y ubicar el archivo XRIO con los parámetros exportados desde el software PCM600.

Para aquellas funciones que no incorpora la PTL se ha creado un documento de prueba nuevo, en el que se procedió a implementar cada módulo correspondiente de las funciones a probarse, para el cual se configura el equipo en prueba como se muestra en la Figura 4.16, luego se agrega cada módulo de prueba de acuerdo a las siguientes funciones:

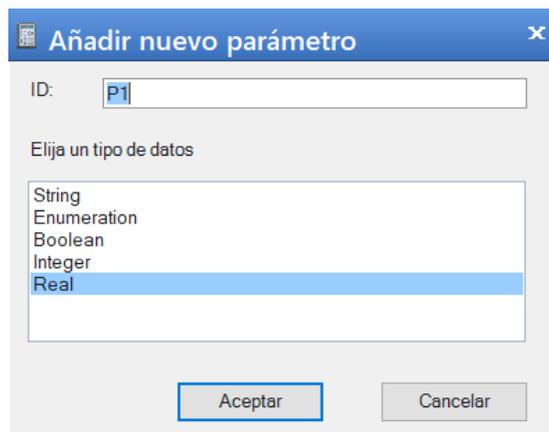
- Protección contra falla del breaker 50BF.
- Protección de secuencia negativa o desbalance de carga 46.
- Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V.
- Protección de pérdida de tensión 60.
- Protección contra deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo 78.

#### **4.8.1.1 Módulo de prueba para la protección contra falla del breaker 50BF**

La falla del breaker se produce ante la no actuación del breaker, asociado al relé de protección que debería actuar para despejar cualquier avería en el generador.

De acuerdo al “**Generator protection REG670. Version 2.2 IEC**. Application manual”, en la sección 9, en donde se menciona que la protección 50BF (CCRBRF) es parte del grupo de protecciones de sobrecorriente, se puede observar que el modo de operación es Current&Contact, por lo tanto, se agrega un módulo de sobrecorriente y se le configura con los parámetros del PCM600, en donde se añade un nuevo bloque dentro del bloque personalizar que aparece en la Figura 4.13, el cual se renombró con la denominación del equipo en prueba.

Luego se procede a agregar cada parámetro, dando click derecho sobre el bloque y seleccionando la opción Añadir parámetro, entonces aparece la pantalla de la Figura 4.17.

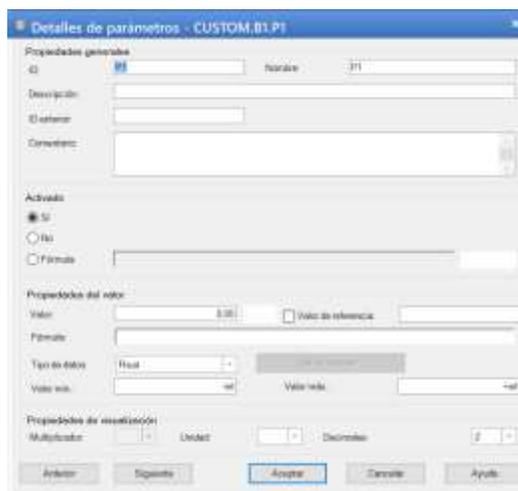


**Figura 4.17 Cuadro de dialogo para añadir un nuevo parámetro**

**Fuente:** Elaboración Propia

Se debe seleccionar el tipo de datos correspondientes al parámetro a añadirse, y el ID respectivo, que es un identificador para que el usuario logre ubicar el parámetro para el ajuste manual.

Los detalles de los parámetros se llenan de acuerdo al tipo de datos, sus unidades, multiplicador y decimales, también se puede agregar una fórmula tomando como referencia los valores de parámetros ya definidos en el mismo bloque. La Figura 4.18 ilustra lo mencionado.



**Figura 4.18 Detalles de parámetros del equipo en prueba.**

**Fuente:** Elaboración propia

Finalmente, se presenta los parámetros agregados y configurados en la Figura 4.19

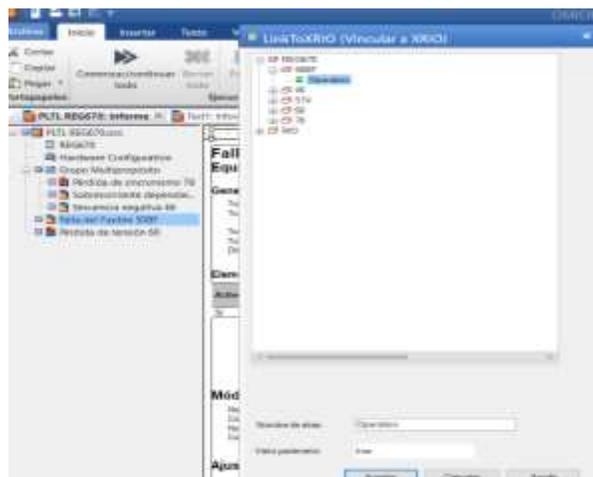
Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refer	Valor	Unidad	Min	Max	Fórmula
✓	Operacion	OP								
✓	I Base	IS			634.03	634.00 A		ref	ref	
✓	FuncionMod	FM			Current&Conte	Current&Conte				
✓	EstTripMode	BTM			Total of 3	1 out of 3				
✓	RetrasoMode	RM			CB Pos Check	CB Pos Check				
✓	IP+	IP			0.10	0.10 %		ref	ref	
✓	I-BaseCont	ISC			20.00	20.00 %		ref	ref	
✓	I0+	I			10.00	10.00 %		ref	ref	
✓	I1	T1			0.03	0.03 a		ref	ref	
✓	I2	T2			0.15	0.15 a		ref	ref	
✓	I2M/h	T2M			0.15	0.15 a		ref	ref	
✓	I3	T3			0.03	0.03 a		ref	ref	
✓	ICBAlarm	TCBA			0.00	0.00 a		ref	ref	
✓	IPulse	TP			0.20	0.20 %		ref	ref	

**Figura 4.19** Configuración del bloque de sobrecorriente 50BF

**Fuente:** Elaboración propia

Para que el bloque de sobrecorriente se enlace con los parámetros de la Figura 4.19, se debe realizar el vínculo de la función RIO, dando click derecho sobre el módulo de la función, seleccionando la opción de Vincular a XRIO y escoger el parámetro de activación de la función, como se indica en la Figura 4.20

De esta manera los parámetros se configuran inmediatamente al módulo de sobrecorriente que es renombrado con el nombre de la función de protección que se desea probar. La Figura 4.21 muestra la comprobación del Hardware, lo que indica que la función está lista para ser probada.



**Figura 4.20** Vinculación de parámetros al módulo de prueba

**Fuente:** Elaboración propia.

**Figura 4.21 Propiedades del módulo de prueba para la función 50BF.**

**Fuente:** Elaboración propia.

#### 4.8.1.2 Módulo de prueba para la protección de secuencia negativa o desbalance de carga 46

La protección contra el desbalance de carga utiliza un relé de sobrecorriente, para detectar el nivel de corriente de secuencia negativa ( $I_2$ ) en cada fase del generador, y cuando la corriente de secuencia negativa es mayor a la permitida, esta protección actúa para evitar que el desbalance de carga afecte a la operación normal del generador o lo deteriore.

Para probar esta función de protección, se ha usado un módulo de prueba de sobrecorriente, en el cual se ingresaron los parámetros de igual forma que en el punto 4.8.1.1, la Figura 4.22 muestra las configuraciones del bloque de la función de protección de secuencia negativa 46.

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	OP								
✓	CurrentInput	CI			NegSeq	NegSeq				
✓	IBase	IB			694,00	694,00 A		-inf	+inf	
✓	VoltageInput	VI			NegSeq	NegSeq				
✓	UBase	UB			4,20	4,20 kV		-inf	+inf	
✓	OperHarmRe	OHR								
✓	I_2nd/I_fund	P7			20,00	20,00		-inf	+inf	
✓	EnRestrInC	ERC								
✓	RestrCurInp	P9			PosSeq	PosSeq				
✓	RestrCurCo	P10			0,00	0,00		-inf	+inf	
✓	RCADir	P11			-75,00	-75,00 *		-inf	+inf	
✓	ROADir	P12			75,00	75,00 *		-inf	+inf	

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation_OC	OP			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	StartCurr_OC	P2			10,00	10,00		-inf	+inf	
✓	CurveType_OC	P3			Programmable	Programmable				
✓	tDef_OC1	P4			0,50	0,50 s		-inf	+inf	
✓	k_OC1	P5			40,00	40,00		-inf	+inf	
✓	tMin_OC1	P6			0,05	0,05 s		-inf	+inf	
✓	P7ResCrvTy	P7			Instantaneous	Instantaneous				
✓	tResetDef_OC	P8			0,00	0,00 s		-inf	+inf	
✓	P_OC1	P9			2,00	2,00		-inf	+inf	
✓	A_OC1	P20			5,00	5,00		-inf	+inf	
✓	B_OC1	P10			0,00	0,00		-inf	+inf	
✓	C_OC1	P11			0,00	0,00		-inf	+inf	
✓	PR_OC1	P21			0,50	0,50		-inf	+inf	
✓	TR_OC1	P22			13,50	13,50		-inf	+inf	
✓	CR_OC1	P12			1,00	1,00		-inf	+inf	
✓	VCritMode_OC	P13			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	VDepMode_OC	P14			Step	Step				
✓	VDepFact_OC	P15			1,00	1,00		-inf	+inf	
✓	ULowLimit_OC	P16			50,00	50,00		-inf	+inf	
✓	UHighLimit_OC	P17			0,00	0,00		-inf	+inf	
✓	HarmRestr_OC	P18			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	DirMode_OC	P19			Non-directional	Non-directional				

**Figura 4.22** Propiedades del módulo de prueba para la función 46.

Fuente: Elaboración propia.

#### 4.8.1.3 Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V

Esta protección se implementa a través de un módulo de protección de sobrecorriente, en el cual se agregan los parámetros de configuración de la misma forma que las funciones anteriores, la Figura 4.23 detalla los parámetros de acuerdo a la configuración planteada para la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión en los puntos 4.6 y 4.7 de este capítulo.

Luego de configurar el bloque 51V en el equipo en prueba, se debe realizar el vínculo al archivo RIO del equipo en prueba, esta vinculación se la realiza de la misma manera que las funciones anteriores.

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	P1			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	CurrentInput	P2				MaxPh				
✓	IBase	P3				694,00 A		-inf	+inf	
✓	VoltageInput	P12								
✓	UBase	P4				4,20 kV		-inf	+inf	
✓	OperHarmRe	P5			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	I_2ndI_fund	P6				20,00		-inf	+inf	
✓	EnRestr	P7			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	RestrCurr	P8				PosSeq				
✓	RestrCurr	P9				0,00		-inf	+inf	
✓	RCADr	P10				-75,00 °		-inf	+inf	
✓	ROADr	P11				75,00 °		-inf	+inf	

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refer	Valor	Unidad	min	Max	Fórmula
✓	Operation_O	P1			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	StartCurt_O	P2			125.00	125.00		-inf	+inf	
✓	CurrMult_OC	P3			2.00	2.00		-inf	+inf	
✓	CurveType_	P4			IEC Norm. Inv.	IEC Norm. Inv.				
✓	tDef_OC1	P5			0.50	0.50 s		-inf	+inf	
✓	K_OC1	P6			0.30	0.30		-inf	+inf	
✓	tMin_OC1	P7			0.05	0.05 s		-inf	+inf	
✓	ResCrvType	P8			Instantaneous	Instantaneous				
✓	tResetDef_O	P9			0.00	0.00 s		-inf	+inf	
✓	VCtrlMode_	P10			Voltage control	Voltage control				
✓	VDepMode_	P11			Slope	Slope				
✓	VDepFact_O	P12			0.25	0.25		-inf	+inf	
✓	ULowLimit_	P13			25.00	25.00		-inf	+inf	
✓	UHighLimit_	P14			100.00	100.00		-inf	+inf	
✓	HarmRestr_	P15			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	DefMode_OC	P16			Non-directional	Non-directional				
✓	DirPinc_OC	P17			I&U	I&U				
✓	ActLowVolt1	P18			Non-directional	Non-directional				

**Figura 4.23 Propiedades del módulo de prueba de la función 51V**

Fuente: Elaboración propia

#### 4.8.1.4 Protección de pérdida de tensión 60

El IED utiliza un algoritmo de detección de secuencia negativa para definir si ocurre una falla en la señal proveniente de los TP's. El algoritmo consiste en que, cuando se pierde la señal de un TP las tres tensiones de fase se desbalancean, debido a este desbalance se produce una alta tensión de secuencia negativa (3U<sub>2</sub>) pero como la falla no ha ocurrido en el sistema, no existe corriente de secuencia negativa (3I<sub>2</sub>), por lo tanto, el IED es capaz de distinguir esta condición.

Debido a la condición de pérdida de tensión, la función de protección es implementada a través de un módulo de protección de Advanced Power. La configuración final, luego de seguir los pasos revisados en el apartado 4.8.1.1, se muestra en la Figura 4.23.

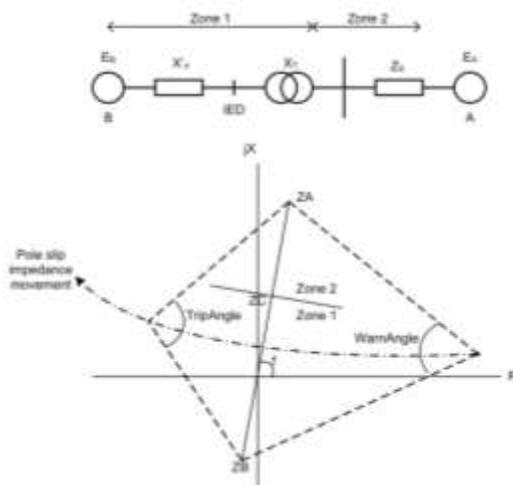
Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refer	Valor	Unidad	min	Max	Fórmula
✓	Opation	OP			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	IBASE	IB			800.00	800.00 A		-inf	+inf	
✓	UBase	UB			4.20	4.20 kV		-inf	+inf	
✓	OpMode	OM			U <sub>2s</sub> /I <sub>2s</sub>	U <sub>2s</sub> /I <sub>2s</sub>				
✓	3U <sub>0</sub> >	U0			30.00	30.00		-inf	+inf	
✓	3I <sub>0</sub> <	P6			10.00	10.00		-inf	+inf	
✓	3U <sub>2</sub> >	P7			30.00	30.00		-inf	+inf	
✓	3I <sub>2</sub> <	P8			10.00	10.00		-inf	+inf	
✓	OpDU/DI	P9			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	DU>	P10			0.00	0.00		-inf	+inf	
✓	DI<	P11			15.00	15.00		-inf	+inf	
✓	Uph>	P12			70.00	70.00		-inf	+inf	
✓	Iph>	P13			10.00	10.00		-inf	+inf	
✓	SealIn	P14			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	USegIn<	P15			70.00	70.00		-inf	+inf	

**Figura 4.24 Configuraciones de la función de protección 60**

Fuente: Elaboración propia

### 4.8.1.5 Protección contra deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo 78

Para descubrir esta condición anormal de funcionamiento, el IED utiliza un esquema de detección de impedancia, el cual analiza las variaciones de la impedancia aparente en el tiempo, vista desde los terminales del generador como se presenta en la Figura 4.25



**Figura 4.25 Diagrama de impedancia del relé 78**

**Fuente:** Generator protection REG670. Application manual, Version 2.2.

Se emplea el módulo de protección de distancia y se configura los siguientes parámetros de acuerdo a lo revisado anteriormente.

ID	Nombre	ID externo	Descripción	Valor de referenc	Valor	Unidad	min	Max	Fórmula
P1	Operation			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
P2	CurrentInput			PosSeq	PosSeq				
P	Ibase			694.00	694.00 A		-inf	+inf	
P3	VoltageInput			PosSeq	PosSeq				
P4	Ubase			4.20	4.20 kV		-inf	+inf	
P5	OperHamRe			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
P6	L_inj1_funct			20.00	20.00		-inf	+inf	
P7	EnRstancC			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
P8	RstCurtap			PosSeq	PosSeq				
P9	RstCurtap			0.00	0.00		-inf	+inf	
P10	RCADr			-84.00	-84.00 °		-inf	+inf	
P11	LowVolt_VM			5.00	5.00		-inf	+inf	
P12	StartCurr			38.00	38.00		-inf	+inf	
P13	CurtMult			2.00	2.00		-inf	+inf	
P14	CurveType			IEC Def	Time				
P15	Def			2.00	2.00 s		-inf	+inf	
P16	k_OC2			0.30	0.30		-inf	+inf	
P17	Ifm			0.05	0.05 s		-inf	+inf	
P18	RstCivType			Instantaneous	Instantaneous				
P19	RstDef			0.00	0.00 s		-inf	+inf	
P20	VContrMode			Slope	Slope				
P21	VDefFact			0.25	0.25		-inf	+inf	
P22	ULowLmt			25.00	25.00		-inf	+inf	
P23	UHighLmt			100.00	100.00		-inf	+inf	
P24	HamRsttr			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
P25	DirMode			Forward	Forward				
P26	DefProc			IcosPh&U	IcosPh&U				
P27	ActLowVolt2			Block	Block				

**Figura 4.26 Configuración de parámetros del módulo de protección 78**

**Fuente:** Elaboración propia

#### 4.8.2 DESARROLLO DE LA PLANTILLA DEL RELÉ RET670.

La PTL del relé RET670, se parametriza de la misma manera que la PTL para probar las funciones del relé REG670, por lo tanto, se tienen dos plantillas, la que se ha descargado desde el portal del cliente y la plantilla que se configura desde cero para agregar las funciones que no considera la plantilla obtenida desde el portal.

Se agrega los ajustes generales del dispositivo, como se observa en la Figura 4.27.

