

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL
SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 46 kV DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA QUITO CONSIDERANDO LA CONEXIÓN EN
PARALELO DE LOS TRANSFORMADORES T1 Y T2 DE LA
SUBESTACIÓN VICENTINA Y LA PUESTA EN SERVICIO DE LA
LÍNEA MIRAFLORES – PÉREZ GUERRERO**

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

JONATHAN PAÚL GARCÍA BENÍTEZ

jonathan.garcia@epn.edu.ec

DIRECTOR: DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

fabian.perez@epn.edu.ec

Quito, Enero 2018

AVAL

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Jonathan Paúl García Benítez, bajo mi supervisión.

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

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Jonathan Paúl García Benítez, 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 PAÚL GARCÍA BENÍTEZ

DEDICATORIA

Algunos piensan que el regalo más grande que Dios nos da es la vida, yo no estoy en desacuerdo con ellos, pero también pienso que lo más grato que nos da Dios, es una madre, hermanos y mascotas.

A mi mami Anita Benítez, quien estuvo conmigo toda mi vida y quien vio comenzar este sueño pero que no pudo verlo cumplido, espero que desde el cielo puedas verme ahora y te sientas orgullosa, gracias por no perder la fe en mí y por creer todos los días que podía culminar con esta meta.

A mi hermana Brigette, quien todos los días me apoyo y me ayudo a seguir adelante y en especial estos últimos meses que han sido muy difíciles para nosotros, nunca me abandonaste y te encargaste de mí, gracias hermana mía por todo.

A mi perrito Elkin, quien me acompañó durante 13 años, con sus juegos y travesuras durante largas horas de estudio y que ahora descansa en el cielo, junto a mi mami.

Todo lo que conseguí no lo hice yo, sino lo hicieron ustedes, gracias por creer en mí y por tener tanta confianza en que podía lograrlo.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, quiero comenzar agradeciendo a Dios y a la Virgen del Cisne por la vida, salud y fuerza que me otorgan cada día.

Quiero agradecer a mi madre linda que desde el cielo ahora cuida y guía mis pasos, gracias por tus consejos, palabras de aliento, apoyo y dedicación en el cumplimiento de este sueño. A mi hermana quien con sus juegos y palabras me impulsaban a continuar día a día. A mi padre por su apoyo constante durante estos años de estudio.

Un agradecimiento muy formal por su tiempo, consejos y asesoría al doctor Fabián Pérez, no solo en el transcurso de la realización de este trabajo de titulación, si no también durante mi época estudiantil.

De igual manera quiero agradecer a la Empresa Eléctrica Quito S.A. y a quienes forman parte del Departamento de Sistemas y Potencia, especialmente al Ingeniero Raúl Llumiquinga por brindarme su amistad, por sus consejos y observaciones en la coordinación de protecciones.

Un agradecimiento muy especial a mi bella novia por estar a mi lado, por tus palabras, por tu compañía y por compartir tus conocimientos conmigo.

Agradecer también a la Escuela Politécnica Nacional y a los diferentes catedráticos que no solo me otorgaron conocimientos, si no también valores y virtudes para aplicar en mi vida profesional.

Finalmente, un agradecimiento a mis amigos con los cuales compartimos deberes, proyectos y varias horas de estudio en la biblioteca, pero también con los que compartimos grandes experiencias.

Gracias de todo corazón, sin su apoyo no hubiera podido cumplir esta meta.

ÍNDICE DE CONTENIDO

AVAL	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN	VIII
ABSTRACT	IX
CAPÍTULO 1	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVO GENERAL	2
1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
1.4 JUSTIFICACIÓN	3
1.5 ALCANCE	4
CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO.....	5
2.1. INTRODUCCIÓN	5
2.2. TOPOLOGÍA DE RED.....	5
2.3. CONDICIONES DE FALLA.....	7
2.4. FILOSOFÍA DE PROTECCIONES.....	7
2.4.1. PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES	7
2.4.2. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES	8
2.4.3. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES.....	9
2.4.4. CÓDIGO ANSI / IEEE	10
2.5. TRANSFORMADORES DE MEDIDA.....	11
2.5.1. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC	11
2.5.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TP	13
2.6. PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN	15
2.6.1. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE.....	16
2.6.2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.....	17
2.6.3. PROTECCIÓN CON RELÉS DE DISTANCIA.....	19
2.7. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	22
2.7.1. CAUSAS DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES	23
2.8. PowerFactory DE DIgSILENT	23

2.8.1.	LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE DIGSILENT - DPL.....	24
CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ...		25
3.1.	INTRODUCCIÓN	25
3.2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO (SEQ).....	26
3.2.1.	INFRAESTRUCTURA	26
3.2.2.	PUNTOS DE CONEXIÓN CON EL SNT.....	26
3.2.3.	GENERACIÓN PROPIA	27
3.2.4.	AUTO PRODUCTORES.....	27
3.2.5.	SUBESTACIONES QUE FORMAN PARTE DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN	27
3.3.	CAMBIO TOPOLÓGICO EN LA SUBESTACIÓN VICENTINA	29
3.4.	MODELACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 46 KV.....	31
3.4.1.	CONDUCTORES	31
3.4.2.	TIPOS DE ESTRUCTURAS O TORRES.....	32
3.4.3.	TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	33
3.5.	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.....	35
3.5.1.	ZONA DE INFLUENCIA	37
3.6.	DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA..	38
3.6.1.	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TP	38
3.6.2.	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC	39
CAPÍTULO 4. CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE PROTECCIONES.....		42
4.1.	INTRODUCCIÓN	42
4.2.	PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	42
4.2.1.	AJUSTE DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL 67.....	43
4.2.2.	AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA 21	51
4.3.	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.....	62
4.3.1.	AJUSTE DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO 51	63
CAPÍTULO 5. VALIDACIÓN DE RESULTADOS.....		69
5.1.	INTRODUCCIÓN	69
5.2.	VALIDACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	70
5.2.1	VALIDACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL	70
5.2.2.	VALIDACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA	82
5.3.	VALIDACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	109

5.3.1. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO VICENTINA T1	109
CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	113
6.1. CONCLUSIONES.....	113
6.2. RECOMENDACIONES	114
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115
ANEXOS	117
ANEXO I. ESTRUCTURAS PARA 46 kV DEL SEQ	117
ANEXO II. SEQ MODELADO EN POWERFACTORY	117
ANEXO III. CORRIENTES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO OBTENIDOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS.....	117
ANEXO IV. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN QUE FORMAN PARTE DE LA ZONA DE INFLUENCIA	117
ANEXO V. MANUAL DE USUARIO: CCDIRECCIONAL	117
ANEXO VI. AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	117
ANEXO VII. MANUAL DE USUARIO: RELÉ DE DISTANCIA.....	117
ANEXO VIII. AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN.....	117
ANEXO IX. AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	117
ANEXO X. MÁXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	117
ORDEN DE EMPASTADO	118

RESUMEN

La Empresa Eléctrica Quito (EEQ) con el fin de mejorar la seguridad y aumentar los índices de confiabilidad en su sistema de subtransmisión a 46 kV, ha optado por la conexión en paralelo de los transformadores de la subestación Vicentina T1 y T2 mediante el cierre del interruptor de enlace en la barra de 46 kV y la puesta en servicio de la línea de subtransmisión Miraflores – Pérez Guerrero. Este cambio topológico afecta la coordinación de protecciones que se encuentran actualmente ajustadas en el sistema, debido a que se produce una variación de la impedancia equivalente de la subestación y provoca cambios en las corrientes de cortocircuito. Sobre esta base es importante realizar un nuevo estudio de coordinación de protecciones. En este trabajo de titulación se realizó un estudio de coordinación de protecciones en líneas de subtransmisión y transformadores de potencia, que son afectadas por el cambio topológico.

Haciendo uso del software PowerFactory de DlgSILENT se modeló el sistema, el cual sirve para realizar el estudio de flujos de potencia y cortocircuitos, mediante este estudio se estableció la zona de influencia y se determinaron las protecciones que necesitan ser reajustadas.

Con el fin de realizar una adecuada coordinación de protecciones en líneas de subtransmisión, se desarrollaron dos rutinas en lenguaje de programación DlgSILENT Programming Language (DPL), para el ajuste de protecciones de sobrecorriente y de distancia. Los resultados reflejan la efectividad de la coordinación de protecciones propuesta, la cual permite proteger el sistema ante distintos eventos de falla en diferentes escenarios operativos.

PALABRAS CLAVE: cambio topológico, coordinación de protecciones, estudio de cortocircuito, protección de distancia, protección de sobrecorriente.

ABSTRACT

The Empresa Eléctrica Quito (EEQ), in order to improve security and increase the reliability indices in its 46 kV subtransmission system, has opted for the parallel connection of the transformers of the Vicentina T1 and T2 substation through the closing on the 46 kV bus and the commissioning of the sub-transmission line Miraflores - Pérez Guerrero through the closing of link's breaker on the 46kV bus and commissioning of the sub transmission line Miraflores – Pérez Guerrero. This topological change affects the coordination of protections that are currently adjusted in the system, due to it occurs a variation in the equivalent impedance of the substation and causes changes in the short-circuit currents. On this basis it is important to carry out a new protection coordination study. In this degree work, was carried out a protection coordination study on subtransmission lines and power transformers, which are affected by the topological change.

Using DlgSILENT's PowerFactory software, the system was modeled, which is used to study power flows and short circuits. This study established the area of influence and determined the protections that need to be readjusted.

In order, to carry out an adequate coordination of protections in subtransmission lines, two routines were developed in the DlgSILENT Programming Language (DPL), for the adjustment of overcurrent and distance protections. The results reflect the effectiveness of the proposed protection coordination, which allows protecting the system against different failure events in different operational scenarios.

KEYWORDS: distance protection, overcurrent protection, protection coordination, short circuit study, topological change.

CAPÍTULO 1

1.1 INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es uno de los recursos fundamentales de la sociedad moderna, debe estar disponible para el usuario instantáneamente a niveles de voltaje y frecuencia adecuados y en la cantidad necesaria, por esta razón los sistemas eléctricos de potencia tienen que garantizar un alto nivel de confiabilidad. La confiabilidad de los sistemas eléctricos de potencia tiene una relación directa con la capacidad del sistema para mantener la continuidad del servicio o la rápida restauración del mismo en caso de falla.

Bajo este contexto y con el fin de garantizar la disponibilidad del servicio eléctrico, las empresas encargadas de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, optan por varias alternativas para mejorar constantemente los niveles de confiabilidad de los sistemas y equipos: cambios en la topología de red, el mantenimiento apropiado de los equipos, diseños de nuevos sistemas, instalación de nuevos equipos, la selectividad de las protecciones, etc., son algunas de las opciones que se pueden considerar para ello.

Sin embargo, a pesar de que los sistemas tengan un nivel de confiabilidad adecuado, éstos están sujetos a perturbaciones que se presentan de manera aleatoria, por ejemplo, cambios de carga, fallas causadas por la naturaleza o por errores humanos, por consiguiente es necesario contar con un sistema de protecciones que funcione correctamente para mantener los niveles de confiabilidad. El sistema de protecciones detecta condiciones anómalas del sistema de potencia e inicia las acciones correctivas lo más pronto posible para retornar al sistema a sus condiciones normales de operación.

Los sistemas de protecciones tienen que actuar de manera rápida con tiempos de respuesta de unos pocos milisegundos, en otras palabras, el sistema de protecciones debe tener una respuesta automática, rápida y con una cantidad mínima de interrupciones al sistema de energía eléctrica. Para ello se debe determinar todos los posibles tipos de fallas, condiciones anormales que se pueden presentar en el sistema, así como también cambios topológicos de red, incrementos de generación, entre otros.

Adicionalmente se requiere de una coordinación del sistema de protecciones, esto permite que el sistema de potencia pueda funcionar de una manera adecuada,

operando de manera selectiva para aislar las fallas en las redes, desconectando solo la sección afectada, es decir, que la desconexión de los equipos sea la mínima necesaria para aislar la falla lo más pronto posible, con el fin de reducir el daño y los costos económicos. Esto permite que el resto del sistema eléctrico no se vea afectado y evita la posibilidad de daños en los equipos.

Con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema de subtransmisión a 46 kV, la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) ha optado por realizar un cambio topológico, el cual consiste en la conexión en paralelo de los transformadores T1 y T2 de la subestación Vicentina. Este cambio incluye el cierre del interruptor de enlace en la barra de 46 kV de la misma subestación y la puesta en servicio de la línea de subtransmisión Miraflores – Pérez Guerrero. Con dichos cambios se busca formar nuevos anillos eléctricos en ese nivel de voltaje.

Este cambio topológico alterará las condiciones actuales del sistema eléctrico que a su vez provocará que los ajustes de las protecciones ya no sean los adecuados para el sistema, por lo que es de vital importancia realizar una nueva coordinación de protecciones y ajustar nuevamente los parámetros de los diferentes relés instalados.

De mantener los ajustes en las condiciones actuales del sistema eléctrico y al no realizar una nueva coordinación de protecciones, el funcionamiento del sistema de protecciones no sería el adecuado debido a que no garantizaría sensibilidad, selectividad y confiabilidad.

De esta manera, el presente trabajo de titulación abordará el estudio de coordinación mencionado.

1.2 OBJETIVO GENERAL

- Realizar un estudio de coordinación de las protecciones de distancia y de sobrecorriente instaladas en el sistema de subtransmisión a 46 kV de la Empresa Eléctrica Quito, considerando la conexión en paralelo de los transformadores de la subestación Vicentina y la puesta en servicio de la línea Miraflores – Pérez Guerrero.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Determinar, a través de estudios de cortocircuitos, las protecciones instaladas en la red de subtransmisión a 46 kV de la EEQ que requieren ser reajustadas ante el cambio topológico a ejecutarse.
- Establecer las relaciones de transformación adecuadas para los transformadores de corriente y de potencial que envían las señales eléctricas a los relés de protección que deben ser reajustados.
- Desarrollar dos rutinas en el lenguaje de programación DlgSILENT Programming Language (DPL) que faciliten la simulación de cortocircuitos y permitan obtener el ajuste adecuado de las protecciones de distancia y de sobrecorriente.
- Determinar los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de los transformadores, de las protecciones de distancia y de sobrecorriente direccional de las líneas de subtransmisión a 46 kV de la EEQ, cuya coordinación se modifique debido al cambio topológico a realizarse.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito está conformado por varias subestaciones, una de las más importantes es la subestación Vicentina, la cual cuenta con dos transformadores de potencia que actualmente funcionan independientemente, es decir que su interruptor de enlace en la barra de 46 kV se encuentra abierto.

Con el fin de aumentar la confiabilidad a este nivel de voltaje, la EEQ ha optado por realizar un cambio topológico de la red al colocar los transformadores de potencia de la subestación Vicentina en paralelo. Dicho cambio se realizará con el cierre del interruptor de enlace en la barra de 46 kV de la subestación Vicentina además de la puesta en servicio de la línea de subtransmisión Miraflores – Pérez Guerrero.

El cambio topológico mencionado conlleva a una variación de la impedancia equivalente de la subestación, y provoca cambios en las corrientes de cortocircuito con las cuales se coordinó los elementos de protección instalados en la red, lo que ocasiona una pérdida de coordinación entre ellos, y produce de esta manera la ausencia de las propiedades fundamentales de un sistema de protecciones.

De lo mencionado anteriormente se origina la necesidad de un nuevo estudio de coordinación de protecciones del sistema de subtransmisión a nivel de 46 kV de la EEQ, el cual se lo realizará en base a estudios de flujos de potencia y análisis de cortocircuito.

1.5 ALCANCE

Para realizar el estudio de coordinación de protecciones, se llevará a cabo una revisión a la bibliografía correspondiente, analizando los diferentes tipos de cortocircuitos que se presentan en las redes eléctricas y los dispositivos que se emplean para proteger los elementos que conforman el sistema de subtransmisión de la EEQ.

A continuación, utilizando el software computacional PowerFactory de DlgSILENT, se modelará en diferentes escenarios operativos el sistema de subtransmisión de la EEQ considerando: los dos transformadores de potencia de la subestación Vicentina en paralelo a través del cierre del interruptor de enlace en la barra de 46 kV de la misma subestación y la puesta en servicio de la línea Miraflores – Pérez Guerrero. Esta modelación es para realizar los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos requeridos para la coordinación de protecciones.

Luego se utilizarán los criterios de coordinación de protecciones obtenidos en la revisión bibliográfica para ajustar los relés de sobrecorriente direccional y relés de distancia instalados en las líneas de subtransmisión, además de los relés de sobrecorriente de los transformadores, comprobando su correcto funcionamiento frente a diferentes eventos de falla. Previo a esto, se determinarán las protecciones que requieran modificar su ajuste para asegurar una operación coordinada, lo cual se obtendrá a través de los estudios de cortocircuitos necesarios.

Para la coordinación de la protección de distancia y de las protecciones de sobrecorriente, se desarrollarán rutinas en el lenguaje de programación DlgSILENT Programming Language (DPL) que faciliten la simulación de cortocircuitos y permitan obtener el ajuste adecuado de dichas protecciones.

Finalmente, se comprobará el correcto funcionamiento del sistema de protecciones mediante simulaciones de distintos eventos de falla. En caso de ser necesario requerimientos extras a los criterios aplicados, éstos serán resueltos en función a los resultados obtenidos, de esta manera se establecerá una correcta coordinación de las protecciones para el caso de estudio propuesto.

CAPÍTULO 2. MARCO TEÓRICO

En el capítulo actual se establecen los fundamentos y la teoría sobre la protección de los sistemas eléctricos de potencia con el propósito de implementar un soporte para el desarrollo del trabajo de titulación.

2.1. INTRODUCCIÓN

Antes de dar a conocer los criterios fundamentales de los sistemas de protecciones, es necesario comprender la importancia de un sistema eléctrico de potencia. Actualmente la energía eléctrica es uno de los recursos más importantes y juega un papel crucial en la sociedad moderna, consumidores residenciales, pequeñas empresas, grandes fábricas, etc., requieren de este servicio cuasi instantáneamente. Debido a esto es imperativo que los sistemas eléctricos de potencia se encuentren en constante y notable mejoría, una planificación cuidadosa, un diseño minucioso, y la operación adecuada del sistema eléctrico garantizará que este recurso llegue a los consumidores con los más altos índices de calidad.

Sugiriendo que con estas medidas este recurso llegaría siempre y sin problemas a sus consumidores, sin embargo, el sistema eléctrico de potencia está sujeto a una gran variedad de perturbaciones producidas constantemente por fallo en los equipos, errores humanos, incluso la misma naturaleza.

Bajo este contexto es indispensable que los sistemas eléctricos de potencia cuenten con equipos de protección que permitan detectar condiciones extrañas en el sistema y generar una respuesta rápida, logrando así que el sistema vuelva a su estado estable, reduciendo los daños en el equipo y garantizando la continuidad de suministro.

El conjunto de los dispositivos de protección forman lo que se denomina un sistema de protecciones, el elemento más importante de estos sistemas es el relé de protección.

Los relés de protección y su equipo asociado deben ser capaces de detectar una falla y aislar rápidamente la sección afectada. Tienen que ser suficientemente sensibles para operar solo ante la presencia de una falla, también debe operar rápidamente para disminuir daños en el sistema y principalmente tienen que ser confiables.

2.2. TOPOLOGÍA DE RED

Existen varias formas topológicas de estructurar un sistema eléctrico de potencia y dependiendo de la complejidad y del costo se puede obtener una mayor confiabilidad y

seguridad ante posibles perturbaciones que puedan afectar el suministro de energía eléctrica, entre las topologías más usadas se encuentran las que se describen a continuación [1].

Sistemas Radiales

Son aquellos en los que de una determinada subestación salen uno o más alimentadores/líneas de transmisión, los cuales no se vuelven a encontrar en un punto común. En otras palabras, un sistema radial es aquel que tiene un solo camino para el flujo de potencia.

- Ventajas: económico, sencillo, fácil de proteger y de controlar, el sistema de protecciones es simple.
- Desventajas: baja confiabilidad, seguridad, calidad del producto y calidad del servicio.

Estos alimentadores y líneas de transmisión pueden o no ramificarse.

Sistemas en Anillo

Son aquellos en los que de una determinada subestación salen uno o más alimentadores/líneas de transmisión, los cuales se vuelven a encontrar en un punto común. En otras palabras, un sistema en anillo es aquel que presenta dos caminos para el flujo de potencia.

- Ventajas: alta confiabilidad, seguridad, calidad del producto y calidad del servicio.
- Desventajas: costo elevado, complejo, su control y sistema de protecciones es difícil.

Sistemas Mallados

Son aquellos que están formados por varios anillos, formando una estructura similar a una malla. En otras palabras, un sistema mallado es aquel que presenta varios caminos para el flujo de potencia.

- Ventajas: muy alta confiabilidad, seguridad, calidad del producto y calidad del servicio.
- Desventajas: costo elevado, complejo, su control y sistema de protecciones es difícil.

2.3. CONDICIONES DE FALLA

Todos los componentes del sistema eléctrico de potencia están sujetos a falla [2]. Una falla se produce cuando dos o más conductores que en condiciones normales operan con una diferencia de potencial, entran en contacto uno con el otro de manera física o a través de un arco eléctrico. Las fallas en los sistemas trifásicos se pueden clasificar de la siguiente manera [3].

- Fallas Fase-Fase:
 - Fallas trifásicas.
 - Fallas bifásicas.
- Fallas Fase-Tierra:
 - Fallas monofásicas.
 - Fallas bifásicas a tierra.

En [4] se puede ver el cálculo de las corrientes de cortocircuito para los diferentes eventos de falla expuestos anteriormente.

2.4. FILOSOFÍA DE PROTECCIONES

El sistema de protecciones está destinado a minimizar, reducir y mitigar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas o perturbaciones. Este sistema tiene como propósito mantener la calidad y la continuidad del servicio, la protección de los equipos y la protección de las personas.

2.4.1. PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Los sistemas de protecciones deben cumplir con las siguientes propiedades [5].

- Sensitividad: Esta propiedad garantiza que los sistemas de protección operen de manera confiable considerando las condiciones que provocan la misma tendencia de operación.
- Selectividad: Esta propiedad garantiza que los sistemas de protecciones cumplan con lo siguiente:
 - ✓ Durante una condición de falla en el sistema, solo los interruptores necesarios para aislar la falla deben operar, minimizando el alcance de la interrupción resultante y desconectando el mínimo número de elementos del sistema.
 - ✓ Durante una condición de falla, el sistema de protecciones debe seleccionar entre aquellas operaciones que requieran una respuesta instantánea, una operación con retardo de tiempo y una no operación.

- Rapidez: Esta propiedad garantiza que las perturbaciones que se pueden presentar en el sistema estén presentes el menor tiempo posible, de esta manera es posible mejorar la estabilidad transitoria, disminuir los efectos sobre el sistema y daños a los equipos.
- Confiabilidad: Esta propiedad garantiza que el sistema de protecciones actúe de manera correcta durante una condición de falla. La confiabilidad está relacionada con una adecuada aplicación, implementación y mantenimiento de los dispositivos que forman parte del sistema de protecciones.
- Simplicidad: Los sistemas de protecciones deben evitar complejidades redundantes, ya que éstas se convertirían en fuentes de riesgo que evitaría el cumplimiento de las propiedades antes mencionadas.

2.4.2. COMPONENTES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Los sistemas de protecciones incluyen componentes que permiten detectar, analizar y eliminar la falla. Los principales elementos que componen estos sistemas son:

- Interruptor de potencia o disyuntor.
 - Transformadores de medida.
 - Relés de protección.
 - Fuente de DC o batería.
1. Interruptor de potencia o disyuntor: Es el elemento que posibilita la apertura o cerrar el circuito, estableciendo la ruptura o circulación de corriente. Opera bajo el control del relé de protección y coordina con los otros interruptores [5].
 2. Transformador de medida: Son los elementos que reducen los altos valores de corriente y voltaje que existen en la red a un nivel adecuado para ser utilizado [5].
 3. Relés de protección: El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés The Institute of Electrical and Electronic Engineers) define al relé como un dispositivo eléctrico capaz de responder a condiciones de entrada establecidas, y, después de cumplir con dichas condiciones, provocar el funcionamiento por contacto o un cambio similar abrupto en los circuitos de control eléctricos asociados. Y al relé de protección lo define como un relé cuya función es detectar condiciones del sistema eléctrico de potencia de naturaleza anormal o peligrosa así como líneas o aparatos defectuosos, e iniciar apropiadamente la acción de los circuitos de control [6].

El relé protección desarrolla internamente tres fases fundamentales:

- Procesamiento de señales.

- Aplicación de funciones de protección.
 - Lógica de disparo.
4. Fuente de DC o batería: La batería es la parte encargada de la continuidad del abastecimiento de energía eléctrica ineludible para la operación del dispositivo de protección. El dispositivo de protección no se puede conectar directamente a la red debido a que fallas en el sistema afectarían su funcionamiento [5].

El esquema con los componentes del sistema de protecciones se expone en la Figura 2.1.

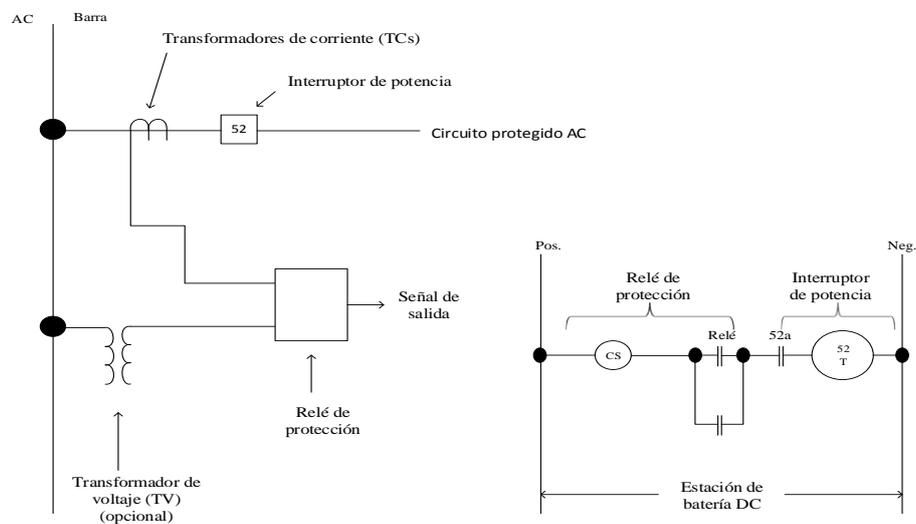


Figura 2.1. Componentes de los sistemas de protecciones [6]

2.4.3. ESTRUCTURA DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIONES

Debido a la importancia de los sistemas de protecciones es recomendable proporcionar una estructura que evite la falla de cualquiera de los componentes del sistema eléctrico de potencia que puedan causar una serie de consecuencias no deseadas. Por lo tanto, el sistema de protecciones está estructurado de dos formas.

1) Protección Primaria [5]

Es la línea de defensa inicial ante perturbaciones en el sistema eléctrico de potencia, para un funcionamiento adecuado de sus servicios se definen zonas de protección primaria alrededor de cada elemento importante e interruptor de potencia como se expone en la Figura 2.2. Las zonas de protección primaria incluyen la operación exclusiva de los interruptores dentro de dicha zona y solo de ellos. Estas zonas pueden incluir áreas de solapamiento o de traslape, una de las ventajas de esta zona de traslape es que

la probabilidad de que ocurra una falla es muy baja. No obstante, también pueden existir áreas donde la falla no sea detectada, es decir, donde no haya actuación de ninguna protección, a esta zona se la denomina punto muerto.

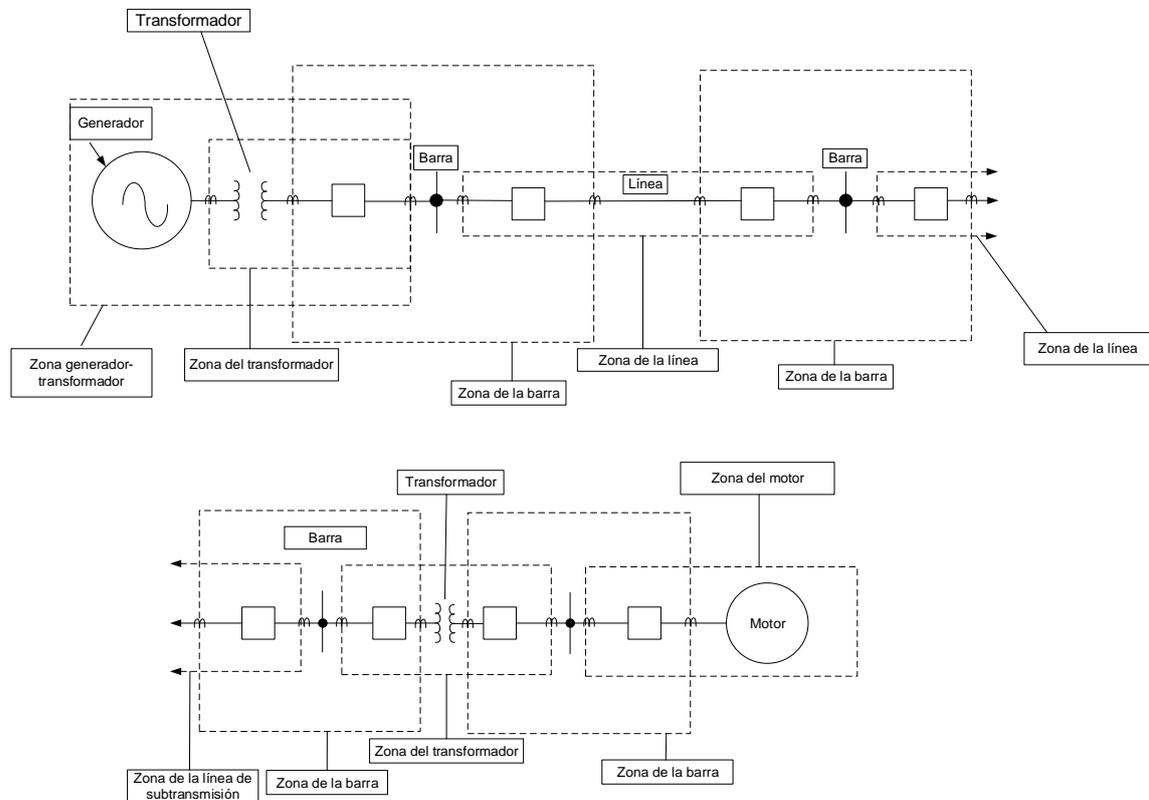


Figura 2.2. Zonas de protección primaria típicas en los sistemas de potencia [6]

2) Protección de Respaldo [5]

Estos relés actúan cuando la protección primaria no opera por algún problema interno, existen dos tipos:

- Protección de respaldo local: Se instala al igual que la protección primaria en la misma subestación, generalmente las zonas de protección coinciden con las zonas de protección primaria.
- Protección de respaldo remoto: Se instala en una subestación diferente a la de la protección primaria, las zonas de protección son más amplias y se extienden en una dirección dada.

