



REPÚBLICA DEL ECUADOR

Escuela Politécnica Nacional

" E S C I E N T I A H O M I N I S S A L U S "

La versión digital de esta tesis está protegida por la Ley de Derechos de Autor del Ecuador.

Los derechos de autor han sido entregados a la "ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL" bajo el libre consentimiento del (los) autor(es).

Al consultar esta tesis deberá acatar con las disposiciones de la Ley y las siguientes condiciones de uso:

- Cualquier uso que haga de estos documentos o imágenes deben ser sólo para efectos de investigación o estudio académico, y usted no puede ponerlos a disposición de otra persona.
- Usted deberá reconocer el derecho del autor a ser identificado y citado como el autor de esta tesis.
- No se podrá obtener ningún beneficio comercial y las obras derivadas tienen que estar bajo los mismos términos de licencia que el trabajo original.

El Libre Acceso a la información, promueve el reconocimiento de la originalidad de las ideas de los demás, respetando las normas de presentación y de citación de autores con el fin de no incurrir en actos ilegítimos de copiar y hacer pasar como propias las creaciones de terceras personas.

Respeto hacia sí mismo y hacia los demás.

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO A NIVEL DE 69 kV CONSIDERANDO SU CONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

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

JONATHAN JAVIER CELA ANDAGOYA

jonathan.cela@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

fabian.perez@epn.edu.ec

Quito, junio 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jonathan Javier Cela Andagoya, bajo mi supervisión.

DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Jonathan Javier Cela Andagoya, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Jonathan Javier Cela Andagoya

DEDICATORIA

A mis padres, cuyo esfuerzo y dedicación constante ha sido ejemplo durante toda mi vida para alcanzar metas cada vez más grandes. Junto con su amor y apoyo incondicional lograré cada día ser un mejor profesional y una mejor persona, que aporte con el desarrollo de la sociedad.

A mi hermano, que ha formado parte fundamental en mi vida siendo un soporte y apoyo constante en mi desarrollo personal como profesional.

A mi familia en general, que siempre me impulsa a ser mejor y luchar por mis sueños.

AGRADECIMIENTO

A Dios por brindarme una familia maravillosa y por cada día de vida.

A mis padres, por ser el pilar fundamental en mi desarrollo personal y profesional. Gracias a su esfuerzo y apoyo he logrado alcanzar una de mis metas más importantes.

A mi hermano, por ser siempre apoyarme en toda circunstancia y por ser parte de grandes experiencias en mi vida.

A mi familia en general, por siempre encontrar las palabras para motivarme a seguir adelante cada día y estar ahí cuando más los he necesitado.

Al Dr.-Ing. Fabián Pérez, por brindarme su apoyo y guía en el desarrollo de este trabajo de titulación.

ÍNDICE DE CONTENIDO

| | |
|--|-----|
| AVAL..... | I |
| DECLARACIÓN DE AUTORÍA..... | II |
| DEDICATORIA..... | III |
| AGRADECIMIENTO..... | IV |
| ÍNDICE DE CONTENIDO..... | V |
| RESUMEN..... | IX |
| ABSTRACT..... | X |
| 1. INTRODUCCIÓN..... | 1 |
| 1.1 Objetivos..... | 2 |
| 1.1.1. Objetivo general..... | 2 |
| 1.1.2. Objetivos específicos..... | 2 |
| 1.2 Alcance..... | 2 |
| 1.3 Justificación..... | 3 |
| 2. MARCO TEÓRICO..... | 4 |
| 2.1 Sistema Eléctrico de Potencia..... | 4 |
| 2.1.1. Sistema de generación..... | 4 |
| 2.1.2. Sistema de transmisión..... | 5 |
| 2.1.3. Sistema de distribución..... | 6 |
| 2.2. Topologías de los sistemas eléctricos..... | 7 |
| 2.2.1. Sistema radial..... | 7 |
| 2.2.2. Sistema mallado..... | 8 |
| 2.2.3. Sistema mixto..... | 8 |
| 2.3. Fallas en sistemas eléctricos de potencia..... | 8 |
| 2.3.1. Clases de fallas..... | 9 |
| 2.3.2. Tasas de ocurrencia de fallas..... | 11 |
| 2.3.3. Efectos de fallas en sistemas eléctricos de potencia..... | 11 |
| 2.4. Sistema de protección de sistemas eléctricos de potencia..... | 12 |
| 2.4.1. Propiedades de un sistema de protecciones..... | 13 |
| 2.4.2. Zonas de protección..... | 14 |
| 2.4.2.1 Protección primaria..... | 15 |

| | |
|--|-----------|
| 2.4.2.2 Protección de respaldo/secundaria | 17 |
| 2.5. Transformadores de medida..... | 18 |
| 2.5.1. Transformadores de potencial (T/P's) | 18 |
| 2.5.2. Transformadores de corriente (T/C's)..... | 18 |
| 2.6. Relé de protección | 19 |
| 2.6.1. Relé diferencial | 20 |
| 2.6.2. Relé de sobrecorriente..... | 24 |
| 2.6.3. Relé de distancia | 28 |
| 3. MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO A NIVEL DE 69 kV Y SU CONEXIÓN AL SNI..... | 38 |
| 3.1. Descripción del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV..... | 38 |
| 3.2. Modelación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV | 42 |
| 3.2.1. Elementos modelados | 42 |
| 3.2.2. Resultados de la modelación del SEIP a nivel de 69 kV en condiciones operativas previo a la conexión con el SNI | 47 |
| 3.3. Modelación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV considerando la conexión con el SNI..... | 47 |
| 3.3.1. Línea de subtransmisión que conectará al SEIP con el SNI..... | 47 |
| 3.3.2. Determinación de los generadores del SEIP que saldrán de servicio debido a la conexión con el SNI | 50 |
| 3.3.3. Operación del modelo del SEIP a 69 kV conectado al SNI..... | 52 |
| 3.4. Norma Internacional IEC 60909 (Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna)..... | 54 |
| 3.5. Cortocircuitos en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV..... | 55 |
| 3.5.1. Estado de operación en condiciones de cortocircuito del SEIP a nivel de 69 kV previo a la conexión con el SNI | 56 |
| 3.5.2. Estado de operación en condiciones de cortocircuito del SEIP conectado a nivel de 69 kV con el SNI | 57 |
| 3.5.3. Análisis de la variación de las corrientes de cortocircuito en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero conectado con el SNI a nivel de 69 kV.... | 59 |
| 3.6. Cálculo de la relación de transformación de los T/C's y de los T/P's del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV..... | 59 |
| 4. AJUSTE DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN DEL SEIP A NIVEL DE 69 kV CONECTADO AL SNI | 64 |
| 4.1. Ajustes para los relés diferenciales..... | 64 |

| | |
|--|-----|
| 4.1.1. Ajustes del relé ABB RED670..... | 65 |
| 4.1.2. Ajustes del relé GE UR-L90..... | 71 |
| 4.1.3. Ajustes del relé SIEMENS 7SL87 | 77 |
| 4.2. Ajustes para los relés de sobrecorriente | 82 |
| 4.2.1. Configuración para el relé de sobrecorriente temporizado de fase (51/67) | 83 |
| 4.2.2. Configuración para el relé de sobrecorriente temporizado de neutro (51N/67N) | 84 |
| 4.3. Ajustes para los relés de distancia..... | 89 |
| 5. COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO A NIVEL DE 69 kV CONECTADO AL SNI | 103 |
| 5.1. Rutas establecidas para la coordinación de protecciones | 103 |
| 5.2. Coordinación de la protección de distancia (21P/21N) de las rutas establecidas..... | 105 |
| 5.3. Coordinación de la protección de sobrecorriente temporizada (51/67/51N/67N) | 130 |
| 5.3.1. Coordinación de la protección de sobrecorriente temporizada (51/67/51N/67N) en el estado de demanda S_MIN | 131 |
| 5.4. Operación de la protección diferencial (87L) | 136 |
| 5.4.1. Operación de la protección diferencial (87L) en el estado de demanda L_MAX..... | 137 |
| 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES..... | 141 |
| 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 145 |
| 8. ANEXOS..... | 147 |
| ANEXO I. Tipos de estructuras y conductores utilizados en la modelación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV | 147 |
| ANEXO II. Flujo óptimo de potencia desarrollado en el modelo del SEIP conectado al SNI a nivel de 69 kV..... | 147 |
| ANEXO III. Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV conectado al SNI modelado en PowerFactory | 147 |
| ANEXO IV. Corrientes de cortocircuito obtenidas para el ajuste de los equipos de protección..... | 147 |
| ANEXO V. Ajustes realizados para los relés de sobrecorriente (51/51N/67/67N) del SEIP a 69 kV conectado con el SNI | 147 |
| ANEXO VI. Curvas características de operación de los relés de sobrecorriente de fase (51/67) y de neutro (51N/67N) ajustados..... | 147 |

| | |
|--|-----|
| ANEXO VII. Ajustes realizados para los relés de distancia de fase (21P) y los relés de distancia de neutro (21N) del SEIP a 69 kV conectado con el SNI | 147 |
| ANEXO VIII. Protecciones de los relés del SEIP a nivel de 69 kV que pueden ser ajustadas en campo | 147 |
| ANEXO IX. Ejemplos de la coordinación de la protección de sobrecorriente temporizada (51/67/51N/67N) | 147 |
| ANEXO X. Ejemplos de la operación de la protección diferencial (87L) | 147 |
| 9. ORDEN DE EMPASTADO | 148 |

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se realiza el estudio de coordinación de protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) a 69 kV, debido a su conexión con la subestación Jivino de 69 kV de Transelectric EP, que forma parte del Sistema Nacional Interconectado (SNI).

El modelamiento del SEIP a 69 kV, en conjunto con la nueva línea de subtransmisión que lo conectará al SNI, fue desarrollado en cuatro escenarios operativos. Dicha modelación se realiza a partir de información proporcionada por la empresa Petroamazonas EP y con la utilización del programa PowerFactory.

Debido a la extensión del SEIP, se delimita la zona de análisis al sistema de subtransmisión de 69 kV. Establecido el alcance de este trabajo de titulación se realizan estudios de cortocircuitos con el fin de obtener las máximas y mínimas corrientes de falla, necesarias para el ajuste de los relés de protección diferencial, de distancia y de sobrecorriente ubicados en el sistema analizado, así como aquellos a ser ubicados en la nueva línea de subtransmisión que conectará el SEIP con el SNI. A su vez, dicho estudio permite obtener los valores necesarios para el redimensionamiento de las relaciones de transformación de los equipos de medida (T/C's y T/P's).

La verificación de la operación coordinada y adecuada por parte de los equipos de protección se realiza mediante la simulación de distintos tipos de fallas y en diferentes estados de demanda. Estas fallas simuladas difieren de las utilizadas para el ajuste de los equipos de protección con el fin de obtener resultados más precisos.

PALABRAS CLAVE: Coordinación, cortocircuitos, protección diferencial, protección de distancia, protección de sobrecorriente, sistema de subtransmisión.

ABSTRACT

This graduation project has undertaken a study on coordinated power-system protection for the Petroleum Interconnected Power System (PIPS) up to 69 kV. PIPS is connected to the Jivino Substation running at 69 kV. Jivino is part of CELEC EP – Transelectric (Electrical Corporation of Ecuador), which in turn is part of the National Interconnected System (NIS).

The PIPS simulation to 69 kV, together with a new sub-transmission line that connects it to the NIS, was carried out in four operational scenarios. The simulation was based on data provided by Petroamazonas EP. The *PowerFactory* application was used for data analysis.

Due to PIPS' extension, the analysis zone was extended to include the 69 kV sub-transmission system. Once the domain was established, several short circuit studies were carried out in order to identify the minimum and maximum fault currents, which are required for adjusting the differential protective relays, the distance relays, and the overcurrent relays that are integral to the system analysed. Some of them were located on the new sub-transmission line that connect PIPS to the NIS. In addition, the study helped ascertaining the values required for tweaking measurements for the CT and PT instrument transformers.

Verification of the coordination and appropriateness of the operational protection equipment was completed by simulating different types of faults under different levels of system demand. These simulated faults differed from those used to adjust the protection equipment; they were used to obtain more precise results.

KEYWORDS: Coordination, differential protection, distance protection, overcurrent protection, short circuit, sub-transmission system.

1. INTRODUCCIÓN

La empresa Petroamazonas EP desde el año 2009 se encuentra aplicando el programa “Optimización de la Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE)”, mediante el cual busca obtener una disminución en los costos de operación y una mejora energética de los sistemas eléctricos que se encuentran a su cargo. Dentro de estos sistemas eléctricos se encuentra el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) que actualmente no dispone de conexión alguna con el sistema de transmisión, por lo que su operación es independiente del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y sus fuentes de generación se basan en el uso de combustibles fósiles. Por este motivo la conexión que se plantea entre el SEIP y SNI, reducirá el número de generadores que operan en el SEIP, que son requeridos para el abastecimiento actual de su demanda.

El suministro otorgado por el SNI en el punto de entrega, sustituirá la energía eléctrica proporcionada por los generadores que saldrán de servicio (no considerados dentro del despacho). Es importante indicar que, la capacidad de la línea de subtransmisión mediante la cual se realizará la conexión, limitará la potencia que se puede transmitir desde el SNI hacia el SEIP.

Se debe considerar que las conexiones de carácter nacional al SNI se basan en el cumplimiento de las regulaciones emitidas por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad ARCONEL [1][2][3]. Bajo esta consideración, los estudios eléctricos que han sido desarrollados por las diferentes instituciones involucradas, han demostrado que la conexión del SEIP al SNI satisface los requerimientos impuestos por el ARCONEL, razón por la cual esta conexión será pronto una realidad.

La conexión de ambos sistemas implicará la presencia de nuevos flujos de potencia y nuevas corrientes de cortocircuito en el SEIP, por lo que la realización de un estudio de coordinación de protecciones eléctricas es fundamental con el fin de asegurar una operación adecuada de todo el sistema. Garantizando al consumidor final una confiabilidad y calidad de energía preestablecidas ante posibles interrupciones por fallas o cortocircuitos.

De esta manera, el presente trabajo de titulación realizará un estudio de coordinación de protecciones eléctricas a nivel de 69 kV en el SEIP y en la línea de transmisión que lo conectará con el SNI.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo general

- Establecer los ajustes de las protecciones diferenciales, de distancia y de sobrecorriente de las líneas de transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) a nivel de 69 kV para que operen de manera coordinada considerando la conexión con el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

1.1.2 Objetivos específicos

- Recabar información del SEIP, de los relés de protección instalados a nivel de 69 kV, de la línea de transmisión que conectará el sistema eléctrico petrolero con el SNI y toda aquella información necesaria para la realización del estudio de coordinación propuesto.
- Modelar en el programa computacional PowerFactory, en diferentes escenarios de demanda, las redes eléctricas del SEIP a nivel de 69 kV y la línea de conexión con el SNI, además de las protecciones existentes y las que se instalarán considerando la conexión de los dos sistemas.
- Determinar a través del análisis de flujos de potencia, los generadores del SEIP cuyo despacho sería reemplazado por el suministro de energía a ser proporcionado por el sistema de transmisión en el punto de entrega.
- Determinar a través de estudios de flujos de potencia y cortocircuitos los ajustes adecuados de las protecciones diferenciales, de distancia y de sobrecorriente, de las líneas de transmisión del SEIP a nivel de 69 kV, considerando las nuevas condiciones de operación.

1.2 Alcance

El trabajo de titulación establecerá los ajustes de las protecciones instaladas en las líneas de transmisión de 69 kV del SEIP considerando la conexión con el SNI. Para esto se deberá recopilar y analizar la información pertinente a la coordinación de este tipo de protecciones, se modelará el sistema de potencia bajo estudio en el programa PowerFactory en diferentes estados de demanda, de modo que se puedan desarrollar estudios de flujo de potencia y cortocircuitos, los cuales facilitarán la determinación de los ajustes para cada

uno de los relés modelados. Los ajustes encontrados deberán asegurar una operación coordinada de estas protecciones en los diferentes estados modelados.

1.3 Justificación

El motivo de la conexión del SEIP con el SNI se origina entre otras cosas, por la necesidad de reducir los costos de operación en el SEIP, promoviendo un cambio de la fuente energética que abastece la demanda actual de este sistema. El nuevo suministro de energía proporcionado a través de la línea de transmisión que se implementará, está limitado por la capacidad de potencia que ésta puede transmitir; así como también, determinará el número de generadores del sistema petrolero que saldrán de servicio.

Al darse la conexión de ambos sistemas, los valores de corriente y voltaje en los diferentes elementos del SEIP variarán por el suministro de energía proporcionado por el sistema de transmisión. Dichas variaciones en el sistema pueden ocasionar una operación inadecuada de las protecciones eléctricas en el SEIP, dando lugar a la ejecución de un estudio de coordinación enfocado en la protección diferencial, de distancia y de sobrecorriente instaladas en las líneas de transmisión del sistema petrolero a nivel de 69 kV.

El adecuado ajuste y coordinación de los equipos mencionados, permitirá que actúen de manera selectiva ante posibles fallas o perturbaciones que se puedan presentar, asegurando la protección de los equipos primarios del sistema, así como las mínimas consecuencias en la red.

2. MARCO TEÓRICO

En esta sección, en base a la revisión bibliográfica correspondiente, se indican las características principales de los sistemas eléctricos de potencia, así como las topologías utilizadas para sus diseños. A su vez, se indican las características más importantes de los sistemas de protección, con mayor énfasis en los relés de protección diferenciales, de sobrecorriente y de distancia; esto con la finalidad de indicar los ajustes necesarios de estos equipos de protección para una coordinación adecuada.

2.1 Sistema Eléctrico de Potencia

Un sistema eléctrico de potencia es el conjunto de diferentes equipos/elementos e instalaciones que tienen como objetivo el transportar y distribuir la energía eléctrica generada desde todas las fuentes eléctricas conectadas al sistema, hacia los puntos de demanda eléctrica establecidos por las cargas que forman parte del sistema eléctrico. El abastecimiento a la demanda eléctrica debe cumplir con los parámetros de: calidad, confiabilidad, y seguridad establecidos por el ente regulador de cada país, al menor costo operativo posible y en la cantidad deseada. Al mismo tiempo mediante la aplicación de equipos adicionales se debe cumplir con las características de: control de frecuencia, continuidad de servicio y regulación de voltaje, requeridas al momento de suministrar energía eléctrica [4].

Un sistema eléctrico de potencia se compone de tres subsistemas importantes:

- Generación
- Transmisión
- Distribución

2.1.1 Sistema de generación

El sistema de generación eléctrica es el encargado de transformar diferentes tipos de energía como la: cinética, térmica, química, nuclear, solar, lumínica, entre otras, en energía eléctrica con la finalidad de cumplir con la demanda solicitada por la carga del sistema eléctrico. Dicha demanda eléctrica depende del tipo de cargas que estén conectadas al sistema, ya sean éstas de carácter industrial, comercial o doméstico; por ello se establece una curva de demanda bajo la cual se rige la generación, estableciéndose así, una relación directa entre ambas. Es decir, si la demanda eléctrica sube, la generación debe hacer lo mismo y si la demanda eléctrica baja, ocurre lo mismo con la generación, esto con el

objetivo de abastecer dicha demanda en los diferentes puntos de la curva que la determinan.

La variación de la curva de demanda se debe a diversos factores como: el clima extremo al cual se encuentran expuestos los equipos/elementos, los tipos de maquinarias utilizados en las industrias, los electrodomésticos utilizados diariamente en los hogares, las estaciones del año, la hora en la que ingresa la mayor cantidad de cargas al sistema, entre otros [5].

La curva de demanda por otro lado permite determinar en qué momento entran en operación de las centrales de generación, establecidas como base aquellas centrales cuyo costo de operación es el más bajo. A medida que la demanda eléctrica suba, se dará el ingreso de las centrales de generación disponibles, siendo puestas en operación por último aquellas con los costos de operación más elevados. El ingreso paulatino de las centrales de generación se debe a la incapacidad actual de almacenar cantidades de energía extremadamente elevadas, lo que con lleva al abastecimiento de la demanda eléctrica según ésta lo establezca. Se debe considerar que el costo marginal de operación del sistema se establece según el costo de operación de la última central de generación que ingresa para cubrir la demanda.

2.1.2 Sistema de transmisión

La transmisión de energía eléctrica cumple un rol fundamental dentro de un sistema eléctrico de potencia, debido a que cumple con la función de transportar a grandes distancias la potencia generada desde las centrales de eléctricas, hacia los consumidores. Estas distancias se dan debido a que en la mayor parte de casos las centrales de generación por motivo de la fuente primaria de energía que utilizan, se encuentran alejados de las zonas de carga más importantes. A su vez, esto conlleva a determinar pérdidas en la transmisión de energía eléctrica debido a los equipos utilizados dentro del sistema eléctrico, principalmente las líneas de transmisión en donde las pérdidas son más elevadas.

Para suplir con las pérdidas eléctricas mencionadas, se establece que la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas debe ser transformada a un nivel de voltaje superior mediante la utilización de autotransformadores/transformadores de potencia ubicados en subestaciones de transformación. Esto se realiza bajo el principio en el cual, para una potencia a transmitir establecida, a medida que el voltaje sube, la corriente disminuye, lo que constituye que las pérdidas generadas por el Efecto Joule se reducen, al mismo tiempo que se reduce el diámetro del conductor de la línea de transmisión. Previo al

abastecimiento a los consumidores de energía eléctrica, el nivel de voltaje al cual se transporta la potencia debe ser transformado a un nivel más bajo en una subestación de transformación; obteniéndose así, un voltaje idóneo para poder ser distribuido a los centros de consumo [6].

Debido a la facilidad en la transformación de la corriente alterna, en conjunto con costos de construcción más bajos, la aplicación de líneas de transmisión de corriente alterna sigue siendo la mejor alternativa. A pesar de ello, en la actualidad en ciertos proyectos ubicados en Canadá, China y Brasil, se encuentran en operación varias líneas de transmisión de corriente continua HVDC (High Voltage Direct Current), especialmente implementadas para cubrir distancias más allá de los 500 km, y por la particularidad de generar bajas pérdidas en la transmisión. Estas particularidades a su vez, impulsan al desarrollo de nuevas fuentes de energía renovable ubicados en lugares demasiado apartados de las cargas [7].

2.1.3 Sistema de distribución

El sistema de distribución es la etapa final del transporte y abastecimiento de energía eléctrica desde las subestaciones de distribución cercanas a los centros de consumo, a niveles de voltaje establecidos según el ente regulador. Las subestaciones de distribución son propiedad de las compañías encargadas de suministrar la energía eléctrica final a los consumidores, por lo cual éstas son las encargadas de poner a disposición las líneas e instalaciones necesarias con la finalidad de abastecer la demanda del sistema. La disposición de las líneas de distribución se establece dependiendo de la zona en donde van a ser ubicados y de la disponibilidad física, lo que conlleva a tener líneas aéreas y líneas subterráneas en zonas densamente pobladas constituidas principalmente por sistemas trifásicos. Para el caso de las zonas rurales se establecen sistemas monofásicos debido a la cantidad de usuarios y al aspecto económico que su implementación conlleva. Además, se establecen voltajes de distribución más elevados en las zonas rurales, debido a las distancias que separan a los usuarios de estas zonas.

Los niveles de voltaje que se obtienen desde las subestaciones distribuidoras en el Ecuador, son valores de funcionamiento que varían entre los 6.3-34.5 kV. A estos niveles de voltaje generalmente se conectan grandes cargas, en su mayor parte provenientes de industrias. Bajo el consentimiento de la empresa distribuidora, y considerando todos los parámetros de seguridad, confiabilidad y continuidad en el servicio, se pueden llevar a cabo este tipo de conexiones.

Para el caso de la mayoría de usuarios, los niveles de voltaje establecidos deben ser de bajo voltaje cuyos valores oscilan entre 127V/220V. Estos valores de voltaje se obtienen mediante la implementación de transformadores ubicados cerca de los consumidores finales, cuya función es la de reducir el voltaje proveniente de las subestaciones distribuidoras, a un voltaje adecuado para la operación de los diferentes sistemas de iluminación, cableado y equipos de los usuarios finales [8].

2.2 Topologías de los sistemas eléctricos

Una de las más importantes características de los sistemas de transmisión y distribución es la topología bajo la cual se encuentran diseñados, en la mayoría de casos establecidos por la empresa distribuidora encargada. Existen tres tipos de topologías: radial, mallado y mixto.

2.2.1 Sistema radial

Esta topología toma su nombre a partir de la comparativa con los rayos de una bicicleta en los cuales se toma el centro del aro como el punto de generación. Es por esto que este sistema dispone únicamente de un punto de alimentación en uno de sus extremos, dándose un flujo de potencia en un solo sentido, desde el emisor al receptor (cargas) como se observa en la Figura 2.1. En caso de darse una falla en alguna de las líneas de transmisión que lo conforman, se detendría el abastecimiento de energía eléctrica hacia las cargas. Las principales ventajas de esta topología se dan en la simplicidad de su diseño, la facilidad al momento de establecer sus protecciones y lo económico que resulta su construcción. A su vez, este sistema presenta una desventaja importante; no asegura una continuidad del suministro de energía eléctrica ante una falla en el sistema por lo cual su confiabilidad es muy baja [9].

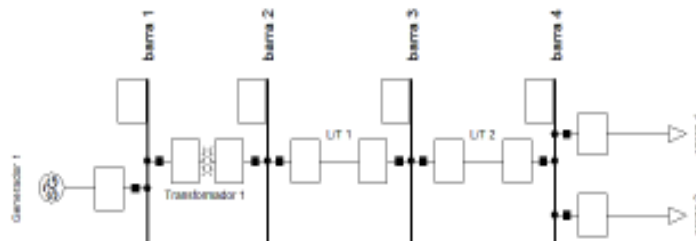


Figura 2.1. Sistema radial elaborado en PowerFactory [Elaboración propia]

2.2.2 Sistema mallado

Esta topología cuenta con varias fuentes eléctricas de alimentación en el sistema, lo que ocasiona que se tengan suministros de energía desde varias direcciones, por lo que, al darse alguna interrupción por parte de una de estas fuentes, se garantiza la continuidad de servicio a las cargas por parte de las fuentes de energía restantes, cumpliéndose con el principio de redundancia. Debido a su diseño y a la ventaja que presta en relación a una mayor confiabilidad, es una de las más utilizadas para los sistemas de transmisión. Aunque presenta una desventaja en términos de costos, ya que esta topología al contar con más equipos/elementos, su costo se eleva. En la Figura 2.2 se puede observar la topología de un sistema mallado [9].

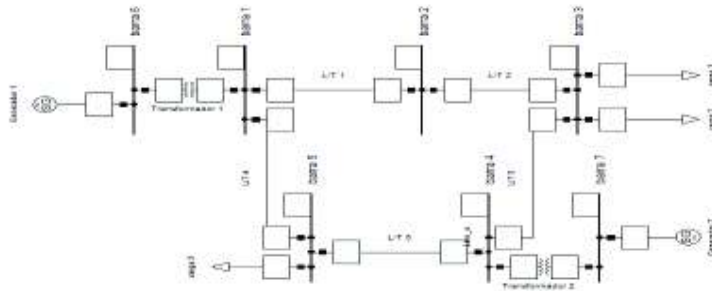


Figura 2.2. Sistema mallado elaborado en PowerFactory [Elaboración propia]

2.2.3 Sistema mixto

En esta topología se cuenta con los criterios de diseño de los sistemas antes mencionados, con el objetivo de incrementar la seguridad y confiabilidad del sistema ante posibles interrupciones en la alimentación. Aunque se establece que aquellas cargas conectadas al sistema radial pueden quedar fuera de servicio por eventuales fallas en las líneas de transmisión, el abastecimiento energético por parte de las fuentes de energía al resto del sistema está asegurado. En la Figura 2.3 se observa la topología de un sistema mixto [9].

2.3 Fallas en sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia están diseñados de tal manera que el suministro de energía eléctrica proporcionado por las centrales de generación hacia los puntos de demanda sea en lo posible de manera continua y bajo los estándares considerados por el ente regulador de cada país. Pese al modelamiento y las regulaciones bajo las cuales se desarrollan estos sistemas, no se puede asegurar que la operación de dichos sistemas sea perfecta debido a la posibilidad de ocurrencias de fallas en los equipos/elementos del sistema, originado por: fallas en los equipos, mala calibración de equipos de protección, errores de cableado eléctrico, cargas asimétricas, incendios, contacto de los conductores

entre sí o con ramas de árboles debido a fuertes vientos, deterioro del aislamiento debido a animales, sobrevoltajes originados por descargas atmosféricas, sobrevoltajes debidos a la ferresonancia, sobrevoltajes por motivo de suicheo, entre otras.

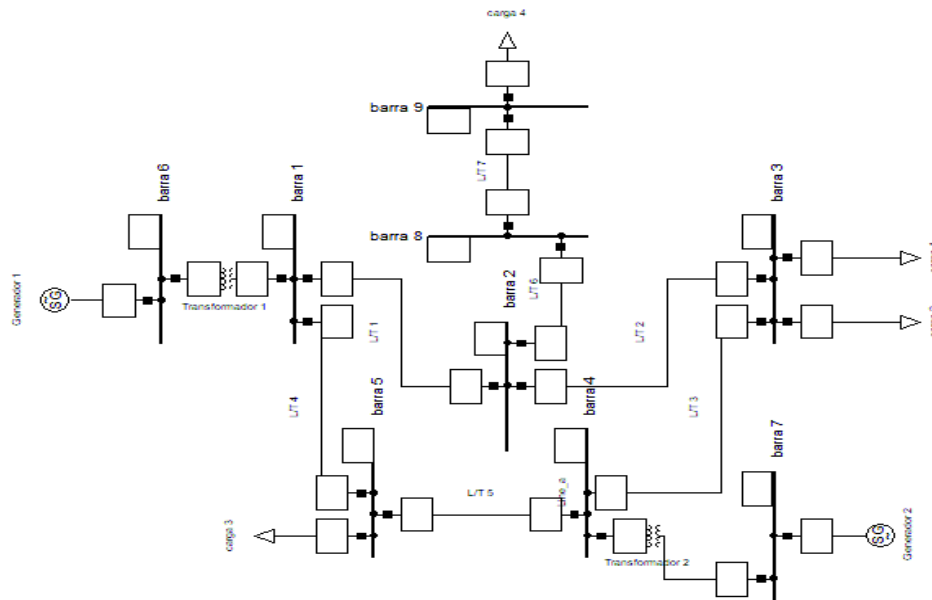


Figura 2.3. Sistema mixto elaborado en PowerFactory [Elaboración propia]

Establecida una interrupción en el sistema eléctrico debido a una falla, se producen nuevos puntos de operación que se encuentran en rangos fuera de los permitidos, por lo que los sistemas de protección deben despejar esta perturbación lo más rápido posible, con la finalidad de salvaguardar los equipos primarios del sistema, así como la integridad de sus operadores.

Una vez que la falla producida es despejada mediante los sistemas de protección, se considera un tiempo de reconexión aproximado de 20 ciclos por experiencia operativa, con la finalidad de asegurarse que la falla fue despejada totalmente. De darse el caso de una reconexión aun con la falla en el sistema, los equipos de protección operarán nuevamente desconectando el suministro de energía que alimenta la falla, así también se determina que la falla no fue temporal, sino más bien es una falla permanente. Por lo cual, los operadores del sistema serán los encargados de determinar lo que produjo la falla permanente y la manera más adecuada de despejarla [10].

2.3.1 Clases de fallas

- **Fallas temporales**

Son fallas que ocurren en lapsos de tiempos muy cortos por lo cual pueden ser auto-despejadas o si se dispone de equipos de protección de operación rápida puede ser

despejados antes de que ocurran daños importantes en el sistema. Por lo general la mayoría de esta clase de fallas se da en líneas aéreas en tiempos cortos, pero pueden transformarse en fallas permanentes si no son despejadas lo más pronto posible. Como ejemplos de esta clase de fallas se tienen: contacto temporal de ramas de árboles con los conductores, contacto entre conductores, descargas atmosféricas que generan arcos eléctricos en la superficie de los aisladores, entre otros [11].

- **Fallas intermitentes**

Son fallas que tienen una ocurrencia que fluctúa en el tiempo, es decir, aparecen y reaparecen según la circunstancia en la cual se da la falla. Al momento de ocurrir la falla el sistema de protecciones operará en la primera eventualidad detectada, pero si se da el despeje aparente de la falla en conjunto con una reconexión sin verificar que la falla haya sido despejada, puede ocurrir nuevamente la operación del sistema de protecciones. Por este motivo se vuelve difícil su diagnóstico, implicando que una zona más amplia del sistema deberá ser desconectada con el fin de verificar que la falla realmente sea despejada [12].

- **Fallas permanentes**

Son fallas que permanecen en el sistema pese a la desenergización rápida del punto fallido una o varias veces, por el sistema de protecciones. Si se supera el número de reconexiones posibles y establecidas por seguridad, se mantiene desenergizado el lugar donde se encuentra la falla, hasta que la verificación en campo en conjunto con el centro de operaciones determine que aquello que produjo la falla fue solucionado, es decir la falla fue despejada. Para el caso de líneas de transmisión aéreas los ejemplos más comunes son: la caída de ramas de árboles sobre los conductores, el contacto entre conductores desnudos provocado para la rotura de uno o varios de ellos, contacto a tierra de un conductor debido a su ruptura, arcos entre las fases de las líneas de transmisión, entre otros.

Esta clase de fallas tienen un mayor porcentaje de ocurrencia en las líneas de transmisión subterráneas debido a que, la fortaleza del aislamiento del equipo donde ocurre la falla no se recupera inmediatamente una vez que la falla fue despejada, es decir, que el aislamiento no soporta el nivel de voltaje nominal al momento de la reconexión. Como ejemplo de fallas permanentes en líneas de transmisión subterráneas se tienen: la ruptura mecánica de los conductores, sobrevoltajes que afectan el aislamiento del cable, entre otros [11].

2.3.2 Tasas de ocurrencia de fallas

En los sistemas eléctricos de potencia se establecen generalmente mediante criterios y experiencia del personal encargado de operar dichos sistemas. Además, mediante la clasificación del tipo de cortocircuitos que pueden ocurrir, se puede inferir cuales producen desbalances entre las fases, como se indica en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Ocurrencia y tipos de cortocircuitos en sistemas eléctricos de potencia en el Ecuador [13]

| Cortocircuito | Tipo de falla | % de ocurrencia de falla |
|-------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| Monofásico | Asimétricas (producen desbalances) | 80% |
| Bifásico aislado | | 15% |
| Bifásico a tierra | | 10% |
| Trifásico | Simétricas (no producen desbalances) | 5% |

2.3.3 Efectos de fallas en sistemas eléctricos de potencia

Las fallas o cortocircuitos en sistemas eléctricos de potencia son inevitables, por lo que se implementan sistemas de protecciones con el fin de controlarlos en los tiempos más cortos posibles y evitar los efectos que estos producen al permanecer activos en el sistema [11]. Dependiendo del lugar de su ocurrencia, las consecuencias de fallas en un sistema eléctrico son las siguientes:

- Variaciones abruptas en los niveles de voltaje.
- Variaciones de potencia.
- Disminución de vida útil y pérdida de aislamiento en los equipos debido al calentamiento originado por las elevadas corrientes. El calentamiento excesivo puede llegar a quemar a los conductores.
- Posible ruptura de conductores y aisladores debido a esfuerzos electromecánicos demasiado elevados.
- Los esfuerzos electromecánicos pueden causar el daño físico de las bobinas de un transformador de potencia.
- Desequilibrio del sistema de potencia.
- Aumentos de voltaje en las fases sanas al ocurrir fallas con contacto a tierra.

- Posible pérdida de sincronismo de los generadores del sistema.
- Daños graves a personas y equipos del sistema, entre otros.

2.4 Sistemas de protección de sistemas eléctricos de potencia

Las funciones de un sistema de protección son:

- Detección de condiciones de falla que, en conjunto con su despeje en tiempos sumamente cortos, garantice bajo costos moderados: la calidad en el servicio, la protección de equipos primarios y del personal pertenecientes al sistema, la reducción de la influencia de las fallas sobre los equipos y líneas.
- Monitoreo ininterrumpido del sistema eléctrico ante posibles fluctuaciones de corriente, voltaje, potencia, impedancia y frecuencia, entre otras.

Para cumplir con las mismas se de efectuar el proceso que se muestra en la Figura 2.4.

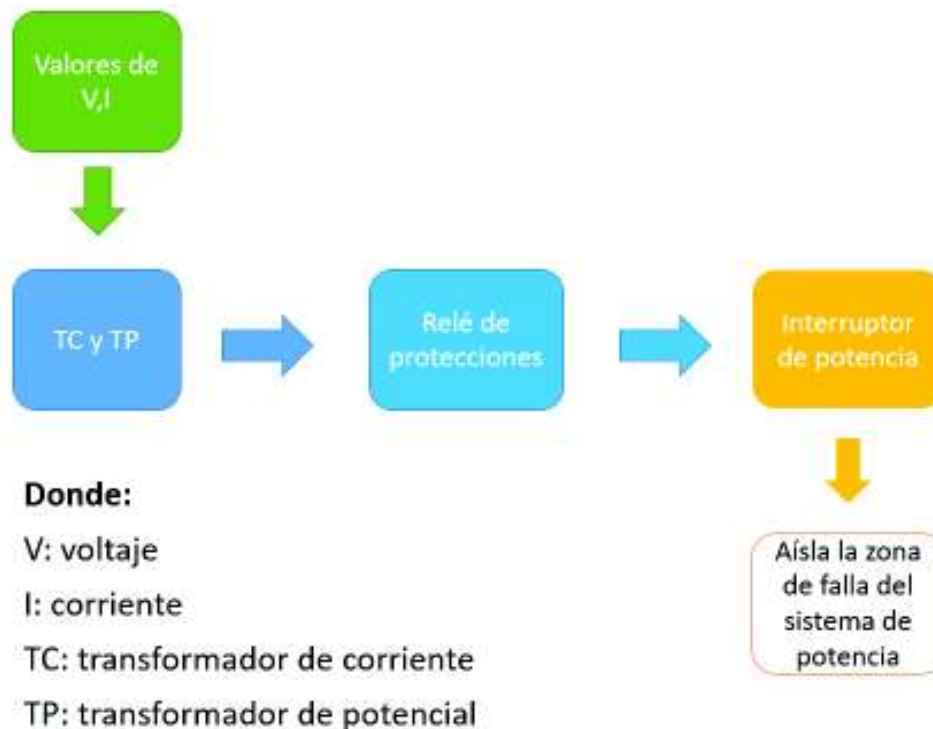


Figura 2.4. Proceso de detección de falla y los equipos involucrados [Elaboración propia]

Generalmente por la extensión y cantidad de equipos de un sistema eléctrico, la garantía de obtener un sistema 100% libre de fallas no resulta económicamente factible por lo que no se lleva a cabo [14].

Para la implementación de los sistemas de protecciones es necesario tomar en consideración: las características del sistema a proteger junto a su nivel de voltaje, la naturaleza de las cargas, así como las condiciones ambientales bajo las cuales opera el equipo.

- **Sistemas de protección al nivel de generación**

El objetivo fundamental de los sistemas de protección en esta zona es la de salvaguardar la integridad de los generadores y transformadores, debido al costo de mantenimiento que implica su arreglo y especialmente a la función que cumple, siendo la base de todo sistema eléctrico de potencia.

- **Sistemas de protección al nivel de transmisión**

A este nivel de voltaje los sistemas de protección deben garantizar que la estabilidad del sistema eléctrico de potencia se mantenga, junto con la continuidad del servicio considerando el menor número de usuarios afectados.

- **Sistemas de protección al nivel de distribución**

Los sistemas de protección en los sistemas de distribución tienen el objetivo de minimizar los efectos dinámicos y térmicos en los equipos, originados debido a perturbaciones en la red, tomando en cuenta que un mínimo número de usuarios resulten afectados durante el despeje de la falla.

2.4.1 Propiedades de un sistema de protecciones

La implementación de los sistemas de protecciones se debe a las propiedades operativas que éstos cumplen, con el objetivo de asegurar que los equipos protegidos no se vean en lo posible afectados [15].

Las propiedades de los sistemas de protección son:

- **Seguridad.** – Probabilidad de que los equipos de protección no operen cuando no deben hacerlo.
- **Obediencia.** – Probabilidad de que los equipos de protección operen cuando deben hacerlo.
- **Confiabilidad.** – Es la ocurrencia de la propiedad de seguridad y obediencia en base a la probabilidad de la operación del sistema de protección únicamente cuando deba hacerlo.

- **Precisión.** – Propiedad de discernimiento en la operación de los equipos de protección, diferenciando condiciones de sobrecarga, cortocircuitos y energización de equipos.
- **Velocidad.** – Es el tiempo de respuesta de los equipos de protección en despejar la falla una vez detectada. Dichos tiempos deben ser lo más cortos posibles con la finalidad de evitar daños severos en los equipos primarios del sistema de potencia.
- **Flexibilidad.** – Propiedad de los sistemas de protección a adaptarse a diversos cambios funcionales.
- **Simplicidad.** – Reducción del número de equipos/elementos utilizados con la finalidad de evitar obtener sistemas complicados, reduciendo el número de interacciones y funciones en el sistema de protecciones.
- **Mantenimiento.** – El sistema de protecciones debe contar con la mínima cantidad de elementos que están dispuestos a desgastes severos, evitando mantenimientos periódicos.
- **Facilidad de prueba.** – Utilización de la cantidad mínima de equipos necesarios para la realización de pruebas durante la operación de los sistemas de protecciones.
- **Autodiagnóstico.** – Facilidad de los equipos de protección de diagnosticarse ante eventuales errores de calibración u operación. Esta cualidad es mostrada principalmente en los relés de protección estáticos y numéricos.
- **Modularidad.** – Las piezas que son construidas en módulos permiten un fácil mantenimiento.
- **Economía.** – Los precios de los equipos de protecciones deben ser económicos y competitivos. Bajo la consideración de que la confiabilidad de los mismos se mantenga.
- **Selectividad.** – Propiedad de los equipos de protección de aislar únicamente el equipo fallado, procurando que el resto de equipos/elementos del sistema continúen en operación con un mínimo de interrupciones.

2.4.2 Zonas de protección

En los sistemas de protecciones se deben definir zonas de influencia con la finalidad de asegurar una protección individual de los equipos, así como la desconexión únicamente de

aquellos equipos que entran en las zonas de protección ante eventuales perturbaciones en la red, lo que permite que el resto de equipos no afectados del sistema continúen en operación mientras sea posible [16].

De esta manera y en función del área de influencia se tienen protecciones para:

- Generadores
- Transformadores
- Barras
- Líneas de transmisión/subtransmisión/distribución
- Cargas/motores

Para establecer una selectividad adecuada, las zonas de protección deben seleccionarse con: protección primaria y protección de respaldo o secundaria. Estos grupos deben operar en lo posible de manera independiente, con la finalidad de cubrir algún desperfecto de uno de ellos.

2.4.2.1 Protección primaria

Es la protección principal de los equipos del sistema de potencia por lo cual ante una eventual falla, este grupo de protecciones debe operar lo más rápido posible con el objetivo de despejar la falla. Al momento que la protección primaria detecta una falla, arrancan tanto esta protección como la protección de respaldo, pero debido a sus tiempos de operación la primera en actuar es la protección primaria, al darse el caso de que la protección primaria no opere, la protección de respaldo será la encargada de despejar la falla, pero en un tiempo mayor. De darse el caso de que ninguno de estos grupos opere, las protecciones encargadas de despejar la falla son aquella ubicadas en las subestaciones que alimentan la falla, esto en un tiempo mucho mayor [17].

Al momento de la operación de la protección primaria se busca en lo posible desconectar la mínima cantidad de equipos del sistema y aislar el equipo fallado, bajo las siguientes consideraciones:

- a. Al darse una falla en un equipo/elemento del sistema de potencia el aislamiento del mismo debe darse al abrir todos los disyuntores relacionados con el equipo.
- b. Se debe tomar en cuenta los solapamientos de las zonas de protección.

- c. La limitación de las zonas de protección se establece por las características de los transformadores de corriente.

En la Figura 2.5 se muestran las zonas primarias de protección de los equipos de un sistema eléctrico de potencia.

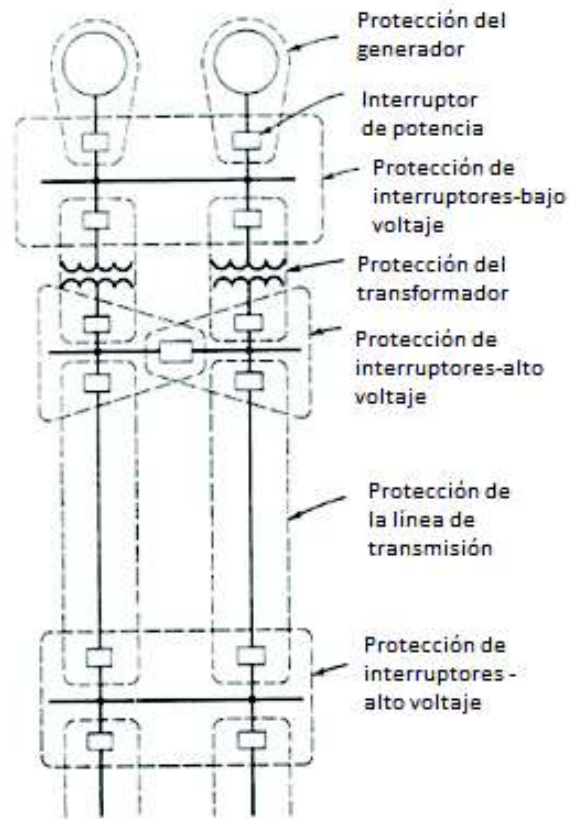


Figura 2.5. Zonas primarias de protección de un sistema eléctrico de potencia [17]

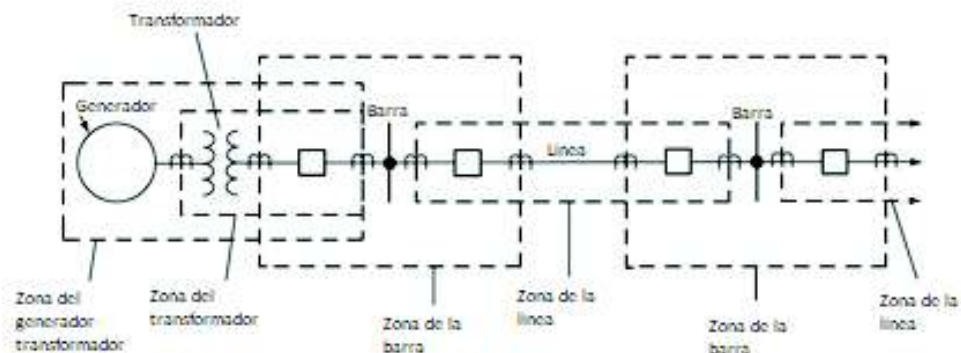


Figura 2.6. Solapamiento de zonas de protección primaria [18]

Las zonas primarias de protección y de respaldo deben establecerse de manera que queden solapadas una sobre otra con la finalidad de cubrir áreas no protegidas [18]. En la

Figura 2.6, se indica el solapamiento existente entre las protecciones de un sistema de potencia. Por ejemplo, la zona de protección del generador se solapa con la zona de protección de transformador de potencia y con la zona de protección de la subestación más cercana al generador, produciéndose una redundancia del sistema de protecciones beneficiosa al cubrir más equipos del sistema de potencia.

2.4.2.2 Protección de respaldo/secundaria

La implementación de las protecciones de respaldo tiene como objetivo operar en caso de que las protecciones primarias no lo puedan hacer, debido a cualquier defecto operativo. Este grupo de protecciones posee elementos de detección que pueden ser similares o diferentes a los utilizados en las protecciones primarias. Además, poseen circuitos de tiempo variable lo que permite un ajuste de operación tardío de estos sistemas de protección, permitiendo así que ante posibles cortocircuitos las protecciones primarias sean las primeras en actuar. Generalmente las protecciones de respaldo abarcan una mayor zona de protección del sistema de potencia, ya que pueden operar como protecciones de respaldo local o como protecciones de respaldo remoto.

Las protecciones de respaldo que proporciona un relé pueden cubrir varios equipos del sistema de potencia de manera simultánea. A su vez, este relé puede tener protección de respaldo de otros relés del sistema. Es por esto que, generalmente la protección primaria de un relé de protecciones puede actuar como protección de respaldo de equipos adyacentes.

En la Figura 2.7 se muestra la operación de las protecciones primarias y de respaldo de un sistema de potencia.

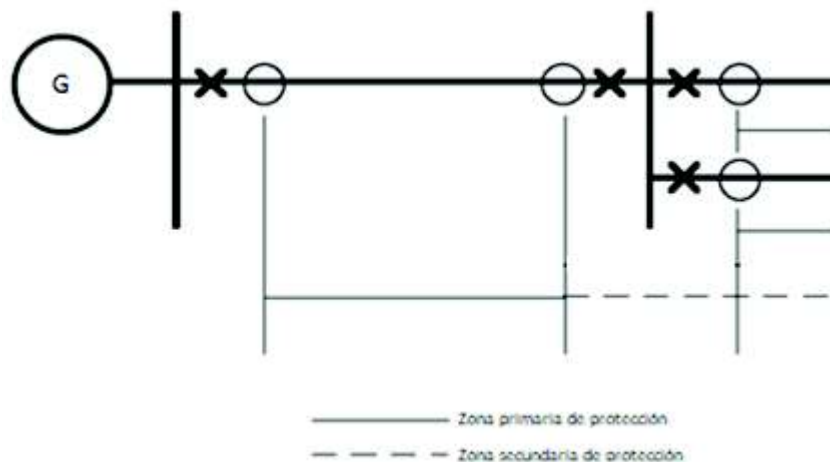


Figura 2.7. Protección primaria y de respaldo en un sistema de potencia [19]

- **Protección direccional**

Una de las características importantes de algunos relés de protección, es la capacidad que poseen para determinar la dirección del flujo de la potencia, lo que permite distinguir cuando deben ser abiertos los interruptores de potencia asociados al relé, al ocurrir una falla, cuya corriente circule en dirección opuesta al ajuste del relé de protecciones. Esta característica previene la operación indebida de los equipos de corte, asegurando la continuidad del suministro eléctrico, y es aplicada al momento de proteger sistema mallados en el caso de que las corrientes de cortocircuito circulen en ambas direcciones entorno a la malla, o en el caso de poseer múltiples fuentes de energía eléctrica en el sistema de potencia.

2.5 Transformadores de medida

Son equipos encargados de la reducción de las magnitudes de corriente y voltaje de los equipos del sistema de potencia, con el objetivo de que los relés de protección puedan censar dichas corrientes y voltajes sin sufrir daños o averías. Dependiendo de las corrientes y voltajes que midan los relés de protección, se dará o no su operación.

2.5.1 Transformadores de potencial (T/P's)

Los transformadores de potencial son equipos inductivos cuya función principal es la de reducir los niveles de voltaje del sistema de potencia a valores necesariamente bajos, considerando que la exactitud de los T/P's debe ser la adecuada para evitar distorsiones en los valores de voltaje, con el fin de alimentar a los equipos de control, los sistemas de protección y a los equipos de medida [20].

2.5.2 Transformadores de corriente (T/C's)

Estos equipos cumplen con la función de reducir los niveles de corriente que fluyen por las líneas de transmisión del sistema de potencia a valores suficientemente bajos, seguros y medibles para los equipos de protección, medición y control. La corriente obtenida en el secundario de los T/C's generalmente en condiciones normales de operación, se encuentra en fase con la corriente que fluye a través del primario de estos equipos. La corriente nominal que usualmente se implementa para el secundario de estos equipos es de 1 A o 5 A [20]. En la Tabla 2.2 se muestran las relaciones de transformación que generalmente se encuentran en el mercado de los T/C's.

Tabla 2.2 Relaciones de transformación de los T/C's que generalmente se encuentran en el mercado [14]

| | | | |
|------|-------|--------|---------|
| 5:5 | 75:5 | 600:5 | 4000:5 |
| 10:5 | 100:5 | 800:5 | 5000:5 |
| 15:5 | 150:5 | 1000:5 | 6000:5 |
| 20:5 | 200:5 | 1200:5 | 8000:5 |
| 25:5 | 250:5 | 1500:5 | 12000:5 |
| 30:5 | 300:5 | 1600:5 | - |
| 40:5 | 400:5 | 2000:5 | - |
| 50:5 | 500:5 | 3000:5 | - |

2.6 Relé de protección

Según el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) se establece que un relé de protecciones es un dispositivo eléctrico encargado de la detección para el despeje de condiciones anormales o peligrosas dentro del sistema de potencia. Los valores de entrada a los relés de protecciones generalmente son de carácter eléctrico provenientes de los T/C's y T/P's, aunque dichos valores de entrada pueden ser mecánicos, térmicos o de otro tipo, o la combinación de ellos.