Dispositivo		Valores nominales		Otras propiedades de dispositivo	
Nombre/descripción:	RET670	Número de fases:	<input type="radio"/> 2 <input checked="" type="radio"/> 3	Tiempo de reposición:	20,000 ms
Fabricante:	ABB	f nom:	60,000 Hz	Límites	
Tipo de dispositivo:	Protección de Transformador	V nom (secundario):	...0,000 V (L-L)	V max:	...0,000 V (L-L)
Dirección del dispositivo:	Saucay	V nom (L-N):	63,509 V (L-N)	I max:	50,000 A
Número de serie/modelo:	T1003027	V primario:	4,200 kV (L-L)	Sensibilidad de detección de sobrecarga	
Información adicional 1:	TRABAJO DE TITULACIÓN	2,425 kV (L-N)		<input checked="" type="radio"/> Alto <input type="radio"/> Usuario	50,000 ms
Información adicional 2:	CRISTINA AGUILAR	I nom (secundario):	1,000 A	<input type="radio"/> Bajo <input type="radio"/> Off	
I primario:	1,000 kA	Factores de tensión/corriente residuales		Filtros antirrebote y antirruido	
Subestación		VUN/ VN:	1,732	Tiempo de antirrebote:	3,000 ms
Nombre:	20	IN / I nom:	1,000	Tiempo antirruido:	0,000 s
Dirección:	"SAUCAY"				
Bahía					
Nombre:	bay				
Dirección:	bay address				

**Figura 4.27 Ajustes del dispositivo RET670**

**Fuente:** Elaboración Propia

Las funciones a probar que se requieren agregar en una nueva plantilla son:

- Protección de sobrecorriente residual temporizada 51N
- Protección contra sobreexcitación 24
- Protección de sobrecarga térmica 49

#### 4.8.2.1 Módulo de prueba para la protección de sobrecorriente residual temporizada 51N

Debido a que se va a probar una falla a tierra se agrega un módulo de prueba denominado Ground Fault, y se configuran los parámetros del relé de acuerdo a las tablas que se propone en los puntos 4.6 y 4.7, la Figura 4.28 ilustra las configuraciones planteadas para la función de protección 51N.

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operatiom	ID_APP5								
✓	IBase	ID_APP4				84,00		-inf	+inf	
▶	UBase	ID_APP3				69,00	kV	-inf	+inf	
✓	DirMode1	ID_APP2	Paramete	Directional mode of step 1 (off, n		Non-directional				
✓	Characterist	ID_APP2	Paramete	Time delay curve type for step 1		ANSI Mod. inv.				
✓	IN1>	ID_APP2	Paramete	Operate residual current level for		48 %IB		1	2500	
✓	t1	ID_APP2	Paramete	Independent (defenite) time dela		0,000	s	0,000	60,000	
✓	k1	ID_APP2	Paramete	Time multiplier for the dependen		0,05		0,05	999,00	
✓	IMin1	ID_APP2	Paramete	Operate residual current level for		100,00	%IB	1,00	10000,00	
✓	t1Min	ID_APP2	Paramete	Minimum operate time for invers		0,000	s	0,000	60,000	
✓	IN1Mult	ID_APP2	Paramete	Multiplier for scaling the current		2,0		1,0	10,0	
✓	ResetTypeCr	ID_APP2	Paramete	Reset curve type for step 1		Instantaneous				
✓	tReset1	ID_APP2	Paramete	Reset curve type for step 1		0,020	s	0,000	60,000	
✓	HarmRestrai	ID_APP2	Paramete	Enable block of step 1 from har		Off				
✓	tPCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter P for customer progr		1,000		0,005	3,000	
✓	tACrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter A for customer progr		13,500		0,005	200,000	
✓	tBCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter B for customer progr		0,00		0,00	20,00	
✓	tCCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter C for customer progr		1,0		0,1	10,0	
✓	tPRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter PR for customer prog		0,500		0,005	3,000	
✓	tTRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter TR for customer prog		13,500		0,005	100,000	
✓	tCRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter CR for customer prog		1,0		0,1	10,0	

**Figura 4.28 Parámetros de la función 51N**

Fuente: Elaboración propia

#### 4.8.2.2 Módulo de prueba para la protección contra sobreexcitación 24

Para probar la función de protección 24 se emplea un módulo de prueba denominado State Sequencer, debido a que la condición de sobreexcitación es producida por una elevada inyección de voltaje provocada por el bajo nivel de frecuencia. Se configuran los parámetros de acuerdo a la propuesta presentada en el punto 4.7 y se presentan en la Figura 4.30.

24										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	P1	Op		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	IBase	P2	IB		84,00	84,00 A		-inf	+inf	
✓	UBase	P3	UB		69,00	69,00 kV		-inf	+inf	
✓	V/Hz>	P4	VHz		110,00	110,00 %UB/f		-inf	+inf	
✓	V/Hz>>	P5	VHzz		140,00	140,00 %UB/f		-inf	+inf	
✓	Xleak	P6	XI		0,00	0,00 Ohm		-inf	+inf	
✓	TrPulse	P7	TP		0,10	0,10 s		-inf	+inf	
✓	tMin	P8	Tm		7,00	7,00 s		-inf	+inf	
✓	tMax	P9	TM		60,00	60,00 s		-inf	+inf	
✓	CurveType	P10	CT		IEEE	IEEE				
✓	kForIEEE	P11	KFI		1,00	1,00		-inf	+inf	
✓	AlarmLevel	P12	AL		108,00	108,00 %		-inf	+inf	
✓	tAlarm	P13	TA		0,00	0,00		-inf	+inf	

**Figura 4.29 Parámetros configurados de la función de protección 24.**

Fuente: Elaboración propia

#### 4.8.2.3 Módulo de prueba para la protección de sobrecarga térmica 49

De acuerdo al “Generator protection REG670. Version 2.2 IEC. Application manual”, en la sección 9, que corresponde a la unidad dedicada para las protecciones de sobrecorriente, incluye a la función de protección 49, por lo tanto, se ha utilizado un módulo de prueba de sobrecorriente para realizar la plantilla de pruebas. De acuerdo a esto, se configura el bloque de la función y cada parámetro, como se indica en la Figura 4.30.

49										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP4	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	IBase	ID_APP4	Paramete	Base current in A		84 A		1	99999	
✓	IRef	ID_APP4	Paramete	Reference current in % of IBASE		100,0 %IB		10,0	1000,0	
✓	IRefMult	ID_APP4	Paramete	Multiplication Factor for referenc		1,00		0,01	10,00	
✓	IBase1	ID_APP4	Paramete	Base current, IBase1 without Co		100,0 %IB		30,0	250,0	
✓	IBase2	ID_APP4	Paramete	Base Current, IBase2, with Cooli		100,0 %IB		30,0	250,0	
✓	Tau1	ID_APP4	Paramete	Time constant without cooling in		60,0 Min		1,0	500,0	
✓	Tau2	ID_APP4	Paramete	Time constant with cooling input		60,0 Min		1,0	500,0	
✓	ITrip	ID_APP4	Paramete	Steady state operate current lev		110,0 %IBx		50,0	250,0	
✓	Alarm1	ID_APP4	Paramete	First alarm level in % of heat con		80,0 %Itr		50,0	99,0	
✓	Alarm2	ID_APP4	Paramete	Second alarm level in % of heat		90,0 %Itr		50,0	99,0	
✓	ResLo	ID_APP4	Paramete	Lockout reset level in % of heat		60,0 %Itr		10,0	95,0	
✓	tPulse	ID_APP4	Paramete	Length of the pulse for trip signal		0,10 s		0,01	0,30	

**Figura 4.30 Configuración de parámetros de la función 49**

Fuente: Elaboración propia.



## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES RECOMENDACIONES.

#### 5.1 CONCLUSIONES

- Las guías principales para la presentación de la propuesta de actualización e implementación de las protecciones, fueron las normas: IEEE Std C37.91™-2008, IEEE Std C37.102™-2006 y IEEE Std C37.101-1993, así como los manuales de aplicación y de referencias técnicas de cada relé.
- El uso de herramientas informáticas especializadas como DlgSILENT Power Factory, PCM600 y Test Universe son necesarias para realizar el estudio de flujos de potencia, cálculos de cortocircuitos, coordinación de protecciones, para la implementación de los seteos y pruebas de funcionamiento de los relés de protección.
- Para mantener un sistema eléctrico debidamente protegido, se debe conocer el comportamiento de cada uno de sus elementos en condiciones normales, así como en contingencias o fallas. Motivo por el cual se realizó el estudio de flujos de potencia y de cortocircuitos, considerando todos los escenarios y modos de operación posibles.
- Se ha realizado el análisis de múltiples formas de protección que se aplican a los elementos de un SEP, es considerado muy necesario conocer el origen y los efectos de las fallas y otras perturbaciones que se puedan presentar en el sistema, de modo que se consiga apreciar la importancia y prioridad de las medidas de protección.
- De acuerdo registro de perturbaciones presentados en la central en los últimos cuatro años, se determinó que, de las 37 actuaciones que han tenido los relés, la mayor parte de los disparos ha sido por la función de protección de sobrecorriente, por lo tanto, se enfatizó en la configuración de esta función, desde el estudio de coordinación de protecciones, hasta las ses específicas de cada parámetro.
- La base de datos del modelo de conexión de la central al sistema de subtransmisión de Centrosur se ejecuta con la versión DlgSILENT Power



Factory 2019 y, el software adquirido por Elecaastro no dispone del módulo de protecciones, por lo tanto, se ha realizado una simplificación, mediante equivalente Thevenin, de todo el sistema de la Centrosur a un sistema equivalente que contiene las cuatro barras que son de importancia para el estudio de flujos de potencia, cortocircuitos y para la coordinación de protecciones. De modo que, con este archivo comprimido, se pueda trabajar en la versión 15.1.7 del software, la cual incorpora el módulo de protecciones.

- Para verificar los tiempos de actuación de las protecciones, se ha realizado la simulación de fallas de trifásicas y monofásicas con resistencia de falla en diferentes puntos de la red y considerando todos los escenarios y modos de operación.
- La propuesta de ajuste de las protecciones existentes en los relés de la Central Saucay, es realizada en base a criterios obtenidos de las normas, conjuntamente con el análisis de los manuales de referencias técnicas y de aplicación de cada relé.
- La diferencia entre los ajustes existentes en los relés de protección, con los ajustes planteados se fundamenta principalmente en la coordinación de protecciones, considerando un valor de carga de operación con 7,5MW más que en el estudio realizado anteriormente, esto es debido a que se evacúa este valor de potencia extra por la línea que va desde la subestación 20 "Saucay", hasta la subestación 19 "Ricaurte". También han intervenido fundamentos teóricos brindados por los archivos guía que se han considerado en este trabajo de titulación.
- La simulación de flujos de carga, así como la simulación de cortocircuitos, en los cuatro modos de operación y considerando todos los escenarios posibles, ayuda a conocer los valores de funcionamiento normal y anormal para proceder a la coordinación de protecciones.
- El enlace entre el software PCM600 y TEST UNIVERSE, permite la eficiente manipulación de los parámetros de configuración de los relés lo que facilitó el desarrollo de las plantillas.
- Las plantillas proporcionadas por el portal del cliente vienen en versiones superiores a la versión de los relés instalados en la central Saucay, sin



embargo, se utiliza la menor versión existente, por lo que, durante la importación de parámetros, se verifica que se hayan importado correctamente todos los parámetros, y en caso de no ser así, se corrige el parámetro que no se ha importado de manera correcta.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Para poder hacer coordinación de protecciones, con las bases de datos actuales, se recomienda agregar la etapa de protecciones en el software DlgSILENT PowerFactory existente.
- Analizar la posibilidad de agregar las funciones de protección recomendadas por las normas, presentadas en el desarrollo de este trabajo de titulación.
- Adquirir la maleta de pruebas Omicron CMC356 para comprobar el correcto funcionamiento de los relés de protección.
- Desarrollar las plantillas de acuerdo a cada equipo en prueba, considerar las relaciones de transformación de los transformadores de corriente y de potencial conectados al equipo en prueba.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] E. Electro and A. Elecaustro, “Quienes somos,” pp. 1–3, 2019.
- [2] C. C. León, “Protección de generadores síncronos,” 2004.
- [3] D. Y. Ocaña, J. Eduardo, and A. Calle, ““ Actualización Y Coordinación De Las Funciones De Protección De Las Centrales Saucay , Saymirín , El,” *IED Dispos. electrónico Intel.*, 2016.
- [4] B. A. Ths and B. U. Transmission, “APPLICATION HANDBOOK BA THS / BU Transmission Systems and Substations,” no. 6.
- [5] D. Fernando and P. Fernandez, “Universidad de cuenca facultad de ingeniería escuela de ingeniería civil,” pp. 1–65, 2015.
- [6] S. H. Horowitz, *POWER SYSTEM RELAYING*. 2008.
- [7] J. M. Gers and E. J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*. 2011.
- [8] “Generator protection REG650 ANSI Application Manual.”
- [9] P. E. S. Committee, *IEEE Std C37.102-2006 : Guide for AC Generator Protection*, vol. 2000, no. February. 2007.
- [10] E. Engineers, T. P. Avenue, S. Licensing, and S. Licensing, *Draft IEEE Guide for Protecting Power Transformers*, vol. 2008, no. May. 2006.
- [11] ABB, “Protección de transformador RET670 Manual de instalación y puesta en servicio,” 2010.
- [12] E. U. de ingeniería tecnia agriola de ciudad Real, “Protecciones Electricas,” *IEEE*, vol. 12, no. 701–205, pp. 1–50, 2017.
- [13] R. Samuel, “Eléctricos Protección de Sistemas Eléctricos,” p. 664, 2014.
- [14] ABB, “Product Configuration Specification Order number: BR160321-20882,” pp. 2017–2019, 2019.
- [15] ABB, “Product Configuration Specification Order number: 2139025-70,” pp. 2017–2019, 2019.

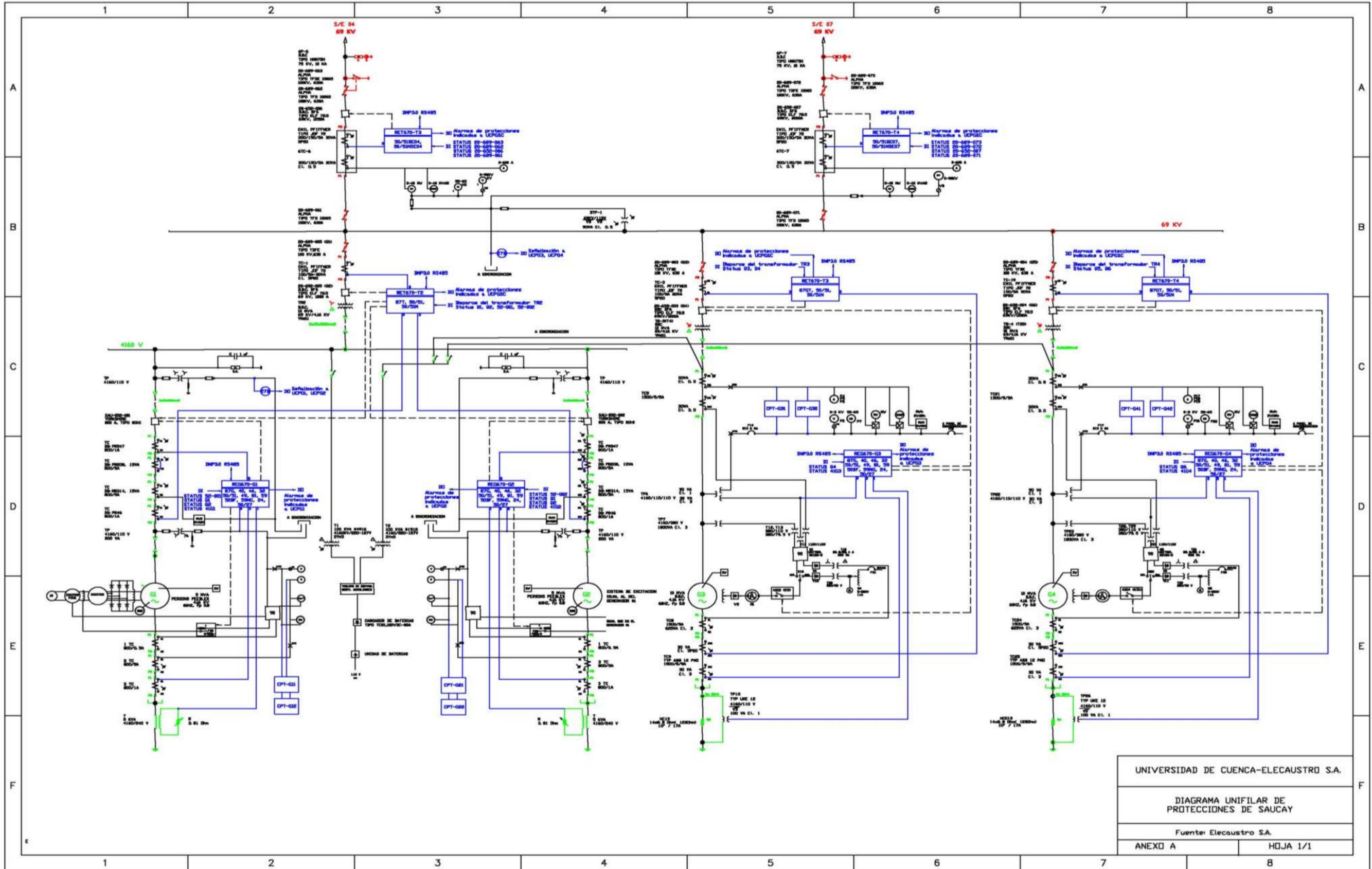


- [16] ABB, “Product Configuration Specification Order number: CO120122-8733 1,” pp. 1003028–1003030, 2019.
- [17] Elecaastro, “Central Hidroeléctrica Saucay,” pp. 1–2, 2019.
- [18] I. E. D. Reg, *Innovation from tex techno*, vol. 158, no. 2. 2008.
- [19] D. J. Valarezo Eras, “Análisis y descripción de los dispositivos electrónicos empleados en la protección de los sistemas eléctricos de potencia,” p. 169, 2015.
- [20] R. TAMASCO, “Protecciones electrica,” p. 48, 2007.
- [21] I. Power and E. Society, *IEEE Guide for Protecting Power Transformers*, vol. 2008, no. May. 2008.
- [22] Ieee, *Std C37.101 - Guide for Generator Ground Protection*, vol. 1993. 1993.