2.4.4. CÓDIGO ANSI / IEEE

Las funciones de varios relés y equipos de protección son identificados por los números de función del dispositivo estandarizado en ANSI / IEEE C37.2 [7]. Los números de los

dispositivos de protección que se usan en este trabajo de titulación se enumeran a continuación:

- 21. Relé de distancia.
- 50. Relé de sobrecorriente instantáneo.
- 51. Relé de sobrecorriente temporizado.
- 52. Interruptor de potencia.
- 67. Relé de sobrecorriente direccional.

2.5. TRANSFORMADORES DE MEDIDA

El correcto funcionamiento del sistema de protecciones está directamente relacionado con la información que los relés de protección puedan obtener del sistema eléctrico de potencia en condiciones normales y de falla para una detección y operación adecuada.

Esta información del sistema eléctrico de potencia es transmitida a los distintos relés a través de los transformadores de medida, un transformador de corriente TC colocado en serie y un transformador de potencial TP conectado en paralelo. Estos equipos además de proporcionar señales de información a los relés otorgan aislamiento y una reducción de las cantidades de voltaje y corriente del lado primario.

Los voltajes secundarios más comunes son 100, 110, 115 y 120 V y sus respectivos valores de fase y las corrientes secundarias más comunes son 1 y 5 A.

2.5.1. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC

El TC se usa para transformar la cantidad de corriente del primario en términos de su magnitud y fase a un valor secundario proporcional al valor del primario. Está conectado al sistema de potencia en serie a través de su devanado, de esta manera la corriente que circula en el devanado primario del transformador está determinada por el sistema de potencia [8].

CARACTERÍSTICAS PARA LA ESPECIFICACIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

Las principales características que necesitan ser especificadas son las siguientes [8].

- Corriente primaria asignada.
- Corriente secundaria asignada.
- Clase de precisión.

Valores normalizados de las corrientes asignadas al primario

En la Tabla 2.1 se muestran las relaciones para los transformadores de corriente definidas por la norma IEEE Std C57.13 [9].

Tabla 2.1. Corriente asignada para transformadores de corriente multi-relación [8]

CORRIENTE ASIGNADA [A]	TAPS SECUNDARIOS	CORRIENTE ASIGNADA [A]	TAPS SECUNDARIOS
600:5		3000:5	
50:5	X2-X3	300:5	X3-X4
100:5	X1-X2	500:5	X4-X5
150:5	X1-X3	800:5	X3-X5
200:5	X4-X5	1000:5	X1-X2
250:5	X3-X4	1200:5	X2-X3
300:5	X2-X4	1500:5	X2-X4
400:5	X1-X4	2000:5	X2-X5
450:5	X3-X5	2200:5	X1-X3
500:5	X2-X5	2500:5	X1-X4
600:5	X1-X5	3000:5	X1-X5
1200:5		4000:5	
100:5	X2-X3	500:5	X1-X2
200:5	X1-X2	1000:5	X3-X4
300:5	X1-X3	1500:5	X2-X3
400:5	X4-X5	2000:5	X1-X3
500:5	X3-X4	2500:5	X2-X4
600:5	X2-X4	3000:5	X1-X4
800:5	X1-X4	3500:5	X2-X5
900:5	X3-X5	4000:5	X1-X5
1000:5	X2-X5		
1200:5	X1-X5		
2000:5			
300:5	X3-X4	1200:5	X1-X3
400:5	X1-X2	1500:5	X1-X4
500:5	X4-X5	1600:5	X2-X5
800:5	X2-X3	2000:5	X1-X5
1100:5	X2-X4		

Valores normalizados de las corrientes asignadas al secundario

Los valores normalizados usados frecuentemente son 1 A, 2 A y 5 A [8].

Límites del error de corriente

El error de corriente viene dado por la ecuación 2.1 y se expresa en porcentaje [8].

$$\text{Error de corriente} = \frac{K_n i_s - i_p}{i_p} \times 100\%$$

Ecuación 2.1. Error de Corriente [8]

Dónde:

K_n : relación de transformación.

i_p : corriente primaria.

i_s : corriente secundaria.

Clase de precisión

Está designada por el límite superior del error de corriente expresado en porcentaje, para la corriente primaria y la carga de precisión asignada (es la impedancia del circuito secundario en ohmios indicando su respectivo valor de factor de potencia) [8].

Clases de precisión normalizadas según la norma IEC

Las precisiones normalizadas son: 0,1 – 0,2 – 0,5 – 1 – 3 – 5 [8].

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE CORRIENTE RTC

Se denomina RTC a la relación entre la corriente nominal primaria y la corriente nominal secundaria, como se muestra en la ecuación 2.2.

$$RTC = \frac{I_{primario}}{I_{secundario}}$$

Ecuación 2.2. Relación de Transformación de Corriente

2.5.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TP

El TP tiene como finalidad aislar el circuito de bajo voltaje (secundario) del circuito de alto voltaje (primario) y procurar que los efectos en régimen permanente y transitorio sean reproducidos lo mejor posible en el circuito de bajo voltaje [8].

CARACTERÍSTICAS PARA LA ESPECIFICACIÓN DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Las principales características que necesitan ser especificadas son las siguientes [8].

- Voltaje primario asignado.
- Voltaje secundario asignado.
- Potencia de precisión.
- Precisión.

Voltaje primario asignado

En la norma IEC 60186 [10] se establece que el voltaje asignado al primario es igual al voltaje del sistema. En el caso de los transformadores monofásicos el voltaje asignado al primario es igual al voltaje del sistema dividido para $\sqrt{3}$ [8].

Voltaje secundario asignado

Este voltaje secundario se selecciona de acuerdo con los relés que dispone la empresa que utiliza el transformador. Los voltajes asignados más comunes son: 100 V, 110 V, 115 V, 120 V, 200 V, 230 V.

Para transformadores monofásicos son los valores antes mencionados dividido para $\sqrt{3}$ [8].

Potencia de precisión

Es el valor de potencia aparente en VA que suministra el transformador en el secundario con el voltaje secundario asignado y la carga conectada [8]. Los valores normalizados con un factor de potencia 0,8 inductivo son:

- Según IEC:
 - o **10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500 VA.**

Nota: los valores en negrilla son los más utilizados.

Precisión

Cuando se habla de precisión hay que considerar los siguientes factores:

- ✓ Error de voltaje: Es el error que se introduce en la medida de un voltaje. El error viene dado por la ecuación 2.3 y está expresado en porcentaje [8].

$$\text{Error de voltaje} = \frac{K_n u_s - u_p}{u_p} \times 100\%$$

Ecuación 2.3. Error de Voltaje [8]

Dónde:

K_n : relación de transformación.

u_p : voltaje primario.

u_s : voltaje secundario.

- ✓ Desfase: Es la diferencia del ángulo de fase entre el voltaje primario y secundario.

Clase de precisión: Define los límites de error de voltaje y desfase, las clases de precisión según las normas IEC son [8].

- 0,1: transformadores de laboratorios.
- 0,2: medidas de precisión.
- 0,5: medición comercial.
- 1,0: medición industrial.
- 3,0: instrumentación

La clase de precisión para un transformador de potencial usado en protección representa el error máximo expresado en porcentaje [8]. La clase de precisión normalizada según las normas IEC son 3P y 6P los límites de error de voltaje y desfase se muestran en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Límites de error para transformadores de potencial para protección [8]

Clases de precisión	Error en la relación de voltaje [%]	Desfase [min]
3P	± 3,0	± 120
6P	± 6,0	± 240

RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE POTENCIAL RTP

Se denomina RTP a la relación entre el voltaje nominal primario y el voltaje nominal secundario, como se muestra en la ecuación 2.4.

$$RTP = \frac{V_{primario}}{V_{secundario}}$$

Ecuación 2.4. Relación de Transformación de Potencial

2.6. PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN

Aunque una falla puede ocurrir en todos los elementos de un sistema eléctrico de potencia, aproximadamente un 90% de todas las fallas ocurren en las líneas de transmisión y subtransmisión (L/T) aéreas debido a que estas líneas cubren grandes extensiones y están expuestas a agentes externos imposibles de controlar.

Las líneas de transmisión y subtransmisión por su longitud son más propensas a perturbaciones en comparación a los otros elementos del sistema eléctrico. Es deseable que todas las fallas en las líneas sean despejadas de manera inmediata para poder cumplir con las propiedades de los sistemas de protecciones mencionadas en la sección

2.4.1. Es aceptable, sin embargo, por las características del sistema para que algunas fallas sean detectadas y despejadas se requiere la acción de varios tipos de relés con acción instantánea y con retardo de tiempo, ya sea actuando de forma individual o combinada tanto como protección de fase y protección de tierra.

Para la protección de líneas de transmisión y subtransmisión, algunos de los relés más utilizados incluyen:

- 21: Relé de distancia.
- 32: Relé de potencia inversa (Principalmente en líneas de interconexión).
- 50: Relé de sobrecorriente instantáneo.
- 51: Relé de sobrecorriente temporizado.
- 67: Relé de sobrecorriente direccional.
- 87: Relé diferencial.

Para este estudio de titulación se considera únicamente las protecciones de sobrecorriente direccional y las de distancia, debido a que son las que la Empresa Eléctrica Quito utiliza para proteger las líneas de subtransmisión.

2.6.1. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Esta protección responde cuando la corriente que circula supera un valor previamente establecido. En el caso de una protección de sobrecorriente instantánea (50) se debe ajustar la corriente de TAP y en el caso de la protección de sobrecorriente temporizada (51) se debe ajustar la corriente de TAP, DIAL y la curva [11].

- CORRIENTE DE TAP: Es la configuración de arranque del relé para que pueda operar con todos los eventos de falla en la sección de la línea a la cual se está proporcionando protección. Esta función es fundamental y requiere márgenes por encima de las corrientes de operación normal y por debajo o igual de las corrientes de falla mínima. De ser posible, esta configuración debe proporcionar una protección de respaldo a líneas adyacentes.

En otras palabras, se puede definir la corriente de TAP como el valor mínimo de corriente de operación alcanzada por un incremento progresivo del parámetro operativo que producirá una operación en el relé.

En el caso de la protección de sobrecorriente instantáneo esta configuración de arranque opera de manera instantánea cuando la corriente supera el valor ajustado. El tiempo de actuación puede ir de 5 a 100 ms dependiendo del tipo de relé.

- **DIAL Y CURVA:** También llamado característica de retardo de tiempo, es un parámetro independiente que tiene varias maneras de ser ajustado. Es el sistema que permite ajustar el tiempo de operación de los contactos del relé en el caso de relés electromecánicos, de los circuitos electrónicos en el caso de relés de estado sólido y de los relojes internos o temporizadores externos en el caso de relés digitales.

El propósito de esta configuración es permitir la coordinación de los diferentes relés entre sí. Para ello es necesario proporcionar una familia de curvas que permitan que dos o más relés operen en diferentes tiempos cuando ven la misma falla. Los relés de sobrecorriente que presentan esta característica temporizada operan con tiempos altos ante valores de corriente bajos y al aumentarse el valor de la corriente el tiempo de operación es más rápido. De acuerdo con esto se puede decir que este tipo de relés poseen una característica de tiempo inverso o curva tiempo inverso – corriente.

Existen varias características de tiempo inverso (Figura 2.3) que se encuentran normalizadas, como:

- Moderadamente inversa.
- Inversa.
- Muy Inversa.
- Extremadamente Inversa.

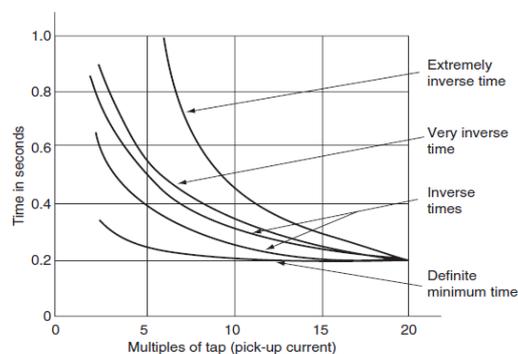


Figura 2.3. Características de tiempo inverso típicas [6]

2.6.2. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

El uso de la protección de sobrecorriente direccional es vital en sistemas de potencia que tienen fuentes múltiples, debido a que es necesario limitar el disparo del relé para fallas en una sola dirección. Sería imposible garantizar selectividad en este tipo de sistemas solo con el uso de relés de sobrecorriente debido a que la misma magnitud de corriente de falla puede fluir en cualquier dirección en la ubicación del relé [11].

Hay dos enfoques para garantizar direccionalidad en un relé de sobrecorriente [11].

1. Control direccional: En este enfoque el relé solo funciona hasta que el elemento direccional actúe, lo que indica que la falla está en la dirección del disparo.
2. Sobrecorriente direccional: En este enfoque el relé tiene contactos independientes los cuales se conectan en serie con la bobina de disparo, y para obtener una salida de disparo ambos contactores deben cerrarse.

Métodos de polarización

La capacidad de diferenciar entre una dirección u otra se obtiene mediante la comparación entre el ángulo de fase del fasor corriente que varía directamente con la dirección de la falla y el fasor voltaje que no depende de la ubicación de la falla. Para ello es importante tener en cuenta lo siguiente [11].

- El voltaje del sistema disminuye en el punto de falla.
- El factor de potencia de falla es bajo, en otras palabras, la corriente atrasa al voltaje en casi 90° .

Con base en los dos puntos anteriores, las conexiones que permitan obtener una discriminación direccional correcta para fallas desequilibradas pueden ser las siguientes (Figura 2.4) [11].

- Voltaje cruzado en 90° .
- Voltaje cruzado en 60° .
- Voltaje cruzado en 30° .

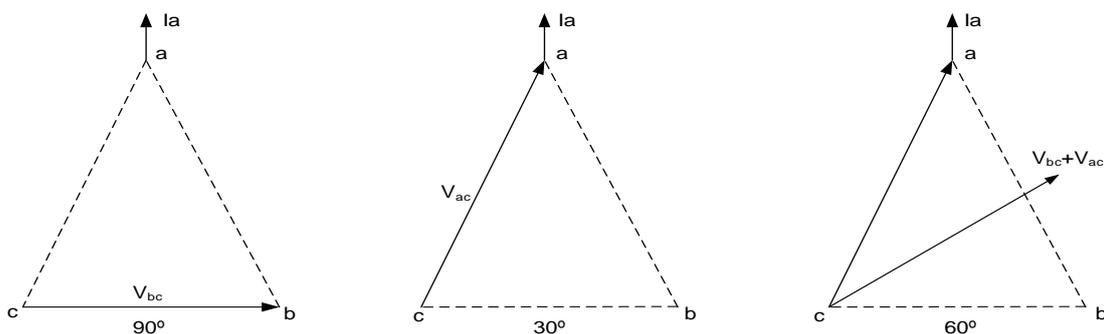


Figura 2.4. Conexiones convencionales para relés de fase direccionales [11]

2.6.3. PROTECCIÓN CON RELÉS DE DISTANCIA

La protección de distancia determina la impedancia ($R + jX$) de falla a partir de los valores de corriente y voltaje de cortocircuitos medidos por el relé. Para ello la impedancia de falla se compara con la impedancia de la línea de transmisión o subtransmisión protegida.

La protección de distancia no requiere de información adicional, por lo tanto, no es necesario ningún equipo adicional o canales de transmisión de señales [12].

La protección de distancia tiene incorporada una unidad direccional con el fin de asegurar que opere ante fallas que se encuentren hacia adelante, supervisando la línea protegida. Sin embargo, también puede operar cuando hay fallas hacia atrás de la línea, pero esto se utiliza por lo general como protección de respaldo.

2.6.3.1. ZONAS DE PROTECCIÓN

Con el fin de establecer una coordinación óptima entre las protecciones de distancia, se establecen zonas de protección. Una apropiada protección consiste en una primera zona instantánea y una o más zonas temporizadas.

Primera zona Z1: es habitual establecer la primera zona entre el 85 y 90% de la longitud de la línea protegida y debe operar instantáneamente [11].

Segunda zona Z2: esta zona sobrepasa el 100% de la longitud de la línea de transmisión o subtransmisión [11]. Según sea el caso y la configuración del sistema se puede ajustar esta zona siguiendo alguno de los siguientes criterios.

- Se establece para cubrir entre el 120 y 150 % de la longitud de la línea protegida.
- Se establece para cubrir el 100 % de la longitud de la línea protegida más el 50 % de la longitud de la línea de transmisión o subtransmisión adyacente más corta.

Según lo expuesto anteriormente esta zona proporciona respaldo a Z1 de la protección de distancia de la línea de transmisión o subtransmisión adyacente, sin embargo, solo para una parte de la línea vecina. El tiempo de operación puede ser entre 300 y 600 ms.

Tercera zona Z3: esta zona ofrece protección de respaldo para el 100% de la longitud de la línea de transmisión o subtransmisión adyacente [11]. Según sea el caso y la configuración del sistema se puede ajustar esta zona siguiendo algunos de los siguientes criterios.

- Se establece para cubrir el 100% de la línea protegida más el 100% de la línea de transmisión o subtransmisión adyacente más larga.

- Se establece para cubrir el 100% de la línea protegida más el 100% de la línea de transmisión o subtransmisión adyacente más larga, más el 50% de la línea de transmisión o subtransmisión subsiguiente más corta.
- Se establece para cubrir el 100% de la línea protegida más el 125% de la línea de transmisión o subtransmisión adyacente más larga.

El tiempo de operación puede ser entre 800 y 1200 ms.

2.6.3.2. ADAPTACIÓN DE LA IMPEDANCIA A TIERRA

La condición fundamental para la estimación de la distancia de falla durante cortocircuitos con contacto a tierra, es la adaptación de la relación de la impedancia a tierra de la línea. Esto se realiza introduciendo la relación de resistencia efectiva (Ecuación 2.5) y la relación de reactancia (Ecuación 2.6) o el factor complejo de impedancia a tierra K_0 (Ecuación 2.7). [13]

$$\frac{R_E}{R_L} = \frac{1}{3} \times \left(\frac{R_0}{R_1} - 1 \right)$$

Ecuación 2.5. Relación de resistencia [13]

$$\frac{X_E}{X_L} = \frac{1}{3} \times \left(\frac{X_0}{X_1} - 1 \right)$$

Ecuación 2.6. Relación de reactancia [13]

Dónde:

R_0 : resistencia homopolar de la línea.

R_1 : resistencia de secuencia positiva de la línea.

X_0 : reactancia homopolar de la línea.

X_1 : reactancia de secuencia positiva de la línea.

$$K_0 = \frac{Z_E}{Z_L} = \frac{1}{3} \times \left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1 \right)$$

Ecuación 2.7. Factor complejo de impedancia a Tierra [13]

Dónde:

Z_0 : impedancia homopolar (compleja) de la línea.

Z_1 : impedancia de secuencia positiva (compleja) de la línea.

Estos coeficientes son independientes de la longitud.

2.6.3.3. ZONA DE CARGA

La impedancia de carga se puede introducir en los ajustes de las diferentes zonas de protección del relé de distancia. Debido a esto para descartar un disparo erróneo de la protección se puede ajustar un cono de carga que excluye estos disparos, ajustando la zona de carga según la Ecuación 2.8. [13]

$$R_L = \frac{U_{\min}}{\sqrt{3}I_{L\max}} = \frac{0,9 \times U_N}{\sqrt{3}I_{L\max}}$$

Ecuación 2.8. Zona de carga [13]

Dónde:

R_L : resistencia de carga.

U_{\min} : voltaje mínimo.

U_N : voltaje nominal.

$I_{L\max}$: corriente máxima.

2.6.3.4. DIAGRAMA DE IMPEDANCIA O DIAGRAMA R-X

En este diagrama se representan la característica del relé y los valores de carga junto a la impedancia de cortocircuito en el plano complejo R-X. La relación de estos componentes se considera un indicador del funcionamiento del relé en el sistema de potencia.

Una de las ventajas de utilizar este diagrama R-X es que permite representar las zonas de operación y la impedancia de algunos elementos del sistema eléctrico de potencia en el mismo diagrama [11].

2.6.3.5. TIPOS DE RELÉ DE DISTANCIA

Según la forma de las zonas de operación de los relé de distancia, se pueden mencionar los siguientes tipos de relés generales de acuerdo con sus zonas [11].

- Relés de impedancia: tiene una forma circular con centro en el origen del diagrama R-X (Figura 2.5-a). Opera con todos los valores de impedancia que se encuentren dentro del círculo. Una de las desventajas es que no posee una característica direccional.
- Relés de admitancia o MHO: tiene una forma circular que pasa por el origen del diagrama R-X (Figura 2.5-b). Estos son inherentemente direccionales y el alcance está dado por el diámetro de la circunferencia.

- Relés de reactancia: tiene un límite de zona definido por una línea paralela al eje R. Las otras zonas se extienden hasta el infinito en tres direcciones (Figura 2.5-c). Al igual que el relé de impedancia éste no posee una característica direccional.
- Relés poligonales: está definido por cuatro líneas rectas y un ángulo, esta característica es propia de los relés numéricos (Figura 2.5-d). Adicionalmente permite tener una independencia entre el alcance resistivo y el alcance reactivo.

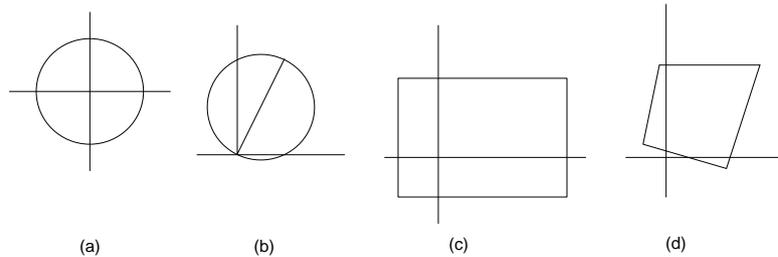


Figura. 2.5. Tipos de características [11]

Situaciones que afectan a la protección de distancia

La precisión de la medición en los relés de distancia y el ajuste de sus zonas se ven afectadas por los siguientes factores.

1. Resistencia de falla: La resistencia de falla puede causar un efecto de subalcance en el relé de distancia.
2. Fuentes Intermedias: Una fuente intermedia entre la ubicación del relé y la localización de la falla influye en la impedancia calculada por el relé. El relé observa la falla a una distancia mayor y por lo tanto opera en una zona diferente a la que tiene que operar. Este efecto se produce por que la corriente de la fuente intermedia introduce un voltaje adicional en la falla [12].

2.7. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El transformador de potencia, es uno de los equipos más importantes del sistema eléctrico de potencia y la protección del mismo depende del tamaño, voltaje y la relevancia que pueda tener dentro del sistema.

Por lo general se requiere un disparo instantáneo de todos los interruptores asociados al transformador cuando se presentan fallas internas, y se requiere el disparo temporizado del interruptor más próximo a la falla ante cortocircuitos externos.

Para proteger al transformador existen protecciones eléctricas y mecánicas, algunas de estas son:

Protecciones Eléctricas

- 51: Relé de sobrecorriente temporizado.
- 87: Relé diferencial.

Por lo general, el relé diferencial actúa como protección principal y el relé de sobrecorriente temporizado actúa como protección de respaldo.

Protecciones Mecánicas

- Protección por sobrecarga / por sobretemperatura.
- Protección por sobrepresión / protección Buchholz.

2.7.1. CAUSAS DE FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES

Existe varias causas por las que se puede presentar una falla en el transformador, algunas de ellas pueden ser:

- Fallas en los devanados.
- Fallas en el núcleo.
- Fallas en el tanque o accesorios.
- Fallas en el OLTC (on load tap changer).
- Reducción de capacidad dieléctrica.
- Fallas en el sistema de refrigeración.
- Sobrecalentamiento por sobreexcitación.

La protección de los transformadores de potencia se explica con más detalle en [6] y [14], para este trabajo de titulación dado el alcance planteado, solo se utiliza la protección de sobrecorriente la cual tiene los mismos principios que fueron expuestos en la sección 2.6.1.

2.8. PowerFactory DE DigSILENT

PowerFactory es un programa de cálculo diseñado como un paquete de software integrado e interactivo para ser utilizado en aplicaciones relacionadas con el análisis de los sistemas de energía eléctrica ya sean de transmisión, distribución y sistemas industriales [15].

PowerFactory tiene incorporado una lista completa de funciones de simulación, algunas de éstas son [15]:

- Flujos de potencia.
- Cortocircuitos.
- Despacho de potencia activa y reactiva.
- Estabilidad.
- Protecciones.
- Transitorios electromagnéticos.
- Armónicos.
- Confiabilidad.

2.8.1. LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN DE DIgSILENT - DPL

Se denomina DPL por sus siglas en inglés DIgSILENT Programming Language, este lenguaje de programación permite la automatización de tareas en PowerFactory [15].

DPL es un lenguaje de programación simple el cual hace uso del editor incorporado en PowerFactory donde se puede ejecutar comandos de automatización (scripts) para realizar cálculos iterativos y procesar resultados [15].

Los scripts DPL deben incluir lo siguiente:

- Comandos de flujo de programa (Ejm: “if-else”).
- Comandos de PowerFactory (Ejm: ComShc).
- Rutinas de entrada y salida.
- Expresiones matemáticas.
- Llamadas a procedimientos de objetivo PowerFactory.
- Llamadas de subrutina.

Los objetos de comando DPL toman parámetros de entrada, variables u objetos y permiten pasarlos a funciones o subrutinas.

Los scripts DPL se pueden usar en varias áreas del análisis de sistemas eléctricos de potencia como, por ejemplo [15].

- Optimización de red.
- Análisis de estabilidad.
- Coordinación de protecciones.
- Análisis de contingencias.

Nota: Los comandos DPL se almacenan en la carpeta scripts del proyecto.

CAPÍTULO 3. DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

En el presente capítulo se realiza la descripción del sistema de subtransmisión a 46 kV de la Empresa Eléctrica Quito, en el cual se realizó el estudio de coordinación de protecciones debido al cambio topológico.

3.1. INTRODUCCIÓN

El área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito (EEQ) (Figura 3.1) otorgado por el ARCONEL es de 15 155 km², esta área comprende los cantones de Quito, Rumiñahui, Mejía, San Miguel de los Bancos, Pedro Vicente Maldonado, parte de Puerto Quito, y sectores rurales del cantón Cayambe y Cotacachi, y algunos sectores de las provincias de Napo, Cotopaxi, Santo Domingo de los Tsáchilas e Imbabura [16].



Figura 3.1. Área de concesión EEQ [16]

El sistema de subtransmisión de la EEQ permite unir los puntos de conexión del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) con las diferentes subestaciones (S/E) de distribución y varias subestaciones de seccionamiento mediante líneas de subtransmisión a 138 kV y 46 kV lo que permite poseer varios anillos de alimentación a las diversas subestaciones de distribución, esta configuración permite tener un sistema confiable y seguro [16].

Con el fin de garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico ante el crecimiento constante de la potencia y la energía requerida, la EEQ tiene que realizar

cambios constantes en la característica y en la topología del sistema, es por ello que en la Subestación Vicentina se sustituyó el transformador T2 de 45 MVA por uno de 60/80/100 MVA, 138/46 kV, además se realizará la conexión en paralelo de los transformadores T1 y T2 mediante el cierre del interruptor de enlace en la barra de 46 kV de la misma subestación y la puesta en servicio de la línea de subtransmisión Miraflores – Pérez Guerrero.

Dicho cambio topológico es el que se analiza en el presente trabajo de titulación, para ello es necesario conocer algunas características del sistema lo que permite realizar la modelación del mismo y posteriormente el estudio de coordinación de protecciones en los escenarios operativos de demanda mínima y demanda máxima.

3.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO QUITO (SEQ)

3.2.1. INFRAESTRUCTURA

La EEQ con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica dispone de [16]:

- 3 subestaciones de reducción con un total de 7 transformadores de 138/46 kV.
- 39 subestaciones de distribución con un total de 51 transformadores, distribuidos de la siguiente manera:
 - 14 transformadores de 138/23 kV.
 - 13 transformadores de 46/6,3 kV.
 - 1 transformador de 46/22/6,3 kV.
 - 1 transformador de 69/23/13,8 kV.
 - 22 transformadores de 46/6,3 kV.
- 423,4 km de líneas de subtransmisión en niveles de 138, 69 y 46 kV.

3.2.2. PUNTOS DE CONEXIÓN CON EL SNT

La EEQ posee 15 puntos de conexión con el SNT, cuyo detalle se expone en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Puntos de conexión con el SNT [16]

SUBESTACIÓN	PUNTOS DE CONEXIÓN		
	138 [kV]	69 [kV]	46 [kV]
Santa Rosa TRANSELECTRIC	3	-	1
Vicentina (EEQ)	2	-	-
Pomasqui TRANSELECTRIC	2	-	-
Conocoto (EEQ)	1	-	-
Inga TRANSELECTRIC	1	-	-
Gualo (EEQ)	1	-	-

Alangasí (EEQ)	1	-	-
Santo Domingo TRANSELECTRIC	-	1	-
San Antonio (EEQ)	1	-	-
Móvil Papallacta (EEQ)	1	-	-
TOTAL	13	1	1
“-“: significa que estas subestaciones no tienen puntos de conexión en esos niveles de voltaje.			

Debido al crecimiento constante de la demanda de energía eléctrica, la EEQ requiere incrementar sus puntos de conexión con el SNT, para ello actualmente ha ampliado los patios de las subestaciones El Inga y Pomasqui [16].

3.2.3. GENERACIÓN PROPIA

La EEQ posee las siguientes centrales eléctricas [16].

- La central Hidroeléctrica Cumbayá de 40 MW conectada a 46 kV.
- La central Hidroeléctrica Guangopolo de 20,92 MW conectada a 46 kV.
- La central Hidroeléctrica Pasochoa de 4,5 MW conectada a 46 kV.
- La central Hidroeléctrica Nayón de 29,7 MW conectada a 46 kV.
- La central Hidroeléctrica Chillos de 1,76 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Hidroeléctrica Victoria de 10 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Térmica G. Hernández de 34,32 MW conectada a 46 kV.

3.2.4. AUTO PRODUCTORES

La EEQ también posee auto productores que se encuentran conectados al SEQ [16].

- La central Hidroeléctrica La Calera de 2,0 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Hidroeléctrica Sillunchi de 0,4 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Hidroeléctrica ECOLUZ de 8,3 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Hidroeléctrica Equinoccial de 3,0 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Hidroeléctrica Perlabí de 2,7 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Hidroeléctrica Uravía de 0,95 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Hidroeléctrica Carcelén de 0,07 MW conectada a 22,8 kV.
- La central Hidroeléctrica Noroccidente de 0,25 MW conectada a 6,3 kV.