Este es el elemento fundamental del sistema de protección, y puede clasificarse de diferentes maneras [11]:

- a. **Por su función general:** relés de protección, relés auxiliares, relés de monitoreo, relés de control, relés de programación.
- b. **Por su función específica:** relés de encendido-apagado, relés de medida, relés todo o nada.
- c. **Por la señal de entrada:** relés de velocidad, relés de precisión, relés de potencia, relés de voltaje, relés de corriente, relés de temperatura, relés de frecuencia, etc.
- d. **Por su construcción:** relés computarizados, relés no eléctricos (de presión, temperatura, etc.), relés de producto, relés de porcentaje, relés a base de microprocesadores, relés de estado sólido, relés electromagnéticos.
- e. **Por su tipo de protección:** relés de comparación direccional, relés direccionales de C.C., relés de sobrecorriente, relés de sobrecorriente C.A., relés de distancia, relés diferenciales, relés de potencia inversa, relés de tierra, relés de bajo voltaje,

relés de tiempo definido, relés de tiempo inverso, relés de comparación de fase, relés de fase, etc.

2.6.1 Relé diferencial

La protección diferencial opera al momento en que la diferencia fasorial entre dos o más magnitudes eléctricas similares supera un valor establecido. En la mayor parte de los casos, los relés diferenciales son del tipo diferencial de corriente, pero se da en ciertos casos que pueden existir relés del tipo diferencial de voltaje, cuyo principio de funcionalidad es similar al del tipo diferencial de corriente, con la excepción, que la señal de operación para este tipo de relés proviene del voltaje que atraviesa una resistencia shunt [21].

En la Figura 2.8 se muestra la conexión habitual de un relé diferencial para proteger un equipo/elemento del sistema de potencia, tales como secciones de barras, líneas de transmisión, devanados de generadores, transformadores, entre otros. Los T/C's ubicados a los extremos del equipo a proteger se encuentran conectados mediante sus secundarios. A la vez, la bobina del relé está conectada entre los circuitos que conectan a los secundarios de los T/C's.

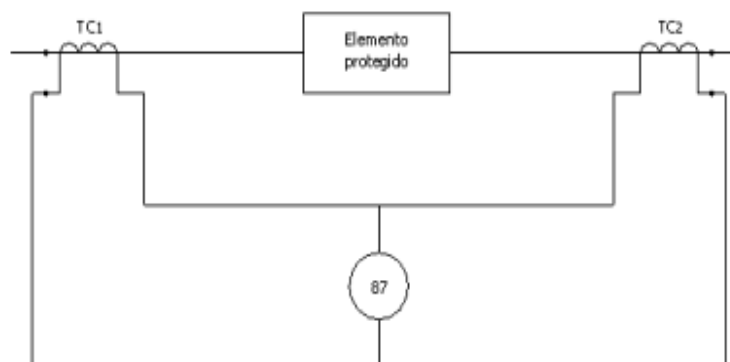


Figura 2.8. Conexión del relé diferencial [11]

Bajo la consideración de la operación del equipo en condiciones normales, ante una eventual conexión de carga o una falla en un lugar externo al equipo que se encuentra ubicado entre los dos T/C's como se muestra en la Figura 2.9, no se enviará señal alguna al relé diferencial para que éste opere. Esto debido a que las corrientes que pasan por el circuito que conecta a los secundarios de los T/C's fluirán únicamente a través de éste, tomando en consideración que los T/C's fueron conectados adecuadamente y su relación de transformación es la indicada. En el caso de circular una corriente a través de la bobina del relé, éste no operará debido a que la corriente es muy pequeña y está por debajo de la corriente de operación ajustada en el relé [17].

En el caso de producirse una falla dentro de la zona de protección delimitada por los T/C's conectados en los extremos del equipo a proteger, se generan corrientes de cortocircuito que circulan en ambas direcciones del circuito, lo que produce un flujo de corriente a través de la bobina del relé diferencial. La corriente secundaria que fluye por la bobina es la diferencia fasorial de las corrientes secundarias que entran y salen del equipo protegido.

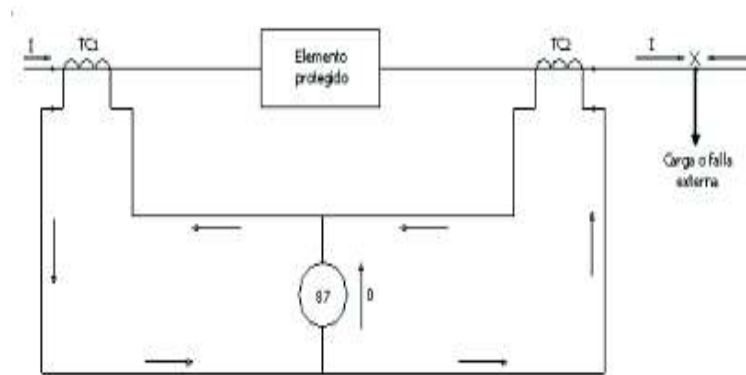


Figura 2.9. Corrientes que circulan a través de la protección diferencial ante una conexión de carga o falla externa [11]

Si el valor de esta corriente diferencial supera el valor establecido en los ajustes del relé, éste operará [17]. En la Figura 2.10 se muestra las corrientes que circulan a través de la protección diferencial ante una falla interna.

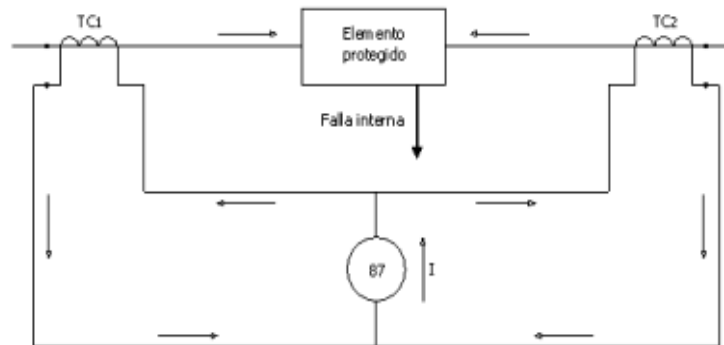


Figura 2.10. Corrientes que circulan a través de la protección diferencial ante una falla interna [11]

Con el fin de reducir la probabilidad de que el relé diferencial opere de manera incorrecta al ocurrir una falla externa al equipo a proteger, se implementó un arreglo de la protección diferencial cuya particularidad es la de contar con una característica porcentual variable, determinada por la conexión adicional de una bobina de restricción en el circuito de la protección diferencial, como se observa en la Figura 2.11.

El valor de la corriente que circula a través de la bobina de operación del relé es proporcional a la diferencia fasorial ($\bar{I}_1 - \bar{I}_2$) de las corrientes que entran y salen del equipo protegido. Considerando que la bobina de operación se encuentra conectada en el punto medio de la bobina de restricción y que N representa el número de vueltas que esta bobina de restricción posee, se determina que los amperios/vuelta que se tienen en total son la suma de $I_1 \times (N/2)$ con $I_2 \times (N/2)$. Tomando en consideración esto, se puede asumir que la corriente que fluye a través de la bobina de restricción es de $(\bar{I}_1 + \bar{I}_2)/2$ [21]. A su vez, se mantiene un porcentaje fijo entre la relación de la corriente diferencial de operación con la corriente de restricción promedio, de aquí el nombre estipulado para esta protección.

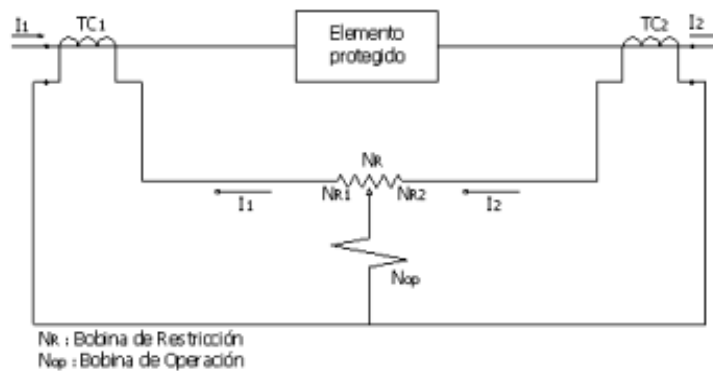


Figura 2.11. Arreglo de la protección diferencial con característica porcentual variable [11]

La curva característica de operación de los relés diferenciales diseñados con esta característica porcentual variable se puede observar en la Figura 2.12.

Comúnmente se comete el error de asegurar que, para aquellos T/C's con una misma relación de transformación y una corriente primaria igual, se obtendrán los mismos valores de corrientes secundarias. Esto es un error, debido a la diferencia en las características de magnetización de los equipos de medida (T/C's), que por más pequeñas que éstas sean, pueden ocasionar una operación inadecuada en el relé diferencial. Existen diversas maneras de ajustar la protección diferencial para que ésta actúe acorde con sus funciones principales de manera estable y lo más seguro posible. Entre ellas se puede mencionar el incremento de la fuerza del relé de restricción con la magnitud de las corrientes I_1 e I_2 . Otra forma es el incremento de la fuerza de torque al momento de producirse corrientes de cortocircuito I_2 . En el caso de poseer relés diferenciales con disparos variables en la bobina de restricción, éstos se pueden ajustar de tal manera que las corrientes obtenidas en los secundarios en los T/C's sean similares. Si se da el caso en el cual no se puedan realizar

las acciones mencionadas, se debe realizar un estudio el cual garantice que las corrientes obtenidas en los secundarios de los T/C's sean iguales [17].

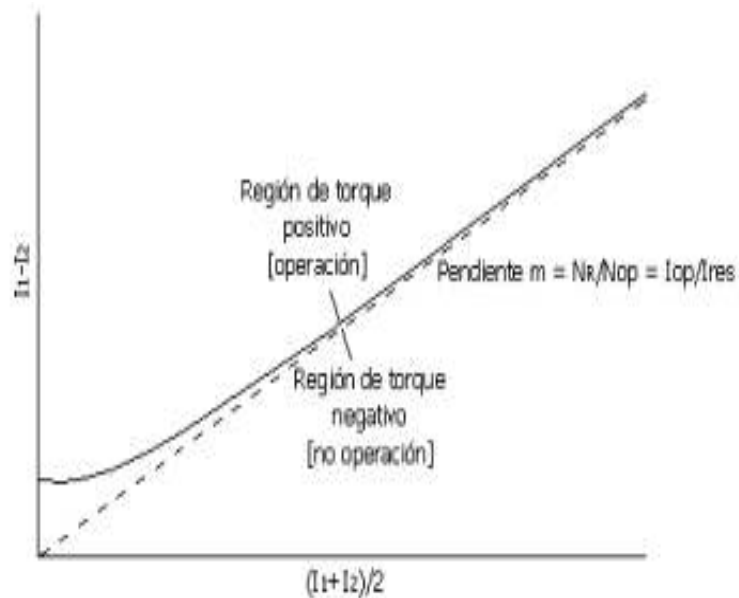


Figura 2.12. Curva característica de operación de la protección diferencial con característica porcentual variable [11]

En la Figura 2.13 se muestra la operación del relé diferencial con característica porcentual variable y del relé de sobrecorriente simple bajo condiciones operativas iguales. Para el caso del relé de sobrecorriente simple se aprecia que con superar ligeramente el valor X al cual se ajusta, éste puede operar de manera incorrecta. Aunque suceda esto, el relé diferencial no detectará aquella corriente por lo que no operará.

En caso de tener dos o más terminales para los equipos del sistema de potencia, se puede aplicar la protección diferencial porcentual ubicando bobinas de restricción en cada uno de los terminales del equipo, como se muestra en la Figura 2.14. Cada una de estas bobinas tienen el mismo número de vueltas en sus devanados y producirá su propio par de restricción independientemente de las otras bobinas, estos pares generados en cada una de las bobinas de restricción de los terminales del equipo se suman aritméticamente. Se debe tomar en cuenta que la curva característica de operación en este tipo de conexiones depende de la corriente que circula por cada una de las bobinas de restricción [11].

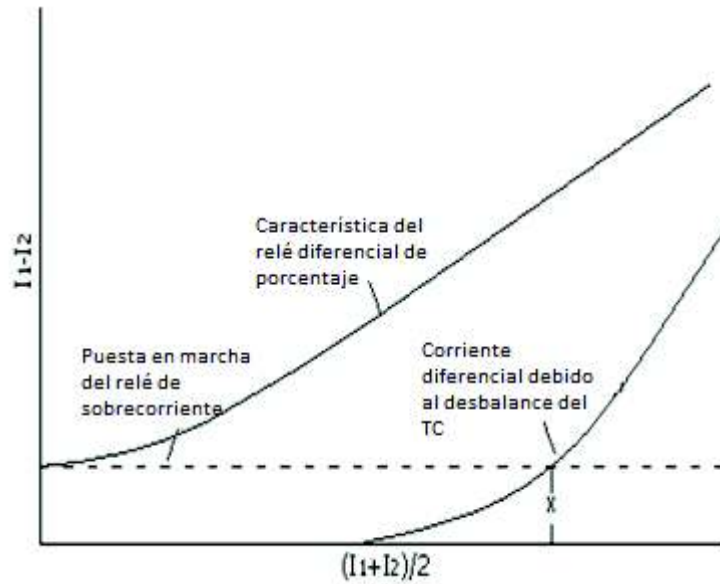


Figura 2.13. Curva característica de operación de relé diferencial con característica porcentual variable y del relé de sobrecorriente simple [11]

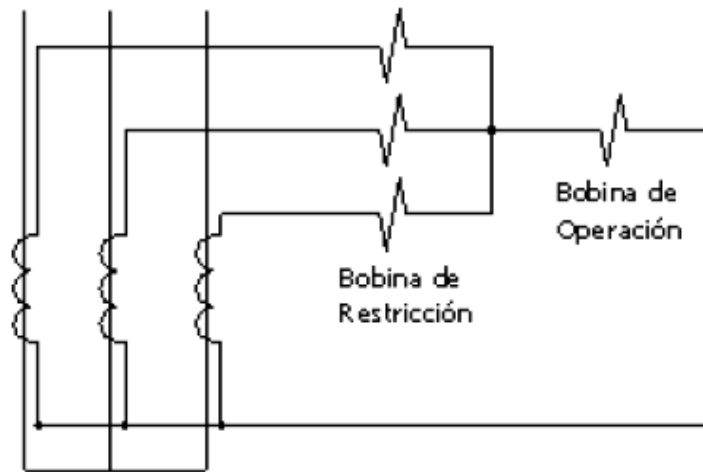


Figura 2.14. Conexión de bobinas de restricción en equipos de dos o más terminales [11]

2.6.2 Relé de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente tiene como objetivo la detección y despeje de corrientes de falla en tiempos muy cortos, en base a los parámetros que posee esta falla. La operación de este tipo de protecciones debe darse de manera selectiva mediante la coordinación de los relés de sobrecorriente del sistema, por direccionalidad, por tiempo y por corriente.

Este tipo de relés utilizan dos principios importantes en su operación:

- Inducción electromagnética
- Atracción electromagnética

Debido a su principio de funcionamiento, sencillez y economía, estos relés son los más utilizados para proteger equipos/elementos del sistema de potencia. Su capacidad de manejar corrientes sumamente elevadas del sistema en el cual se encuentra instalado, la convierte en la protección ideal para controlar corrientes originadas por cortocircuitos, las cuales pueden ocasionar daños en los equipos, en el personal, o sobrecargas en el sistema. En base a sus características de operación y para la aplicación requerida, se tienen varios diseños, entre los cuales están: émbolo móvil, armadura móvil, disco de inducción, balanza, y copa de inducción. De los diseños mencionados, los más utilizados eran los de embolo móvil y de disco de inducción, pero debido al desarrollo tecnológico se elaboraron relés con elementos de estado sólido que han reemplazado a los diseños anteriores. Así también, debido a la poca precisión de los relés de sobrecorriente tipo balanza, estos han sido muy poco aplicados en los últimos años [20].

Los relés de sobrecorriente por su característica de operación pueden dividirse en: de corriente definida, de tiempo definido y de tiempo inverso. En la Figura 2.15 se muestran las curvas características de operación de los tipos de relés de sobrecorriente mencionados.



Figura 2.15. Curvas características de operación de relés de sobrecorriente. Diagrama tiempo vs corriente [11]

- **Relés de sobrecorriente de corriente definida**

El relé de sobrecorriente mostrado en la Figura 2.15 (a) opera de manera instantánea al momento de que la corriente de falla detectada en el sistema de potencia supera el valor establecido en el ajuste del relé. Dicho ajuste se realiza bajo la consideración de que aquellos relés ubicados en los extremos más lejanos de la fuente de generación del sistema de potencia, operen bajo condiciones de corriente bajas, desconectando aquellas cargas cercanas a estos puntos. A medida que se realice un ajuste desde los puntos de baja

generación o de carga hacia el punto de generación más relevante del sistema, se establece que las corriente medidas por el relé incrementarán de manera progresiva, por lo que la operación del sistema de protecciones ante una eventual falla se dará primero en aquellos relés que consideran corrientes bajas para su operación [21].

En este tipo de protecciones se presentan las siguientes desventajas:

- Baja selectividad ante elevadas corrientes de cortocircuito.
- Poca capacidad de discriminación de fallas ubicadas en distintos puntos, debido a que la impedancia que los separa es pequeña en comparación a la que se tiene en dirección a la fuente.

Para el ejemplo de coordinación por escalonamiento del relé de sobrecorriente se toma el circuito de la Figura 2.16, en el cual ocurren distintas fallas en distintos puntos. Cada falla ocurre de manera independiente por lo cual no existe una condición de simultaneidad.

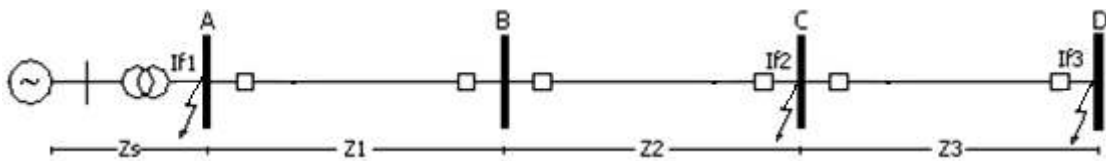


Figura 2.16. Efecto de impedancias ante un cortocircuito [11]

Para este caso, la corriente de cortocircuito que medirá el relé de sobrecorriente depende de la impedancia involucrada dentro de la zona de influencia, tomada desde el punto donde ocurre la falla hacia la fuente.

De las fallas ubicadas en el circuito de la Figura 2.16 se tienen las siguientes corrientes de cortocircuitos:

$$I_{f1} = \frac{\text{Voltaje de generación}}{Z_S}$$

Ecuación 2.1. Corriente de falla en el punto 1

$$I_{f2} = \frac{\text{Voltaje de generación}}{Z_S + Z_1 + Z_2}$$

Ecuación 2.2. Corriente de falla en el punto 2

$$I_{f3} = \frac{\text{Voltaje de generación}}{Z_S + Z_1 + Z_2 + Z_3}$$

Ecuación 2.3. Corriente de falla en el punto 3

Donde:

- Z_5 : impedancia de generación
- Z_1 : impedancia de la línea ubicada entre la S/E A y la S/E B
- Z_2 : impedancia de la línea ubicada entre la S/E B y la S/E C
- Z_3 : impedancia de la línea ubicada entre la S/E C y la S/E D

Para la utilización de este método se debe considerar que, si las condiciones de falla y sus niveles de corriente son similares en todo el sistema de potencia, su coordinación se hace imposible de realizar, así también, cuando se tengan cortocircuitos cercanos a un mismo interruptor de potencia cuyos valores de corriente de cortocircuito sean iguales.

Este tipo de protección de sobrecorriente es utilizada cuando existen otros tipos de protecciones en operación protegiendo al mismo equipo/elemento, es decir, no pueden actuar como la única protección de sobrecorriente. Esto debido a los ajustes permitidos dentro de esta protección, dándose el caso de obtener errores de operación al momento de ajustar el relé bajo condiciones de falla mínima en donde la apertura del interruptor se daría de manera equivocada si las corrientes de cortocircuito aumentan. A su vez, si se da un ajuste bajo condiciones de falla máxima puede que el relé no opere de manera adecuada a medida que se den corrientes de cortocircuito más bajas.

- **Relés de sobrecorriente de tiempo definido**

El relé de sobrecorriente de tiempo definido que se muestra en la Figura 2.15 (b) es aplicado cuando se tienen diferentes valores de corriente de falla, los cuales obligan a realizar ajustes variables en los tiempos de operación del relé. El ajuste de este tipo de protecciones se da de tal manera que para eventuales fallas en el sistema, los interruptores de potencia que se encuentran ubicados lo más cerca al punto de la falla operen primero y en tiempos sumamente cortos. En consecuencia, a la detección de las corrientes de falla en el sistema de potencia, se ajustan los demás relés de sobrecorriente de tiempo definido ubicados aguas arriba (hacia la fuente), considerando que estos operen en tiempos mayores a los establecidos para aquellos ubicados más cerca de la falla. Es decir, el tiempo de operación del relé es proporcional a la distancia entre el relé y el punto donde ocurre la falla, provocando que la operación de los relés sea más selectiva. Este tipo de coordinación es llamado escalonamiento de tiempo.

Para este tipo de protecciones se considera el ajuste de un tap de corriente y un dial. El primero de estos se ajusta con la finalidad de seleccionar la corriente de arranque del relé,

mientras que el dial se ajusta con el objetivo de establecer con exactitud el tiempo al cual operara el relé [21].

- **Relés de sobrecorriente de tiempo inverso**

En la curva característica de operación del relé de sobrecorriente de tiempo inverso que se muestra en la Figura 2.15 (c) se observa el tiempo de operación del relé es inversamente proporcional a la corriente de cortocircuito medida. La ventaja principal de este tipo de protección es que cuentan con una selectividad en la operación adecuada, ya que pese a tener elevadas corrientes de cortocircuito cerca a la fuente de generación, los tiempos de operación son muy cortos, asegurando que los equipos/elementos del sistema no sufran daño alguno. La curva característica de operación de este tipo de relés depende de la velocidad de operación necesaria en el ajuste de las protecciones del sistema de potencia. Las curvas de operación de este tipo de relé son: inversa, moderadamente inversa, muy inversa, y extremadamente inversa [21].

2.6.3 Relé de distancia

Son usualmente utilizados para la protección de líneas de transmisión debido a: su principio de medición simple, a los respaldos que se pueden crear, y a los pocos requerimientos al momento de establecer una comunicación entre los relés que protegen la línea de transmisión. Además, son protecciones muy utilizadas debido a su operación en tiempos sumamente cortos, cumpliendo con los requerimientos de velocidad y confiabilidad que necesita el sistema para evitar desconexiones de zonas de carga importantes o posibles estados de inestabilidad [22].

El nombre de esta protección proviene de su característica de operación, la cual responde a la distancia desde el relé al punto donde ocurre la falla en la línea de transmisión. Para que esto sea posible se considera que la impedancia por kilómetro de la línea sea constante.

Este tipo de protecciones puede diferenciar fallas que ocurren en diferentes lugares del sistema, debido a la impedancia que el relé pueda medir. Dicha impedancia es calculada por el relé al momento en que éste compara la corriente de cortocircuito generada por la falla con el voltaje en donde se encuentra ubicado el relé. Por lo que, la impedancia es medida desde la locación del relé hasta el punto donde ocurre la falla, independientemente de las variaciones de las magnitudes de corriente y voltaje de la línea de transmisión, debido a la consideración de que el valor de la impedancia es fijo. A su vez, debido a las diferentes condiciones que se puedan dar durante una falla, sería recomendable ajustar el

relé de tal manera que éste no responda únicamente al parámetro de impedancia, sino que pueda responder a los parámetros de admitancia o reactancia en el punto donde se ubica la falla [11].

En algunas situaciones se reemplazan los relés de sobrecorriente por los de distancia debido a las siguientes razones [16]:

- Alta independencia del tipo de carga conectada al sistema.
- Fácil cálculo de sus ajustes y de su coordinación.
- Alta sensibilidad.
- Mayor cobertura de protección.
- Arreglo de la zona de protección sin considerar cambios en el sistema.

En la Figura 2.17 se muestra el esquema de un sistema de potencia en el cual se tiene un relé de distancia ubicado en la subestación A, el cual mide el voltaje y corriente de la línea con la finalidad de obtener la impedancia $Z = V/I$. Ocurren de manera no simultánea dos fallas en distintos lugares del sistema de potencia, por lo que se calcula por parte del relé una impedancia para cada una de las fallas. Para la falla F1 el relé calcula una impedancia $Z = Z_{AF1}$ y para la falla F2 se obtiene una impedancia $Z = Z_{AB} + Z_{BF2}$. El valor obtenido de impedancia tanto para la falla F1 como para la falla F2, se compara con la impedancia a la cual se ajusta el relé de distancia, si el valor medido es menor al valor ajustado el relé operará [11].

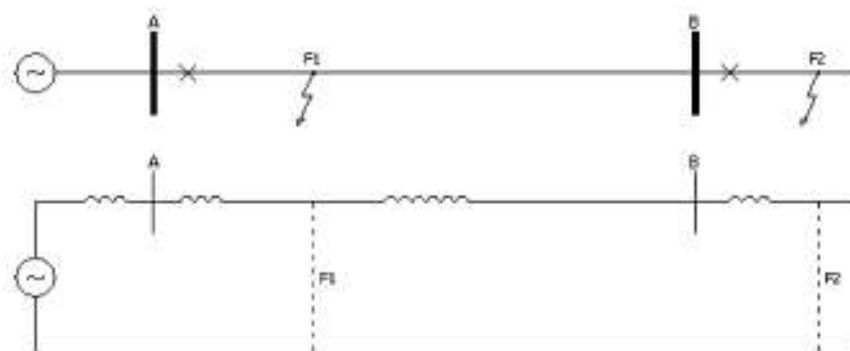


Figura 2.17. Fallas en distintos puntos de un sistema de potencia [11]

Durante una falla en un sistema de potencia se pueden generar resistencia de arco, las cuales pueden afectar el ajuste previo de la impedancia del relé, dicha resistencia se calcula como indica la Ecuación 2.4.

$$R_{arc} = \frac{28700 \times a}{I^{1.4}}$$

Ecuación 2.4. Resistencia de arco según Warrington [19]

Donde:

- R_{arc} : es la resistencia de arco medida en ohmios.
- a : es la longitud del arco en metros, determinada por la longitud del aislador ante fallas a tierra, o por la distancia entre fases durante una falla entre fases.
- I : es el módulo de la corriente de cortocircuito en amperios que pasa a través de la resistencia de falla.

Durante fallas con contacto a tierra, además de la impedancia de la línea, junto con posibles resistencias de arco, se debe sumar a este lazo de falla, la resistencia de la torre de transmisión. Por lo cual, la protección de distancia debe cubrir toda el área establecida por la línea de transmisión más las resistencias de falla mencionadas, como se indica en la Figura 2.18.

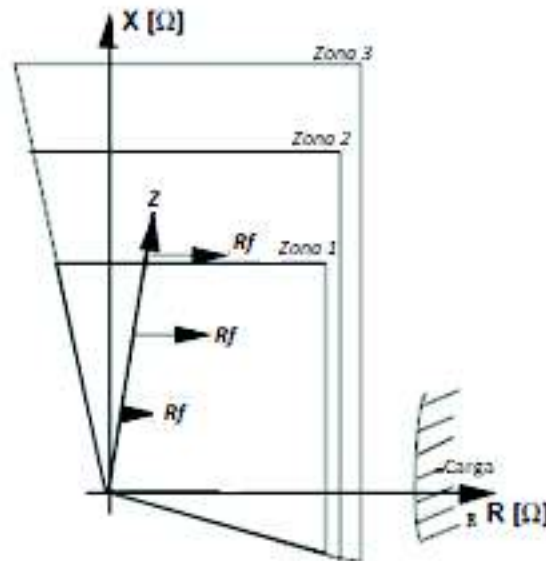


Figura 2.18. Zonas de protección de un relé de distancia [19]

La obtención de voltajes y corrientes adecuados para la operación de las protecciones de distancia, se da considerando la existencia de lazos de impedancia, de lazos de falla o de impedancias fase a tierra. Esta última es la más utilizada para el ajuste de los relés de distancia. En la Figura 2.19 se puede observar la medición de lazos de impedancia para distintas fallas.

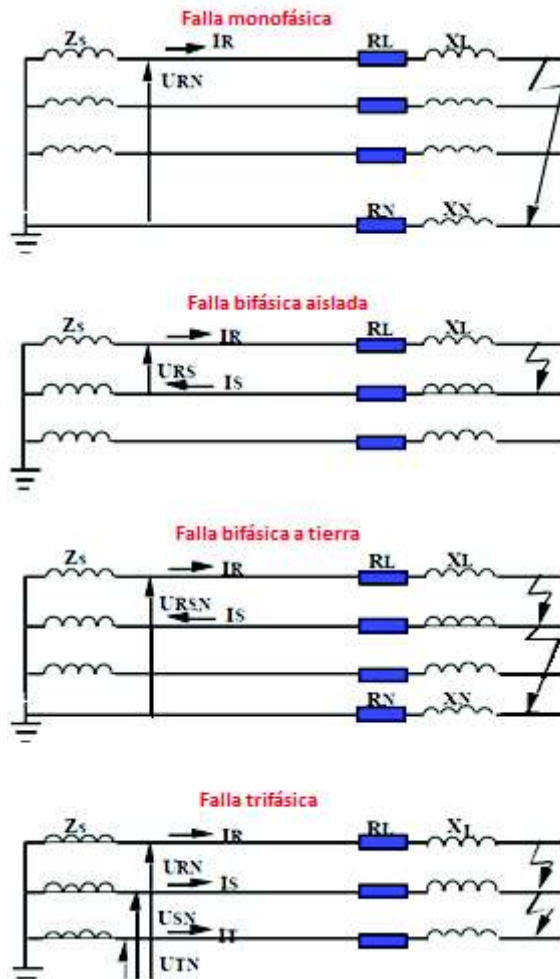


Figura 2.19. Medición de lazos de impedancia para distintas fallas [19]

Ante fallas que ocurren entre fases, el relé de distancia calcula la impedancia a través del voltaje de fase de las líneas de transmisión y la diferencia entre las corrientes de línea afectadas. Por lo que, la medición de impedancia por parte del relé es igual a la impedancia de secuencia positiva en el lugar donde ocurre la falla [19].

Para el caso en cual se dan corrientes de cortocircuito con contacto a tierra, la evaluación de la impedancia que medirá el relé, es más complicada que la determinada para fallas entre fases. Es por esto que, para el cálculo de la impedancia se utilizan las corrientes y voltajes de fase de la línea de transmisión, lo que conlleva a obtener una impedancia en función de la secuencia positiva y cero como se indica en la Ecuación 2.5.

$$\bar{V} = \bar{I}_1 \times \bar{Z}_1 + \bar{I}_2 \times \bar{Z}_2 + \bar{I}_0 \times \bar{Z}_0 \quad V$$

Ecuación 2.5. Voltaje medido en función de las secuencias de fase [19]

Donde:

- \bar{I}_1 : corriente de secuencia positiva.
- \bar{I}_2 : corriente de secuencia negativa.
- \bar{I}_0 : corriente de secuencia cero.
- \bar{Z}_1 : impedancia de secuencia positiva.
- \bar{Z}_2 : impedancia de secuencia negativa.
- \bar{Z}_0 : impedancia de secuencia cero.

Considerando que $\bar{Z}_1 = \bar{Z}_2$ se obtiene:

$$\bar{V} = \bar{I}_1 \times \bar{Z}_1 + \bar{I}_2 \times \bar{Z}_1 + \bar{I}_0 \times \bar{Z}_0$$

$$\bar{V} = \bar{Z}_1 \times (\bar{I}_0 + \bar{I}_1 + \bar{I}_2) - \bar{I}_0 \times \bar{Z}_1 + \bar{I}_0 \times \bar{Z}_0$$

$$\bar{I} = \bar{I}_0 + \bar{I}_1 + \bar{I}_2$$

$$\bar{V} = \bar{Z}_1 \times \bar{I} + \bar{I}_0 \times \bar{Z}_1 \times \left(\frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_1} - 1 \right)$$

$$\bar{V} = \bar{Z}_1 \times \bar{I} + \frac{\bar{I}_N}{3} \times \bar{Z}_1 \times \left(\frac{\bar{Z}_0}{\bar{Z}_1} - 1 \right)$$

La corriente utilizada para el ajuste del relé distancia es la corriente de fase más la corriente de neutro, esta última multiplicada por el factor K_N , el cual es un factor de compensación de la secuencia cero y es constante en la línea de transmisión al igual que el valor de la relación Z_0/Z_1 . El valor de este factor es el indicado en la Ecuación 2.6.

$$K_N = \frac{\bar{Z}_0 - \bar{Z}_1}{3 \times \bar{Z}_1}$$

Ecuación 2.6. Factor de compensación de la secuencia cero [19]

A partir de los argumentos establecidos se puede decir que el lazo total de impedancia producto de un lazo de falla a tierra, medido por el relé de distancia tiene el valor indicado en la Ecuación 2.7.

$$\bar{Z}_{total} = (1 + \bar{K}_N) \times \bar{Z}_1 \quad \Omega$$

Ecuación 2.7. Impedancia total producto de un lazo de falla a tierra [19]

- **Protección de distancia escalonada**

Para el ajuste de los relés de distancia es necesario definir la impedancia o alcance que tendrá la protección [19]. Para ello el relé de distancia cuenta con tres zonas de operación que son ajustadas según las siguientes especificaciones:

- Zona 1. – Se establece que su alcance sea hasta el 80% de la línea de transmisión protegida. El tiempo de operación para esta zona es de carácter instantáneo (debido a errores en los equipos de medición y en los tiempos de operación de los equipos mecánicos, el tiempo de operación no es exactamente instantáneo, pero si sumamente corto).
- Zona 2. - Su alcance está definido para cubrir el 120% de la línea de transmisión. Los tiempos de operación para esta zona varían entre 300 ms-400 ms.
- Zona 3. – El alcance esta zona está determinada para cubrir el 100% de la línea protegida más el 100% de la línea de transmisión adyacente más cercana. Los tiempos de operación en esta zona de protección se encuentran en el rango de 900 ms-1000 ms.

Existe una cuarta zona de operación en los relés de distancia, pero su aplicación se da únicamente en situaciones especiales. Su tiempo de operación está sobre los 1000 ms.

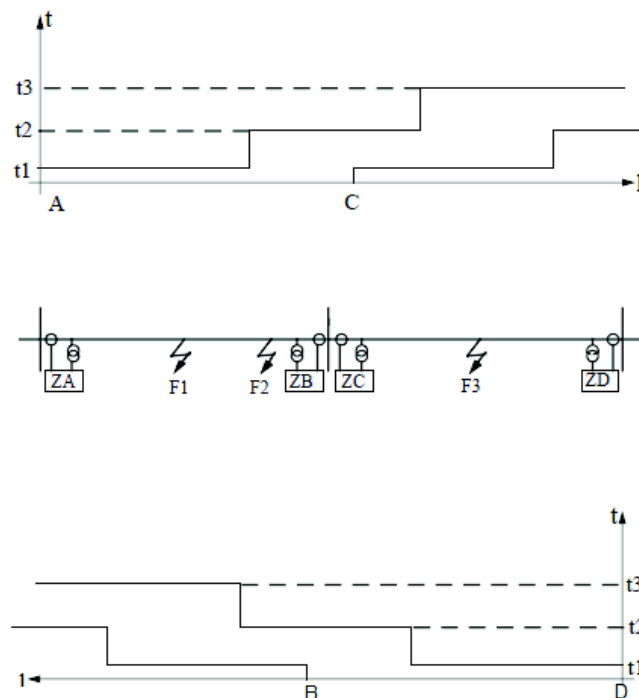


Figura 2.20. Zonas y tiempos de operación de relés de distancia ante una falla [19]

En la Figura 2.20 se observan las zonas y tiempos de operación de los relés de distancia ubicados en diferentes subestaciones de un sistema de potencia, ante una falla. En el caso de la falla F1 los relés de distancia que operarán instantáneamente son los ubicados en el punto A y B. Para el caso de la falla F2 se da la operación instantánea del relé de distancia ubicado en el punto B, mientras que aquel relé ubicado en el punto A también operará, pero en un tiempo mayor “ t_2 ”. Por último, en caso de darse la falla F3 los relés de distancia que operarán de manera instantánea son los ubicados en los puntos D y C. En el caso de que no operarán ninguno de estos relés, entraría en operación el relé ubicado en el punto A en un tiempo mucho mayor “ t_3 ”.

- **Relés de distancia según sus características en el plano R-X**

La clasificación de los relés de distancia según sus características en el diagrama R-X es la siguiente:

- **Relé de impedancia.** – Son aquellos que no toman en consideración el ángulo de fase que existe entre la corriente medida con el voltaje, por lo que su característica de operación dentro del diagrama R-X es una circunferencia cuyo centro es el origen del eje de coordenadas. En la Figura 2.21 se observa la característica de operación del relé de impedancia en el diagrama R-X.

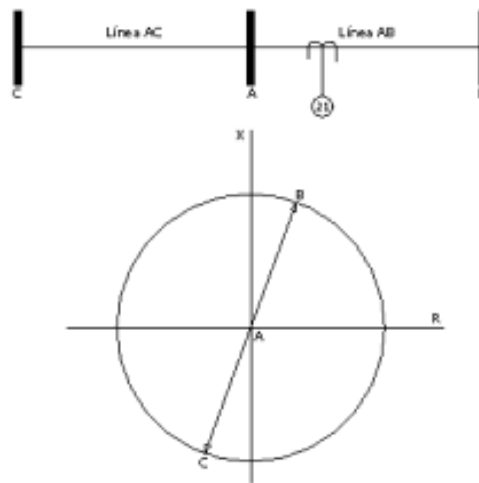


Figura 2.21. Característica de operación del relé de impedancia en el diagrama R-X [11]

- **Relé direccional.** – Este tipo de elementos operan al momento en que la impedancia medida se encuentra en la mitad del diagrama R-X como se muestra en la Figura 2.22. En conjunto con este tipo de relé se utilizan los relés de impedancia con la finalidad de limitar la zona de operación del relé en forma de un semi-círculo.

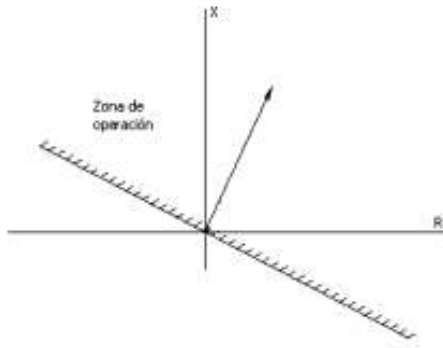


Figura 2.22. Característica de operación del relé direccional en el diagrama R-X [11]

- **Relé de reactancia.** – Para este tipo de relé se establece un alcance definido en los valores de reactancia del diagrama R-X, debido a que su diseño mide solamente la parte reactiva de la impedancia de la línea de transmisión. En la Figura 2.23 se observa la característica de operación de este relé en el diagrama R-X.

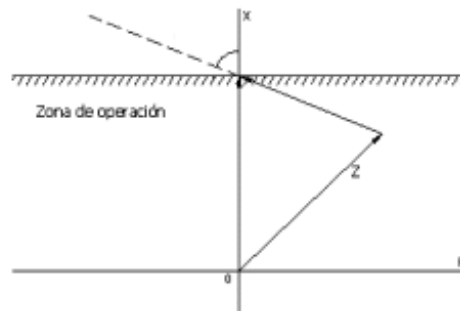


Figura 2.23. Característica de operación del relé de reactancia en el diagrama R-X [11]

- **Relé mho.** – Los relés tipo mho se caracterizan por combinar las propiedades de los relés direccionales y de los relés de impedancia, lo que origina que su principal característica sea la de detectar fallas en puntos dentro de la línea viendo hacia delante desde donde está ubicado el relé, como se indica en la Figura 2.24. A la vez, mediante la variación del ángulo del relé se puede cambiar el alcance (impedancia) del relé, para obtener mejores ajustes que determinen una operación más precisa.

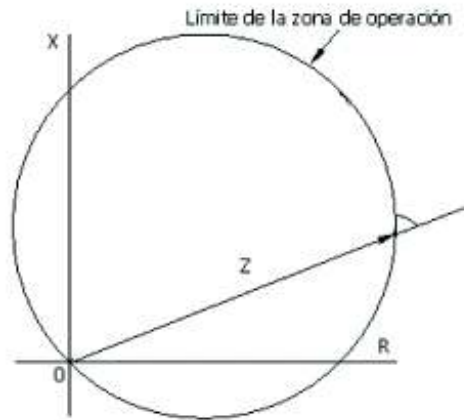


Figura 2.24. Característica de operación del relé mho en el diagrama R-X [11]

- **Relé mho completamente polarizado.** – Este tipo de relés se utiliza con la finalidad proteger las líneas de transmisión de manera más adecuada, extendiendo el alcance en el eje resistivo del diagrama R-X. Lo que permite la detección de fallas con resistencia de arco elevadas o con resistencias de arco más bajas de lo esperado. En la Figura 2.25 se observa la característica de operación de este relé en diagrama R-X.

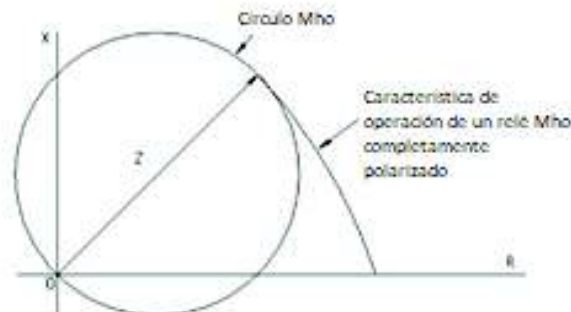


Figura 2.25. Característica de operación del relé mho completamente polarizado en el diagrama R-X [11]

- **Relé con características lenticulares.** – Este tipo de relés son parecidos al tipo mho, con la principal característica que permiten proteger líneas de transmisión de alta impedancia que transportan grandes cantidades de potencia. En la Figura 2.26 se puede observar la característica de operación de estos relés en el diagrama R-X.

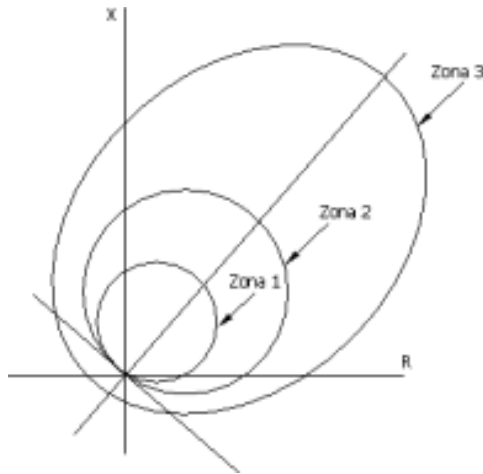


Figura 2.26. Característica de operación del relé con características lenticulares en el diagrama R-X [11]

- **Relé con características poligonales.** – Los relés de distancia de este tipo permiten abarcar una mayor extensión dentro del diagrama R-X, debido a la combinación que se realiza entre los tipos de relé: direccional, de resistencia y de reactancia. Esta característica, junto con la posibilidad de ajustar el alcance resistivo en la característica de operación del relé, permite la protección de líneas de transmisión cortas en donde es necesario cubrir las resistencias de falla existentes. En la Figura 2.27 se observa la característica de operación de este relé en el diagrama R-X.

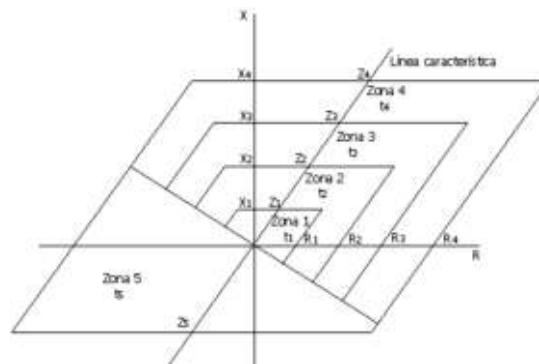


Figura 2.27. Característica de operación del relé con características poligonales en el diagrama R-X [11]

3. MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO A NIVEL DE 69 kV Y SU CONEXIÓN AL SNI

El Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) es un sistema aislado del Sistema Nacional Interconectado (SNI), de manera que, basa principalmente su generación eléctrica en el uso de combustibles fósiles, motivo por el cual el cambio parcial de su fuente energética es primordial. Este nuevo abastecimiento energético del cual dispondrá el SEIP, provendrá desde el SNI mediante la conexión que se llevará a cabo entre ambos sistemas.

Para modelar el Sistema Eléctrico Petrolero Interconectado, se establecieron las siguientes consideraciones:

- Un circuito de la línea de transmisión Jivino - Shushufindi de 230 kV de Transelectric EP quedará desconectado en ambas subestaciones, debido a que este circuito se energizará a 69 kV desde el patio de la S/E Jivino de Transelectric EP mediante una barra cuyo esquema es el de barra principal y barra de transferencia. Siendo este circuito, el que se conectará con la línea subterránea de 69 kV proveniente del SEIP.
- La línea subterránea proveniente de la S/E Shushufindi de 69 kV de Petroamazonas EP, es de doble circuito, y se conectará al circuito de la línea de transmisión Jivino - Shushufindi de Transelectric EP energizada a 69 kV en una estructura de retención GV58.

3.1 Descripción del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV

El Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero se encuentra ubicado en la región oriente del país, limitada geográficamente al norte por Colombia, al sur por la provincia de Pastaza, al este por las provincias de Carchi, Imbabura y Pichincha, y al oeste por Perú. Además, es importante destacar que la conexión del SEIP con el SNI se llevará a cabo en la provincia de Sucumbíos muy cerca de la ciudad de Shushufindi.

El SEIP forma parte del mapa de bloques petroleros de Ecuador. Los bloques petroleros en los cuales está ubicado el SEIP son los siguientes: bloque 15, bloque 18, bloque 56, bloque 57, bloque 60 y bloque 61, que se encuentran señalados en la Figura 3.1.

El SEIP es un sistema eléctrico aislado del SNI que alimenta principalmente maquinaria encargada del traslado de fluidos y procesos de bombeo. La fuente de energía primaria

que se utiliza en la generación eléctrica en este tipo de instalaciones son los combustibles fósiles. Debido a esto y los costos de operación que los mismos implican, Petroamazonas EP desde el año 2009 está implementando en sus instalaciones el programa “Optimización de la Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE)” [23]. Continuando con el desarrollo e implementación de este programa se lleva a cabo la actual implementación de la conexión del SEIP con el SNI, con el objetivo de obtener un cambio parcial de la fuente de energía que actualmente abastece la demanda de estas instalaciones petroleras, así como la de las comunidades que se encuentran dentro de la zona de influencia.

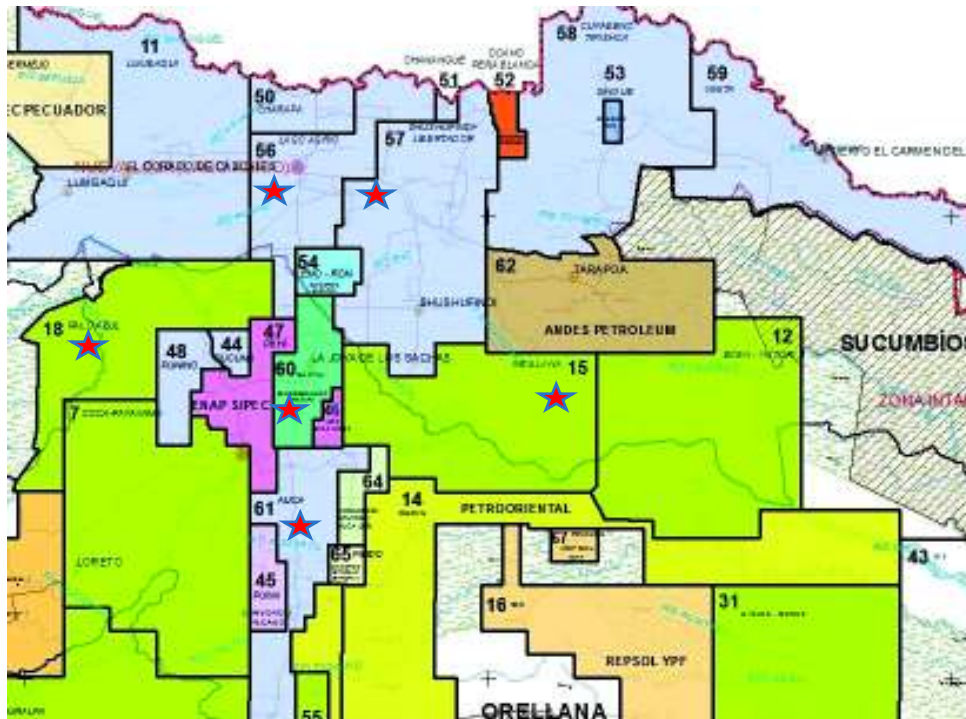


Figura 3.1. Mapa de bloques petroleros del Ecuador asociados al SEIP [24]

El diagrama unifilar de la Figura 3.2 indica la composición del SEIP a nivel de 69 kV, el mismo que se encuentra conformado por:

- Centrales térmicas de generación gas/crudo, crudo, gas y diésel.
- 10 líneas de subtransmisión aéreas de simple circuito de 69 kV.
- 2 líneas de subtransmisión subterráneas de simple circuito de 69 kV.
- 12 subestaciones de 69/13.8 kV.

La generación del SEIP en su totalidad proviene de su sistema de distribución a nivel de 13.8 kV, por lo que para la alimentación del sistema de subtransmisión de 69 kV se implementan transformadores elevadores. La potencia instalada total que alcanzan estos

transformadores de potencia es de 221.25 MVA, como se detalla en la Tabla 3.1, la misma que señala las diferentes subestaciones que forman parte del SEIP.