## ANEXOS

Anexo A Diagrama de protecciones de la Central Saucay.





## Anexo B Especificación de la configuración del producto de los Réles REG670 Y RET670

### Product Configuration Specification

Order number: BR160321-20882

Serial number: T1003023 - T1003026



Date: 04/09/2019 Page 1 / 3

### Product

REG670 Generator protection IED  
1MRK002826-AA

### Basic data

Country: Colombia  
Customer's reference: ELECAUSTRO  
Product version: 1p1  
Terminal diagram: 1MRK002801-AB, Terminal diagram IED670, IEC symbols  
Terminal diagram: 1MRK002802-AA, Terminal diagram IED670, ANSI symbols  
EL voltage: 90-250 VDC

Tool interface version: 1.1.01

### Functions

#### - Differential protection -

1 pc 1MRK002901-PA Generator differential protection (GENPDIF, 87G) [selected option]

#### - Impedance protection -

1 pc 1MRK002925-MA Loss of excitation (LEXPDIS, 40) [basic]

#### - Current protection -

1 pc 1MRK002906-AB Instantaneous phase overcurrent protection (PHPIOC, 50) [selected option]  
1 pc 1MRK002906-BB Four step phase overcurrent protection (OC4PTOC, 51/67) [selected option]  
1 pc 1MRK002906-NA Thermal overload protection, two time constants (TRPTTR, 49) [basic]  
3 pcs 1MRK002906-RB Breaker failure protection (CCBRF, 50BF) [selected option]  
1 pc 1MRK002907-AB Pole-discordance protection (CCRPLD, 52PD) [basic]  
1 pc 1MRK002902-FA Directional Under-power protection (GUPPDUP, 37) [basic]  
1 pc 1MRK002902-GA Directional Over-power protection (GOPPDOP, 32) [basic]

#### - Voltage protection -

1 pc 1MRK002908-AB Two step undervoltage protection (UV2PTUV, 27) [basic]  
1 pc 1MRK002908-DB Two step overvoltage protection (OV2PTOV, 59) [basic]  
1 pc 1MRK002908-GB Two step residual overvoltage protection (ROV2PTOV, 59N) [basic]  
1 pc 1MRK002908-MB Overexcitation protection (OEXPVPH, 24) [basic]

#### - Frequency protection -

3 pcs 1MRK002908-NB Underfrequency function (SAPTUF, 81) [basic]  
3 pcs 1MRK002908-RB Overfrequency function (SAPTOF, 81) [basic]  
1 pc 1MRK002908-SA Rate-of-change frequency protection (SAPFRC, 81) [basic]

#### - Multipurpose protection -

6 pcs 1MRK002902-AA General current and voltage protection (CVGAPC) [selected option]

#### - Secondary system supervision -

1 pc 1MRK002914-GB Fuse failure supervision (SDDRFUF) [basic]

18/04/2017



## Product Configuration Specification

Order number: BR160321-20882

Serial number: T1003023 - T1003026



Date: 04/09/2019 Page 2 / 3

### - Logic -

3 pcs 1MRK002917-AA Tripping logic (SMPPTRC, 94) [basic]  
1 pc 1MRK002917-MA Configurable logic blocks [basic]

### - Monitoring -

1 pc 1MRK002923-LB Function block for service values presentation of the analog inputs [basic]  
20 pcs 1MRK002918-FA Event function [basic]  
1 pc 1MRK002918-GB Disturbance report [basic]

## Hardware

### - Casing -

1MRK000151-NA 1/2 x 19" rack casing max 3 I/O modules (Rack) [basic, selected alternative]  
1MRK001434-LA Combined backplane module 1/2 x 19", 2 cPCI, 1 TRM (CBM) [basic, selected alternative]  
Location pCBM

1MRK002252-AA Universal backplane module 1 ADM, 1 TRM (UBM) [basic, selected alternative]  
Location pUBM

1MRK002239-BB Power supply module 90-250 VDC (PSM) [basic, selected alternative]  
Location P1

1MRK002246-BC Numeric processing module 600 MHz with 512kB cache (NUM) [basic]  
Location P30

### - Connection type -

1MRK002960-AA Compression terminals [basic, selected alternative]  
Location P1-P16

### - Human Machine Interface -

1MRK000008-HB Human machine interface, small size - text only, IEC symbols 1/2 x 19" (SHM1) [basic, selected alternative]  
Location HMI

### - Analog system -

1MRK002133-AB Analog digital conversion module with time synchronization 12 channels (ADM) [basic]  
Location P31

1MRK002247-AR Transformer input module, compression terminals 7I + 5U, 5A, 110/220V, 50/60 Hz (TRM) [basic, selected alternative]  
Location P40

### - Binary input/output module -

1MRK000508-BB Binary input module, 16 inputs RL110, 110-125VDC (BIM) [selected option]  
Location P3

1MRK000614-AB Binary output module, 24 output relays (BOM) [selected option]  
Location P4

### - Station communication ports -

1MRK002309-AA Galvanic RS485 communication module 2wire and 4wire EIA-485 interface (RS485) [selected option]  
Location P31:3

18/04/2017  
SPEC.dotx



## Product Configuration Specification

Order number: BR160321-20882

Serial number: T1003023 - T1003026



Date: 04/09/2019 Page 3 / 3

### Engineering facilities

- First HMI language -

1MRK002930-AA HMI language, English IEC (IHMI-IEC en) [basic, selected alternative]

- Additional HMI language -

1MRK002920-DA HMI language, spanish (IHMI-es) [selected option]

- Mounting details with IP40 of protection from the front -

1MRK002420-EA Mounting kit, flush mounting + extra IP54 mounting seal (FLUSH+IP 54) [selected option]

### Efficient engineering

ABB make available files that can be used with our engineering tools to facilitate the engineering process.

To obtain these files related to this order item, send an e-mail:

To: SE-mets.service@abb.com  
Cc: any recipient added here will also receive the response  
Subject: BR160321-20882

More information can be obtained at [www.abb.com/substationautomation](http://www.abb.com/substationautomation)



## Product Configuration Specification

Order number: 2139025-70

Serial number: T1003027



Date: 04/09/2019 Page 1 / 3

### Product

RET670 Transformer protection IED  
1MRK002816-AB

### Basic data

Country: Spain  
Customer's reference: 6300062336  
Product version: 1p1  
Terminal diagram: 1MRK002801-AB, Terminal diagram IED670, IEC symbols  
Terminal diagram: 1MRK002802-AA, Terminal diagram IED670, ANSI symbols  
EL voltage: 90-250 VDC  
Tool interface version: 1.1.01

### Functions

#### - Differential protection -

1 pc 1MRK002901-CB Transformer differential protection, three winding (T3WPDIF, 87T) [basic, selected alternative]

#### - Impedance protection -

2 pcs 1MRK002904-AB Phase selection with load encroachment, quadrilateral characteristic (FDPSPDIS, 21) [basic]

2 pcs 1MRK002925-BA Faulty phase identification with blinder and load encroachment (FMPSPDIS, 21) [basic]

#### - Current protection -

1 pc 1MRK002906-AB Instantaneous phase overcurrent protection (PHPIOC, 50) [selected option]

1 pc 1MRK002906-BB Four step phase overcurrent protection (OC4PTOC, 51/67) [selected option]

1 pc 1MRK002906-CB Instantaneous residual overcurrent protection (EFP1OC, 50N) [selected option]

1 pc 1MRK002906-DB Four step residual overcurrent protection (EF4PTOC, 51N/67N) [selected option]

1 pc 1MRK002906-NA Thermal overload protection, two time constants (TRPTTR, 49) [selected option]

3 pcs 1MRK002906-RB Breaker failure protection (CCRBRF, 50BF) [selected option]

1 pc 1MRK002902-DA Broken conductor check (BRCPTOC, 46) [basic]

#### - Voltage protection -

1 pc 1MRK002902-EA Loss of voltage check (LOVPTUV, 27) [basic]

#### - Multipurpose protection -

3 pcs 1MRK002902-AA General current and voltage protection (CVGAPC) [selected option]

#### - Secondary system supervision -

1 pc 1MRK002914-GB Fuse failure supervision (SDDRFUF) [selected option]

#### - Logic -

3 pcs 1MRK002917-AA Tripping logic (SMPPTRC, 94) [basic]

1 pc 1MRK002917-MA Configurable logic blocks [basic]



## Product Configuration Specification

Order number: 2139025-70

Serial number: T1003027



Date: 04/09/2019 Page 2 / 3

### - Monitoring -

1 pc 1MRK002923-LB Function block for service values presentation of the analog inputs [basic]  
20 pcs 1MRK002918-FA Event function [basic]  
1 pc 1MRK002918-GB Disturbance report [basic]

## Hardware

### - Casing -

1MRK000151-NA 1/2 x 19" rack casing max 3 I/O modules (Rack) [basic, selected alternative]  
1MRK001434-LA Combined backplane module 1/2 x 19", 2 cPCI, 1 TRM (CBM) [basic, selected alternative]  
Location pCBM  
1MRK002252-AA Universal backplane module 1 ADM, 1 TRM (UBM) [basic, selected alternative]  
Location pUBM  
1MRK002239-BB Power supply module 90-250 VDC (PSM) [basic, selected alternative]  
Location P1  
1MRK002246-BC Numeric processing module 600 MHz with 512kB cache (NUM) [basic]  
Location P30

### - Connection type -

1MRK002960-AA Compression terminals [basic, selected alternative]  
Location P1-P16

### - Human Machine Interface -

1MRK000008-HB Human machine interface, small size - text only, IEC symbols 1/2 x 19" (SHMI) [basic, selected alternative]  
Location HMI

### - Analog system -

1MRK002133-AB Analog digital conversion module with time synchronization 12 channels (ADM) [basic]  
Location P31  
1MRK002247-CH Transformer input module, compression terminals 12I, 5A, 50/60Hz (TRM) [basic, selected alternative]  
Location P40

### - Binary input/output module -

1MRK000508-BB Binary input module, 16 inputs RL110, 110-125VDC (BIM) [selected option]  
Location P3  
1MRK000614-AB Binary output module, 24 output relays (BOM) [selected option]  
Location P4

### - Station communication ports -

1MRK002309-AA Galvanic RS485 communication module 2wire and 4wire EIA-485 interface (RS485) [selected option]  
Location P31:3

## Engineering facilities

### - First HMI language -

1MRK002930-AA HMI language, English IEC (IHMI-IEC en) [basic, selected alternative]

### - Additional HMI language -



## Product Configuration Specification

Order number: 2139025-70

Serial number: T1003027



Date: 04/09/2019 Page 3 / 3

1MRK002920-DA HMI language, spanish (IHMI-es) [selected option]

- Mounting details with IP40 of protection from the front -

1MRK002420-EA Mounting kit, flush mounting + extra IP54 mounting seal (FLUSH+IP 54) [selected option]

### Efficient engineering

ABB make available files that can be used with our engineering tools to facilitate the engineering process.

To obtain these files related to this order item, send an e-mail:

To: SE-mets.service@abb.com  
Cc: any recipient added here will also receive the response  
Subject: 2139025-70

More information can be obtained at [www.abb.com/substationautomation](http://www.abb.com/substationautomation)



## Product Configuration Specification

Order number: CO120122-8733\_1

Serial number: T1003028 - T1003029



Date: 04/09/2019 Page 1 / 3

### Product

RET670 Transformer protection IED  
1MRK002816-AB

### Basic data

Country: Colombia  
Customer's reference: -  
Product version: 1p1  
Terminal diagram: 1MRK002801-AB, Terminal diagram IED670, IEC symbols  
Terminal diagram: 1MRK002802-AA, Terminal diagram IED670, ANSI symbols  
EL voltage: 90-250 VDC  
Tool interface version: 1.1.01

### Functions

#### - Differential protection -

1 pc 1MRK002901-AB Transformer differential protection, two winding (T2WPDIF, 87T) [basic, selected alternative]

#### - Impedance protection -

2 pcs 1MRK002904-AB Phase selection with load encroachment, quadrilateral characteristic (FDPSDIS, 21) [basic]

2 pcs 1MRK002925-BA Faulty phase identification with blinder and load encroachment (FMPSPDIS, 21) [basic]

#### - Current protection -

2 pcs 1MRK002906-AB Instantaneous phase overcurrent protection (PHPIOC, 50) [selected option]

2 pcs 1MRK002906-BB Four step phase overcurrent protection (OC4PTOC, 51/67) [selected option]

2 pcs 1MRK002906-CB Instantaneous residual overcurrent protection (EFPIOC, 50N) [selected option]

2 pcs 1MRK002906-DB Four step residual overcurrent protection (EF4PTOC, 51N/67N) [selected option]

1 pc 1MRK002906-NA Thermal overload protection, two time constants (TRPTTR, 49) [selected option]

3 pcs 1MRK002906-RB Breaker failure protection (CCRBRF, 50BF) [selected option]

1 pc 1MRK002902-DA Broken conductor check (BRCPTOC, 46) [basic]

#### - Voltage protection -

1 pc 1MRK002902-EA Loss of voltage check (LOVPTUV, 27) [basic]

#### - Multipurpose protection -

3 pcs 1MRK002902-AA General current and voltage protection (CVGAPC) [selected option]

#### - Secondary system supervision -

1 pc 1MRK002914-GB Fuse failure supervision (SDDRFUF) [selected option]

#### - Logic -

3 pcs 1MRK002917-AA Tripping logic (SMPPTRC, 94) [basic]

1 pc 1MRK002917-MA Configurable logic blocks [basic]



## Product Configuration Specification

Order number: CO120122-8733\_1

Serial number: T1003028 - T1003029



Date: 04/09/2019 Page 2 / 3

### - Monitoring -

1 pc 1MRK002923-LB Function block for service values presentation of the analog inputs [basic]  
20 pcs 1MRK002918-FA Event function [basic]  
1 pc 1MRK002918-GB Disturbance report [basic]

## Hardware

### - Casing -

1MRK000151-NA 1/2 x 19" rack casing max 3 I/O modules (Rack) [basic, selected alternative]  
1MRK001434-LA Combined backplane module 1/2 x 19", 2 cPCI, 1 TRM (CBM) [basic, selected alternative]  
Location pCBM  
1MRK002252-AA Universal backplane module 1 ADM, 1 TRM (UBM) [basic, selected alternative]  
Location pUBM  
1MRK002239-BB Power supply module 90-250 VDC (PSM) [basic, selected alternative]  
Location P1  
1MRK002246-BC Numeric processing module 600 MHz with 512kB cache (NUM) [basic]  
Location P30

### - Connection type -

1MRK002960-AA Compression terminals [basic, selected alternative]  
Location P1-P16

### - Human Machine Interface -

1MRK000008-HB Human machine interface, small size - text only, IEC symbols 1/2 x 19" (SHMI) [basic, selected alternative]  
Location HMI

### - Analog system -

1MRK002133-AB Analog digital conversion module with time synchronization 12 channels (ADM) [basic]  
Location P31  
1MRK002247-CH Transformer input module, compression terminals 12I, 5A, 50/60Hz (TRM) [basic, selected alternative]  
Location P40

### - Binary input/output module -

1MRK000508-BB Binary input module, 16 inputs RL110, 110-125VDC (BIM) [selected option]  
Location P3  
1MRK000614-AB Binary output module, 24 output relays (BOM) [selected option]  
Location P4

### - Station communication ports -

1MRK002309-AA Galvanic RS485 communication module 2wire and 4wire EIA-485 interface (RS485) [selected option]  
Location P31:3

## Engineering facilities

### - First HMI language -

1MRK002930-AA HMI language, English IEC (IHMI-IEC en) [basic, selected alternative]

### - Additional HMI language -



## Product Configuration Specification

Order number: CO120122-8733\_1

Serial number: T1003028 - T1003029



Date: 04/09/2019 Page 3 / 3

1MRK002920-DA HMI language, spanish (IHMI-es) [selected option]

- Mounting details with IP40 of protection from the front -

1MRK002420-EA Mounting kit, flush mounting + extra IP54 mounting seal (FLUSH+IP 54) [selected option]

### Efficient engineering

ABB make available files that can be used with our engineering tools to facilitate the engineering process.