3.2.5. SUBESTACIONES QUE FORMAN PARTE DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN

El sistema de subtransmisión de la Empresas Eléctrica Quito considera los niveles de voltaje de 138 kV y 46 kV. En las Tablas 3.2 y 3.3 se exponen las subestaciones y los

números a los que corresponde cada subestación establecidos por la EEQ que forman parte de dicho sistema.

Tabla 3.2. Subestaciones a nivel de 138 kV [16]

Nº	NOMBRE	Nº	NOMBRE
5	Chilibulo	31	Tababela
14	Gualo	37	Santa Rosa
18	Cristiania	39	Vicentina
19	Cotocollao	41	Selva Alegre
22	San Antonio	57	Pomasqui
23	Conocoto	58	El Quinche
26	Alangasí	59	Eugenio Espejo

Tabla 3.3. Subestaciones a nivel de 46 kV [16]

Nº	NOMBRE	Nº	NOMBRE
3	Barrio Nuevo	27	San Rafael
4	Chimbacalle	28	Iñaquito
6	Escuela Sucre	34	Machachi
7	San Roque	36	Tumbaco
8	La Marín	37	Santa Rosa
11	Belisario Quevedo	38	Norte
12	Floresta	39	Vicentina
13	Granda Centeno	41	Selva Alegre
15	El Bosque	49	Los Bancos
16	Río Coca	53	Pérez Guerrero
17	Andalucía	55	Sangolquí
19	Cotocollao	80	Cumbayá
20	Sur	82	Guangopolo Térmica
21	Epiclachima	84	Guangopolo Hidráulica
24	Carolina	86	Nayón

Adicionalmente en la Tabla 3.4 se expone las subestaciones a nivel de 69 kV y 22 kV.

Tabla 3.4. Subestaciones a nivel de 69 kV y 22 kV [16]

Nº	NOMBRE	Nº	NOMBRE
49	Los Bancos 69 kV	34	Machachi
	Santo Domingo 69 kV	29	Nueva Cumbayá
26	Alangasí	57	Pomasqui
33	Aeropuerto	54	Papallacta
03	Barrionuevo	58	Quinche
05	Chilibulo	22	San Antonio
23	Conocoto	55	Sangolquí
18	Cristiania	27	San Rafael
19	Cotocollao	37	Santa Rosa
59	Eugenio Espejo	31	Tababela
21	Epiclachima	36	Tumbaco
14	Gualo		

3.3. CAMBIO TOPOLÓGICO EN LA SUBESTACIÓN VICENTINA

El cambio topológico a realizarse en la S/E Vicentina, se justifica con el estudio elaborado en [17]. En este estudio se estableció la posibilidad de mejorar los índices de confiabilidad al cambiar el transformador T1 de 138/46 kV de 48 MVA a un transformador de 100 MVA. Dicho cambio también incluye el cierre del interruptor de enlace en la barra de 46 kV de la S/E Vicentina (Figura 3.2) y la puesta en servicio de la línea de subtransmisión Miraflores – Pérez Guerrero (Figura 3.3).

Con dichos cambios en el mencionado estudio se realizaron las simulaciones correspondientes donde se obtuvieron los resultados mostrados en la Tabla 3.5.

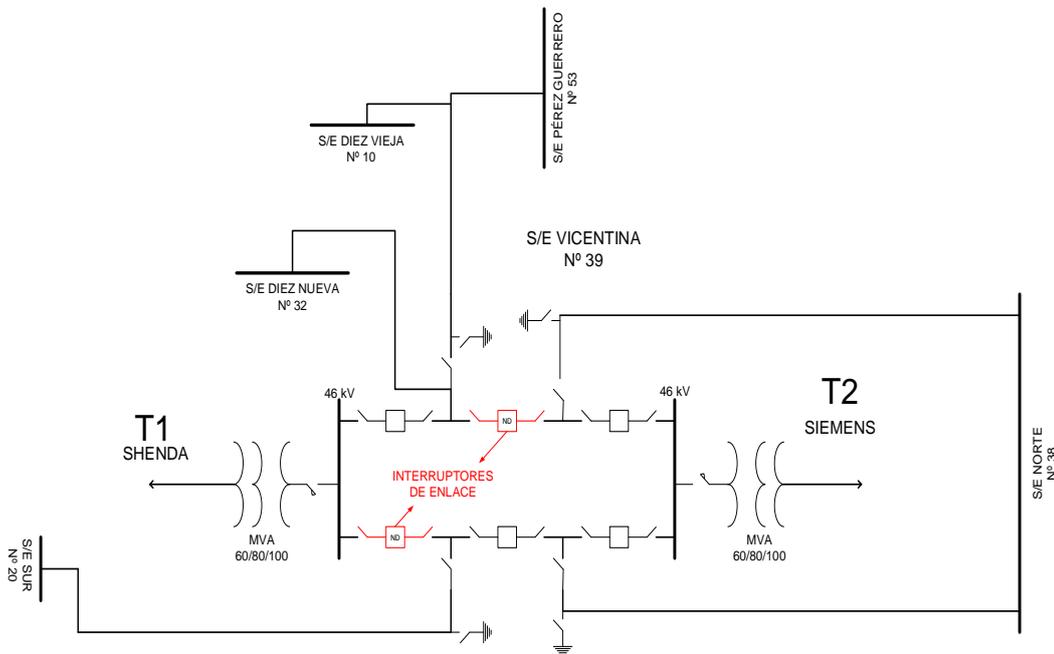


Figura 3.2. Cierre del interruptor de enlace de la S/E Vicentina [18]

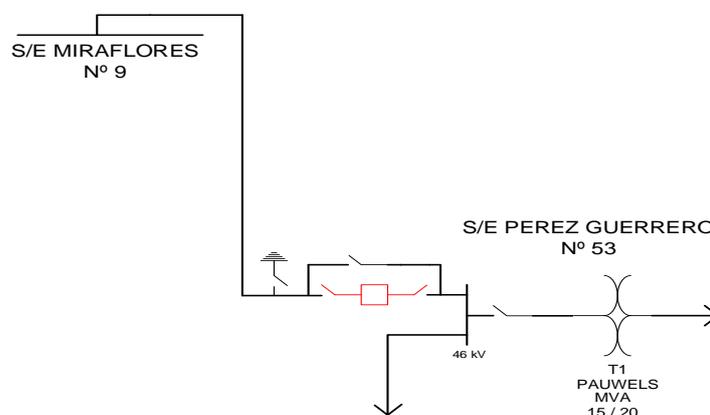


Figura 3.3. Puesta en servicio de la L/T Miraflores-Pérez Guerrero [18]

Tabla 3.5. Índices de carga del sistema con T1 Vicentina 100 MVA [17]

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	VALOR	UNIDAD
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	0,134401	1/a
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente	CAIFI	0,647568	1/Ca
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	0,175	h/a
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente	CAIDI	1,031	H
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI	0,999980034	
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI	0,0000199966	
Energía no Suministrada	ENS	68,143	MWh/a
Energía no Suministrada Promedio	AENS	1,286	MWh/Ca
Costo de Energía no Suministrada	CENS	104,663.2	US\$/a

Posteriormente el estudio realizó una comparación con el sistema de ese entonces y con el cambio topológico propuesto, en la Tabla 3.6 se exponen los resultados.

Tabla 3.6. Comparación de resultados de los índices de carga del sistema [17]

DESCRIPCIÓN	ÍNDICE	UNIDAD	VALOR	
			T1_48 [MVA]	T1_100 [MVA]
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema	SAIFI	1/a	0,264719	0,134401
Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Cliente	CAIFI	1/Ca	1,169174	0,647568
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema	SAIDI	h/a	0,313	0,175
Índice de Duración de Interrupción Promedio del Cliente	CAIDI	H	1,182	1,031
Índice de Disponibilidad del Servicio Promedio	ASAI		0,999964286	0,999980034
Índice de Indisponibilidad del Servicio Promedio	ASUI		0,000035715	0,0000199966
Energía no Suministrada	ENS	MWh/a	144,179	68,143
Energía no Suministrada Promedio	AENS	MWh/Ca	2,72	1,286
Costo de Energía no Suministrada	CENS	US\$/a	221,026.4	104,663.2

De los datos expuestos en la Tabla 3.6 en el estudio se concluyó que realizando dicho cambio topológico se mejora la confiabilidad del sistema al presentar una reducción de

los índices SAIFI, SAIDI y CAIDI y al presentarse una disminución de energía no suministrada en un 52,74 %.

3.4. MODELACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 46 kV

La modelación del sistema de subtransmisión a 46 kV se realizó en el programa computacional PowerFactory de DlgSILENT. Para ello se utilizó los siguientes datos.

3.4.1. CONDUCTORES

En base a la información obtenida del sistema, se puede ver las características de los conductores que lo conforman en la Tabla 3.7.

Tabla 3.7. Características de los conductores eléctricos [19]

CONDUCTORES DE FASE									
SECCIÓN		MATERIAL	LÍMITE TÉRMICO	R DC 20 °C [Ω/km]	R DC 75 °C [Ω/km]	DIÁMETRO [mm]	RMG [mm]	R AC 75 °C [Ω/milla]	REACTANCIA UN PIE DE SEPARACIÓN [Ω/milla]
750	MCM	ACAR	834	0,0777	0,09494	25,34	9,723	0,237	0,142
477	MCM	ACSR	658	0,117	0,14295	21,49	8,63	0,2324	0,432
397,5	MCM	ACSR	586,25	0,14	0,17105	19,89	8,07	0,2779	0,441
266,8	MCM	ACSR	453	0,208	0,25413	16,3	6,62	0,4132	0,465
3/0	AWG	ACSR	313	0,328	0,40075	12,74	4,1	0,757	0,579
4/0	AWG	ACSR	355	0,2618	0,31986	14,31	4,61	0,617	0,557
CONDUCTOR DE GUARDA									
0,375	Extra High Strength Steel	ACERO GALVANIZADO		4,189	5,11801	9,144	3,06	7,33	1,77

Observaciones: ACAR (Cuerdas de alambres de aluminio alternados con alambres de aleación de aluminio), ACSR (Conductor hilos de aluminio con núcleo de acero).

Todos los datos a excepción del límite térmico fueron obtenidos de [19], en el caso del límite térmico se realizó un promedio entre los distintos tipos de conductores que presentan el mismo calibre.

Nota: Para el cálculo del límite térmico se utilizó los datos que se muestran en el catálogo [20].

Ejemplo del cálculo:

Cálculo del límite térmico del conductor 477 MCM – ACSR. En la Tabla 3.8 se expone la capacidad de corriente según el cableado del conductor.

Tabla 3.8. Límite térmico del conductor 477 ACSR [20]

Cableado	Calibre AWG/Kcmil	Capacidad de corriente [A]
26/7	477	661
24/7	477	657

18/1	477	646
30/7	477	668

$$LT = \frac{661 + 657 + 646 + 668}{4} = \frac{2632}{4} = 658 A$$

$$\therefore LT = 658 A$$

3.4.2. TIPOS DE ESTRUCTURAS O TORRES

En base a la información proporcionada por la EEQ en [19], el sistema está conformado por estructuras de simple circuito y por estructuras de doble circuito. En las Tablas 3.9 y 3.10 se muestra la disposición de los conductores de fase y de guarda de las diferentes estructuras.

Tabla 3.9. Estructuras de simple circuito para 46 kV [19]

Estructura	A		B		C		Guarda	
	x	y	x	Y	X	Y	x	y
S2	-1,315	12,2	1,315	11,1	-1,315	10	0	13,93
S3	0,875	10,6	-0,875	9,3	0,875	8	0	11,7
S4	1,45	12,3	-1,45	11,15	1,45	10	0	14,03
S5	1,5	12,1	-1,5	11,05	1,5	10	0	14,7
S8	0,975	10,5	-1	9	1	9	0	12
S9	0,825	10,2	-0,825	9	0,825	9	0	11,5
S11	-1,5	15,2	-1,5	12,6	-1,5	10	0	17,8
S12	1,2	12	-1,5	10	1,5	10	0	14,5
S16	-1,315	12,2	1,315	11,1	-1,315	10	0	13,93
S17	-0,875	10,6	-0,875	9,3	-0,875	8	0	11,7
S21	-2,5	9	0	9	2,5	9	-1,25	11
S26	0,825	12	0,825	10,5	0,825	9	0	13

Tabla 3.10. Estructuras de doble circuito para 46 kV [19]

	A		B		C		A'		B'		C'		Guarda	
	X	y	x	y	X	y	X	y	X	y	x	y	X	y
D2	-0,86	11,6	-0,875	10,3	-0,875	9	0,875	9	0,875	10,3	0,875	11,6	0	12,7
D3	-1,3	11,5	-2,25	10	-1,2	10	2,25	10	1,2	10	1,3	11,5	0	12,85
D5	-1,9	13	-2,3	11,5	-2,3	10	2,3	10	2,3	11,5	1,9	13	0	14,35
D14	-1,25	13	-1,25	11,5	-1,25	10	1,25	10	1,25	11,5	1,25	13	0	14,35
D16	-1,1	13	-1,1	11	-1,1	9	1,1	9	1,1	11	1,1	13	0	15,5

La referencia en cada estructura está dispuesta en el eje simétrico de las mismas, y en las estructuras compuestas por dos postes la referencia se encuentra en el medio.

Se expone en la Figura 3.4-a un ejemplo de una estructura de simple circuito S11 y en la Figura 3.4-b un ejemplo de una estructura de doble circuito D5.

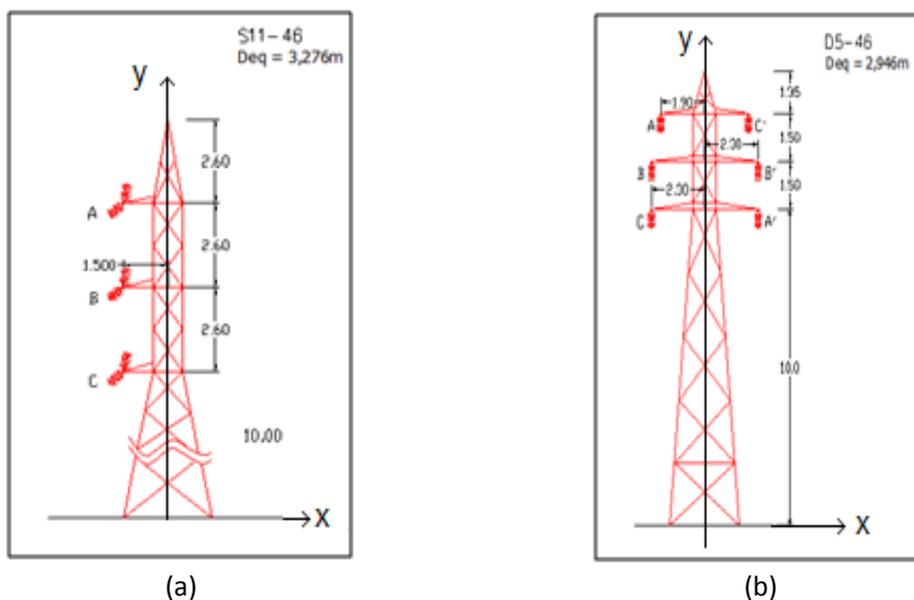


Figura 3.4. (a) Estructura de simple circuito S11, (b) Estructura de doble circuito D5 [19]

Las estructuras de los demás tipos de torres modeladas en el sistema se muestran en el ANEXO I.

3.4.3. TRANSFORMADORES DE POTENCIA

El sistema está formado por varios transformadores trifásicos de dos y tres devanados. En la Tabla 3.11 y 3.12 se describen las características de los transformadores de dos y tres devanados.

Tabla 3.11. Datos de los transformadores de dos devanados [19]

TRANSFORMADOR	NIVEL DE VOLTAJE [kV]	CONEXIÓN	POTENCIA [MVA]	Z _{cc} (%) [MVA]	P _{cu} [kW]
OLÍMPICO	46/6,3	DYn1	15/20	12,92	53,269
LULUNCOTO	46/6,3	DYn1	15/20	12,964	53,52
BARRIO NUEVO 2	46/6,3	DYn1	15/20	12,867	60,4
CHIMBACALLE	46/6,3	DYn1	12/16	12,47	124,07
ESCUELA SUCRE	43,8/21,9	DYn1	5/6,25	10,5	43,4
SAN ROQUE	46/6,3	DYn1	15/20	13,71	132,404
LA MARÍN	43,8/6,3	DYn1	8/10	8,8	45,894
MIRAFLORES	43,8/6,3	DYn1	8/10	8,76	92,2
BELISARIO QUEVEDO	46/6,3	DYn1	15/20	10,48	59,784
LA FLORESTA	46/6,3	DYn1	15/20	13,08	54,072

GRANDA CENTENO	46/6,3	DYn1	15/20	13,3	59,919
EL BOSQUE T1	46/6,3	DYn1	15/20	13,2	55,55
RÍO COCA -1	46/6,3	DYn1	15/20	13,14	126,9
RÍO COCA - 2	46/6,3	DYn1	15/20	13,01	60,396
COTOCOLLAO	46/23	DYn1	20/27	15,69	93,554
EPICLACHIMA - 1	46/23	DYn1	20/27	16,7	113,7239
EPICLACHIMA - 2	46/23	DYn1	20/27	16,79	155
LA CAROLINA	46/6,3	DYn1	15/20	12,86	60,4
SAN RAFAEL	46/23	DYn1	20/26,7	17,08	183,9
IÑAQUITO - 1	46/6,3	DYn1	15/20	13,34	60,1
IÑAQUITO - 2	46/6,3	DYn1	15/20	13	53,234
CUMBAYÁ NUEVA	46/23	DYn1	20/27	15,75	60,386
MACHACHI	46/23	DYn1	15/20	13,59	116,96
TUMBACO - 1	46/23	DYn1	20/27	15,7	75,66
TUMBACO - 2	46/23	DYn1	15/20	14,56	96,54
SANTA ROSA 1	46/23	DYn1	15/20	13,59	118,6
SANTA ROSA 2	46/23	DYn1	20/27	15,74	60,375
LOS BANCOS	43,8/13,2	DYn1	8/10	9,14	96,1714
PÉREZ GUERRERO	46/6,3	DYn1	15/20	12,86	59,7
SANGOLQUÍ	46/23	DYn1	15/20	12,67	110,489
SANGOLQUÍ	46/23	DYn1	20/27	15,71	59,153
CUMBAYÁ - 1	46/4,16	YnD1	12,5	8,1	30
CUMBAYÁ - 2	46/4,16	YnD1	12,5	8,03	30
CUMBAYÁ - 3	46/4,16	YnD1	10/12,5	10,125	30
CUMBAYÁ - 4	46/4,16	YnD1	10/12,5	10,125	30
GUANGOPOLO TÉRMICA	46/13,8	YnD1	35/46,5	10,6	176,68

Tabla 3.12. Datos de los Transformadores de tres devanados [19]

NOMBRE	POTENCIA [MVA]	NIVEL DE VOLTAJE [kV]	VOLTAJE DE CC uk [%]	CONEXIÓN
	LV / MV / HV	LV / MV / HV	LV / MV / HV	
VICENTINA 1	33 / 100 / 100	6,3 / 46 / 138	7,54 / 2,16 / 13,95	YN0yn0d1
VICENTINA 2	13 / 100 / 100	6,3 / 46 / 138	6,38 / 4,26 / 13,97	YN0yn0d1
SELVA ALEGRE 1	13 / 100 / 100	13,8 / 46 / 138	6,4 / 4,1 / 14,2	YN0yn0d1
SELVA ALEGRE 2	13 / 100 / 100	13,8 / 46 / 138	6,422 / 4,203 / 13,87	YN0yn0d1
SANTA ROSA 1	25 / 75 / 75	13,8 / 46 / 138	9,8 / 3,59 / 15,45	YN0yn0d1
SANTA ROSA 2	25 / 75 / 75	13,8 / 46 / 138	9,8 / 3,59 / 15,45	YN0yn0d1

En el ANEXO II se muestra el Sistema Eléctrico Quito modelado en PowerFactory.

En dicho sistema se realizó el cambio topológico descrito anteriormente, el estudio de cortocircuitos y la coordinación de protecciones.

3.5. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

El cambio topológico descrito en la sección 3.3 además de mejorar la confiabilidad y la seguridad también modifica las condiciones del sistema eléctrico. El cierre del interruptor de enlace de la S/E Vicentina modifica la impedancia equivalente de la subestación y provoca cambios en las corrientes de cortocircuito y la puesta en servicio de la L/T Miraflores – Pérez Guerrero produce un cambio en la circulación de las corrientes.

Por lo expuesto anteriormente es necesario realizar un nuevo estudio de coordinación de protecciones, sin embargo, es necesario la realización de un estudio de cortocircuito previo a la coordinación de protecciones en condiciones actuales y con el cambio topológico con el fin de determinar la zona de influencia y de esta forma establecer cuales protecciones instaladas requieren ser reajustadas.

Para considerar si una protección necesita o no ser reajustada se consideró los criterios expuestos en la Tabla 3.13. Estos criterios no son tomados de ninguna norma, fueron establecidos en función de los criterios de ajuste de las protecciones formulados en el presente trabajo de titulación.

Tabla 3.13. Criterios para el reajuste de las protecciones

% DE VARIACIÓN	DESCRIPCIÓN
<1%	La protección no necesita ser reajustada
Entre 1% y 2%	La protección puede o no ser reajustada (depende de las condiciones del sistema)
>2%	La protección necesita ser reajustada

El estudio de cortocircuito fue desarrollado en demanda máxima en la mayoría de las subestaciones que forman parte del sistema de subtransmisión a 46 kV mostradas en la Tabla 3.3 con excepción de las subestaciones Chimbacalle, El Bosque, Escuela Sucre, La Marín, Belisario Quevedo, Floresta, Andalucía, Carolina, Machachi, Tumbaco, Los Bancos, debido a que éstas no poseen protecciones de sobrecorriente y distancia.

Para el estudio de cortocircuitos se ha considerado los siguientes eventos de falla.

- Fallas Fase – Fase:
 - Falla Trifásica.
 - Falla Bifásica aislada.
- Fallas Fase – Tierra:
 - Falla Monofásica.
 - Falla Bifásica a tierra.

En el ANEXO III se muestra los resultados obtenidos del estudio de cortocircuito realizado en todas las subestaciones del sistema de subtransmisión a 46 kV del SEQ, en las Tablas 3.14 y 3.15 se muestran los datos de la S/E Vicentina y de la S/E Pérez Guerrero.

Tabla 3.14. Resultados del estudio de cortocircuitos en la S/E Vicentina

SUBESTACIÓN VICENTINA							
TIPO DE FALLA			CONDICIONES ACTUALES		CAMBIO TOPOLÓGICO UNICA BARRA EN VICENTINA A 46 kV	% DE VARIACIÓN	
			VICENTINA T1	VICENTINA T2		Respecto a	
Falla Trifásica	Ikss	[kA]	8,18	18,80	24,19	V_T1	V_T2
		Skss	[MVA]	651,76	1497,60	1927,41	195,72
Falla Monofásica	Ikss	[kA]	10,95	19,45	29,60	170,18	52,17
	Skss	[MVA]	290,94	516,57	786,05	170,18	52,17
	3xI0	[kA]	10,95	19,45	29,60	170,18	52,17
Falla Bifásica	Ikss (B)	[kA]	7,14	16,49	21,33	198,98	29,35
	Ikss (C)	[kA]	7,14	16,49	21,33	198,98	29,35
	Skss(B)	[MVA]	189,50	438,02	566,58	198,98	29,35
	Skss(C)	[MVA]	189,50	438,02	566,58	198,98	29,35
Falla Bifásica a Tierra	Ikss(B)	[kA]	10,72	19,22	27,77	158,96	44,44
	Ikss(C)	[kA]	10,84	19,02	28,02	158,51	47,29
	Skss(B)	[MVA]	284,78	510,57	737,47	158,96	44,44
	Skss(C)	[MVA]	287,85	505,20	744,12	158,51	47,29
	3xI0	[kA]	16,22	19,61	36,39	124,33	85,56

Antes del cambio topológico la subestación Vicentina tenía una configuración de dos barras a 46 kV independientes Vicentina 1 y 2, con el cierre del interruptor de enlace las corrientes y potencias de cortocircuito tuvieron un incremento mayor al 100% al tomar como referencia la barra de Vicentina 1 y mayor al 28% si se toma como referencia la barra de Vicentina 2. Estos resultados se exponen en la Tabla 3.14.

Tabla 3.15. Resultados del estudio de cortocircuitos en la S/E Pérez Guerrero

SUBESTACIÓN PÉREZ GUERRERO					
TIPO DE FALLA			CONDICIONES ACTUALES	CAMBIO TOPOLÓGICO	% DE VARIACIÓN
Falla Trifásica	Ikss	[kA]	6,18	16,73	170,80
	Skss	[MVA]	492,22	1332,94	170,80
Falla Monofásica	Ikss	[kA]	6,23	14,23	128,18
	Skss	[MVA]	165,59	377,83	128,18
	3xI0	[kA]	6,23	14,23	128,18

Falla Bifásica	Ikss (B) [kA]	5,38	14,68	172,82
	Ikss (C) [kA]	5,38	14,68	172,82
	Skss(B) [MVA]	142,86	389,75	172,82
	Skss(C) [MVA]	142,86	389,75	172,82
Falla Bifásica a Tierra	Ikss(B) [kA]	6,49	16,36	152,18
	Ikss(C) [kA]	5,90	15,28	158,85
	Skss(B) [MVA]	172,32	434,57	152,18
	Skss(C) [MVA]	156,72	405,68	158,85
	3xI0 [kA]	6,21	12,08	94,60

En la Tabla 3.15 se observa que con la puesta en servicio de la L/T Miraflores - Pérez Guerrero se presenta un incremento en las corrientes y potencia de cortocircuito en un porcentaje mayor al 100 %.

En base a lo expuesto anteriormente y en los resultados mostrados en el ANEXO III se puede establecer lo siguiente:

- La subestación Cotocollao no necesita reajustar sus protecciones, ya que presentan una variación menor al 1% en sus corrientes y potencia de cortocircuito.
- Las subestaciones Santa Rosa y Sangolquí pueden o no reajustar sus protecciones ya que presentan una variación mayor al 1% pero menor al 2% en sus corrientes y potencias de cortocircuito.
- El resto de las subestaciones presentan un incremento mayor al 2% en sus corrientes y potencias de cortocircuito por lo que es necesario realizar un reajuste en sus protecciones.

3.5.1. ZONA DE INFLUENCIA

En base a lo establecido anteriormente la zona de influencia queda delimitada por las siguientes subestaciones.

- S/E Barrio Nuevo
- S/E San Roque
- S/E Granda Centeno
- S/E Río Coca
- S/E Cotocollao
- S/E Sur
- S/E Epiclachima
- S/E San Rafael
- S/E Iñaquito
- S/E Norte
- S/E Vicentina
- S/E Selva Alegre
- S/E Pérez Guerrero
- S/E Cumbayá
- S/E Guangopolo Térmica
- S/E Guangopolo Hidráulica
- S/E Nayón
- S/E Santa Rosa
- S/E Sangolquí

La zona de influencia delimitada por las subestaciones descritas anteriormente está compuesta por varias líneas de subtransmisión y transformadores de potencia. En el ANEXO IV se exponen las características de las líneas de subtransmisión que forman parte de esta zona y que necesitan un reajuste en sus protecciones.

En el caso de los transformadores de potencia que presentan una conexión Dyn1 no se puede realizar el ajuste de la protección de sobrecorriente de tierra, debido a que esta conexión impide que las corrientes de secuencia cero que se presentan en las fallas con contacto a tierra se reflejen en el lado del devanado primario, debido a esto no es posible establecer una coordinación de protecciones entre el devanado de alta y bajo voltaje para el caso de fallas con contacto a tierra.

En la Figura 3.5 se muestra la zona de influencia delimitada por los rectángulos azules, y los rectángulos rojos muestran las subestaciones donde se realiza el cambio topológico.

3.6. DIMENSIONAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA

Se utiliza el método de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), que establece:

- Para el dimensionamiento de los equipos se emplea las máximas corrientes de cortocircuitos.
- Para el ajuste de las protecciones y coordinación se emplea las mínimas corrientes de cortocircuito.

3.6.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TP

Para el dimensionamiento del transformador de potencial, se utiliza los criterios expuestos en la sección 2.5.2.

- Para la asignación de voltaje primario se considera el voltaje nominal del sistema.
- Para la asignación del voltaje secundario se considera el voltaje al que funcionan los distintos relés de la EEQ.

En base a los criterios expuestos anteriormente se puede establecer la relación de transformación de voltaje RTP, considerando que el sistema opera a un voltaje de 46 kV, y que los relés que posee la EEQ funcionan a un voltaje nominal de operación de 115 V.

Por lo tanto, la RTP utilizada en todos los transformadores de potencial de las diferentes líneas de subtransmisión bajo análisis es:

V nominal del primario = 46 000 V

V nominal del secundario = 115 V

$$RTP = \frac{V_{primario}}{V_{secundario}} = \frac{46000}{115} = 400$$

3.6.2. TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TC

Para el dimensionamiento del transformador de corriente, es necesario conocer:

- La corriente de demanda máxima ($I_{DMÁX}$) que circula por el TC.
- La máxima corriente pico ($I_{Pic MÁX}$) que circula por el TC.
- La clase de precisión del TC.
- La corriente del secundario normalizada que utilizan los relés de la EEQ.

Nota: De los cuatro diferentes tipos de falla se selecciona la corriente pico que presenta el máximo valor.

En base a los criterios expuestos anteriormente se procede a determinar la relación de transformación de corriente RTC, considerando que la clase de precisión de los transformadores es 5P20 y que la corriente asignada al secundario normalizada utilizada por la EEQ es de 5A. En la Tabla 3.16 se exponen las máximas corrientes pico de cada subestación.