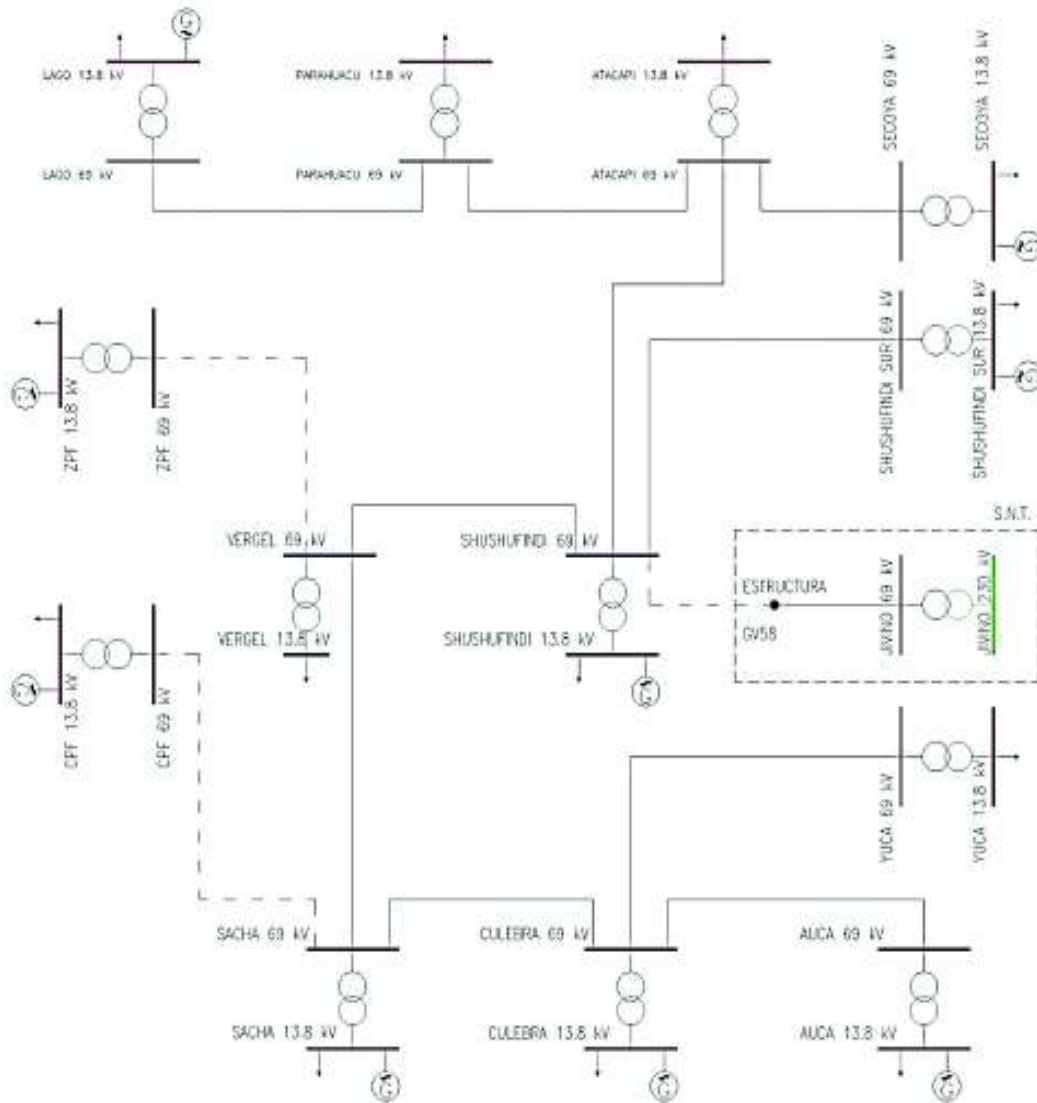


Figura 3.2. Diagrama unifilar del SEIP a nivel de 69 kV [25]

Tabla 3.1 Subestaciones y transformadores de potencia [25]

| Subestación 69 kV/13.8 kV | Transformadores de Potencia [MVA] |
|---------------------------|-----------------------------------|
| Lago Agrio | 6.25 |
| Parahuacu | 6.25 |
| Atacapi | 6.25 |
| Secoya | 15 |
| Shushufindi Central | 15 |

| | |
|-----------------|--------|
| Shushufindi Sur | 18.75 |
| ZPF | 20 |
| Vergel | 7.5 |
| Sacha | 15 |
| Sacha | 15 |
| | 20 |
| | 20 |
| CPF | 20 |
| | 20 |
| Culebra | 6.25 |
| Yuca | 6.25 |
| Auca Sur | 10 |
| TOTAL | 221.25 |

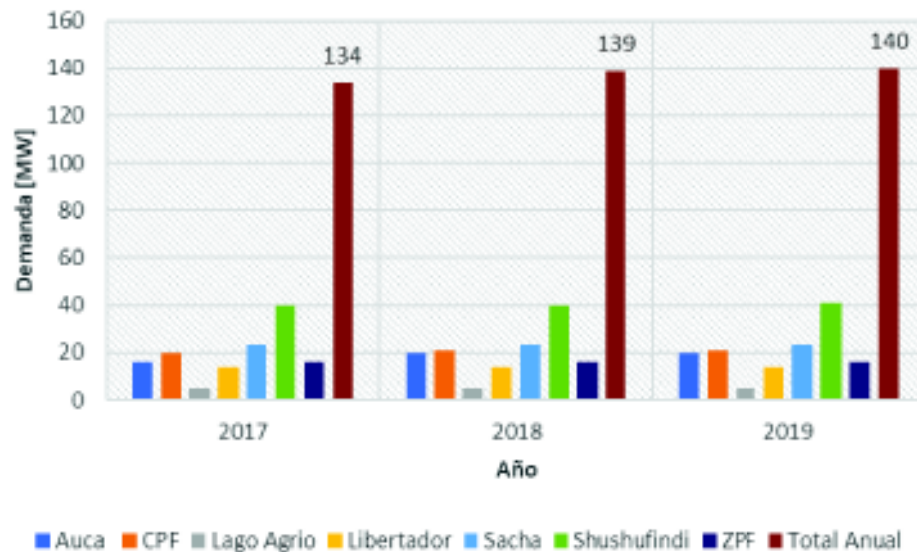


Figura 3.3. Demanda proyectada del SEIP [25]

En la Figura 3.3 se presentan las proyecciones de demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero hasta el año 2019, información proporcionada por parte de la empresa Petroamazonas EP. A su vez, en la Figura 3.4 se muestra el promedio de la potencia activa y reactiva que se importará cada año desde el SNI hacia el SEIP tanto en época lluviosa como en época de estiaje. Dichas mediciones se realizan desde la barra de 69 kV de la S/E Jivino de Transelectric EP. Como se observa, la potencia promedio con la que empezará la conexión de ambos sistemas es de 34 MW y 4.5 Mvar. Para el año 2018

se estima un aumento en la demanda del SEIP en 4 MW por lo que la transferencia de potencia desde el SNI aumentará. En el año 2019 se proyecta la instalación en el SEIP de una nueva central de gas de 14 MW de potencia efectiva en conjunto con una variación leve de la demanda del SEIP, por lo cual, la transferencia de potencia desde el SNI al SEIP disminuirá.

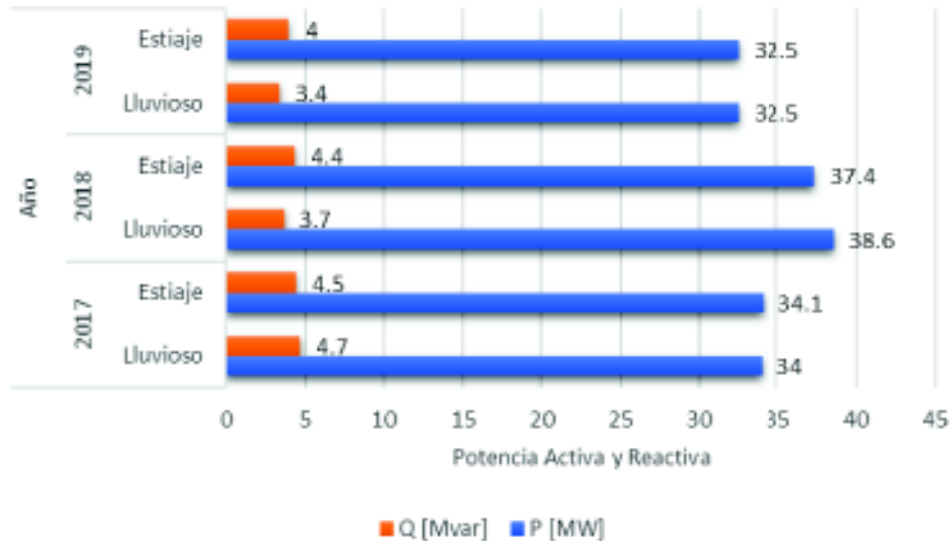


Figura 3.4. Proyección de la potencia promedio importada desde el SNI hacia el SEIP [25]

3.2 Modelación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV

3.2.1 Elementos modelados

- **Transformadores**

Basándose en la información proporcionada por la empresa Petroamazonas EP, se desarrolló el modelamiento en el programa computacional PowerFactory de los transformadores trifásicos de potencia que son parte del sistema de subtransmisión del SEIP, como se muestra en la Tabla 3.2. A su vez en la Tabla 3.2 se observan los taps a los cuales se encuentran ajustados dichos transformadores de potencia.

Tabla 3.2 Transformadores de potencia del sistema de subtransmisión del SEIP [25]

| Subestación | Nombre | HZ | MVA | MV [kV] | HV [kV] | Voltaje c.c [%] | Pérdidas CU [kW] |
|-------------|-----------|----|------|---------|---------|-----------------|------------------|
| Lago Agrio | LGA-TR-01 | 60 | 6.25 | 13.8 | 69 | 5.093 | 32.7 |
| Parahuacu | PRH-TR-07 | 60 | 6.25 | 13.8 | 69 | 5.6 | 32.7 |

| | | | | | | | |
|--|---------------|----|-------|------|----|-------|-------|
| Atacapi | ATC-TR-07 | 60 | 6.25 | 13.8 | 69 | 5.6 | 32.7 |
| Secoya | SCY-SPT-012 | 60 | 15 | 13.8 | 69 | 7.98 | 78.53 |
| Shushufindi Central | SHS-TR-14 | 60 | 15 | 13.8 | 69 | 7.98 | 78.53 |
| Shushufindi Sur | SSP-TR-01 | 60 | 18.75 | 13.8 | 69 | 8 | 0 |
| ZPF | ZPF-SPT-90301 | 60 | 20 | 13.8 | 69 | 8.5 | 95 |
| Vergel | VRG-TR-01 | 60 | 7.5 | 13.8 | 69 | 8.5 | 69 |
| Sacha | SAC-TR-020 | 60 | 15 | 13.8 | 69 | 8.91 | 0 |
| | SAC-TR-021 | 60 | 15 | 13.8 | 69 | 8.91 | 0 |
| | SAC-TR-022 | 60 | 20 | 13.8 | 69 | 8.08 | 0 |
| | SAC-TR-023 | 60 | 20 | 13.8 | 69 | 8.08 | 0 |
| CPF | CPF-XFM-149 | 60 | 20 | 13.8 | 69 | 8.08 | 0 |
| | CPF-XFM-150 | 60 | 20 | 13.8 | 69 | 8.08 | 0 |
| Culebra | CLB-TR-100 | 60 | 6.25 | 13.8 | 69 | 5.05 | 15 |
| Yuca | YCA-TR-01 | 60 | 6.25 | 13.8 | 69 | 5.093 | 32.7 |
| Auca Sur | ACS-TR-01 | 60 | 10 | 13.8 | 69 | 7.54 | 30. |
| <p>Nota:</p> <ul style="list-style-type: none"> • MV: (Medium voltage) en español medio voltaje. • HV: (High voltage) en español alto voltaje. • C.C: cortocircuito | | | | | | | |

Tabla 3.3 Tap de los transformadores de potencia del sistema de subtransmisión del SEIP [25]

| Subestación | Nombre | Grupo de conexión | %Voltaje /tap | Tap neutral | Tap mín. | Tap máx. | Posición del tap |
|---------------------|-------------|-------------------|---------------|-------------|----------|----------|------------------|
| Lago Agrio | LGA TR01 | YND1 | 1 | 0 | -5 | 5 | 4 |
| Parahuacu | PRH-TR-07 | DYN11 | 1 | 0 | -5 | 5 | 0 |
| Atacapi | ATC-TR-07 | DYN11 | 1 | 0 | -5 | 5 | 0 |
| Secoya | SCY-SPT-012 | YND11 | 0.909 | 0 | -11 | 11 | 0 |
| Shushufindi Central | SHS-TR-14 | YND11 | 0.909 | 0 | -11 | 11 | 1 |

| | | | | | | | |
|-----------------|---------------|-------|-------|---|-----|----|----|
| Shushufindi Sur | SSP-TR-01 | DYN11 | 0.9 | 0 | -11 | 11 | 3 |
| ZPF | ZPF-SPT-90301 | YND1 | 0.9 | 0 | -11 | 11 | 0 |
| Vergel | VRG-TR-01 | DYN0 | 0.625 | 0 | -16 | 16 | 0 |
| Sacha | SAC-TR-020 | YND11 | 0.625 | 0 | -16 | 16 | 0 |
| | SAC-TR-021 | YND11 | 0.625 | 0 | -16 | 16 | 0 |
| | SAC-TR-022 | YND11 | 0.625 | 0 | -16 | 16 | 0 |
| | SAC-TR-023 | YND11 | 0.625 | 0 | -16 | 16 | 0 |
| CPF | CPF-XFM-149 | YND1 | 0.625 | 0 | -16 | 16 | 0 |
| | CPF-XFM-150 | YND1 | 0.625 | 0 | -16 | 16 | 0 |
| Culebra | CLB-TR-100 | YND1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Yuca | YCA-TR-01 | YND1 | 1 | 0 | -5 | 5 | 0 |
| Auca Sur | ACS-TR-01 | YND11 | 0.625 | 0 | -16 | 16 | -5 |

- **Líneas de subtransmisión**

De acuerdo a la información otorgada por la empresa Petroamazonas EP se determinó la utilización de los conductores que indica la Tabla 3.4 y los cables que indica la Tabla 3.5 para las líneas de subtransmisión del SEIP (ver Anexo 1).

Tabla 3.4 Datos técnicos de los conductores de fase y tierra del sistema de subtransmisión del SEIP [25]

| Conductor | | kV | kA | Fases | Hz | Resistencia DC [Ω /km] | GMR [mm] | Diámetro [mm] |
|------------------|--------|-----|-------|-------|----|-----------------------------------|-------------|------------------|
| 4/0 ACSR PENGUIN | Fase | 69 | 0.36 | 3 | 60 | 0.2677 | 5.182 | 14.3 |
| RAVEN | Tierra | 69 | 0.255 | 1 | 60 | 0.1016 | 3.658 | 10.11 |
| OPGW | Tierra | 138 | 40 | 1 | 60 | 0.585 | 4.11 | 11.8 |

Tabla 3.5 Datos técnicos de los cables del sistema de subtransmisión del SEIP [25]

| Cable | kV | kA | Fases | Hz | Cable/ OHL | R' [Ω /km] | R0' [Ω /km] | X' [Ω /km] | X0' [Ω /km] |
|-------|----|------|-------|----|---------------|-----------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|
| Quail | 15 | 0.27 | 3 | 60 | OHL | 0.43885 | 0.78091 | 0.51874 | 1.4087 |

| | | | | | | | | | |
|--|-----|-------|---|----|-------|---------|--------|---------|---------|
| 500MCM | 69 | 0.236 | 3 | 60 | Cable | 0.16072 | 0.2296 | 0.17796 | 0.11808 |
| ACAR 750 | 220 | 1.238 | 3 | 60 | OHL | 0.0702 | 0.314 | 0.367 | 1.52 |
| Nota: | | | | | | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> OHL: (Overhead line) en español línea aérea. | | | | | | | | | |

- Equipos de compensación**

Partiendo de la información proporcionada por la empresa Petroamazonas EP, se constató la existencia de equipos de compensación para ciertas líneas de subtransmisión del SEIP, como indica la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Equipos de compensación de las líneas de subtransmisión del SEIP [25]

| Nombre | Voltaje [kV] | Tipo | Tecnología | Max. No. de pasos | Actual No. de paso | Potencia Reactiva [Mvar] |
|---|--------------|------|------------|-------------------|--------------------|--------------------------|
| VER-REA-01 | 72.5 | R-L | 3PH-YN | 1 | 1 | 2.5 |
| ZPF-REA-02 | 72.5 | R-L | 3PH-YN | 1 | 1 | 2.5 |
| SAC-REA-01 | 72.5 | R-L | 3PH-YN | 1 | 1 | 5 |
| CPF-RE-01 | 72.5 | R-L | 3PH-YN | 1 | 1 | 5 |
| Nota: | | | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> R-L: representación de equipos de compensación reactivos “reactores” (resistencia-inductancia). | | | | | | |

- Torres de subtransmisión**

En base a la información proporcionada por la empresa Petroamazonas EP, se pudo constatar la existencia de cuatro tipos de estructuras (ver Anexo 1) en el sistema de subtransmisión del SEIP, cuyas coordenadas estructurales se indican la Tabla 3.7, Tabla 3.8, Tabla 3.9 y Tabla 3.10.

Tabla 3.7 Coordenadas de la estructura de suspensión normal [25]

| Conductor/cable | Coordenadas | |
|-----------------|-------------|-------|
| | X [m] | Y [m] |
| Fase A | 3.5 | 11.75 |
| Fase B | 0 | 11.75 |

| | | |
|--------|-------|-------|
| Fase C | -3.5 | 11.75 |
| Tierra | 1.75 | 13.5 |
| Tierra | -1.75 | 13.5 |

Tabla 3.8 Coordenadas de estructura especial 1 [25]

| Conductor/cable | Coordenadas | |
|-----------------|-------------|-------|
| | X [m] | Y [m] |
| Fase A | 0 | 12.75 |
| Fase B | 4 | 12.75 |
| Fase C | 8 | 12.75 |
| Tierra | 2 | 14.75 |
| Tierra | 6 | 14.75 |

Tabla 3.9 Coordenadas de la estructura especial 2 [25]

| Conductor/cable | Coordenadas | |
|-----------------|-------------|-------|
| | X [m] | Y [m] |
| Fase A | 0 | 11.55 |
| Fase B | 4 | 11.55 |
| Fase C | 8 | 11.55 |
| Tierra | 2 | 14.75 |
| Tierra | 6 | 14.75 |

Tabla 3.10 Coordenadas de la estructura de retención [25]

| Conductor/cable | Coordenadas | |
|-----------------|-------------|-------|
| | X [m] | Y [m] |
| Fase A | 4 | 11.75 |
| Fase B | 0 | 11.75 |
| Fase C | -4 | 11.75 |
| Tierra | 2 | 13.75 |
| Tierra | -2 | 13.75 |

3.2.2 Resultados de la modelación del SEIP a nivel de 69 kV en condiciones operativas previo a la conexión con el SNI

El objetivo de la modelación del SEIP a nivel de 69 kV previo a la conexión con el SNI, fue obtener un esquema digital desarrollado en el programa computacional PowerFactory, en el cual, se pueda observar su operación eléctrica en condiciones normales y ante posibles perturbaciones en la red, en diferentes estados de demanda. La empresa Petroamazonas EP proporcionó la información de las subestaciones que actualmente se encuentran operando en el SEIP, así como, las especificaciones de los equipos y cuáles de estos se encuentran operando o están fuera de servicio en dichas subestaciones.

Las subestaciones del SEIP fueron conectadas entre sí según las especificaciones de la empresa Petroamazonas EP; una vez realizado esto, se procedió a la conexión de dichas subestaciones con el sistema de subtransmisión del SEIP a nivel de 69 kV, logrando de esta manera tener el SEIP modelado en su totalidad. El resultado de la modelación del SEIP a nivel de 69 kV previo a la conexión con el SNI se observa en la Figura 3.5.

3.3 Modelación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV considerando la conexión con el SNI

Existen varios factores que se ven involucrados al momento de realizar la conexión del SEIP con el SNI como son: la línea de subtransmisión que se utilizará y en qué puntos de los sistemas se conectará, los generadores del SEIP que saldrán de servicio debido al nuevo suministro de energía otorgado por el SNI, así como la verificación de la operación adecuada del modelo del SEIP desarrollado en el programa computacional PowerFactory una vez realizada la conexión de ambos sistemas. Dicha modelación se realizó en los escenarios lluvioso y seco; cada uno de éstos en demanda máxima y mínima.

3.3.1 Línea de subtransmisión que conectará al SEIP con el SNI

La conexión del SEIP con el SNI tiene un limitante, siendo éste la capacidad de potencia que puede transmitir la línea de conexión que se implementará. Dicha línea de subtransmisión según la información proporcionada por Petroamazonas EP será capaz de transmitir 38 MW en condiciones normales de operación con una variación de más/menos 5 MW y 50 MW en condiciones de emergencia para suplir la demanda del SEIP. Por lo cual, se determinó que el SEIP ingresará al SNI como carga, pese a tener generación propia.

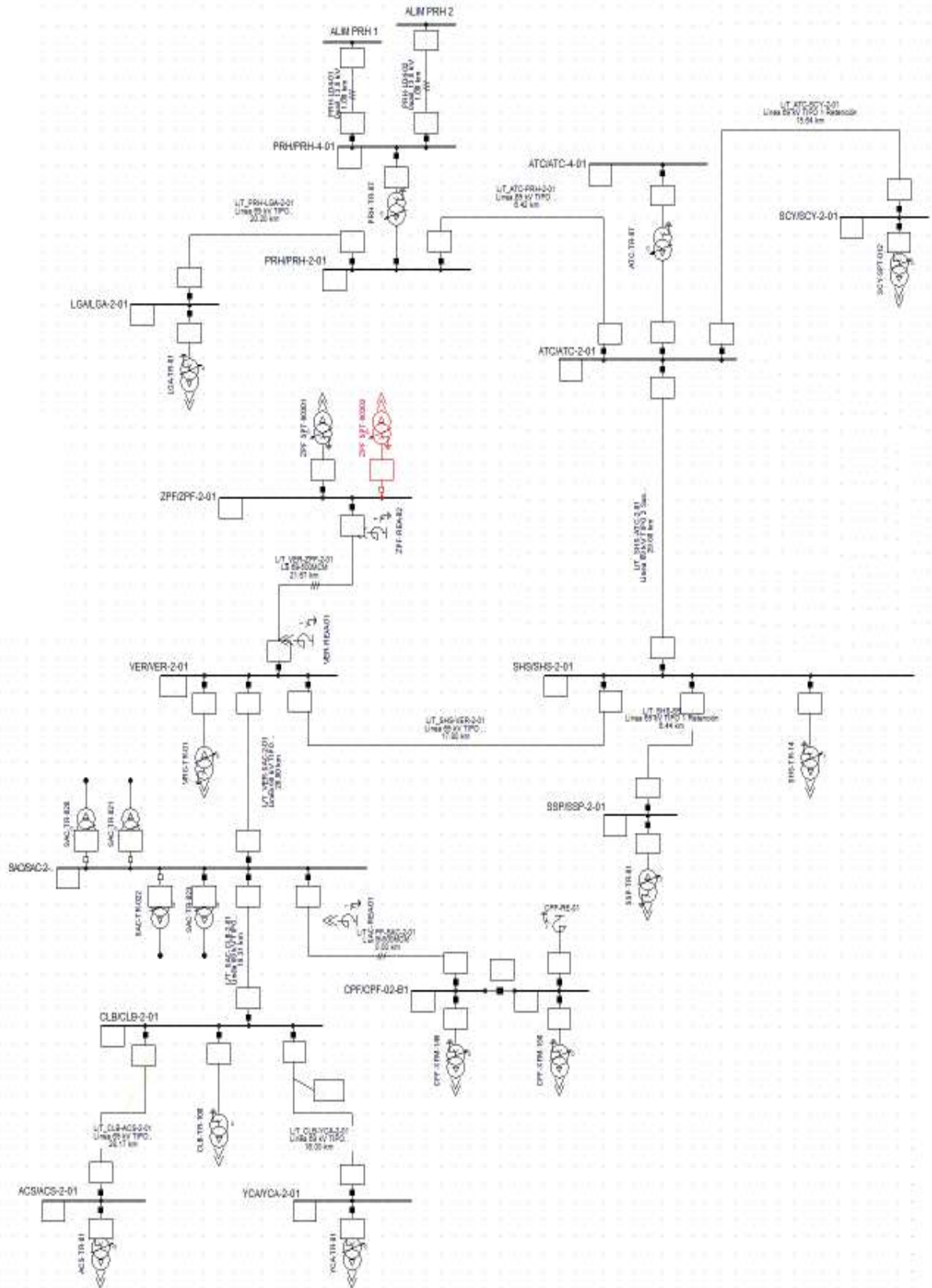


Figura 3.5. Modelación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV
 [Elaboración propia]

La línea de subtransmisión que se utilizará para conectar ambos sistemas consta de dos tramos: el primero consta de un circuito de la línea aérea de transmisión que conecta la S/E Jivino de Traselectric EP de 230 kV con la S/E Shushufindi de Traselectric EP de 230 kV. Este circuito quedará desconectado en ambas subestaciones para posteriormente ser energizado a 69 kV desde el patio de la S/E Jivino de Traselectric EP mediante una bahía con esquema de barra principal y barra de transferencia. El segundo tramo consta de la implementación de una línea de subtransmisión subterránea de 69 kV de doble circuito de aproximadamente 4 km de longitud que conectará la S/E Shushufindi Central de 69 kV de Petroamazonas EP con una estructura de retención GV58 de la línea Jivino – Shushufindi de Traselectric EP como se muestra en la Figura 3.6. Es importante señalar que la estructura GV58 está ubicada aproximadamente a 20 km de la S/E Jivino de 230 kV de Traselectric EP.

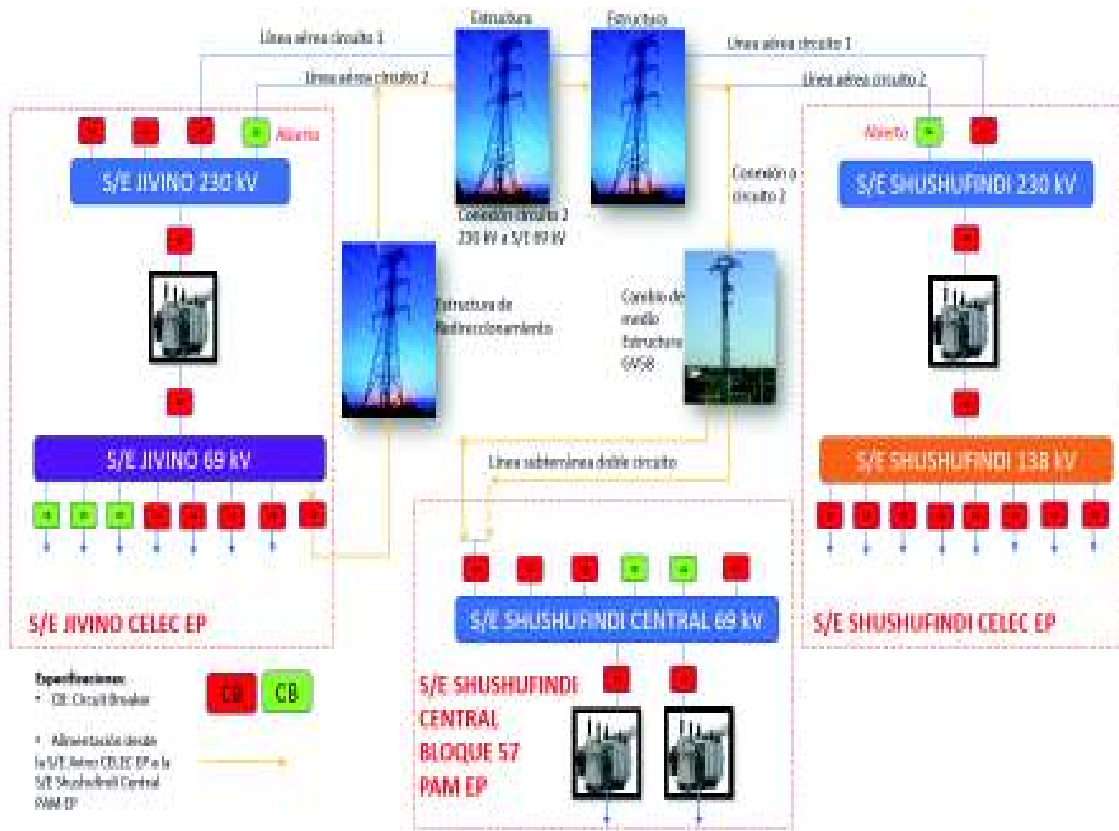


Figura 3.6. Conexión del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero con el SNI
[Elaboración propia]

En la Figura 3.6 es necesario acotar que los disyuntores de color verde son aquellos que se encuentran abiertos, mientras que aquellos de color rojo indican que los disyuntores se encuentran cerrados. A su vez, la línea de color anaranjado indica el trayecto de la

alimentación desde la S/E Jivino de Transelectric EP hacia la S/E Shushufindi Central de Petroamazonas EP.

Las características de los cables que se implementarán en la línea de subtransmisión subterránea que conectará a la S/E Shushufindi Central de 69 kV de PAM EP con la estructura de retención GV58 se pueden observar en la Tabla 3.11.

Tabla 3.11 Características eléctricas del cable que conectará al SEIP con el SNI [25]

| Fabricante | Aislamiento | Calibre [mm²] | I nominal [A] | R [Ω/km] | X [Ω/km] | C [uF/km] |
|--|--------------------|---------------------------------|----------------------|-----------------|-----------------|------------------|
| LS Cable | XLPE | 240 | 236 | 0.049 | 0.054 | 0.136 |
| Nota: <ul style="list-style-type: none"> • R: resistencia, X: reactancia inductiva, C: capacitancia | | | | | | |

3.3.2 Determinación de los generadores del SEIP que saldrán de servicio debido a la conexión con el SNI

Debido al nuevo abastecimiento de energía por parte del SNI hacia el SEIP, varios generadores del SEIP deberán colocarse fuera de servicio debido al cambio de fuente de energía, cumpliendo de esta manera con el objetivo de la empresa Petroamazonas EP, el cual busca la optimización de la generación eléctrica y eficiencia energética, en el reemplazo del uso de energía basada en combustibles fósiles, considerando tanto al aspecto ambiental como económico.

La manera en la que se determinó que generadores saldrían de servicio fue mediante la utilización del modelo del SEIP considerando la conexión al SNI realizada en el programa computacional PowerFactory. Por simulación se realizó el cálculo de un flujo óptimo de potencia, cuya función objetivo es la de minimizar costos de operación basándose en el tipo de generación que se tiene en el sistema (ver Anexo 2). Además, este cálculo contempla controles en el despacho de potencia activa y reactiva de los generadores, también considera: la máxima sobrecarga que se puede tener, los límites de la potencia activa y reactiva de los generadores y los límites de voltaje en las barras/terminales.

Una vez obtenidos los datos del cálculo del flujo óptimo de potencia, y en conjunto con la comparación con los datos obtenidos de un flujo de potencia previo a la conexión de ambos sistemas, se determinaron los generadores que deberán salir de servicio como se indica en la Tabla 3.12.

Tabla 3.12 Generadores del SEIP que saldrán de servicio debido a la conexión con el SNI

| Nombre generador | Subestación 69/13.8 kV | Combustible |
|-------------------------|-------------------------------|--------------------|
| DRG GEN-116 | Shushufindi | Diesel |
| DRG GEN-122 | Shushufindi | Diesel |
| DRG GEN-143 | Shushufindi | Diesel |
| GG CYE-001 | Yuca | Diesel |
| GG CYE-002 | Yuca | Diesel |
| GG-ACAI-001 | Auca | Diesel |
| GG-ACAI-002 | Auca | Diesel |
| GG-ACAI-003 | Auca | Diesel |
| GG-ACAI-004 | Auca | Diesel |
| SAC CEGEN-09 | CELEC Sacha | HFO |
| SAC CEGEN-11 | CELEC Sacha | HFO |
| SAC CEGEN-12 | CELEC Sacha | HFO |
| SCY CE-GEN1 | Libertador | Diesel |
| SCY CE-GEN3 | Libertador | Diesel |
| SCY CE-GEN4 | Libertador | Diesel |
| SCY WRT-03 | Libertador | Crudo |
| SHN MG-14001 | Shushufindi | Diesel |
| SHN MG-91302 | Shushufindi | Diesel |
| SHO GEN-110 | Shushufindi | Diesel |
| SHO GEN-117 | Shushufindi | Diesel |
| SHO GEN-140 | Shushufindi | Diesel |
| SHO GEN-141 | Shushufindi | Diesel |
| SHO GEN-157 | Shushufindi | Diesel |
| SHO GEN-158 | Shushufindi | Diesel |
| SHO MG-91303 | Shushufindi | Diesel |
| SS2_PwTrail_1 | SESA | Diesel |
| SSP JUS-01 | Shushufindi | Diesel |
| SSP JUS-02 | Shushufindi | Diesel |

| | | |
|------------|-------------|-----------|
| SSP JUS-03 | Shushufindi | Diesel |
| SSP JUS-04 | Shushufindi | Diesel |
| SSP JUS-05 | Shushufindi | Diesel |
| SSP JUS-06 | Shushufindi | Diesel |
| ZPF-TG1 | ZPF | Gas/Crudo |

El número total de generadores que saldrán de servicio son 33, los mismos que sumados aportan aproximadamente una potencia de 38 MW al SEIP. Esta potencia será suplantada por la proveniente del SNI mediante la línea de subtransmisión que conectará a ambos sistemas. Es importante señalar que los generadores que saldrían de servicio son los que tienen un costo de operación más elevado, tal es el caso de aquellos que usan como combustible el Diesel, el HFO y el Gas/Crudo. Con esto se cumple con lo establecido por la empresa Petroamazonas EP de obtener un sistema con un costo de operación más bajo, en conjunto con importantes reducciones acumuladas de CO_2 , que aproximadamente llegarán a los 15.2 millones de toneladas hasta el año 2025. Así también, se reducirán los niveles de ruido que afectan a las comunidades aledañas y a la vida silvestre [23].

3.3.3 Operación del modelo del SEIP a 69 kV conectado al SNI

Una vez establecida la conexión del SEIP con el SNI (ver Anexo 3), y conocida la potencia que transportará la línea de conexión, se realizó el cálculo de un flujo de potencia para establecer que los elementos/equipos del SEIP, del SNI y la línea de conexión entre ambos sistemas operan de manera adecuada. Realizada la simulación como se muestra en la Figura 3.7, se determinó que no existían sobrevoltajes o voltajes por debajo de lo permitido en las barras/terminales del sistema, ni tampoco existían sobrecargas debidas al nuevo estado de operación. Obteniendo así una conexión y operación estable entre ambos sistemas. Es importante señalar que esta modelación fue utilizada para el posterior estudio de cortocircuitos y la respectiva coordinación de protecciones establecidas por las nuevas condiciones de operación.

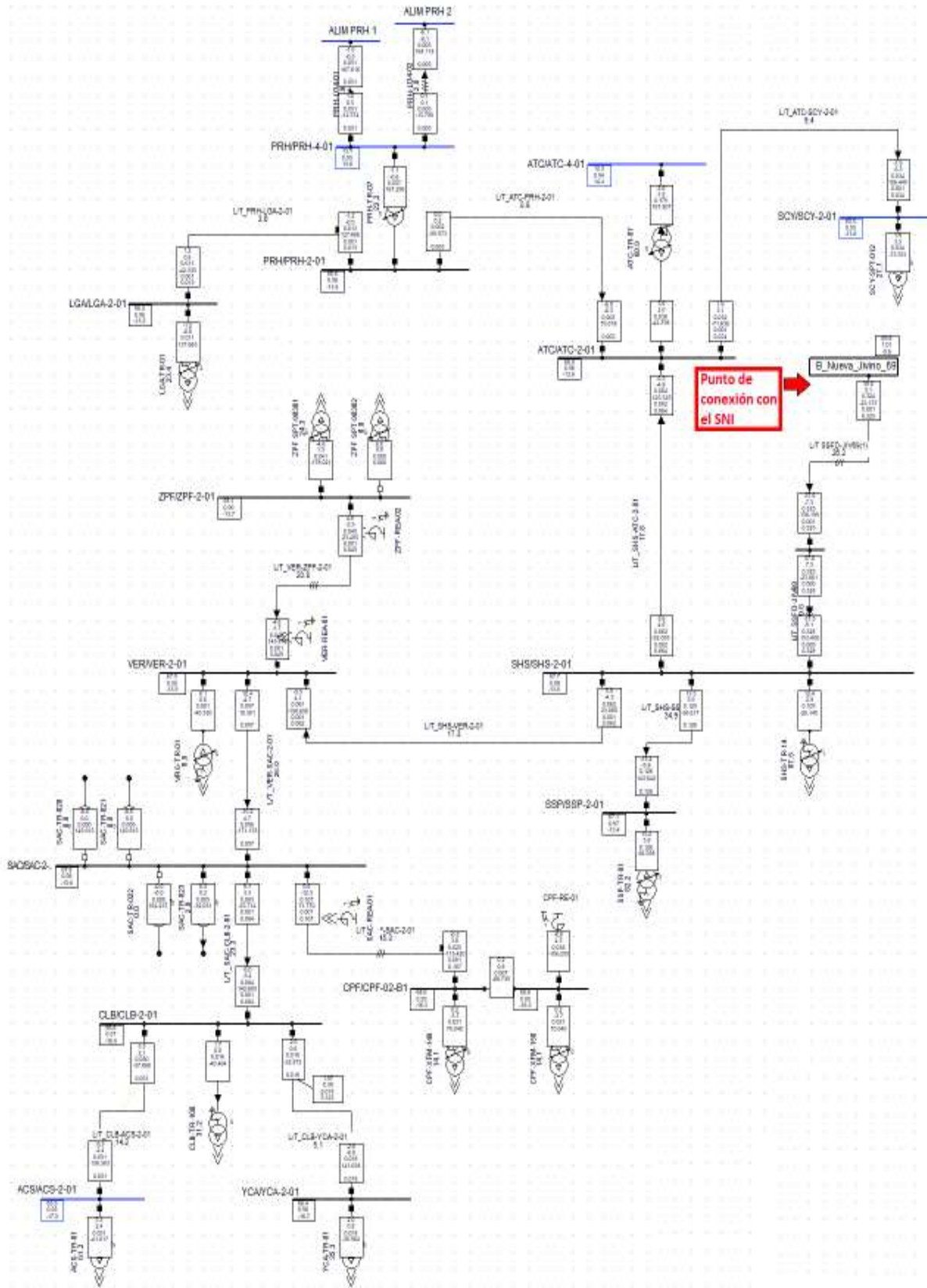


Figura 3.7. Modelo del SEIP a nivel de 69 kV conectado con el SNI [Elaboración propia]

3.4 Norma Internacional IEC 60909 (Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna)

Esta norma internacional es una de varias que se pueden aplicar en el cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. La metodología aplicada por esta norma establece la colocación de una fuente de voltaje equivalente en el punto donde se realiza o se produce el cortocircuito. Debido al método de análisis que esta norma aplica se establece un procedimiento práctico, general y claro, obteniéndose a partir de esta resultados muy confiables y precisos.

La aplicación de esta norma en el cálculo de las corrientes de cortocircuito en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV desarrollado en el programa computacional PowerFactory, fue debido al tipo de corrientes y otros parámetros que esta norma muestra como resultados una vez realizado el cálculo de corrientes de cortocircuito.

Dichos resultados son importantes para la realización del estudio de cortocircuitos del sistema en análisis; estudio el cual permitirá el ajuste y coordinación de los equipos de protección del SEIP.

En base a la norma mencionada, los parámetros y corrientes más importantes a ser considerados para el desarrollo de este trabajo son:

- Corriente de cortocircuito simétrica inicial I_k''
- Potencia de cortocircuito simétrica inicial S_k''
- Valor pico de la corriente de cortocircuito i_p
- Corriente de cortocircuito en estado estable I_{kss}
- Corriente de cortocircuito simétrica de corte I_b
- Potencia de cortocircuito simétrica de corte S_k
- Corriente de cortocircuito permanente I_k
- Corriente de cortocircuito térmica equivalente I_{th}

Como ejemplo del método de cálculo de corrientes de cortocircuito en el programa computacional PowerFactory, en la Figura 3.8 se observa una falla trifásica simulada en base a esta norma en la S/E Shushufindi Central de Petroamazonas EP a nivel del 69 kV, establecida la conexión entre el SEIP con el SNI. Los resultados de esta simulación se pueden ver en la Figura 3.9.

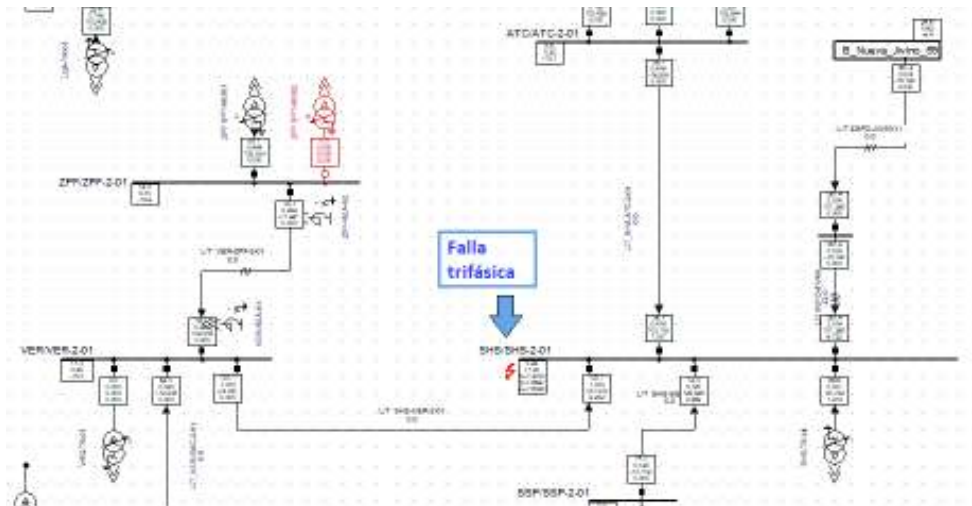


Figura 3.8. Simulación de un cortocircuito trifásico en la S/E Shushufindi a 69 kV del SEIP [Elaboración propia]

| Fault Locations with Feeders | | | | 3-Phase Short-Circuit / Min. Short-Circuit Currents | | | | | | | |
|---|---|---------------------------|------------------|---|---------|---------------|------------|-------------|------------|-------------|------|
| Short-Circuit Calculation / Method: IEC 60909 | | | | | | | | | | | |
| Asynchronous Motors Always Considered | Grid Identification Automatic | Short-Circuit Duration | | Break Time | 0.10 s | | | | | | |
| Decaying Aperiodic Component (idc) Using Method: B | Conductor Temperature User Defined: No | Fault Clearing Time (tch) | | 1.00 s | | | | | | | |
| | | c-Voltage Factor | | User Defined | No | | | | | | |
| Grid: SEIP ACTUAL | | System Stage: SEIP ACTUAL | | Annex: S_MAX_2017 / 1 | | | | | | | |
| rd.V. [kV] | Voltage [kV] | c- Factor | Sr* [MVA/MVA] | Ik* [kA/kA] | deg | Ip [kA/kA] | Ih [kA] | St [MVA] | Ix [kA] | Ith [kA] | |
| 69.00 | 0.00 | 0.00 | 1.00 | 630.35 MVA | 5.27 kA | -77.32 | 11.51 kA | 9.23 | 624.55 | 5.27 | 9.31 |
| | | | | 971.68 MVA | 8.11 kA | 101.33 | 6.79 kA | | | | |
| | | | | 56.48 MVA | 0.47 kA | 101.11 | 1.04 kA | | | | |
| | | | | 14.30 MVA | 0.12 kA | 122.85 | 0.26 kA | | | | |
| | | | | 123.11 MVA | 1.03 kA | 107.98 | 2.25 kA | | | | |
| | | | | 66.61 MVA | 0.56 kA | 96.79 | 1.22 kA | | | | |

Figura 3.9. Resultados de la simulación de la falla en la S/E Shushufindi a 69 kV del SEIP bajo la norma IEC 60909 [Elaboración propia]

3.5 Cortocircuitos en el Sistema Eléctrico Interconectado petrolero a nivel de 69 kV

Para el ajuste y coordinación de los equipos de protección del SEIP fue necesario obtener las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito de los equipos/elemento que lo conforman y que se encuentran modelados en cada uno de los estados de demanda de este sistema, así como de la nueva línea de subtransmisión que conectará al SEIP con el SNI, simulados en el programa computacional PowerFactory. Los cálculos para todas las corrientes de cortocircuito mencionadas se realizaron en base a la norma internacional IEC 60909 (ver Anexo 4).

Para conocer la variación del estado de operación del SEIP en condiciones de cortocircuito fue necesario calcular las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito del SEIP previo a su conexión con el SNI, así como al momento de establecerse dicha conexión a nivel de 69 kV.

3.5.1 Corrientes de cortocircuito del SEIP a nivel de 69 kV previo a la conexión con el SNI

De las corrientes máximas y mínimas de cortocircuito realizadas en las barras/terminales en este estado de operación del sistema en análisis, se obtuvieron los valores que se pueden observar en la Tabla 3.13 y la Tabla 3.14.

Tabla 3.13 Valores de corriente en estado estable “ I_{kss} ” en las barras del SEIP previo a la conexión con el SNI [Elaboración propia]

| Subestación 69 kV | Mínimas corrientes de C.C. [kA] | | Máximas corrientes de C.C. [kA] | |
|------------------------|------------------------------------|-------|------------------------------------|-------|
| | 3Ø | 1Ø-T | 3Ø | 1Ø-T |
| Lago Agrio | 1.262 | 1.379 | 1.434 | 1.562 |
| Parahuacu | 1.702 | 1.779 | 1.923 | 2.007 |
| Atacapi | 1.937 | 2.047 | 2.183 | 2.304 |
| Secoya | 1.675 | 1.852 | 1.893 | 2.087 |
| Shushufindi Central | 2.905 | 3.076 | 3.260 | 3.457 |
| Shushufindi Sur | 2.476 | 2.355 | 2.787 | 2.658 |
| ZPF | 2.447 | 2.796 | 2.782 | 3.191 |
| Vergel | 2.885 | 3.247 | 3.235 | 3.649 |
| Sacha | 2.526 | 3.191 | 2.846 | 3.613 |
| CPF | 2.134 | 2.743 | 2.431 | 3.134 |
| Culebra | 1.702 | 2.085 | 1.942 | 2.375 |
| Yuca | 1.258 | 1.485 | 1.446 | 1.700 |
| Auca Sur | 1.174 | 1.359 | 1.349 | 1.553 |

Tabla 3.14 Valores pico de las corrientes de cortocircuito “ i_p ” en las barras del SEIP previo a la conexión con el SNI [Elaboración propia]

| Subestación 69 kV | Mínimas corrientes de C.C [kA] | | Máximas corrientes de C.C [kA] | |
|------------------------|-----------------------------------|-------|-----------------------------------|-------|
| | 3Ø | 1Ø-T | 3Ø | 1Ø-T |
| Lago Agrio | 2.517 | 2.751 | 2.947 | 3.211 |
| Parahuacu | 3.455 | 3.612 | 4.028 | 4.204 |
| Atacapi | 4.027 | 4.256 | 4.668 | 4.926 |
| Secoya | 3.614 | 3.996 | 4.151 | 4.578 |
| Shushufindi Central | 6.178 | 6.540 | 7.143 | 7.577 |
| Shushufindi Sur | 5.070 | 4.823 | 5.907 | 5.633 |
| ZPF | 5.059 | 5.780 | 5.894 | 6.760 |
| Vergel | 5.973 | 6.724 | 6.948 | 7.837 |
| Sacha | 5.155 | 6.512 | 6.041 | 7.668 |
| CPF | 4.471 | 5.748 | 5.227 | 6.738 |
| Culebra | 3.294 | 4.035 | 3.917 | 4.789 |
| Yuca | 2.352 | 2.778 | 2.824 | 3.320 |
| Auca Sur | 2.258 | 2.613 | 2.689 | 3.097 |

3.5.2 Corrientes de cortocircuito del SEIP conectado a nivel de 69 kV con el SNI

Realizados los cálculos de las corrientes mínimas y máximas corrientes cortocircuito en el modelo del SEIP una vez conectado al SNI, se obtuvieron los resultados que se muestran en la Tabla 3.15 y la Tabla 3.16.

Tabla 3.15 Valores de corriente en estado estable " I_{kss} " en las barras del SEIP una vez conectado con el SNI [Elaboración propia]

| Subestación 69 kV | Mínimas corrientes de C.C. [kA] | | Máximas corrientes de C.C. [kA] | |
|----------------------|------------------------------------|------|------------------------------------|------|
| | 3Ø | 1Ø-T | 3Ø | 1Ø-T |
| Lago Agrio | 1.31 | 1.42 | 1.5 | 1.61 |
| Parahuacu | 1.81 | 1.87 | 2.06 | 2.12 |
| Atacapi | 2.09 | 2.17 | 2.38 | 2.46 |
| Secoya | 1.60 | 1.79 | 1.82 | 2.03 |

| | | | | |
|---------------------|------|------|------|------|
| Shushufindi Central | 5.27 | 5.04 | 5.89 | 5.64 |
| Shushufindi Sur | 3.60 | 3.15 | 4.06 | 3.56 |
| ZPF | 2.66 | 2.98 | 3.06 | 3.44 |
| Vergel | 3.39 | 3.68 | 3.82 | 4.15 |
| Sacha | 2.38 | 3.01 | 2.70 | 3.42 |
| CPF | 2.04 | 2.62 | 2.33 | 3.01 |
| Culebra | 1.51 | 1.88 | 1.72 | 2.14 |
| Yuca | 1.11 | 1.33 | 1.27 | 1.52 |
| Auca Sur | 1.02 | 1.21 | 1.17 | 1.38 |

Tabla 3.16 Valores pico de las corrientes de cortocircuito “ i_p ” en las barras del SEIP una vez conectado con el SNI [Elaboración propia]

| Subestación 69 kV | Mínimas corrientes de C.C [kA] | | Máximas corrientes de C.C [kA] | |
|----------------------|-----------------------------------|------|-----------------------------------|-------|
| | 3Ø | 1Ø-T | 3Ø | 1Ø-T |
| Lago Agrio | 2.54 | 2.76 | 3 | 3.23 |
| Parahuacu | 3.52 | 3.62 | 4.15 | 4.25 |
| Atacapi | 4.12 | 4.28 | 4.84 | 5.01 |
| Secoya | 3.19 | 3.57 | 3.74 | 4.16 |
| Shushufindi Central | 11.51 | 11 | 13.31 | 12.75 |
| Shushufindi Sur | 6.99 | 6.12 | 8.27 | 7.25 |
| ZPF | 5.24 | 5.87 | 6.19 | 6.95 |
| Vergel | 6.71 | 7.28 | 7.90 | 8.58 |
| Sacha | 4.63 | 5.84 | 5.48 | 6.94 |
| CPF | 4.24 | 5.46 | 4.98 | 6.42 |
| Culebra | 2.81 | 3.49 | 3.35 | 4.16 |
| Yuca | 1.98 | 2.39 | 2.38 | 2.86 |
| Auca Sur | 1.92 | 2.28 | 2.28 | 2.70 |

3.5.3 Análisis de la variación de las corrientes de cortocircuito en el Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero conectado con el SNI a nivel de 69 kV

De los datos obtenidos que se muestran en la Tabla 3.13, Tabla 3.14, Tabla 3.15, Tabla 3.16, se realizó una comparación de la cual se determinó que en la mayoría de barras del SEIP a nivel de 69 kV, los valores de las corrientes de cortocircuito incrementaron debido a la conexión que se realizó con el SNI. No obstante, ciertas barras del mismo sistema obtuvieron el efecto inverso (marcadas de color azul), disminuyendo sus valores de corrientes de cortocircuito.

Es importante señalar que la única barra con el aumento más significativo en el valor de las corrientes de cortocircuito fue la barra de la S/E Shushufindi Central de 69 kV, debido a que esta barra es el punto de conexión con el SNI.

3.6 Cálculo de la relación de transformación de los T/C's y de los T/P's del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV

Para el cálculo de la relación de transformación de los transformadores de corriente ubicados en el SEIP a nivel de 69 kV y de aquellos ubicados en la nueva línea de subtransmisión que conectará a este sistema con el SNI, fue necesario obtener el burden y las clases de precisión de dichos T/C's, información que fue proporcionada por la empresa Petroamazonas EP.

La clase de precisión de todos los T/C's del SEIP a nivel de 69 kV son del tipo 5P20 y el burden de los mismos es de 20 VA y de 25 VA.

Donde:

- 5: Error máximo porcentual
- P: Función de protección
- 20: Factor limitante de precisión (5% máximo de error a 20 veces la corriente nominal)

Establecido el índice de clase de los T/C's a utilizarse, fue necesaria la obtención de la corriente pico máxima de cortocircuito que pasará a través de dichos equipos considerando que el SEIP a nivel de 69 kV se encuentra conectado al SNI (ver Anexo 4). Para la obtención de esta corriente se simuló las siguientes fallas: monofásicas, trifásicas, bifásicas aisladas y bifásicas a tierra, en las barras del SEIP a nivel de 69 kV.

Para el cálculo del valor de la corriente que establecerá la nueva relación de transformación de los T/C's en el nuevo estado de operación del sistema, se procedió a dividir el valor de la corriente pico máxima seleccionada para el factor limitante de precisión de los T/C's. Es importante señalar que la corriente máxima que se seleccionó debe ser mayor a la corriente de demanda máxima de operación del sistema de todos los estados de demanda (Seco Máximo, Seco Mínimo, Lluvioso Máximo, Lluvioso Mínimo), evitando de esta manera errores en la medición de los equipos de protección.

Por este motivo se introdujo un factor de seguridad de 100 A (criterio propio), el cual fue sumado al valor de la corriente que medirán los T/C's en el nuevo estado de operación del sistema. El resultado obtenido de la nueva corriente debe estar estandarizado, por lo cual se aproxima al inmediato superior normalizado por cuestiones de seguridad [26].