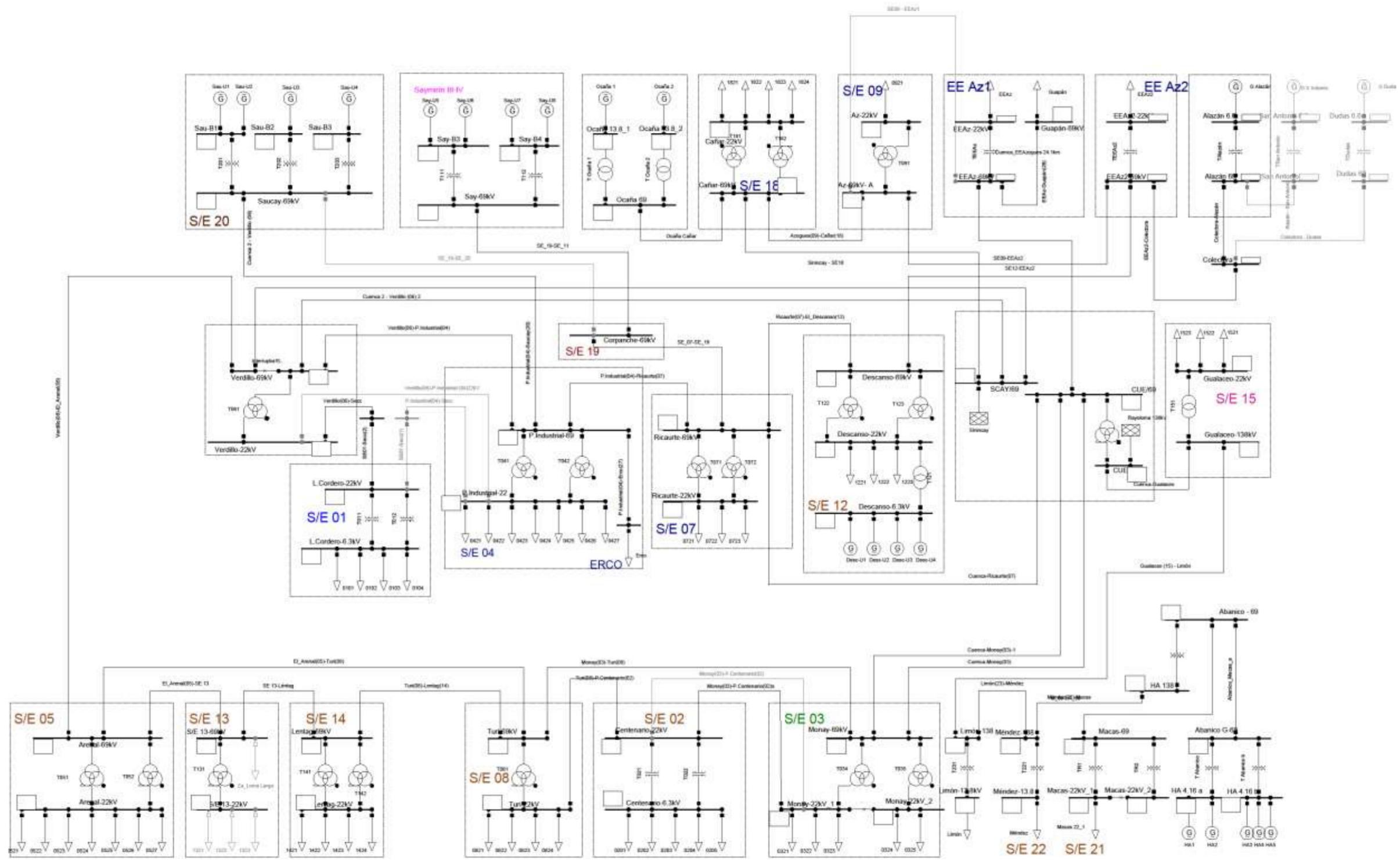
To obtain these files related to this order item, send an e-mail:

To: SE-mets.service@abb.com  
Cc: any recipient added here will also receive the response  
Subject: CO120122-8733\_1

More information can be obtained at [www.abb.com/substationautomation](http://www.abb.com/substationautomation)



Anexo C Base de datos DigSILENT proporcionada por EERCS C. A.



**Anexo D Resultados del cálculo de cortocircuitos.**

Modo de Operación Normal, valores de cortocircuito trifásico máximo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito trifásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	157,16	21,81	53,53
Barra Sau-B2	142,39	19,76	48,31
Barra Sau-B3	142,39	19,76	48,31
Barra Saucay-69kV	598,19	5,01	10,67
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	686,12	5,74	12,18
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	815,11	6,82	14,45
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	1020,62	8,54	18,15
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	0	0	0

Modo de Operación Normal, valores de cortocircuito monofásico máximo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito monofásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	0,01	0	0,01
Barra Sau-B2	0,04	0,02	0,05
Barra Sau-B3	0,04	0,02	0,05
Barra Saucay-69kV	76,3	1,92	4,08
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	75,43	1,89	4,02
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	76,15	1,91	4,05
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	78,39	1,97	4,18
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	0	0	0

Modo de operación No Convencional 1, valores de cortocircuito trifásico máximos.



<b>Datos de corriente de cortocircuito trifásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b>Sk'' (MVA)</b>	<b>Ik'' (kA)</b>	<b>Ip (kA)</b>
Barra Sau-B1	159,16	22,09	54,48
Barra Sau-B2	144,32	20,03	49,26
Barra Sau-B3	144,32	20,03	49,26
Barra Saucay-69kV	668,97	5,60	12,20
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	747,91	6,26	13,50
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	866,66	7,25	15,54
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	1057,98	8,85	18,94
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	633,84	5,30	11,54
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	602,80	5,04	4,91
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	575,19	4,81	10,44

Modo de operación No Convencional 1, valores de cortocircuito monofásico máximos.

<b>Datos de corriente de cortocircuito monofásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b>Sk'' (MVA)</b>	<b>Ik'' (kA)</b>	<b>Ip (kA)</b>
Barra Sau-B1	0,01	0	0,01
Barra Sau-B2	0,04	0,02	0,05
Barra Sau-B3	0,04	0,02	0,05
Barra Saucay-69kV	77,84	1,95	4,26
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	76,45	1,92	4,14
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	76,76	1,93	4,13
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	78,68	1,98	4,23
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	76,44	1,92	4,17
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	75,34	1,89	4,11
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	74,54	1,87	4,06



Modo de operación No Convencional 2, valores de cortocircuito trifásico máximos.

<b>Datos de corriente de cortocircuito trifásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	158,42	21,99	54,27
Barra Sau-B2	143,61	19,93	49,03
Barra Sau-B3	143,61	19,93	49,03
Barra Saucay-69kV	644,10	5,39	11,84
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	0	0	0
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	0	0	0
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	676,85	5,66	12,45
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	714,12	5,98	13,17
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	756,90	6,33	13,99

Modo de operación No Convencional 2, valores de cortocircuito monofásico máximos.

<b>Datos de corriente de cortocircuito monofásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	0,01	0	0,01
Barra Sau-B2	0,04	0,02	0,05
Barra Sau-B3	0,04	0,02	0,05
Barra Saucay-69kV	77,88	1,95	4,29
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	0	0	0
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	0	0	0
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	77,57	1,95	4,28
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	77,63	1,95	4,29
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	78,00	1,96	4,33



Modo de operación No Convencional 3, valores de cortocircuito trifásico máximos.

<b>Datos de corriente de cortocircuito trifásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	164,02	22,76	56,35
Barra Sau-B2	149,06	20,69	51,06
Barra Sau-B3	149,06	20,69	51,06
Barra Saucay-69kV	908,83	7,60	16,60
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	896,95	7,51	16,16
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	948,01	7,93	16,97
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	1086,72	9,09	19,44
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	907,34	7,59	7,47
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	913,43	7,64	7,52
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	927,42	7,76	17

Modo de operación No Convencional 3, valores de cortocircuito monofásico máximos.

<b>Datos de corriente de cortocircuito monofásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	0,01	0	0,01
Barra Sau-B2	0,04	0,02	0,05
Barra Sau-B3	0,04	0,02	0,05
Barra Saucay-69kV	80,35	2,02	4,40
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	77,88	1,95	4,21
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	77,4	1,94	4,16
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	78,85	1,98	4,23
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	79,57	2	4,36
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	79,19	1,99	4,34
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	79,2	1,99	4,35



Modo de Operación Normal, valores de cortocircuito trifásico mínimo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito trifásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	114,41	15,88	37,93
Barra Sau-B2	90,39	12,54	29,49
Barra Sau-B3	90,39	12,54	29,49
Barra Saucay-69kV	453,7	3,8	7,54
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	532,23	4,45	8,89
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	645,49	5,40	10,88
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	823,00	6,89	14,09
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	0	0	0

Modo de Operación Normal, valores de cortocircuito monofásico mínimo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito monofásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	0	0	0
Barra Sau-B2	0	0	0
Barra Sau-B3	0	0	0
Barra Saucay-69kV	67,65	1,7	3,37
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	67,45	1,69	3,38
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	68,75	1,73	3,48
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	71,52	1,80	3,67
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	0	0	0

Modo de operación No Convencional 1, valores de cortocircuito trifásico mínimo.



<b>Datos de corriente de cortocircuito trifásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	114,99	15,96	38,26
Barra Sau-B2	90,93	12,62	29,79
Barra Sau-B3	90,93	12,62	29,79
Barra Saucay-69kV	469,19	3,93	7,89
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	546,76	4,57	9,22
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	658,59	5,51	11,18
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	833,61	6,98	14,34
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	445,5	3,73	7,47
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	424,18	3,55	7,1
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	404,88	3,39	6,77

Modo de operación No Convencional 1, valores de cortocircuito monofásico mínimo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito monofásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	0	0	0
Barra Sau-B2	0	0	0
Barra Sau-B3	0	0	0
Barra Saucay-69kV	68,29	1,71	3,44
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	67,85	1,70	3,43
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	68,98	1,73	3,51
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	71,62	1,8	3,7
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	66,84	1,68	3,36
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	65,69	1,65	3,3
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	64,81	1,63	3,25



Modo de operación No Convencional 2, valores de cortocircuito trifásico mínimo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito trifásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	114,7	15,92	38,33
Barra Sau-B2	90,67	12,58	29,86
Barra Sau-B3	90,67	12,58	29,86
Barra Saucay-69kV	465,4	3,89	7,98
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	0	0	0
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	0	0	0
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	491,16	4,11	8,45
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	520,09	4,35	8,99
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	552,79	4,63	9,6

Modo de operación No Convencional 2, valores de cortocircuito monofásico mínimo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito monofásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	0	0	0
Barra Sau-B2	0	0	0
Barra Sau-B3	0	0	0
Barra Saucay-69kV	68,19	1,71	3,51
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	0	0	0
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	0	0	0
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	0	0	0
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	68,1	1,71	3,51
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	68,33	1,72	3,54
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	68,9	1,73	3,59



Modo de operación No Convencional 3, valores de cortocircuito trifásico mínimo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito trifásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	121,16	16,82	40,93
Barra Sau-B2	96,84	13,44	32,31
Barra Sau-B3	96,84	13,44	32,31
Barra Saucay-69kV	694,71	5,81	12,03
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	706,43	5,91	12,16
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	762,09	6,38	13,12
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	885,5	7,41	15,35
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	696,49	5,83	12,08
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	702,99	5,88	12,22
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	714,49	5,98	12,46

Modo de operación No Convencional 3, valores de cortocircuito monofásico mínimo.

<b>Datos de corriente de cortocircuito monofásica.</b>			
<b>Punto de falla</b>	<b><math>S_{k''}</math> (MVA)</b>	<b><math>I_{k''}</math> (kA)</b>	<b><math>I_p</math> (kA)</b>
Barra Sau-B1	0	0	0
Barra Sau-B2	0	0	0
Barra Sau-B3	0	0	0
Barra Saucay-69kV	72,09	1,81	3,76
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [25%]	70,13	1,76	3,62
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [50%]	70,11	1,76	3,62
Línea P.Industrial(04)-Saucay(20) [75%]	72,01	1,81	3,75
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [25%]	71,42	1,79	3,71
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [50%]	71,07	1,78	3,71
Línea Corpanche(19)-Saucay(20) [75%]	71,10	1,78	3,72



**Anexo E Configuraciones actuales de los relés de protección de la Central Saucay.**

ANEXO E.1: CONFIGURACIONES ACTUALES REG670 GRUPO 1

Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
GENPDIF: 1	Ibase	694		A	100	100000
	InvertCT2Curr	0	No			
	Operation	1	On			
	IdMin	0,1		IB	0,05	1
	EndSection1	1		IB	0,2	1,5
	EndSection2	3		IB	1	10
	SlopeSection2	10		%	10	50
	SlopeSection3	80		%	30	100
	IdUnre	50		IB	1	50
	OpCrossBlock	0	No			
	OpNegSeqDiff	0	No			
	IMinNegSeq	0,04		IB	0,02	0,2
	NegSeqROA	60		Deg	30	120
	HarmDistLimit	10		%	5	100
	TempidMin	1		IdMin	1	5
	AddTripDelay	0		s	0	60
OperDCBiasing	0	Off				
LEXPDIS: 1	Ibase	694		A	0,1	99999,9
	Ubase	4,2		kV	0,1	99999,9
	InvertCTcurr	0	No			
	MeasureMode	2	L1L2			
	Operation	1	On			
	OperationZ1	1	On			
	XoffsetZ1	-14		%	-1000	1000
	Z1diameter	100		%	0,01	3000
	tZ1	0		s	0	6000
	OperationZ2	1	On			
	XoffsetZ2	-14		%	-1000	1000
	Z2diameter	120		%	0,01	3000
	tZ2	0,6		s	0	6000
	DirSuperv	1	On			
XoffsetDirLine	0		%	-1000	3000	
DirAngle	0		Deg	-180	180	
CCBRF: 1	Operation	1	On			
	Ibase	694		A	1	99999
	FunctionMode	3	Current&Contact			
	BuTripMode	1	1 out of 3			
	RetripMode	1	CB Pos Check			
	IP>	10		%IB	5	200
	I>BlkCont	20		%IB	5	200
	IN>	10		%IB	2	200
	t1	0,03		s	0	60
	t2	0,15		s	0	60
	t2MPH	0,15		s	0	60
	t3	0,03		s	0	60
	tCBAlarm	5		s	0	60
tPulse	0,2		s	0	60	



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
PHPIOC: 1	Operation	1	On			
	Ibase	694		A	1	99999
	OpMode	1	1 out of 3			
	IP>>	200		%IB	1	2500
	StValMult	1			0,5	5
OC4PTOC: 1	MeasType	31	RMS			
	Operation	0	Off			
	Ibase	3000		A	1	99999
	Ubase	4,2		kV	0,05	2000
	AngleRCA	55		Deg	40	65
	AngleROA	80		Deg	40	89
	StartPhSel	1	1 out of 3			
	IminOpPhSel	7		%IB	1	100
	2ndHarmStab	20		%IB	5	100
	DirMode1	1	Non-directional			
	Characterist1	5	ANSI Def. Time			
	I1>	1000		%IB	1	2500
	t1	0		s	0	60
	k1	0,05			0,05	999
	t1Min	0		s	0	60
	I1Mult	2			1	10
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous			
	tReset1	0,02		s	0	60
	tPCrv1	1			0,005	3
	tACrv1	13,5			0,005	200
	tBCrv1	0			0	20
	tCCrv1	1			0,1	10
	tPRCrv1	0,5			0,005	3
	tTRCrv1	13,5			0,005	100
	tCRCrv1	1			0,1	10
	HarmRestrained1	0	Off			
	DirMode2	1	Non-directional			
	Characterist2	5	ANSI Def. Time			
	I2>	500		%IB	1	2500
	t2	0,4		s	0	60
	k2	0,05			0,05	999
	I2Mult	2			1	10
	t2Min	0		s	0	60
	ResetTypeCrv2	1	Instantaneous			
	tReset2	0,02		s	0	60
	tPCrv2	1			0,005	3
	tACrv2	13,5			0,005	200
	tBCrv2	0			0	20
	tCCrv2	1			0,1	10
	tPRCrv2	0,5			0,005	3
tTRCrv2	13,5			0,005	100	
tCRCrv2	1			0,1	10	
HarmRestrained2	0	Off				



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
OC4PTOC: 1	DirMode3	1	Non-directional			
	Characterist3	5	ANSI Def. Time			
	I3>	250		%IB	1	2500
	t3	0,8		s	0	60
	k3	0,05			0,05	999
	t3Min	0		s	0	60
	I3Mult	2			1	10
	ResetTypeCrv3	1	Instantaneous			
	tReset3	0,02		s	0	60
	tPCrv3	1			0,005	3
	tACrv3	13,5			0,005	200
	tBCrv3	0			0	20
	tCCrv3	1			0,1	10
	tPRCrv3	0,5			0,005	3
	tTRCrv3	13,5			0,005	100
	tCRCrv3	1			0,1	10
	HarmRestrains3	0	Off			
	DirMode4	1	Non-directional			
	Characterist4	5	ANSI Def. Time			
	I4>	175		%IB	1	2500
	t4	2		s	0	60
	k4	0,05			0,05	999
	t4Min	0		s	0	60
	I4Mult	2			1	10
	ResetTypeCrv4	1	Instantaneous			
	tReset4	0,02		s	0	60
	tPCrv4	1			0,005	3
	tACrv4	13,5			0,005	200
	tBCrv4	0			0	20
	tCCrv4	1			0,1	10
tPRCrv4	0,5			0,005	3	
tTRCrv4	13,5			0,005	100	
tCRCrv4	1			0,1	10	
HarmRestrains4	0	Off				
TRPTR: 1(49)	Operation	1	On			
	Ibase	694		A	1	99999
	IRef	100		%IB	10	1000
	IRefMult	1			0,01	10
	Ibase1	100		%IB	30	250
	Ibase2	100		%IB	30	250
	Tau1	1		Min	1	500
	Tau2	1		Min	1	500
	IHighTau1	100		%IB1	30	250
	Tau1High	100		%tC1	5	2000
	ILowTau1	100		%IB1	30	250
	Tau1Low	100		%tC1	5	2000
	IHighTau2	100		%IB2	30	250
	Tau2High	100		%tC2	5	2000