Tabla 3.16. Corriente pico máxima de las distintas subestaciones

SUBESTACIÓN	CORRIENTE PICO MÁXIMA	
	TIPO DE CORTOCIRCUITO	I _{pmáx} [kA]
San Roque	Trifásico	27,664
Granda Centeno	Trifásico	42,948
Río Coca	Trifásico	33,586
Cotocollao	Monofásico	25,716
Sur	Trifásico	37,876
Epiclachima	Trifásico	32,243
San Rafael	Trifásico	21,091
Iñaquito	Bifásico a Tierra	43,86
Santa Rosa	Monofásico	52,567
Norte	Bifásico a Tierra	49,977
Vicentina	Monofásico	73,363
Selva Alegre	Monofásico	62,259
Pérez Guerrero	Trifásico	38,245
Sangolquí	Trifásico	10,048
Cumbayá	Monofásico	37,108
Guangopolo Térmica	Monofásico	31,174
Guangopolo Hidráulica	Monofásico	27,877
Nayón	Monofásico	25,19
Barrio Nuevo	Trifásico	24,043

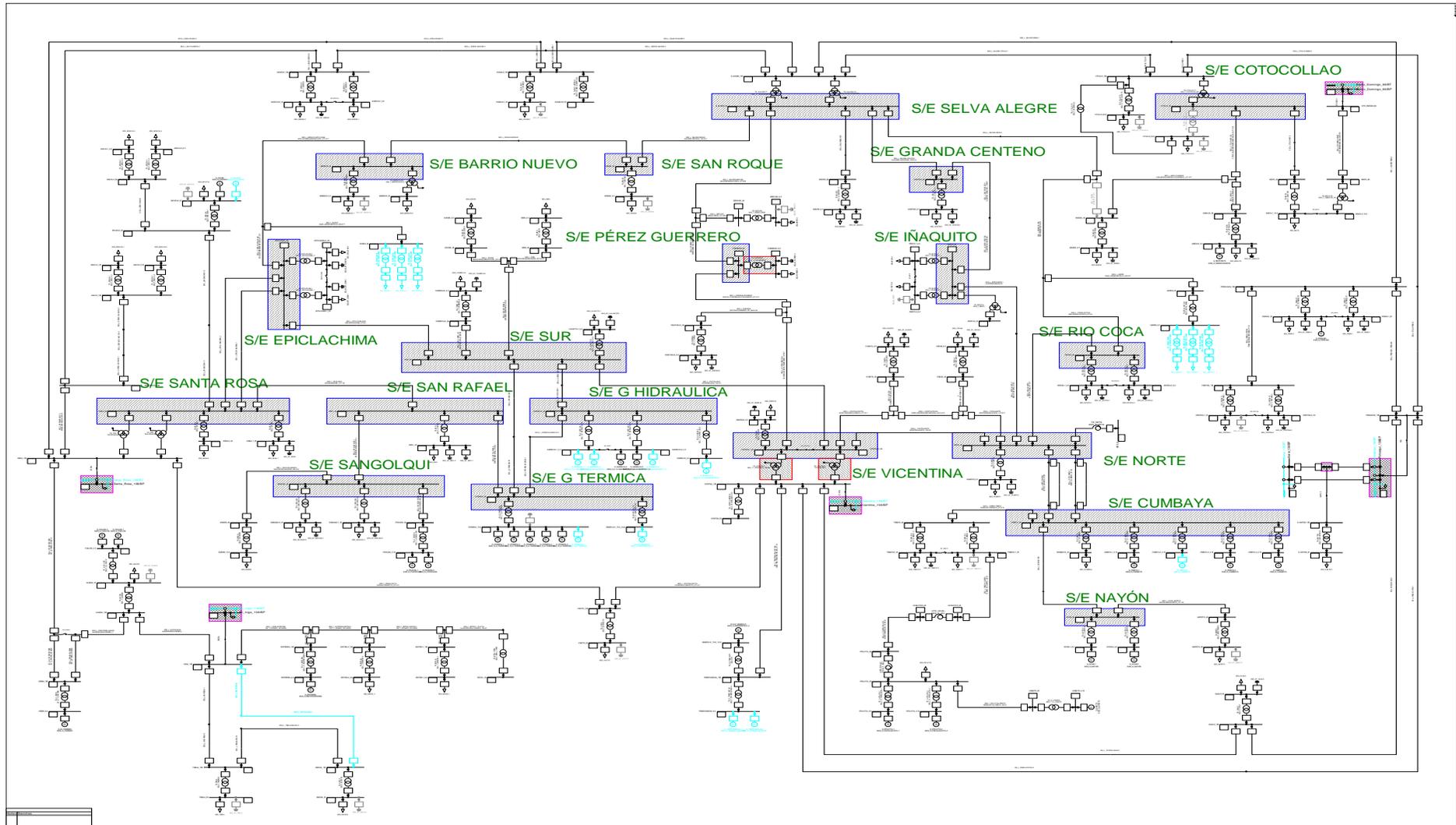


Figura 3.5. Zona de influencia [Fuente: PowerFactory]

Ejemplo de cálculo:

Determinación de la RTC de la S/E San Rafael la cual presenta los siguientes datos.

- ✓ Transformador 5P20
- ✓ $I_{sec} = 5 A$
- ✓ $I_{PicMÁX} = 21,091 kA \rightarrow$ Cortocircuito Trifásico (Ver Tabla 3.16)

$$I_{prim} = \frac{21,091 kA}{20} = 1054,55 A$$

El valor normalizado más cercano según la Tabla 2.1 es de 1200 A.

$$\rightarrow I_{prim} = 1200 A$$

$$\therefore RTC = \frac{I_{prim}}{I_{sec}} = \frac{1200}{5} = 240$$

En la Tabla 3.17 se muestra los RTC determinados para cada subestación.

Tabla 3.17. RTC de las distintas subestaciones

SUBESTACIÓN	I_{prim} [A]	I_{sec} [A]	RTC
San Roque	1500	5	1500 / 5
Granda Centeno	2200	5	2200 / 5
Río Coca	2000	5	2000 / 5
Cotocollao	1500	5	1500 / 5
Sur	2000	5	2000 / 5
Epiclachima	2000	5	2000 / 5
San Rafael	1200	5	1200 / 5
Iñaquito	2500	5	2500 / 5
Santa Rosa	3000	5	3000 / 5
Norte	3000	5	3000 / 5
Vicentina	4000	5	4000 / 5
Selva Alegre	3500	5	3500 / 5
Pérez Guerrero	2000	5	2000 / 5
Sangolquí	600	5	600 / 5
Cumbayá	2000	5	2000 / 5
Guangopolo Térmica	2000	5	2000 / 5
Guangopolo Hidráulica	1500	5	2000 / 5
Nayón	1500	5	2000 / 5
Barrio Nuevo	1500	5	2000 / 5

CAPÍTULO 4. CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE PROTECCIONES

En el capítulo 3, se ha establecido la zona de influencia en base a un estudio de cortocircuitos y se ha determinado la relación de transformación de los transformadores de medida. El presente capítulo establece los criterios empleados para realizar el ajuste de protecciones en las líneas de subtransmisión y en transformadores de potencia.

4.1. INTRODUCCIÓN

Inicialmente, en este capítulo se establecerán los ajustes de las protecciones para las líneas de subtransmisión.

Las líneas de subtransmisión interconectan los diferentes elementos del sistema eléctrico de potencia (centrales, subestaciones, entre otros). Esto produce un nuevo conjunto de condiciones que afectan a la coordinación de protecciones, debido a que la corriente de cortocircuito puede fluir al punto donde se encuentra la falla desde ambos extremos de la línea de subtransmisión. Bajo este contexto los criterios que se emplean en redes radiales no son los adecuados para ser utilizados en redes malladas, y se requiere de la operación coordinada de diferentes tipos de relés de protección que permitan garantizar las propiedades mencionadas en la sección 2.4.1. En este capítulo, se ha considerado dos tipos de relés para proteger las líneas de subtransmisión, el relé de sobrecorriente direccional y el relé de distancia.

Posteriormente en este capítulo se establecen los criterios para el ajuste de la protección de los transformadores de potencia.

Los transformadores de potencia son una parte fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, por lo que fallas en los mismos producen condiciones operativas graves en el sistema. Por tal razón este elemento posee varias protecciones tanto eléctricas como mecánicas. Para propósitos de este trabajo de titulación considerando el alcance planteado se tomará en cuenta el relé de sobrecorriente temporizado.

4.2. PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

En la sección 2.6 se habló acerca de la protección en las líneas de subtransmisión, inmediatamente, se explica la metodología implementada para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente direccional y de distancia utilizada en el presente trabajo de titulación.

El SEQ a 46 kV es un sistema en su mayoría mallado, con algunas derivaciones radiales, siendo sus protecciones principales la protección de distancia y de sobrecorriente direccional.

4.2.1. AJUSTE DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL 67

En el ajuste de la protección de sobrecorriente direccional se hace uso de la rutina desarrollada en lenguaje DPL “CCDireccional”, la cual permite obtener el valor de las corrientes de falla en los diferentes escenarios operativos del sistema. En el ANEXO V se encuentra el manual de dicha rutina donde se describe más a detalle el funcionamiento.

4.2.1.1. CRITERIOS DE AJUSTE

La protección de sobrecorriente direccional está conformada por una protección de sobrecorriente convencional más una unidad direccional, ésta última tiene tres ajustes: adelante, atrás y no direccional. Para el ajuste de esta protección la característica direccional se la considera adelante.

La protección de sobrecorriente se conforma por dos unidades, una unidad con retardo de tiempo o temporizada y una unidad instantánea. A continuación, se describe los criterios de ajuste para cada unidad.

Unidad Instantánea 50

En esta unidad es necesario ajustar únicamente la corriente de operación.

FASE 50

- El alcance se fija para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión tomando en cuenta la máxima corriente de cortocircuito entre los cuatro diferentes tipos de falla.

TIERRA 50N

- El alcance se fija para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión tomando en cuenta la máxima corriente $3xI_0$ entre las fallas con contacto a tierra.

Unidad con retardo de tiempo o temporizada 51

Para el ajuste de la unidad con retardo de tiempo, ésta es visualizada como una protección de respaldo de líneas de subtransmisión aguas abajo para su ajuste.

En esta unidad es necesario ajustar, TAP, DIAL y la curva de operación, esto se discutió con mayor detalle en la sección 2.6.1.

TAP

Debido a que el sistema de subtransmisión a 46 kV es un sistema mallado y que está expuesto a una gran variedad de perturbaciones que modifican sus condiciones operativas, tales como transferencias, desconexiones de línea, etc., el TAP se lo fija considerando el siguiente criterio.

FASE 51

- El TAP se fija considerando el límite térmico del conductor.

TIERRA 51N

- El TAP se fija considerando el 30% del fijado para fase, es decir, considerando el 30% del límite térmico del conductor.

Al fijar el TAP de esta manera se garantiza que la protección no opere en caso de eventos diferentes a los de falla pero que producen un incremento considerable en la corriente que circula por el conductor, garantizando de esa manera la confiabilidad del sistema al no haber desconexiones de línea innecesarios, así como también se garantiza la continuidad del servicio.

DIAL

Para su ajuste el DIAL se lo debe visualizar de dos formas, como una protección propia de la línea y como una protección de respaldo para otras líneas.

Protección propia de la línea.

- El DIAL se fija para que al 80-81% de la línea de subtransmisión protegida con la máxima corriente de cortocircuito el tiempo de operación sea mayor o igual a 175 ms pero menor a 1s (estos tiempos son establecidos por la EEQ).

$$175 \text{ ms} \leq t_{\text{operación}} < 1 \text{ s}$$

Protección de respaldo.

- El DIAL se fija para garantizar una operación entre las diferentes protecciones mayor o igual a 200 ms.

De lo expuesto anteriormente el DIAL se lo tiene que ajustar garantizando que cumpla las dos condiciones anteriores.

CURVA

La curva se ajusta a libre elección, de tal forma que permita garantizar los criterios de ajuste del DIAL.

Para ajustar la curva se puede seleccionar entre los cuatro tipos dados por la norma IEC, que se encuentran modelados en el relé, los cuales son:

- IEC 255-3 INVERSE.
- IEC 255-3 VERY INVERSE.
- IEC 255-3 LONG INVERSE.
- IEC 255-3 EXTREMELY INVERSE.

Un resumen de los criterios de tiempo para el ajuste de la protección de sobrecorriente se muestra en la Figura 4.1.

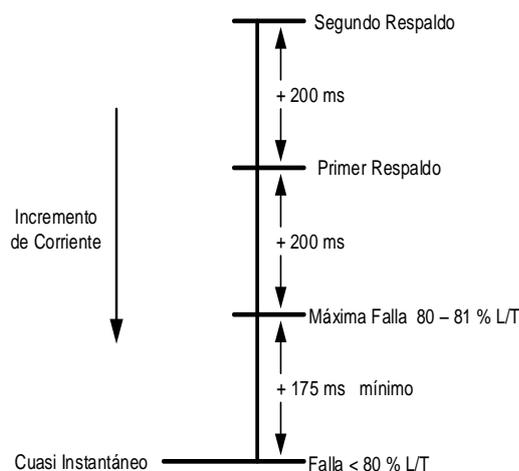


Figura 4.1. Criterios de ajuste de tiempo de la protección de sobrecorriente

EJEMPLO

Ajuste de la protección de sobrecorriente direccional de fase (67) y de tierra (67N) del relé ubicado en el terminal Epiclachima de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo de 46 kV.

Datos:

- ✓ Tipo de conductor: 477 MCM – ACSR
- ✓ Longitud = 4,15 km

Una vez ejecutada la rutina “CCDireccional” al 80% de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo desde la S/E Epiclachima, se consiguen los datos expuestos en la Tabla 4.1.

La Figura 4.2 muestra el sistema de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo, los relés de sobrecorriente direccional son aplicados en los terminales 1, 2 y 3 con la unidad direccional mirando hacia la línea. Para propósitos del ejemplo se considera que los ajustes de los relés ubicados en los terminales 2 (S/E Barrio Nuevo) y 3 (S/E San Roque) ya están previamente establecidos.

En base a los datos expuestos anteriormente se establecen los ajustes de la protección de sobrecorriente direccional de fase y tierra (67/67N) ubicado en el terminal 1 (S/E Epiclachima).

Tabla 4.1. Máximas corrientes de cortocircuito al 80% de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo desde el terminal 1

CORTOCIRCUITO		CORRIENTE [kA]	
		DEMANDA MÍNIMA	DEMANDA MÁXIMA
Trifásico	I _{cc}	5,938	6,220
	I _{cc} -(B)	5,198	5,428
Bifásico	I _{cc} -(C)	5,197	5,427
	I _{cc}	4,202	4,279
Monofásico	3xI ₀	4,159	4,256
	I _{cc} -(B)	5,609	5,832
Bifásico a Tierra	I _{cc} -(C)	5,238	5,470
	3xI ₀	3,164	3,201

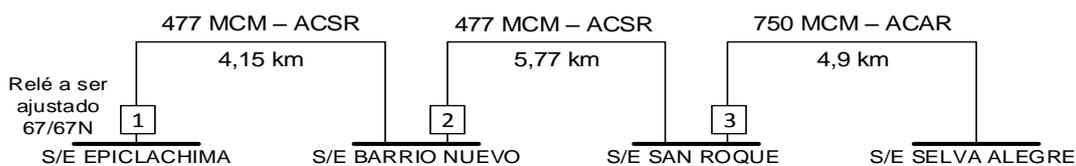


Figura 4.2. Sistema de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo para el ajuste de la protección de sobrecorriente direccional ubicada en el terminal 1

Ajustes del 67 Instantáneo

Para realizar este ajuste se considera las máximas corrientes de cortocircuito, que se encuentran en la Tabla 4.1.

Fase:

La máxima corriente de cortocircuito al 80% de la línea de subtransmisión:

$$\text{Cortocircuito Trifásico} \rightarrow I_{cc} = 6220 \text{ A}$$

Tierra:

La máxima corriente 3xI₀ al 80% de la línea de subtransmisión:

$$\text{Cortocircuito Monofásico} \rightarrow 3xI_0 = 4256 \text{ A}$$

Ajuste del 67 Temporizado

TAP:

Para realizar este ajuste se considera el límite térmico del conductor.

En el caso de la fase, el límite térmico del conductor de la línea de subtransmisión se toma de la Tabla 3.7 en donde se encuentran las características de los diferentes conductores presentes en el sistema.

$$477 \text{ MCM} - \text{ACSR} \rightarrow LT = 658 \text{ A}$$

$$\therefore TAP = 658 \text{ A}$$

Para el caso de tierra el TAP es el 30% del fijado para fase:

$$TAP = (658) \times 30\% = 197,4 \text{ A}$$

DIAL y CURVA:

Los parámetros DIAL y curva para su ajuste requieren ser visualizados como una protección de respaldo para fallas en la L/T San Roque – Selva Alegre de 46 kV y en la L/T Barrio Nuevo – San Roque de 46 kV, entonces es necesario ejecutar la rutina CCDireccional en las dos líneas para determinar cuáles son las máximas corrientes de cortocircuito y las máximas corrientes $3xI_0$, los resultados se muestran a continuación.

L/T SAN ROQUE – SELVA ALEGRE 46 kV

Fase:

$$\text{Cortocircuito Trifásico} \rightarrow I_{cc} = 2207 \text{ A}$$

Tierra:

$$\text{Cortocircuito Monofásico} \rightarrow 3xI_0 = 1283 \text{ A}$$

L/T BARRIO NUEVO – SAN ROQUE 46 kV

Fase:

$$\text{Cortocircuito Trifásico} \rightarrow I_{cc} = 3657 \text{ A}$$

Tierra:

$$\text{Cortocircuito Monofásico} \rightarrow 3xI_0 = 2407 \text{ A}$$

En base a los resultados obtenidos anteriormente se procede a realizar el ajuste del DIAL y la curva, moviendo el DIAL y cambiando de curva hasta cumplir con los parámetros expuestos en la sección 4.2.1.1.

En la Figura 4.3-a se observa la coordinación de protecciones ante una falla trifásica y en la Figura 4.3-b ante una falla monofásica al 80% de la L/T San Roque – Selva Alegre 46kV. En este caso se obtienen los siguientes tiempos:

La protección de la L/T San Roque – Selva Alegre (protección principal), actúa:

- Fase: 0,328 s.
- Tierra: 0,195 s.

La protección de la L/T Barrio Nuevo – San Roque (primer respaldo), actúa:

- Fase: después de 0,297 s de la protección principal en 0,625 s.
- Tierra: después de 0,265 s de la protección principal en 0,460 s.

La protección de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo (segundo respaldo), actúa:

- Fase: después de 0,412 s de la protección anterior en 1,037 s.
- Tierra: después de 0,465 s de la protección anterior en 0,925 s.

Se puede contemplar que los tiempos de operación de la protección principal, así como de las protecciones de respaldo cumplen con los criterios establecidos, garantizando de esta manera tiempos adecuados de disparo y una operación coordinada.

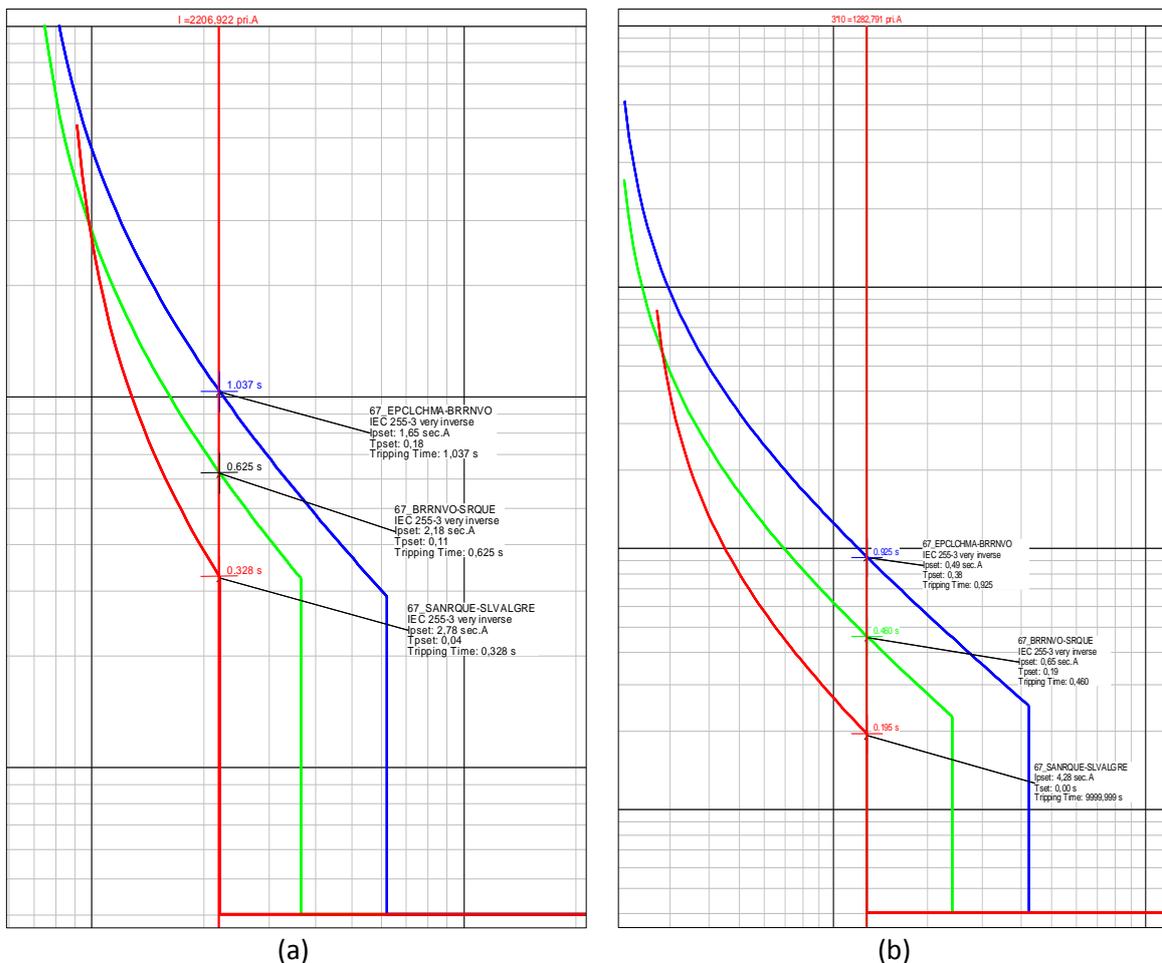


Figura 4.3. Coordinación de protecciones con falla al 80% de la L/T San Roque – Selva Alegre desde la S/E San Roque, L/T San Roque – Selva Alegre (línea roja), L/T Barrio Nuevo – San Roque (línea verde), L/T Epiclachima – Barrio Nuevo (línea azul). (a) Fase, (b) Tierra [Fuente: PowerFactory]

En la Figura 4.4-a se observa la coordinación de protecciones ante una falla trifásica y en la Figura 4.4-b ante una falla monofásica al 80% de la L/T Barrio Nuevo – San Roque de 46 kV, en este caso se obtienen los siguientes tiempos:

La protección de la L/T Barrio Nuevo – San Roque (protección principal), actúa:

- Fase: 0,323 s.
- Tierra: 0,226 s.

La protección de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo (primer respaldo), actúa:

- Fase: después de 0,212 s de la protección principal en 0,535 s.
- Tierra: después de 0,229 s de la protección principal en 0,455 s.

De igual manera en este caso los tiempos de operación de la protección principal, así como de la protección de respaldo cumplen con los criterios establecidos, garantizando de esta manera tiempos adecuados de disparo y una operación coordinada.

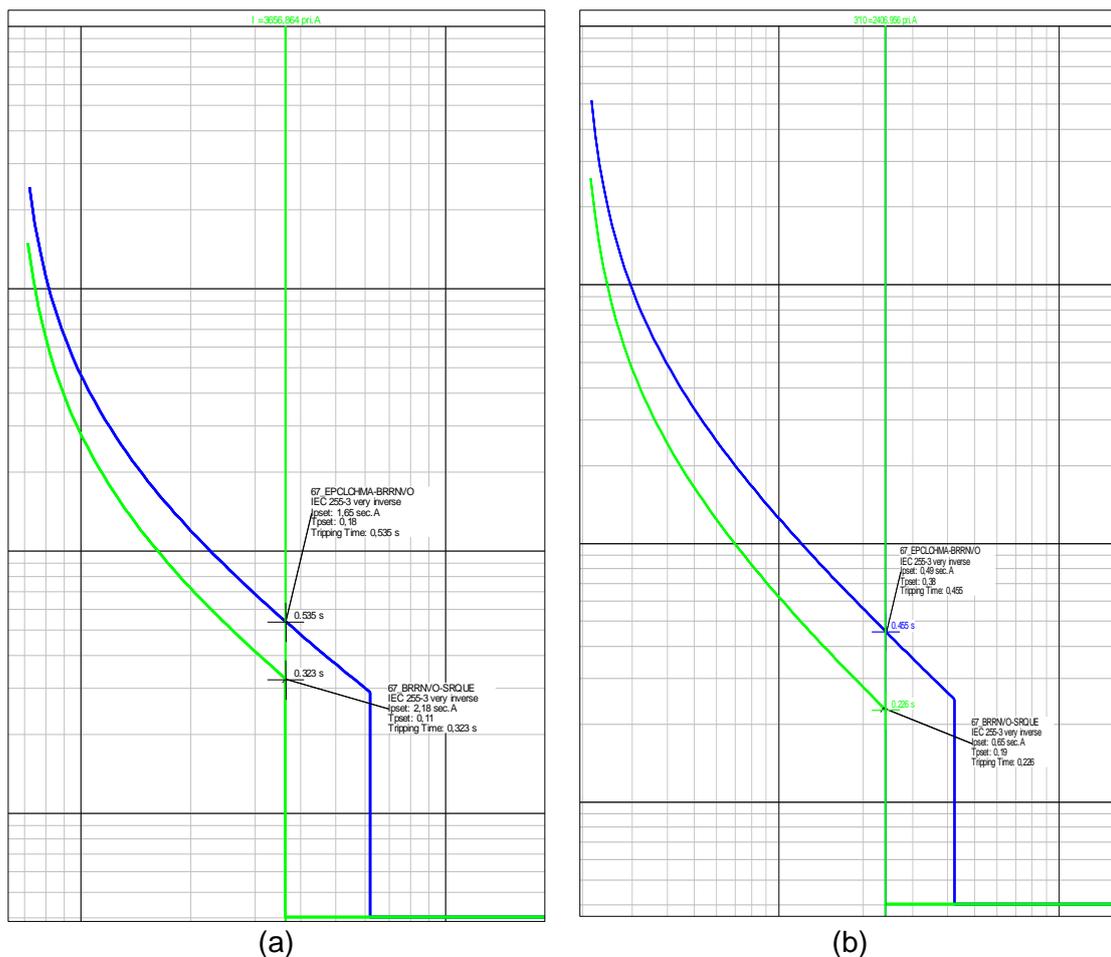


Figura 4.4. Coordinación de protecciones con falla al 80% de la L/T Barrio Nuevo – San Roque desde la S/E Barrio Nuevo, L/T Barrio Nuevo – San Roque (línea verde), L/T Epiclachima – Barrio Nuevo (línea azul). (a) Fase, (b) Tierra [Fuente: PowerFactory]

En la Figura 4.5-a se observa la operación de la protección de sobrecorriente ante una falla trifásica y en la Figura 4.5-b ante una falla monofásica al 80% de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo 46 kV cuya protección está bajo estudio, en el caso de fase la protección principal actúa con un tiempo de 0,288 s y 0,248 s en el caso de tierra garantizando de tal manera tiempos adecuados de disparo.

De esta manera se cumple con los criterios de ajuste del DIAL y de la curva, ya que la protección actúa en los tiempos adecuados como protección principal y con un intervalo de tiempo mayor o igual a 200 ms en el caso de actuar como primer y segundo respaldo.

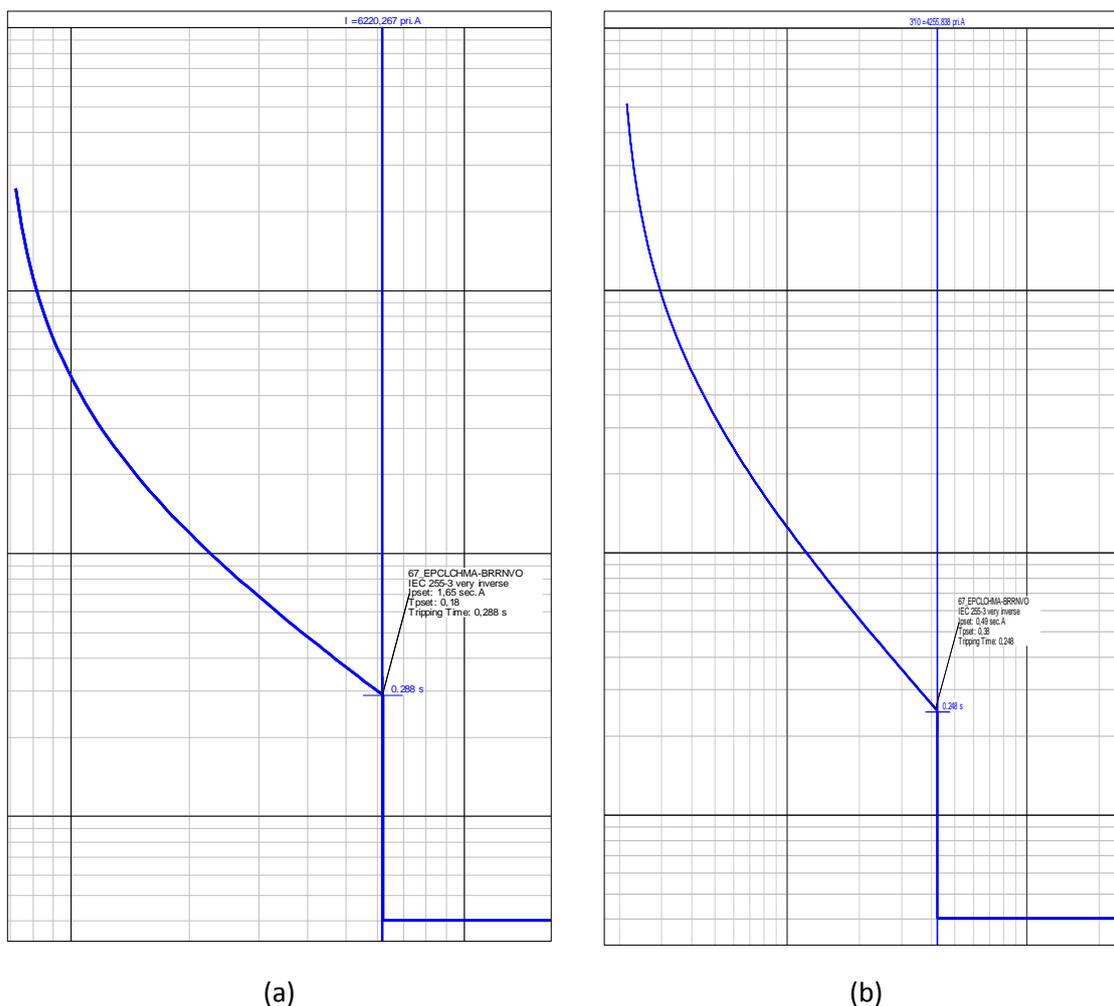


Figura 4.5. Operación de la protección de sobrecorriente ante una falla al 80% de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo desde la S/E Epiclachima, L/T Epiclachima – Barrio Nuevo (línea azul). (a) Fase, (b) Tierra [Fuente: PowerFactory]

En la Tabla 4.2 se exponen los ajustes determinados para este relé de protección, ubicados en el terminal Epiclachima de la L/T Epiclachima – Barrio Nuevo.