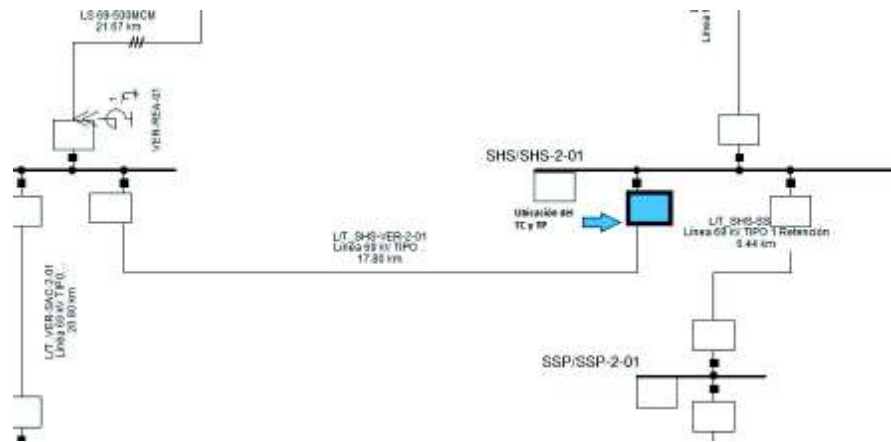


Figura 3.10. Ubicación del T/C y del T/P en el tramo Shushufindi-Vergel del SEIP a nivel de 69 kV [Elaboración propia]

Como ejemplo de cálculo de la relación de transformación de los T/C's se considera el tramo Shushufindi Central – Vergel del SEIP a 69 kV como se muestra en la Figura 3.10.

En la Tabla 3.17 se observan los resultados de la simulación de cortocircuitos, realizados en el tramo Shushufindi Central – Vergel, lugar donde se encuentra ubicado el T/C.

Tabla 3.17 Corrientes de cortocircuito pico obtenidas de la simulación en el tramo Shushufindi Central – Vergel [Elaboración propia]

| Resistencia de falla | Fallas simuladas | | | |
|----------------------|------------------|--------------|------------|--------------|
| | CC 3-Ø [A] | CC 1-Ø-g [A] | CC 2-Ø [A] | CC 2-Ø-g [A] |
| 0 | 2618 | 2823 | 2312 | 2818 |
| 10 | 1448 | 1598 | 1773 | 1548 |

| | | | | |
|----|-----|-----|------|-----|
| 20 | 868 | 967 | 1271 | 938 |
|----|-----|-----|------|-----|

Tomando como muestra el ejemplo anterior, se puede observar que el valor de corriente pico máxima es de 2823 A (resaltado de color azul). Partiendo de este valor se encuentra el valor de corriente que establecerá la nueva relación de transformación del T/C en el tramo señalado, como indica la Ecuación 3.1.

$$I = \frac{I \text{ pico máxima de cortocircuito}}{\text{factor limitante de precision}} + \text{factor de seguridad} \quad A$$

Ecuación 3.1. Corriente calculada para la determinación de la nueva relación de transformación del T/C en las nuevas condiciones de operación [27]

Obteniéndose el siguiente resultado:

$$I = \frac{2823}{20} + 100 = 241.15 \text{ A}$$

Estandarizando el resultado anterior, se calculó el valor de la corriente en 300 A.

Para la determinación de la corriente nominal que medirá el secundario del T/C, se tomó en consideración la corriente nominal de 5 A con la cual funcionan los T/C's del SEIP en la práctica. Obteniéndose como resultado la relación de transformación de 300/5 para este caso en particular.

En la Tabla 3.18 se puede observar el resultado del cálculo de la relación de transformación de todos los T/C's del SEIP conectado al SNI a nivel de 69 kV, basado en el procedimiento antes mencionado.

Tabla 3.18 Relación de transformación de los T/C's del SEIP conectado al SNI a nivel de 69 kV [Elaboración propia]

| Línea de subtransmisión | Barra | Bahía | RTC previo a la conexión | RTC realizada la conexión |
|-------------------------|--------------|------------|--------------------------|---------------------------|
| Lago Agrio-Parahuacu | LG/LGA-2-01 | Parahuacu | 100/5 | 300/5 |
| Parahuacu-Lago Agrio | PRH/PRH-2-01 | Lago Agrio | 200/5 | 200/5 |
| Parahuacu-Atacapi | PRH/PRH-2-01 | Atacapi | 200/5 | 300/5 |

| | | | | |
|--|---------------|-----------------|-------|-------|
| Atacapi-Parahuacu | ATC/ACT-2-01 | Parahuacu | 200/5 | 200/5 |
| Atacapi-Secoya | ATC/ACT-2-01 | Secoya | 200/5 | 200/5 |
| Atacapi-Shushufindi | ATC/ACT-2-01 | Shushufindi | 200/5 | 300/5 |
| Secoya-Atacapi | SCY/SCY-2-01 | Atacapi | 200/5 | 300/5 |
| Shushufindi-Atacapi | SHS/SHS-2-01 | Atacapi | 100/5 | 200/5 |
| Shushufindi-Vergel | SHS/SHS-2-01 | Vergel | 150/5 | 300/5 |
| Shushufindi-Shushufindi Sur | SHS/SHS-2-01 | Shushufindi Sur | 100/5 | 200/5 |
| Shushufindi Sur-Shushufindi | SSP/SSP-2-01 | Shushufindi | 200/5 | 600/5 |
| Vergel-Shushufindi | VER/VER-2-01 | Shushufindi | 300/5 | 400/5 |
| Vergel-ZPF | VER/VER-2-01 | ZPF | 300/5 | 300/5 |
| Vergel-Sacha | VER/VER-2-01 | Sacha | 300/5 | 300/5 |
| ZPF-Vergel | ZPF/ZPF-2-01 | Vergel | 300/5 | 400/5 |
| Sacha-Vergel | SAC/SAC-2-01 | Vergel | 200/5 | 300/5 |
| Sacha-Culebra | SAC/SAC-2-01 | Culebra | 200/5 | 200/5 |
| Sacha-CPF | SAC/SAC-2-01 | CPF | 200/5 | 300/5 |
| CPF-Sacha | CPF/CPF-02-B1 | Sacha | 250/5 | 300/5 |
| Culebra-Sacha | CLB/CLB-2-01 | Sacha | 100/5 | 300/5 |
| Culebra-Auca Sur | CLB/CLB-2-01 | Auca Sur | 200/5 | 200/5 |
| Culebra-Yuca | CLB/CLB-2-01 | Yuca | 200/5 | 200/5 |
| Auca Sur-Culebra | ACS/ACS-2-01 | Culebra | 200/5 | 200/5 |
| Yuca-Culebra | YCA/YCA-2-01 | Culebra | 100/5 | 300/5 |
| Línea de subtransmisión que conectará al SEIP con el SNI a nivel de 69 kV | | | | |
| Shushufindi-Jivino CELEC EP | SHS/SHS-2-01 | Jivino CELEC EP | - | 600/5 |
| Jivino CELEC EP-Shushufindi | JIVINO_69 | Shushufindi | - | 400/5 |
| Nota: | | | | |
| <ul style="list-style-type: none"> Las siglas mostradas en las barras corresponden a la S/E desde donde comienza el tramo en análisis. Por ejemplo (LGA = Lago Agrio) | | | | |

- RTC: Relación de transformación del T/C

Para el cálculo de la relación de transformación de los transformadores de potencial (RTP), se consideró el voltaje nominal de la barra al cual se encuentra conectado el T/P, como el valor que medirá el primario del equipo de protección. A su vez, la medición del secundario del T/P depende del voltaje de operación de los relés de protección modelados, por ende, se establece que dicho valor es de 110 V. Debido al alcance de este trabajo, todas las barras en análisis tienen un voltaje nominal de 69 kV, por lo que, la RTP es de 69000/110 V.

4. AJUSTE DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN DEL SEIP A NIVEL DE 69 kV CONECTADO AL SNI

El SEIP a nivel de 69 kV dispone de relés de protección en cada una de sus subestaciones para la protección de sus equipos primarios, así como para brindar la seguridad debida a los operadores. Por lo cual, en el siguiente capítulo se detallan los criterios empleados para la obtención de los ajustes más adecuados de los relés diferenciales (87L), los relés de distancia (21/21N) y los relés de sobrecorriente (51/67/51N/67N) del SEIP a 69 kV, planteados en este trabajo.

4.1 Ajustes para los relés diferenciales

Para el ajuste de los relés de protección diferenciales, es necesario indicar la existencia de tres tipos/marcas de relés de protección en el SEIP a nivel de 69 kV, motivo por el cual, el ajuste del relé de protección dependerá de la manera de operación dictaminado por el fabricante. A su vez, debido a la limitación de la versión (15.1.7) del programa computacional PowerFactory, no fue posible visualizar la operación característica de los relés diferenciales directamente en el programa; por lo que, se desarrolló un modelo aplicando la herramienta computacional EXCEL de OFFICE, de la característica de operación de la protección diferencial tanto para el relé ABB RED670, como para el relé SIEMENS 7SL87. Para el caso del relé GE UR-L90 se utilizó únicamente la herramienta proporcionada por el fabricante, elaborada en el programa computacional LabVIEW.

Una vez establecidos los relés de protección con los cuales se trabajará, se realizó un estudio de cortocircuitos para determinar las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito que pasarán a través de las líneas de subtransmisión pertenecientes al SEIP a nivel de 69 kV, así como también de aquellas corrientes de cortocircuito que pasarán a través de la línea de conexión con el SNI. Es importante destacar que esta protección de línea posee la característica de operar de manera instantánea ante fallas que se encuentren dentro del tramo de L/T a proteger.

Al momento de realizar las simulaciones se tomaron las siguientes consideraciones:

- Las fallas fueron simuladas con dos tipos de resistencia de falla: 0Ω y 10Ω (criterio propio seleccionado).
- El porcentaje longitudinal de la línea de subtransmisión en el cual se realizaron los cortocircuitos fue del 15% y del 85% (criterio propio seleccionado). En cada uno de estos porcentajes de la línea, las simulaciones de cortocircuito se realizaron con las resistencias de falla antes mencionadas.

- Los tipos de cortocircuitos realizados fueron: monofásicos, trifásicos, bifásicos asilados, bifásicos a tierra.

4.1.1 Ajustes del relé ABB RED670

De acuerdo a los criterios de porcentaje longitudinal donde ocurren las fallas y las resistencias de falla antes establecidas, se procedió a calcular los ajustes de esta protección diferencial de línea. Tomando como ejemplo la línea de subtransmisión Parahuacu-Atacapi del SEIP a 69 kV, como se muestra en la Figura 4.1.

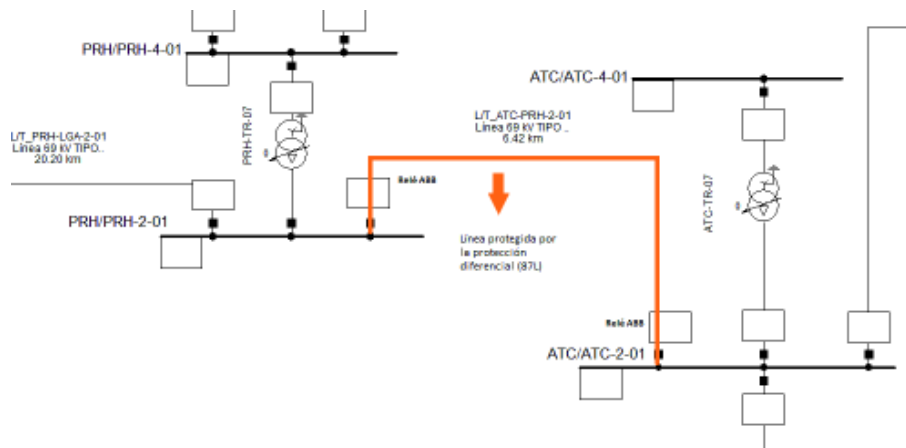


Figura 4.1. Ejemplo para el ajuste de la protección diferencial de los relés ABB RED670 de la línea Parahuacu-Atacapi del SEIP a 69 kV [Elaboración propia]

Para el ajuste de este relé diferencial se determinó la corriente base a partir de la Ecuación 4.1.

$$I_{BASE} = \text{Corriente nominal que mide el primario del T/C}$$

Ecuación 4.1. Corriente base para la protección diferencial del relé ABB RED670 [28]

Obteniéndose el valor:

$$I_{BASE} = 300 \text{ A}$$

A su vez, el cálculo de la corriente de carga capacitiva de la línea de subtransmisión en análisis fue necesario para la determinación de la corriente de operación mínima (I_{dMin}) del relé diferencial. Esta se obtuvo a partir de la Ecuación 4.2.

$$I_{carga \text{ cap.}} = \frac{V}{\sqrt{3} \times \frac{XC1}{L}}$$

Ecuación 4.2. Corriente de carga capacitiva para el relé ABB RED670 [28]

Donde:

- V: voltaje del sistema en voltios
- XC1: reactancia capacitiva de secuencia positiva de la línea en $\Omega \times km$
- L: longitud de la línea de subtransmisión en kilómetros

Por lo tanto:

$$I_{carga\ cap.} = \frac{69000\ V}{\sqrt{3} \times \frac{323660.53\ \Omega \times km}{6.423\ km}} = 0.7905\ A$$

Debido a que la corriente de carga capacitiva es muy pequeña y no llega al valor del 20% de la corriente base (60 A), por recomendaciones del fabricante [28], es posible ajustar el umbral de la corriente mínima de operación al 30% de la corriente base, es decir:

$$IdMin = 30\% \times 300 = 90\ A$$

El ajuste de la corriente mínima de operación elevada (*IdMinHigh*) se realiza como precaución, debido a la posible aparición de corrientes de carga capacitivas transitorias al momento de energizar una línea. Dichas corrientes poseen una gran cantidad en armónicos, los cuales podrían hacer que el relé diferencial opere de manera errónea. Por ello esta característica se ajusta en el valor de la corriente base de operación (300 A), lo que temporalmente disminuye la sensibilidad del relé en situaciones de energización de líneas de transmisión.

Para el ajuste del alcance del fin de la sección 1 (*EndSection1*), se toma el valor de 1.25 veces la corriente base, recomendado por el fabricante [28], es decir:

$$EndSection1 = 1.25 \times 300 = 375\ A$$

El ajuste del alcance del fin de la sección 2 (*EndSection2*), considera el valor de 3 veces la corriente base, recomendado por el fabricante [28], es decir:

$$EndSection2 = 3 \times 300 = 900\ A$$

El ajuste de la zona de operación instantánea que no posee restricciones (*IdUnre*) se determina como el 120% de la corriente máxima obtenida al realizarse el estudio de cortocircuitos al 15% y al 85 % de la línea de subtransmisión, cada una con resistencia de falla de 0 Ω y de 10 Ω , de lo cual se obtuvo:

$$IdUnre = 120\% \times 1840\ A = 2208\ A$$

La corriente de operación de este relé se determina como el módulo de la suma fasorial de la corriente local de cortocircuito con la corriente remota de cortocircuito de la línea de subtransmisión, tomando por separado cada una de las fases, es decir:

$$I_{operación} = |\overline{I_{local}} + \overline{I_{remota}}|$$

Ecuación 4.3. Corriente de operación para el relé ABB RED670 [28]

Donde:

- I_{local}, I_{remota} : son valores fasoriales
- I_{local} : corriente de cortocircuito medida en la ubicación del relé
- I_{remota} : corriente de cortocircuito medida en el extremo más alejado de la zona de protección del relé dentro de la L/T

La corriente de restricción para este relé diferencial se determina como la máxima corriente de cortocircuito entre todas las fases, obtenida en cualquier extremo de la línea de subtransmisión [28].

La sensibilidad de la curva característica de operación de este relé está dada por la pendiente 2 (SlopeSection2) y la pendiente 3 (SlopeSection3), las cuales son ajustadas mediante el estudio de cortocircuitos realizado, en conjunto con la aplicación del modelo de la curva característica de operación del relé diferencial realizado en la herramienta computacional EXCEL. Los resultados obtenidos para este ejemplo se observan en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Pendientes de la curva característica de operación del relé diferencial ABB RED670 ubicado en la línea Parahuacu-Atacapi [Elaboración propia]

| Línea de subtransmisión | SloperSection2 [%] | SlopeSection3 [%] |
|-------------------------|--------------------|-------------------|
| Parahuacu-Atacapi | 50 | 80 |

La curva característica de operación del relé diferencial ABB RED670 citado como ejemplo se puede observar en la Figura 4.2, en la cual se señala la operación del relé ante una falla trifásica con una resistencia de falla de 10 Ω, ubicada al 15% de la línea de subtransmisión medido desde la S/E Parahuacu. Es importante señalar que los valores de la curva

característica de operación del relé se encuentran en por unidad “p.u.” y que la corriente base (I_{BASE}) bajo la cual se encuentra modelado es aquella indicada en la Ecuación 4.1.

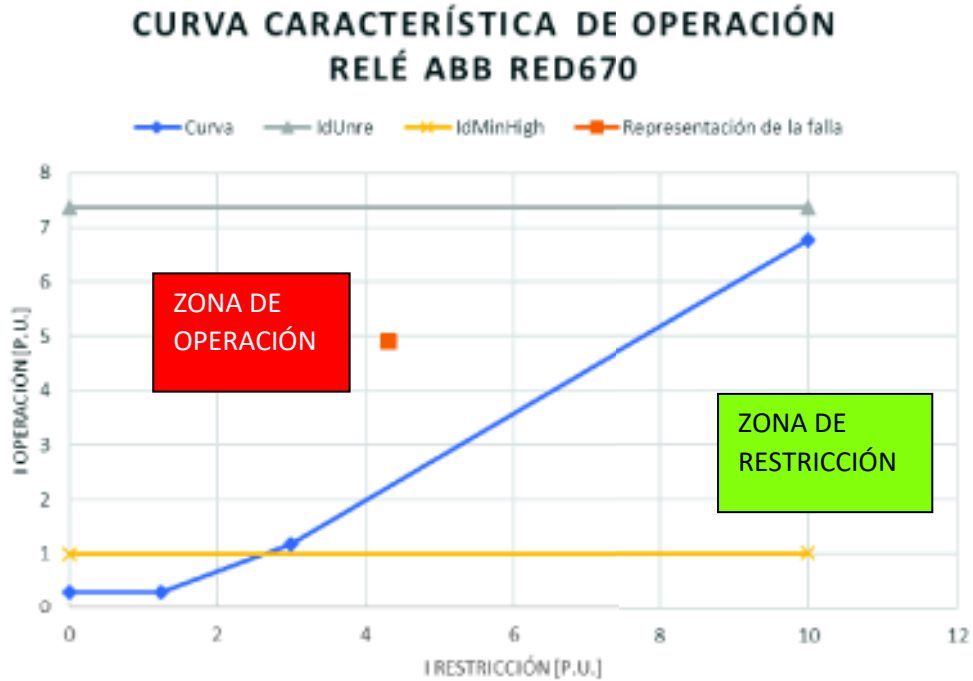


Figura 4.2. Curva característica de operación del relé diferencial ABB RED670
[Elaboración propia]

Para indicar que el relé de protección no opera ante fallas externas. Se realizó una falla monofásica en la S/E Parahuacu de 69 kV como se indica en la Figura 4.3. La curva característica de operación de relé ante la falla mencionada se observa en la Figura 4.4.

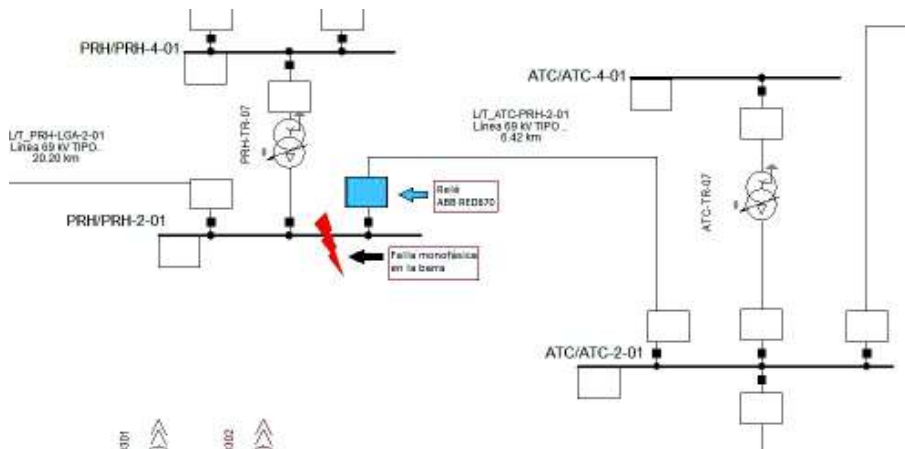


Figura 4.3. Falla monofásica en la S/E Parahuacu del SEIP a 69 kV [Elaboración propia]

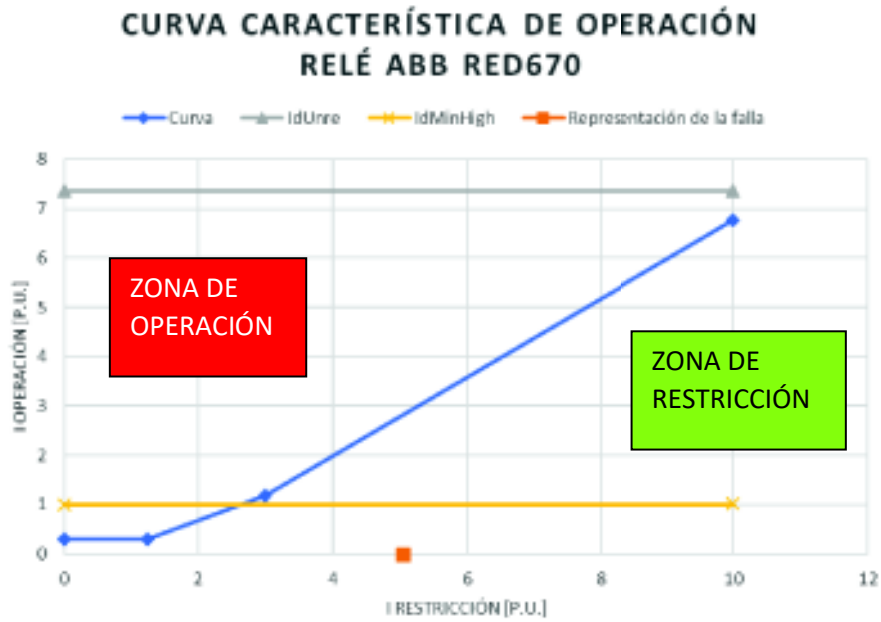


Figura 4.4. Curva característica de operación del relé diferencial ABB RED670 ante una falla externa a la línea de subtransmisión protegida [Elaboración propia]

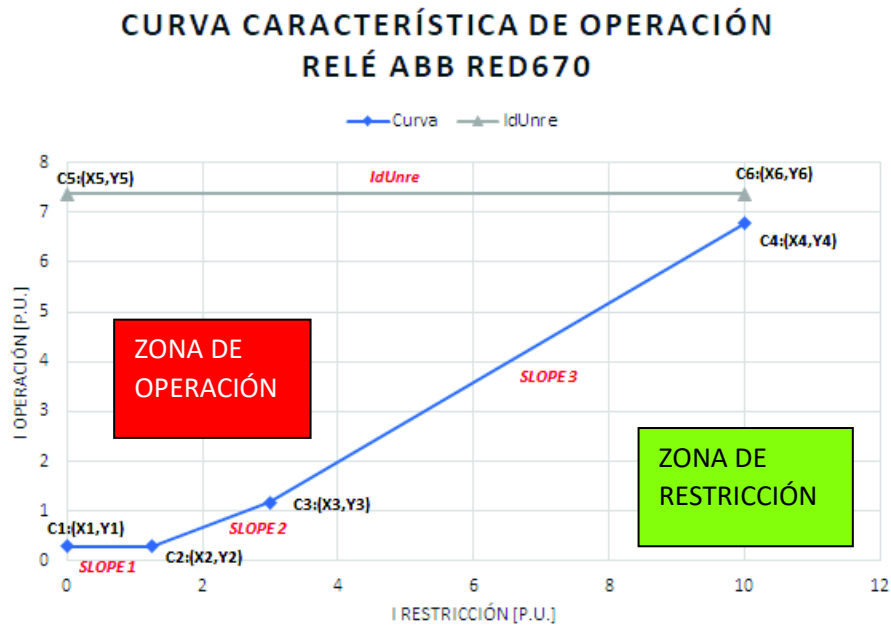


Figura 4.5. Coordenadas de las pendientes de sensibilidad y de la corriente de operación instantánea sin restricción de la curva característica de operación del relé diferencial ABB RED670 [Elaboración propia]

En la Tabla 4.2 y Tabla 4.3 se aprecian los ajustes de los parámetros de los relés diferenciales ABB RED670 pertenecientes al SEIP a nivel de 69 kV. Indicándose a su vez las coordenadas de cada uno de los puntos iniciales y finales pertenecientes a las

pendientes de sensibilidad del relé. En la Tabla 4.3 además, se indican las coordenadas de los puntos iniciales y finales de la corriente de operación instantánea sin restricciones (IdUnre). La ubicación de dichas coordenadas en la curva característica de operación del relé se puede observar en la Figura 4.5.

Tabla 4.2 Coordenadas de las pendientes 1 y 2 de la curva característica de operación de los relés diferenciales ABB RED670 del SEIP a 69 kV [Elaboración propia]

| Relé ubicado en la L/T: | SlopeSection1 | | | | | SlopeSection2 | | | | |
|-------------------------------|---------------|-----|-----------|-----|-----------|---------------|-----|-----------|-------|-----------|
| | C1 [p.u.] | | C2 [p.u.] | | Slope [%] | C2 [p.u.] | | C3 [p.u.] | | Slope [%] |
| | X1 | Y1 | X2 | Y2 | | X2 | Y2 | X3 | Y3 | |
| Lago Agrio – Parahuacu | 0 | 0.2 | 1.25 | 0.2 | 0 | 1.25 | 0.2 | 3 | 1.075 | 50 |
| Parahuacu – Atacapi | 0 | 0.2 | 1.25 | 0.2 | 0 | 1.25 | 0.2 | 3 | 1.075 | 50 |
| Atacapi – Secoya | 0 | 0.2 | 1.25 | 0.2 | 0 | 1.25 | 0.2 | 3 | 1.075 | 50 |
| Atacapi - Shushufindi | 0 | 0.2 | 1.25 | 0.2 | 0 | 1.25 | 0.2 | 3 | 1.075 | 50 |
| Shushufindi - Shushufindi Sur | 0 | 0.2 | 1.25 | 0.2 | 0 | 1.25 | 0.2 | 3 | 1.075 | 50 |
| Shushufindi – Vergel | 0 | 0.2 | 1.25 | 0.2 | 0 | 1.25 | 0.2 | 3 | 1.075 | 50 |
| Culebra – Auca Sur | 0 | 0.2 | 1.25 | 0.2 | 0 | 1.25 | 0.2 | 3 | 1.075 | 50 |
| Yuca - Culebra | 0 | 0.2 | 1.25 | 0.2 | 0 | 1.25 | 0.2 | 3 | 1.075 | 50 |

Nota:

- C1: coordenada 1
- Slope: en español (pendiente)
- Los valores indicados a excepción de las pendientes se encuentran en [p.u.], cada una en base a su propia corriente base

Tabla 4.3 Coordenadas de las pendientes 3 y de las IdUnre de la curva característica de operación de los relés diferenciales ABB RED670 del SEIP a 69 kV [Elaboración propia]

| Relé ubicado en la L/T: | SlopeSection3 | | | | | IdUnre | | | | |
|-------------------------------|---------------|-------|-----------|-------|--------|-----------|-------|-----------|-------|--------|
| | C3 [p.u.] | | C4 [p.u.] | | Sp [%] | C5 [p.u.] | | C6 [p.u.] | | Sp [%] |
| | X1 | Y1 | X2 | Y2 | | X2 | Y2 | X3 | Y3 | |
| Lago Agrio – Parahuacu | 3 | 1.075 | 10 | 6.675 | 80 | 0 | 5.892 | 10 | 5.892 | 0 |
| Parahuacu – Atacapi | 3 | 1.075 | 10 | 6.675 | 80 | 0 | 7.36 | 10 | 7.36 | 0 |
| Atacapi – Secoya | 3 | 1.075 | 10 | 6.675 | 80 | 0 | 6.564 | 10 | 6.564 | 0 |
| Atacapi - Shushufindi | 3 | 1.075 | 20 | 14.67 | 80 | 0 | 14.53 | 20 | 14.53 | 0 |
| Shushufindi - Shushufindi Sur | 3 | 1.075 | 30 | 19.97 | 70 | 0 | 28.62 | 30 | 28.62 | 0 |

| | | | | | | | | | | |
|----------------------|---|-------|----|-------|----|---|-------|----|-------|---|
| Shushufindi – Vergel | 3 | 1.075 | 10 | 6.675 | 80 | 0 | 9.542 | 10 | 9.542 | 0 |
| Culebra – Auca Sur | 3 | 1.075 | 20 | 12.97 | 70 | 0 | 8.694 | 20 | 8.694 | 0 |
| Yuca - Culebra | 3 | 1.075 | 20 | 11.27 | 60 | 0 | 6.472 | 20 | 6.472 | 0 |

Nota:

- C3: coordenada 3
- Sp: slope, en español (pendiente)
- Los valores indicados a excepción de las pendientes se encuentran en [p.u.], cada una en base a su propia corriente base

4.1.2 Ajustes del relé GE UR-L90

Para el ajuste de la protección diferencial de línea de este relé, se tomó como ejemplo el ubicado en la línea Vergel-Sacha, como se indica en la Figura 4.6.

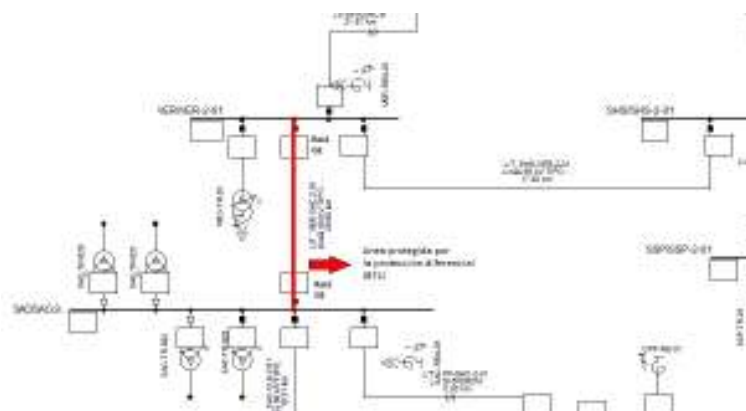


Figura 4.6. Ejemplo para el ajuste de la protección diferencial de los relés GE UR-L90 de la línea Vergel - Sacha del SEIP a 69 kV [Elaboración propia]

La corriente base por recomendaciones del fabricante del relé es la indicada en la Ecuación 4.4.

$$I_{BASE} = \text{Corriente nominal que mide el secundario del TC}$$

Ecuación 4.4. Corriente base para la protección diferencial del relé GE UR-L90 [29]

Obteniendo como resultado:

$$I_{BASE} = 5 \text{ A}$$

Para el cálculo de la corriente diferencial de Breakpoint del relé GE UR-L90, fue necesario el cálculo de la corriente de carga capacitiva de la línea de subtransmisión tomada en el ejemplo. Dicho valor fue calculado mediante el uso de la Ecuación 4.2 señalada en el ajuste del relé diferencial de protección ABB Red670. Lo cual dio como resultado:

$$I_{carga\ cap.} = \frac{69000\ V}{\sqrt{3} \times \frac{329402.46\ \Omega \times km}{20.8\ km}} = 2.5155\ A$$

Partiendo del resultado obtenido y en base a la información proporcionada por el fabricante [29], se determinó que la corriente diferencial de Breakpoint sería igual al 200% de la corriente de carga capacitiva como se observa en la Ecuación 4.5. Se debe considerar que el valor inferior que puede tomar esta corriente es de 0 A, y el valor máximo que puede alcanzar es de 40 A.

$$I_{BP} = 200\% \times (I_{carga\ cap.} / I_{BASE})$$

Ecuación 4.5. Corriente diferencial de Breakpoint relé GE UR-L90 [29]

Se obtuvo como resultado:

$$I_{BP} = 200\% \times (2.5155/5) = 1.0062 \text{ , p.u. secundario del TC}$$

El ajuste establecido en la sensibilidad de los elementos ante fallas de alta impedancia se realiza a través de la corriente de pick-up (P). Bajo la consideración de posibles saturaciones de los T/C's en el futuro, como seguridad se determinó el valor de esta corriente en el 20% de la corriente base, dividido para 5 (valor del secundario del T/C), según recomendaciones del fabricante.

Las pendientes de sensibilidad Slope 1 y Slope 2 de la curva característica de operación de este relé se obtuvieron mediante un estudio de cortocircuitos y la aplicación de la herramienta computacional (elaborada en LabVIEW) proporcionada por la empresa General Electric, se obtuvieron los valores indicados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Corriente diferencial de restricción 1 y 2 para la protección diferencial de los relés GE UR-L90, tomados como ejemplo [Elaboración propia]

| L/T | Relé | Slope 1 [%] | Slope 2 [%] |
|--------------|-----------|-------------|-------------|
| Vergel-Sacha | GE UR-L90 | 20 | 30 |

El cálculo de la corriente de operación de este relé de protección se indica en la Ecuación 4.6.

$$I_{op}^2 = |\overline{I_{local}} + \overline{I_{remota}}|^2$$

Ecuación 4.6. Corriente de operación del relé GE UR-L90 [29]

Donde:

- I_{op} : corriente de operación
- I_{local}, I_{remota} : son valores fasoriales
- I_{local} : corriente de cortocircuito medida en la ubicación del relé, dividida para 5 (valor del secundario del T/C)
- I_{remota} : corriente de cortocircuito dividida para 5 (valor del secundario del T/C), medida en el extremo más alejado del relé dentro de la línea de subtransmisión

Considerando una falla monofásica con una resistencia de 0Ω al 15% de la línea de subtransmisión medida desde la S/E Vergel. Se tiene una corriente de operación de:

$I_{op} = 670 \text{ A}$, que corresponde a una I_{local} de 477.6 A con $\angle -69.408$ y una I_{remota} de 192.4 A con $\angle -69.343$.

Para el cálculo de la corriente de restricción del relé en análisis, se utilizaron las Ecuaciones 4.7 y 4.8.

$$I_{Rest}^2 = (2 \times S_1^2 \times |I_{local}|^2) + (2 \times S_1^2 \times |I_{remota}|^2) + 2 \times P^2$$

Ecuación 4.7. Corriente de restricción en base a la Slope1 del relé GE UR-L90 [29]

$$I_{Rest}^2 = (2 \times S_2^2 \times |I_{local}|^2) + (2 \times S_2^2 \times |I_{remota}|^2) + 2 \times P^2$$

Ecuación 4.8. Corriente de restricción en base a la Slope2 del relé GE UR-L90 [29]

Donde:

- S_1 : pendiente 1
- S_2 : pendiente 2
- P : corriente de pick-up

Para determinar que ecuación se utiliza para cada caso, se realiza el siguiente análisis:

- Si el valor máximo obtenido al comparar la I_{local}^2 con la I_{remota}^2 es menor que la I_{BP}^2 se utiliza la Ecuación 4.7.
- Si el valor máximo obtenido al comparar la I_{local}^2 con la I_{remota}^2 es mayor que la I_{BP}^2 se utiliza la Ecuación 4.8.

$$I_{local}^2 = 228101.76 \text{ A}^2$$

$$I_{remoto}^2 = 37017.76 A^2$$

$$Valor\ máximo = 228101.76 A^2$$

$$I_{BP}^2 = 25.311034 A^2$$

Tomando en cuenta estas consideraciones se determinó que la Ecuación 4.8 es la que se utilizaría para el cálculo de la corriente de restricción, de tal manera que se obtuvo:

$$I_{Rest}^2 = (2 \times 30\%^2 \times 477.6^2) + (2 \times 30\%^2 \times 192.4^2) + 2 \times 0.2^2$$

$$I_{Rest} = 218.45 A$$

Para determinar matemáticamente si el relé diferencial opera o no, ante perturbaciones en la red se aplica la Ecuación 4.9.

$$Si \frac{I_{op}^2}{I_{Rest}^2} > 1 \quad , \text{el relé opera}$$

Ecuación 4.9. Determinación de la operación del relé diferencial [29]

$$\frac{670^2}{218.45^2} = 9.407 > 1, \text{ por lo tanto, el relé opera}$$

En la Figura 4.7 se observa la modelación del relé GE UR-L90 en el programa computacional LabVIEW (proporcionado por el fabricante). En dicho programa se ingresan los valores de las corrientes locales y remotas calculadas, la corriente diferencial de Breakpoint, la corriente de pick-up, los valores porcentuales de las pendientes de sensibilidad, y la corriente medida por el secundario del T/C. Además, se observa como el relé se activa (led en color rojo) ante la detección de falla en la línea protegida.

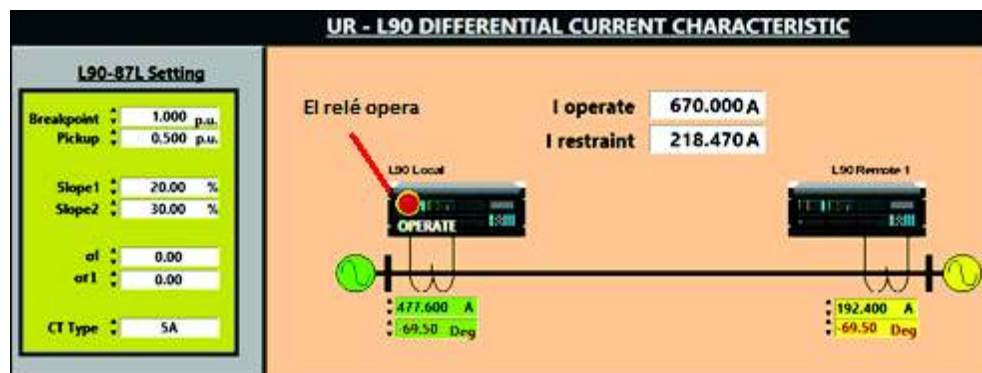


Figura 4.7. Operación del relé GE UR-L90 en el programa computacional LabVIEW (proporcionado por el fabricante) [Elaboración propia]

Ciertos parámetros ingresados en esta modelación difieren de los calculados, debido a que el programa tiene rangos de variación establecidos. Pero aun así los valores calculados por el programa son muy cercanos a los obtenidos mediante el uso de las ecuaciones antes mencionadas. La curva característica de operación de este relé de protección se muestra en la Figura 4.8.



Figura 4.8. Curva característica de operación del relé GE UR-L90 en el programa LabVIEW (proporcionado por el fabricante) [Elaboración propia]

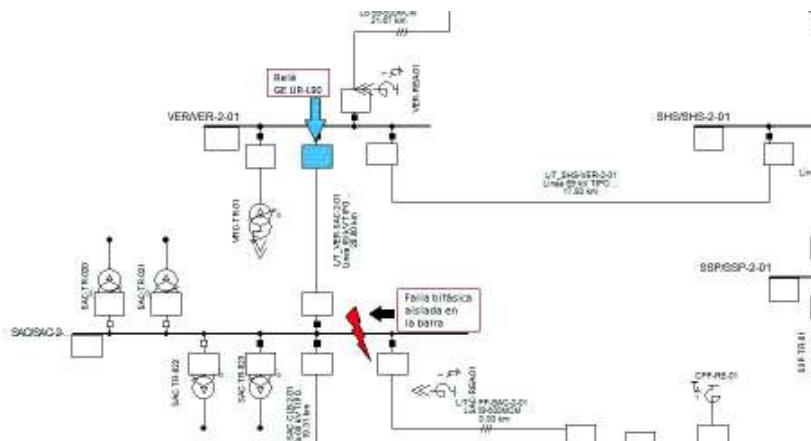


Figura 4.9. Falla bifásica aislada en la S/E Sacha del SEIP a 69 kV [Elaboración propia]

Para verificar que el relé diferencial no opere ante fallas externas se realizó una falla bifásica aislada en la S/E Sacha como se indica en la Figura 4.9. Un medio para verificar que el relé no operó ante la falla, es percatarse que el led guía se encuentre en color verde

como se observa en la Figura 4.10. Otra manera de comprobar de que no operó el relé, es mediante la curva característica de operación que se muestra en la Figura 4.11.



Figura 4.10. Operación del relé GE UR-L90 ante una falla externa a la línea de subtransmisión protegida [Elaboración propia]

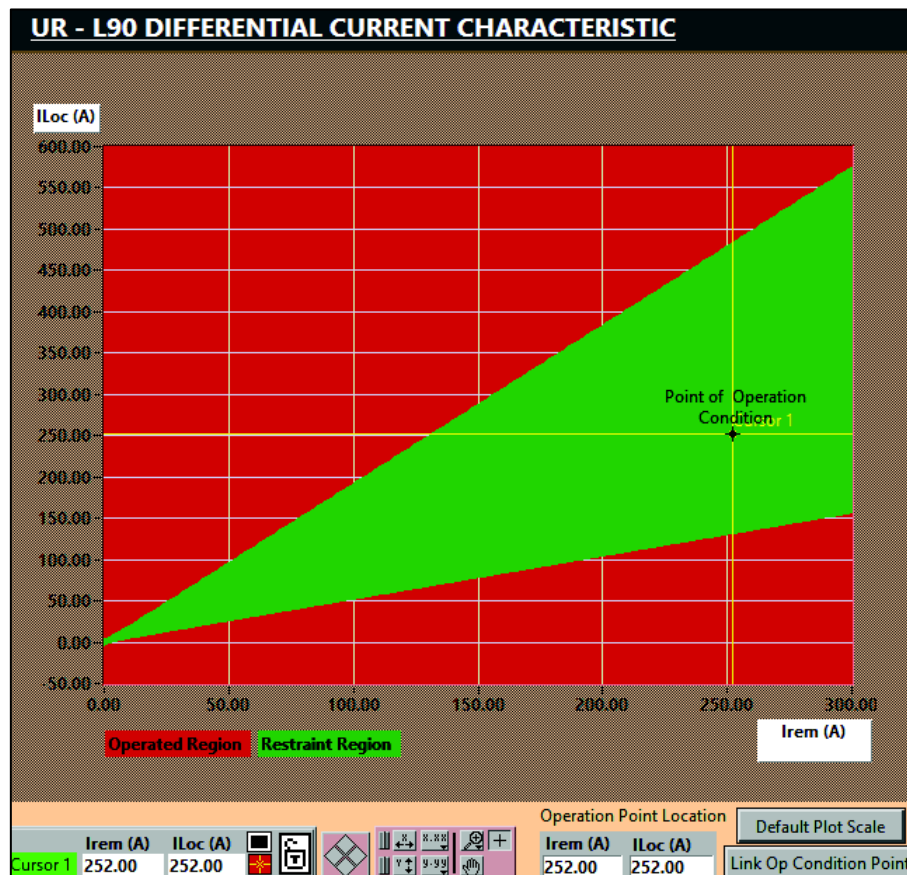


Figura 4.11. Curva característica de operación del relé GE UR-L90. Operación ante una falla externa a la línea de subtransmisión protegida [Elaboración propia]

En la Tabla 4.5 se muestran los resultados del ajuste de los relés de protección diferencial de línea del SEIP a nivel de 69 kV con los relés GE UR-L90.

Tabla 4.5 Ajustes de los relés de protección diferencial de línea del relé GE UR-90
[Elaboración propia]

| Línea de subtransmisión | Tipo de T/C | I Breakpoint [p.u.] | I Pickup [p.u.] | Slope 1 [%] | Slope 2 [%] |
|-------------------------|-------------|---------------------|-----------------|-------------|-------------|
| CPF -Sacha | 5 | 2 | 0.5 | 20 | 20 |
| Culebra – Sacha | 5 | 1 | 0.5 | 20 | 30 |
| Sacha – Vergel | 5 | 1 | 0.5 | 20 | 20 |
| Vergel - Shushufindi | 5 | 1 | 0.5 | 20 | 20 |
| ZPF - Vergel | 5 | 1 | 0.5 | 20 | 30 |

Nota: [p.u.] indica que el valor se encuentra en por unidad

4.1.3 Ajustes del relé SIEMENS 7SL87

Este relé de protección será utilizado para proteger la nueva línea de subtransmisión que conectará al SEIP a nivel de 69 kV con el SNI. Estos relés se encuentran ubicados en la subestación Shushufindi Central de PAM EP, y en la S/E Jivino barra de 69 kV de Transelectric EP. Para indicar los ajustes realizados se toma la línea Shushufindi - Jivino 69, como se indica en la Figura 4.12.

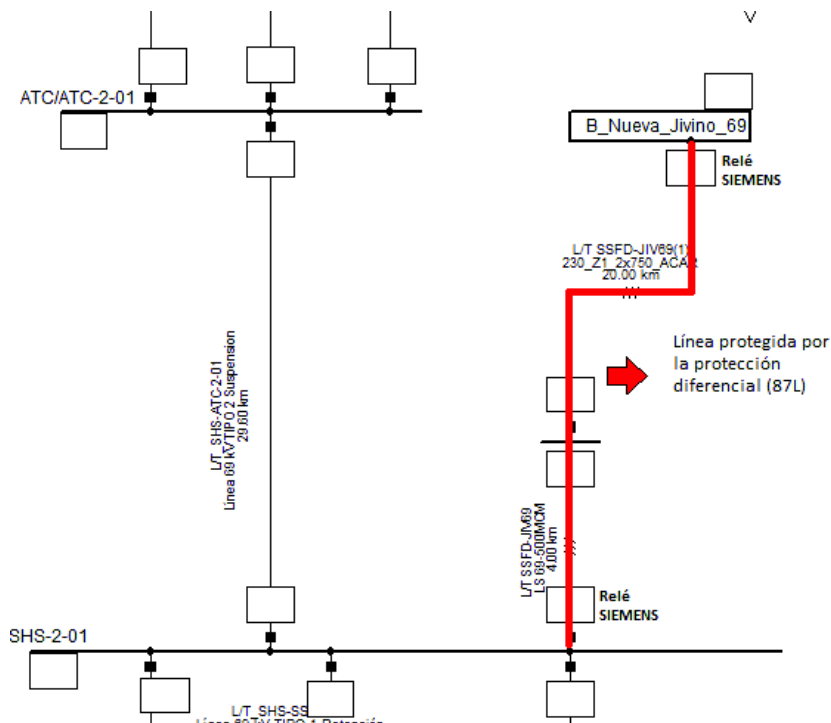


Figura 4.12. Protección diferencial de los relés SIEMENS 7SL87 de la línea Shushufindi –Jivino 69 [Elaboración propia]

La operación de esta protección diferencial se compone de dos funciones parciales: Idif e Idif rápida. Estas funciones operan de manera conjunta para determinar la operación del relé (alta sensibilidad o un disparó rápido) según la falla ocurrida.

Para la detección de la falla es necesario conocer la corriente de operación y la corriente de estabilización del relé. De los cuales la corriente de operación se determina como el módulo del resultado de la suma fasorial de la corriente local más la corriente remota de la línea de transmisión a proteger. Para el cálculo de la corriente de estabilización se utilizó la Ecuación 4.10.

$$I_{estab} = Valor\ Umbral + \sum (error\ de\ medida\ del\ TC\ y\ otros\ errores\ de\ medida)$$

Ecuación 4.10. Corriente de estabilización del relé diferencial SIEMENS 7SL87 [30]

Donde:

- Valor Umbral: valor de arranque más bajo de la corriente diferencial, cuyo valor se establece en cuatro veces la corriente de carga capacitiva de la línea.
- Error de medida del T/C: 5% de la máxima corriente de cortocircuito medida en cualquier extremo de la línea a proteger. Este porcentaje se establece para todos los T/C's del sistema en análisis.

Para el análisis realizado en este trabajo y en base a datos obtenidos del fabricante, se determinó que para la Idif el valor umbral es 4 veces la corriente de carga capacitiva de la línea cuyo máximo valor puede ser 100 A (valor definido por el fabricante) y para la Idif rápida el valor umbral es 3 veces el valor umbral de la Idif cuyo máximo valor puede ser 500 A (valor definido por el fabricante).

La corriente base de operación del relé de protección, se obtuvo a partir de la Ecuación 4.11.

$$I_{BASE} = Corriente\ nominal\ que\ mide\ el\ primario\ del\ TC$$

Ecuación 4.11. Corriente base aplicada para la protección diferencial del relé SIEMENS 7SL87 [30]

$$I_{BASE} = 600\ A$$

Tomando en cuenta los parámetros antes mencionados se obtuvo la corriente de estabilización y la corriente de operación del relé diferencial, para el ejemplo en el cual ocurre una falla trifásica con resistencia de falla de $0\ \Omega$, al 15% de la línea de

subtransmisión Shushufindi-Jivino a 69 kV, desde la barra Shushufindi Central como se indica en la Figura 4.12.

$$I_{carga\ cap.} = \frac{69000\ V}{\sqrt{3} \times \frac{225436.32\ \Omega \times km}{24\ km}} = 4.241\ A$$

$$I_{estab} = \frac{4.241 \times 4 + 5\% \times (3090)}{600} = 0.28577\ [p.u.] \quad ,\ sobre\ la\ I_{BASE}$$

$$I_{ope} = |\overline{I_{local}} + \overline{I_{remota}}|$$

$$= |2,159\angle -75.24 + 3,090\angle -78.96| = 8.7438\ [p.u.] \quad ,\ sobre\ la\ I_{BASE}$$

Para asegurar la máxima sensibilidad posible por parte de este relé diferencial, se aplica el procedimiento de Auto-estabilización adaptativa. Este procedimiento consta de tener una sola pendiente (slope) de 45° en la curva característica de operación del relé diferencial, debido a la característica de estabilización $I_{ope} = I_{estab}$ [30].

La operación del relé ante el ejemplo citado se indica mediante la curva característica del relé diferencial que se muestra en la Figura 4.13.

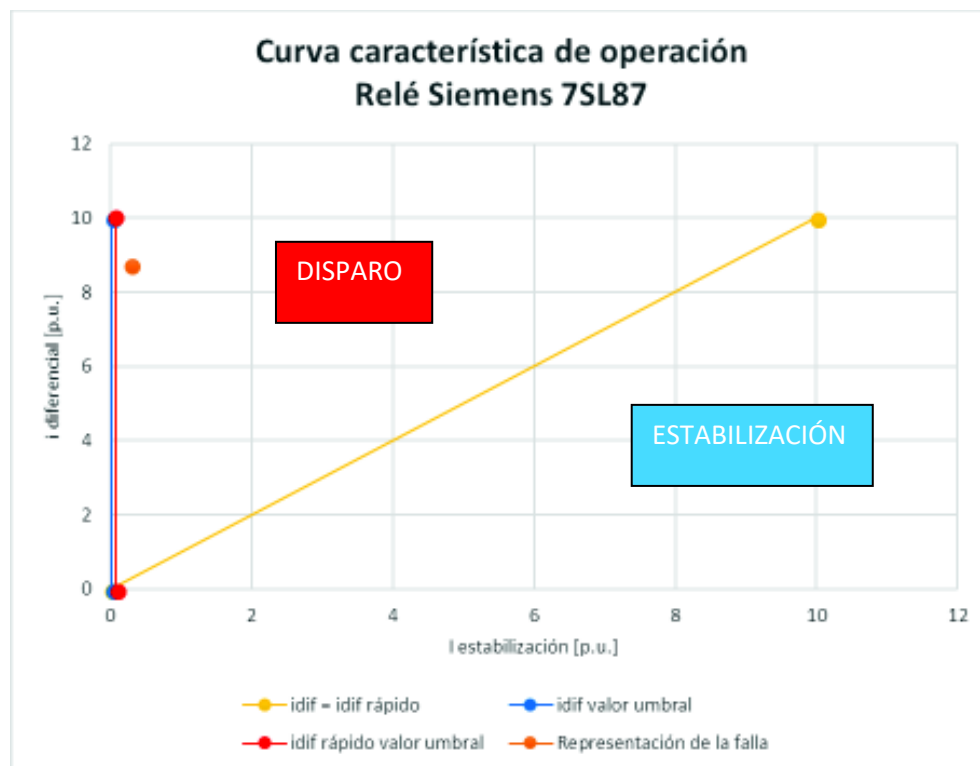


Figura 4.13. Curva característica de operación del relé SIEMENS 7SL87 [Elaboración propia]

En la Figura 4.13 el valor umbral para la Idif como para la Idif rápida, se muestran muy juntos en la recta perpendicular al eje horizontal, debido a ser valores muy cercanos y al estar en p.u. Para una mejor apreciación de la separación de las rectas perpendiculares de los valores umbrales se puede apreciar la Figura 4.14. Además, es importante señalar que tanto el valor de la pendiente para la recta Idif como para la Idif rápida es de 45° por lo que ambas rectas se sobreponen.