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
TRPTTR: 1(49)	ILowTau2	100		%IB2	30	250
	Tau2Low	100		%tC2	5	2000
	ITrip	110		%IBx	50	250
	Alarm1	80		%ltr	50	99
	Alarm2	90		%ltr	50	99
	ResLo	70		%ltr	10	95
	Thetainit	50		%	0	95
	Warning	30		Min	1	500
	tPulse	0,1		s	0,01	0,3
GOPPDOP: 1	IBase	694		A	1	99999
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	Mode	1	L1, L2, L3			
	Operation	1	On			
	k	0			0	0,99
	IComp5	0		%	-10	10
	IComp30	0		%	-10	10
	IComp100	0		%	-10	10
	UComp5	0		%	-10	10
	UComp30	0		%	-10	10
	UComp100	0		%	-10	10
	IComp5	0		Deg	-10	10
	IComp30	0		Deg	-10	10
	IComp100	0		Deg	-10	10
	OpMode1	1	OverPower			
	Power1	2		%SB	0	500
	Angle1	-180		Deg	-180	180
TripDelay1	1		s	0,01	6000	
DropDelay1	0,06		s	0,01	6000	
Hysteresis1	0,5		pu	0,2	5	
CVGAPC: 1	Operation	1	On			
	CurrentInput	4	NegSeq			
	IBase	694		A	1	99999
	VoltageInput	4	#¿NOMBRE?			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OperHarmRestr	0	Off			
	I_2nd/I_fund	20		%	10	50
	BlkLevel2nd	5000		%IB	10	5000
	EnRestrInCurr	0	Off			
	RestrCurrInput	0	PosSeq			
	RestrCurrCoeff	0			0	5
	RCADir	-75		Deg	-180	180
	ROADir	75		Deg	1	90
	LowVolt_VM	0,5		%UB	0	5
	Operation_OC1	1	On			
	StartCurr_OC1	10		%IB	2	5000
	CurrMult_OC1	1			1	10
CurveType_OC1	17	Programmable				



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
CVGAPC: 1	tDef_OC1	0,5		s	0	6000
	k_OC1	30			0,05	999
	tMin_OC1	0,05		s	0	6000
	ResCrvType_OC1	1	instantaneous			
	tResetDef_OC1	0		s	0	6000
	P_OC1	2			0,001	10
	A_OC1	1			0	999
	B_OC1	0			0	99
	C_OC1	0			0	1
	PR_OC1	0,5			0,005	3
	TR_OC1	13,5			0,005	600
	CR_OC1	1			0,1	10
	VCntrlMode_OC1	4	Off			
	VDepMode_OC1	1	Step			
	VDepFact_OC1	1			0,02	5
	ULowLimit_OC1	50		%UB	1	200
	UHighLimit_OC1	100		%UB	1	200
	HarmRestr_OC1	0	Off			
	DirMode_OC1	1	Non-directional			
	DirPrinc_OC1	0	I&U			
ActLowVolt1_VM	0	Non-directional				
CVGAPC: 2	Operation	0	Off			
	CurrentInput	6	MaxPh			
	IBase	800		A	1	99999
	VoltageInput	13	MinPh-Ph			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OperHarmRestr	0	Off			
	I_2nd/I_fund	20		%	10	50
	BlkLevel2nd	5000		%IB	10	5000
	EnRestrInCurr	0	Off			
	RestrCurrInput	0	PosSeq			
	RestrCurrCoeff	0			0	5
	RCADir	-75		Deg	-180	180
	ROADir	75		Deg	1	90
	LowVolt_VM	0,5		%UB	0	5
	Operation_OC1	1	On			
	StartCurr_OC1	115		%IB	2	5000
	CurrMult_OC1	1			1	10
	CurveType_OC1	9	IEC Norm. inv.			
	tDef_OC1	0,5		s	0	6000
	k_OC1	0,3			0,05	999
	tMin_OC1	0,05		s	0	6000
	ResCrvType_OC1	1	instantaneous			
	tResetDef_OC1	0		s	0	6000
	P_OC1	0,02			0,001	10
	A_OC1	0,14			0	999
B_OC1	0			0	99	
C_OC1	1			0	1	



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
CVGAPC: 2	PR_OC1	0,5			0,005	3
	TR_OC1	13,5			0,005	600
	CR_OC1	1			0,1	10
	VCntrlMode_OC1	1	Voltage control			
	VDepMode_OC1	2	Slope			
	VDepFact_OC1	0,25			0,02	5
	ULowLimit_OC1	25		%UB	1	200
	UHighLimit_OC1	100		%UB	1	200
	HarmRestr_OC1	0	Off			
	DirMode_OC1	1	Non-directional			
	DirPrinc_OC1	0	I&U			
ActLowVolt1_VM	0	Non-directional				
CVGAPC: 3	Operation	1	On			
	CurrentInput	6	MaxPh			
	IBase	694		A	1	99999
	VoltageInput	13	MinPh-Ph			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OperHarmRestr	0	Off			
	I_2nd/I_fund	20		%	10	50
	BlkLevel2nd	5000		%IB	10	5000
	EnRestrInCurr	0	Off			
	RestrCurrInput	0	PosSeq			
	RestrCurrCoeff	0			0	5
	RCADir	-75		Deg	-180	180
	ROADir	75		Deg	1	90
	LowVolt_VM	0,5		%UB	0	5
	Operation_OC1	1	On			
	StartCurr_OC1	115		%IB	2	5000
	CurrMult_OC1	1			1	10
	CurveType_OC1	9	IEC Norm. inv.			
	tDef_OC1	0,5		s	0	6000
	k_OC1	0,3			0,05	999
	tMin_OC1	0,05		s	0	6000
	ResCrvType_OC1	1	Instantaneous			
	tResetDef_OC1	0		s	0	6000
	P_OC1	0,02			0,001	10
	A_OC1	0,14			0	999
	B_OC1	0			0	99
	C_OC1	1			0	1
	PR_OC1	0,5			0,005	3
	TR_OC1	13,5			0,005	600
	CR_OC1	1			0,1	10
	VCntrlMode_OC1	1	Voltage control			
	VDepMode_OC1	2	Slope			
	VDepFact_OC1	0,25			0,02	5
ULowLimit_OC1	25		%UB	1	200	
UHighLimit_OC1	100		%UB	1	200	
HarmRestr_OC1	0	Off				



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
CVGAPC: 3	DirMode_OC1	1	Non-directional			
	DirPrinc_OC1	0	I&U			
	ActLowVolt1_VM	0	Non-directional			
OEXPVPH: 1	MeasuredI	18	PosSeq			
	MeasuredU	19	PosSeq			
	Operation	1	On			
	Ibase	694		A	1	99999
	Ubase	4,2		kV	0,05	2000
	V/Hz>>	118		%UB/f	100	200
	V/Hz>	110		%UB/f	100	180
	XLeak	0		ohm	0	200
	TrPulse	0,1		s	0	60
	tMin	2		s	0	60
	tMax	6		s	0	9000
	tCooling	0,1		s	0,1	9000
	CurveType	0	IEEE			
	kForIEEE	1			1	60
	t1Tailor	7200		s	0	9000
	t2Tailor	3600		s	0	9000
	t3Tailor	1800		s	0	9000
	t4Tailor	900		s	0	9000
	t5Tailor	450		s	0	9000
	t6Tailor	225		s	0	9000
AlarmLevel	100		%	50	120	
tAlarm	5		s	0	9000	
OV2PTOV: 1(49)	ConnType	13	PhPh RMS			
	Operation	1	On			
	Ubase	4,2		kV	0,05	2000
	OperationStep1	1	On			
	Characterist1	2	Inverse curve A			
	OpMode1	1	1 out of 3			
	U1>	110		%UB	1	200
	t1	1		s	0	6000
	tReset1	0,025		s	0	60
	t1Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous			
	tReset1	0,025		s	0	60
	k1	0,05			0,05	1,1
	ACrv1	1			0,005	200
	BCrv1	1			0,5	100
	CCrv1	0			0	1
	DCrv1	0			0	60
	PCrv1	1			0	3
	CrvSat1	0		%	0	100
	HystAbs1	0,5		%UB	0	100
	OperationStep2	1	On			
	Characterist2	1	Definite time			



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
OV2PTOV: 1(49)	OpMode2	1	1 out of 3			
	U2>	130		%UB	1	200
	t2	0		s	0	60
	tReset2	0,025		s	0	60
	t2Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv2	1	Instantaneous			
	tiReset2	0,025		s	0	60
	k2	0,05			0,05	1,1
	ACrv2	1			0,005	200
	BCrv2	1			0,5	100
	CCrv2	0			0	1
	DCrv2	0			0	60
	PCrv2	1			0	3
	CrvSat2	0		%	0	100
HystAbs2	0,5		%UB	0	100	
ROV2PTOV: 1(59N)	Operation	1	On			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OperationStep1	1	On			
	Characterist1	1	Definite time			
	U1>	23		%UB	1	200
	t1	0,5		s	0	6000
	tReset1	0,025		s	0	60
	t1Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous			
	tiReset1	0,025		s	0	60
	k1	0,05			0,05	1,1
	ACrv1	1			0,005	200
	BCrv1	1			0,5	100
	CCrv1	0			0	1
	DCrv1	0			0	60
	PCrv1	1			0	3
	CrvSat1	0		%	0	100
	HystAbs1	0,5		%UB	0	100
	OperationStep2	0	Off			
	Characterist2	1	Definite time			
	U2>	45		%UB	1	100
	t2	5		s	0	60
	tReset2	0,025		s	0	60
	t2Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv2	1	Instantaneous			
	tiReset2	0,025		s	0	60
	k2	0,05			0,05	1,1
	ACrv2	1			0,005	200
	BCrv2	1			0,5	100
	CCrv2	0			0	1
	DCrv2	0			0	60
	PCrv2	1			0	3
CrvSat2	0		%	0	100	
HystAbs2	0,5		%UB	0	100	



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
UV2PTUV: 1	ConnType	11	PhPh RMS			
	Operation	1	On			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OperationStep1	1	On			
	Characterist1	1	Definite time			
	OpMode1	1	1 out of 3			
	U1<	90		%UB	1	100
	t1	5		s	0	6000
	tReset1	0,025		s	0	60
	t1Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous			
	tReset1	0,025		s	0	60
	k1	0,05			0,05	1,1
	ACrv1	1			0,005	200
	BCrv1	1			0,5	100
	CCrv1	0			0	1
DCrv1	0			0	60	
PCrv1	1			0	3	
CrvSat1	0		%	0	100	
SAPTOF: 1	Operation	1	On			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	StartFrequency	63		Hz	35	75
	IntBlockLevel	0		%UB	0	100
	TimeDlyOperate	5		s	0	60
	TimeDlyReset	0		s	0	60
SAPTUF: 1	Operation	1	On			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	StartFrequency	57		Hz	35	75
	IntBlockLevel	0		%UB	0	100
	TimeDlyOperate	5		s	0	60
	TimeDlyReset	0		s	0	60
	TimeDlyRestore	0		s	0	60
	RestoreFreq	59,88		Hz	45	65
	TimerOperation	0	Definite timer			
	UNom	100		%UB	50	150
	UMin	90		%UB	50	150
	Exponent	1			0	5
tMax	5		s	0,01	60	
tMin	5		s	0,01	60	
SDDRFUF: 1	Operation	1	On			
	IBase	3000		A	1	99999
	UBase	400		kV	0,05	2000
	OpMode	2	UZsIzS			
	3U0>	30		%UB	1	100
	3I0<	10		%IB	1	100
	3U2>	30		%UB	1	100
	3I2<	10		%IB	1	100



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
SDDRFUF: 1	OpDUDI	0	Off			
	DU>	60		%UB	1	100
	DI<	15		%IB	1	100
	UPh>	70		%UB	1	100
	IPh>	10		%IB	1	100
	SealIn	1	On			
	USealIn<	70		%UB	1	100
	IDLD<	5		%IB	1	100
	UDLD<	60		%UB	1	100

## ANEXO E.2: CONFIGURACIONES ACTUALES REG670 GRUPO 3

Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
GENPDF: 1 (87G)	IBase	1388		A	100	100000
	InvertCT2Curr	0	No			
	Operation	0	Off			
	IdMin	0,1		IB	0,05	1
	EndSection1	1		IB	0,2	1,5
	EndSection2	3		IB	1	10
	SlopeSection2	10		%	10	50
	SlopeSection3	80		%	30	100
	IdUnre	50		IB	1	50
	OpCrossBlock	0	No			
	OpNegSeqDiff	0	No			
	lMinNegSeq	0,04		IB	0,02	0,2
	NegSeqROA	60		Deg	30	120
	HarmDistLimit	10		%	5	100
	TempIdMin	1		IdMin	1	5
	AddTripDelay	0		s	0	60
OperDCBiasing	0	Off				
LEXPDIS: 1 (40)	IBase	1388		A	0,1	99999,9
	UBase	4,2		kV	0,1	9999,9
	InvertCTcurr	0	No			
	MeasureMode	2	L1L2			
	Operation	1	On			
	OperationZ1	1	On			
	XoffsetZ1	-14		%	-1000	1000
	Z1diameter	100		%	0,01	3000
	tZ1	0		s	0	6000
	OperationZ2	1	On			
	XoffsetZ2	-14		%	-1000	1000
	Z2diameter	122		%	0,01	3000
	tZ2	0,6		s	0	6000
	DirSuperv	0	Off			
XoffsetDirLine	0		%	-1000	3000	
DirAngle	0		Deg	-180	180	
CCBRF: 1 (50BF)	Operation	1	On			
	IBase	1388		A	1	99999
	FunctionMode	3	Current&Contact			
	BuTripMode	1	1 out of 3			
	RetripMode	1	CB Pos Check			
	IP>	10		%IB	5	200
	I>BIKCont	20		%IB	5	200
	IN>	10		%IB	2	200
	t1	0,03		s	0	60
	t2	0,15		s	0	60
	t2MPh	0,15		s	0	60
	t3	0,03		s	0	60
	tCBAlarm	5		s	0	60
tPulse	0,2		s	0	60	



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
PHPIOC: 1	Operation	1	On			
	I <sub>Base</sub>	1388		A	1	99999
	OpMode	1	1 out of 3			
	I <sub>P&gt;&gt;</sub>	426		%I <sub>B</sub>	1	2500
	StValMult	1			0,5	5
OC4PTOC: 1 (51/67)	MeasType	31	RMS			
	Operation	1	On			
	I <sub>Base</sub>	1388		A	1	99999
	U <sub>Base</sub>	4,2		kV	0,05	2000
	AngleRCA	55		Deg	40	65
	AngleRDA	80		Deg	40	89
	StartPhSel	1	1 out of 3			
	I <sub>MinOpPhSel</sub>	7		%I <sub>B</sub>	1	100
	2ndHarmStab	20		%I <sub>B</sub>	5	100
	DirMode1	1	Non-directional			
	Characterist1	5	ANSI Def. Time			
	I <sub>1&gt;</sub>	172		%I <sub>B</sub>	1	2500
	t <sub>1</sub>	2,5		s	0	60
	k <sub>1</sub>	0,05			0,05	999
	t <sub>1Min</sub>	0		s	0	60
	I <sub>1Mult</sub>	2			1	10
	ResetTypeCrv1	1	instantaneous			
	t <sub>Reset1</sub>	0,02		s	0	60
	t <sub>PCrv1</sub>	1			0,005	3
	t <sub>ACrv1</sub>	13,5			0,005	200
	t <sub>BCrv1</sub>	0			0	20
	t <sub>CCrv1</sub>	1			0,1	10
	t <sub>PRCrv1</sub>	0,5			0,005	3
	t <sub>TRCrv1</sub>	13,5			0,005	100
	t <sub>CRcv1</sub>	1			0,1	10
	HarmRestrained1	0	Off			
	TRPTTR: 1	Operation	1	On		
I <sub>Base</sub>		1388		A	1	99999
I <sub>Ref</sub>		100		%I <sub>B</sub>	10	1000
I <sub>RefMult</sub>		1			0,01	10
I <sub>Base1</sub>		100		%I <sub>B</sub>	30	250
I <sub>Base2</sub>		100		%I <sub>B</sub>	30	250
Tau <sub>1</sub>		1		Min	1	500
Tau <sub>2</sub>		1		Min	1	500
I <sub>HighTau1</sub>		100		%I <sub>B1</sub>	30	250
Tau <sub>1High</sub>		100		%t <sub>C1</sub>	5	2000
I <sub>LowTau1</sub>		100		%I <sub>B1</sub>	30	250
Tau <sub>1Low</sub>		100		%t <sub>C1</sub>	5	2000
I <sub>HighTau2</sub>		100		%I <sub>B2</sub>	30	250
Tau <sub>2High</sub>		100		%t <sub>C2</sub>	5	2000
I <sub>LowTau2</sub>		100		%I <sub>B2</sub>	30	250
Tau <sub>2Low</sub>		100		%t <sub>C2</sub>	5	2000
I <sub>Trip</sub>		110		%I <sub>Bx</sub>	50	250
Alarm1		80		%I <sub>tr</sub>	50	99



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
TRPTTR: 1	Alarm2	90		%ltr	50	99
	ResLo	70		%ltr	10	95
	Thetainit	50		%	0	95
	Warning	30		Min	1	500
	tPulse	0,1		s	0,01	0,3
GOPPDOP: 1(32)	IBase	1388		A	1	99999
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	Mode	1	L1, L2, L3			
	Operation	1	On			
	k	0			0	0,99
	IAmpComp5	0		%	-10	10
	IAmpComp30	0		%	-10	10
	IAmpComp100	0		%	-10	10
	UAmpComp5	0		%	-10	10
	UAmpComp30	0		%	-10	10
	UAmpComp100	0		%	-10	10
	IAngComp5	0		Deg	-10	10
	IAngComp30	0		Deg	-10	10
	IAngComp100	0		Deg	-10	10
	OpMode1	1	OverPower			
	Power1	2		%SB	0	500
	Angle1	180		Deg	-180	180
	TripDelay1	5		s	0,01	6000
	DropDelay1	0,06		s	0,01	6000
	Hysteresis1	0,5		pu	0,2	5
CVGAPC: 1	OpMode2	1	OverPower			
	Power2	120		%SB	0	500
	Angle2	0		Deg	-180	180
	TripDelay2	1		s	0,01	6000
	DropDelay2	0,06		s	0,01	6000
	Hysteresis2	0,5		pu	0,2	5
	Operation	1	On			
	CurrentInput	4	NegSeq			
	IBase	1388		A	1	99999
	VoltageInput	4				
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OperHarmRestr	0	Off			
	I_2nd/I_fund	20		%	10	50
	BlkLevel2nd	5000		%IB	10	5000
	EnRestrainedCurr	0	Off			
RestrCurrInput	0	PosSeq				
RestrCurrCoeff	0			0	5	
RCADir	-75		Deg	-180	180	
ROADir	75		Deg	1	90	
LowVolt_VM	0,5		%UB	0	5	
Operation_OC1	1	On				
StartCurr_OC1	10		%IB	2	5000	