Tabla 4.2. Ajustes del relé 67 ubicado en el terminal Epiclachima de la L/T Epiclachima – Barrio nuevo

67 TEMPORIZADO					
	DIRECCIÓN	TIPO DE CURVA	I [Asec]	I [Aprim]	DIAL [s]
FASE	ADELANTE	IEC-VERY INVERSE	1,65	660	0,18
TIERRA	ADELANTE	IEC-VERY INVERSE	0,49	196	0,38
67 INSTANTÁNEO					
	DIRECCIÓN		I [Asec]	I [Aprim]	
FASE	ADELANTE		15,6	6240	
TIERRA	ADELANTE		10,64	4256	

Los ajustes de las demás protecciones de sobrecorriente se pueden ver en el ANEXO VI.

4.2.2. AJUSTE DEL RELÉ DE DISTANCIA 21

Para el ajuste de la protección de distancia se hizo uso de la rutina desarrollada en lenguaje DPL “Relé de distancia”, la cual permite graficar sobre el plano R-X la impedancia que calcula el relé. En el ANEXO VII se encuentra el manual de esta rutina donde se describe más a detalle el funcionamiento.

4.2.2.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Para realizar el ajuste se ha tomado en cuenta los criterios que se detallan más adelante.

Zona de Carga

La zona de carga no se puede introducir en la característica de disparo de la protección de distancia.

Como la zona de carga se relaciona con el tipo de conductor, en la Tabla 4.3 se exponen las zonas de carga para los diferentes tipos de conductores usados en el sistema bajo estudio. Esto se examinó más detalladamente en la sección 2.6.3.

Tabla 4.3. Zona de carga de los distintos conductores

CONDUCTOR CALIBRE AWG/Kcmil	ZONA DE CARGA RESISTENCIA [Ω prim]
3/0 AWG – ACSR	76,37
4/0 AWG – ACSR	67,33
266,8 MCM – ACSR	52,76
397,5 MCM – ACSR	40,77
477 MCM – ACSR	36,33
750 MCM – ACAR	28,66

Resistencia de Falla R_f

Se ha considerado los siguientes valores de resistencia de falla R_f :

- Para fallas trifásicas y bifásicas aisladas, se ha considerado valores de R_f de 0, 5 y 10 ohmios.
- Para fallas monofásicas y bifásicas a tierra, se ha considerado valores de R_f de 0, 10 y 20 ohmios.

Tiempos de Disparo

Se ha considerado los siguientes tiempos de disparo:

- Primera Zona Z1 (zona rápida), se ha considerado un disparo instantáneo con un tiempo $T1 = 0,04$ s.
- Segunda Zona Z2 (zona de respaldo), se ha considerado un tiempo $T2 = 0,3$ s.
- Tercera Zona Z3 (zona de respaldo), se ha considerado un tiempo $T3 = 1,2$ s.

Ángulo del Relé

Se ha considerado los siguientes valores para el ángulo del relé:

- Para fallas fase-fase, se ha considerado el valor de 75 grados.
- Para fallas fase-tierra, se ha considerado el valor de 60 grados.

Dirección

Ya que cada zona de operación puede ser ajustada: adelante, atrás y no direccional, se ha considerado la característica direccional adelante para las tres zonas de operación.

4.2.2.2. CRITERIOS DE AJUSTE

El efecto de las fuentes intermedias Infeeds, impide que se pueda establecer un único criterio para el ajuste de la protección de distancia. Por lo tanto, se ha establecido los siguientes casos.

AJUSTE DE LA PRIMERA ZONA Z1:

- Caso 1: Cuando la impedancia calculada por el relé con los tres valores de resistencia de falla ya sea para fallas fase-fase y fallas fase-tierra se encuentran fuera de la zona de carga.
 - a) Cuando el comportamiento reactivo aumenta y el comportamiento resistivo aumenta:
El alcance reactivo se fija normalmente para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión protegida con un $R_f = 0 \Omega$ y el alcance resistivo se fija para cubrir la mayor zona posible con una $R_f = 10 \Omega$ en el caso de fallas fase-fase y una $R_f =$

20 Ω en el caso de fallas fase-tierra, teniendo en cuenta de no cubrir más del 80% de la línea de subtransmisión.

- b) Cuando el comportamiento reactivo disminuye y el comportamiento resistivo aumenta:

El alcance reactivo y resistivo se fija normalmente para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión protegida con una $R_f = 10 \Omega$ en el caso de fallas fase-fase y una $R_f = 20 \Omega$ en el caso de fallas fase-tierra, teniendo en cuenta de no cubrir más del 80% de la línea de subtransmisión con una resistencia de falla menor.

- Caso 2: Cuando la impedancia calculada con la $R_f = 10 \Omega$ en el caso de fallas fase-fase y con una $R_f = 20 \Omega$ en el caso de fallas fase-tierra se encuentra dentro de la zona de carga.

- a) Cuando el comportamiento reactivo aumenta y el comportamiento resistivo aumenta:

El alcance reactivo se fija normalmente para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión protegida con una $R_f = 0 \Omega$ y el alcance resistivo se ajusta para cubrir la mayor zona posible con una $R_f = 5 \Omega$ en el caso de fallas fase-fase y una $R_f = 10 \Omega$ en el caso de fallas fase-tierra, teniendo en cuenta de no cubrir más del 80% de la línea de subtransmisión.

- b) Cuando el comportamiento reactivo disminuye y el comportamiento resistivo aumenta.

El alcance reactivo y resistivo se fija normalmente para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión protegida con una $R_f = 5 \Omega$ en el caso de fallas fase-fase y una $R_f = 10 \Omega$ en el caso de fallas fase-tierra, teniendo en cuenta de no cubrir más del 80% de la línea de subtransmisión con una resistencia de falla menor.

Nota: Tanto para el Caso 1 y el Caso 2, para fallas fase-fase se considera la impedancia calculada para una falla trifásica debido a que es la que proporciona un mayor alcance resistivo en comparación a la falla bifásica (con algunas excepciones en las que se tiene que considerar las impedancias para una falla bifásica). Para el caso de fallas fase-tierra es necesario seleccionar entre la falla monofásica y bifásica a tierra cual proporciona el mayor alcance.

- Caso 3: Cuando la impedancia calculada con la $R_f = 5$ y 10Ω en el caso de fallas fase-fase y con la $R_f = 10$ y 20Ω en el caso de fallas fase-tierra se encuentran dentro de la zona de carga.

El alcance reactivo se fija normalmente para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión teniendo en cuenta que para fallas fase-tierra se tiene que

seleccionar entre la falla monofásica y bifásica a tierra de tal forma de no cubrir más del 80% y el alcance resistivo se ajusta para cubrir el mayor alcance, considerando que no es posible la introducción dentro de la zona de carga.

Nota: En el caso de fallas fase-tierra hay que tener en cuenta el comportamiento de la impedancia ante la falla bifásica a tierra, el alcance no puede sobrepasar el 80% de la línea de subtransmisión protegida. Si al ajustar el 80% ante una falla bifásica a tierra se cubre un porcentaje mayor es necesario disminuir el alcance reactivo.

AJUSTE DE LA SEGUNDA ZONA Z2

- El alcance reactivo y resistivo se fija normalmente para cubrir el 120% de la línea de subtransmisión protegida.
- El alcance reactivo y resistivo se fija para cubrir el 100% de la línea de subtransmisión con el tipo de falla y la R_f que presenta el mayor alcance reactivo.
- Si al cubrir el 100 o 120% de la línea el alcance resistivo se encuentra dentro de la zona de carga, se disminuye de tal forma que se pueda conseguir el mayor alcance posible, dejando un margen de seguridad con la zona de carga mínimo de 5Ω .
- Si al cubrir el 100 o 120% de la línea el alcance reactivo protege equipos que se encuentren a otro nivel de voltaje, se disminuye de tal forma que se pueda conseguir el máximo alcance al mismo nivel de voltaje.

Nota: El alcance reactivo puede disminuir máximo hasta que se cubre el 100% de la línea de subtransmisión para el valor de R_f más adecuado y el alcance resistivo puede disminuir máximo hasta el alcance resistivo dado por la primera zona.

AJUSTE DE LA TERCERA ZONA Z3

- El alcance reactivo y resistivo se fija normalmente para cubrir el 100% de la línea de subtransmisión adyacente más larga, siempre y cuando no se cubra equipos que operen a otro nivel de voltaje.
- El alcance reactivo y resistivo se fija para cubrir el 100% de la línea de subtransmisión adyacente que presenta el mayor alcance, siempre y cuando no se cubra equipos que operen a otro nivel de voltaje.
- Si al cubrir el 100% de la línea adyacente, el alcance resistivo se encuentra dentro de la zona de carga, se disminuye de tal forma que se pueda conseguir el mayor

alcance posible, dejando un margen de seguridad de la zona de carga mínimo de 5 Ω .

- Si al cubrir el 100% de la línea adyacente, el alcance reactivo protege equipos que se encuentren a otro nivel de voltaje, se disminuye de tal forma que se pueda conseguir el máximo alcance al mismo nivel de voltaje.

Nota: El alcance reactivo y resistivo puede disminuir máximo hasta el alcance dado por la segunda zona.

Nota: En el caso de no existir una línea adyacente, se puede desactivar la tercera zona.

Se expone un resumen en la Tabla 4.4 de los criterios utilizados en el ajuste de la protección de distancia.

Tabla 4.4. Resumen de los criterios de ajuste de la protección de distancia

ZONAS	AJUSTES		TIEMPO	
	COMPORTAMIENTO REACTIVO			
	AUMENTA	DISMINUYE		
ZONA 1 (Z1)	Caso 1	<ul style="list-style-type: none"> • Alcance Reactivo: Cubre el 80% L/T con $R_f = 0$. • Alcance Resistivo: Cubre el mayor alcance con: $R_f = 10 \Omega$ (fallas fase-fase) $R_f = 20 \Omega$ (fallas fase-tierra) <p>No se tiene que cubrir más del 80% de la línea de subtransmisión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alcance Reactivo y Resistivo: Cubre el 80% L/T con: $R_f = 10 \Omega$ (fallas fase-fase) $R_f = 20 \Omega$ (fallas fase-tierra) <p>No se tiene que cubrir más del 80% de la línea de subtransmisión con un R_f menor.</p>	0,04 s
	Caso 2	<ul style="list-style-type: none"> • Alcance Reactivo: Cubre el 80% L/T con $R_f = 0$. • Alcance Resistivo: Cubre el mayor alcance con: $R_f = 5 \Omega$ (fallas fase-fase) $R_f = 10 \Omega$ (fallas fase-tierra) <p>No se tiene que cubrir más del 80% de la línea de subtransmisión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alcance Reactivo y Resistivo: Cubre el 80% L/T con: $R_f = 5 \Omega$ (fallas fase-fase) $R_f = 10 \Omega$ (fallas fase-tierra) <p>No se tiene que cubrir más del 80% de la línea de subtransmisión con un R_f menor.</p>	

	Caso 3	<ul style="list-style-type: none"> Alcance Reactivo: Cubre el 80% L/T, teniendo en cuenta de no cubrir más del 80% L/T con un tipo de falla diferente. Alcance Resistivo: Cubre el mayor alcance, sin ingresar en la zona de carga. 	
ZONA 2 Z2		<ul style="list-style-type: none"> Alcance reactivo y resistivo cubre el 120% L/T Alcance reactivo cubre el 100% L/T con el tipo de falla y la R_f que presente el mayor alcance reactivo. El alcance resistivo no debe ingresar en la zona de carga. No se debe cubrir equipos que se encuentren a otro nivel de voltaje. 	0,3 s
ZONA 3 Z3		<ul style="list-style-type: none"> Alcance reactivo y resistivo cubre el 100% L/T adyacente más larga. Alcance reactivo y resistivo cubre el 100% L/T adyacente que presente el mayor alcance. El alcance resistivo no debe ingresar en la zona de carga. No se debe cubrir equipos que se encuentren a otro nivel de voltaje. 	1,2 s

EJEMPLOS

- Ajuste de la protección de distancia de fase (21) del relé ubicado en el terminal Vicentina de la L/T Vicentina – Sur de 46 kV.

Datos:

- ✓ Tipo de conductor: 750 MCM - ACAR
- ✓ Longitud = 3,75 km
- ✓ Zona de Carga = 28,66 Ω
- ✓ L/T adyacente más larga: Sur – Guangopolo Térmica
 - Tipo de conductor: 477 MCM – ACSR
 - Longitud = 7,83 km

La Figura 4.6 muestra el sistema de la L/T Vicentina - Sur, el relé de distancia es aplicado en el terminal 1 con la unidad direccional mirando hacia la línea.

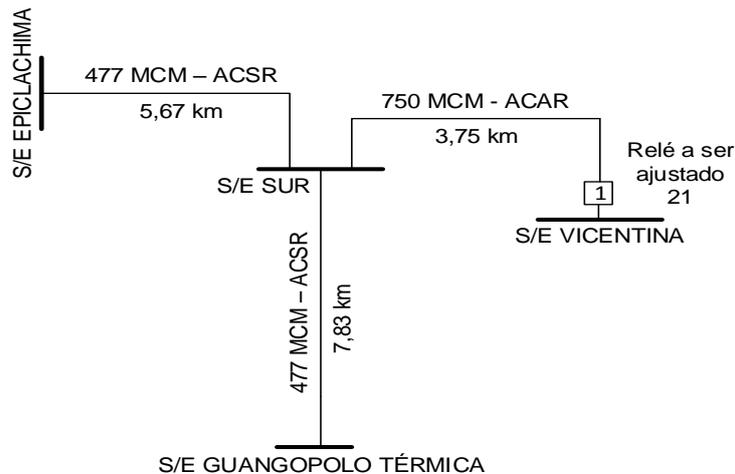


Figura 4.6. Sistema de la L/T Vicentina – Sur para el ajuste de la protección de distancia de fase (21F) ubicada en el terminal 1

Una vez ejecutada la rutina “Relé de distancia” y ubicada la zona de carga. En la Figura 4.7 se exponen los diferentes valores de impedancia obtenidos con fallas trifásicas y bifásicas con diferentes valores de R_f y la ubicación de la zona de carga en el plano complejo R-X, del cual se obtienen, las siguientes consideraciones:

- Ninguna impedancia de falla se encuentra dentro de la zona de carga.
- El comportamiento reactivo aumenta conforme la falla simulada se aleja del extremo tomado como referencia (Terminal 1).

En base a los datos expuestos anteriormente se establecen los ajustes de la protección de distancia de fase (21F) ubicado en el terminal 1 (S/E Vicentina).

Primera Zona Z1:

El alcance reactivo se fija para cubrir el 80% de la L/T Vicentina-Sur con una $R_f = 0 \Omega$, y el alcance resistivo se fija para cubrir el 70% de la L/T Vicentina-Sur con una $R_f = 10 \Omega$ para una falla trifásica.

Segunda Zona Z2:

El alcance reactivo y resistivo se fija para cubrir el 100% de la L/T Vicentina-Sur con una $R_f = 10 \Omega$, para una falla trifásica.

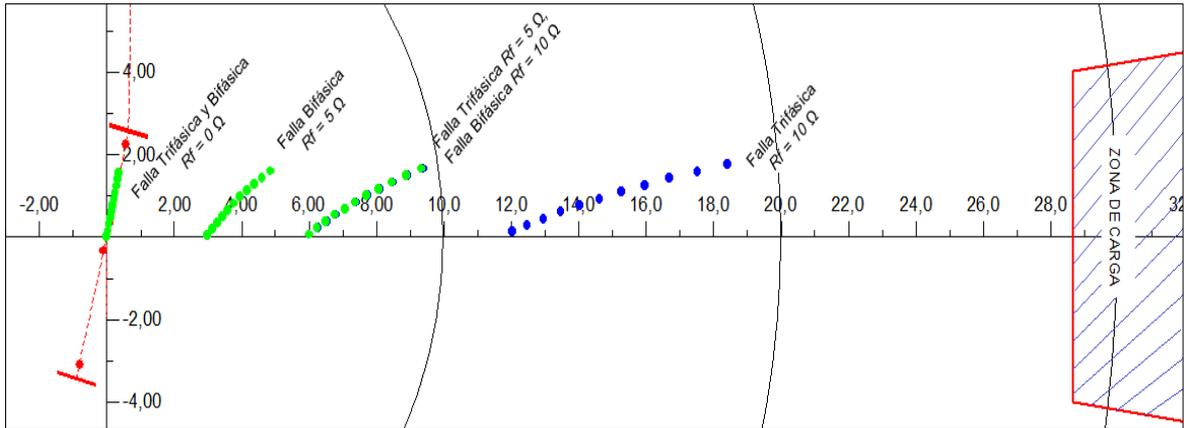
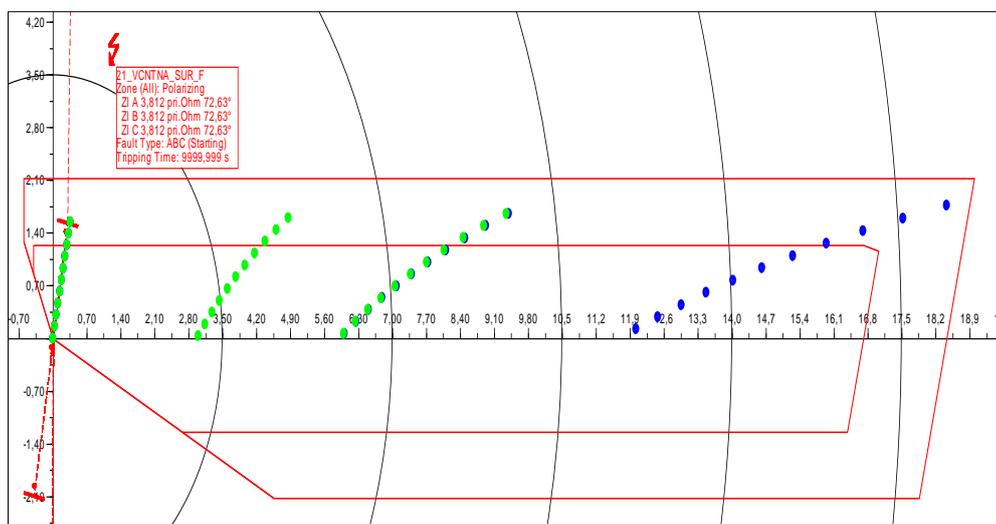


Figura 4.7. Impedancias de fallas calculadas y zona de carga de la L/T Vicentina – Sur medidas desde la S/E Vicentina, falla trifásica (Puntos Azules), falla bifásica (Puntos Verdes) [Fuente: PowerFactory]

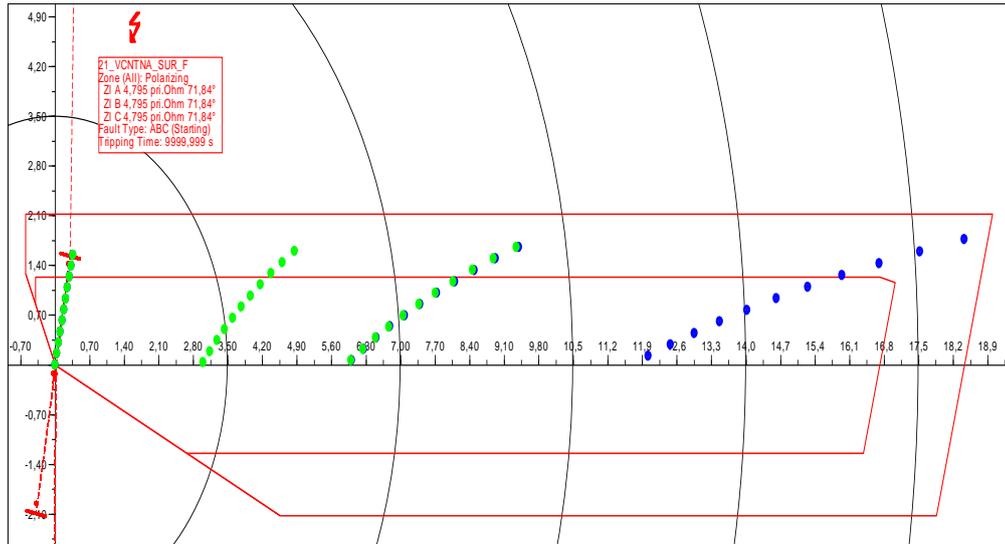
Tercera Zona Z3:

La línea de subtransmisión adyacente más larga es Sur – Guangopolo Térmica con 7,83 km, sin embargo la línea de subtransmisión adyacente que determina un mayor alcance resistivo y reactivo cuando se simulan fallas es Sur – Epiclachima con una longitud de 5,67 km (ver las cajas de resultados de la Figura 4.8-a y 4.8-b), por lo tanto el alcance reactivo se fija para cubrir el 100% de la L/T Sur – Epiclachima y el alcance resistivo se fija para cubrir el mayor alcance sin introducirse en la zona de carga y sin cubrir equipos que se encuentran a otro nivel de voltaje.

Acorde a los ajustes planteados, en la Tabla 4.5 se muestra los ajustes establecidos para las tres zonas en el terminal 1 (Vicentina) de la L/T Vicentina – Sur y en la Figura 4.9 se ilustran los mismos.



(a)



(b)

Figura 4.8. Falla trifásica al 100% de la línea de subtransmisión desde la S/E Sur, (a) L/T Sur – Guangopolo Térmica (b) L/T Sur – Epiclachima [Fuente: PowerFactory]

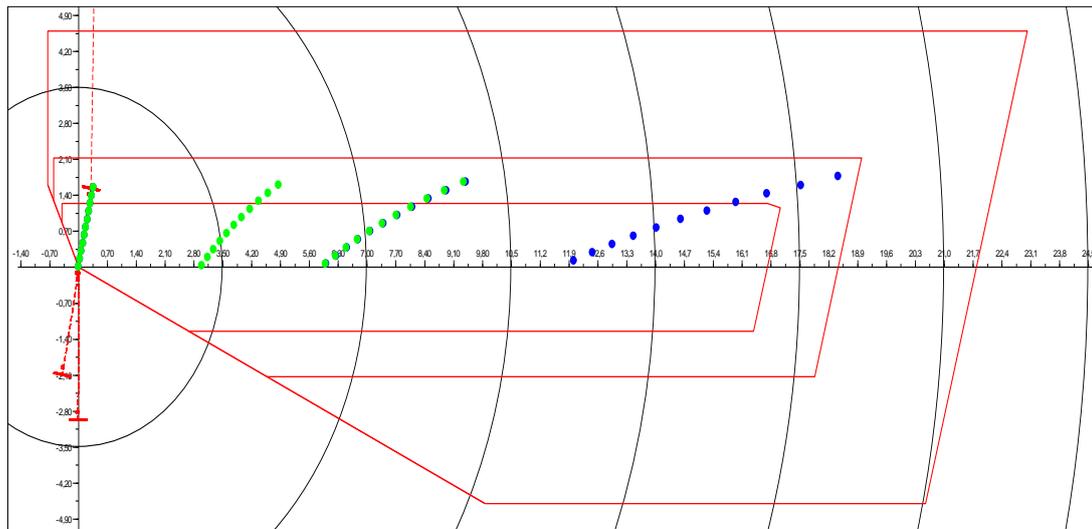


Figura 4.9. Zonas de protección de distancia del relé ubicado en el terminal Vicentina de la L/T Vicentina – Sur [Fuente: PowerFactory]

Tabla 4.5. Ajustes del relé 21F ubicado en el terminal Vicentina de la L/T Vicentina - Sur

	X [Ω_{prim}]	R [Ω_{prim}]	ÁNGULO RELÉ [grados]	DIRECCIÓN
ZONA 1	1,24	16,71	75	ADELANTE
ZONA 2	2,124	18,43	75	ADELANTE
ZONA 3	4,6	21,78	75	ADELANTE

- Ajuste de la protección de distancia de tierra (21N) del relé ubicado en el terminal Cumbayá de la L/T Cumbayá – Norte 1 de 46 kV.

Datos:

- ✓ Tipo de conductor: 477 MCM – ACSR
- ✓ Longitud = 6,2 km
- ✓ Zona de Carga = 36,33 Ω
- ✓ L/T adyacente más larga: Cumbayá – Norte 2
 - Tipo de conductor: 477 MCM – ACSR
 - Longitud = 6,2 km

La Figura 4.10 muestra el sistema de la L/T Cumbayá – Norte 1, el relé de distancia es aplicado en el terminal 1 con la unidad direccional mirando hacia la línea.

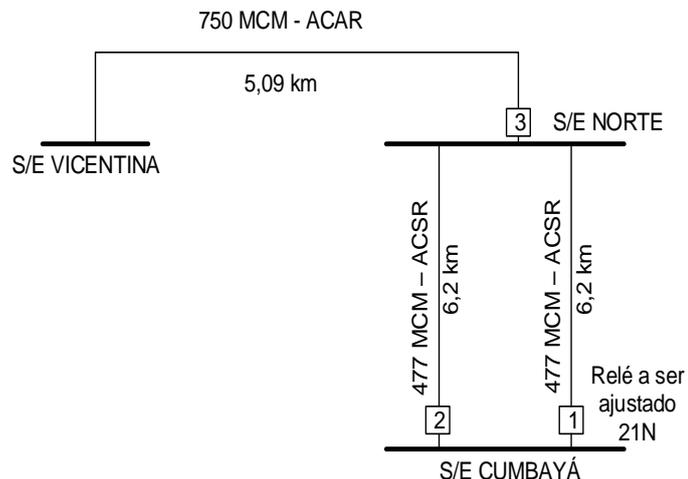


Figura 4.10. Sistema de la L/T Cumbayá – Norte 1 para el ajuste de la protección de distancia de tierra (21N) ubicada en el terminal 1

Una vez ejecutada la rutina “Relé de distancia” se ubica la zona de carga. En la Figura 4.11 se observa los diferentes valores de impedancias obtenidos con fallas monofásicas y bifásicas a tierra con diferentes valores de R_f y la ubicación de la zona de carga en el plano complejo R-X, de la cual se obtiene, las siguientes consideraciones.

- Las impedancias calculadas con una $R_f = 10$ y 20Ω , se encuentran dentro de la zona de carga.
- El comportamiento reactivo de la falla bifásica a tierra con una $R_f = 0 \Omega$, aumenta hasta un punto y disminuye en otro conforme la falla simulada se aleja del extremo tomado como referencia.

En base a los datos expuestos anteriormente se establecen los ajustes de la protección de distancia de tierra (21N) ubicado en el terminal 1 (S/E Cumbayá).

Primera Zona Z1:

El alcance reactivo se fija para cubrir el 45% de la L/T Cumbayá – Norte 1 con una $R_f = 0 \Omega$ esto debido al comportamiento de la impedancia para fallas bifásicas a tierra al cubrir el 80% se está cubriendo el 100% de la línea de subtransmisión, por lo tanto no se cumpliría la propiedad de selectividad. El alcance resistivo se fija para cubrir el mayor alcance posible sin introducirse en la zona de carga.

Segunda Zona Z2:

El alcance reactivo se fija para cubrir el 120% de la L/T Cumbayá – Norte 1 con una $R_f = 0 \Omega$ para fallas monofásicas y el alcance resistivo se fija para cubrir el mayor alcance sin introducirse en la zona de carga.

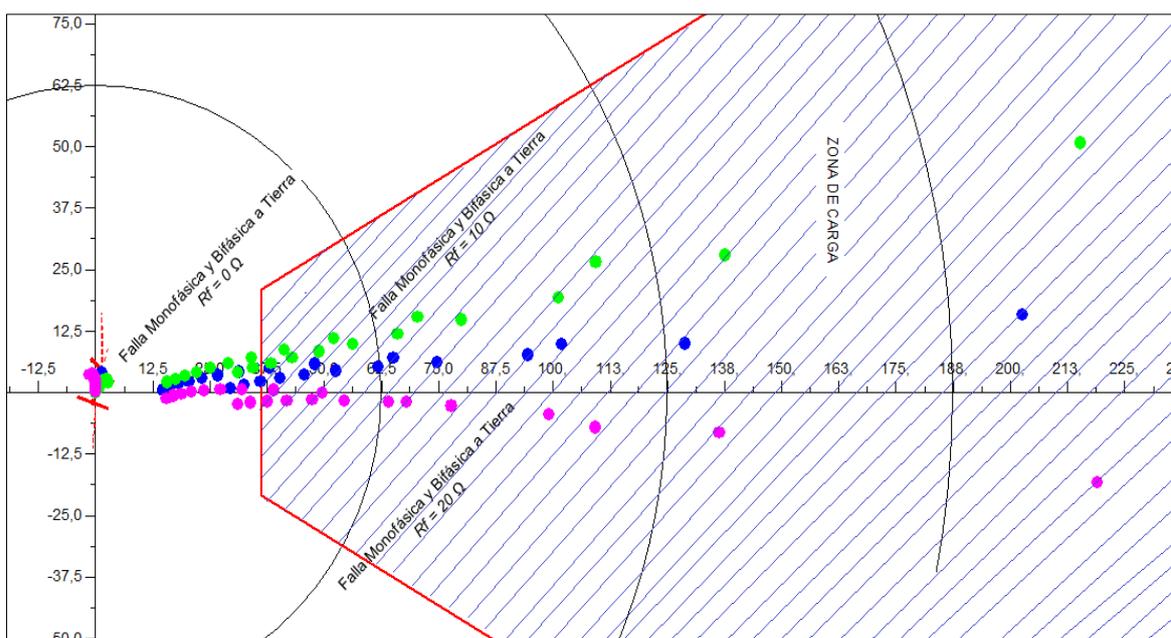


Figura 4.11. Impedancias de fallas calculadas y zona de carga de la L/T Cumbayá-Norte1 medidas desde la S/E Cumbayá, falla monofásica (puntos azules), falla bifásica a tierra (puntos verdes – fase B y puntos violetas – fase C) [Fuente: PowerFactory]

Tercera Zona Z3:

La línea de subtransmisión adyacente más larga es la L/T Norte – Cumbayá 2 con 6,2 km, al ser líneas paralelas para poder establecer el alcance de la tercera zona es necesario abrir el interruptor de potencia que se encuentra ubicado en el terminal 2 (Figura 4.10) y se procede a realizar el ajuste. Por lo tanto, el alcance reactivo se fija para

cubrir el 100% de la línea de subtransmisión L/T Cumbayá – Norte 2 y el alcance resistivo se fija igual a la segunda zona sin introducirse en la zona de carga y sin cubrir equipos que se encuentran a otro nivel de voltaje.