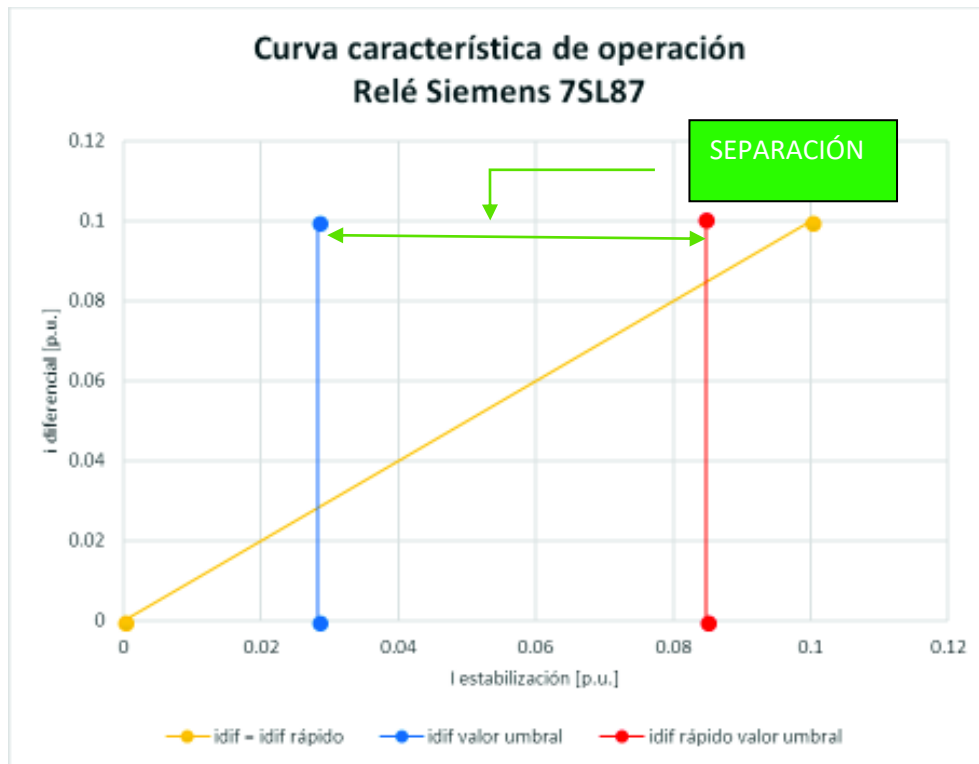


Figura 4.14. Separación entre el valor umbral de la Idif con el valor umbral de la Idif rápida del relé SIEMENS 7SL87 [Elaboración propia]

Para verificar que el relé diferencial no operé ante fallas externas a la línea de subtransmisión protegida, se realizó la simulación de una falla monofásica en la barra Shushufindi Central a 69 kV, como se muestra en la Figura 4.15. La curva característica de operación del relé ante esta falla se observa en la Figura 4.16.

Los ajustes realizados para la protección diferencial de los relés SIEMENS 7SL87 que se utilizarán en la línea de subtransmisión que conectará al SEIP con el SNI a nivel de 69 kV, se observan en la Tabla 4.6. La ubicación de los puntos señalados en la Tabla 4.6 se muestran en la Figura 4.17.

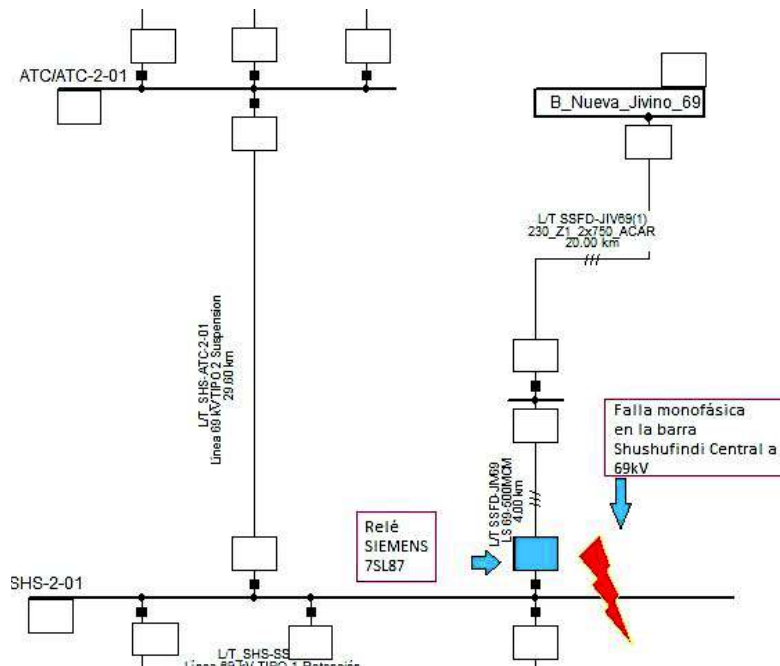


Figura 4.15. Falla monofásica en la barra Shushufindi Central a 69 kV [Elaboración propia]

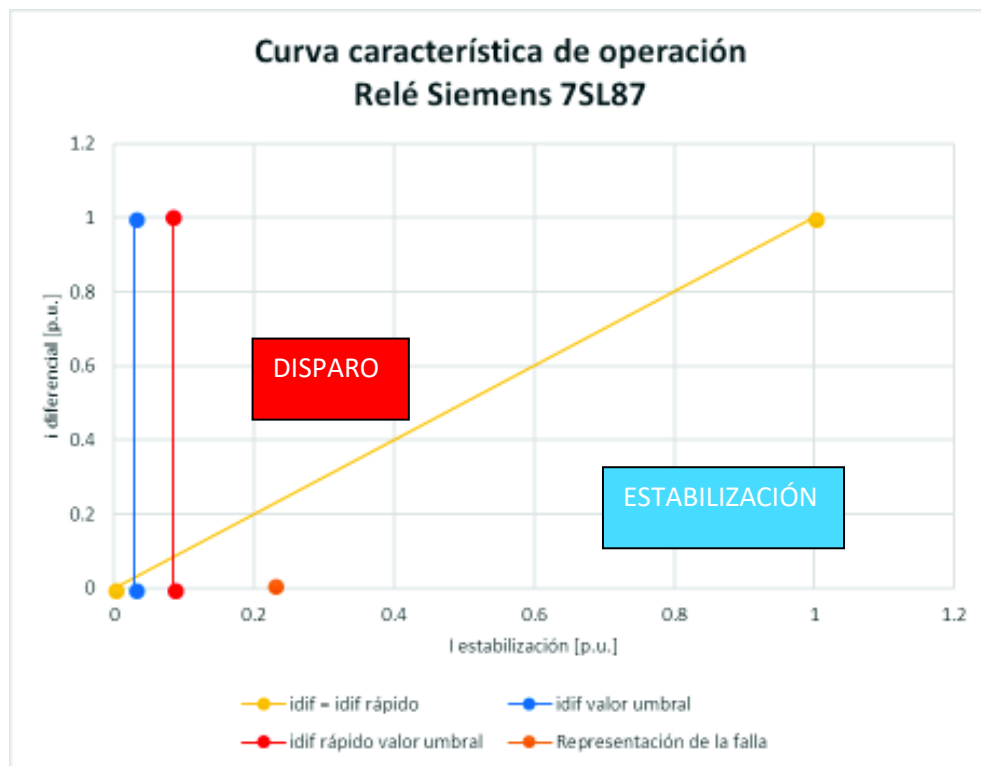


Figura 4.16. Curva característica de operación del relé SIEMENS 7SL87 ante una falla monofásica externa [Elaboración propia]

Tabla 4.6 Ajustes de la protección diferencial de los relés ubicados en la línea de conexión del SEIP con el SNI [Elaboración propia]

| Línea de subtransmisión | PENDIENTE | | | | | Valor Umbral Idif | | | Valor Umbral Idif Rápida | | |
|-------------------------|----------------|----|----------------|----|-----------|-------------------|----|-----------|--------------------------|----|-----------|
| | Punto 1 [p.u.] | | Punto 2 [p.u.] | | Pend. [°] | Punto 3 [p.u.] | | Pend. [°] | Punto 4 [p.u.] | | Pend. [°] |
| | X1 | Y1 | X2 | Y2 | | X3 | Y3 | | X4 | Y4 | |
| Shushufindi – Jivino 69 | 0 | 0 | 10 | 10 | 45 | 0.0282 | 10 | 90 | 0.0848 | 10 | 90 |

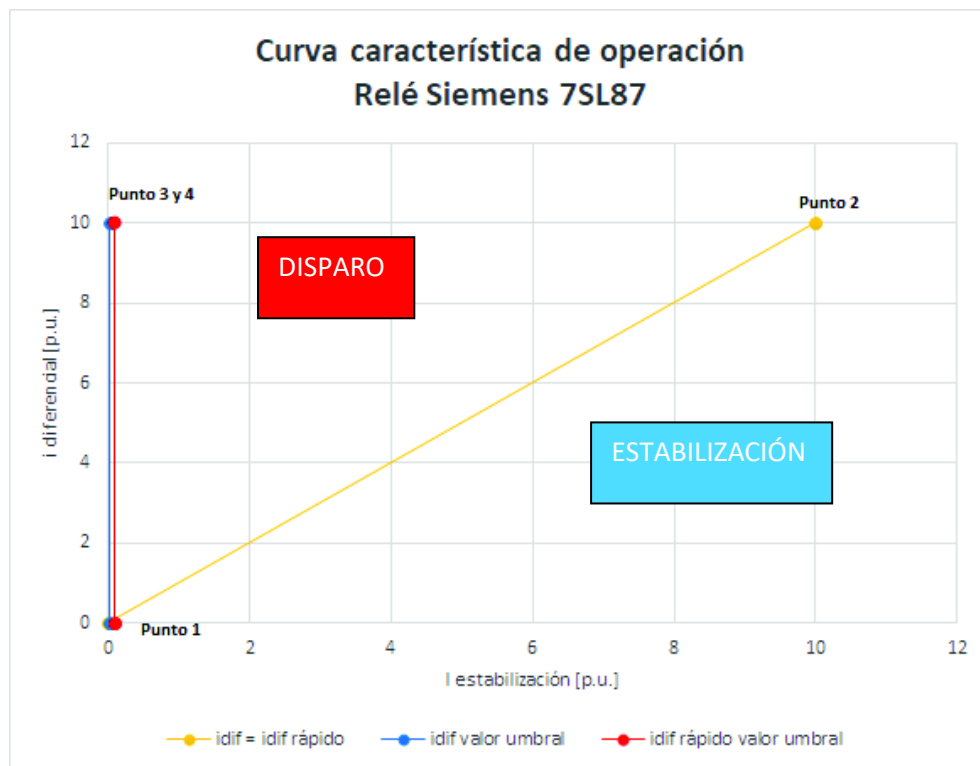


Figura 4.17. Ubicación de los puntos señalados en la Tabla 4.6 [Elaboración propia]

4.2 Ajustes para los relés de sobrecorriente

La protección de sobrecorriente mide el valor de la corriente que pasa por el equipo a proteger; si esta medición sobrepasa un valor establecido se determina que la corriente medida corresponde a una falla por lo que el relé de protección operará. Así también, esta protección posee una configuración general que depende de dos funciones: instantánea y temporizada. La selección del tipo de función a ajustar dependerá del criterio bajo el cual se establezca la operación del relé, sea esta como protección primaria o como protección de respaldo.

Considerando el alcance de este trabajo, se determinó que la protección de sobrecorriente de todos los relés de fase (51/67) y los relés de neutro (51N/67N) del SEIP a nivel de 69 kV, junto con aquellos ubicados en la nueva línea de conexión con el SNI, operarán como protecciones de respaldo local, siendo ajustada únicamente su función temporizada.

Como ejemplo para el ajuste de la protección de sobrecorriente temporizada se toma el relé ubicado en la S/E Culebra del SEIP a 69 kV, en la bahía Auca Sur, como se indica en la Figura 4.18.

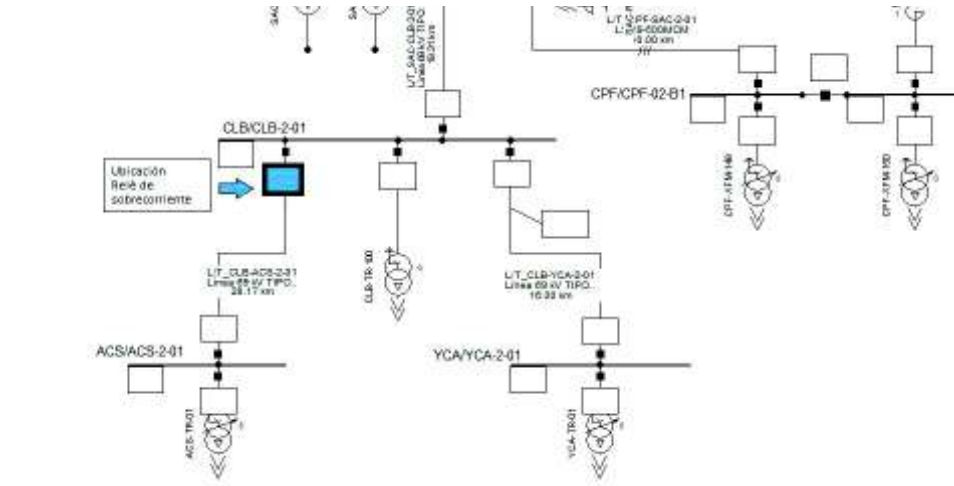


Figura 4.18. Ubicación del relé de sobrecorriente tomado para el ejemplo de ajuste
[Elaboración propia]

4.2.1 Configuración para el relé de sobrecorriente temporizado de fase (51/67)

Para el ajuste de los relés de fase se realizó un estudio de cortocircuitos en los estados de demanda máximo y mínimo, tanto para la estación de estiaje como para la estación lluviosa, del sistema en análisis, considerando fallas entre fases y fallas con conexión a tierra, con el objetivo de obtener las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito que pasan por el equipo/elemento a proteger.

Para determinar la máxima corriente de cortocircuito que pasa por la línea Culebra-Auca Sur a 69 kV, se simuló fallas al 1% de la línea de subtransmisión con una resistencia de falla de 0 Ω. A su vez, la mínima corriente de cortocircuito se determinó simulando fallas al 99% de la línea de subtransmisión, considerando lo siguiente: para fallas entre fases se tiene una resistencia de falla de 5 Ω, para fallas con conexión a tierra se tiene una resistencia de falla de 10 Ω. Valores establecidos por criterio propio.

Los valores de las corrientes de cortocircuito obtenidos fueron:

$$I_{c.c \text{ mín}} = 726 [A] \quad , \text{obtenido en el estado lluvioso mínimo, falla } 2\emptyset$$

$$I_{c.c. máx} = 1644 [A] \quad , \text{obtenido en el estado seco máximo, falla } 2\emptyset - T$$

A partir de la corriente de cortocircuito mínima obtenida se ajustó la corriente de tap o pick-up (I_{Tap}). Considerando que dicho valor obtenido de la corriente cortocircuito mínima debe ser mayor que la corriente en demanda máxima; caso contrario el relé operaría de manera inadecuada cuando el sistema opera en condiciones normales. En base a estas condiciones y tomando en cuenta que la corriente en demanda máxima de 52 A para este tramo es menor que la $I_{c.c. mín}$ calculada, se determinó:

$$I_{Tap} = \frac{I_{c.c. mín}}{I_{Base}} = \frac{726 A}{200 A} = 3.63 \text{ p. u.}$$

Donde:

- I_{Base} : es la corriente nominal que mide el primario del T/C

En el caso de obtener un valor de corriente de cortocircuito mínimo, menor a la corriente en demanda máxima, el valor de la corriente de pick-up se obtendrá a partir de la Ecuación 4.12.

$$I_{Tap} = I_{Dem.máx} + \text{factor de seguridad}$$

Ecuación 4.12. Corriente de pick-up ante una $I_{c.c.mín}$ menor a $I_{Dem.máx}$ [Criterio propio]

El factor de seguridad establecido para este trabajo fue de 50 A (criterio propio).

Para el ajuste del tiempo del dial se toma en cuenta la $I_{c.c. máx}$ calculada en el estudio de cortocircuitos, así como, el lugar del sistema en análisis desde donde se realizará la coordinación de protecciones. Para el desarrollo de este trabajo se estableció una coordinación desde los puntos más alejados del SEIP del punto de conexión con el SNI. Los relés ubicados en estos puntos establecerán el tipo de curva de operación, así como los tiempos de operación del relé, que para este caso se establecerán en lo posible el valor de 300 ms como mínimo, dado el hecho de que estos relés de sobrecorriente temporizados operarán como protecciones de respaldo.

En base a estas consideraciones y para el ejemplo tomado en este apartado, se estableció un tiempo del dial de 0.04 s, en conjunto con el tipo de curva característica IEC Normalmente Inversa. Es importante señalar que la curva de operación depende mucho del relé de protección que se implemente, dando lugar a señalar que para el relé ABB RED670 y el relé SIEMENS 7SL87, la curva característica de operación bajo la cual se comienza la coordinación es la IEC Normalmente Inversa. En el caso del relé GE UR-L90

la curva característica de operación es la IEC Curva (Inversa Estándar/A), cuya función es similar a la IEC Normalmente inversa.

Establecidos los valores de la corriente de pick-up (I_{Tap}) y el tiempo del dial, se ingresan estos resultados en el relé ABB RED670 de la biblioteca de PowerFactory, como se muestra en la Figura 4.19. Además, en la Figura 4.20 se indica la curva característica de operación del relé de sobrecorriente temporizado (51/67) ajustado.

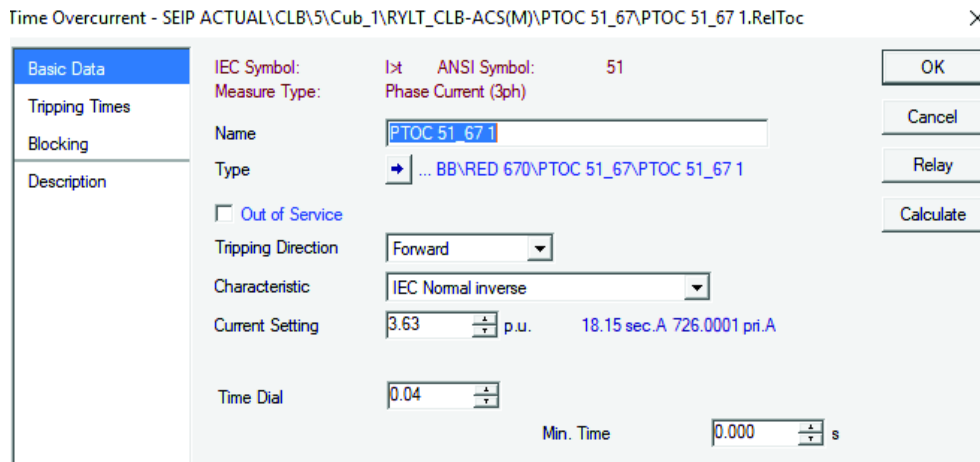


Figura 4.19. Ingreso de los valores de arranque del relé de sobrecorriente temporizado (51/67), relé ABB RED670 en PowerFactory [Impresión de PowerFactory]

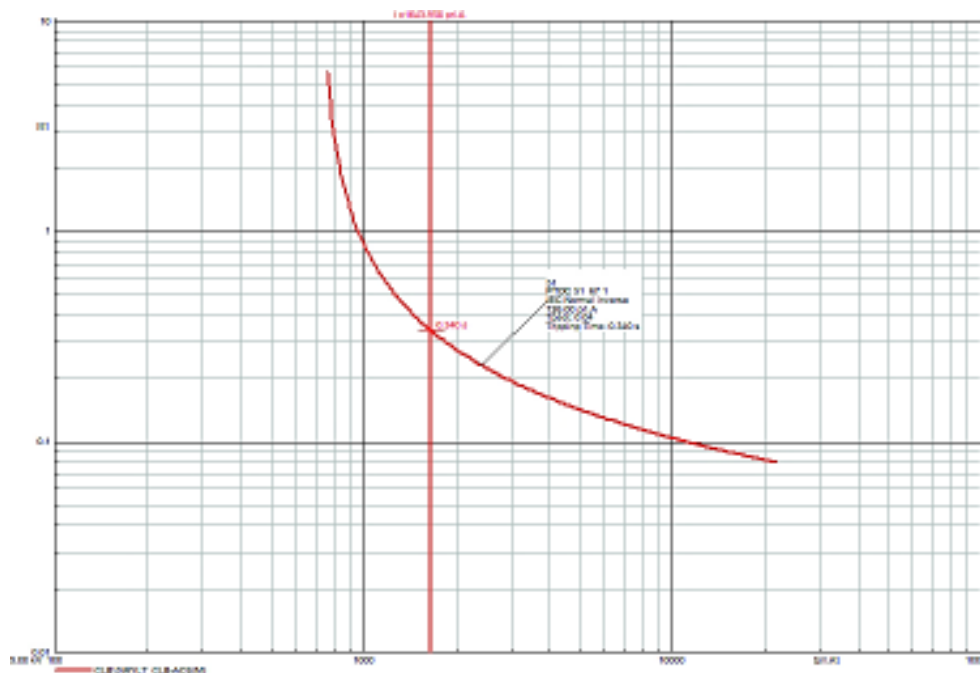


Figura 4.20. Curva característica de operación relé de sobrecorriente temporizado (51/67) en PowerFactory [Elaboración propia]

4.2.2 Configuración para el relé de sobrecorriente temporizado de neutro (51N/67N)

Para el ajuste del relé de sobrecorriente temporizado de neutro (51N/67N) se tomó por ejemplo el mismo relé de sobrecorriente señalado en el apartado anterior, así como los criterios de ajuste del mismo, con la diferencia de que las fallas simuladas fueron únicamente aquellas que tenían contacto a tierra, es decir: monofásicas y bifásicas a tierra. El objetivo de simular este tipo de fallas fue el de establecer las máximas y mínimas corrientes de desbalance (3I0), que permitieron el ajuste del tiempo del dial y el ajuste de la corriente de pick-up, respectivamente.

Los resultados obtenidos una vez realizado el estudio de cortocircuitos correspondiente para el relé de sobrecorriente temporizado de neutro (51N/67N) fue:

$$I_{3I0 \text{ mín}} = 486 [A] \quad , \text{mínima corriente de cortocircuito } 3I0$$

$$I_{3I0 \text{ máx}} = 2,035 [A] \quad , \text{máxima corriente de cortocircuito } 3I0$$

$$I_{Tap} = \frac{I_{3I0 \text{ mín}}}{I_{Base}} = \frac{486 A}{200 A} = 2.43 \text{ p. u.}$$

A su vez, realizado el estudio de cortocircuitos para determinar una operación coordinada y adecuada de los equipos de protección para este ejemplo, y considerando la $I_{3I0 \text{ máx}}$ obtenida, se estableció, un tiempo del dial de 0.06 s, en conjunto con el tipo de curva característica IEC Normalmente Inversa.

Determinados estos parámetros, se ingresan los resultados en el relé ABB RED670 de la biblioteca de PowerFactory, como se muestra en la Figura 4.21. Además, en la Figura 4.22 se indica la curva característica de operación del relé de sobrecorriente temporizado (51N/67N) que se ajustó para este ejemplo.

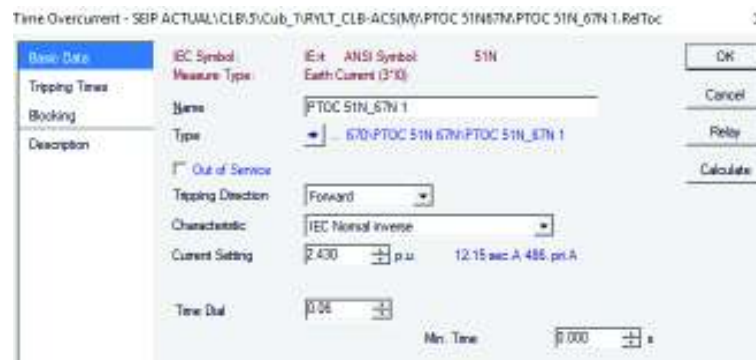


Figura 4.21. Ingreso de los valores de arranque del relé de sobrecorriente temporizado (51N/67N), relé ABB RED670 en PowerFactory [Impresión de PowerFactory]

Los ajustes de la protección de sobrecorriente direccional (67/67N) se realizan de la misma forma establecida para los relés de sobrecorriente temporizados (51/67/51N/67N), considerando que la direccionalidad seleccionada es hacia adelante para todos los relés de sobrecorriente direccionales dentro del sistema analizado en este trabajo.

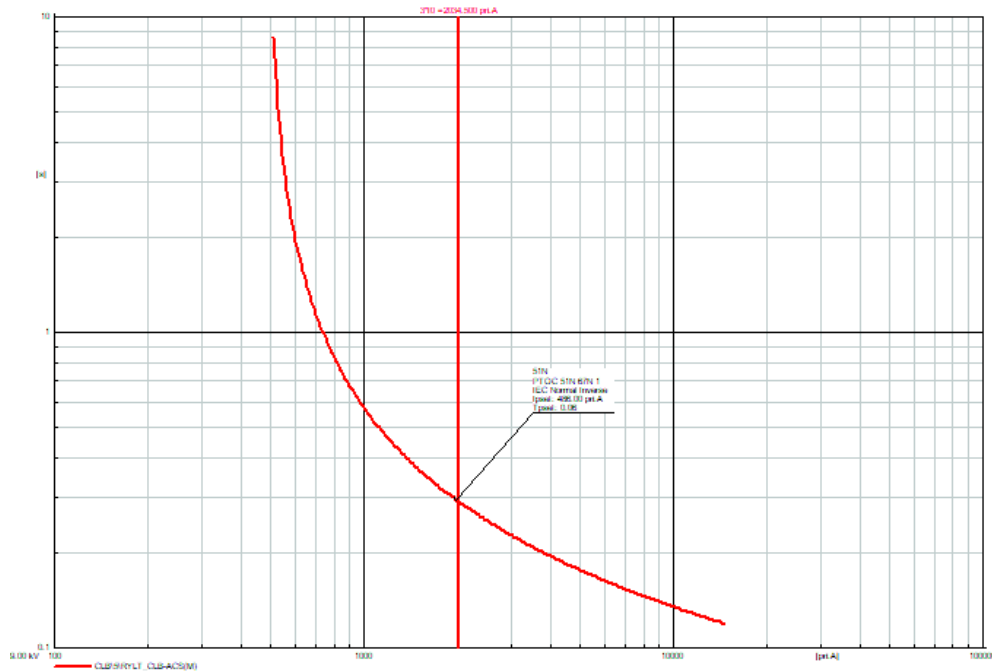


Figura 4.22. Curva característica de operación relé de sobrecorriente temporizado (51N/67N) en PowerFactory [Elaboración propia]

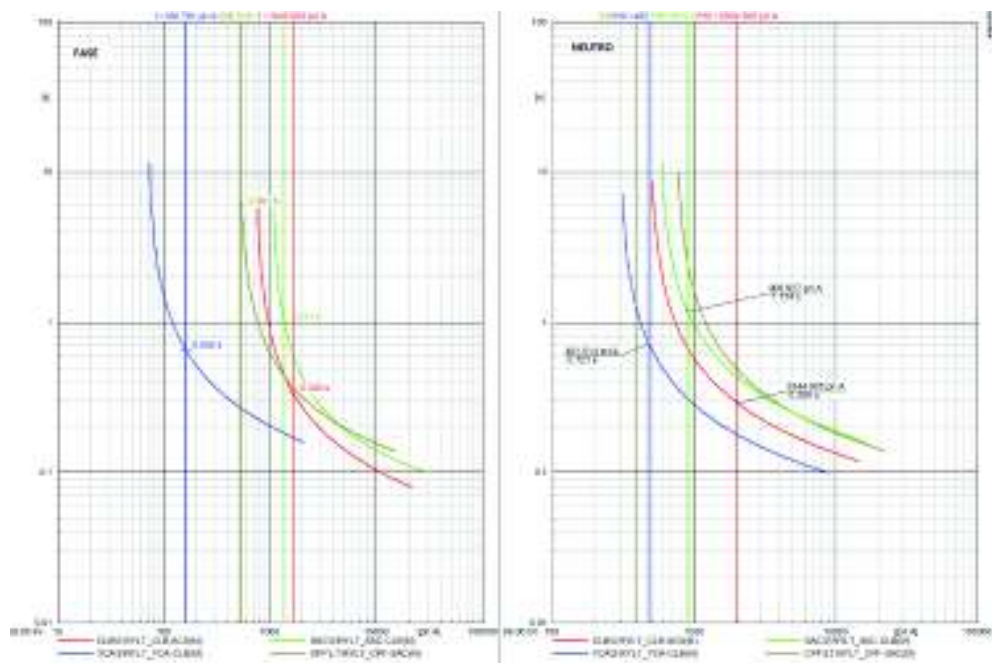


Figura 4.23. Curva característica de operación del relé de sobrecorriente (51,67,51N,67N) tomado para el ejemplo en PowerFactory [Elaboración propia]

En la Figura 4.23 se observa la operación del relé de sobrecorriente (51/51N/67/67N) que se tomó para el ejemplo, así como la operación de respaldo de los relés adyacentes a la línea de subtransmisión protegida. A su vez, se observan los diferentes tiempos de operación de los relés, cuya diferencia se establece en lo posible entre 300-400 ms como mínimo. La curva característica de operación del relé tomado para el ejemplo es aquella marcada en color rojo.

Como aspecto didáctico se muestra en la Figura 4.24 y en la Figura 4.25 la curva característica de operación del relé de sobrecorriente de fase (51/67) y del relé de sobrecorriente de neutro (51N/67N) respectivamente, del relé ubicado en la S/E Shushufindi, bahía Jivino 69, línea de subtransmisión que conectará al SEIP con el SNI a 69 kV. En dicha figura también se muestran, las curvas características de operación de los relés que operan como respaldo al relé señalado.

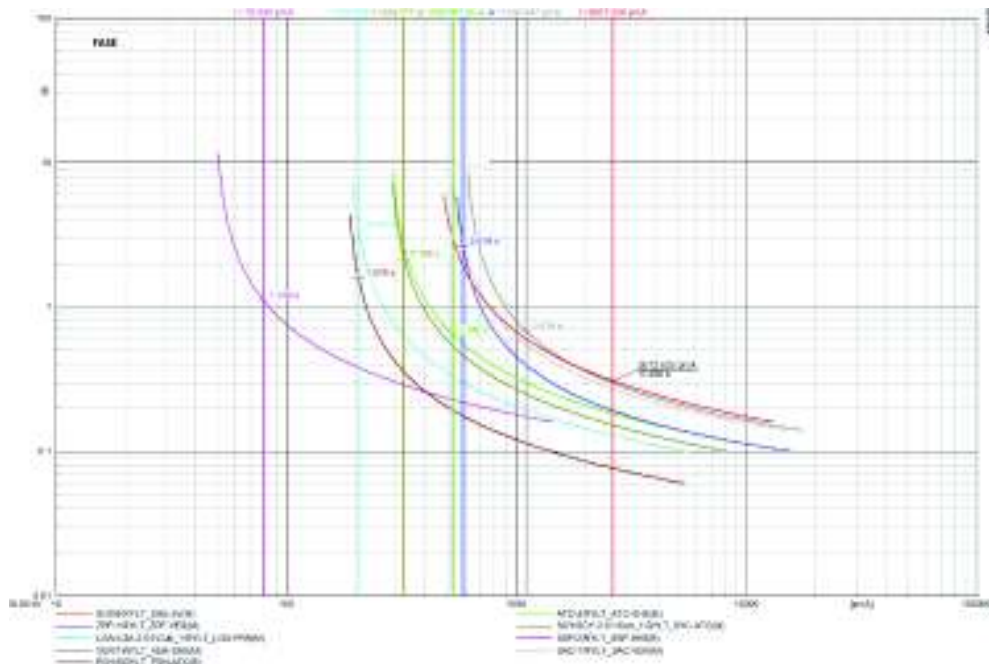


Figura 4.24. Curva característica de operación del relé de sobrecorriente de fase (51,67) ubicado en el tramo Shushufindi-Jivino a 69 kV [Elaboración propia]

Establecidos los parámetros bajo los cuales se realizan los ajustes de los relés de sobrecorriente del SEIP a nivel de 69 kV, junto con aquellos ubicados en la línea de subtransmisión que lo conectará al SNI, y realizado un estudio de cortocircuitos para la determinación de las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito obtenidas del programa computacional PowerFactory. Se realiza un estudio para determinar los ajustes más adecuados para una operación coordinada de los relés de sobrecorriente (51/51N/67/67N) ante cualquier perturbación en la red. Los ajustes para los relés de

sobrecorriente de fase (51/67) se pueden observar en el Anexo 5, Tabla A5.1, y los ajustes para los relés de sobrecorriente de neutro se pueden observar en la Tabla A5.2 del mismo anexo. En el Anexo 6 se muestran las curvas características de operación de los relés de sobrecorriente de fase (51/67) y de neutro (51N/67N) ajustados.

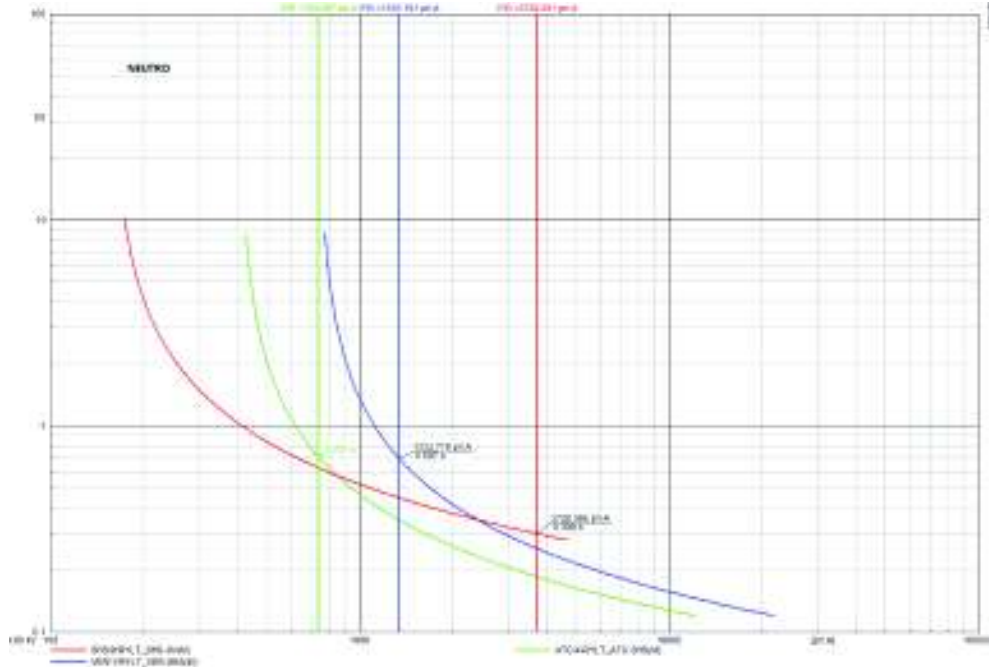


Figura 4.25. Curva característica de operación del relé de sobrecorriente de neutro (51N,67N) ubicado en el tramo Shushufindi-Jivino a 69 kV [Elaboración propia]

4.3 Ajustes para los relés de distancia

El ajuste de la protección de distancia se realiza mediante la implementación del relé Dist Poly Z4-Ph-Ph (relé de fase) y el relé Dist Poly Z4-Ph-E (relé de neutro) de PowerFactory. Este tipo de protecciones eléctricas puede funcionar tanto para protección primaria como protección de respaldo de los equipos/elementos del sistema. A su vez, es necesario seleccionar la característica de operación que tendrá en relé, ya sea esta: poligonal, impedancia, mho. Además, de definir el alcance (impedancia) de las zonas de protección del relé. Para el caso particular de este trabajo, se plantea que esta protección opere como respaldo ante posibles perturbaciones en la red, junto con una característica de operación poligonal, y con una direccionalidad hacia adelante.

El alcance de las zonas de protección del relé de distancia se determina a partir de los valores de resistencia y reactancia de cada una de las líneas de subtransmisión que se protegerán. Para demostrar el desarrollo de este ajuste se toma como ejemplo el relé de distancia ubicado en la S/E Sacha, bahía Culebra, como se muestra en la Figura 4.28.

Los valores de resistencia y reactancia de secuencia positiva de la línea de subtransmisión mencionada de ejemplo son:

$$R = 5.21414 [\Omega] \quad , \text{resistencia de la L/T}$$

$$X = 9.766748 [\Omega] \quad , \text{reactancia de la L/T}$$

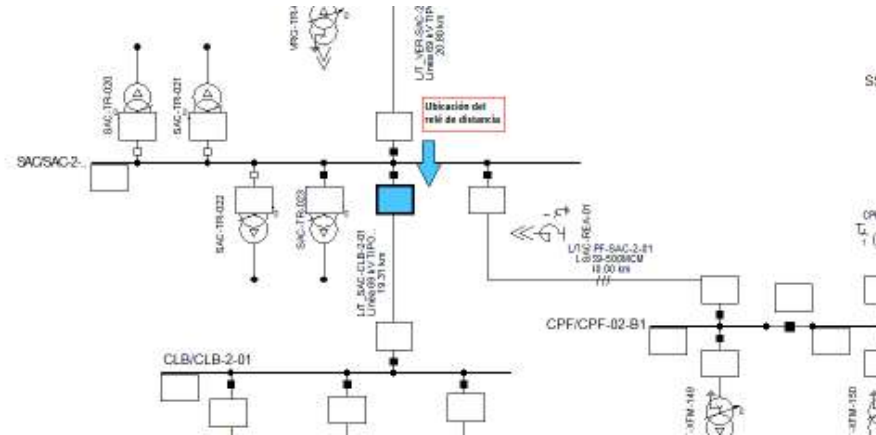


Figura 4.28. Ubicación del relé de distancia citado como ejemplo [Elaboración propia]

Es importante señalar que los valores obtenidos inicialmente en los cálculos son utilizados como puntos de partida para el ajuste del relé de distancia. Estos no indican el alcance definitivo al cual se debe ajustar la protección. Por tal motivo, se desarrolla un estudio de cortocircuitos para determinar el alcance ideal de las zonas de protección del relé de distancia. Las fallas simuladas deben encontrarse en lo posible dentro de las zonas de protección para que el relé opere adecuadamente y en el tiempo correcto. Las fallas simuladas en distintas partes de la línea de subtransmisión a proteger fueron: trifásicas y bifásicas aisladas para el caso del relé de fase, mientras que para el relé de neutro se simularon fallas monofásicas y bifásicas a tierra. Aquellas fallas que ocurren entre fases se simularon con resistencias de falla de: 0 Ω , 2.5 Ω y 5 Ω . Para el caso de fallas con contacto a tierra se simularon con resistencias de falla de: 0 Ω , 5 Ω y 10 Ω . Las simulaciones iniciales se realizaron en el escenario de demanda S_MAX, debido al hecho de obtenerse en este escenario las máximas y mínimas corrientes de cortocircuito. Partiendo de los valores obtenidos para este estado de demanda se modificaron los ajustes requeridos en los demás estados de demanda modelados.

El ajuste de las zonas de protección del relé de distancia de fase (21P) tomado para el ejemplo se detalla a continuación:

- **Alcance de la Zona 1**

Esta zona de protección opera de manera instantánea y se ajusta con el objetivo de cubrir el 80% de la línea de subtransmisión a proteger, medida desde la ubicación del relé. Por tal motivo se tiene:

$$R_{Z1} = 80\% \times R = 80\% \times 5.21414 [\Omega] = 4.1713 [\Omega] \quad , (\text{valores primarios})$$

$$X_{Z1} = 80\% \times X = 80\% \times 9.766748 [\Omega] = 7.8133 [\Omega] \quad , (\text{valores primarios})$$

Debido a que estos valores son puntos de partida en el ajuste del alcance de la zona 1 del relé de distancia, se desarrolló el estudio cortocircuitos señalado en el apartado anterior, del cual se obtuvieron los siguientes resultados:

$$R_{Z1 \text{ FINAL}} = 8.7 [\Omega] \quad , (\text{valores primarios})$$

$$X_{Z1 \text{ FINAL}} = 7.8134 [\Omega] \quad , (\text{valores primarios})$$

Una vez obtenidos los valores de impedancia de la zona 1, se define el ángulo del relé, que para el caso de estudio y para los demás relés se ajustó en 75° (criterio propio). A su vez, se establecieron los valores de los ángulos direccionales del relé como se muestra en la Figura 4.29, en base a la información obtenida de [31].

Figura 4.29. Ángulos direccionales del relé de distancia citado como ejemplo [Impresión de PowerFactory]

Los ajustes finales establecidos para la zona 1 de este relé de distancia se muestran en la Figura 4.30.

- **Alcance de la Zona 2**

Esta zona de protección opera de manera temporizada, motivo por el cual el tiempo ajustado de operación se establece en 300 ms. El alcance (impedancia) hasta el cual medirá esta zona se establece en el 120% de la línea de subtransmisión a proteger. A su vez, se obtienen los valores que serán puntos de partida para los ajustes del relé, mismos que se muestran a continuación:

$$R_{Z2} = 120\% \times R = 120\% * 5.21414 [\Omega] = 6.2569 [\Omega] \quad , (valores\ primarios)$$

$$X_{Z2} = 120\% \times X = 120\% * 9.766748 [\Omega] = 11.72 [\Omega] \quad , (valores\ primarios)$$

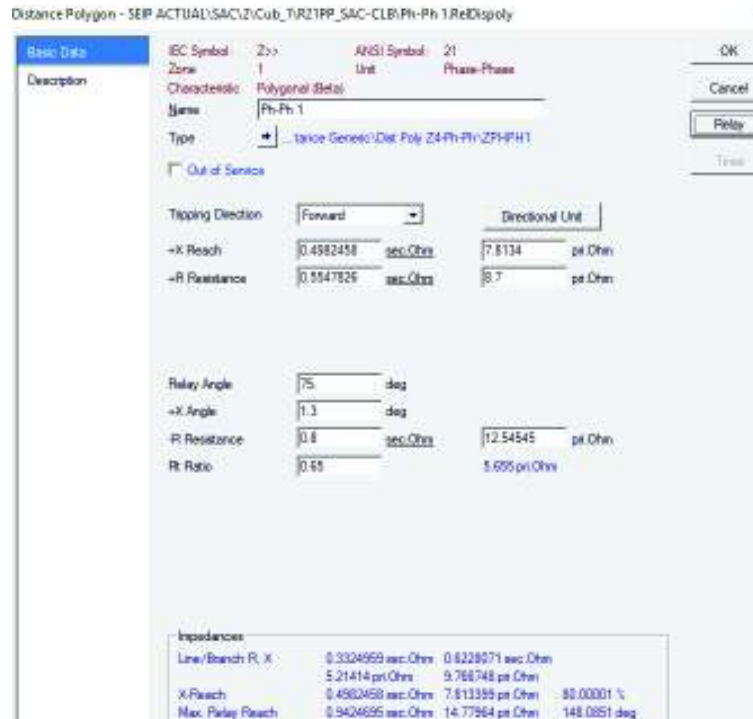


Figura 4.30. Ajustes de la zona 1 del relé de distancia tomado como ejemplo [Impresión de PowerFactory]

A partir del estudio de cortocircuitos mencionado con anterioridad se establecieron los valores ideales para el alcance resistivo y alcance reactivo de la zona 2 del relé de distancia. Obteniéndose los siguientes resultados:

$$R_{Z2\ FINAL} = 10.3 [\Omega] \quad , (valores\ primarios)$$

$$X_{Z2\ FINAL} = 11.7201 [\Omega] \quad , (valores\ primarios)$$

Los ajustes finales establecidos para la zona 2 de este relé de distancia se muestran en la Figura 4.31.

- **Alcance de la Zona 3**

De la misma manera que para la zona 2, la operación de este relé es temporizada con un tiempo de operación mínimo de 900 ms. El alcance de esta zona de protección se establece en cubrir el 100% de la línea de subtransmisión protegida más el 100% de la línea de subtransmisión adyacente más extensa. Los valores iniciales obtenidos del alcance reactivo y resistivo de la línea de subtransmisión son:

$$R_{Z3} = R + R_{LT\text{ }ady.} = 5.21414 [\Omega] + 7.606[\Omega] = 12.82[\Omega] \quad , (\text{valores primarios})$$

$$X_{Z3} = X + X_{LT\text{ }ady.} = 9.766748 [\Omega] + 14.247[\Omega] = 24.01[\Omega] \quad , (\text{valores primarios})$$

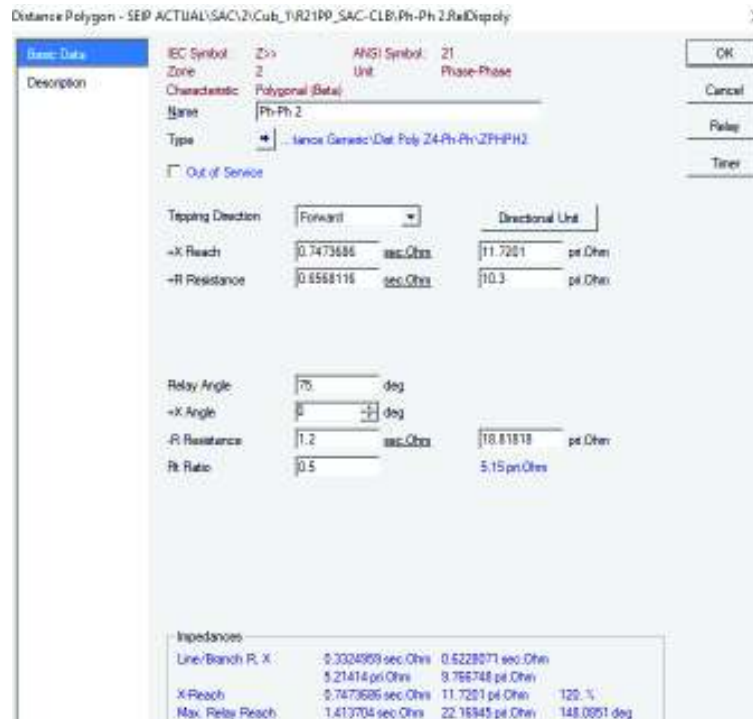


Figura 4.31. Ajustes de la zona 2 del relé de distancia tomado como ejemplo [Impresión de PowerFactory]

Realizado el estudio de cortocircuito establecido se obtuvieron los siguientes resultados:

$$R_{Z3\text{ }FINAL} = 15.6 [\Omega] \quad , (\text{valores primarios})$$

$$X_{Z3\text{ }FINAL} = 24.2 [\Omega] \quad , (\text{valores primarios})$$

Es importante señalar que el alcance de esta zona de protección no debe cubrir otros niveles de voltaje, para evitar disparos indeseados por parte del relé de protección.

Establecidos estos criterios, los ajustes finales para la zona 3 de este relé de distancia se muestran en la Figura 4.32.

Para el caso de la protección de distancia de neutro (21N) los ajustes se realizan de la misma manera que para la protección de distancia de fase (21P), con el detalle de que debe ser ajustado el valor del factor k0 del relé de distancia de neutro (Dist Poly Z4-Ph-E), previo a este ajuste. Caso contrario las corrientes de desbalance obtenidas del estudio de cortocircuitos serán medidas de manera errónea por parte del relé. Para el ajuste del valor del factor k0 se utilizó la Ecuación 4.13.

$$k_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{3 \times Z_1}$$

Ecuación 4.13. Valor del factor k_0 del relé de distancia [19]

Donde:

- Z_0 : impedancia de secuencia cero de la línea de transmisión a proteger
- Z_1 : impedancia de secuencia positiva de la línea de transmisión a proteger



Figura 4.32. Ajustes de la zona 3 del relé de distancia tomado como ejemplo [Impresión de PowerFactory]

Para el relé de distancia tomado como ejemplo se tienen como resultados los siguientes:

$$Z_0 = 8.648115 + j 18.73898 \Omega$$

$$Z_1 = 5.21414 + j 9.766748 \Omega$$

$$k_0 = \frac{(8.648115 + j 18.73898) - (5.21414 + j 9.766748)}{3 \times (5.21414 + j 9.766748)} \Omega$$

$$k_0 = 0.286989893209884 + j 0.0360147664758063 \Omega$$

$$|k_0| = 0.2892408 \Omega$$

$$\angle k_0 = 7.15272^\circ$$

Los valores obtenidos son ingresados en el programa PowerFactory como indica la Figura 4.33.



Figura 4.33. Ingreso del valor k_0 en el relé de neutro (21N) [Impresión de PowerFactory]

Una vez ajustado este valor en el relé se realiza el cálculo de las impedancias para cada una de las zonas utilizando como referencia la impedancia de secuencia positiva de la línea de subtransmisión, como se realizó para el relé de distancia de fase (21P), y junto al estudio de cortocircuitos detallado para fallas con contacto a tierra (corrientes de desbalance), se ajustan los valores más adecuados para la protección de distancia de neutro (21N). Los ajustes para la zona 1, zona 2 y zona 3 del relé de distancia de neutro (21N) se detallan en la Figura 4.34, Figura 4.35 y Figura 4.36, respectivamente.

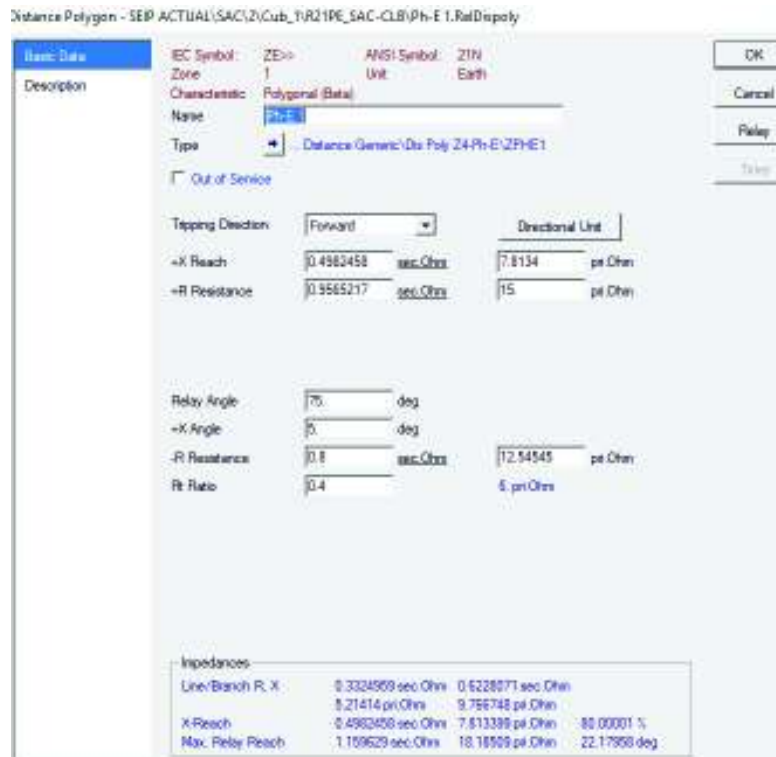


Figura 4.34. Ajustes de la zona 1 del relé de distancia de neutro (21N) [Impresión de PowerFactory]

Distance Polygon - SEIP ACTUAL\SAC\2\Cub_1\R21PE_SAC-CLB\Ph-E 2.RailDispoly

| | | | | | |
|-------------------|---|---|------------------|--------|--------|
| Basic Data | IEC Symbol | Z _E = ∞ | ANSI Symbol | 21N | OK |
| Description | Zone | 2 | Unit | Earth | Cancel |
| | Characteristic | Polygonal (Beta) | | | Relay |
| | None | None | | | Timer |
| | Type | Distance Generic\Dis Poly 24-Ph-E\ZPHE2 | | | |
| | <input type="checkbox"/> Out of Service | | | | |
| | Tripping Direction | Forward | Directional Unit | | |
| | +X Reach | 5.7473686 sec.Ohm | 11.7201 | pr.Ohm | |
| | +R Resistance | 1.106377 sec.Ohm | 17.35 | pr.Ohm | |
| | Relay Angle | 75 deg | | | |
| | +X Angle | 0 deg | | | |
| | -R Resistance | 1.2 sec.Ohm | 18.81818 | pr.Ohm | |
| | Rt Ratio | 0.5 | 8.675 | pr.Ohm | |

| Impedances | | | | |
|------------------|-------------------|-------------------|-------------|--|
| Line/Branch R-X | 0.3324959 sec.Ohm | 0.6228071 sec.Ohm | | |
| | 5.21414 pr.Ohm | 9.765748 pr.Ohm | | |
| X-Reach | 0.7473686 sec.Ohm | 11.7201 pr.Ohm | 120. % | |
| Max. Relay Reach | 1.505275 sec.Ohm | 23.60544 pr.Ohm | 29.7587 deg | |

Figura 4.35. Ajustes de la zona 2 del relé de distancia de neutro (21N) [Impresión de PowerFactory]

Distance Polygon - SEIP ACTUAL\SAC\2\Cub_1\R21PE_SAC-CLB\Ph-E 3.RailDispoly

| | | | | | |
|-------------------|---|---|------------------|--------|--------|
| Basic Data | IEC Symbol | Z _E = ∞ | ANSI Symbol | 21N | OK |
| Description | Zone | 3 | Unit | Earth | Cancel |
| | Characteristic | Polygonal (Beta) | | | Relay |
| | None | None | | | Timer |
| | Type | Distance Generic\Dis Poly 24-Ph-E\ZPHE3 | | | |
| | <input type="checkbox"/> Out of Service | | | | |
| | Tripping Direction | Forward | Directional Unit | | |
| | +X Reach | 1.753623 sec.Ohm | 27.5 | pr.Ohm | |
| | +R Resistance | 1.724508 sec.Ohm | 27.05 | pr.Ohm | |
| | Relay Angle | 75 deg | | | |
| | +X Angle | 0 deg | | | |
| | -R Resistance | 1.5 sec.Ohm | 23.52273 | pr.Ohm | |
| | Rt Ratio | 0.5 | 13.525 | pr.Ohm | |

| Impedances | | | | |
|------------------|-------------------|-------------------|--------------|--|
| Line/Branch R-X | 0.3324959 sec.Ohm | 0.6228071 sec.Ohm | | |
| | 5.21414 pr.Ohm | 9.765748 pr.Ohm | | |
| X-Reach | 1.753623 sec.Ohm | 27.5 pr.Ohm | 201.5675 % | |
| Max. Relay Reach | 2.809339 sec.Ohm | 44.05953 pr.Ohm | 38.62439 deg | |

Figura 4.36. Ajustes de la zona 3 del relé de distancia de neutro (21N) [Impresión de PowerFactory]

La operación del relé de distancia de fase (21P) ajustado ante una falla trifásica ocurrida en la S/E Culebra, se observan en la Figura 4.37. En la Figura 4.38 se muestran en cambio la operación del relé de distancia de neutro (21N) al momento de ocurrir una falla monofásica en la S/E Culebra. Ambas figuras indican la característica de operación del relé de distancia en el diagrama R-X, así como el adecuado funcionamiento de los relés de distancia de la línea de subtransmisión protegida, ante eventuales perturbaciones en la red.