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max	
CVGAPC: 1	CurrMult_OC1	1			1	10	
	CurveType_OC1	17	Programmable				
	tDef_OC1	0,5		s	0	6000	
	k_OC1	30			0,05	999	
	tMin_OC1	0,05		s	0	6000	
	ResCrvType_OC1	1	Instantaneous				
	tResetDef_OC1	0		s	0	6000	
	P_OC1	2			0,001	10	
	A_OC1	100			0	999	
	B_OC1	0			0	99	
	C_OC1	0			0	1	
	PR_OC1	0,5			0,005	3	
	TR_OC1	13,5			0,005	600	
	CR_OC1	1			0,1	10	
	VCntrlMode_OC1	4	Off				
	VDepMode_OC1	1	Step				
	VDepFact_OC1	1			0,02	5	
	ULowLimit_OC1	50			%UB	1	200
	UHighLimit_OC1	100			%UB	1	200
	HarmRestr_OC1	0	Off				
DirMode_OC1	1	Non-directional					
DirPrinc_OC1	0	I&U					
ActLowVolt1_VM	0	Non-directional					
CVGAPC: 2	Operation	0	Off				
	CurrentInput	6	MaxPh				
	IBase	1388		A	1	99999	
	VoltageInput	12	MaxPh-Ph				
	UBase	4,2		kV	0,05	2000	
	OperHarmRestr	0	Off				
	I_2nd/I_fund	20		%	10	50	
	BlkLevel2nd	5000		%IB	10	5000	
	EnRestrInCurr	0	Off				
	RestrCurrInput	0	PosSeq				
	RestrCurrCoeff	0			0	5	
	RCADir	-75		Deg	-180	180	
	ROADir	75		Deg	1	90	
	LowVolt_VM	0,5		%UB	0	5	
	Operation_OC1	1	On				
	StartCurr_OC1	50		%IB	2	5000	
	CurrMult_OC1	1			1	10	
	CurveType_OC1	5	ANSI Def. Time				
	tDef_OC1	0,05		s	0	6000	
	k_OC1	0,3			0,05	999	
	tMin_OC1	0,05		s	0	6000	
	ResCrvType_OC1	1	Instantaneous				
	tResetDef_OC1	0		s	0	6000	
	P_OC1	0,02			0,001	10	
	A_OC1	0,14			0	999	



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max	
CVGAPC: 2	B_OC1	0			0	99	
	C_OC1	1			0	1	
	PR_OC1	0,5			0,005	3	
	TR_OC1	13,5			0,005	600	
	CR_OC1	1			0,1	10	
	VCntrlMode_OC1	4	Off				
	VDepMode_OC1	1	Step				
	VDepFact_OC1	1			0,02	5	
	ULowLimit_OC1	50			%UB	1	200
	UHighLimit_OC1	100			%UB	1	200
	HarmRestr_OC1	0	Off				
	DirMode_OC1	1	Non-directional				
	DirPrinc_OC1	0	I&U				
	ActLowVolt1_VM	0	Non-directional				
OEXPVPH: 1 (24)	MeasuredI	18	PosSeq				
	MeasuredU	19	PosSeq				
	Operation	1	On				
	Ibase	1388		A	1	99999	
	Ubase	4,2		kV	0,05	2000	
	V/Hz>>	118		%UB/f	100	200	
	V/Hz>	110		%UB/f	100	180	
	XLeak	0		ohm	0	200	
	TrPulse	0,1		s	0	60	
	tMin	2		s	0	60	
	tMax	6		s	0	9000	
	tCooling	1		s	0,1	9000	
	CurveType	0	IEEE				
	kForIEEE	1			1	60	
	t1Tailor	7200		s	0	9000	
	t2Tailor	3600		s	0	9000	
	t3Tailor	1800		s	0	9000	
	t4Tailor	900		s	0	9000	
	t5Tailor	450		s	0	9000	
t6Tailor	225		s	0	9000		
AlarmLevel	100		%	50	120		
tAlarm	5		s	0	9000		
OV2PTOV: 1	ConnType	13	PhPh RMS				
	Operation	1	On				
	Ubase	4,2		kV	0,05	2000	
	OperationStep1	1	On				
	Characterist1	2	Inverse curve A				
	OpMode1	1	1 out of 3				
	U1>	110		%UB	1	200	
	t1	1		s	0	6000	
	tReset1	0,025		s	0	60	
	t1Min	3		s	0	60	
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous				
tIReset1	0,025		s	0	60		



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
OV2PTOV: 1	k1	0,2			0,05	1,1
	ACrv1	1			0,005	200
	BCrv1	1			0,5	100
	CCrv1	0			0	1
	DCrv1	0			0	60
	PCrv1	1			0	3
	CrvSat1	0		%	0	100
	HystAbs1	0,5		%UB	0	100
	OperationStep2	1	On			
	Characterist2	1	Definite time			
	OpMode2	1	1 out of 3			
	U2>	130		%UB	1	200
	t2	0		s	0	60
	tReset2	0,025		s	0	60
	t2Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv2	1	Instantaneous			
	tIReset2	0,025		s	0	60
	k2	0,05			0,05	1,1
	ACrv2	1			0,005	200
	BCrv2	1			0,5	100
	CCrv2	0			0	1
DCrv2	0			0	60	
PCrv2	1			0	3	
CrvSat2	0		%	0	100	
HystAbs2	0,5		%UB	0	100	
ROV2PTOV: 1(59N)	Operation	1	On			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OperationStep1	1	On			
	Characterist1	1	Definite time			
	U1>	5		%UB	1	200
	t1	0,25		s	0	6000
	tReset1	0,025		s	0	60
	t1Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous			
	tIReset1	0,025		s	0	60
	k1	0,05			0,05	1,1
	ACrv1	1			0,005	200
	BCrv1	1			0,5	100
	CCrv1	0			0	1
	DCrv1	0			0	60
	PCrv1	1			0	3
	CrvSat1	0		%	0	100
	HystAbs1	0,5		%UB	0	100
	OperationStep2	0	Off			
	Characterist2	1	Definite time			
	U2>	45		%UB	1	100
t2	5		s	0	60	
tReset2	0,025		s	0	60	



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
ROV2PTOV: 1(59N)	t2Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv2	1	Instantaneous			
	tIReset2	0,025		s	0	60
	k2	0,05			0,05	1,1
	ACrv2	1			0,005	200
	BCrv2	1			0,5	100
	CCrv2	0			0	1
	DCrv2	0			0	60
	PCrv2	1			0	3
	CrvSat2	0		%	0	100
HystAbs2	0,5		%UB	0	100	
UV2PTUV: 1 (27)	ConnType	11	PhPh RMS			
	Operation	1	On			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OperationStep1	1	On			
	Characterist1	1	Definite time			
	OpMode1	1	1 out of 3			
	UI<	90		%UB	1	100
	t1	5		s	0	6000
	tReset1	0,025		s	0	60
	t1Min	5		s	0	60
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous			
	tIReset1	0,025		s	0	60
	k1	0,05			0,05	1,1
	ACrv1	1			0,005	200
	BCrv1	1			0,5	100
	CCrv1	0			0	1
	DCrv1	0			0	60
	PCrv1	1			0	3
	CrvSat1	0		%	0	100
	IntBlkSel1	0	Off			
IntBlkStVal1	20		%UB	1	100	
tBlkUV1	0		s	0	60	
HystAbs1	0,5		%UB	0	100	
SAPTOF: 1	Operation	1	On			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	StartFrequency	63		Hz	35	75
	IntBlockLevel	0		%UB	0	100
	TimeDlyOperate	5		s	0	60
	TimeDlyReset	0		s	0	60
SAPTUF: 1	Operation	1	On			
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	StartFrequency	57		Hz	35	75
	IntBlockLevel	0		%UB	0	100
	TimeDlyOperate	5		s	0	60
	TimeDlyReset	0		s	0	60
	TimeDlyRestore	0		s	0	60
	RestoreFreq	59,9		Hz	45	65
TimerOperation	0	Definite timer				



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
SAPTUF: 1	UNom	100		%UB	50	150
	UMin	90		%UB	50	150
	Exponent	1			0	5
	tMax	1		s	0,01	60
	tMin	1		s	0,01	60
SDDRFUF: 1	Operation	1	On			
	IBase	1388		A	1	99999
	UBase	4,2		kV	0,05	2000
	OpMode	2	UZsIzS			
	3U0>	30		%UB	1	100
	3I0<	10		%IB	1	100
	3U2>	30		%UB	1	100
	3I2<	10		%IB	1	100
	OpDUDI	0	Off			
	DU>	60		%UB	1	100
	DI<	15		%IB	1	100
	UPh>	70		%UB	1	100
	IPh>	10		%IB	1	100
	SealIn	1	On			
	USealIn<	70		%UB	1	100
IDLD<	5		%IB	1	100	
UDLD<	60		%UB	1	100	



ANEXO E.3: CONFIGURACIONES ACTUALES DEL RET

Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
OC4P TOC: 1	MeasType	31	RMS			
	Operation	1	On			
	IBase	84		A	1	99999
	UBase	69		kV	0,05	2000
	AngleRCA	55		Deg	40	65
	AngleROA	80		Deg	40	89
	StartPhSel	1	1 out of 3			
	IMinOpPhSel	7		%IB	1	100
	2ndHarmStab	40		%IB	5	100
	DirMode1	1	Non-directional			
	Characterist1	9	IEC Norm, inv.			
	I1>	125		%IB	1	2500
	t1	0		s	0	60
	k1	0,4			0,05	999
	t1Min	0		s	0	60
	I1Mult	1			1	10
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous			
	tReset1	0,02		s	0	60
	tPCrv1	1			0,005	3
	tACrv1	13,5			0,005	200
	tBCrv1	0			0	20
	tCCrv1	1			0,1	10
	tPRCrv1	0,5			0,005	3
tTRCrv1	13,5			0,005	100	
tCRCrv1	1			0,1	10	
HarmRestrain1	0	Off				
EF4P TOC: 1	Operation	0	Off			
	IBase	100		A	1	99999
	UBase	69		kV	0,05	2000
	AngleRCA	65		Deg	-180	180
	polMethod	0	Voltage			
	UPolMin	1		%UB	1	100
	IPolMin	5		%IB	2	100
	RNPol	5		ohm	0,5	1000
	XNPol	40		ohm	0,5	3000
	IN>Dir	10		%IB	1	100
	2ndHarmStab	20		%	5	100
	BlkParTransf	0	Off			
	UseStartValue	3	IN4>			
	SOTF	0	Off			
	ActivationSOTF	0	Open			
	StepForSOTF	0	Step 2			
HarmResSOTF	0	Off				



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
EF4PTOC: 1	tSOTF	0,2		s	0	60
	t4U	1		s	0	60
	ActUnderTime	0	CB position			
	tUnderTime	0,3		s	0	60
	DirMode1	1	Non-directional			
	Characterist1	5	ANSI Def. Time			
	IN1>	40		%IB	1	2500
	t1	0,2		s	0	60
	k1	0,05			0,05	999
	IN1Mult	1			1	10
	t1Min	0		s	0	60
	ResetTypeCrv1	1	Instantaneous			
	tReset1	0,02		s	0	60
	HarmRestrained1	1	On			
	tPCrv1	1			0,005	3
	tACrv1	13,5			0,005	200
	tBCrv1	0			0	20
	tCCrv1	1			0,1	10
	tPRCrv1	0,5			0,005	3
	tTRCrv1	13,5			0,005	100
tCRCrv1	1			0,1	10	
T3WPDIF: 1	RatedVoltageW1	69		kV	0,05	2000
	RatedVoltageW2	4,2		kV	0,05	2000
	RatedVoltageW3	4,2		kV	0,05	2000
	RatedCurrentW1	84		A	1	99999
	RatedCurrentW2	1388		A	1	99999
	RatedCurrentW3	1388		A	1	99999
	ConnectTypeW1	1	WYE (Y)			
	ConnectTypeW2	2	Delta (D)			
	ConnectTypeW3	2	Delta (D)			
	ClockNumberW2	1	1 [30 deg lag]			
	ClockNumberW3	1	1 [30 deg lag]			
	ZSCurrSubtrW1	1	On			
	ZSCurrSubtrW2	0	Off			
	ZSCurrSubtrW3	0	Off			
	TconfigForW1	0	No			
	CT1RatingW1	100		A	1	99999
	CT2RatingW1	100		A	1	99999
	TconfigForW2	0	No			
	CT1RatingW2	800		A	1	99999
	CT2RatingW2	800		A	1	99999
	TconfigForW3	0	No			
	CT1RatingW3	800		A	1	99999
	CT2RatingW3	800		A	1	99999
LocationOLTC1	0	Not Used				
LowTapPosOLTC1	1			0	10	
RatedTapOLTC1	6			1	100	



Function Name	Parameter Name	Parameter Value	Parameter Value Description	Parameter Unit	Parameter Min	Parameter Max
T3WPDIF: 1	TapHighVoltTC1	1			1	100
	StepSizeOLTC1	1		%	0,01	30
	LocationOLTC2	0	Not Used			
	LowTapPosOLTC2	1			0	10
	RatedTapOLTC2	6			1	100
	HighTapPsOLTC2	11			1	100
	TapHighVoltTC2	1			1	100
	StepSizeOLTC2	1		%	0,01	30
T3WPDIF: 1	Operation	1	On			
	SOTFMode	1	On			
	IdDiffAlarm	0,2		IB	0,05	1
	tAlarmDelay	10		s	0	60
	IdMin	0,2		IB	0,05	0,6
	EndSection1	1,25		IB	0,2	1,5
	EndSection2	3		IB	1	10
	SlopeSection2	40		%	10	50
	SlopeSection3	80		%	30	100
	IdUnre	10		IB	1	50
	I2/I1Ratio	25		%	5	100
	I5/I1Ratio	35		%	5	100
	NegSeqDiffEn	0	Off			
	CrossBlockEn	0	Off			
	IMinNegSeq	0,04		IB	0,02	0,2
	NegSeqROA	60		Deg	30	120
	OpenCTEnable	1	On			
tOCTAlarmDelay	3		s	0,1	10	
tOCTUnrstDelay	10		s	0,1	6000	
tOCTResetDelay	0,25		s	0,1	10	

**Anexo F Plantilla de prueba para el relé REG670**

GENPDIF(IdG: 1)										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Ibase	ID_APP5	Paramete	Rated current of protected gener		694.0 A		100.0	100000.0	
✓	InvertCT2Cu	ID_APP5	Paramete	Invert CT 2 curr.. yes (1) or no (0)		No				

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
▶	Operation	ID_APP5	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	IdMin	ID_APP5	Paramete	Section 1 sensitivity, multiple of		0.10	IB	0.05	1.00	
✓	EndSection1	ID_APP5	Paramete	End of section 1, multiple of gen		1.25	IB	0.20	1.50	
✓	EndSection2	ID_APP5	Paramete	End of section 2, multiple of gen		3.00	IB	1.00	10.00	
✓	SlopeSection	ID_APP5	Paramete	Slope in section 2 of operate-res		40.0	%	10.0	50.0	
✓	SlopeSection	ID_APP5	Paramete	Slope in section 3 of operate-res		80.0	%	30.0	100.0	
✓	IdUnre	ID_APP5	Paramete	Unrestr. prot. limit, multiple of ge		32.00	IB	1.00	50.00	
✓	OpCrossBloc	ID_APP5	Paramete	Operation On / Off for cross-bloc		Yes				
✓	OpNegSeqDi	ID_APP5	Paramete	Negative Sequence Differential		No				
✓	IminNegSeq	ID_APP5	Paramete	Neg. sequence curr. limit, as mul		0.04	IB	0.02	0.20	
✓	NegSeqROA	ID_APP5	Paramete	Operate Angle of int/ext neg. se		60.0	Deg	30.0	120.0	
✓	HarmDistLim	ID_APP5	Paramete	(Total) relative harmonic distorti		10.0	%	5.0	100.0	
✓	TempIdMin	ID_APP5	Paramete	Temp. Id pickup when input rais		1.0	IdMin	1.0	5.0	
✓	AddTripDela	ID_APP5	Paramete	Additional trip delay, when input		0.100	s	0.000	60.000	
✓	OperDCBias	ID_APP5	Paramete	Operation DC biasing On / Off		Off				
✓	OpenCTEna	ID_APP5	Paramete	Open CT detection feature Off/O		Off				
✓	tOCTAlarmD	ID_APP5	Paramete	Open CT: time to alarm if an ope		1.000	s	0.100	10.000	
✓	tOCTResetD	ID_APP5	Paramete	Reset delay in s. After delay, diff		0.250	s	0.100	10.000	
✓	tOCTUnrstD	ID_APP5	Paramete	Unrestrained diff. protection bloc		10.000	s	0.100	100.000	

Figura F.1 Configuración de la función 87

General										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
▶	ConnType	ID_APP2	Paramete	Group selector for connection ty		PhPh RMS				