Acorde a los ajustes planteados, en la Tabla 4.6 se exponen los ajustes establecidos para las tres zonas de la L/T Cumbayá – Norte 1 y en la Figura 4.12 se ilustran los mismos.

Tabla 4.6. Ajustes del relé 21N ubicado en el terminal Cumbayá de la L/T Cumbayá – Norte 1

	X [Ω_{prim}]	R [Ω_{prim}]	ÁNGULO RELÉ [grados]	DIRECCIÓN
ZONA 1	1,7	25	60	ADELANTE
ZONA 2	5	26	60	ADELANTE
ZONA 3	10	26	60	ADELANTE

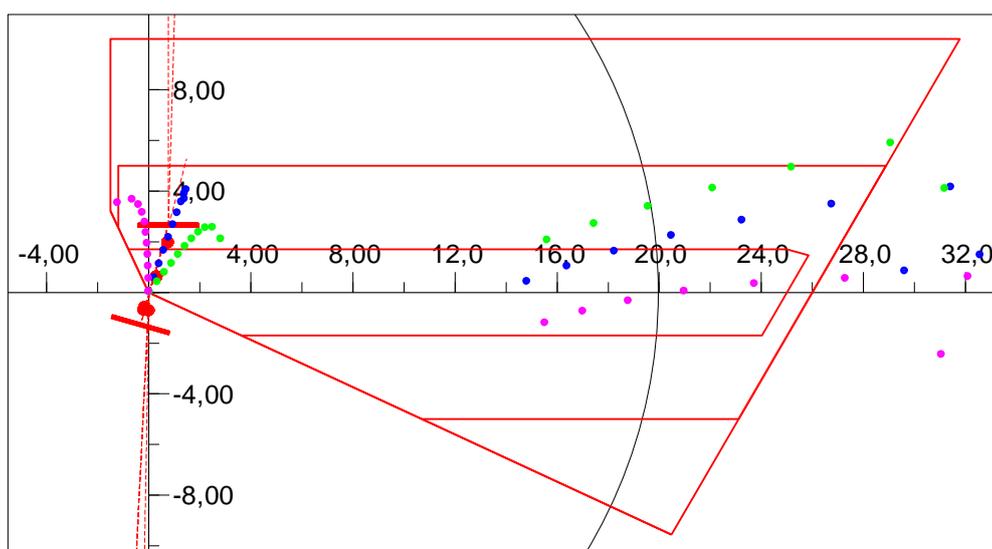


Figura 4.12. Zonas de protección de distancia del relé ubicado en el terminal Cumbayá de la L/T Cumbayá – Norte 1 [Fuente: PowerFactory]

Los ajustes de las demás protecciones de distancia se pueden ver en el ANEXO VIII.

4.3. PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

En la sección 2.7 se habló acerca de la protección de los transformadores. Para este estudio, conforme al alcance planteado se consideran únicamente las protecciones de sobrecorriente, debido a que es una protección eléctrica sensible a los cambios topológicos, a continuación, se desarrolla la metodología implementada para este ajuste.

4.3.1. AJUSTE DEL RELÉ DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADO 51

4.3.1.1. CRITERIOS DE AJUSTE

En la protección de sobrecorriente temporizada es necesario ajustar corriente de TAP, DIAL y la curva de operación.

TAP

FASE 51:

- El TAP se fija considerando la corriente de demanda máxima más un margen de seguridad de 200 A.

$$I_{TAP} = I_{DEM MÁX} + 200 A$$

TIERRA 51N:

- El TAP se fija considerando el 30% del fijado para fase.

DIAL

La protección de sobrecorriente temporizada como tal, es una protección de respaldo para los transformadores de potencia (protección principal es la diferencial), sin embargo, para el ajuste del DIAL se debe visualizar como una protección principal y una de respaldo entre los distintos devanados del transformador.

Protección principal:

- El DIAL se fija para que con la máxima corriente de cortocircuito el tiempo de operación sea de aproximadamente 300 ms.

$$t_{operación} \approx 300 ms$$

Protección de respaldo.

- El DIAL se fija para garantizar una operación entre la protección del devanado de alto voltaje (HV High Voltage, por sus siglas en inglés) y la protección del devanado de bajo voltaje (LV Low Voltage, por sus siglas en inglés) de 300 ms.

De lo expuesto anteriormente el DIAL se lo tiene que ajustar garantizando que cumpla las dos condiciones anteriores. Sin embargo, se debe determinar primero el devanado por el cual da inicio el ajuste de las protecciones. En el sistema bajo estudio hay generalmente dos configuraciones.

- El transformador de potencia tiene conectado en el devanado de bajo voltaje carga y en el devanado de alto voltaje generación, como se expone en la Figura 4.13. En este caso la coordinación se inicia en el devanado de bajo voltaje.

Nota. La Figura 4.13 es tomada del sistema modelado para este trabajo de titulación por lo que las líneas de transmisión representan la generación.

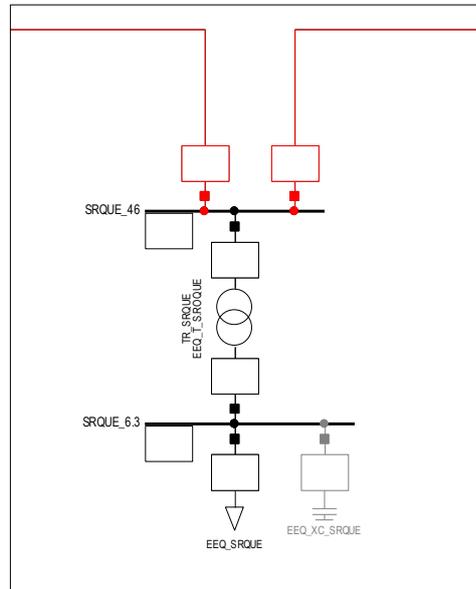


Figura 4.13. Configuración del transformador de potencia conectado carga en el devanado de LV y generación en el devanado de HV [Fuente: PowerFactory]

- El transformador de potencia tiene conectado en los dos devanados generación, como se muestra en la Figura 4.14. En este caso para realizar la coordinación se tiene que comprobar entre las potencias de cortocircuito de los cuatro tipos de falla en los dos devanados, y la coordinación se comienza por el devanado que presente la menor potencia de cortocircuito en los cuatro tipos de falla.

Nota: Por lo general al realizar esta coordinación no se garantiza que se pueda establecer tiempos adecuados de actuación en el otro sentido.

Nota: Hay casos en los que no todas las potencias de cortocircuito de los cuatro tipos de falla son menores, por lo cual se inicia la coordinación por la bahía que presentó las menores potencias en el mayor número de eventos de falla.

Nota. La Figura 4.14 es tomada del sistema modelado para este trabajo de titulación por lo que las líneas de transmisión representan la generación.

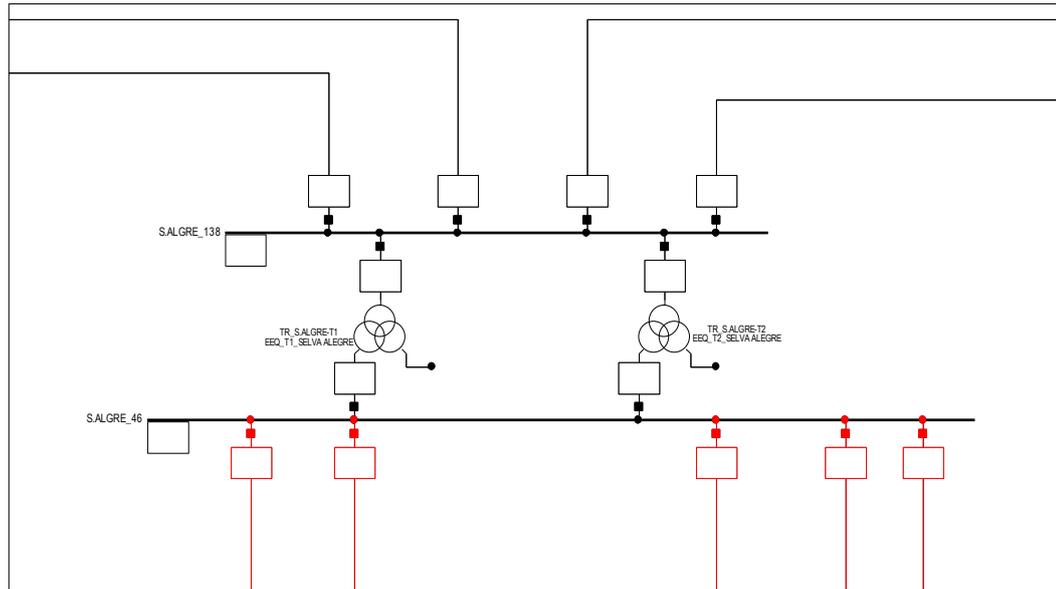


Figura 4.14. Configuración del transformador de potencia conectado en los devanados de LV y HV generación [Fuente: PowerFactory]

CURVA

La curva se ajusta a libre elección, de tal forma que permita garantizar los criterios de ajuste del DIAL.

Para seleccionar la curva se puede escoger entre los cuatro tipos dados por la norma IEC, los cuales fueron mencionados en la sección 4.2.1.1.

EJEMPLO

- Ajuste de la protección de sobrecorriente temporizado (51) del transformador trifásico de dos devanados ubicado en la S/E Pérez Guerrero.

Datos:

- ✓ Potencia = 20 MVA
- ✓ Relación de transformación: 46 / 6,3 kV
- ✓ Grupo de conexión: Dyn1

Como se muestra en la Figura 4.15 la configuración del transformador Pérez Guerrero es con carga en el devanado de bajo voltaje y con generación en el devanado de alto voltaje, por lo tanto, la coordinación se inicia por el devanado de bajo voltaje.

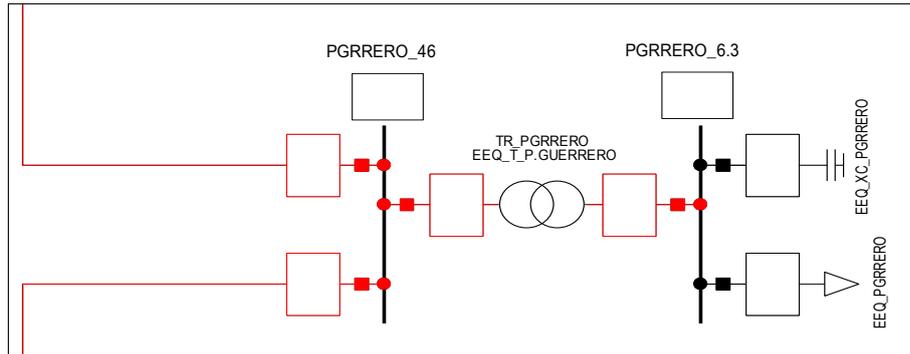


Figura 4.15. Transformador trifásico de dos devanados ubicado en la S/E Pérez Guerrero [Fuente: PowerFactory]

Los devanados presentan los siguientes datos:

Devanado de Alto Voltaje

La corriente de demanda máxima es:

✓ Demanda Máxima $\rightarrow I_{DEM MÁX} = 130 \text{ A}$

Devanado de Bajo Voltaje

La corriente de demanda máxima y las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI0 son:

✓ Demanda Máxima $\rightarrow I_{DEM MÁX} = 940 \text{ A}$

✓ Cortocircuito Monofásico $\rightarrow I_{cc} = 13502 \text{ A}$

✓ Cortocircuito Bifásico a Tierra $\rightarrow 3xI0 = 14045 \text{ A}$

En base a estos datos es posible establecer los ajustes que se detalla a continuación.

TAP del Devanado de Alto Voltaje

En el caso de fase:

$$I_{DEM MÁX} = 130 \text{ A}$$

$$\therefore TAP = 130 + 200 = 330 \text{ A}$$

Para el caso de tierra el TAP es el 30% del fijado para fase:

$$TAP = (330) \times 30\% = 99 \text{ A}$$

TAP del Devanado de Bajo Voltaje

En el caso de la fase:

$$I_{DEM MÁX} = 940 \text{ A}$$

$$\therefore TAP = 940 + 200 = 1140 \text{ A}$$

Para el caso de tierra el TAP es el 30% del fijado para fase:

$$TAP = (1140) \times 30\% = 342 \text{ A}$$

En base a los resultados obtenidos anteriormente se procede a realizar el ajuste del DIAL y la curva, moviendo el DIAL y cambiando de curva hasta cumplir con los parámetros expuestos en la sección 4.3.1.1.

En la Figura 4.16 se observa la coordinación de la protección de fase (51F) ante una falla monofásica en el terminal de bajo voltaje del transformador. En este caso se consiguen los siguientes tiempos:

- La protección del devanado de bajo voltaje (protección principal), actúa en 0,304 s.
- La protección del devanado de alto voltaje (protección de respaldo), actúa después de 0,301 s de la protección principal en 0,605 s.

En la Figura 4.17 se observa la coordinación de la protección de tierra (51N) ante una falla bifásica a tierra en el terminal de bajo voltaje del transformador. En este caso solo puede ajustar el tiempo de la protección principal ya que debido a la conexión Dyn1 no se obtienen corrientes $3xI0$ en el devanado de alto voltaje del transformador.

- La protección del devanado de bajo voltaje (protección principal), actúa en 0,309 s.

De esta manera se cumple con los criterios de ajuste del DIAL y de la curva. En la Tabla 4.7 se muestran los ajustes determinados para estas protecciones.

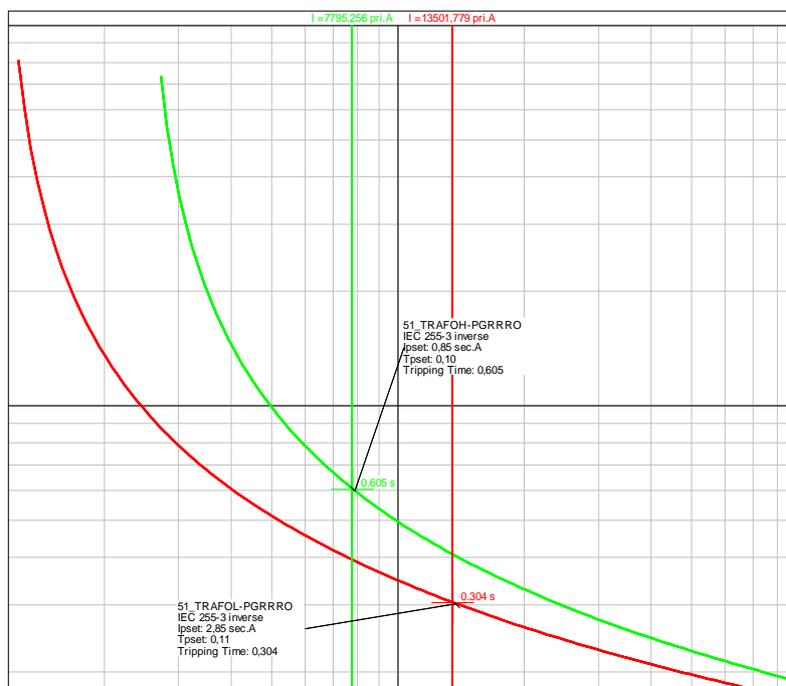


Figura 4.16. Coordinación de fase ante una falla en el devanado de bajo voltaje del transformador Pérez Guerrero, devanado de bajo voltaje (línea roja), devanado de alto voltaje (línea verde) [Fuente: PowerFactory]

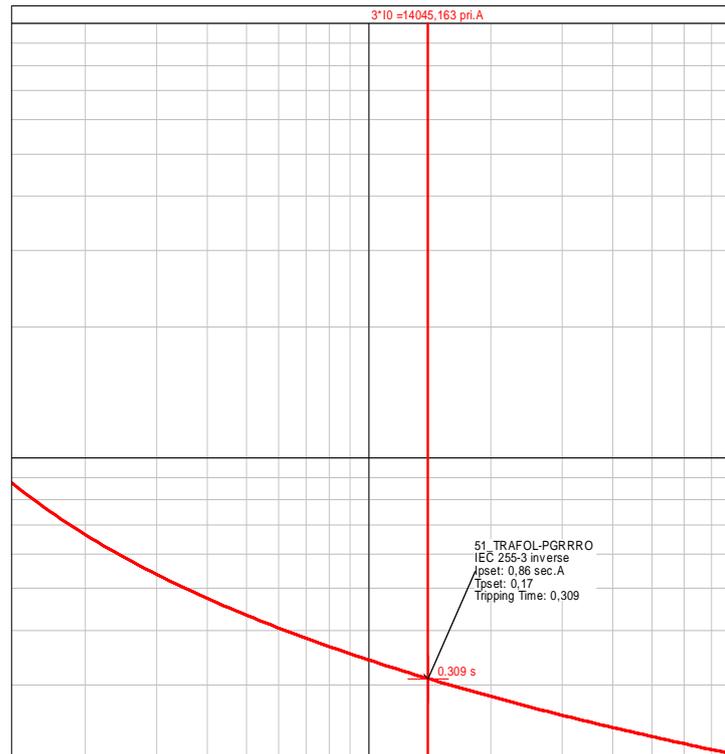


Figura 4.17. Operación de la protección 51N ante una falla en el devanado de bajo voltaje del transformador Pérez Guerrero [Fuente: PowerFactory]

Tabla 4.7 Ajustes de la protección de sobrecorriente del transformador Pérez Guerrero

DEVANADO DE ALTO VOLTAJE				
51 / 51 N				
	TIPO DE CURVA	I [Asec]	I [Aprim]	DIAL [s]
FASE	IEC-INVERSE	0,85	340	0,10
TIERRA	IEC-INVERSE	0,25	100	0,23
DEVANADO DE BAJO VOLTAJE				
51 / 51 N				
	TIPO DE CURVA	I [Asec]	I [Aprim]	DIAL [s]
FASE	IEC-INVERSE	2,85	1140	0,11
TIERRA	IEC-INVERSE	0,86	344	0,17

Los ajustes de las demás protecciones de sobrecorriente se pueden ver en el ANEXO IX.

CAPÍTULO 5. VALIDACIÓN DE RESULTADOS

En el capítulo 4, se establecieron los criterios para el ajuste de las protecciones de distancia y sobrecorriente direccional para el caso de líneas de subtransmisión y protecciones de sobrecorriente temporizada para el caso de transformadores de potencia. Este capítulo permite validar los distintos resultados obtenidos con los criterios que se utilizó para realizar la coordinación de protecciones.

5.1. INTRODUCCIÓN

Para el ajuste de protecciones y el análisis de la coordinación se hizo uso del programa computacional PowerFactory, el cual permite observar las características y el comportamiento de las distintas protecciones ante diversos eventos de falla. La configuración de estos equipos deben garantizar las propiedades de sensibilidad, selectividad, rapidez y confiabilidad.

El sistema bajo estudio tiene dos características que son muy importantes al momento de realizar la coordinación de protecciones, la primera que es un sistema mallado y la segunda es un sistema con gran influencia de fuentes intermedias. Desde este punto de vista es necesario un análisis más minucioso del sistema, es por ello que se ha empleado dos rutinas desarrolladas en lenguaje DSL que sirven como ayuda para establecer una adecuada coordinación.

Debido al gran tamaño del sistema bajo estudio, analizar toda la coordinación haría de este un capítulo muy extenso. Sobre esa base, se ha planteado el análisis de dos casos puntuales de la coordinación en líneas de subtransmisión donde se muestra a detalle el correcto funcionamiento de las protecciones y la operación coordinada entre protección de distancia y de la protección de sobrecorriente direccional, en distintos escenarios operativos.

El primer caso, la coordinación de protecciones de la L/T Selva Alegre – Granda Centeno, para el ajuste de la protección de distancia se considera el sistema formado por las líneas de subtransmisión Selva Alegre – Granda Centeno y Granda Centeno – Iñaquito. En este caso se verificará el funcionamiento de las protecciones ubicadas en el terminal Selva Alegre.

El segundo caso, la coordinación de protecciones de la L/T Pérez Guerrero – Vicentina, para el ajuste de la protección de distancia se considera un sistema ramificado formado por la L/T Pérez Guerrero – Vicentina y las ramificaciones que salen de la subestación

Vicentina. En este caso se verifica el funcionamiento de las protecciones ubicadas en la terminal Pérez Guerrero.

Adicionalmente se muestra la operación coordinada de los relés de sobrecorriente direccional en tres anillos del sistema bajo estudio, donde se observan los tiempos establecidos al actuar como protección principal y como protección de respaldo.

Finalmente se muestra la coordinación de las protecciones de sobrecorriente temporizado de los transformadores de la Subestación Vicentina en la cual se realizó el cambio topológico.

5.2. VALIDACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Para realizar el ajuste de las protecciones es necesario determinar las máximas corrientes de cortocircuito y las máximas corrientes 3xI₀. El cálculo y los valores de cortocircuito se determinaron para el estado de demanda máxima, se ejecutan los cuatro diferentes tipos de falla al 80% de la línea de subtransmisión protegida correspondiente y se determina cual produce la mayor corriente de cortocircuito y la mayor corriente 3xI₀. En el ANEXO X se muestran las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI₀ obtenidos para las diferentes líneas que conforman el sistema de subtransmisión a 46 kV bajo estudio.

5.2.1 VALIDACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

El sistema de subtransmisión a 46 kV es un sistema mallado, como se pudo ver en el capítulo 3. La coordinación de protecciones de sobrecorriente sean estos instantáneos, o temporizados de un sistema con estas características resulta ser más compleja y difícil, debido a que la corriente de falla puede fluir en cualquier dirección a través de la línea de subtransmisión. Esto indica el uso necesario de protecciones de sobrecorriente direccional.

En el capítulo 4 se establecieron los criterios para el ajuste de este tipo de protecciones. A continuación, se muestran los tiempos de actuación establecidos para las protecciones de sobrecorriente direccional temporizado en tres diferentes anillos que forman parte el sistema bajo estudio.

La coordinación se realiza para las máximas corriente de cortocircuito, en el caso del ajuste de la protección de fase y las máximas corrientes $3 \times I_0$, en el caso del ajuste de la protección de tierra, al 80% de la línea de subtransmisión que se está protegiendo.

5.2.1.1. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL ANILLO 1

En la Figura 5.1 se ilustra el sistema en anillo bajo análisis, los relés de sobrecorriente direccional se encuentran ubicados en los terminales del 1 al 8, con la unidad direccional mirando hacia la línea. En la Tabla 5.1 se muestran las corrientes máximas con las que se realizó la coordinación.

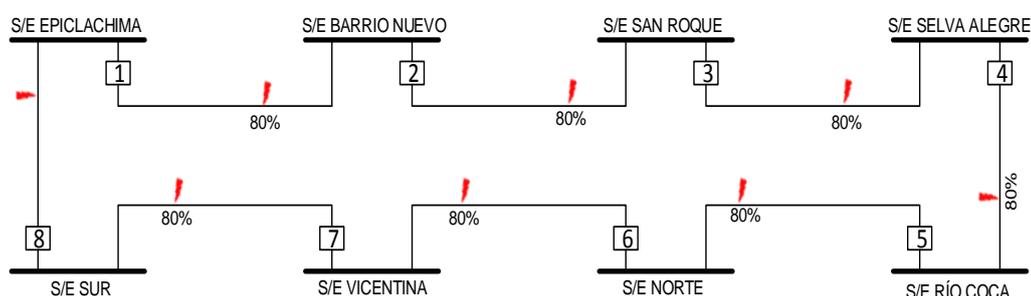


Figura 5.1. Sistema en anillo 1 para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente direccional de fase y de tierra (67/67N) ubicadas en los terminales del 1 al 8

Tabla 5.1. Máximas corrientes de cortocircuitos al 80% de las líneas de subtransmisión desde los terminales 1 al 8 en el sistema en anillo 1

RELÉ	LÍNEA		CORTOCIRCUITO	CORRIENTE [A]	
	i	j			
1	EPICLACHIMA	BARRIO NUEVO	Trifásico	I_{cc}	6220
			Monofásico	$3 \times I_0$	4256
2	BARRIO NUEVO	SAN ROQUE	Trifásico	I_{cc}	3657
			Monofásico	$3 \times I_0$	2419
3	SAN ROQUE	SELVA ALEGRE	Trifásico	I_{cc}	2207
			Monofásico	$3 \times I_0$	1283
4	SELVA ALEGRE	RÍO COCA	Trifásico	I_{cc}	5360
			Monofásico	$3 \times I_0$	4383
5	RÍO COCA	NORTE	Trifásico	I_{cc}	2773
			Monofásico	$3 \times I_0$	2285
6	NORTE	VICENTINA	Bifásico a Tierra	I_{cc}	4268
			Monofásico	$3 \times I_0$	3402
7	VICENTINA	SUR	Trifásico	I_{cc}	9042
			Monofásico	$3 \times I_0$	7599
8	SUR	EPICLACHIMA	Trifásico	I_{cc}	5174
			Monofásico	$3 \times I_0$	4312

Como se puede observar, la coordinación se la realiza en sentido horario. De la siguiente manera:

- El relé 1 tiene que coordinar con los relés 8 y 7.
- El relé 2 tiene que coordinar con los relés 1 y 8.
- El relé 3 tiene que coordinar con los relés 2 y 1.
- El relé 4 tiene que coordinar con los relés 3 y 2.
- El relé 5 tiene que coordinar con los relés 4 y 3.
- El relé 6 tiene que coordinar con los relés 5 y 4.
- El relé 7 tiene que coordinar con los relés 6 y 5.
- El relé 8 tiene que coordinar con los relés 7 y 6.

Los tiempos obtenidos de la coordinación de los diferentes relés en sentido horario, se muestra en la Tabla 5.2 comenzando por el relé 8.

Tabla 5.2. Tiempos de coordinación de las protecciones de sobrecorriente de los relés ubicados en los terminales 1 al 8 del sistema en anillo 1

DEMANDA MÍNIMA								
RELÉ	FASE / TIEMPO [s]							
8	0,337							
7	0,608	0,390						
6	-	1,318	0,284					
5		-	0,806	0,301				
4			1,455	0,549	0,372			
3				-	-	0,370		
2					-	0,695	0,343	
1						1,152	0,568	0,304
8							1,197	0,521
7								1,168
RELÉ	TIERRA / TIEMPO [s]							
8	0,247							
7	0,594	0,202						
6	-	5,480	0,510					
5		-	1,277	0,214				
4			2,823	0,484	0,230			
3				-	-	0,212		
2					-	0,497	0,232	
1						1,000	0,466	0,254
8							0,973	0,504
7								1,313
DEMANDA MÁXIMA								
RELÉ	FASE / TIEMPO [s]							
8	0,326							
7	0,570	0,372						
6	-	0,685	0,258					
5		-	0,987	0,287				

4			1,774	0,524	0,358			
3				-	-	0,328		
2						0,625	0,323	
1						1,037	0,535	0,288
8							1,035	0,496
7								1,008
RELÉ	TIERRA / TIEMPO [s]							
8	0,240							
7	0,586	0,191						
6	-	5,006	0,498					
5		-	1,131	0,192				
4			2,522	0,441	0,215			
3				-	-	0,195		
2						0,460	0,226	
1						0,925	0,455	0,248
8							0,936	0,491
7								1,267
“-“: significa que las protecciones de sobrecorriente ubicadas en esos terminales no actuaron								

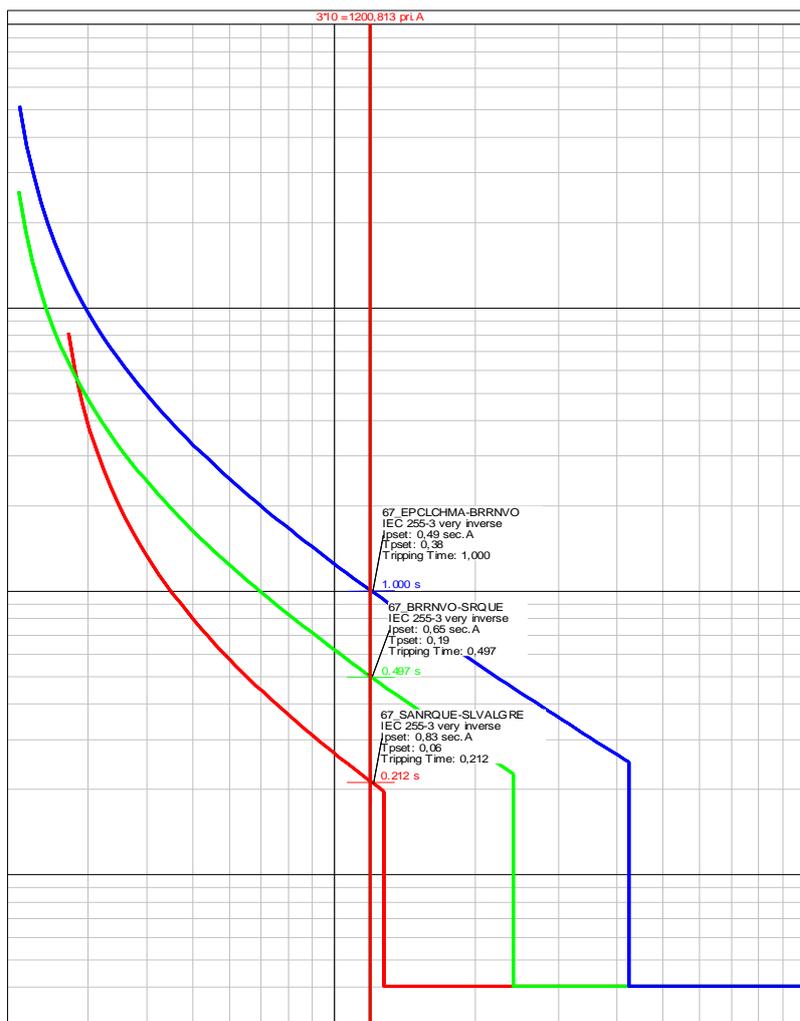


Figura 5.2. Tiempos de coordinación de la protección de tierra en demanda mínima, del relé 3 (línea roja), con los relés 2 (línea verde) y 1 (línea azul) [Fuente: PowerFactory]

En el diagrama corriente vs tiempo mostrado en la Figura 5.2 se expone la coordinación de la protección de tierra en demanda mínima ante una falla monofásica al 80% del relé 3 ubicado en la L/T San Roque – Selva Alegre, con los relés 2 (L/T Barrio Nuevo – San Roque) y 1 (L/T Epiclachima – Barrio Nuevo).

En el diagrama corriente vs tiempo mostrado en la Figura 5.3 se expone la coordinación de la protección de fase en demanda máxima ante una falla bifásica a tierra al 80% del relé 6 ubicado en la L/T Norte – Vicentina, con los relés 5 (L/T Río Coca – Norte) y 4 (L/T Selva Alegre – Río Coca).