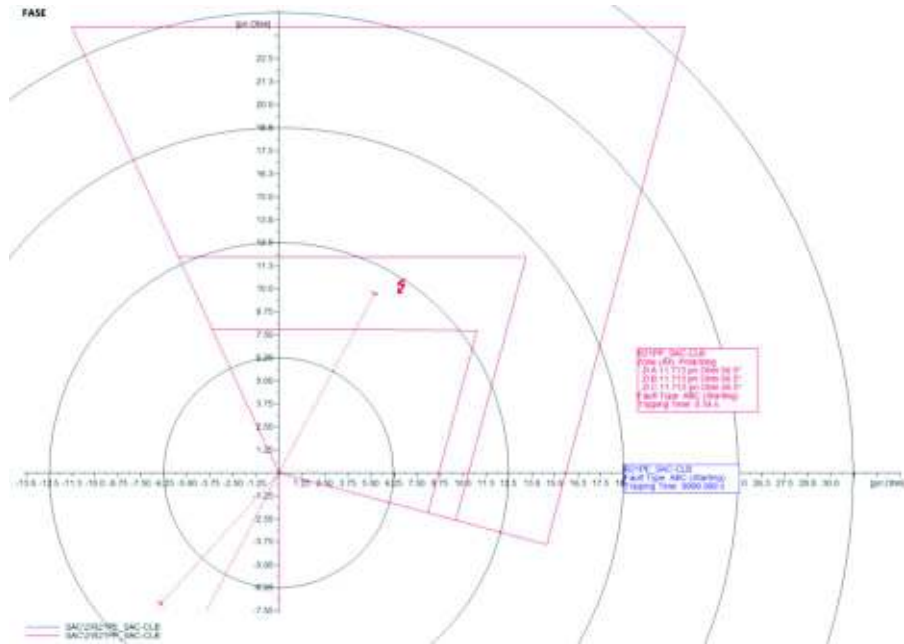


Figura 4.37. Característica de operación en el diagrama R-X del relé de distancia de fase (21) ante una falla 3Ø en la S/E Culebra [Elaboración propia]

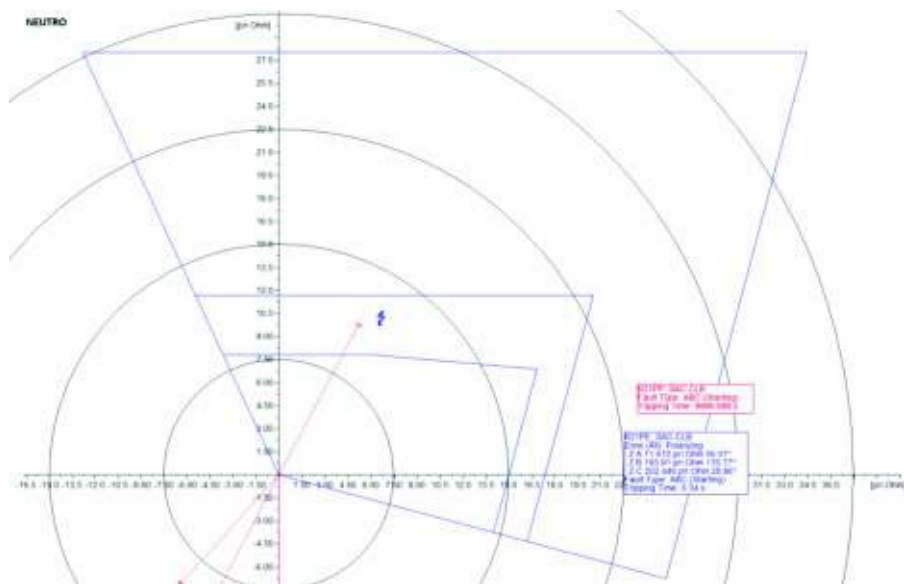


Figura 4.38. Característica de operación en el diagrama R-X del relé de distancia de neutro (21N) ante una falla 1Ø-T en la S/E Culebra [Elaboración propia]

En ciertos casos, relés de distancia tuvieron un sobrealcance en la zona 3, específicamente los relés ubicados en: la S/E Atacapi (bahía Shushufindi), la S/E Vergel (bahía Shushufindi), y en la S/E Shushufindi Sur (bahía Shushufindi).

Los relés mencionados, al momento de ser ajustados con los valores preliminares que fueron calculados, median fallas ocurridas en la barra de 230 kV de la S/E Jivino de Transelectric EP, por lo cual se tenía un alcance a otro nivel de voltaje. Considerando esta aseveración y junto a un estudio de cortocircuitos se determinó el alcance más adecuado de las zonas de protección de los relés, incluyendo la zona 3 que mostraba un sobrealcance. Como ejemplo para indicar que el sobrealcance antes mencionado fue corregido y ajustado de manera adecuada, se realizó una falla trifásica y una falla monofásica en la S/E Jivino de Transelectric EP a 230 kV como se observa en la Figura 4.39. La operación del relé de fase (21P) ubicado en la S/E Atacapi, bahía Shushufindi, ante la falla trifásica señalada se muestra en la Figura 4.40. La operación de relé de neutro (21N) ante la falla monofásica en el punto indicado se muestra en la Figura 4.41.

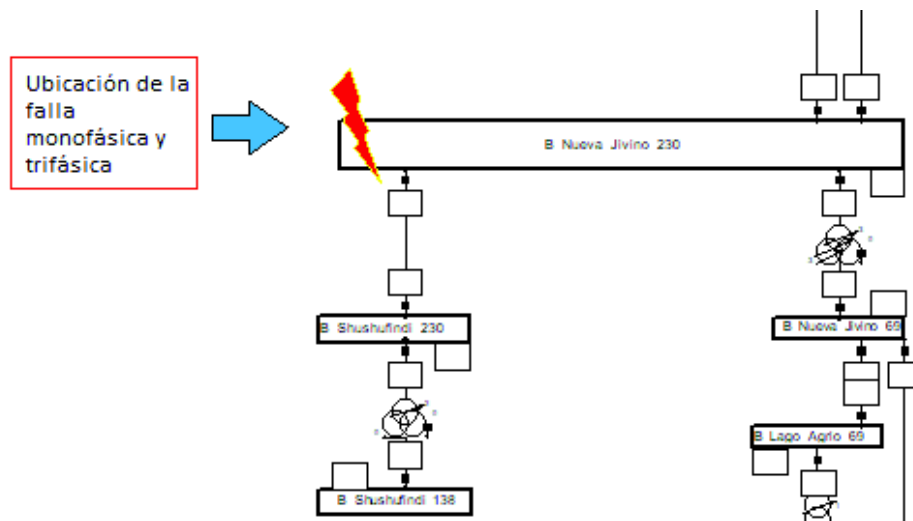


Figura 4.39. Ubicación de la falla 3Ø y 1Ø-T en la S/E Jivino a 230 kV [Elaboración propia]

El relé de neutro (21N) mostrado de ejemplo en la Figura 4.41, permite indicar que, para ciertos relés de este tipo, además de los ajustes establecidos, fue necesario el ajuste tanto del ángulo del relé, como el ángulo direccional Alpha. Dichos ajustes adicionales a los establecidos se deben al tipo de cortocircuitos obtenidos en el estudio, los mismos que delimitaron las zonas de protección del relé con estos nuevos valores.

Ángulo del relé = 34°

Ángulo direccional Alpha = 28°

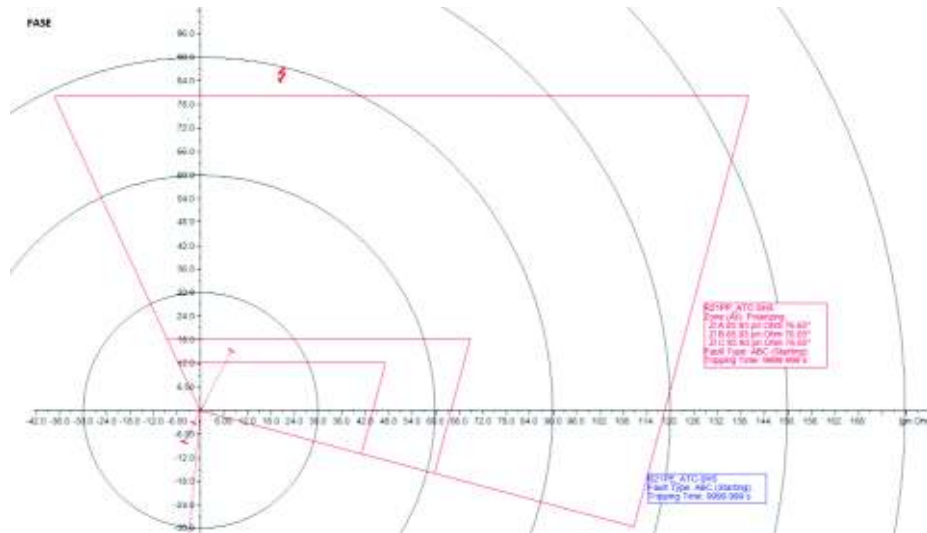


Figura 4.40. Característica de operación en el diagrama R-X del relé (21P) ubicado en la S/E Atacapi, bahía Shushufindi ante una falla 3Ø en la S/E Jivino 230 kV de CELEC EP
[Elaboración propia]

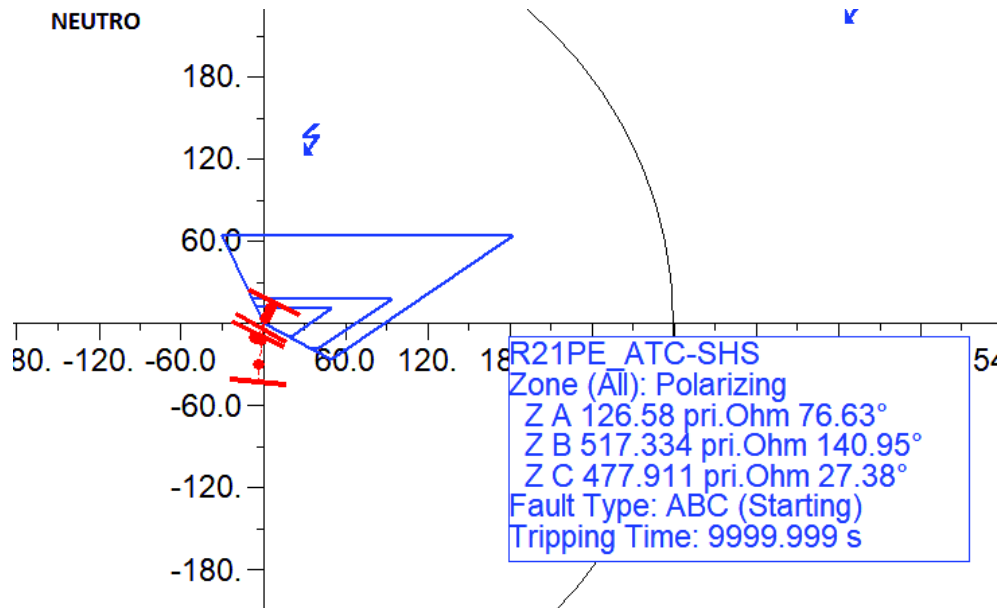


Figura 4.41. Característica de operación en el diagrama R-X del relé (21N) ubicado en la S/E Atacapi, bahía Shushufindi ante una falla 1Ø-T en la S/E Jivino 230 kV de CELEC EP
[Elaboración propia]

Para indicar que en otros estados de demanda los ajustes pertinentes fueron realizados, en la Figura 4.42 y en la Figura 4.43 se indica la operación del relé de distancia de fase (21P) y de neutro (21N) ubicados en la S/E Vergel, bahía Shushufindi, en el estado de demanda L_MIN. A su vez, se realiza la simulación de una falla bifásica aislada y una falla

bifásica a tierra en la S/E Jivino 230 kV para demostrar que el sobre alcance también fue corregido para este estado de demanda.

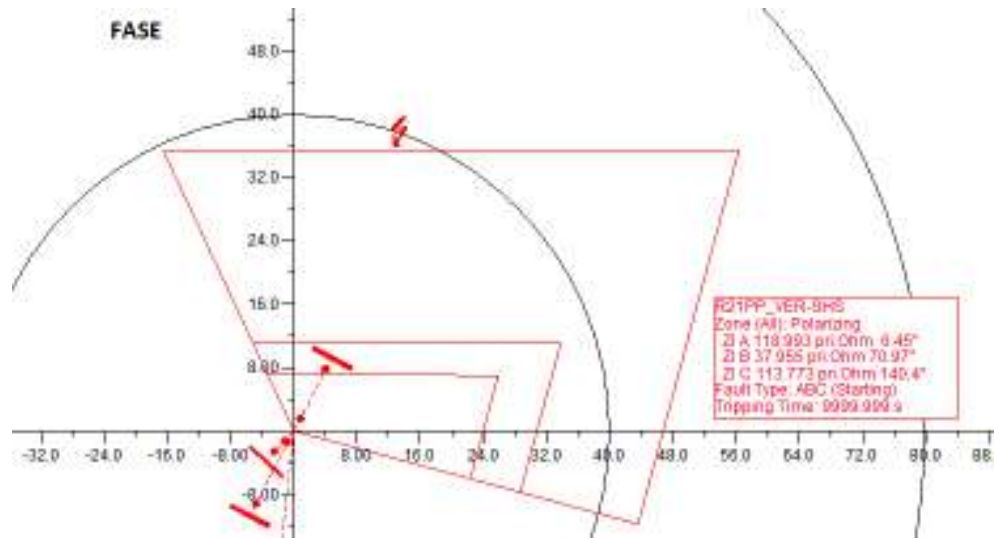


Figura 4.42. Característica de operación en el diagrama R-X del relé (21P) ubicado en la S/E Vergel, bahía Shushufindi, en el estado de demanda L_MIN, ante una falla 2Ø en la S/E Jivino 230 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

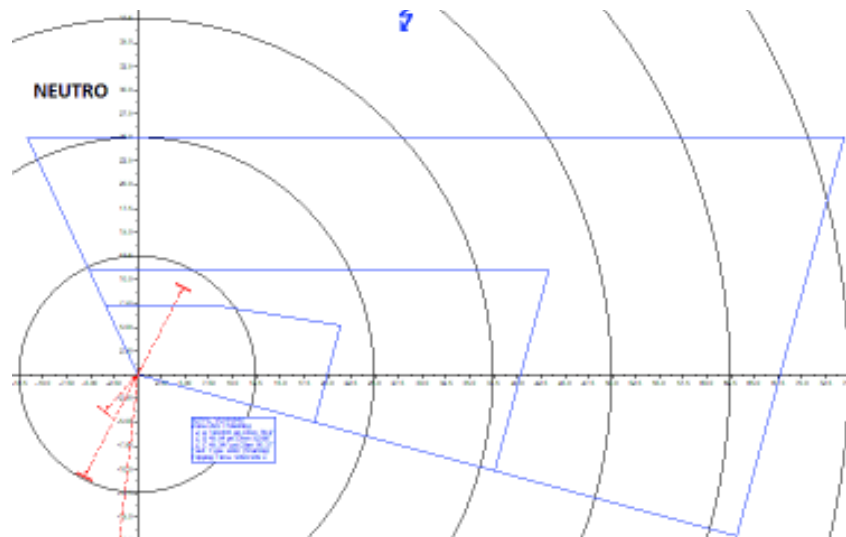


Figura 4.43. Característica de operación en el diagrama R-X del relé (21N) ubicado en la S/E Vergel, bahía Shushufindi, en el estado de demanda L_MIN, ante una falla 2Ø-T en la S/E Jivino 230 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

Para el caso del estado de demanda L_MAX se toma como ejemplo el relé de distancia ubicado en la S/E Shushufindi Sur, bahía Shushufindi. Para observar su operación ante eventuales perturbaciones se simula una falla trifásica con una resistencia de falla de 5 Ω en la S/E Jivino de 230 kV de CELEC EP. La característica de operación del relé se observa

en la Figura 4.44. Es importante señalar que para este relé en particular no se ajustó el relé de distancia de neutro (21N), debido al hecho de que no se obtuvieron corrientes de desbalance, por motivo de la conexión Delta/Y del transformador ubicado en la S/E Shushufindi Sur. Además, se tiene un alcance más elevado en la zona 3 del relé, debido a las corrientes de cortocircuito obtenidas al cubrir la L/T adyacente más larga. Con los ajustes correspondientes se evita un sobrealcance en la detección de fallas a otro nivel de voltaje, asegurando una operación adecuada y coordinada por parte del relé.

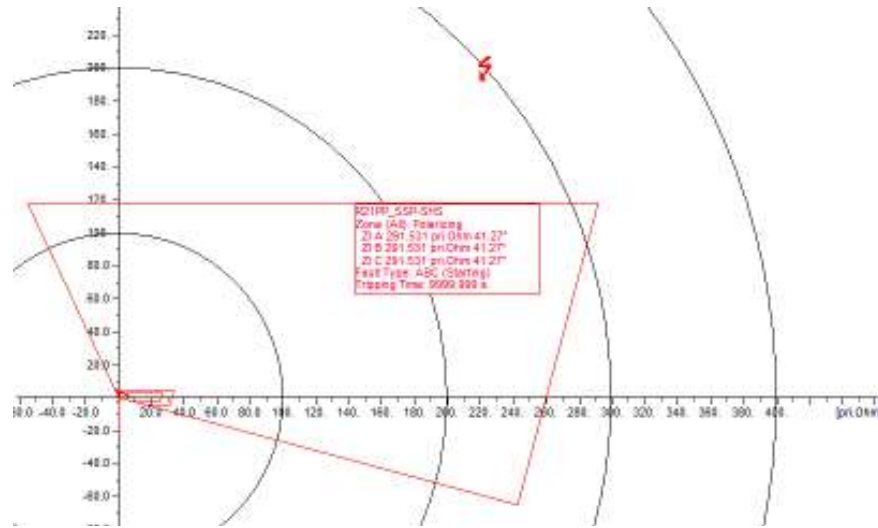


Figura 4.44. Característica de operación en el diagrama R-X del relé (21P) ubicado en la S/E Shushufindi Sur, bahía Shushufindi, en el estado de demanda L_MAX, ante una falla 3 ϕ con $R_f=5 \Omega$ en la S/E Jivino 230 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

En el estado de demanda S_MIN se toma para el ejemplo el relé de distancia ubicado en la S/E Shushufindi, bahía Jivino 69, para demostrar la adecuada operación del mismo. Se simula una falla trifásica y monofásica con resistencia de falla de 5Ω cada una, en la S/E Jivino a 230 kV de CELEC EP. El relé de fase (21P) de este ejemplo se observa en la Figura 4.45, mientras que el relé de neutro (21N) se observa en la Figura 4.46.

A partir de los ejemplos señalados en este apartado se puede evidenciar la operación de los distintos relés de distancia para los diferentes estados de demanda modelados del sistema analizado, tanto para fallas dentro de la línea de subtransmisión protegida, así como para fallas externas a esta L/T o en otros niveles de voltaje. Las fallas obtenidas mediante el estudio de cortocircuitos en la S/E Jivino de 230 KV de CELEC EP, determinaron el reajuste de varios relés de distancia, específicamente su zona de protección 3, dado el hecho de que estas zonas en un inicio se ajustaron para cubrir el 100% de la L/T adyacente más larga, pero a su vez, cubrían otros niveles de voltaje, generando una operación inadecuada de relés de distancia. Dicho reajuste se realizó para

todos los estados de demanda del SEIP a 69 kV conectado al SNI, para asegurar una operación adecuada, confiable y coordinada por parte de los relés de protección ajustados. Los ajustes establecidos para los relés de distancia de fase (21P) y los relés de distancia de neutro (21N) se presentan en el Anexo 7 en la Tablas A7.1 y en la Tabla A7.2, respectivamente.

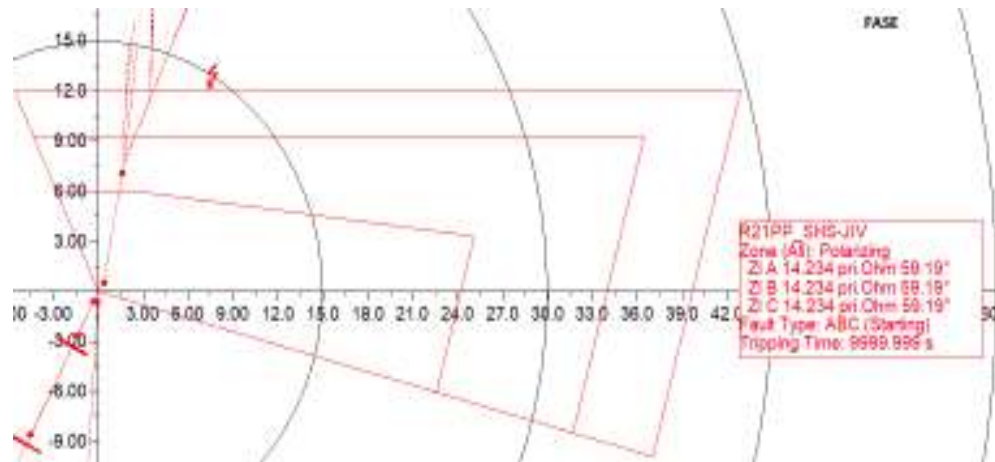


Figura 4.45. Característica de operación en el diagrama R-X del relé (21P) ubicado en la S/E Shushufindi, bahía Jivino 69, en el estado de demanda S_MIN, ante una falla 3Ø con $R_f=5 \Omega$ en la S/E Jivino 230 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

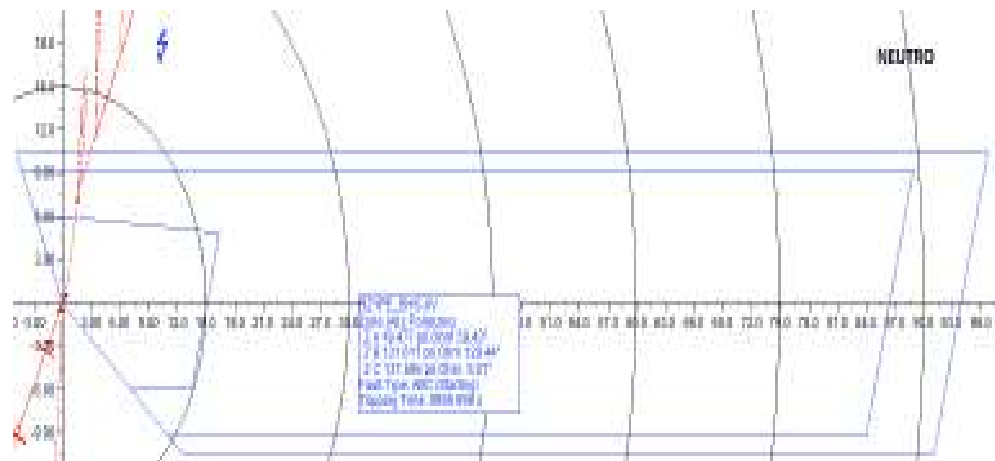


Figura 4.46. Característica de operación en el diagrama R-X del relé (21N) ubicado en la S/E Shushufindi, bahía Jivino 69, en el estado de demanda S_MIN, ante una falla 1Ø-T con $R_f=5 \Omega$ en la S/E Jivino 230 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

Establecidos los ajustes para las protecciones diferenciales, de distancia y de sobrecorriente, en el Anexo 8 se indican aquellas protecciones que pueden ser ajustadas en campo.

5. COORDINACIÓN Y OPERACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO A NIVEL DE 69 kV CONECTADO AL SNI

Los ajustes de los relés de protección de las líneas de subtransmisión del SEIP a 69 kV, así como de aquellos ubicados en la línea de subtransmisión que conectará a este sistema con SNI, establecidos en la sección 4, se aplican en la coordinación de protecciones mediante la simulación de diversos cortocircuitos en diferentes partes del sistema en los diferentes estados de demanda. A su vez, para una mejor comprensión en la coordinación de protecciones se establecen rutas que tienen como punto de destino la S/E Jivino a 69 kV de Transelectric EP, esto debido a que la coordinación se realizó aguas arriba del sistema.

5.1 Rutas establecidas para la coordinación de protecciones

El SEIP a nivel de 69 kV conectado al SNI fue marcado por 7 rutas que abarcan diversas subestaciones y las líneas de subtransmisión que las conectan, con la finalidad de generar una explicación más clara y evidente de los resultados de la coordinación de los relés de protección del sistema analizado. Debido al nuevo abastecimiento de energía eléctrica proveniente del SNI, se tomó a este punto de conexión como el más relevante del estudio por ser una fuente fuerte de energía eléctrica. Por este motivo, las rutas fueron establecidas hacia la S/E Jivino a 69 kV desde los puntos con una generación eléctrica mucho menor y/o desde aquellos lugares que poseen únicamente carga. En la Figura 5.1 se pueden evidenciar las rutas establecidas para este trabajo. Además, en la Tabla 5.1 se indican las subestaciones que se encuentra dentro de cada una de las rutas señaladas.

Tabla 5.1 Subestaciones del SEIP a 69 kV que son parte de las rutas establecidas

[Elaboración propia]

| RUTAS | SUBESTACIONES |
|--------|--|
| Ruta 1 | Jivino 69, Shushufindi, Atacapi, Parahuacu, Lago Agrio |
| Ruta 2 | Jivino 69, Shushufindi, Atacapi, Secoya |
| Ruta 3 | Jivino 69, Shushufindi, Shushufindi Sur |
| Ruta 4 | Jivino 69, Shushufindi, Vergel, ZPF |
| Ruta 5 | Jivino 69, Shushufindi, Vergel, Sacha, CPF |
| Ruta 6 | Jivino 69, Shushufindi, Vergel, Sacha, Culebra, Auca Sur |
| Ruta 7 | Jivino 69, Shushufindi, Vergel, Sacha, Culebra, Yuca |

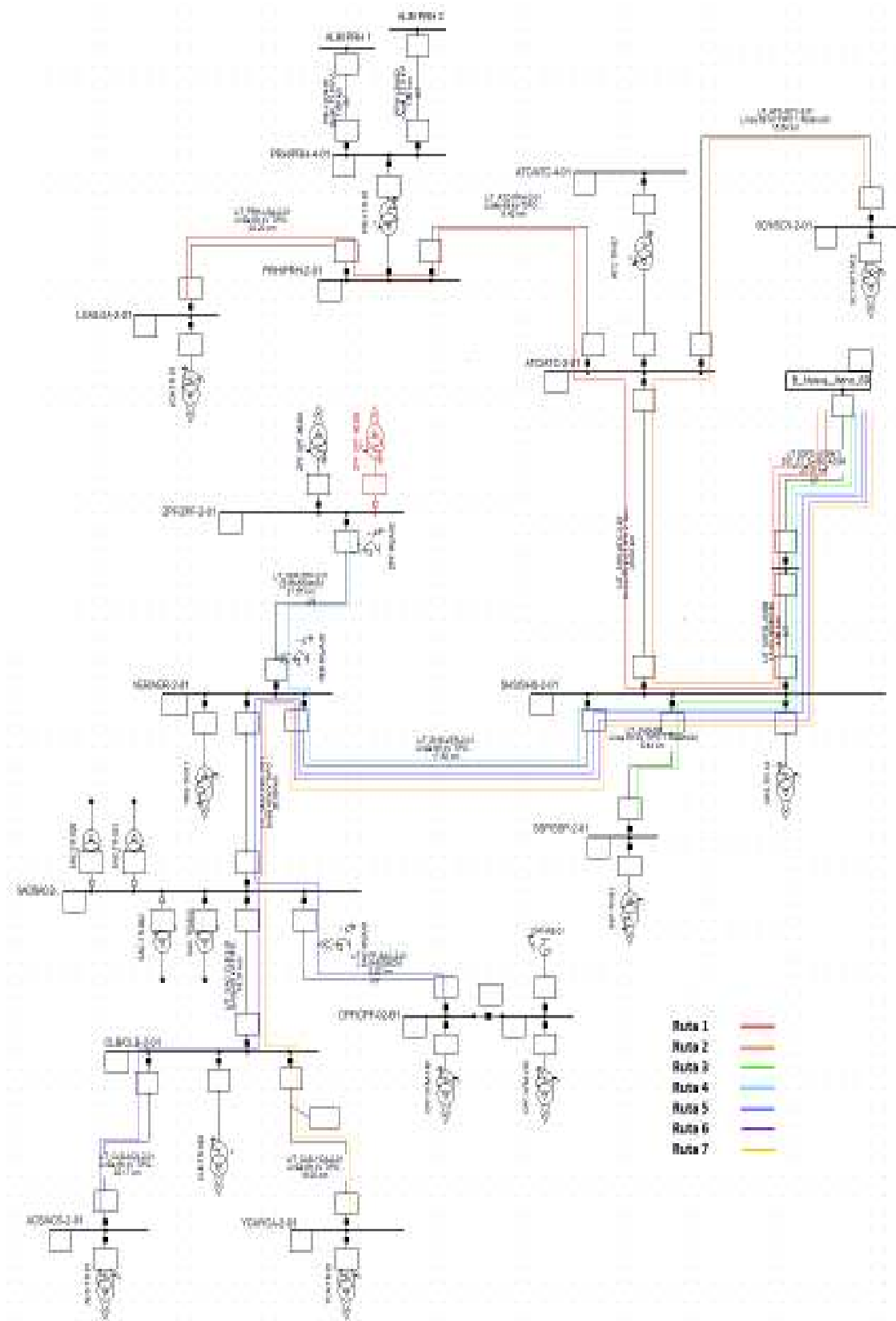


Figura 5.1. Rutas establecidas para la coordinación de protecciones del SEIP a nivel de 69 kV conectado al SNI [Elaboración propia]

5.2 Coordinación de la protección de distancia (21P/21N) de las rutas establecidas

Los relés de distancia debido a ser una protección principal del sistema en análisis se valida su coordinación a través de la simulación de distintas fallas en varios estados de demanda para cada una de las rutas establecidas. La operación adecuada de los equipos de protección y en los tiempos establecidos indican una coordinación de protecciones precisa y confiable para el sistema en análisis.

- **Ruta 1**

En la Ruta 1 mostrada en la Figura 5.2 en el estado de demanda L_MAX se realiza un barrido de cortocircuitos en el cual se contempla la simulación de un tipo de falla cada metro a lo largo de la ruta en estudio, para de esta manera conocer la respuesta de los relés de protección ante perturbaciones en la red.

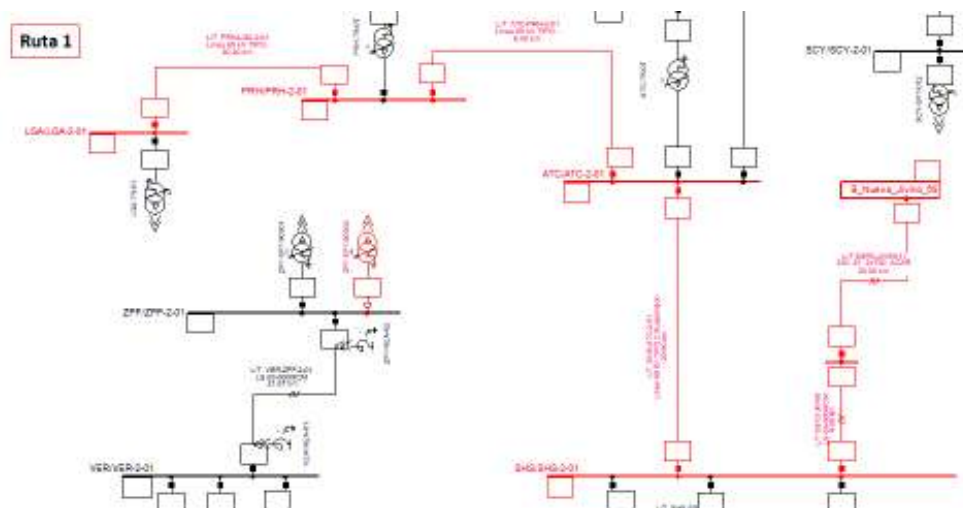
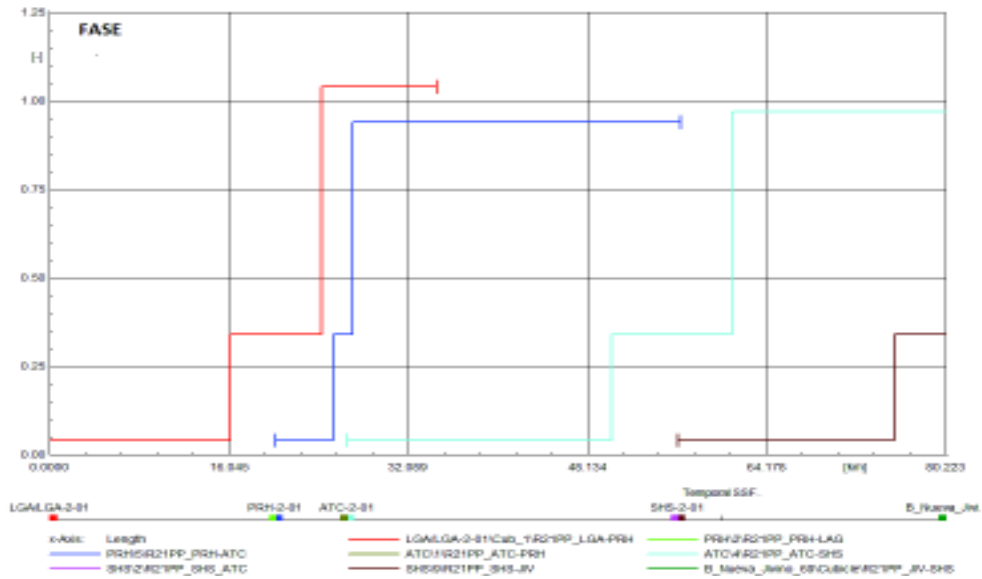


Figura 5.2. Ruta 1 (color rojo) establecida para la coordinación de los relés de protección de distancia (21P/21N) [Elaboración propia]

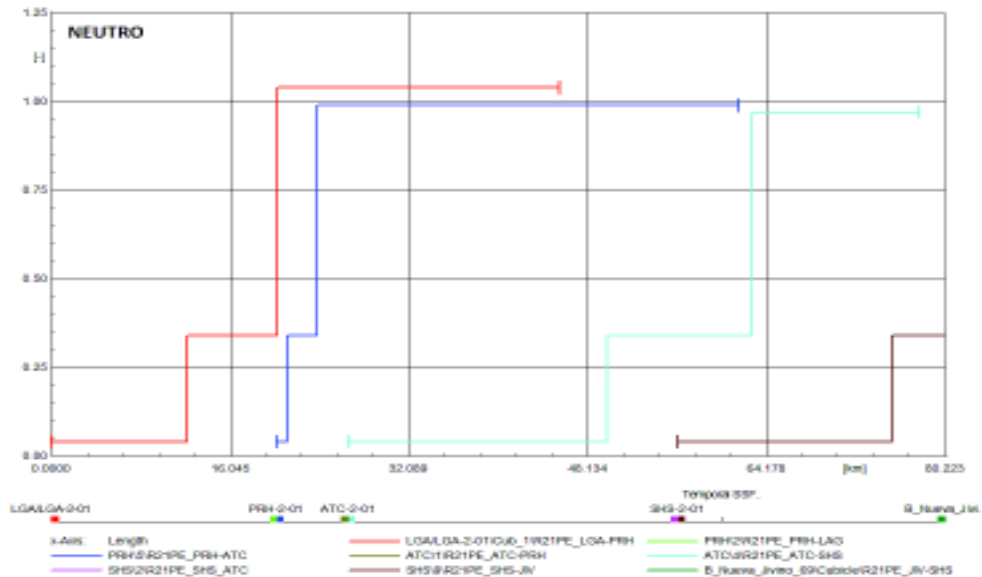
Las fallas consideradas para los barridos de cortocircuitos en este caso fueron: trifásicas con resistencia de falla de 0Ω y monofásicas con resistencia de falla de 5Ω . Las respuestas de los relés de distancia de fase y de neutro ante las perturbaciones señaladas y que fueron medidas desde la S/E Lago Agrio, se pueden observar en el diagrama Distancia vs Tiempo de la Figura 5.3.

De los resultados obtenidos de la Figura 5.3 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Lago Agrio que protegen la línea de subtransmisión Lago Agrio-Parahuacu, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada con un tiempo de

operación de 300 ms y como respaldo para la línea Parahuacu-Atacapi y para la línea Atacapi-Shushufindi, con un tiempo de operación de 300 ms – 1000 ms dependiendo del alcance de la zona 2 y 3 de las protecciones ajustadas.



(a)



(b)

Figura 5.3. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 1 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Lago Agrio [Elaboración propia]

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Parahuacu que protegen la línea Parahuacu-Atacapi, se observa que se cubre hasta el 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación

temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Atacapi-Shushufindi. El relé de neutro (21N) opera en hasta un porcentaje mejor al 80% de la línea debido a la resistencia de falla considerada para el ejemplo. A su vez, también funciona como protección de respaldo de un porcentaje de la línea Shushufindi-Jivino 69.

En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Atacapi que protegen la línea Atacapi-Shushufindi, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de la línea Shushufindi-Jivino 69, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

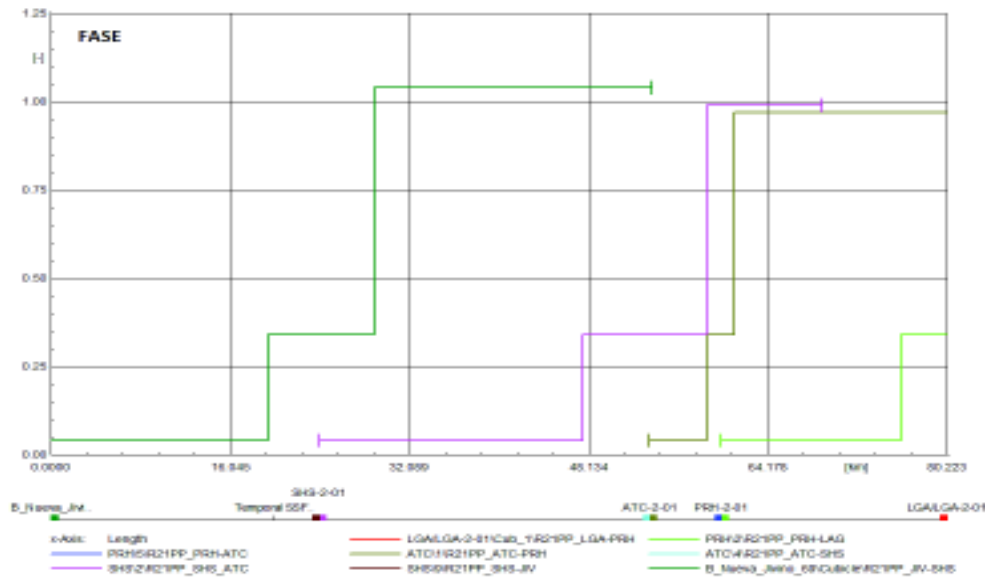
Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Shushufindi-Jivino 69, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

Para el caso en el cual se realizaron los barridos de cortocircuitos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP, se toman en consideración las mismas fallas señaladas, obteniendo como resultados los diagramas de Distancia vs Tiempo que se muestran en la Figura 5.4.

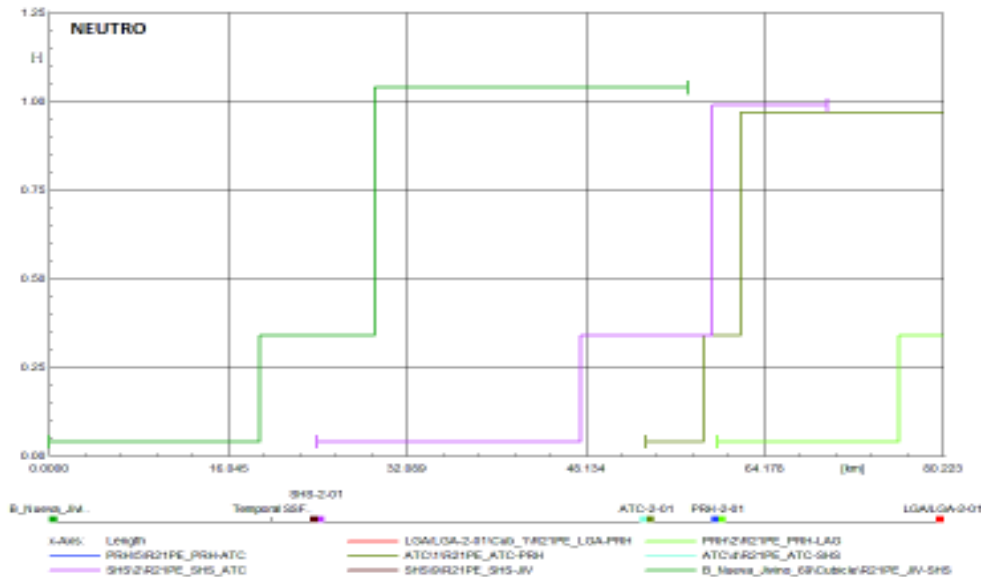
De los resultados obtenidos de la Figura 5.4 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Jivino a 69 de CELEC EP que protegen la línea de subtransmisión Jivino 69-Shushufindi, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Shushufindi-Atacapi.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi que protegen la línea Shushufindi-Atacapi, se observa que se cubre hasta el 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Atacapi-Parahuacu, y como respaldo de un porcentaje de la línea Parahuacu-Lago Agrio.

En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Atacapi que protegen la línea Atacapi-Parahuacu, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de la línea Parahuacu-Lago Agrio, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.



(a)



(b)

Figura 5.4. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 1 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Parahuacu-Lago Agrio, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Parahuacu. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

- **Ruta 2**

En la ruta 2 (color verde) de la Figura 5.5 se realiza el mismo procedimiento utilizado para la ruta 1, efectuando las simulaciones en el estado de demanda L_MAX. Además, para el barrido de cortocircuitos se toman fallas bifásicas aisladas con resistencia de falla de 0Ω para los relés de fase (21P) y fallas bifásicas a tierra con resistencia de falla de 5Ω para los relés de neutro (21N). Los resultados obtenidos de la coordinación medida desde la S/E Secoya para los relés de distancia (21P/21N), se observan en los diagramas de Distancia vs Tiempo de la Figura 5.6.

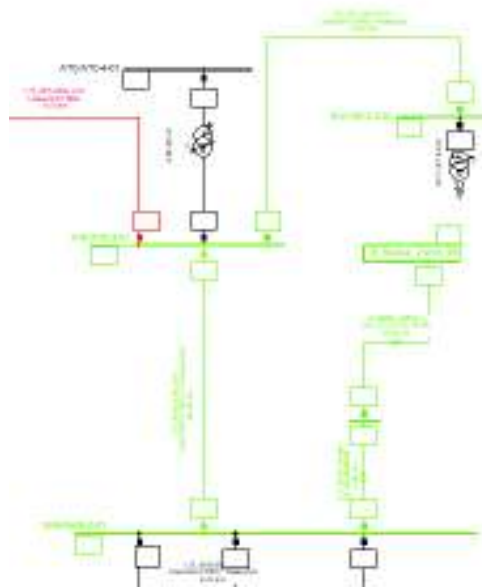
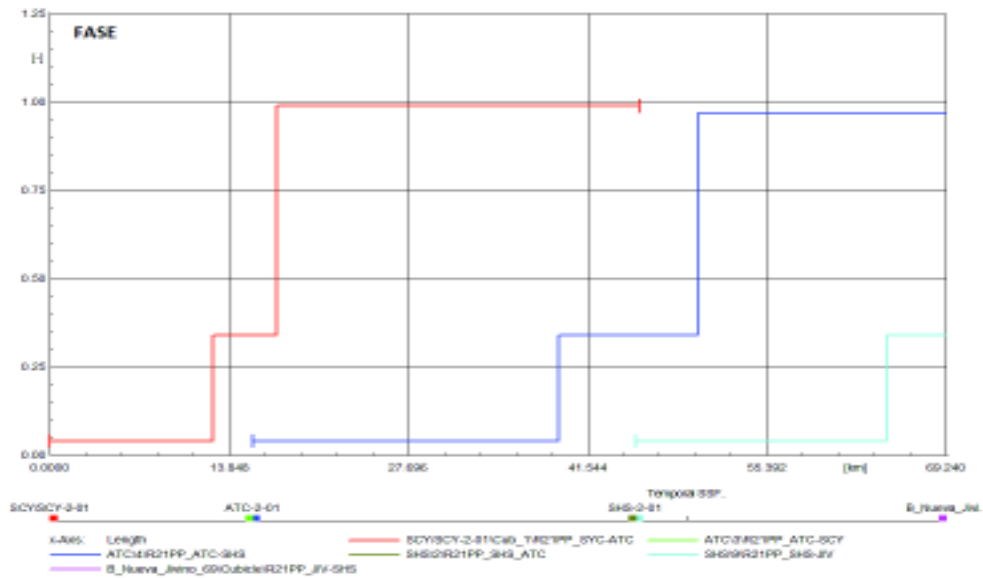


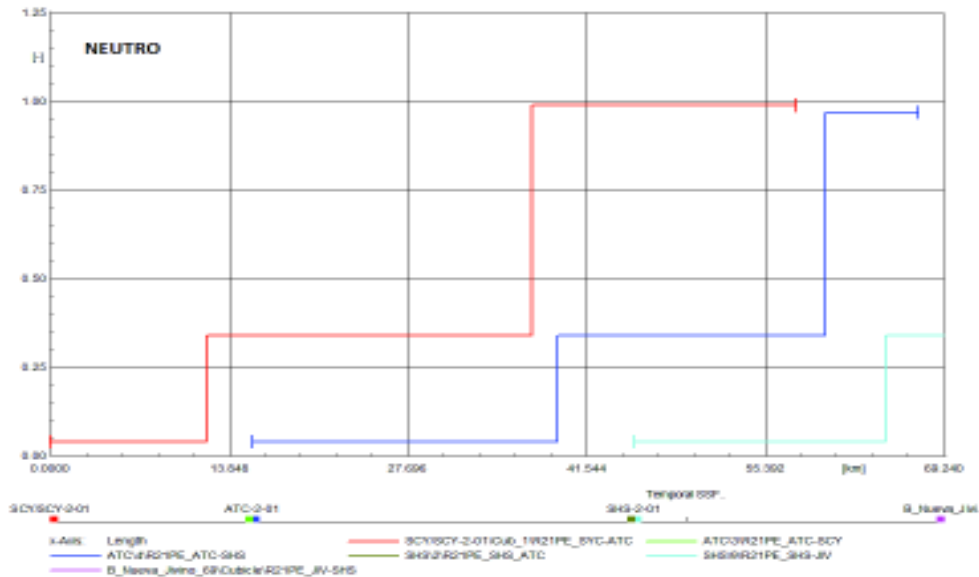
Figura 5.5. Ruta 2 (color verde) establecida para la coordinación de los relés de protección de distancia (21P/21N) [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos de la Figura 5.6 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Secoya que protegen la línea de subtransmisión Secoya-Atacapi, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Atacapi-Shushufindi. Para el caso del relé de neutro (21N) se tiene una operación como respaldo hasta un porcentaje de la línea Shushufindi-Jivino 69.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Atacapi que protegen la línea Atacapi-Shushufindi, se observa que se cubre hasta el 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Shushufindi-Jivino 69.



(a)

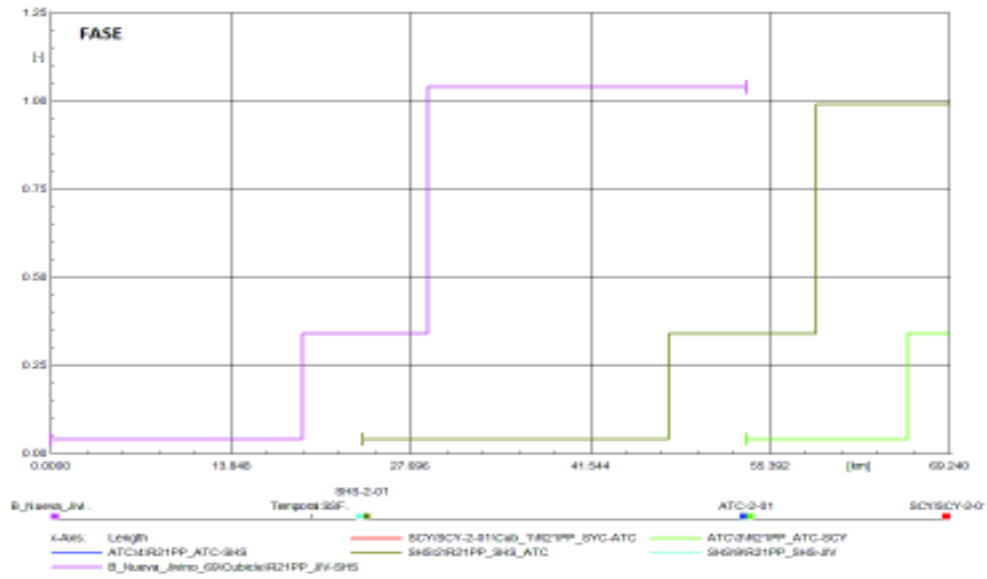


(b)

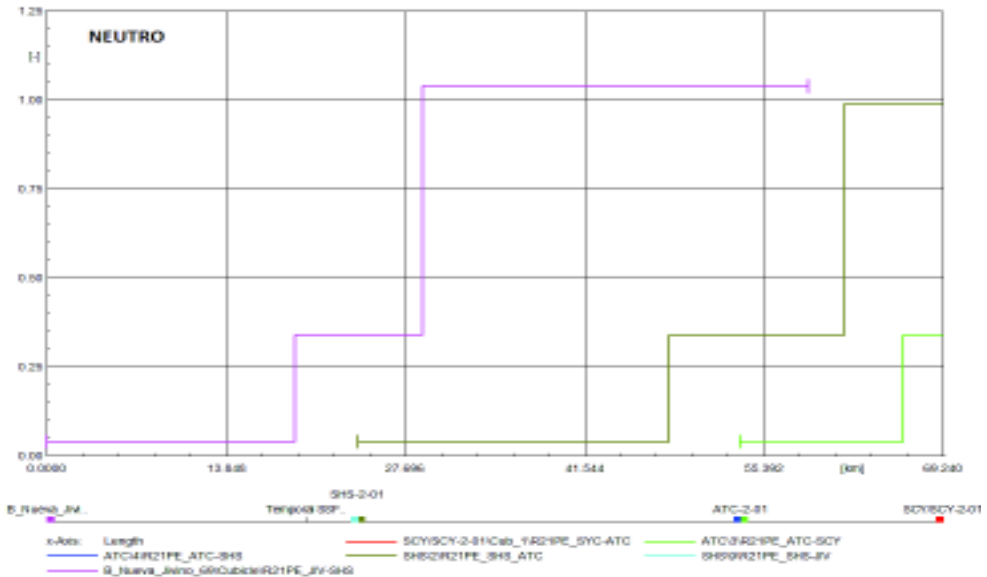
Figura 5.6. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 2 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Secoya [Elaboración propia]

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Shushufindi-Jivino 69, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

Para el caso en el cual se realizaron los barridos de cortocircuitos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP, se toman en consideración las mismas fallas señaladas, obteniendo como resultados los diagramas de Distancia vs Tiempo que se muestran en la Figura 5.7.