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
▶	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	UBase	ID_APP2	Paramete	Base voltage		4.20	kV	0.05	2000.00	
▶	OperationSte	ID_APP2	Paramete	Enable execution of step 1		On				
✓	Characterist	ID_APP2	Paramete	Selection of time delay curve typ		Inverse curve B				
✓	OpMode1	ID_APP2	Paramete	Number of phases required for o		1 out of 3				
✓	U1>	ID_APP2	Paramete	Voltage setting/start val (DT & ID		110	%UB	1	200	
✓	t1	ID_APP2	Paramete	Definitive time delay of step 1		1.00	s	0.00	6000.00	
✓	tReset1	ID_APP2	Paramete	Reset time delay used in IEC De		0.025	s	0.000	60.000	
✓	t1Min	ID_APP2	Paramete	Minimum operate time for invers		5.000	s	0.000	60.000	
✓	ResetTypeCr	ID_APP2	Paramete	Selection of used IDMT reset cur		Instantaneous				
✓	tIReset1	ID_APP2	Paramete	Time delay in IDMT reset (s), ste		0.025	s	0.000	60.000	
✓	k1	ID_APP2	Paramete	Time multiplier for the inverse ti		0.05		0.05	1.10	
✓	ACv1	ID_APP2	Paramete	Parameter A for customer progr		1.000		0.005	200.000	
✓	BCv1	ID_APP2	Paramete	Parameter B for customer progr		1.00		0.50	100.00	
✓	CCv1	ID_APP2	Paramete	Parameter C for customer progr		0.0		0.0	1.0	
✓	DCv1	ID_APP2	Paramete	Parameter D for customer progr		0.000		0.000	60.000	
✓	PCv1	ID_APP2	Paramete	Parameter P for customer progr		1.000		0.000	3.000	
✓	CvSat1	ID_APP2	Paramete	Tuning param for prog. over volt		0	%	0	100	
✓	HystAbs1	ID_APP2	Paramete	Absolute hysteresis in % of UBs		0.5	%UB	0.0	100.0	

Figura F.2 Configuración de la función 59

General										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	ConnType	ID_APP2	Paramete	Group selector for connection ty		PhPh RMS				
Setting Group1										
✓	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	UBase	ID_APP2	Paramete	Base voltage		4,20 kV		0,05	2000,00	
✓	OperationSte	ID_APP2	Paramete	Enable execution of step 1		On				
✓	Characterist	ID_APP2	Paramete	Selection of time delay curve typ		Definite time				
✓	OpMode1	ID_APP2	Paramete	Number of phases required for o		1 out of 3				
✓	U1<	ID_APP2	Paramete	Voltage setting/start val (DT & ID		90 %UB		1	100	
✓	t1	ID_APP2	Paramete	Definitive time delay of step 1		5,00 s		0,00	6000,00	
✓	tReset1	ID_APP2	Paramete	Reset time delay used in IEC De		0,025 s		0,000	60,000	
✓	t1Min	ID_APP2	Paramete	Minimum operate time for invers		5,000 s		0,000	60,000	
✓	ResetTypeCr	ID_APP2	Paramete	Selection of used IDMT reset cur		Instantaneous				
✓	t1Reset1	ID_APP2	Paramete	Time delay in IDMT reset (s), ste		0,025 s		0,000	60,000	
✓	k1	ID_APP2	Paramete	Time multiplier for the inverse ti		0,05		0,05	1,10	
✓	ACrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter A for customer progr		1,000		0,005	200,000	
✓	BCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter B for customer progr		1,00		0,50	100,00	
✓	CCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter C for customer progr		0,0		0,0	1,0	
✓	DCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter D for customer progr		0,000		0,000	60,000	
✓	PCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter P for customer progr		1,000		0,000	3,000	
✓	CrvSet1	ID_APP2	Paramete	Tuning param for prog. under vol		0 %		0	100	
✓	IntBlkSel1	ID_APP2	Paramete	Internal (low level) blocking mod		Off				
✓	IntBlkStVal1	ID_APP2	Paramete	Voltage setting for internal blocki		20 %UB		1	100	
✓	tBlkUV1	ID_APP2	Paramete	Time delay of internal (low level)		0,000 s		0,000	60,000	
✓	HystAbs1	ID_APP2	Paramete	Absolute hysteresis in % of UBa		0,5 %UB		0,0	100,0	

Figura F.3 Configuración de la función 27

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	UBase	ID_APP2	Paramete	Base voltage		4,20 kV		0,05	2000,00	
✓	StartFrequen	ID_APP2	Paramete	Frequency setting/start value.		63,00 Hz		35,00	75,00	
✓	IntBlockLeve	ID_APP2	Paramete	Internal blocking level in % of U		50 %UB		0	100	
✓	TimeDlyOper	ID_APP2	Paramete	Operate time delay in over/under		5,000 s		0,000	60,000	
✓	TimeDlyRes	ID_APP2	Paramete	Time delay for reset.		0,000 s		0,000	60,000	

Figura F.4 Configuración de la función 81 O

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	UBase	ID_APP2	Paramete	Base voltage		4,20 kV		0,05	2000,00	
✓	StartFrequen	ID_APP2	Paramete	Frequency setting/start value.		57,00 Hz		35,00	75,00	
✓	IntBlockLeve	ID_APP2	Paramete	Internal blocking level in % of U		50 %UB		0	100	
✓	TimeDlyOper	ID_APP2	Paramete	Operate time delay in over/under		5,000 s		0,000	60,000	
✓	TimeDlyRes	ID_APP2	Paramete	Time delay for reset.		0,000 s		0,000	60,000	
✓	TimeDlyRest	ID_APP2	Paramete	Restore time delay.		0,000 s		0,000	60,000	
✓	RestoreFreq	ID_APP2	Paramete	Restore frequency if frequency i		59,90 Hz		45,00	65,00	
✓	TimerOperati	ID_APP2	Paramete	Setting for choosing timer mode.		Definite timer				
✓	UNom	ID_APP2	Paramete	Nominal voltage in % of UBase f		100 %UB		50	150	
✓	UMin	ID_APP2	Paramete	Lower operation limit in % of UB		90 %UB		50	150	
✓	Exponent	ID_APP2	Paramete	For calculation of the curve fom		1,0		0,0	5,0	
✓	tMax	ID_APP2	Paramete	Maximum time operation limit for		1,000 s		0,010	60,000	
✓	tMin	ID_APP2	Paramete	Minimum time operation limit for		1,000 s		0,010	60,000	

Figura F.5 Configuración de la función 81 U

LEXPDIS: 1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	IBase	ID_APP2	Paramete	Base Current (primary phase cur		694,0 A		0,1	99999,9	
✓	UBase	ID_APP2	Paramete	Base Voltage (primary phase-to-		4,2 kV		0,1	9999,9	
✓	InvertCTcurr	ID_APP2	Paramete	Invert CT current		No				
✓	MeasureMod	ID_APP2	Paramete	Measuring mode (PosSeq, L1L2		PosSeq				

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	OperationZ1	ID_APP2	Paramete	Operation Off/On zone Z1		On				
✓	XoffsetZ1	ID_APP2	Paramete	Offset of Z1 circle top point alon		-15,00 %		-1000,00	1000,00	
✓	Z1diameter	ID_APP2	Paramete	Diameter of impedance circle for		100,00 %		0,01	3000,00	
✓	tZ1	ID_APP2	Paramete	Trip time delay for Z1		0,01 s		0,00	6000,00	
✓	OperationZ2	ID_APP2	Paramete	Operation Off/On zone Z2		On				
✓	XoffsetZ2	ID_APP2	Paramete	Offset of Z2 circle top point alon		-15,00 %		-1000,00	1000,00	
✓	Z2diameter	ID_APP2	Paramete	Diameter of impedance circle for		120,00 %		0,01	3000,00	
✓	tZ2	ID_APP2	Paramete	Trip time delay for Z2		0,60 s		0,00	6000,00	
✓	DirSuperv	ID_APP2	Paramete	Operation Off/On for additional d		Off				
✓	XoffsetDirLin	ID_APP2	Paramete	Offset of directional line along X		0,00 %		-1000,00	3000,00	
✓	DirAngle	ID_APP2	Paramete	Angle between directional line a		-13,0 Deg		-180,0	180,0	

Figura F.6 Configuración de la función 40

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	IBase	ID_APP2	Paramete	Base current (primary phase cur		694 A		1	99999	
✓	Ip>>	ID_APP2	Paramete	Operate phase current level in %		218 %IB		2	900	
✓	OpMOde	ID_APP2	Paramete	Trip time delay for over current I		1 out of 3				
✓	SVolMult	ID_APP2	Paramete	Over-voltage level to disarm prot		1		1	200	

Figura F.7 Configuración de la función 50

CONFIGURACIÓN										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	OP				On				
✓	IBase	IB			694,00	694,00 A		ref	ref	
✓	FunctionMod	FM			Current&Conts	Current&Conts				
✓	StTripMode	BTM			1 out of 3	1 out of 3				
✓	RetrolMode	RM			CB Pos Check	CB Pos Check				
✓	IP>	IP			0,10	0,10 %		ref	ref	
✓	InBlkCont	IBC			20,00	20,00 %		ref	ref	
✓	Ino	I			10,00	10,00 %		ref	ref	
✓	I1	I1			0,03	0,03 s		ref	ref	
✓	I2	I2			0,15	0,15 s		ref	ref	
✓	I2MPh	Y2M			0,15	0,15 s		ref	ref	
✓	I3	I3			0,03	0,03 s		ref	ref	
✓	ICBAlays	TCBA			0,00	0,00 s		ref	ref	
✓	IPulse	TP			0,20	0,20 s		ref	ref	

Figura F.8 Configuración de la función 50BF

General										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	IBase	ID_APP2	Paramete	Base setting for current level		694 A		1	99999	
✓	UBase	ID_APP2	Paramete	Base setting for voltage level		4,20 kV		0,05	2000,00	
✓	Mode	ID_APP2	Paramete	Selection of measured current a		L1, L2, L3				

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	k	ID_APP2	Paramete	Low pass filter coefficient for po	0,000			0,000	0,999	
✓	IampComp5	ID_APP2	Paramete	Amplitude factor to calibrate curr	0,000 %			-10,000	10,000	
✓	IampComp3	ID_APP2	Paramete	Amplitude factor to calibrate curr	0,000 %			-10,000	10,000	
✓	IampComp1	ID_APP2	Paramete	Amplitude factor to calibrate curr	0,000 %			-10,000	10,000	
✓	UAmpComp	ID_APP2	Paramete	Amplitude factor to calibrate volt	0,000 %			-10,000	10,000	
✓	UAmpComp	ID_APP2	Paramete	Amplitude factor to calibrate volt	0,000 %			-10,000	10,000	
✓	UAmpComp	ID_APP2	Paramete	Amplitude factor to calibrate volt	0,000 %			-10,000	10,000	
✓	IAngComp5	ID_APP2	Paramete	Angle calibration for current at 5	0,000 Deg			-10,000	10,000	
✓	IAngComp30	ID_APP2	Paramete	Angle calibration for current at 3	0,000 Deg			-10,000	10,000	
✓	IAngComp10	ID_APP2	Paramete	Angle calibration for current at 1	0,000 Deg			-10,000	10,000	

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	OpMode1	ID_APP2	Paramete	Operation mode 1		OverPower				
✓	Power1	ID_APP2	Paramete	Power setting for stage 1 in % of			2,0 %SB	0,0	500,0	
✓	Angle1	ID_APP2	Paramete	Angle for stage 1	-180,0 Deg			-180,0	180,0	
✓	TripDelay1	ID_APP2	Paramete	Trip delay for stage 1	1,000 s			0,010	6000,000	
✓	DropDelay1	ID_APP2	Paramete	Drop delay for stage 1	0,050 s			0,010	6000,000	
✓	Hysteresis1	ID_APP2	Paramete	Absolute hysteresis of stage 1 in			0,5 pu	0,2	5,0	

Figura F.9 Configuración de la función 32

49										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP4	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	IBase	ID_APP4	Paramete	Base current in A		84 A		1	99999	
✓	IRef	ID_APP4	Paramete	Reference current in % of IBASE	100,0 %IB			10,0	1000,0	
✓	IRefMult	ID_APP4	Paramete	Multiplication Factor for referenc	1,00			0,01	10,00	
✓	IBase1	ID_APP4	Paramete	Base current, IBase1 without Co	100,0 %IB			30,0	250,0	
✓	IBase2	ID_APP4	Paramete	Base Current, IBase2, with Cooli	100,0 %IB			30,0	250,0	
✓	Tau1	ID_APP4	Paramete	Time constant without cooling in	60,0 Min			1,0	500,0	
✓	Tau2	ID_APP4	Paramete	Time constant with cooling input	60,0 Min			1,0	500,0	
✓	ITrip	ID_APP4	Paramete	Steady state operate current lev	110,0 %IBx			50,0	250,0	
✓	Alarm1	ID_APP4	Paramete	First alarm level in % of heat con	80,0 %Itr			50,0	99,0	
✓	Alarm2	ID_APP4	Paramete	Second alarm level in % of heat	90,0 %Itr			50,0	99,0	
✓	ResLo	ID_APP4	Paramete	Lockout reset level in % of heat	60,0 %Itr			10,0	95,0	
✓	tPulse	ID_APP4	Paramete	Length of the pulse for trip signal	0,10 s			0,01	0,30	

Figura F.10 Configuración de la función 49

24										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	P1	Op		<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	IBase	P2	IB		84,00	84,00 A		-inf	+inf	
✓	UBase	P3	UB		69,00	69,00 kV		-inf	+inf	
✓	V/Hz>	P4	VHz		110,00	110,00 %UB/f		-inf	+inf	
✓	V/Hz>>	P5	VHzz		140,00	140,00 %UB/f		-inf	+inf	
✓	Xleak	P6	XI		0,00	0,00 Ohm		-inf	+inf	
✓	TrPulse	P7	TP		0,10	0,10 s		-inf	+inf	
✓	tMin	P8	Tm		7,00	7,00 s		-inf	+inf	
✓	tMax	P9	TM		60,00	60,00 s		-inf	+inf	
✓	CurveType	P10	CT		IEEE	IEEE				
✓	kForIEEE	P11	KFI		1,00	1,00		-inf	+inf	
✓	AlarmLevel	P12	AL		108,00	108,00 %		-inf	+inf	
✓	tAlam	P13	TA		0,00	0,00		-inf	+inf	

Figura F.11 Configuración de la función 24

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	P1			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	CurrentInput	P2			PosSeq	PosSeq				
✓	IBase	P			694.00	694.00 A		-inf	+inf	
✓	VoltageInput	P3			PosSeq	PosSeq				
✓	UBase	P4			4.20	4.20 kV		-inf	+inf	
✓	OperHamRe	P5			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	I_2nd/I_fund	P6			20.00	20.00		-inf	+inf	
✓	EnRestrInC	P7			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	RestrCurrInp	P8			PosSeq	PosSeq				
✓	RestrCurrInp	P9			0.00	0.00		-inf	+inf	
✓	RCADir	P10			-84.00	-84.00 °		-inf	+inf	
✓	LowVolt_VM	P11			5.00	5.00		-inf	+inf	
✓	StartCurr	P12			38.00	38.00		-inf	+inf	
✓	CurrMult	P13			2.00	2.00		-inf	+inf	
✓	CurveType	P14			IEC Def. Time	IEC Def. Time				
✓	tDef	P15			2.00	2.00 s		-inf	+inf	
✓	k_OC2	P16			0.30	0.30		-inf	+inf	
✓	tMin	P17			0.05	0.05 s		-inf	+inf	
✓	ResCivType	P18			Instantaneous	Instantaneous				
✓	tResetDef	P19			0.00	0.00 s		-inf	+inf	
✓	VCntrlMode	P20			Slope	Slope				
✓	VDepFact	P21			0.25	0.25		-inf	+inf	
✓	ULowLimit	P22			25.00	25.00		-inf	+inf	
✓	UHighLimit	P23			100.00	100.00		-inf	+inf	
✓	HamRestr	P24			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	DirMode	P25			Forward	Forward				
✓	DirPrinc	P26			IcosPhi&U	IcosPhi&U				
✓	ActLowVolt2	P27			Block	Block				

Figura F.12 Configuración de la función 78

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	P1			<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	CurrentInput	P2				MaxPh				
✓	IBase	P3				694.00 A		-inf	+inf	
✓	VoltageInput	P12				4.20 kV		-inf	+inf	
✓	UBase	P4				20.00		-inf	+inf	
✓	OperHamRe	P5			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	I_2nd/I_fund	P6				20.00		-inf	+inf	
✓	EnRestrInC	P7			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	RestrCurr	P8				PosSeq				
✓	RestrCurr	P9				0.00		-inf	+inf	
✓	RCADir	P10				-75.00 °		-inf	+inf	
✓	ROADir	P11				75.00 °		-inf	+inf	

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation_O	P1			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	StartCurr_O	P2			125.00	125.00		-inf	+inf	
✓	CurrMult_OC	P3			2.00	2.00		-inf	+inf	
✓	CurveType_	P4			IEC Norm. Inv.	IEC Norm. Inv.				
✓	tDef_OC1	P5			0.50	0.50 s		-inf	+inf	
✓	k_OC1	P6			0.30	0.30		-inf	+inf	
✓	tMin_OC1	P7			0.05	0.05 s		-inf	+inf	
✓	ResCivType	P8			Instantaneous	Instantaneous				
✓	tResetDef_O	P9			0.00	0.00 s		-inf	+inf	
✓	VCntrlMode_	P10			Voltage control	Voltage control				
✓	VDepMode_	P11			Slope	Slope				
✓	VDepFact_O	P12			0.25	0.25		-inf	+inf	
✓	ULowLimit_	P13			25.00	25.00		-inf	+inf	
✓	UHighLimit_	P14			100.00	100.00		-inf	+inf	
✓	HamRestr_	P15			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	DirMode_OC	P16			Non-directional	Non-directional				
✓	DirPrinc_OC	P17			I&U	I&U				
✓	ActLowVolt1	P18			Non-directional	Non-directional				

Figura F.13 Configuración de la función 51V

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	OP			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	CurrentInput	CI			NegSeq	NegSeq				
✓	IBase	IB			694.00	694.00 A		-inf	+inf	
✓	VoltageInput	VI			NegSeq	NegSeq				
✓	UBase	UB			4.20	4.20 kV		-inf	+inf	
✓	OperHarmRe	OHR			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	I <sub>2nd/I<sub>fund</sub></sub>	P7			20.00	20.00		-inf	+inf	
✓	EnRestrInC	ERC			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	RestrCurrInp	P9			PosSeq	PosSeq				
✓	RestrCurrCo	P10			0.00	0.00		-inf	+inf	
✓	RCADir	P11			-75.00	-75.00 °		-inf	+inf	
✓	ROADir	P12			75.00	75.00 °		-inf	+inf	