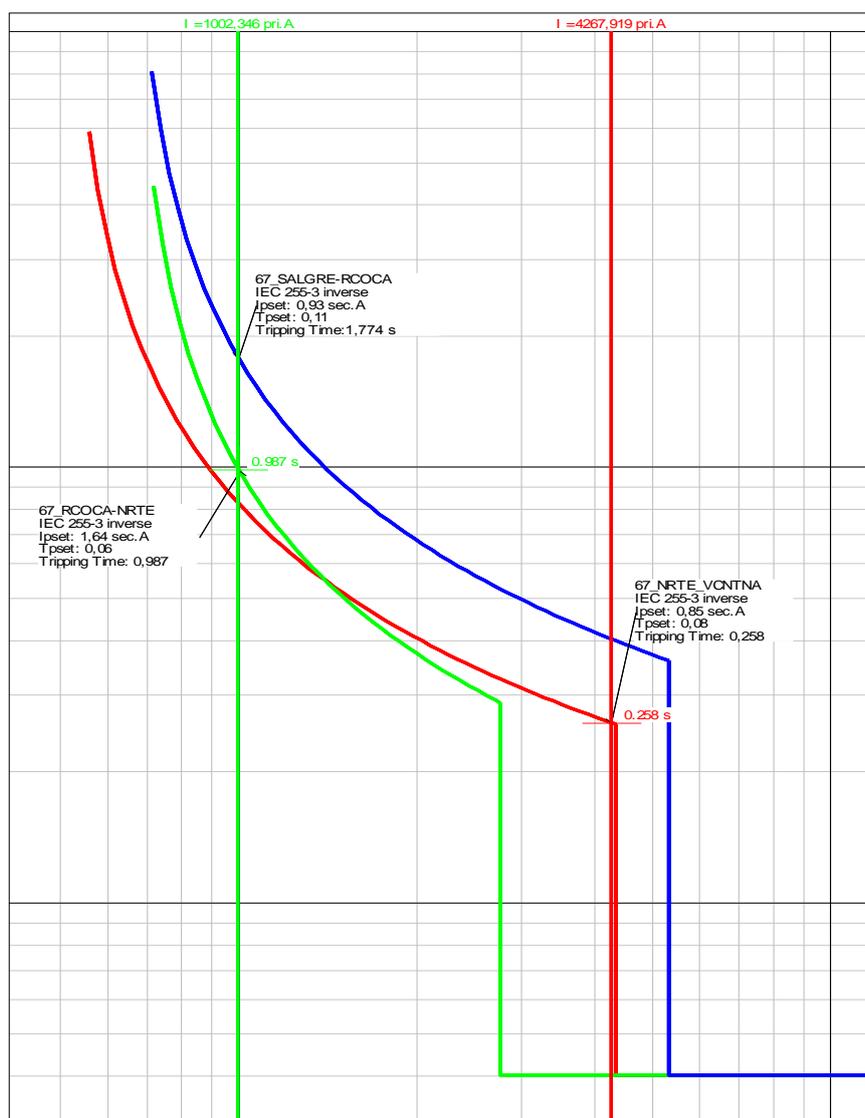


Figura 5.3. Tiempos de coordinación de la protección de fase en demanda máxima, del relé 6 (línea roja), con los relés 5 (línea verde) y 4 (línea azul) [Fuente: PowerFactory]

En las dos figuras mostradas anteriormente se evidencia en las cajas de resultados que los tiempos de coordinación entre protección y protección son mayores a 200 ms.

5.2.1.2. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL ANILLO 2

En la Figura 5.4 se ilustra el sistema en anillo bajo análisis, los relés de sobrecorriente direccional se encuentran ubicados en los terminales del 1 al 6, con la unidad direccional mirando hacia la línea. En la Tabla 5.3 se muestra las corrientes máximas con las que se realizó la coordinación.

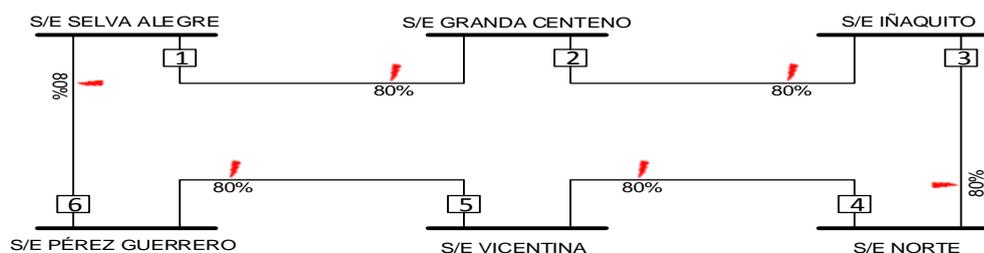


Figura 5.4. Sistema en anillo 2 para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente direccional de fase y de tierra (67/67N) ubicadas en los terminales del 1 al 6

Tabla 5.3. Máximas corrientes de cortocircuitos al 80% de las líneas de subtransmisión desde los terminales 1 al 6 en el sistema en anillo 2

RELÉ	LÍNEA		CORTOCIRCUITO	CORRIENTE [A]	
	i	j			
1	SELVA ALEGRE	GRANDA CENTENO	Bifásico a Tierra	I _{cc}	9965
			Monofásico	3xI ₀	9332
2	GRANDA CENTENO	IÑAQUITO	Bifásico a Tierra	I _{cc}	3657
			Monofásico	3xI ₀	6514
3	IÑAQUITO	NORTE	Bifásico a Tierra	I _{cc}	5372
			Monofásico	3xI ₀	4484
4	NORTE	VICENTINA	Bifásico a Tierra	I _{cc}	4268
			Monofásico	3xI ₀	3402
5	VICENTINA	PÉREZ GUERRERO	Trifásico	I _{cc}	9975
			Monofásico	3xI ₀	9090
6	PÉREZ GUERRERO	SELVA ALEGRE	Trifásico	I _{cc}	4169
			Monofásico	3xI ₀	3105

Como se puede observar, la coordinación se la realiza en sentido horario. De la siguiente manera:

- El relé 1 tiene que coordinar con los relés 6 y 5.
- El relé 2 tiene que coordinar con los relés 1 y 6.
- El relé 3 tiene que coordinar con los relés 2 y 1.
- El relé 4 tiene que coordinar con los relés 3 y 2.
- El relé 5 tiene que coordinar con los relés 4 y 3.
- El relé 6 tiene que coordinar con los relés 5 y 4.

Los tiempos obtenidos de la coordinación de los diferentes relés en sentido horario, se muestran en la Tabla 5.4 comenzando por el relé 6.

Tabla 5.4. Tiempos de coordinación de las protecciones de sobrecorriente de los relés ubicados en los terminales 1 al 6 del sistema en anillo 2

DEMANDA MÍNIMA						
RELÉ	FASE / TIEMPO [s]					
6	0,318					
5	0,930	0,341				
4	-	-	0,284			
3		-	0,704	0,258		
2			1,400	0,476	0,383	
1				0,764	0,615	0,385
6					-	0,825
5						4,490
RELÉ	TIERRA / TIEMPO [s]					
6	0,338					
5	0,702	0,219				
4	-	-	0,510			
3		-	0,986	0,222		
2			2,236	0,479	0,394	
1				0,847	0,706	0,383
6					6,228	1,623
5						3,270
DEMANDA MÁXIMA						
RELÉ	FASE / TIEMPO [s]					
6	0,297					
5	0,807	0,304				
4	-	1,175	0,258			
3		-	0,806	0,244		
2			1,631	0,488	0,358	
1				0,719	0,574	0,357
6					-	0,693
5						3,553
RELÉ	TIERRA / TIEMPO [s]					
6	0,313					
5	0,637	0,206				
4	-	-	0,498			
3		-	0,899	0,196		
2			2,027	0,424	0,354	
1				0,748	0,622	0,353
6					4,987	1,455
5						3,045
“-“: significa que las protecciones de sobrecorriente ubicadas en esos terminales no actuaron						

En el diagrama corriente vs tiempo mostrado en la Figura 5.5 se expone la coordinación de la protección de tierra en demanda mínima ante una falla monofásica al 80% del relé 3

ubicado en la L/T Iñaquito - Norte, con los relés 2 (L/T Granda Centeno - Iñaquito) y 1 (L/T Selva Alegre – Granda Centeno).

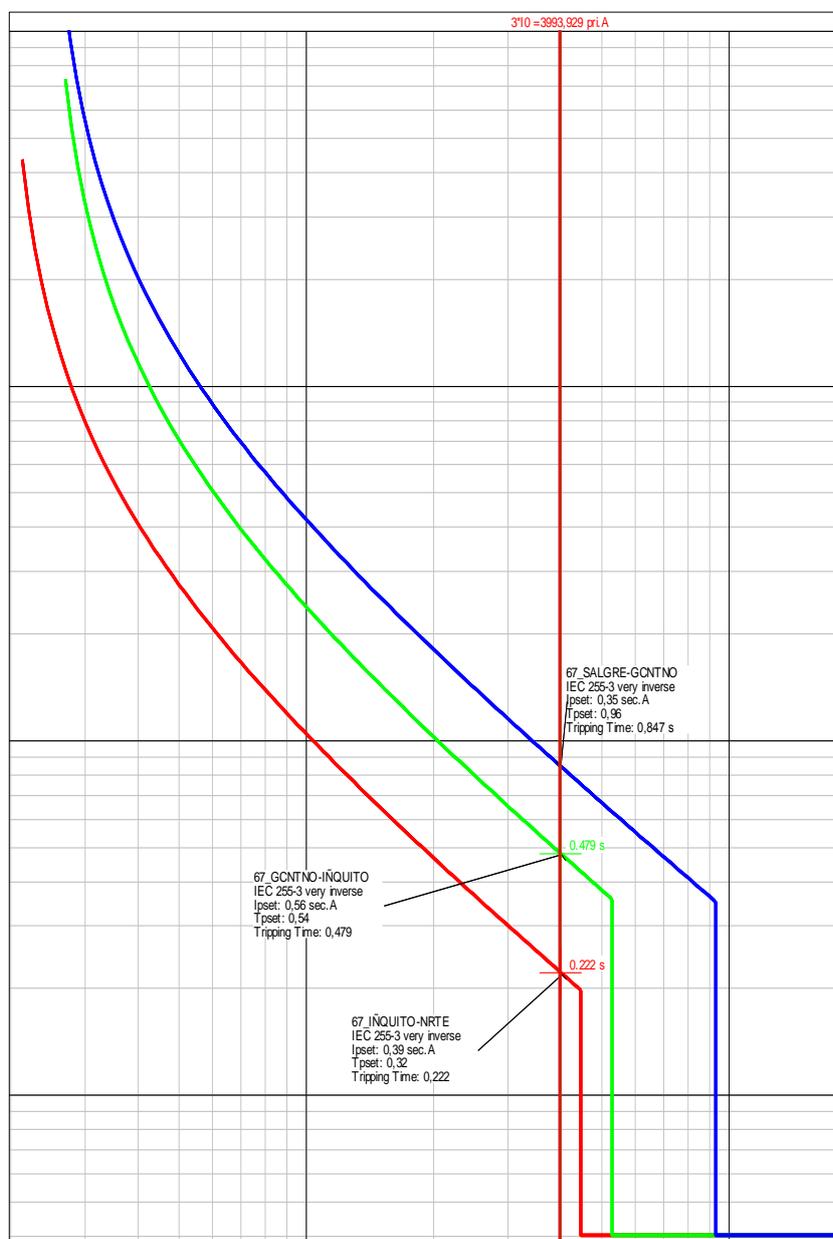


Figura 5.5. Tiempos de coordinación de la protección de tierra en demanda mínima, del relé 3 (línea roja), con los relés 2 (línea verde) y 1 (línea azul) [Fuente: PowerFactory]

En el diagrama corriente vs tiempo mostrado en la Figura 5.6 se expone la coordinación de la protección de fase en demanda máxima ante una falla bifásica a tierra al 80% del relé 4 ubicado en la L/T Norte – Vicentina, con los relés 3 (L/T Iñaquito – Norte) y 2 (L/T Granda Centeno - Iñaquito).

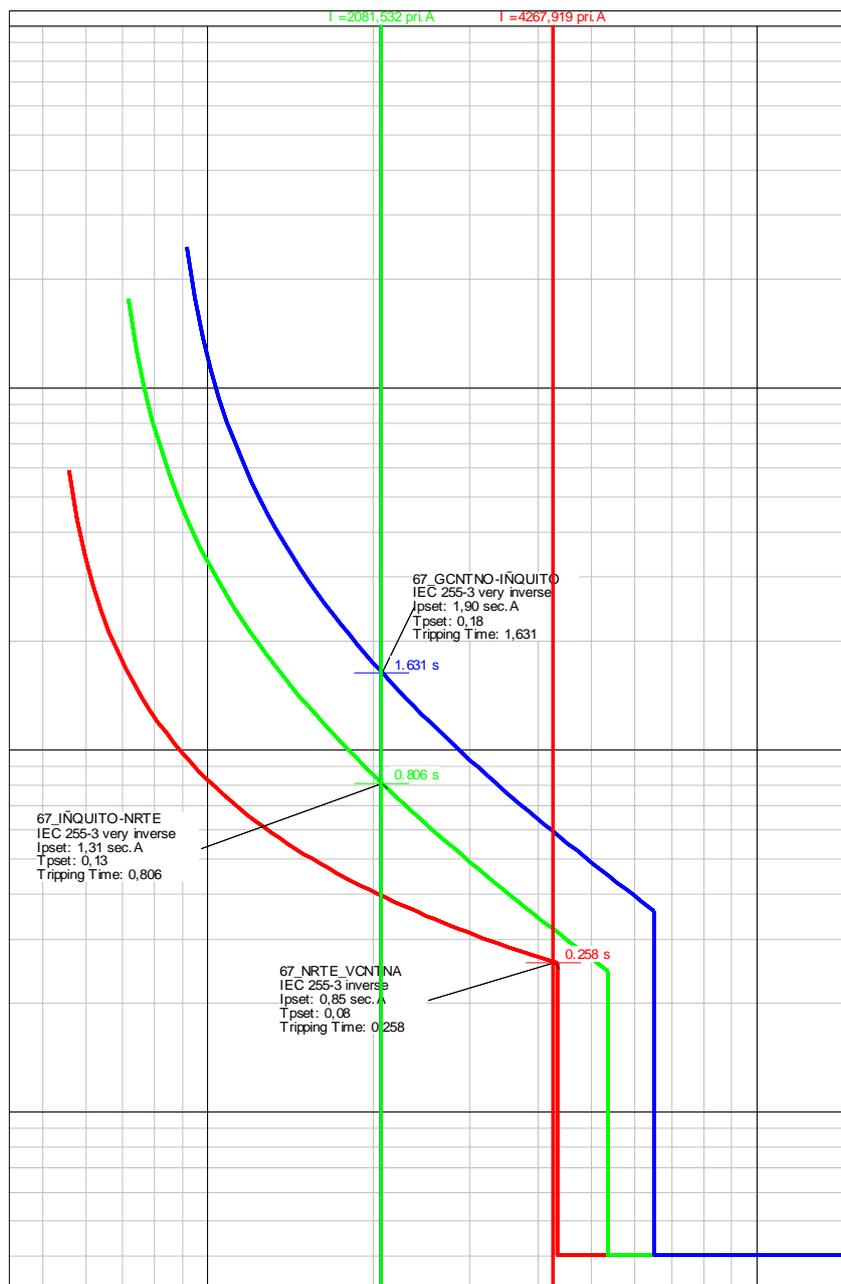


Figura 5.6. Tiempos de coordinación de la protección de fase en demanda máxima del relé 4 (línea roja) con los relés 3 (línea verde) y 2 (línea azul) [Fuente: PowerFactory]

En las dos figuras mostradas anteriormente se evidencia en las cajas de resultados que los tiempos de coordinación entre protección y protección son mayores a 200 ms.

5.2.1.3. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL ANILLO 3

En la Figura 5.7 se ilustra el sistema de anillo bajo análisis, los relés de sobrecorriente direccional se encuentran ubicados en los terminales del 1 al 6, con la unidad direccional mirando hacia la línea, en la Tabla 5.5 se muestra las corrientes máximas con las que se realizó la coordinación.

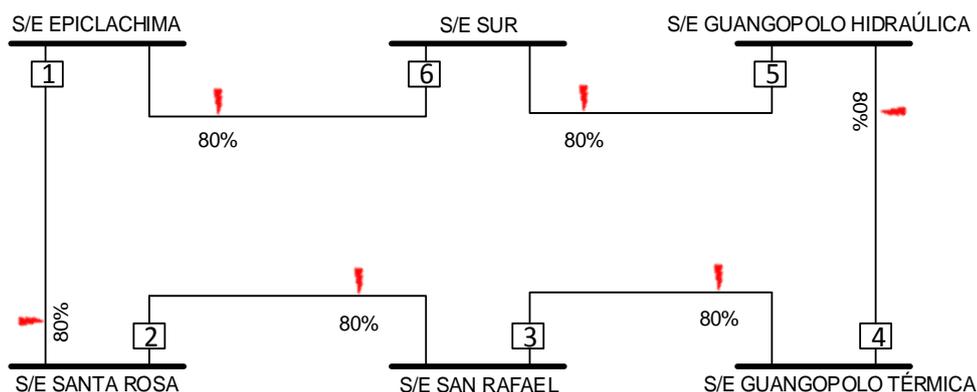


Figura 5.7. Sistema en anillo 3 para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente direccional de fase y de tierra (67/67N) ubicadas en los terminales del 1 al 6

Tabla 5.5. Máximas corrientes de cortocircuitos al 80% de las líneas de subtransmisión desde los terminales 1 al 6 en el sistema en anillo 3

RELÉ	LÍNEA		CORTOCIRCUITO	CORRIENTE [A]	
	i	j			
1	EPICLACHIMA	SANTA ROSA	Trifásico	I_{cc}	2984
			Monofásico	$3 \times I_0$	1909
2	SANTA ROSA	SAN RAFAEL	Trifásico	I_{cc}	3406
			Monofásico	$3 \times I_0$	2302
3	SAN RAFAEL	GUANGOPOLO TÉRMICA	Trifásico	I_{cc}	2479
			Bifásico a Tierra	$3 \times I_0$	1509
4	GUANGOPOLO TÉRMICA	GUANGOPOLO HIDRAÚLICA	Monofásico	I_{cc}	6536
			Bifásico a Tierra	$3 \times I_0$	6744
5	GUANGOPOLO HIDRAÚLICA	SUR	Bifásico a Tierra	I_{cc}	2502
			Monofásico	$3 \times I_0$	2978
6	SUR	EPICLACHIMA	Trifásico	I_{cc}	5174
			Monofásico	$3 \times I_0$	4312

Como se puede observar, la coordinación se la realiza en sentido antihorario. De la siguiente manera:

- El relé 1 tiene que coordinar con los relés 6 y 5.
- El relé 2 tiene que coordinar con los relés 1 y 6.
- El relé 3 tiene que coordinar con los relés 2 y 1.
- El relé 4 tiene que coordinar con los relés 3 y 2.
- El relé 5 tiene que coordinar con los relés 4 y 3.
- El relé 6 tiene que coordinar con los relés 5 y 4.

Los tiempos obtenidos de la coordinación de los diferentes relés en sentido antihorario, se muestra en la Tabla 5.6 comenzando por el relé 6.

Tabla 5.6. Tiempos de coordinación de las protecciones de sobrecorriente de los relés ubicados en los terminales 1 al 6 del sistema en anillo 3

DEMANDA MÍNIMA						
RELÉ	FASE / TIEMPO [s]					
6	0,337					
5	-	0,315				
4	-	0,599	0,301			
3		1,048	0,555	0,394		
2			1,135	0,652	0,367	
1				-	-	0,284
6					-	0,651
5						-
RELÉ	TIERRA / TIEMPO [s]					
6	0,247					
5	1,034	0,254				
4	6,997	1,101	0,245			
3		4,545	0,567	0,303		
2			1,300	0,669	0,249	
1				-	-	0,274
6					-	1,120
5						-
DEMANDA MÁXIMA						
RELÉ	FASE / TIEMPO [s]					
6	0,326					
5	-	0,309				
4	-	0,582	0,298			
3		0,947	0,537	0,382		
2			1,078	0,617	0,353	
1				-	-	0,276
6					-	0,616
5						-
RELÉ	TIERRA / TIEMPO [s]					
6	0,240					
5	0,984	0,249				
4	6,614	1,047	0,245			
3		4,083	0,553	0,297		
2			1,295	0,649	0,248	
1				-	-	0,274
6					-	1,117
5						-
“-“: significa que las protecciones de sobrecorriente ubicadas en esos terminales no actuaron						

En el diagrama corriente vs tiempo mostrado en la Figura 5.8 se expone la coordinación de la protección de tierra en demanda mínima ante una falla bifásica a tierra al 80% del relé 4 ubicado en la L/T Guangopolo Térmica - Guangopolo Hidráulica, con los relés 3 (L/T San Rafael – Guangopolo Térmica) y 2 (L/T Santa Rosa – San Rafael).

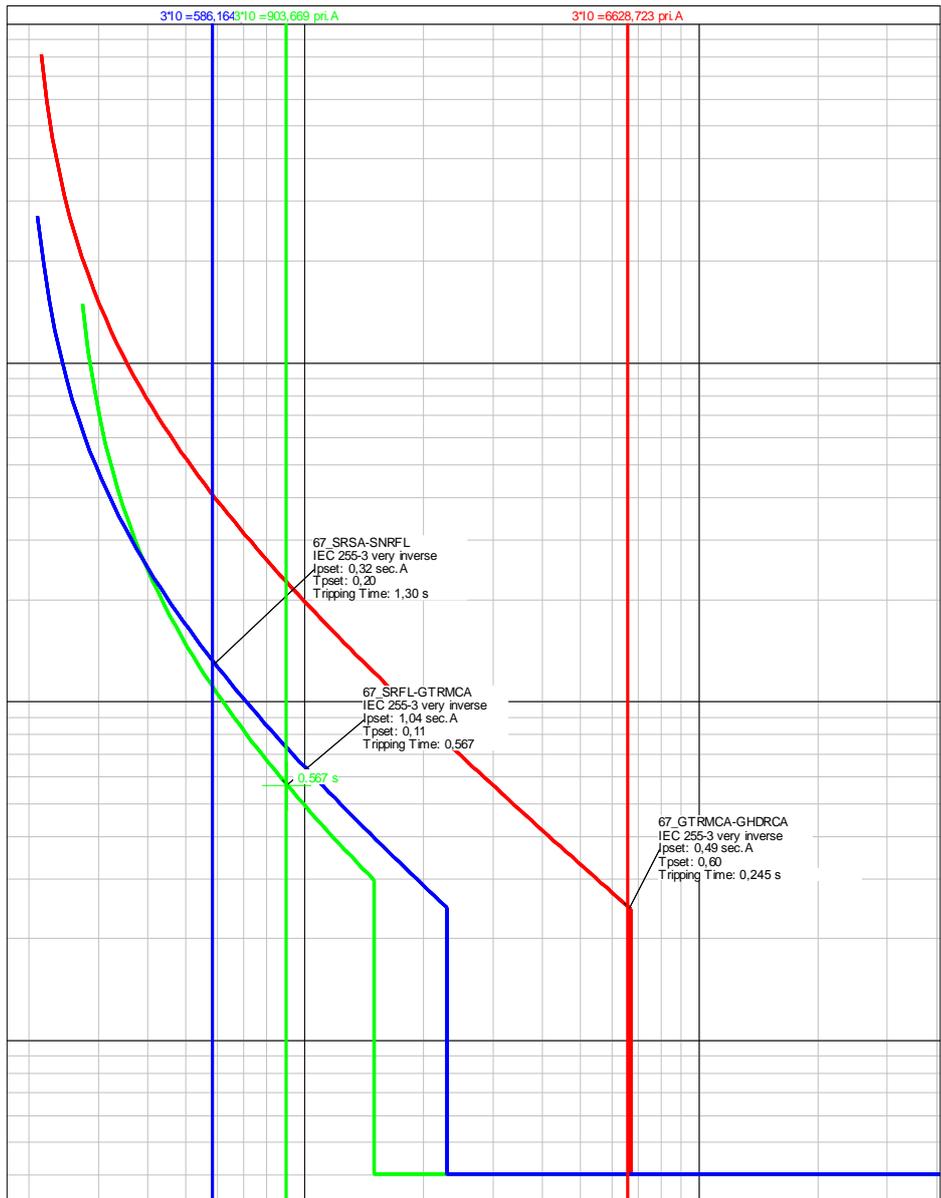


Figura 5.8. Tiempos de coordinación de la protección de tierra en demanda mínima del relé 4 (línea roja) con los relés 3 (línea verde) y 2 (línea azul) [Fuente: PowerFactory]

En el diagrama corriente vs tiempo mostrado en la Figura 5.9 se expone la coordinación de la protección de fase en demanda máxima ante una falla monofásica al 80% del relé 4 ubicado en la L/T Guangopolo Térmica – Guangopolo Hidráulica, con los relés 3 (L/T San Rafael – Guangopolo Térmica) y 2 (L/T Santa Rosa – San Rafael).

En las Figuras 5.8 y 5.9 se evidencia que los tiempos de coordinación entre protección y protección son mayores a 200 ms.

Los ajustes de las demás protecciones de sobrecorriente direccional se pueden ver en el ANEXO VI.

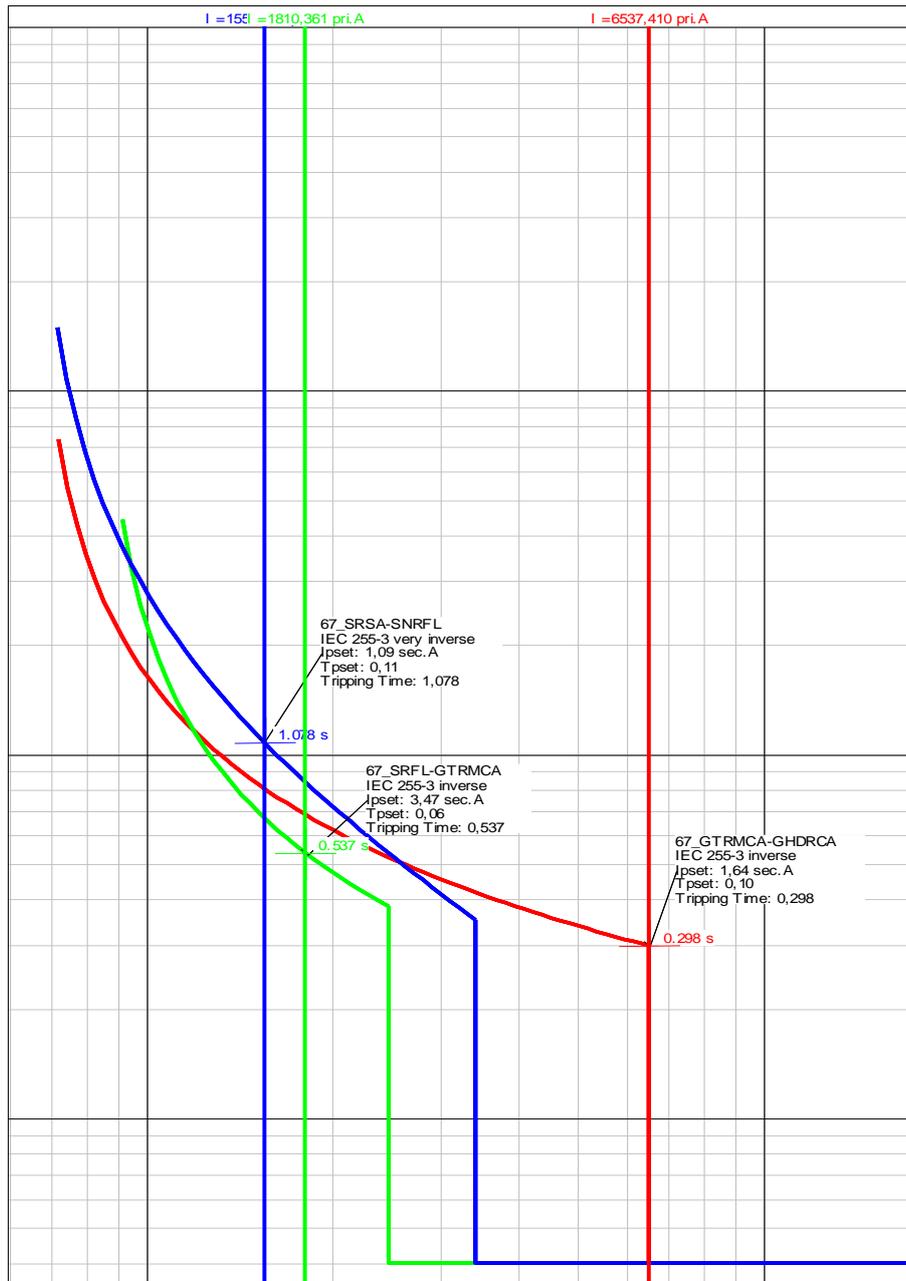


Figura 5.9. Tiempos de coordinación de la protección de fase en demanda máxima, del relé 4 (línea roja) con los relés 3 (línea verde) y 2 (línea azul) [Fuente: PowerFactory]

5.2.2. VALIDACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA

5.2.2.1. PRIMER CASO: L/T SELVA ALEGRE – GRANDA CENTENO

En este caso se considera el sistema formado por la L/T Selva Alegre – Granda Centeno y la L/T Granda Centeno – Iñaquito, en donde se verifica la coordinación de protecciones en el terminal Selva Alegre.

La Figura 5.10 ilustra el sistema del primer caso, el relé de distancia es aplicado en el terminal 1 con la unidad direccional mirando hacia la línea.