(a)



(b)

Figura 5.7. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 2 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos de la Figura 5.7 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP que protegen la línea de subtransmisión Jivino 69-Shushufindi, operan como protecciones principales y de manera

instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Shushufindi- Atacapi. Para el caso del relé de fase (21N) se tiene una operación como respaldo hasta un porcentaje de la línea Atacapi-Secoya.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi que protegen la línea Shushufindi-Atacapi, se observa que se cubre hasta el 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Atacapi-Secoya, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Atacapi-Secoya, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Atacapi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

- **Ruta 3**

En la ruta 3 (color azul) de la Figura 5.8 se efectúan los barridos de cortocircuitos en el estado de demanda L_MAX, considerando fallas trifásicas con resistencia de falla de 0Ω para los relés de fase (21P) y fallas bifásicas a tierra con resistencia de falla de 0Ω para los relés de neutro (21N). Los resultados obtenidos de la coordinación los relés de distancia (21P/21N) medidos desde la S/E Shushufindi Sur, se observan en los diagramas de Distancia vs Tiempo de la Figura 5.9.

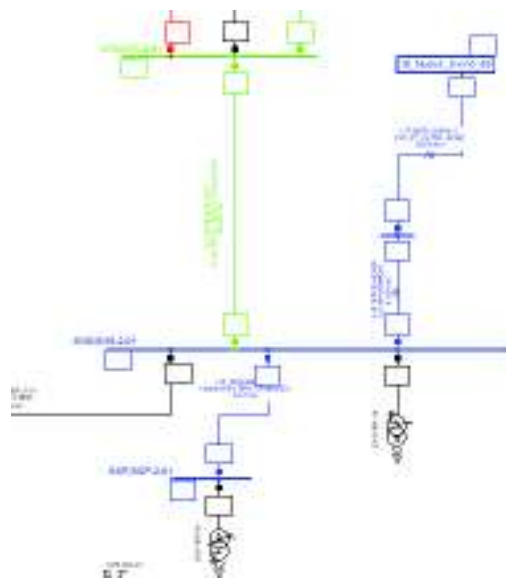
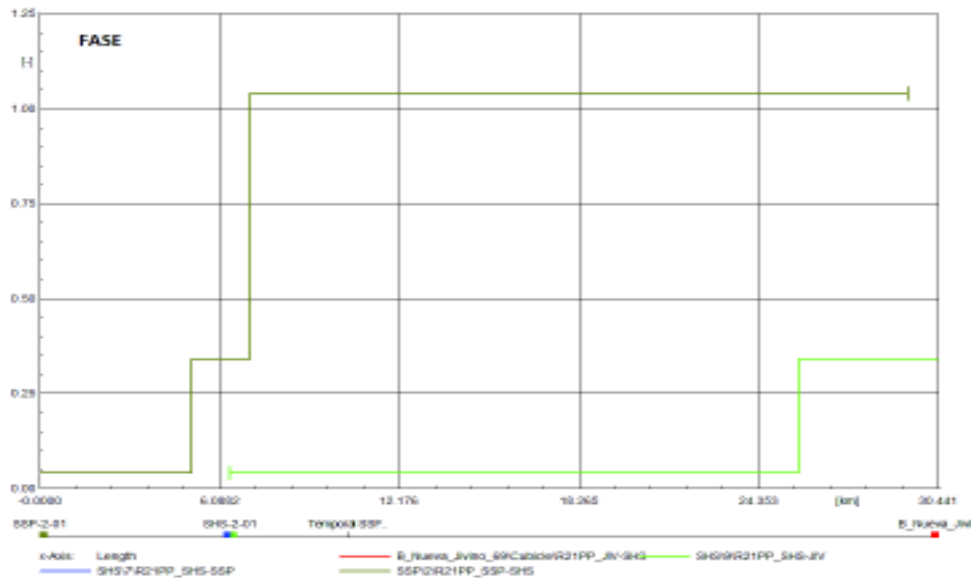
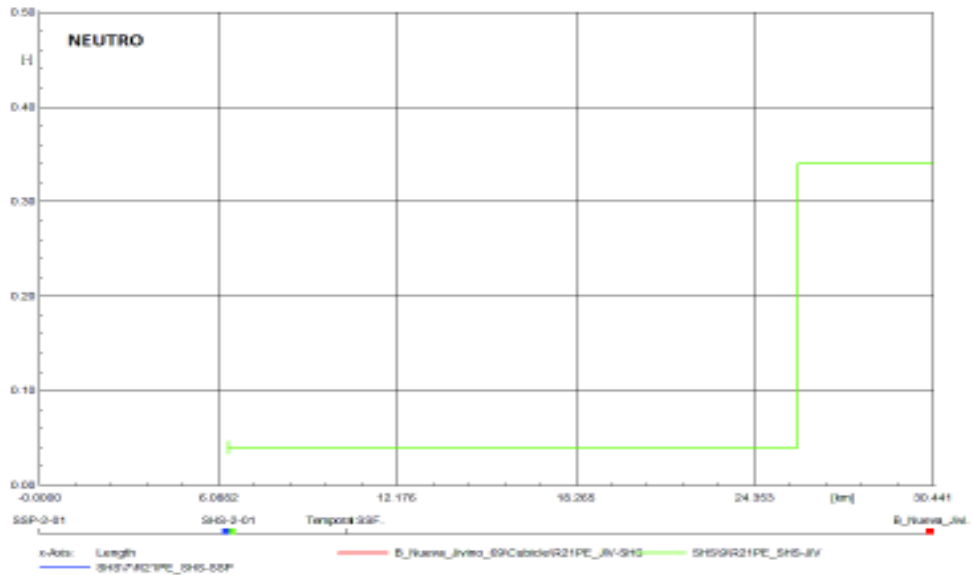


Figura 5.8. Ruta 3 (color azul) establecida para la coordinación de los relés de protección de distancia (21P/21N) [Elaboración propia]



(a)



(b)

Figura 5.9. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 3 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Shushufindi Sur [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos de la Figura 5.9 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi Sur que protegen la línea de subtransmisión Shushufindi Sur-Shushufindi, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Shushufindi-Jivino 69, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje. Es importante señalar que en la S/E Shushufindi

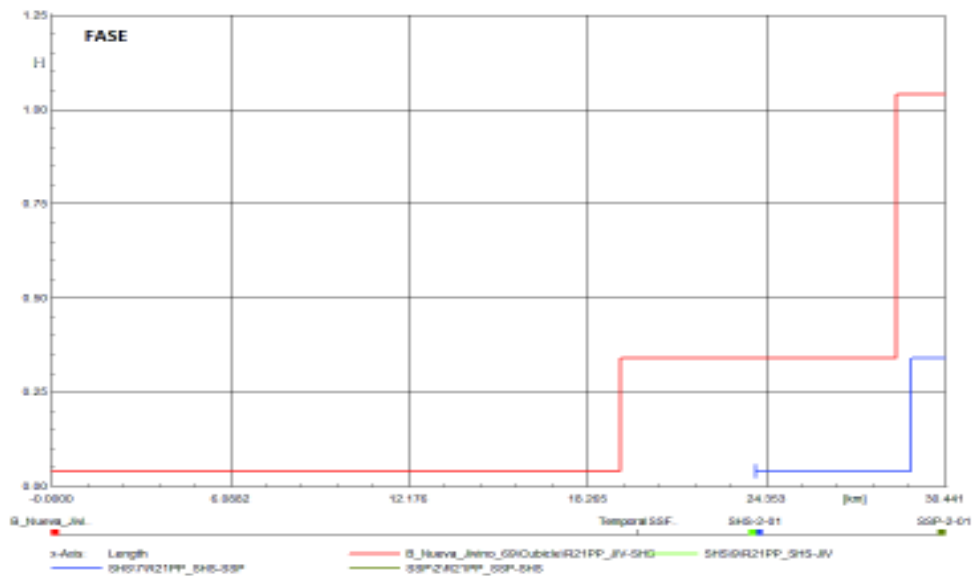
Sur no se ajustó el relé de neutro (21N), al no poder ser medidas corrientes de cortocircuito de desbalance, debido a la conexión Delta/Y del transformador ubicado en dicha S/E.

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Shushufindi-Jivino 69, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

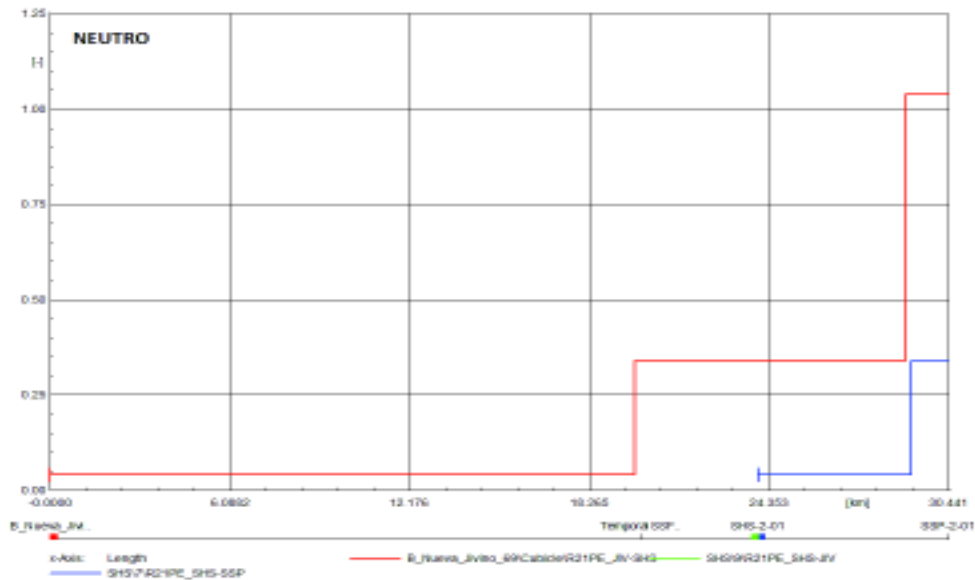
Para el caso en el cual se realizaron los barridos de cortocircuitos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP, se toman en consideración las mismas fallas señaladas, obteniendo como resultados los diagramas de Distancia vs Tiempo que se muestran en la Figura 5.10.

De los resultados obtenidos de la Figura 5.10 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP que protegen la línea de subtransmisión Jivino 69-Shushufindi, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Shushufindi-Shushufindi Sur, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Shushufindi-Shushufindi Sur, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.



(a)



(b)

Figura 5.10. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 3 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

- **Ruta 4**

En la ruta 4 (color café) de la Figura 5.11 se efectúan los barridos de cortocircuitos en el estado de demanda L_MIN, considerando fallas trifásicas con resistencia de falla de 0Ω para los relés de fase (21P) y fallas monofásicas con resistencia de falla de 10Ω para los relés de neutro (21N). Los resultados obtenidos de la coordinación los relés de distancia (21P/21N) medidos desde la S/E ZPF, se observan en los diagramas de Distancia vs Tiempo de la Figura 5.12.

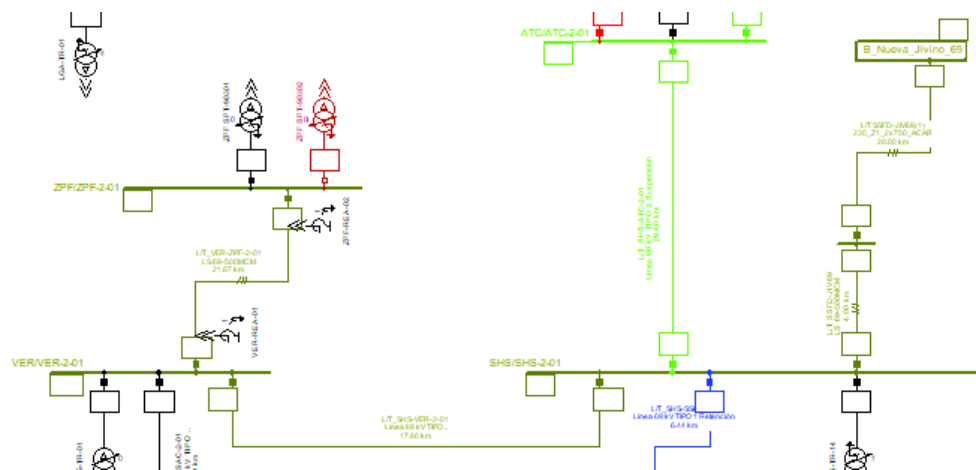
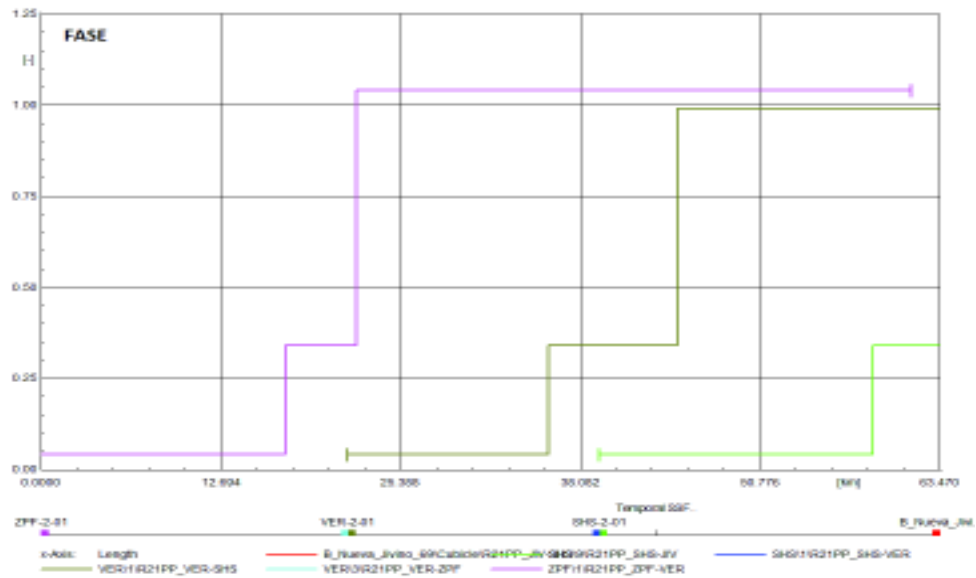
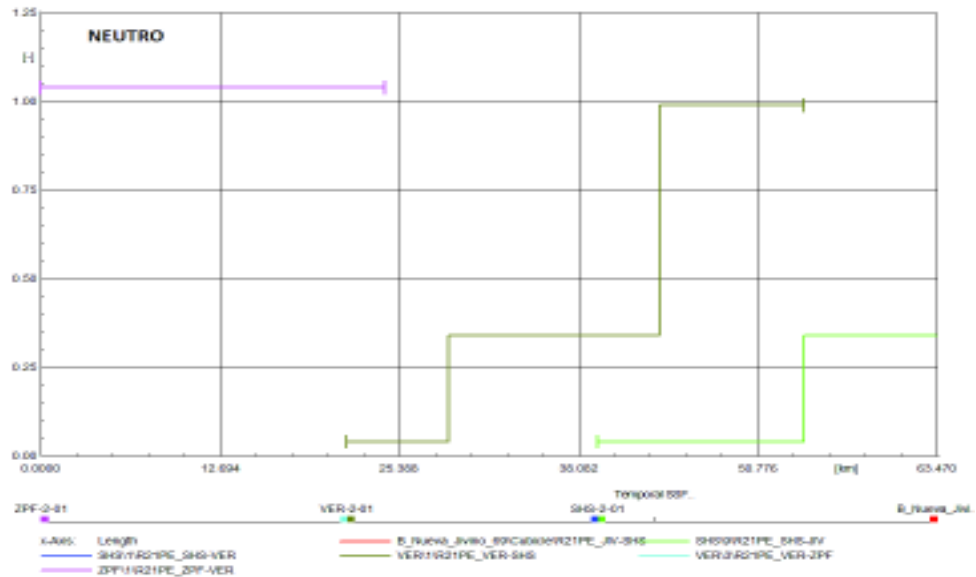


Figura 5.11. Ruta 4 (color café) establecida para la coordinación de los relés de protección de distancia (21P/21N) [Elaboración propia]



(a)



(b)

Figura 5.12. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 4 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E ZPF [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos de la Figura 5.12, se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E ZPF que protegen la línea de subtransmisión ZPF-Vergel, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Vergel-Shushufindi, y como respaldo para un tramo de la línea Shushufindi-Jivino 69. A su vez, es importante señalar que la operación del relé de neutro (21N) ubicado en la S/E ZPF

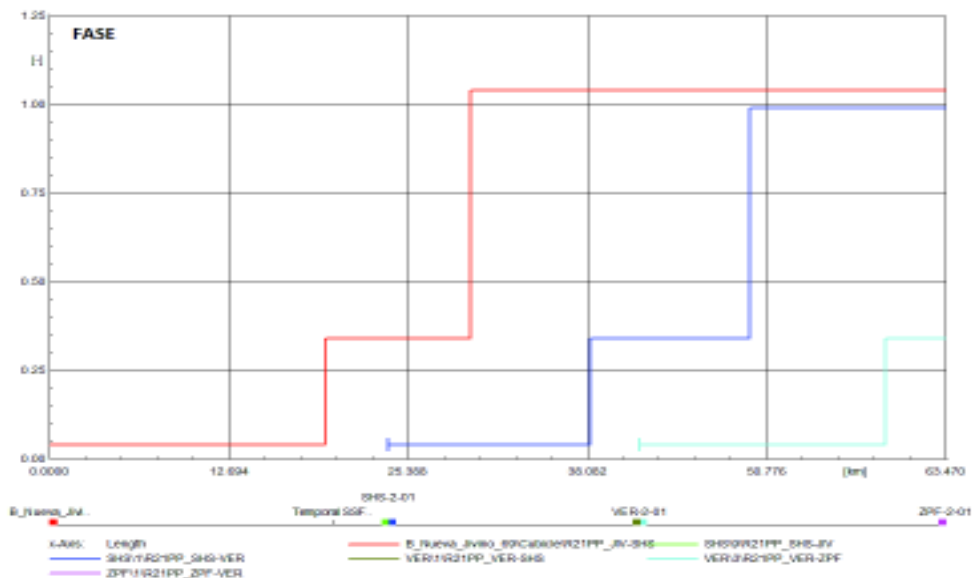
y que protege el tramo ZPF-Vergel, se da únicamente en la zona 3 de protección debido a la impedancia de la falla simulada, cumpliendo a su vez que la zona 1 y 2 únicamente cubran hasta el valor del 80% y del 120% de la línea, respectivamente.

En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Vergel que protegen la línea Vergel-Shushufindi, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de la línea Shushufindi-Jivino 69, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

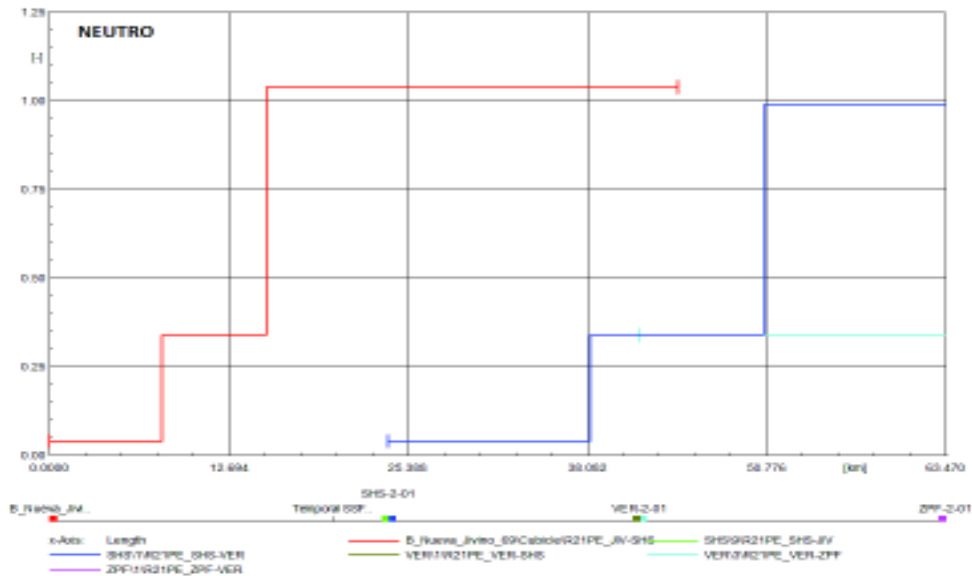
Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Shushufindi-Jivino 69, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

Para el caso en el cual se realizaron los barridos de cortocircuitos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP, se toman en consideración las mismas fallas señaladas, obteniendo como resultados los diagramas de Distancia vs Tiempo que se muestran en la Figura 5.13.

En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi que protegen la línea Shushufindi-Vergel, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de la línea Vergel-ZPF, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.



(a)



(b)

Figura 5.13. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 4 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Vergel-ZPF, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. Es importante indicar que el relé de neutro (21N) opera únicamente en zona 2 debido a la impedancia de la falla simulada y, además, debido a que en la S/E ZPF no se encuentran más líneas de subtransmisión y se encuentra un transformador, no se ajustó la zona 3. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

- **Ruta 5**

En la ruta 5 (color celeste) de la Figura 5.14 se efectúan los barridos de cortocircuitos en el estado de demanda S_MAX, considerando fallas bifásicas aisladas con resistencia de falla de 0 Ω para los relés de fase (21P) y fallas bifásicas a tierra con resistencias de falla de 0 Ω para los relés de neutro (21N). Los resultados obtenidos de la coordinación los relés de distancia (21P/21N) medidos desde la S/E CPF, se observan en los diagramas de Distancia vs Tiempo de la Figura 5.15.

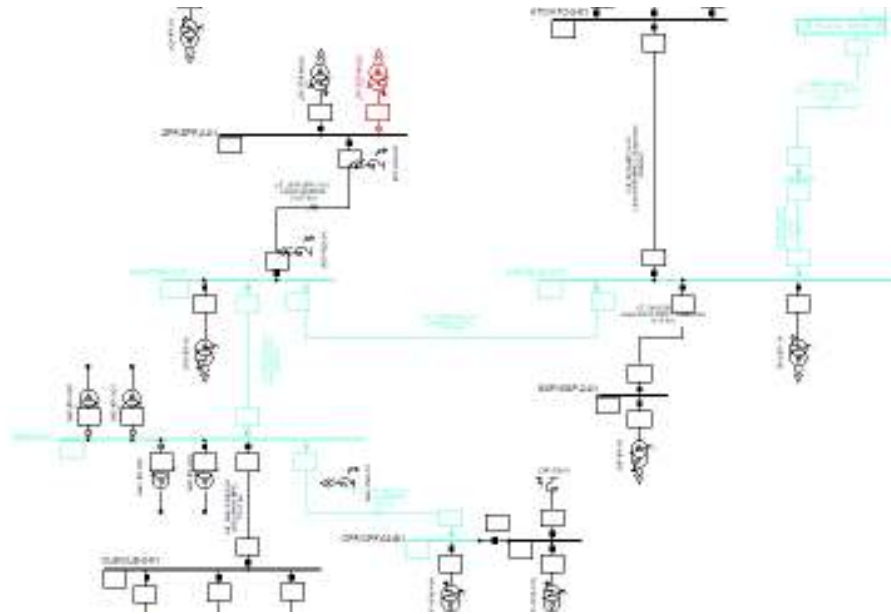
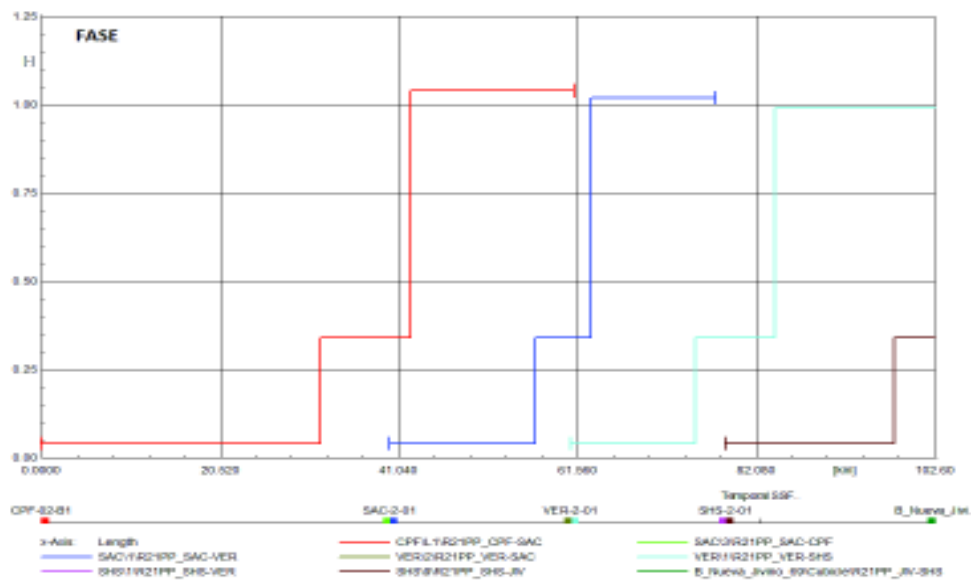
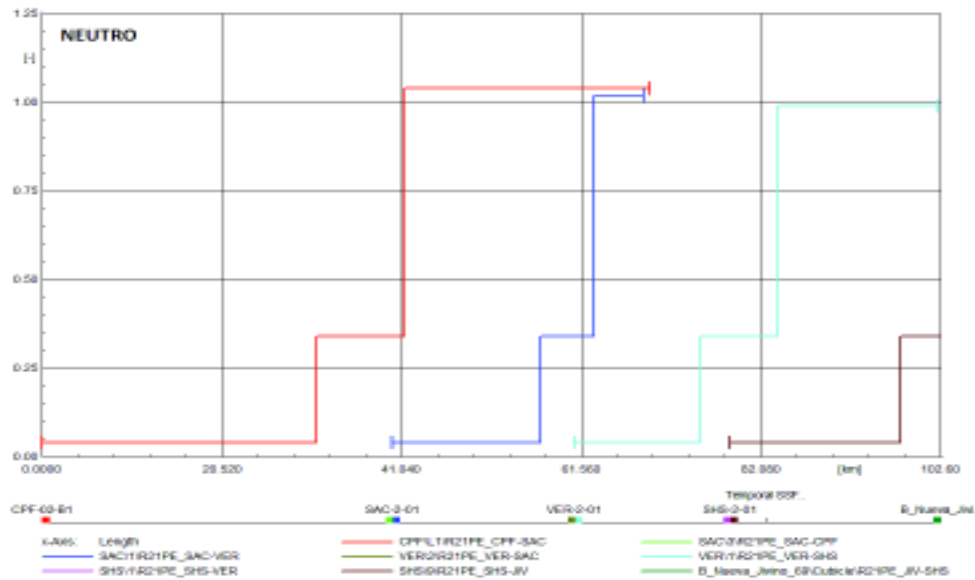


Figura 5.14. Ruta 5 (color celeste) establecida para la coordinación de los relés de protección de distancia (21P/21N) [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos de la Figura 5.15 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E CPF que protegen la línea de subtransmisión CPF-Sacha, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Sacha-Vergel.



(a)



(b)

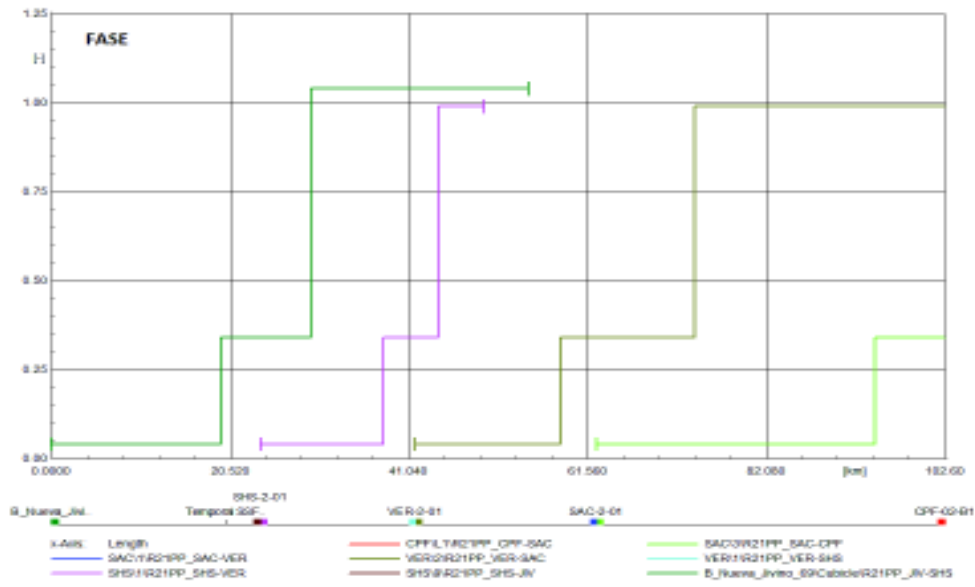
Figura 5.15. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 5 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E CPF [Elaboración propia]

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Sacha que protegen la línea Sacha-Vergel, se observa que se cubre hasta el 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Vergel-Shushufindi.

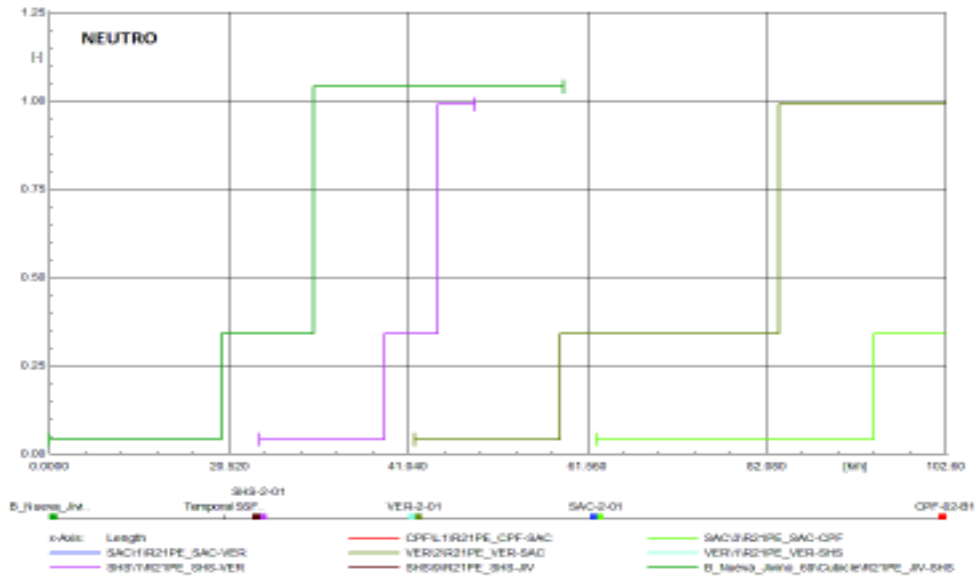
En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Vergel que protegen la línea Vergel-Shushufindi, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de la línea Shushufindi-Jivino 69, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Shushufindi-Jivino 69, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

Para el caso en el cual se realizaron los barridos de cortocircuitos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP, se toman en consideración las mismas fallas señaladas, obteniendo como resultados los diagramas de Distancia vs Tiempo que se muestran en la Figura 5.16.



(a)



(b)

Figura 5.16. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 5 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos de la Figura 5.16 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP que protegen la línea de subtransmisión Jivino 69-Shushufindi, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Shushufindi-Vergel. Además, por parte del relé de neutro (21N) se observa una operación de respaldo hasta un tramo de la línea Vergel-Sacha.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi que protegen la línea Shushufindi-Vergel, se observa que se cubre hasta el 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Vergel-Sacha.

En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Vergel que protegen la línea Vergel-Sacha, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de la línea Sacha-CPF, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Sacha-CPF, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Sacha. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

- **Ruta 6**

En la ruta 6 (color rojo) de la Figura 5.17 se efectúan los barridos de cortocircuitos en el estado de demanda S_MAX, considerando fallas trifásicas con resistencia de falla de 2.5 Ω para los relés de fase (21P) y fallas monofásicas con resistencia de falla de 0 Ω para los relés de neutro (21N). Los resultados obtenidos de la coordinación los relés de distancia (21P/21N) medidos desde la S/E Auca Sur, se observan en los diagramas de Distancia vs Tiempo de la Figura 5.18.

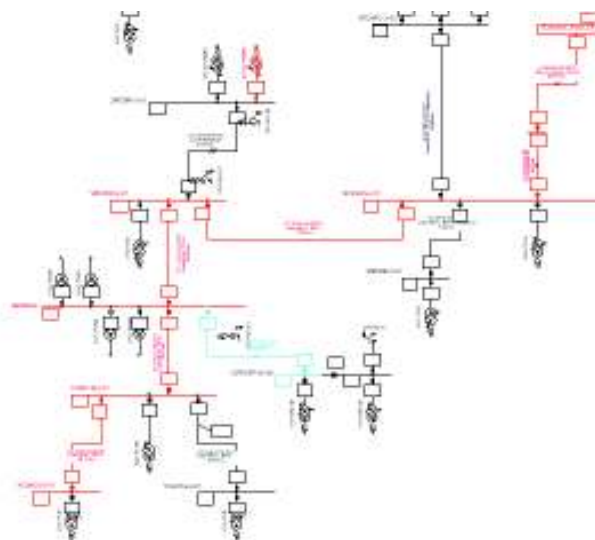
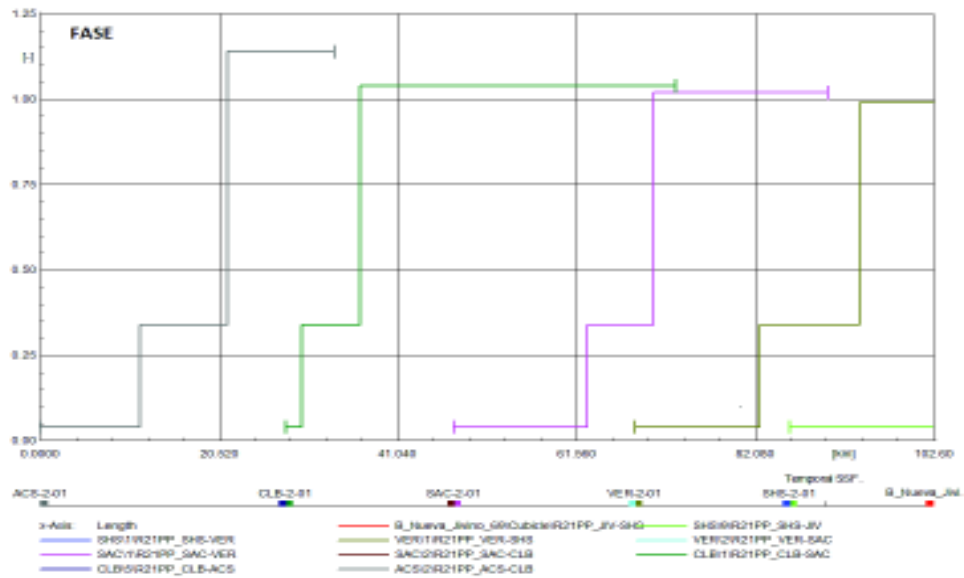
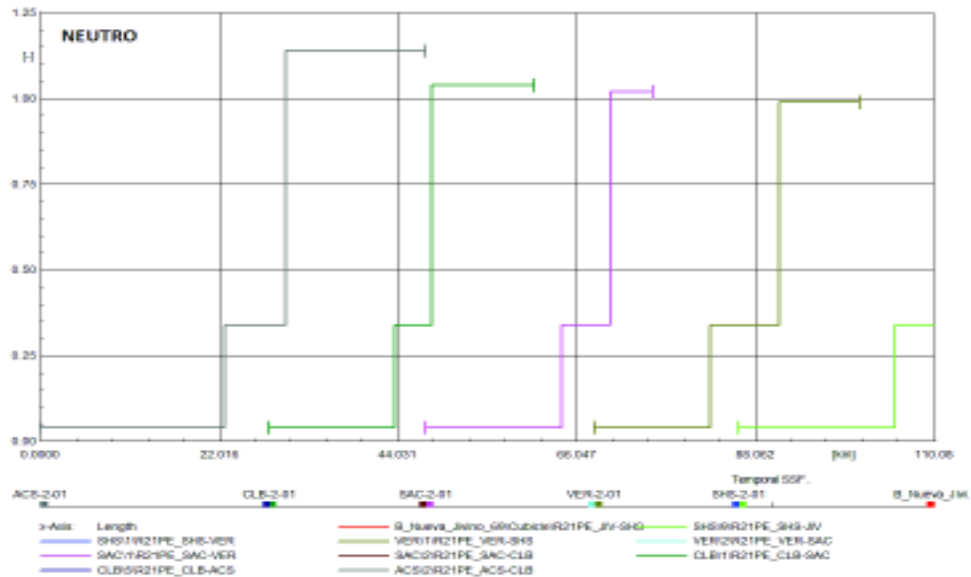


Figura 5.17. Ruta 6 (color rojo) establecida para la coordinación de los relés de protección de distancia (21P/21N) [Elaboración propia]



(a)



(b)

Figura 5.18. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 6 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Auca Sur [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos de la Figura 5.18 se establece que los relés de distancia (21N) ubicados en la S/E Auca Sur que protegen la línea de subtransmisión Auca Sur-Culebra, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Culebra-Sacha. Además, por parte del relé de fase (21P) se observa una operación hasta el 50% de la línea debido a la resistencia de falla con la que se simuló.

Para el caso de los relés de distancia (21N) ubicados en la S/E Culebra que protegen la línea Culebra-Sacha, se observa que se cubre hasta 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Para el caso del relé de fase (21P) se observa que opera por debajo del valor establecido del 80% de la línea debido a la resistencia de falla que se consideró para el ejemplo en esta ruta. Además, es necesario señalar que el relé de fase (21P) opera como respaldo de las líneas Sacha-Vergel y Vergel-Shushufindi, mientras que el relé de neutro (21N) es también respaldo de la línea Sacha-Vergel.

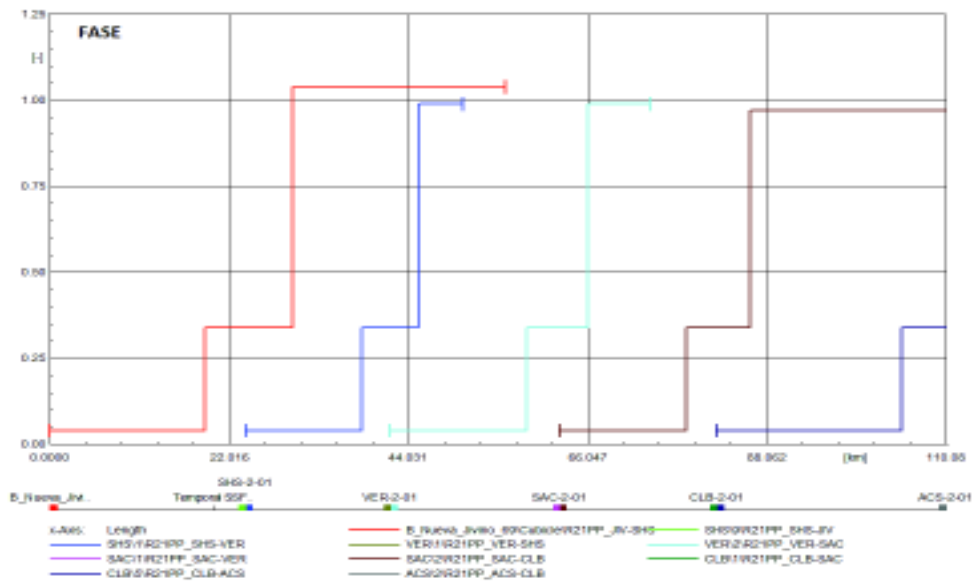
En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Sacha que protegen la línea Sacha-Vergel, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de la línea Vergel-Shushufindi. A su vez, el relé fase (21P) opera también como respaldo de un tramo de la línea Shushufindi-Jivino 69.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Vergel que protegen la línea Vergel-Shushufindi, se observa que se cubre hasta 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Shushufindi-Jivino 69, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

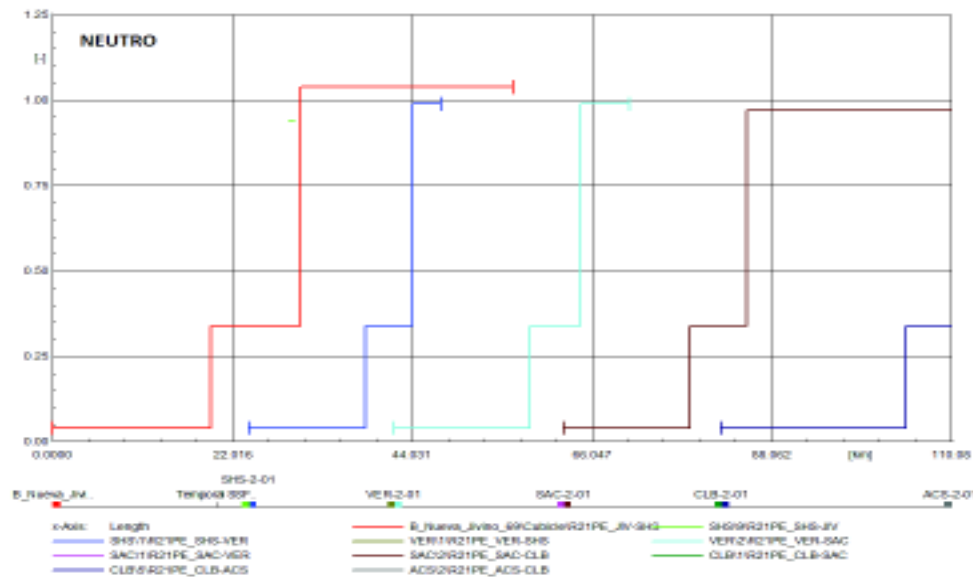
Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Shushufindi-Jivino 69, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

Para el caso en el cual se realizaron los barridos de cortocircuitos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP, se toman en consideración las mismas fallas señaladas, obteniendo como resultados los diagramas de Distancia vs Tiempo que se muestran en la Figura 5.19.

De los resultados obtenidos de la Figura 5.19 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP que protegen la línea de subtransmisión Jivino 69-Shushufindi, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Shushufindi-Vergel. Además, por parte del relé de neutro (21N) se observa que opera como respaldo de un tramo de la línea Vergel-Sacha.



(a)



(b)

Figura 5.19. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 6 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi que protegen la línea Shushufindi-Vergel, se observa que se cubre hasta 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, es necesario señalar que los relés operan como respaldo de la línea Vergel-Sacha.

En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Vergel que protegen la línea Vergel-Sacha, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de la línea Sacha-Culebra.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Sacha que protegen la línea Sacha-Culebra, se observa que se cubre hasta 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Culebra-Auca Sur, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Culebra-Auca Sur, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Culebra. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

- **Ruta 7**

En la ruta 6 (color verde) de la Figura 5.20 se efectúan los barridos de cortocircuitos en el estado de demanda S_MIN, considerando fallas bifásicas aisladas con resistencia de falla de 0Ω para los relés de fase (21P) y fallas monofásicas con resistencia de falla de 0Ω para los relés de neutro (21N). Los resultados obtenidos de la coordinación los relés de distancia (21P/21N) medidos desde la S/E Yuca, se observan en los diagramas de Distancia vs Tiempo de la Figura 5.21.

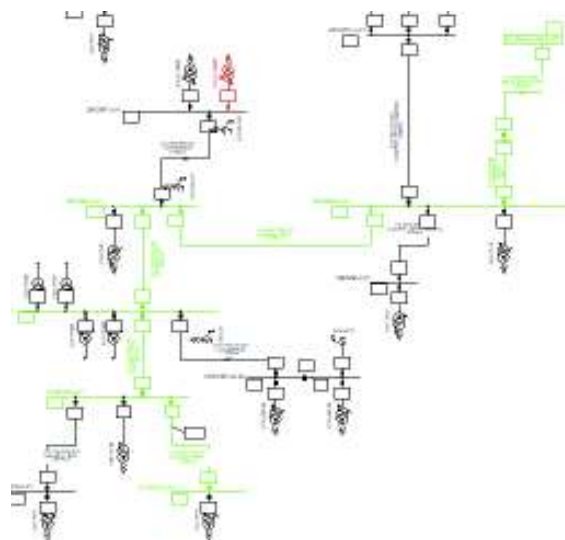
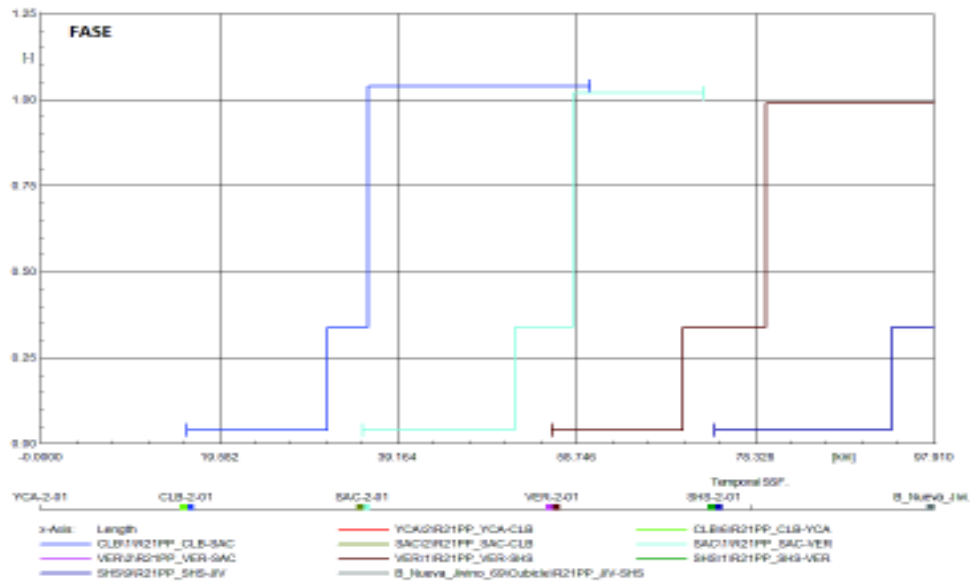
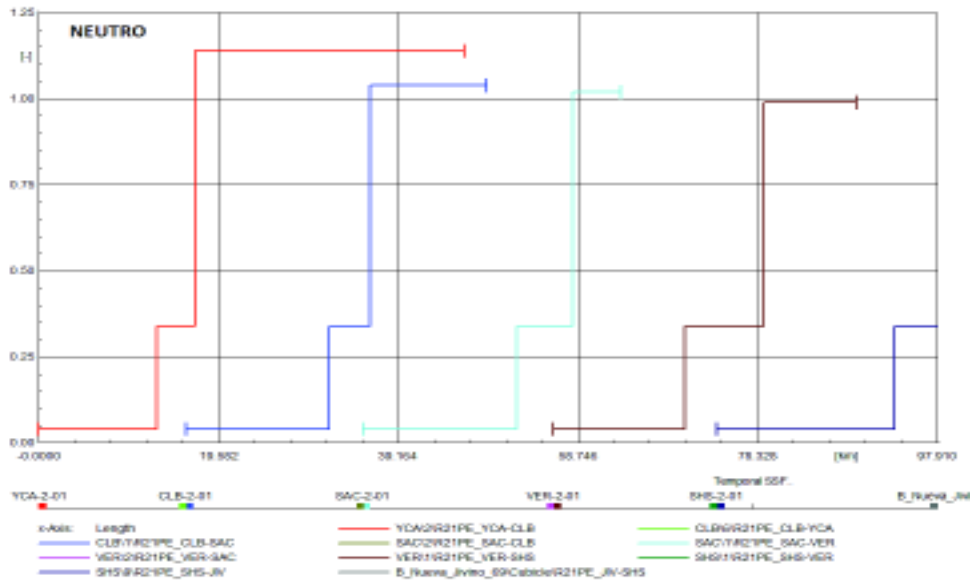


Figura 5.20. Ruta 7 (color verde) establecida para la coordinación de los relés de protección de distancia (21P/21N) [Elaboración propia]



(a)



(b)

Figura 5.21. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 7 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Yuca [Elaboración propia]

De los resultados obtenidos de la Figura 5.21 se establece que los relés de distancia (21N) ubicados en la S/E Yuca que protegen la línea de subtransmisión Yuca-Culebra, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Culebra-Sacha. Además, por parte del relé de neutro (21N) se observa que opera como respaldo de un tramo de la línea Sacha-Vergel. Es importante indicar que se ajustó únicamente el

relé de neutro (21N), debido a que solo se midieron corrientes de desbalance, que tuvieron como punto de descarga la S/E Yuca, cerrando de esta manera el circuito formado por la falla.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Culebra que protegen la línea Culebra-Sacha, se observa que se cubre hasta 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, es necesario señalar que los relés operan como respaldo de la línea Sacha-Vergel y como respaldo de un tramo de la línea Vergel-Shushufindi.

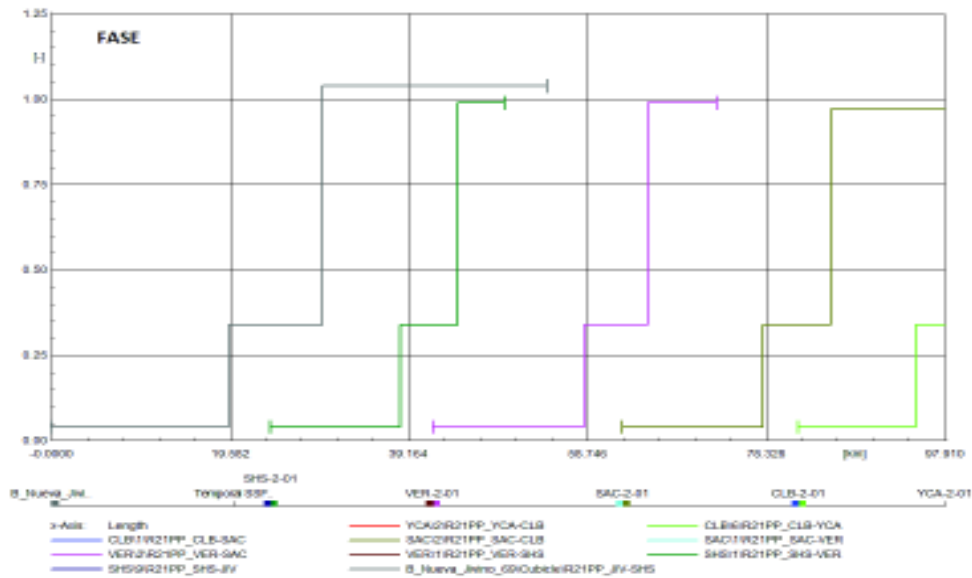
En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Sacha que protegen la línea Sacha-Vergel, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de un tramo de la línea Vergel-Shushufindi.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Vergel que protegen la línea Vergel-Shushufindi, se observa que se cubre hasta 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Shushufindi-Jivino 69, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

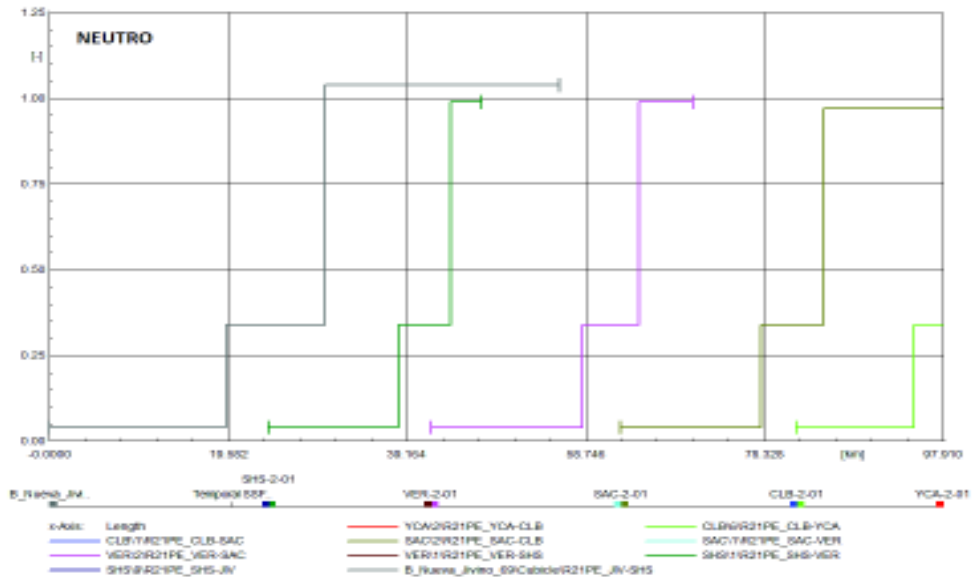
Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Shushufindi-Jivino 69, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

Para el caso en el cual se realizaron los barridos de cortocircuitos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP, se toman en consideración las mismas fallas señaladas, obteniendo como resultados los diagramas de Distancia vs Tiempo que se muestran en la Figura 5.22.