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation_OC	OP			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	StartCurr_OC	P2			10.00	10.00		-inf	+inf	
✓	CurveType_OC	P3			Programmable	Programmable				
✓	tDef_OC1	P4			0.50	0.50 s		-inf	+inf	
✓	k_OC1	P5			40.00	40.00		-inf	+inf	
✓	tMin_OC1	P6			0.05	0.05 s		-inf	+inf	
✓	P7ResCrvTy	P7			Instantaneous	Instantaneous				
✓	tResetDef_OC	P8			0.00	0.00 s		-inf	+inf	
✓	P_OC1	P9			2.00	2.00		-inf	+inf	
✓	A_OC1	P20			5.00	5.00		-inf	+inf	
✓	B_OC1	P10			0.00	0.00		-inf	+inf	
✓	C_OC1	P11			0.00	0.00		-inf	+inf	
✓	PR_OC1	P21			0.50	0.50		-inf	+inf	
✓	TR_OC1	P22			13.50	13.50		-inf	+inf	
✓	CR_OC1	P12			1.00	1.00		-inf	+inf	
✓	VCtrlMode_OC	P13			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	VDepMode_OC	P14			Step	Step				
✓	VDepFact_OC	P15			1.00	1.00		-inf	+inf	
✓	ULowLimit_OC	P16			50.00	50.00		-inf	+inf	
✓	UHighLimit_OC	P17			0.00	0.00		-inf	+inf	
✓	HarmRestr_OC	P18			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	DirMode_OC	P19			Non-directional	Non-directional				

Figura F.14 Configuración de la función 46

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	UBase	ID_APP2	Paramete	Base voltage		4.20 kV		0.05	2000.00	

Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	OperationSte	ID_APP2	Paramete	Enable execution of step 1		On				
✓	Characterist	ID_APP2	Paramete	Selection of time delay curve typ		Inverse curve A				
✓	U1>	ID_APP2	Paramete	Voltage setting/start val (DT & ID		5 %UB		1	200	
✓	t1	ID_APP2	Paramete	Definitive time delay of step 1		0.50 s		0.00	6000.00	
✓	tReset1	ID_APP2	Paramete	Reset time delay used in IEC De		0.025 s		0.000	60.000	
✓	t1Min	ID_APP2	Paramete	Minimum operate time for invers		5.000 s		0.000	60.000	
✓	ResetTypeCr	ID_APP2	Paramete	Selection of used IDMT reset cur		Instantaneous				
✓	tiReset1	ID_APP2	Paramete	Time delay in IDMT reset (s). ste		0.025 s		0.000	60.000	
✓	k1	ID_APP2	Paramete	Time multiplier for the inverse ti		0.05		0.05	1.10	
✓	ACrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter A for customer progr		1.000		0.005	200.000	
✓	BCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter B for customer progr		1.00		0.50	100.00	
✓	CCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter C for customer progr		0.0		0.0	1.0	
✓	DCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter D for customer progr		0.000		0.000	60.000	
✓	PCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter P for customer progr		1.000		0.000	3.000	
✓	CrvSat1	ID_APP2	Paramete	Tuning param for prog. over volt		0 %		0	100	
✓	HystAbs1	ID_APP2	Paramete	Absolute hysteresis in % of UBa		0.5 %UB		0.0	100.0	

Figura F.15 Configuración de la función 59N

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min	Max	Fórmula
✓	Operation	ID_APP2	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	IBase	ID_APP2	Paramete	Base current		694 A		1	99999	
✓	UBase	ID_APP2	Paramete	Base voltage		4,20 kV		0,05	2000,00	
✓	AngleRCA	ID_APP2	Paramete	Relay characteristic angle (RCA)		65,0 Deg		40,0	65,0	
✓	AngleROA	ID_APP2	Paramete	Relay operation angle (ROA)		80,0 Deg		40,0	89,0	
✓	StartPhSel	ID_APP2	Paramete	Number of phases required for o		1 out of 3				
✓	2ndHarmSta	ID_APP2	Paramete	Operate level of 2nd harm restrs		20 %IB		5	100	

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min	Max	Fórmula
✓	DirMode1	ID_APP2	Paramete	Directional mode of step 1 (off, n		Non-directional				
✓	Characterist	ID_APP2	Paramete	Selection of time delay curve typ		IEC Ext. inv.				
✓	I1>	ID_APP2	Paramete	Phase current operate level for s		100 %IB		1	2500	
✓	t1	ID_APP2	Paramete	Definitive time delay of step 1		0,000 s		0,000	60,000	
▶	k1	ID_APP2	Paramete	Time multiplier for the inverse ti		1,3		0,05	999,00	
✓	I1Min1	ID_APP2	Paramete	Minimum operate current for ste		100 %IB		1	10000	
✓	t1Min	ID_APP2	Paramete	Minimum operate time for invers		0,000 s		0,000	60,000	
✓	I1Mult	ID_APP2	Paramete	Multiplier for current operate lev		2,0		1,0	10,0	
✓	ResetTypeCr	ID_APP2	Paramete	Selection of reset curve type for		Instantaneous				
✓	tReset1	ID_APP2	Paramete	Reset time delay used in IEC De		0,020 s		0,000	60,000	
✓	tPCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter P for customer progr		1,000		0,005	3,000	
✓	tACrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter A for customer progr		13,500		0,005	200,000	
✓	tBCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter B for customer progr		0,00		0,00	20,00	
✓	tCCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter C for customer progr		1,0		0,1	10,0	
✓	tPRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter PR for customer prog		0,500		0,005	3,000	
✓	tTRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter TR for customer prog		13,500		0,005	100,000	
✓	tCRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter CR for customer prog		1,0		0,1	10,0	
✓	HarmRestr1	ID_APP2	Paramete	Enable block of step 1 from har		Off				

Figura F.16 Configuración de la función 51

78										
Est	Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min	Max	Fórmula
▶	Operation	P1			<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	CurrentInput	P2			PosSeq	PosSeq				
✓	IBase	P			694,00	694,00 A		-inf	+inf	
✓	VoltageInput	P3			PosSeq	PosSeq				
✓	UBase	P4			4,20	4,20 kV		-inf	+inf	
✓	OperHarmRe	P5			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	I_2nd/I_fund	P6			20,00	20,00		-inf	+inf	
✓	EnRestr1nC	P7			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	RestrCurn1p	P8			PosSeq	PosSeq				
✓	RestrCurn1p	P9			0,00	0,00		-inf	+inf	
✓	RCADe	P10			-84,00	-84,00 °		-inf	+inf	
✓	LowVolt_VM	P11			5,00	5,00		-inf	+inf	
✓	StartCurr	P12			38,00	38,00		-inf	+inf	
✓	CurnMult	P13			2,00	2,00		-inf	+inf	
✓	CurveType	P14			IEC Def. Time	IEC Def. Time				
✓	tDef	P15			2,00	2,00 s		-inf	+inf	
✓	k_OC2	P16			0,30	0,30		-inf	+inf	
✓	tMin	P17			0,05	0,05 s		-inf	+inf	
✓	ResCrvType	P18			Instantaneous	Instantaneous				
✓	tResetDef	P19			0,00	0,00 s		-inf	+inf	
✓	VCntrlMode	P20			Slope	Slope				
✓	VDepFact	P21			0,25	0,25		-inf	+inf	
✓	ULowLimit	P22			25,00	25,00		-inf	+inf	
✓	UHighLimit	P23			100,00	100,00		-inf	+inf	
✓	HarmRestr	P24			<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>				
✓	DrMode	P25			Forward	Forward				
✓	DrPrnc	P26			IcosPh&U	IcosPh&U				
✓	ActLowVolt2	P27			Block	Block				

Figura F.17 Configuración de la función 78

### Anexo G Plantilla de prueba para el relé RET670

Ent. Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refer.	Valor	Unidad	min	Max	Fórmula
✓ Operation	ID_APPS	Parámetro	Operation Off / On		On				
✓ SOTFMode	ID_APPS	Parámetro	Operation mode for switch onto f		On				
✓ IOPAlarm	ID_APPS	Parámetro	Dif. cur. alarm, multiple of base c		0.20 %IB		0.05	1.00	
✓ AlarmDelay	ID_APPS	Parámetro	Time delay for diff. currentalar		10.000 s		0.000	60.000	
✓ I5In	ID_APPS	Parámetro	Section1 sensitivity, mult. of base		0.20 IB		0.05	0.60	
✓ EndSection1	ID_APPS	Parámetro	End of section 1, mult. of base c		1.25 IB		0.20	1.50	
✓ EndSection2	ID_APPS	Parámetro	End of section 2, mult. of base c		3.00 IB		1.00	10.00	
✓ SlopeSection	ID_APPS	Parámetro	Slope in section 2 of operate-see		40.0 %		10.0	50.0	
✓ IdArea	ID_APPS	Parámetro	Unrestr. prot. limit, mult. of base		10.00 IB		1.00	50.00	
✓ I2I1Ratio	ID_APPS	Parámetro	Max. ratio of 2nd term. to funda		25.0 %		5.0	100.0	
✓ NegSeqDRF	ID_APPS	Parámetro	Operation Off/On for neg. seq. d		Off				
✓ CrossBlockE	ID_APPS	Parámetro	Operation Off/On for cross-block		Off				
✓ NegSeqSeq	ID_APPS	Parámetro	Neg. seq. cur. limit, mult. of base		0.04 IB		0.02	0.20	
✓ NegSeqROA	ID_APPS	Parámetro	Operate Angle for int. i. seq. neg.		60.0 Deg		30.0	120.0	
✓ OperCTTime	ID_APPS	Parámetro	Open CT detection feature. Ope		On				
✓ IOCTAlarmD	ID_APPS	Parámetro	Open CT. time in s to alarm after		3.000 s		0.100	10.000	
✓ IOCTUnresD	ID_APPS	Parámetro	Unrestrained diff. protection bloc		10.000 s		0.100	600.000	
✓ IOCTResetD	ID_APPS	Parámetro	Reset delay in s. After delay. dif		0.25 s		0.10	10.00	

Figura G.1 Configuración de la función 87

Ent. Nombre	ID	ID externo	Descripción	Valor de refer.	Valor	Unidad	min	Max	Fórmula
✓ Operation	ID_APPS	Parámetro	Operation Off / On		Off				
✓ IBase	ID_APPS	Parámetro	Base current		84 A		1	99999	
✓ CyMode	ID_APPS	Parámetro	Select operation mode 2-out of 3		1 out of 3				
✓ IPI>	ID_APPS	Parámetro	Operate phase current level in %		257 %IB		1	2500	
✓ SrvValMult	ID_APPS	Parámetro	Multiplicar for operate current lev		1.0		0.5	6.0	

Figura G.2 Configuración de la función 50

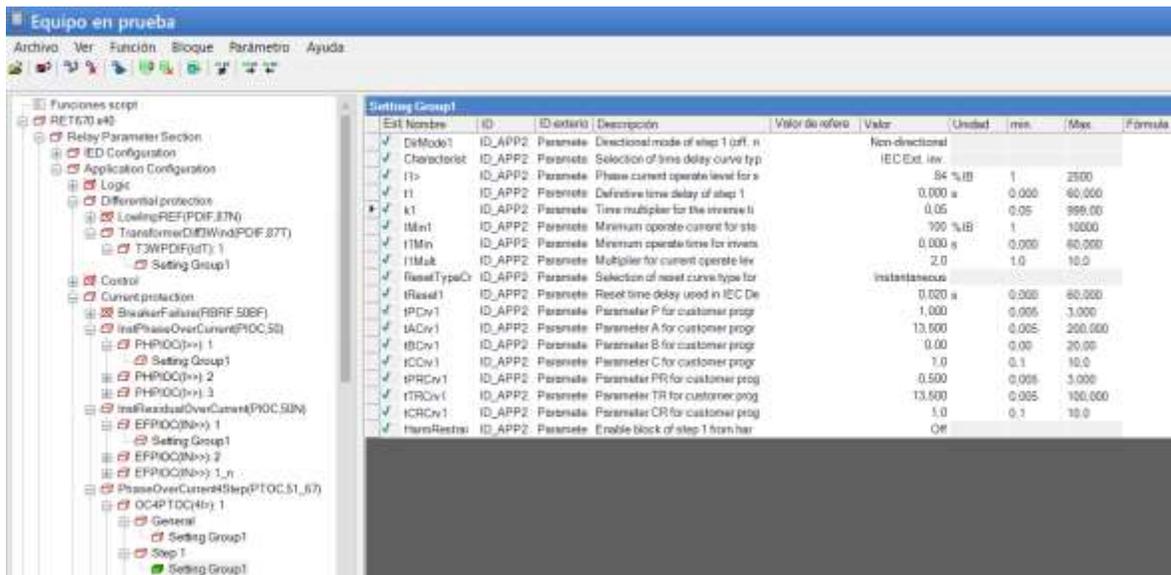


Figura G.3 Configuración de la función 51

Setting Group1										
Est	Nombre	ID	ID exterio	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operatiom	ID_APP5								
✓	IBase	ID_APP4				84,00		-inf	+inf	
✓	UBase	ID_APP3				69,00 kV		-inf	+inf	
✓	DirMode1	ID_APP2	Paramete	Directional mode of step 1 (off, n		Non-directional				
✓	Characterist	ID_APP2	Paramete	Time delay curve type for step 1		ANSI Mod. inv.				
✓	IN1>	ID_APP2	Paramete	Operate residual current level for		48 %IB	1	2500		
✓	t1	ID_APP2	Paramete	Independent (defenite) time dela		0,000 s	0,000	60,000		
✓	k1	ID_APP2	Paramete	Time multiplier for the dependen		0,05	0,05	999,00		
✓	IMin1	ID_APP2	Paramete	Operate residual current level for		100,00 %IB	1,00	10000,00		
✓	t1Min	ID_APP2	Paramete	Minimum operate time for invers		0,000 s	0,000	60,000		
✓	IN1Mult	ID_APP2	Paramete	Multiplier for scaling the current		2,0	1,0	10,0		
✓	ResetTypeCr	ID_APP2	Paramete	Reset curve type for step 1		Instantaneous				
✓	tReset1	ID_APP2	Paramete	Reset curve type for step 1		0,020 s	0,000	60,000		
✓	HarmRestrai	ID_APP2	Paramete	Enable block of step 1 from har		Off				
✓	tPCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter P for customer progr		1,000	0,005	3,000		
✓	tACrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter A for customer progr		13,500	0,005	200,000		
✓	tBCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter B for customer progr		0,00	0,00	20,00		
✓	tCCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter C for customer progr		1,0	0,1	10,0		
✓	tPRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter PR for customer prog		0,500	0,005	3,000		
✓	tTRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter TR for customer prog		13,500	0,005	100,000		
✓	tCRCrv1	ID_APP2	Paramete	Parameter CR for customer prog		1,0	0,1	10,0		

Figura G.4 Configuración de la función 51N

49										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
✓	Operation	ID_APP4	Paramete	Operation Off / On		On				
✓	IBase	ID_APP4	Paramete	Base current in A		84 A		1	99999	
✓	IRef	ID_APP4	Paramete	Reference current in % of IBASE		100,0 %IB		10,0	1000,0	
✓	IRefMult	ID_APP4	Paramete	Multiplication Factor for referenc		1,00		0,01	10,00	
✓	IBase1	ID_APP4	Paramete	Base current, IBase1 without Co		100,0 %IB		30,0	250,0	
✓	IBase2	ID_APP4	Paramete	Base Current, IBase2, with Cooli		100,0 %IB		30,0	250,0	
✓	Tau1	ID_APP4	Paramete	Time constant without cooling in		60,0 Min		1,0	500,0	
✓	Tau2	ID_APP4	Paramete	Time constant with cooling input		60,0 Min		1,0	500,0	
✓	ITrip	ID_APP4	Paramete	Steady state operate current lev		110,0 %IBx		50,0	250,0	
✓	Alarm1	ID_APP4	Paramete	First alarm level in % of heat con		80,0 %Itr		50,0	99,0	
✓	Alarm2	ID_APP4	Paramete	Second alarm level in % of heat		90,0 %Itr		50,0	99,0	
✓	ResLo	ID_APP4	Paramete	Lockout reset level in % of heat		60,0 %Itr		10,0	95,0	
✓	tPulse	ID_APP4	Paramete	Length of the pulse for trip signal		0,10 s		0,01	0,30	

Figura G.5 Configuración de la función 49

24										
Est	Nombre	ID	ID exterior	Descripción	Valor de refere	Valor	Unidad	min.	Max.	Fórmula
▶	✓	Operation	P1	Op	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>				
✓	IBase	P2	IB		84,00	84,00 A		-inf	+inf	
✓	UBase	P3	UB		69,00	69,00 kV		-inf	+inf	
✓	V/Hz>>	P4	VHz		110,00	110,00 %UB/f		-inf	+inf	
✓	V/Hz>>	P5	VHzzz		140,00	140,00 %UB/f		-inf	+inf	
✓	Xleak	P6	XI		0,00	0,00 Ohm		-inf	+inf	
✓	TrPulse	P7	TP		0,10	0,10 s		-inf	+inf	
✓	tMin	P8	Tm		7,00	7,00 s		-inf	+inf	
✓	tMax	P9	TM		60,00	60,00 s		-inf	+inf	
✓	CurveType	P10	CT		IEEE	IEEE				
✓	kForIEEE	P11	KFI		1,00	1,00		-inf	+inf	
✓	AlarmLevel	P12	AL		108,00	108,00 %		-inf	+inf	
✓	tAlam	P13	TA		0,00	0,00		-inf	+inf	

Figura G.6 Configuración de la función 24