De los resultados obtenidos de la Figura 5.22 se establece que los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Jivino a 69 kV a CELEC EP que protegen la línea de subtransmisión Jivino 69-Shushufindi, operan como protecciones principales y de manera instantánea hasta el 80% de la L/T, para el resto de la línea operan de manera temporizada y como respaldo para la línea Shushufindi-Vergel. Además, el relé de neutro (21N) opera como respaldo de un tramo de la línea Vergel-Sacha.



(a)



(b)

Figura 5.22. Diagramas de Distancia vs Tiempo de la coordinación de protecciones de la Ruta 7 de los relés de distancia de (a) fase (21P) y (b) de neutro (21N), medidos desde la S/E Jivino a 69 kV de CELEC EP [Elaboración propia]

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Shushufindi que protegen la línea Shushufindi-Vergel, se observa que se cubre hasta 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, es necesario señalar que los relés operan como respaldo de un tramo de la línea Sacha-Culebra.

En cambio, para los relés distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Vergel que protegen la línea Vergel-Sacha, se tiene un alcance de la protección hasta el 80% de la línea cuyo tiempo de operación es instantáneo, y posteriormente los relés operan de forma temporizada, además de operar como respaldo de un tramo de la línea Sacha-Culebra.

Para el caso de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Sacha que protegen la línea Sacha-Culebra, se observa que se cubre hasta 80% de la línea de manera instantánea, para el porcentaje restante de la línea se da una operación temporizada. Además, estos relés operan como respaldo de la línea Culebra-Yuca, tomando en consideración que no se detecten fallas a otros niveles de voltaje.

Finalmente, se tiene una protección con un tiempo de operación instantáneo hasta el 80% de la línea Culebra-Yuca, por parte de los relés de distancia (21P/21N) ubicados en la S/E Culebra. El porcentaje restante de la línea es protegido por los relés de distancia de manera temporizada. De igual manera que para el caso anterior se ajustaron los relés de distancia de tal manera que no midan fallas a otros niveles de voltaje.

Una vez realizada la verificación de la coordinación de protecciones para los relés de distancia (21P/21N), mediante la realización de diferentes barridos de cortocircuitos en las rutas establecidas para diferentes estados de demanda. Se validan los ajustes realizados para cada uno de los relés de distancia del SEIP a nivel de 69 kV conectado al SNI, dado el hecho, de tener una operación adecuada y coordinada por parte de los equipos de protección.

5.3 Coordinación de la protección de sobrecorriente temporizada (51/67/51N/67N)

La protección de sobrecorriente temporizada que se analiza en este trabajo opera como protección de respaldo de las protecciones diferenciales (87L) y de las protecciones de distancia (21P/21N). Es decir, al momento de producirse una perturbación en el sistema y los relés principales no operen como se está establecido, esta protección será la encargada de despejar la falla en un tiempo mínimo de 300 ms. Así también, se establece un margen de operación mínimo de 250-300 ms entre los relés de respaldo local con los relés de respaldo remoto, para asegura una operación coordinada por parte de estas protecciones.

Para verificar la operación coordinada y adecuada de estos relés de protección se realizan diferentes fallas en el sistema analizado, en los estados de demanda modelados. Debido a la cantidad de relés de sobrecorriente temporizados (51/67/51N/67N), existentes en los estados de demanda S_MIN, S_MAX, L_MIN, L_MAX, se toman casos puntuales en cada

uno de los estados de demanda mencionados para demostrar la adecuada operación de los relés (51/67/51N/67N) ante perturbaciones en la red.

5.3.1 Coordinación de la protección de sobrecorriente temporizada (51/67/51N/67N) en el estado de demanda S_MIN

- Relé ubicado en la S/E Atacapi que protege la línea Atacapi-Parahuacu

Tabla 5.2 Especificaciones para el ejemplo del relé ubicado en la S/E Atacapi
[Elaboración propia]

| S/E | L/T | Relé | Tipo de falla | Resistencia de falla (R_f) [Ω] | % L/T donde ocurre la falla |
|---------|-------------------|---------|------------------|---|-----------------------------|
| Atacapi | Atacapi-Parahuacu | 51/67 | 3 \emptyset | 0 | 15 |
| Atacapi | Atacapi-Parahuacu | 51N/67N | 1 \emptyset -T | 0 | 15 |

Nota: el punto donde ocurre la falla es medido desde la ubicación del relé

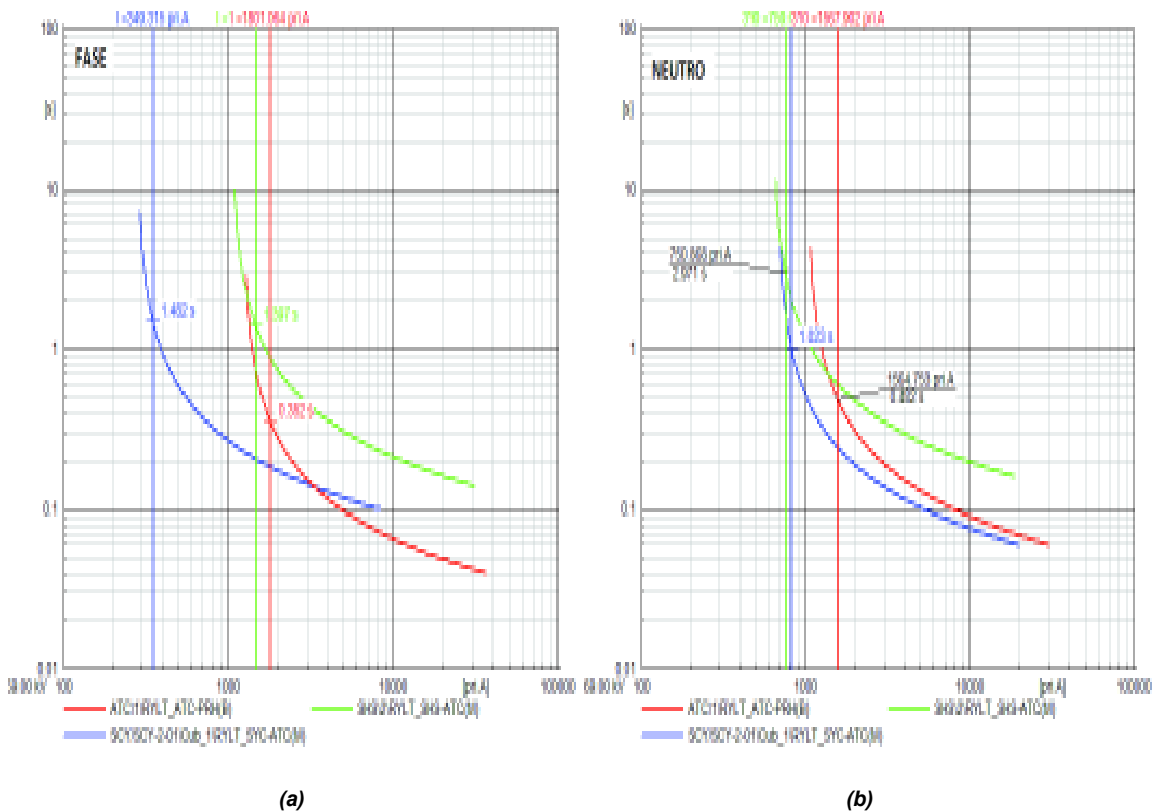


Figura 5.23. Operación de los relés de: (a) fase (51/67) ante una falla 3 \emptyset con una $R_f=0 \Omega$ al 15% de la L/T, (b) neutro (51N/67N) ante una falla 1 \emptyset con una $R_f=0 \Omega$ al 15 % de la L/T [Elaboración propia]

En la Figura 5.23 (a) se observa que el relé de fase (51/67) ubicado en la S/E Atacapi que protege la L/T Atacapi-Parahuacu, opera como relé de respaldo local en un tiempo de 352 ms ante una falla 3Ø con $R_f=0 \Omega$ al 15% de la L/T. A su vez, operan como relés de respaldo remoto ante la falla, el relé ubicado en la S/E Shushufindi (L/T Shushufindi-Atacapi) en un tiempo de 1307 ms, y el relé ubicado en la S/E Secoya (L/T Secoya-Atacapi) en un tiempo de 1482 ms.

Para el caso de los relés de neutro (51N/67N) mostrados en la Figura 5.23 (b) se observa que el relé de respaldo local ubicado en la S/E Atacapi (L/T Atacapi-Parahuacu) opera en un tiempo de 482 ms ante una falla 1Ø con $R_f=0 \Omega$ al 15% de la L/T, mientras que los relés de respaldo remoto ubicados en la S/E Shushufindi (L/T Shushufindi-Atacapi) y en la S/E Secoya (L/T Secoya-Atacapi) operan en tiempos de 1023 ms y 2971 ms, respectivamente.

La diferencia en los tiempos de operación de los relés se da por el valor de las corrientes de cortocircuito medidas, entre más alto sea el valor, más pronto se dará el despeje. Así también, se debe señalar que en caso de que los relés de respaldo local no operen, los relés de respaldo remoto despejarán la falla, pero en tiempos más elevados.

- **Relé ubicado en la S/E Culebra que protege la línea Culebra-Sacha**

Tabla 5.3 Especificaciones para el ejemplo del relé ubicado en la S/E Culebra
[Elaboración propia]

| S/E | L/T | Relé | Tipo de falla | Resistencia de falla (R_f) [Ω] | % L/T donde ocurre la falla |
|---------|---------------|---------|---------------|---|-----------------------------|
| Culebra | Culebra-Sacha | 51/67 | 2Ø-T | 5 | 10 |
| Culebra | Culebra-Sacha | 51N/67N | 2Ø-T | 10 | 15 |

Nota: el punto donde ocurre la falla es medido desde la ubicación del relé

En la Figura 5.24 (a) se observa que el relé de fase (51/67) ubicado en la S/E Culebra que protege la L/T Culebra-Sacha, opera como relé de respaldo local en un tiempo de 489 ms ante una falla 2Ø-T con $R_f=5 \Omega$ al 10% de la L/T. A su vez, operan como relés de respaldo remoto ante la falla, el relé ubicado en la S/E Auca Sur (L/T Auca Sur-Culebra) en un tiempo de 857 ms, y el relé ubicado en la S/E Yuca (L/T Yuca-Culebra) en un tiempo de 846 ms.

Para el caso de los relés de neutro (51N/67N) mostrados en la Figura 5.24 (b) se observa que el relé de respaldo local ubicado en la S/E Culebra (L/T Culebra-Sacha) opera en un tiempo de 401 ms ante una falla 2Ø-T con $R_f=10 \Omega$ al 15% de la L/T, mientras que los relés

de respaldo remoto ubicados en la S/E Auca Sur (L/T Auca Sur-Culebra) y en la S/E Yuca (L/T Yuca-Culebra) operan en tiempos de 4150 ms y 4306 ms, respectivamente.

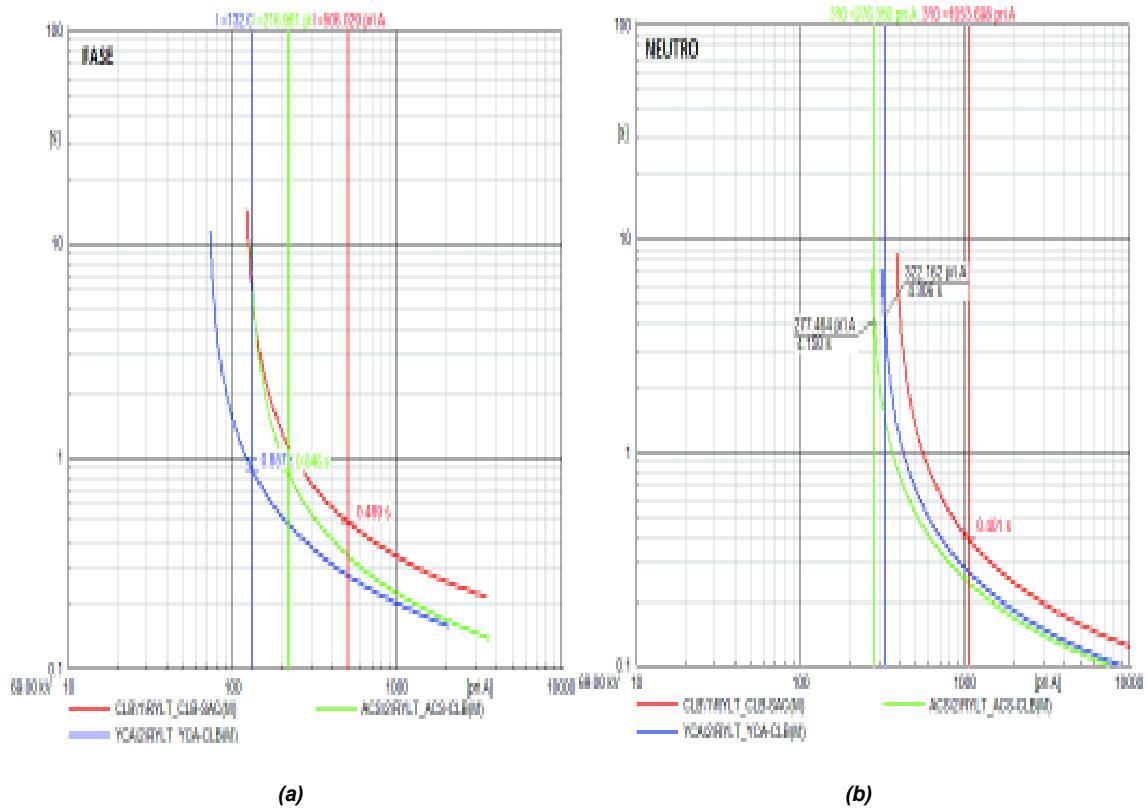


Figura 5.24. Operación de los relés de: (a) fase (51/67) ante una falla 2Ø-T con una $R_f=5 \Omega$ al 10% de la L/T, (b) neutro (51N/67N) ante una falla 2Ø-T con una $R_f=10 \Omega$ al 15 % de la L/T [Elaboración propia]

La operación en tiempos elevados por parte de los relés ubicados la S/E Auca Sur (L/T Auca Sur-Culebra) y en la S/E Yuca (L/T Yuca-Culebra) se debe a que estos relés actúan como respaldo ante las fallas simuladas, por lo cual la coordinación cumple con los criterios establecidos en la operación de los relés (51/67/51N/67N).

- **Relé ubicado en la S/E Sacha que protege la línea Sacha-CPF**

Tabla 5.4 Especificaciones para el ejemplo del relé ubicado en la S/E Sacha [Elaboración propia]

| S/E | L/T | Relé | Tipo de falla | Resistencia de falla (R_f) [Ω] | % L/T donde ocurre la falla |
|-------|-----------|---------|---------------|---|-----------------------------|
| Sacha | Sacha-CPF | 51/67 | 1Ø-T | 0 | 40 |
| Sacha | Sacha-CPF | 51N/67N | 2Ø-T | 5 | 35 |

Nota: el punto donde ocurre la falla es medido desde la ubicación del relé

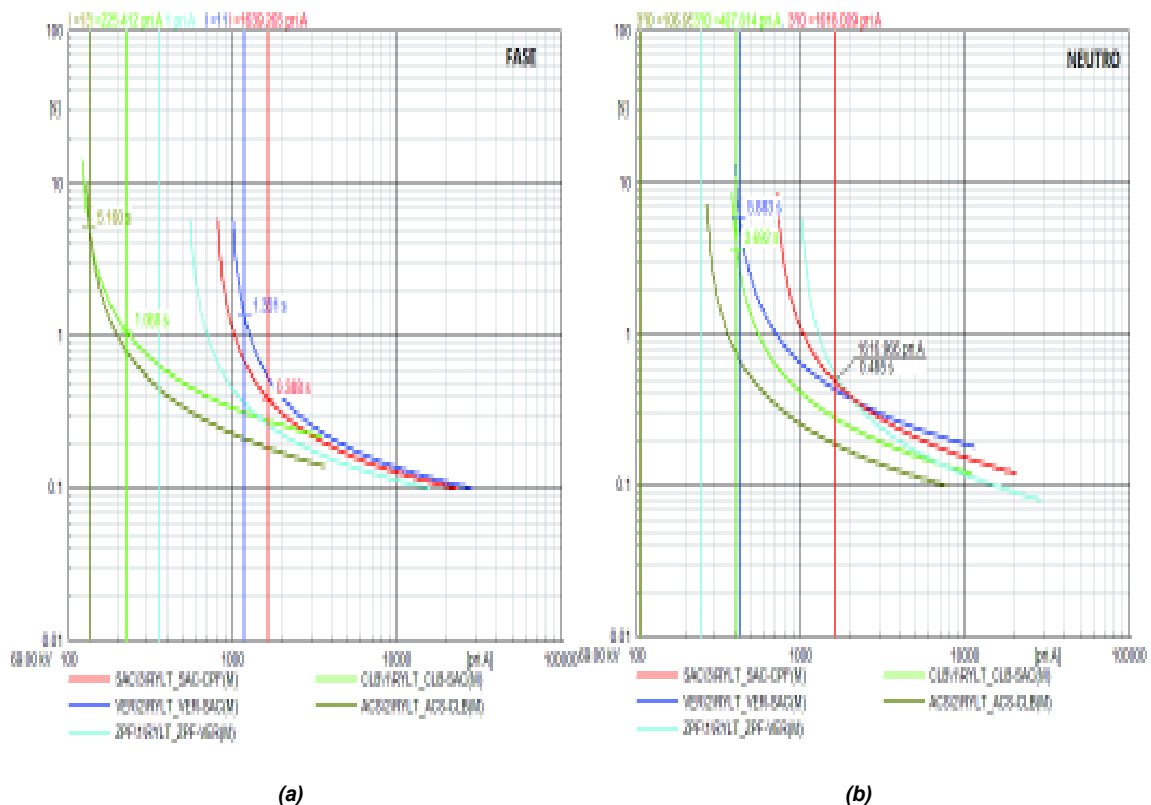


Figura 5.25. Operación de los relés de: (a) fase (51/67) ante una falla 1Ø-T con una $R_f=0 \Omega$ al 40% de la L/T, (b) neutro (51N/67N) ante una falla 2Ø-T con una $R_f=5 \Omega$ al 35 % de la L/T [Elaboración propia]

En la Figura 5.25 (a) se observa que el relé de fase (51/67) ubicado en la S/E Sacha que protege la L/T Sacha-CPF, opera como relé de respaldo local en un tiempo de 388 ms ante una falla 1Ø-T con $R_f=0 \Omega$ al 40% de la L/T. A su vez, operan como relés de respaldo remoto ante la falla, el relé ubicado en la S/E Vergel (L/T Vergel-Sacha) en un tiempo de 1351 ms, el relé ubicado en la S/E Culebra (L/T Culebra-Sacha) en un tiempo de 1068 ms y el relé ubicado en la S/E Auca Sur (L/T Auca Sur-Culebra) en un tiempo de 5160 ms. El relé de fase (51/67) ubicado en la S/E ZPF (L/T ZPF-Vergel) no opera como respaldo remoto, debido a que la corriente de cortocircuito medida es menor a la corriente de pick-up ajustada para este relé.

Para el caso de los relés de neutro (51N/67N) mostrados en la Figura 5.25 (b) se observa que el relé de respaldo local ubicado en la S/E Sacha (L/T Sacha-CPF) opera en un tiempo de 485 ms ante una falla 2Ø-T con $R_f=5 \Omega$ al 35% de la L/T, mientras que los relés de respaldo remoto ubicados en la S/E Culebra (L/T Culebra-Sacha) y en la S/E Vergel (L/T Vergel-Sacha) operan en tiempos de 3692 ms y 5883 ms, respectivamente. Los relés de

neutro (51N/67N) ubicados en la S/E ZPF (L/T ZPF-Vergel) y en la S/E Auca Sur (L/T Auca Sur-Culebra), no operan debido a que las corrientes de cortocircuito medidas son menores a las corrientes de pick-up ajustadas en cada uno de los relés mencionados.

Para este caso el análisis se realizó con el fin de indicar que pueden existir un mayor número de relés de sobrecorriente temporizados actuando como respaldos remotos ante fallas ocurridas en un lugar del sistema y que, además, su operación depende del ajuste de la corriente de pick-up de cada uno de estos relés, junto con las corrientes de cortocircuito medidas.

- **Relé ubicado en la S/E Shushufindi que protege la línea Shushufindi-Shushufindi Sur**

Tabla 5.5 Especificaciones para el ejemplo del relé ubicado en la S/E Shushufindi
[Elaboración propia]

| S/E | L/T | Relé | Tipo de falla | Resistencia de falla (Rf) [Ω] | % L/T donde ocurre la falla |
|--|-----------------------------|---------|------------------|--|-----------------------------|
| Shushufindi | Shushufindi-Shushufindi Sur | 51/67 | 3 \emptyset | 0 | 60 |
| Shushufindi | Shushufindi-Shushufindi Sur | 51N/67N | 1 \emptyset -T | 0 | 25 |
| Nota: el punto donde ocurre la falla es medido desde la ubicación del relé | | | | | |

En la Figura 5.26 (a) se observa que el relé de fase (51/67) ubicado en la S/E Shushufindi que protege la L/T Shushufindi-Shushufindi Sur, opera como relé de respaldo local en un tiempo de 443 ms ante una falla 3 \emptyset con Rf=0 Ω al 60% de la L/T. A su vez, operan como relés de respaldo remoto ante la falla, el relé ubicado en la S/E Jivino 69 (L/T Jivino 69-Shushufindi) en un tiempo de 1142 ms, el relé ubicado en la S/E Vergel (L/T Vergel-Shushufindi) en un tiempo de 1330 ms y el relé ubicado en la S/E Atacapi (L/T Atacapi-Shushufindi) en un tiempo de 1419 ms.

Para el caso de los relés de neutro (51N/67N) mostrados en la Figura 5.26 (b) se observa que el relé de respaldo local ubicado en la S/E Shushufindi (L/T Shushufindi-Shushufindi Sur) opera en un tiempo de 355 ms ante una falla 1 \emptyset -T con Rf=0 Ω al 25% de la L/T, mientras que los relés de respaldo remoto ubicados en la S/E Jivino 69 (L/T Jivino 69-Shushufindi), en la S/E Atacapi (L/T Atacapi-Shushufindi) y en la S/E Vergel (L/T Vergel-Shushufindi) operan en tiempos de 2028 ms, 983 ms, y en 939 ms, respectivamente.

Pese a los tiempos de operación elevados por parte de los relés de respaldo remoto, se establece una coordinación y operación adecuada por parte de los relés de sobrecorriente temporizados (51/67/51N/67N) ante perturbaciones en la red en este estado de demanda.

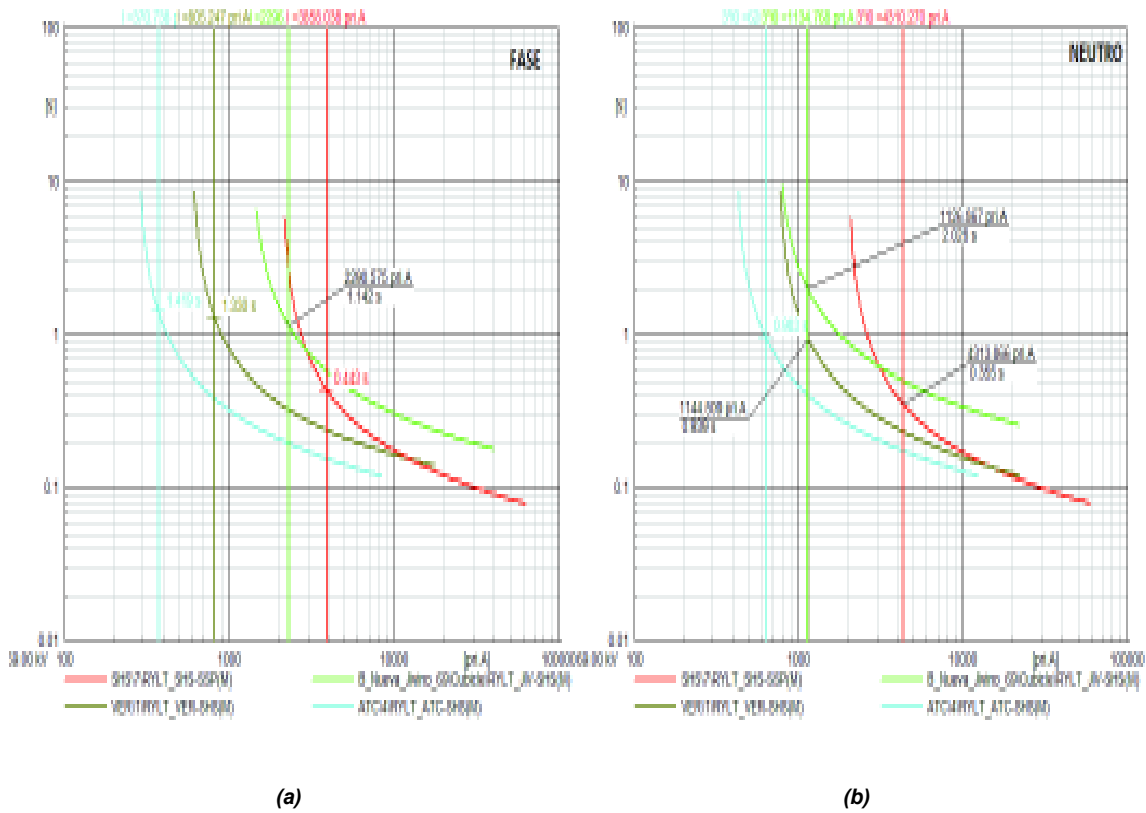


Figura 5.26. Operación de los relés de: (a) fase (51/67) ante una falla 3Ø con una $R_f=0 \Omega$ al 60% de la L/T, (b) neutro (51N/67N) ante una falla 1Ø-T con una $R_f=0 \Omega$ al 25 % de la L/T [Elaboración propia]

Bajo estas consideraciones y los resultados obtenidos en la verificación, se establece la validación de la coordinación de protecciones del sistema en análisis. Para más ejemplos de la coordinación de la protección de sobrecorriente temporizada (51/67/51N/67N) en otros estados de demanda, se puede observar el Anexo 9.

5.4 Operación de la protección diferencial de línea (87L)

Los relés de protección diferencial operan como protecciones principales de manera instantánea y cumplen con la función de proteger líneas de transmisión. Para la verificación de la operación adecuada de estos equipos se simulan distintos tipos de fallas y en distintos estados de demanda. Tomando en consideración la cantidad de relés diferenciales existentes en el sistema modelado, se escogen ejemplos puntuales para la verificación de la operación de las protecciones ajustadas. Las fallas simuladas son: trifásicas, monofásicas, bifásicas aisladas, bifásicas a tierra, con resistencias de falla de: 0Ω y 10Ω ,

al 15% y al 85% de las líneas de subtransmisión. Es necesario señalar que, debido a que estos relés únicamente protegen las líneas de transmisión en donde se encuentran ubicados, no operan como relés de respaldo de otras líneas de transmisión adyacentes, por lo que una coordinación de protecciones no es posible en este caso en particular.

5.4.1 Operación de las protecciones diferenciales (87L) en el estado de demanda L_MAX

- **Protección diferencial de la línea Lago Agrio-Parahuacu**

Tabla 5.18 Especificaciones para el ejemplo de la protección diferencial que cubre la línea Lago Agrio-Parahuacu [Elaboración propia]

| Línea de subtransmisión | Relé | Marca | Tipo de falla | Resistencia de falla (Rf) [Ω] | % L/T donde ocurre la falla |
|--|--|-------|---------------|--|-----------------------------|
| Lago Agrio-Parahuacu | 87 | ABB | 3 \emptyset | 0 | 15 |
| Falla Externa | | | | | |
| Ubicación | S/E Parahuacu – falla 1 \emptyset -T | | | | |
| Nota: el punto donde ocurre la falla interna en la L/T es medido desde la primera S/E mencionada en la L/T | | | | | |

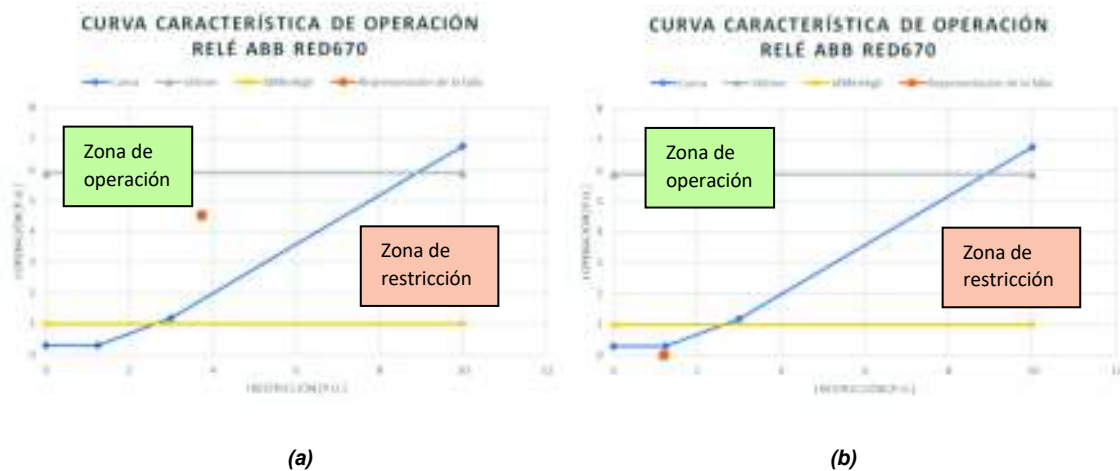


Figura 5.39. Curva característica de operación del relé diferencial (87L) ante una: (a) falla 3 \emptyset con una Rf=0 Ω al 15% de la L/T, (b) falla 1 \emptyset -T externa ubicada en la S/E Parahuacu [Elaboración propia]

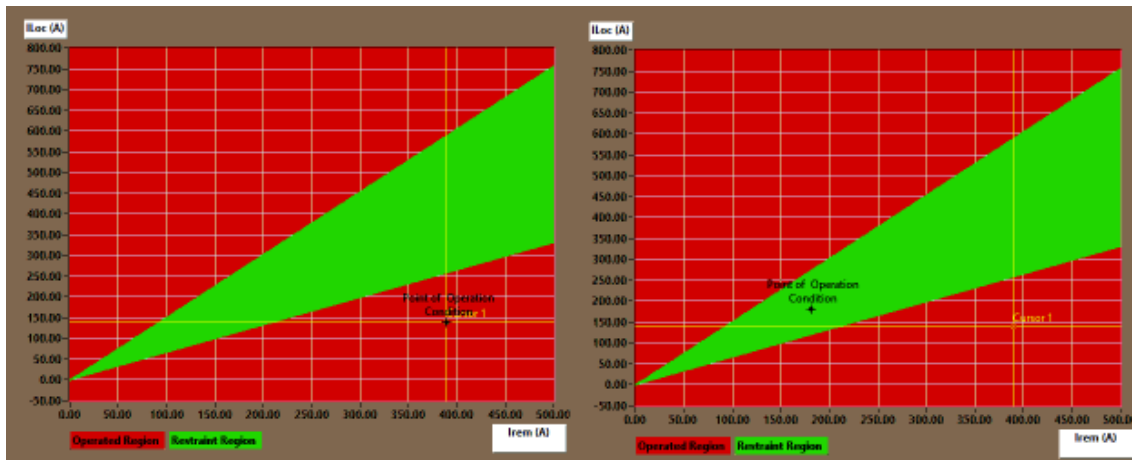
En la Figura 5.39 (a) se observa que la protección diferencial (87L) de la L/T Lago Agrio-Parahuacu, opera ante una falla 3 \emptyset con una Rf=0 Ω al 15% de la L/T. Al ubicarse la falla sobre el límite de la IdUnre, el despeje de la falla se da de manera instantánea y sin restricciones.

Para el caso en el cual ocurre una falla 1Ø-T externa a la L/T, la falla se ubica en la zona de restricción de la curva característica de la protección diferencial como se muestra en la Figura 5.39 (b), por lo que el relé diferencial no opera. En base a la verificación realizada en la operación de la protección diferencial ante fallas internas y externas, se establece una operación idónea por parte de los equipos de protección.

- **Protección diferencial de la línea Vergel-Shushufindi**

Tabla 5.19 Especificaciones para el ejemplo de la protección diferencial que cubre la línea Vergel-Shushufindi [Elaboración propia]

| Línea de subtransmisión | Relé | Marca | Tipo de falla | Resistencia de falla (Rf) [Ω] | % L/T donde ocurre la falla |
|--|----------------------------|------------------|---------------|-------------------------------|-----------------------------|
| Vergel-Shushufindi | 87 | General Electric | 1Ø-T | 10 | 15 |
| Falla Externa | | | | | |
| Ubicación | S/E Shushufindi – falla 2Ø | | | | |
| Nota: el punto donde ocurre la falla interna en la L/T es medido desde la primera S/E mencionada en la L/T | | | | | |



(a)

(b)

Figura 5.40. Curva característica de operación del relé diferencial (87L) ante una: (a) falla 1Ø-T con una Rf=10 Ω al 15% de la L/T, (b) falla 2Ø externa ubicada en la S/E Shushufindi [Elaboración propia]

En la Figura 5.40 (a) se observa que la protección diferencial (87L) de la L/T Vergel-Shushufindi, opera ante una falla 1Ø-T con una Rf=10 Ω al 15% de la L/T. Al ubicarse la falla en la zona de operación de la curva característica de la protección diferencial, esta es despejada de manera instantánea.

Para el caso en el cual ocurre una falla $2\emptyset$ externa a la L/T, la falla se ubica en la zona de restricción de la curva característica de la protección diferencial como se muestra en la Figura 5.40 (b), por lo que el relé diferencial no opera. Es importante señalar que, la curva característica de operación del relé GE es establecida por el fabricante por lo cual difiere de la curva característica de operación del relé ABB y del relé SIEMENS. Partiendo de los resultados obtenidos se establece una operación adecuada de la protección diferencial (87L) ante distintas fallas.

- **Protección diferencial de la línea Shushufindi-Jivino 69**

Tabla 5.19 Especificaciones para el ejemplo de la protección diferencial que cubre la línea Shushufindi-Jivino 69 [Elaboración propia]

| Línea de subtransmisión | Relé | Marca | Tipo de falla | Resistencia de falla (R_f) [Ω] | % L/T donde ocurre la falla |
|--|---|---------|---------------|---|-----------------------------|
| Shushufindi-Jivino 69 | 87 | Siemens | $2\emptyset$ | 0 | 85 |
| Falla Externa | | | | | |
| Ubicación | S/E Shushufindi – falla $2\emptyset$ -T | | | | |
| Nota: el punto donde ocurre la falla interna en la L/T es medido desde la primera S/E mencionada en la L/T | | | | | |

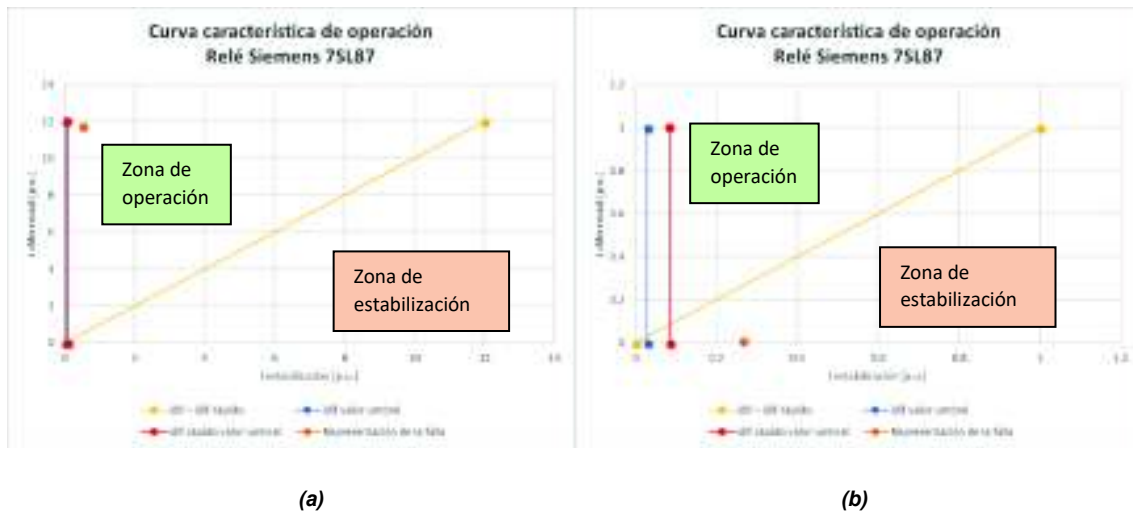


Figura 5.41. Curva característica de operación del relé diferencial (87L) ante una: (a) falla $2\emptyset$ con una $R_f=0 \Omega$ al 85% de la L/T, (b) falla $2\emptyset$ -T externa ubicada en la S/E Shushufindi [Elaboración propia]

En la Figura 5.41 (a) se observa que la protección diferencial (87L) de la L/T Shushufindi-Jivino 69, opera ante una falla $2\emptyset$ con una $R_f=0 \Omega$ al 85% de la L/T. Al ubicarse la falla en

la zona de operación de la curva característica de la protección diferencial, esta es despejada de manera instantánea.

Para el caso en el cual ocurre una falla 2Ø-T externa a la L/T, la falla se ubica en la zona de restricción de la curva característica de la protección diferencial como se muestra en la Figura 5.41 (b), por lo que el relé diferencial no opera. La operación de la protección diferencial ante las fallas simuladas es adecuada, por lo que la coordinación de las protecciones es válida.

Para más ejemplos de la operación de la protección diferencial (87L) en otros estados de demanda, se puede observar el Anexo 10.

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

- El Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero es un sistema eléctrico aislado que tiene costos de operación muy elevados debido al tipo de combustible que utiliza en la operación de sus generadores. Motivo por el cual Petroamazonas EP mediante el programa “Optimización de la Generación Eléctrica y Eficiencia Energética (OGE&EE)” plantea la conexión del SEIP con el SNI a nivel de 69 kV, con la finalidad de cambiar su fuente energética actual por una más económica y con un impacto ambiental más reducido. Dicho cambio energético produce variaciones del voltaje, corriente y potencia del sistema analizado, lo que ocasiona el ajuste de las protecciones diferenciales, de sobrecorriente y de distancia que protegen las líneas de subtransmisión del SEIP a nivel de 69 kV y que protegerá la nueva línea de subtransmisión que conectará a este sistema con el SNI. Los ajustes realizados a los equipos de protección parten de los estudios de cortocircuitos establecidos en este trabajo.
- El sistema analizado para este trabajo de titulación al suministrar energía eléctrica a un sector petrolero importante del país, debe asegurar un flujo de energía continuo en lo posible debido a la maquinaria que se opera en dicho lugar, y las implicaciones económicas que conlleva el desabastecimiento eléctrico en las plataformas de extracción de crudo/petróleo. Es por ello que, el ajuste de las protecciones eléctricas de este sistema se realiza a tal punto de asegurar que, ante perturbaciones o energizaciones de nuevos equipos, las protecciones eléctricas operarán de la manera más adecuada y coordinada.
- Una vez establecida la conexión entre el SEIP con el SNI a nivel de 69 kV se obtuvieron variaciones en las corrientes de cortocircuito de las barras de 69 kV del SEIP. Dichas variaciones en su mayoría fueron poco considerables a excepción de aquellas obtenidas en la S/E Shushufindi Central de 69 kV de PAM EP, debido a que esta subestación será el punto de conexión con el SNI.
- La potencia suministrada por parte del SNI al SEIP será de 38 MW en promedio para condiciones normales de operación, y para condiciones de emergencia se estableció un suministro de hasta 50 MW.

- Debido a la extensión del SEIP se establece una zona de análisis a nivel de 69 kV, en donde se prioriza la protección de las líneas de subtransmisión que lo conforman. Así también, se incluye en esta zona la nueva línea de subtransmisión que se implementará para la conexión con el SNI. Se establece como protección principal de estas L/T, a los relés diferenciales de línea (87L), mientras que los relés de distancia (21P/21N) y los relés de sobrecorriente (51/67/51N/67N) se establecen como protecciones de respaldo.
- La operación selectiva y de manera instantánea por parte de los relés diferenciales de línea (87L), se basa en la medición de las corrientes que pasan por los extremos de las líneas de subtransmisión que protegen. Para verificar que los ajustes obtenidos para los relés diferenciales de línea (87L) mediante los estudios de cortocircuito establecidos son los más adecuados, se simularon varios tipos de fallas en distintos estados de demanda.
- Al establecer las nuevas relaciones de transformación de los T/C's del sistema analizado, se verificó que en pocos casos se mantienen las RTC actuales de los equipos de medición, por lo que dichos equipos no necesitaban del cambio de su relación de transformación. Pero también se dio el caso en el cual, debido a las nuevas corrientes generadas por la conexión con el SNI, conllevó a establecer nuevas relaciones de transformación más elevadas en los T/C's, con el fin de evitar posibles saturaciones y errores en las mediciones, lo que produciría a su vez, operaciones indebidas por parte de los relés de protección.
- Se realizaron estudios de cortocircuitos en los cuales se contemplaron simulaciones de diversas fallas en el sistema y en distintos estados de demanda, con el fin de asegurar de que los ajustes y la coordinación de los equipos de protección sean los más adecuados y que, a su vez operen bajo las propiedades de rapidez, sensibilidad y selectividad.
- La direccionalidad seleccionada para los relés de sobrecorriente temporizados (51/67/51N/67N) permitió delimitar las corrientes de cortocircuito que medirán los relés de protección, así como, la determinación de aquellos relés que operarán como respaldo en la misma dirección del flujo de la corriente de cortocircuito. Para el caso del sistema analizado en este trabajo los relés ajustados tuvieron un promedio de tres relés de respaldo.
- La coordinación de protecciones del SEIP a nivel de 69 kV conectado al SNI, se realizó con el fin de verificar que los ajustes propuestos son los más adecuados

ante posibles perturbaciones y que los tiempos de operación son los establecidos para los sistemas de protecciones. Así también, se consideró que las protecciones ajustadas no disparen de manera errónea, por este motivo, específicamente para los relés de distancia (21P/21N) se re-ajustaron los valores de la impedancia propuestos, evitando el arranque de los relés, por corrientes de cortocircuito existentes a otros niveles de voltaje.

- En casos particulares para los relés de distancia (21P/21N) se dio una operación por debajo de lo establecido del 80% de la línea de subtransmisión, debido a la resistencia de falla considerada para las simulaciones de la falla. Dichas resistencias de falla hacen que la ubicación de la falla dentro del diagrama R-X se eleve de manera abrupta, saliendo de las zonas de operación establecidas en el ajuste y operando en las subsiguientes. Por ejemplo, con una falla monofásica con resistencia de falla de 0Ω se ajusta la zona 1 del relé para que opere hasta el 80% de la línea. Pero al momento de subir la resistencia de falla, la detección de la falla se da por mucho en la zona 2 de protección y en varios casos se da en la zona 3 de protección del relé de distancia. Considerando esto, se valida la coordinación de protecciones en la operación adecuada de los relés de distancia bajo el estudio de aquellas fallas con resistencias bajas y de aquellas perturbaciones que ingresan en sus zonas de protección.

6.2 Recomendaciones

- Debido a la designación de los generadores del SEIP que saldrían de servicio mediante la aplicación de un flujo óptimo de potencia, se recomienda establecer la coordinación de protecciones bajo el conocimiento de los generadores en campo que saldrían de servicio por consideración de Petroamazonas EP.
- Se recomienda establecer los tiempos de operación de los relés de protección de sobrecorriente temporizados (51/67/51N/67N) en un valor máximo de 450 ms con la finalidad de obtener una coordinación adecuada con el resto de protecciones y un despeje de falla no tan tardío.
- El beneficio económico que representa el cambio de fuente energética, junto con el incremento de la seguridad y calidad del suministro de energía eléctrica y la reducción de emisiones contaminantes al medio ambiente, deben ser motivos para impulsar el desarrollo de nuevos proyectos en el país que involucren la conexión de

sistemas aislados al Sistema Nacional Interconectado. A la vez, que podría ser que el SNI se convertiría en un sistema más estable y robusto.

- En el caso de ocurrir sequias en el país se presentarían desabastecimientos en diversos puntos del Sistema Nacional de Transmisión, por lo cual resulta interesante el análisis de los riesgos a los cuales estaría sometida la empresa Petroamazonas EP al no contar con el abastecimiento de energía solicitado. Además, un estudio estratégico de posibles esquemas permitiría a la empresa y al país sobreponerse ante estas situaciones.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CONELEC-003/08, Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado. 2008.
- [2] CONELEC-008/12, Modelo de Contrato para la Prestación del Suministro de Servicio Público de Energía Eléctrica a los Consumidores. 2012.
- [3] CONELEC-014/99, Administración Técnica y Operativa del Sistema de Transmisión. 1999.
- [4] Maulio Rodríguez, Análisis de Sistemas de Potencia, Segunda edición. EDILUZ, 1992.
- [5] Hadi Saadat, Power System Analysis, First edition. USA: McGRAW-HILL, 1999.
- [6] J. Grainger, W. Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, Primera edición. McGRAW-HILL, 1996.
- [7] Junzheng Cao, "HVDC in China", presentado en 2013 HVDC & FACTS Conference, Palo Alto, CA, USA, 2013.
- [8] B. M. Weedy, Sistemas Eléctricos de Gran Potencia, Segunda edición. Reverté, S.A., 1982.
- [9] Alexandra von Meier, Electric Power Systems, First edition. Hoboken, New Jersey: WILEY-INTERSCIENCE, 2006.
- [10] Florencio Aboyes, Análisis de Sistemas de Potencia. Monterrey, México: Comisión Federal de Electricidad de México, 1990.
- [11] Samuel Ramírez, Protección de Sistemas Eléctricos, Primera edición. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, 2003.
- [12] Elizabeth Sharpe, "Diseños de sistemas eléctricos conectados y no conectados a tierra", oct-2013. [En línea]. Disponible en: <https://www.schneider-electric.com.mx/es/work/insights/choosing-between-grounded-and-ungrounded-electrical-system-designs.jsp>.
- [13] Efrén Alvarado, "Algoritmo neuro-difuso para la detección y clasificación de fallas en líneas de transmisión eléctrica del sistema ecuatoriano usando simulaciones y datos de registradores de fallas", Universidad de Cuenca, Cuenca, 2012.
- [14] Obed Jiménez, "Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia". [En línea]. Disponible en: <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf>.
- [15] Benito Armengol, "Protección de Sistemas de Potencia", sep-1998. [En línea]. Disponible en: <http://docentes.uto.edu.bo/ablancob/wp-content/uploads/cap1.pdf>.
- [16] Walter A. Elmore, Protective Relaying Theory and Applications, Second edition. Marcel Dekker, Inc.
- [17] Russell Mason, The Art & Science of Protective Relaying. General Electric.
- [18] J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin, Protective Relaying Principles and Applications, Third edition. Taylor & Francis Group, LLC, 2006.
- [19] ABB, Protection Application Handbook, BA THS/BU Transmission Systems and Substations. Sweden: BU Transmission Systems and Substations, 1999.
- [20] C. Christopoulos, A. Wright, Electric Power System Protection, Second edition. Nottingham, UK: Springer Science+Business Media Dordrecht, 1999.
- [21] Juan M. Gers, Edward J. Holmes, Protection of Electricity Distribution Networks, Second edition. Londo, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2004.
- [22] Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke, Power System Relaying, Third edition. UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [23] PNUD Ecuador, "Optimización, Generación Eléctrica y Eficiencia Energética", p. 1.
- [24] Secretaria de Hidrocarburos, "Mapa de bloques petroleros del Ecuador", 2017. [En línea]. Disponible en: http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/2017/05/1-MapaBloques_ActualizadoAbril2017_A0.jpg.
- [25] Departamento de Mantenimiento, Centro de Control de Operación y Optimización SEIP, "Datos técnicos del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero". 2017.
- [26] Universidad Distrital Francisco José de Caldas, "Estándar de relaciones de transformación de los TCs", Curso virtual de redes eléctricas. [En línea]. Disponible en:

<http://gemini.udistrital.edu.co/comunidad/grupos/gispud/redeselectricas/site/cap2/c2equipos25.php>.

- [27] Juan Guamán, “Estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión de CNEL Ep Sucumbíos ante un nuevo punto de conexión al Sistema Nacional Interconectado”, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2017.
- [28] ABB, “Application Manual RED670 Line Differential Protection version 2.2”, may-2017.
- [29] General Electric Multilin, “L90 Line Current Differential System. UR Series Instruction Manual 7.6x”, 2017.
- [30] SIEMENS, “Manual de protección de distancia, diferencial de línea y gestión del interruptor para disparo mono/tripolar. SIPROTEC 7SL87 versión 7.00”, sep-2017.
- [31] ABB, “Manual de referencia técnica Protección diferencial de línea RED670 versión 1.1”, feb-2014.

8. ANEXOS

Los anexos de este trabajo de titulación se presentan en formato digital, por motivo de la extensión de los datos que muestran las tablas, y a la cantidad de gráficos que dichos anexos poseen.

Los anexos correspondientes al estudio realizado son:

ANEXO I. Tipos de estructuras y conductores utilizados en la modelación del Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV.

ANEXO II. Flujo óptimo de potencia desarrollado en el modelo del SEIP conectado al SNI a nivel de 69 kV.

ANEXO III. Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero a nivel de 69 kV conectado al SNI modelado en PowerFactory.

ANEXO IV. Corrientes de cortocircuito obtenidas para el ajuste de los equipos de protección.

ANEXO V. Ajustes realizados para los relés de sobrecorriente (51/51N/67/67N) del SEIP a nivel de 69 kV conectado con el SNI.

ANEXO VI. Curvas características de operación de los relés de sobrecorriente de fase (51/67) y de neutro (51N/67N) ajustados.

ANEXO VII. Ajustes realizados para los relés de distancia de fase (21P) y los relés de distancia de neutro (21N) del SEIP a 69 kV conectado con el SNI.

ANEXO VIII. Protecciones de los relés del SEIP a nivel de 69 kV que pueden ser ajustadas en campo.

ANEXO IX. Ejemplos de la coordinación de la protección de sobrecorriente temporizada (51/67/51N/67N).

ANEXO X. Ejemplos de la operación de la protección diferencial (87L).

9. ORDEN DE EMPASTADO



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
"CAMPUS POLITÉCNICO JOSÉ RUBÉN ORELLANA RICAURTE"

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

ORDEN DE EMPASTADO

De acuerdo con lo estipulado en el Art. 27 del Instructivo para la Implementación de la Unidad de Titulación en las Carreras y Programas Vigentes de la Escuela Politécnica Nacional, aprobado por Consejo Politécnico en sesión extraordinaria del 29 de abril de 2015 y por delegación del Decano, una vez verificado el cumplimiento de formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Trabajo de Titulación presentado por:

JONATHAN JAVIER CELA ANDAGOYA

Fecha de autorización: 04 de junio de 2018



Página P