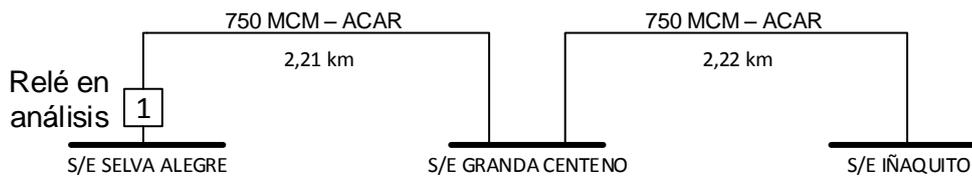


Figura 5.10. Sistema de la L/T Selva Alegre – Granda Centeno

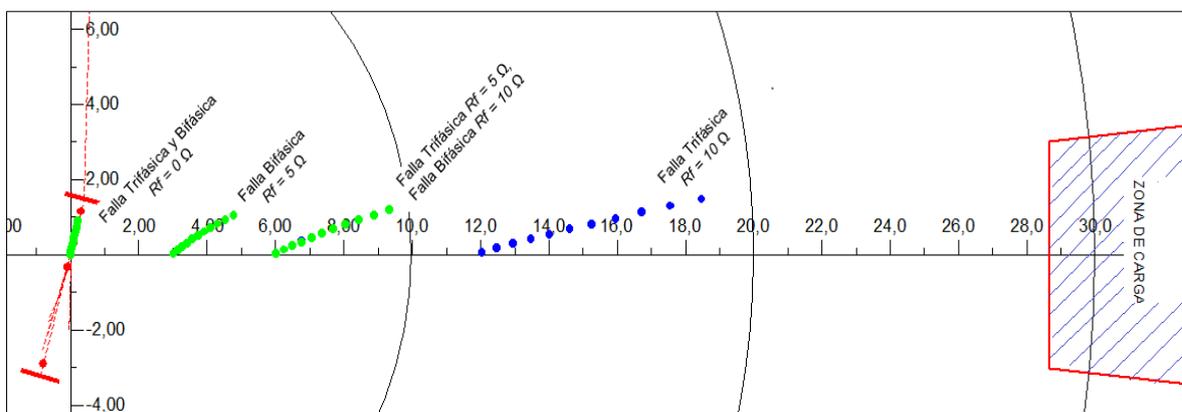
Los datos de la línea de subtransmisión Selva Alegre – Granda Centeno son los siguientes.

- ✓ Longitud = 2,21 km
- ✓ Tipo de conductor = 750 MCM – ACAR
- ✓ Zona de Carga = 28,66 Ω
- ✓ Límite térmico del conductor = 834 A
- ✓ RTC = 3500 / 5 (Ver Tabla 3.17)
- ✓ RTP = 46000 / 115 (Ver sección 3.6.1)

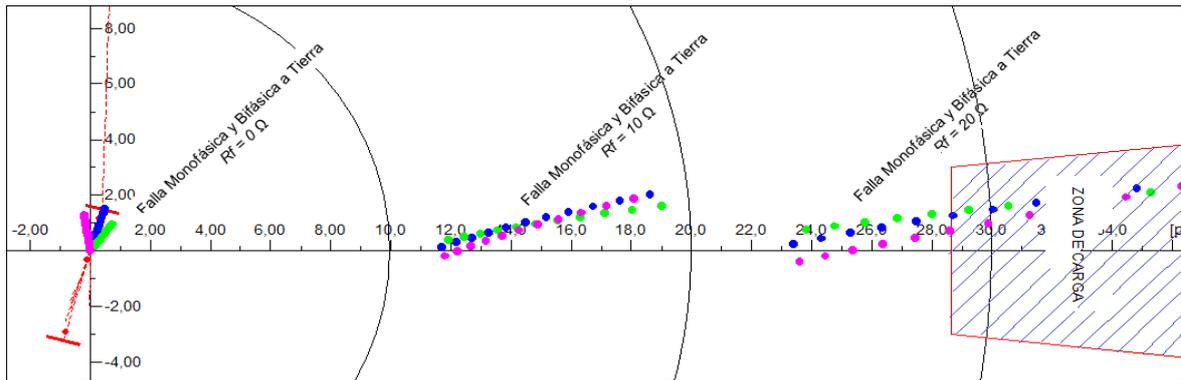
La línea de subtransmisión adyacente:

- ✓ Nombre: Granda Centeno – Iñaquito
- ✓ Longitud tramo aéreo = 1,27 km
- ✓ Longitud tramo subterráneo = 0,95 km
- ✓ Longitud Total = 2,22 km
- ✓ Tipo de conductor: 750 MCM – ACAR

En la Figura 5.11 se expone las impedancias calculadas por la protección de distancia ubicada en la S/E Selva Alegre ante fallas trifásicas y bifásicas (Figura 5.11-a), y ante fallas monofásicas y bifásicas a tierra (Figura 5.11-b) con diferentes valores de R_f y la ubicación de la zona de carga en el plano complejo R-X.



(a)



(b)

Figura 5.11. Impedancias calculadas por el relé de distancia ubicado en la S/E Selva – Alegre y que protege L/T Selva Alegre – Granda Centeno, (a) Fase: falla trifásica (puntos azules) y falla bifásica (puntos verdes), (b) Tierra: falla monofásica (puntos azules) y falla bifásica a tierra (puntos verdes-fase B y puntos violeta- fase C) [Fuente: PowerFactory]

AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

Según los criterios establecidos en el capítulo 4 se plantean los siguientes ajustes para la protección de distancia:

Primera Zona

- Fase: El alcance reactivo se fija para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión con una $R_f = 0 \Omega$ y el alcance resistivo se fija para cubrir el 55% de la línea de subtransmisión con un $R_f = 10 \Omega$.
- Tierra: El alcance reactivo se fija para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión con una $R_f = 0 \Omega$ para fallas bifásicas a tierra y el alcance resistivo se fija para cubrir el 50% de la línea de subtransmisión con una $R_f = 10 \Omega$ para fallas bifásicas a tierra.

Segunda Zona

- Fase: El alcance reactivo y resistivo se fija para cubrir el 100% de la línea de subtransmisión protegida con una $R_f = 10 \Omega$.
- Tierra: El alcance reactivo se fija para cubrir el 100% de la línea de subtransmisión con una $R_f = 10 \Omega$ para fallas monofásicas y el alcance resistivo se fija para cubrir el 100% de la línea de subtransmisión con una $R_f = 10 \Omega$ para fallas bifásicas a tierra.

Tercera Zona

- Fase: El alcance reactivo se fija para cubrir el 100% de la línea de subtransmisión adyacente con una $R_f = 10 \Omega$, y el alcance resistivo se fija dejando un margen de seguridad de la zona de carga.
- Tierra: El alcance reactivo se fija para cubrir el 100% de la línea de subtransmisión adyacente con una $R_f = 10 \Omega$ en el caso de fallas monofásica y el alcance resistivo se fija dejando un margen de seguridad de la zona de carga.

Con los criterios establecidos para la primera zona, en las Tablas 5.7 y 5.8 se expone el porcentaje de la línea que se cubre en alcance reactivo para los diferentes tipos de falla y resistencia de falla.

Tabla 5.7. Porcentaje del alcance reactivo en la primera zona para fallas fase-fase

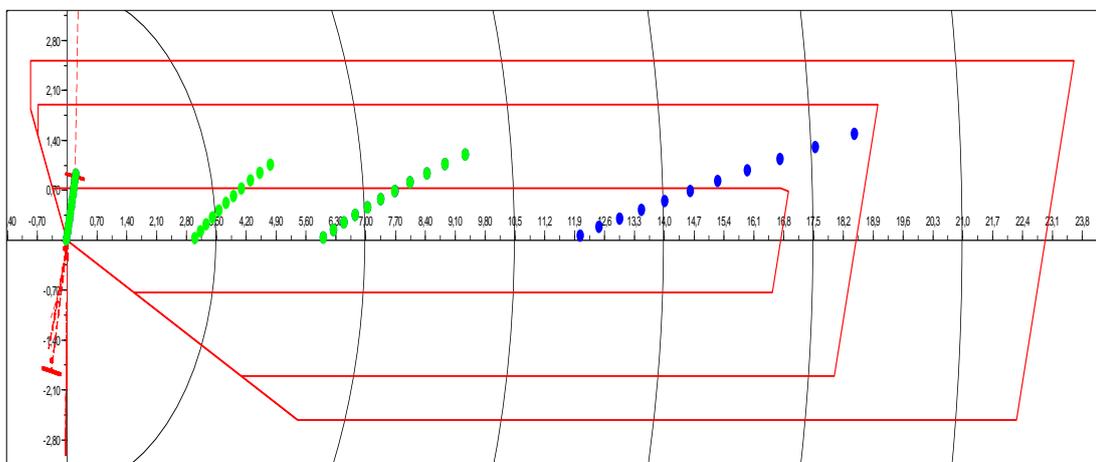
	PRIMERA ZONA		
	$R_f = 0 [\Omega]$	$R_f = 5 [\Omega]$	$R_f = 10 [\Omega]$
Falla Trifásica	80-82%	60-65%	50-55%
Falla Bifásica	80-82%	70-75%	60-65%

Tabla 5.8. Porcentaje del alcance reactivo en la primera zona para fallas fase-tierra

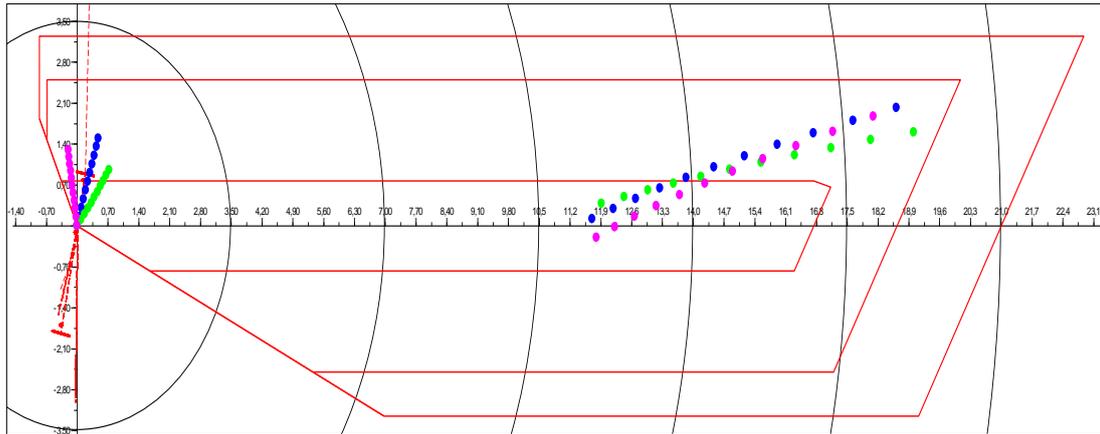
	PRIMERA ZONA		
	$R_f = 0 [\Omega]$	$R_f = 10 [\Omega]$	$R_f = 20 [\Omega]$
Falla Monofásica	50-53%	35-38%	-
Falla Bifásica a Tierra	80-82%	50-53%	-

“-”: significa que la protección de distancia no actúa para fallas con $R_f = 20 \Omega$

Lo expuesto anteriormente se puede apreciar mejor en el diagrama de impedancia que se ilustra en la Figura 5.12. En la Figura 5.13 se expone gráficamente el alcance de los ajustes planteados.



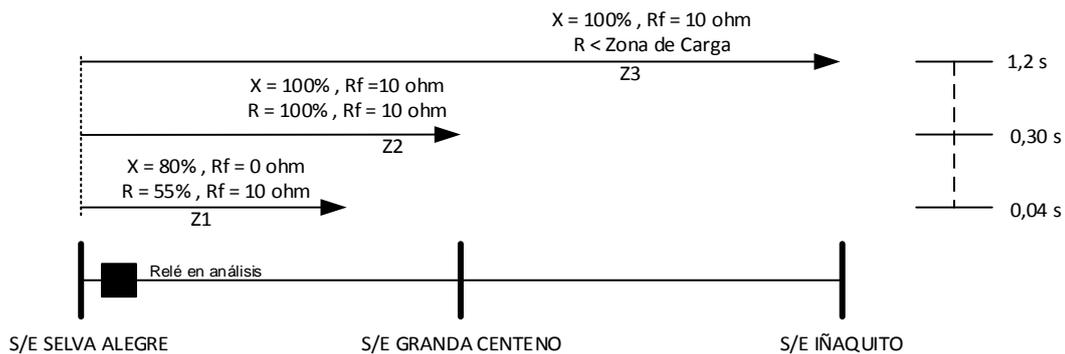
(a)



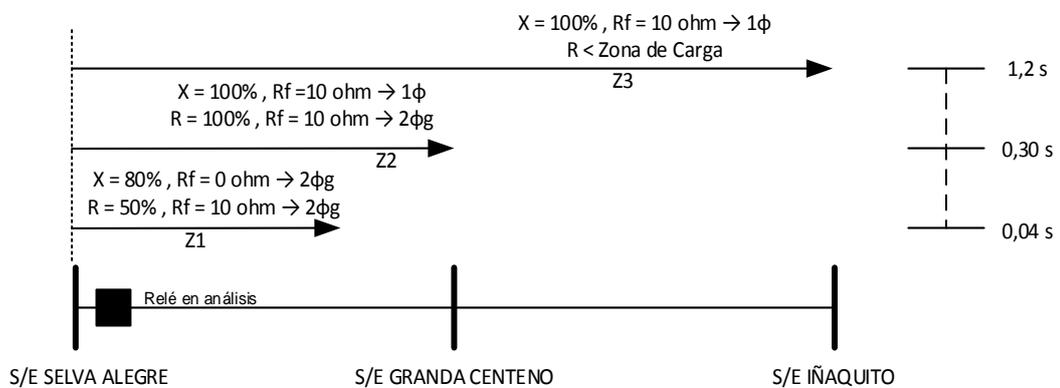
(b)

Figura 5.12. Alcance de las zonas de protección del relé de distancia ubicado en la S/E Selva Alegre y que protege la L/T Selva Alegre – Granda Centeno, (a) Fase: falla trifásica (puntos azules) y falla bifásica (puntos verdes), (b) Tierra: falla monofásica (puntos azules) y falla bifásica a tierra (puntos verde - fase B y puntos violetas - fase C)

[Fuente: PowerFactory]



(a)



(b)

Figura 5.13. Alcance de las zonas de protección del relé de distancia ubicado en la S/E Selva Alegre y que protege la L/T Selva Alegre – Granda Centeno, (a) Fase, (b) Tierra

En base a los criterios establecidos en el capítulo 4 y de los datos obtenidos de la línea en estudio, en la Tabla 5.9 se exponen los ajustes establecidos para la protección de distancia.

Tabla 5.9. Ajustes del relé de distancia ubicado en la S/E Selva Alegre y que protege la L/T Selva Alegre – Granda Centeno

21 FASE				
	X [Ω prim]	R [Ω prim]	ÁNGULO RELÉ [grados]	DIRECCIÓN
ZONA 1	0,7300001	16,73	75	Adelante
ZONA 2	1,9	18,5	75	Adelante
ZONA 3	2,52	22,93	75	Adelante
21 TIERRA				
	X [Ω prim]	R [Ω prim]	ÁNGULO RELÉ [grados]	DIRECCIÓN
ZONA 1	0,769999	16,74	60	Adelante
ZONA 2	2,5	18,63	60	Adelante
ZONA 3	3,25	21	60	Adelante

Para comprobar el correcto funcionamiento de la protección de distancia se efectúan los siguientes eventos de falla.

- Falla Bifásica, $R_f = 10 \Omega$, al 80% de la línea de subtransmisión desde la S/E Selva Alegre.

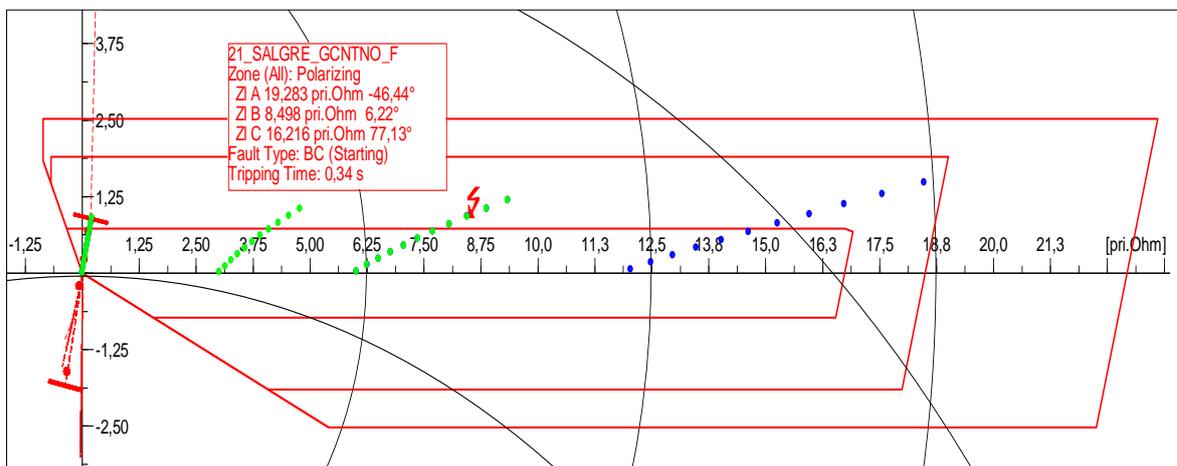


Figura 5.14. Tiempo de actuación del relé de distancia ubicado en la S/E Selva Alegre que protege la L/T Selva Alegre – Granda Centeno ante una falla bifásica con una $R_f = 10\Omega$ [Fuente: PowerFactory]

Como se expone en la Figura 5.14 la protección de distancia que protege la L/T Selva Alegre – Granda Centeno ante una falla bifásica al 80% y con un $R_f = 10 \Omega$ actúa en la segunda zona en un tiempo de 340 ms.

- Falla Monofásica, $R_f = 10 \Omega$, al 37 % de la línea de subtransmisión desde la S/E Selva Alegre.

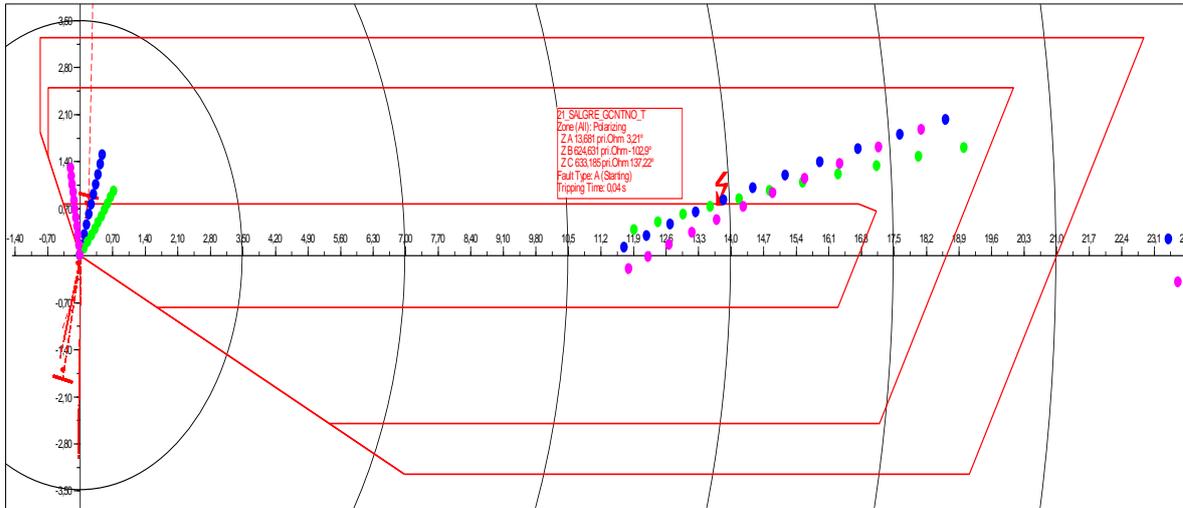


Figura 5.15. Tiempo de actuación del relé de distancia ubicado en la S/E Selva Alegre y protege la L/T Selva Alegre – Granda Centeno ante una falla monofásica con una $R_f = 10 \Omega$ [Fuente: PowerFactory]

Como se expone en la Figura 5.15, la protección de distancia que protege la L/T Selva Alegre – Granda Centeno ante una falla monofásica al 37% y con un $R_f = 10 \Omega$ actúa en la primera zona en un tiempo de 0,04 s.

AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

En base a los criterios planteados en el capítulo 4 y los datos obtenidos de la línea en estudio, en la Tabla 5.10 se exponen los ajustes establecidos para la protección de sobrecorriente.

TABLA 5.10. Ajustes del relé de sobrecorriente direccional ubicado en la S/E Selva Alegre y que protege la L/T Selva Alegre – Granda Centeno

67 TEMPORIZADO					
	DIRECCIÓN	TIPO DE CURVA	I [Asec]	I [Aprim]	DIAL [s]
FASE	ADELANTE	IEC-VERY INVERSE	1,19	833	0,29
TIERRA	ADELANTE	IEC-VERY INVERSE	0,35	245	0,96
67 INSTANTÁNEO					
	DIRECCIÓN	I [Asec]	I [Aprim]		
FASE	ADELANTE	14,25	9975		
TIERRA	ADELANTE	13,33	9331		

Para el ajuste del DIAL y de la curva se consideró lo siguiente:

- Tiene que actuar como protección principal tanto en demanda mínima como en demanda máxima, ante el evento de falla que presente la mayor corriente de

cortocircuito en el caso de fase y la mayor corriente $3xI_0$ en el caso de tierra al 80% de la línea de subtransmisión.

- Tiene que actuar como protección de respaldo y actuar de manera coordinada tanto en demanda mínima como en demanda máxima ante algún evento de falla que se presente en la L/T Granda Centeno – Iñaquito.

Demanda Máxima:

Protección Principal:

Las máximas corrientes de cortocircuito y $3xI_0$ cuando se simula fallas al 80% de la L/T Selva Alegre – Granda Centeno desde la S/E Selva Alegre son:

- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra → $I_{cc} = 9965 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Monofásico → $3xI_0 = 9332 \text{ A}$

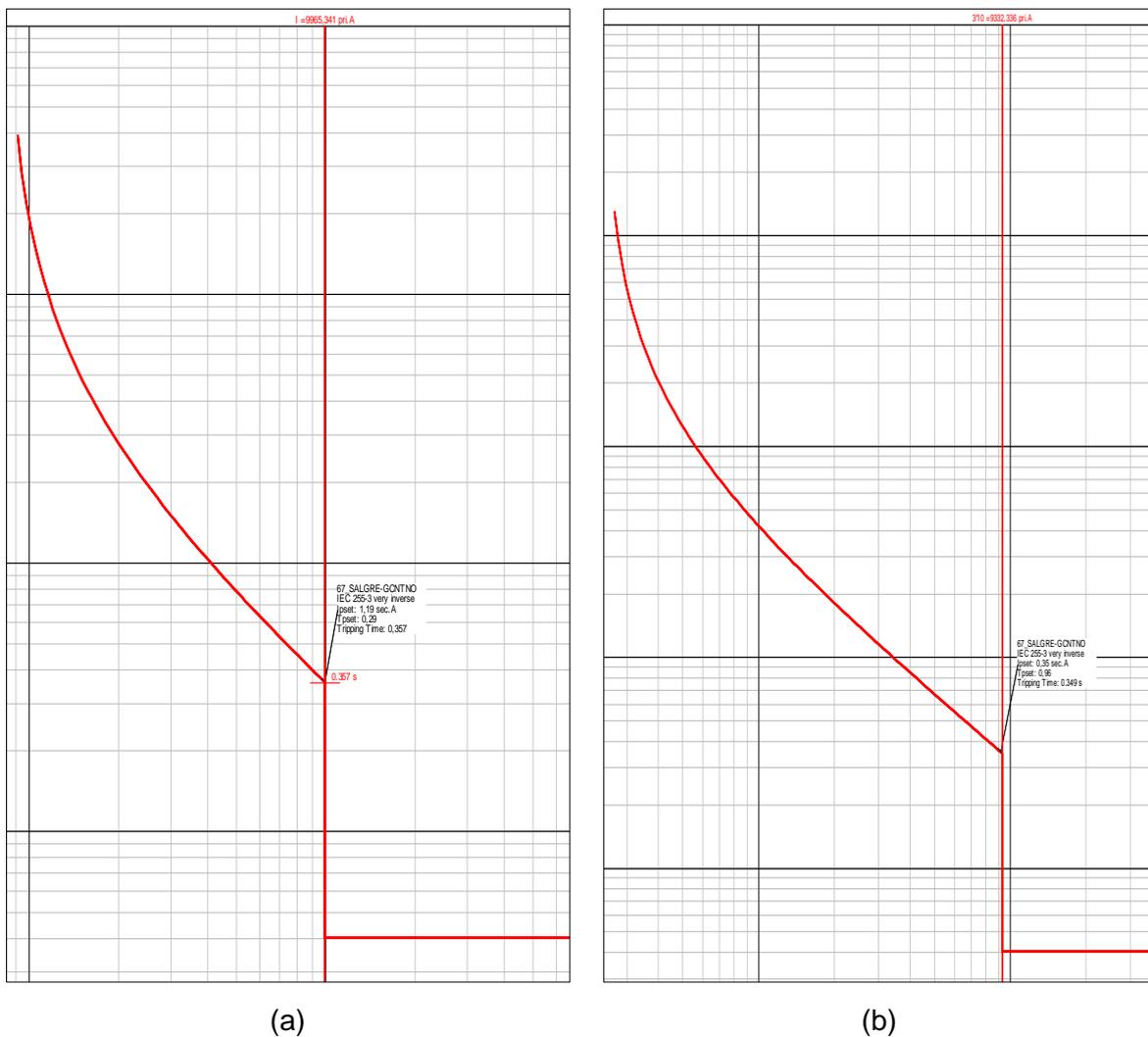


Figura 5.16. Operación de la protección de sobrecorriente en demanda máxima ante una falla al 80% L/T Selva Alegre – Granda Centeno desde la S/E Selva Alegre, (a) Fase: falla bifásica a tierra, (b) Tierra: falla monofásica [Fuente: PowerFactory]

En la Figura 5.16 se puede observar la actuación de la protección de sobrecorriente direccional, para las fallas que producen la máxima corriente de cortocircuito y $3xI_0$. Los tiempos en los que actúa la protección son en el caso de fase 0,357 s y en el caso de tierra 0,349 s.

Protección de respaldo:

Las máximas corrientes de cortocircuito y $3xI_0$ cuando se simula fallas al 80% de la L/T Granda Centeno – Iñaquito desde la S/E Granda Centeno son:

- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra → $I_{cc} = 6514 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Monofásico → $3xI_0 = 5314 \text{ A}$

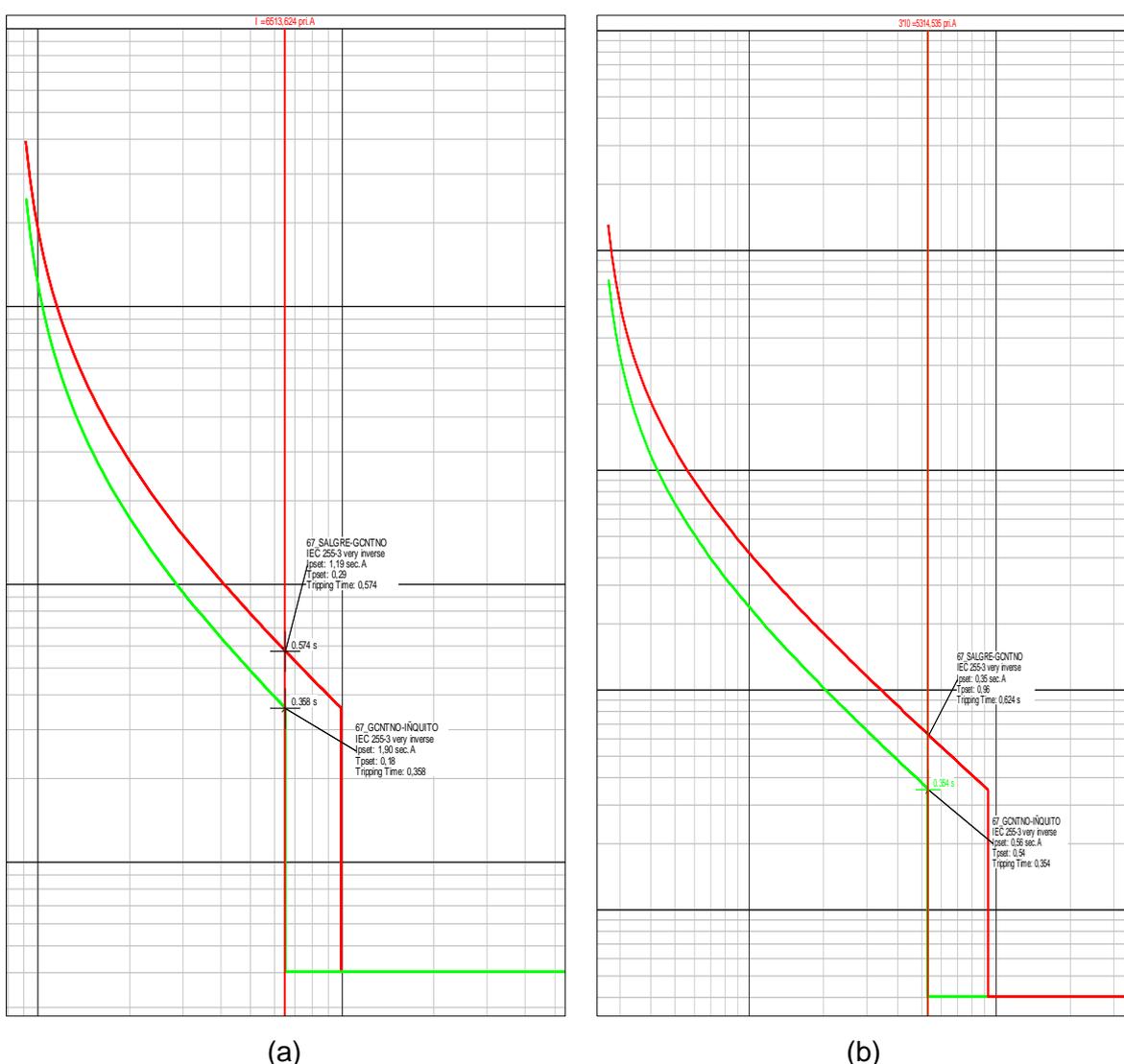


Figura 5.17. Coordinación de protecciones en demanda máxima con falla al 80% L/T Granda Centeno – Iñaquito desde la S/E Granda Centeno, L/T Selva Alegre – Granda Centeno (línea roja), L/T Granda Centeno - Iñaquito (línea verde). (a) Fase: falla bifásica a tierra, (b) Tierra: falla monofásica. [Fuente: PowerFactory]

Como se puede observar en la Figura 5.17, con los eventos de falla que producen las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI0 al 80% de la L/T Granda Centeno – Iñaquito desde S/E Granda Centeno la línea de subtransmisión bajo estudio actuó como protección de respaldo y de manera coordinada con un intervalo de tiempo mayor a los 200 ms.

Demanda Mínima:

Protección Principal:

Las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI0 cuando se simula fallas al 80% de la L/T Selva Alegre – Granda Centeno desde la S/E Selva Alegre son:

- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra → Icc = 9299 A
- ✓ Cortocircuito Monofásico → 3xI0 = 8597 A

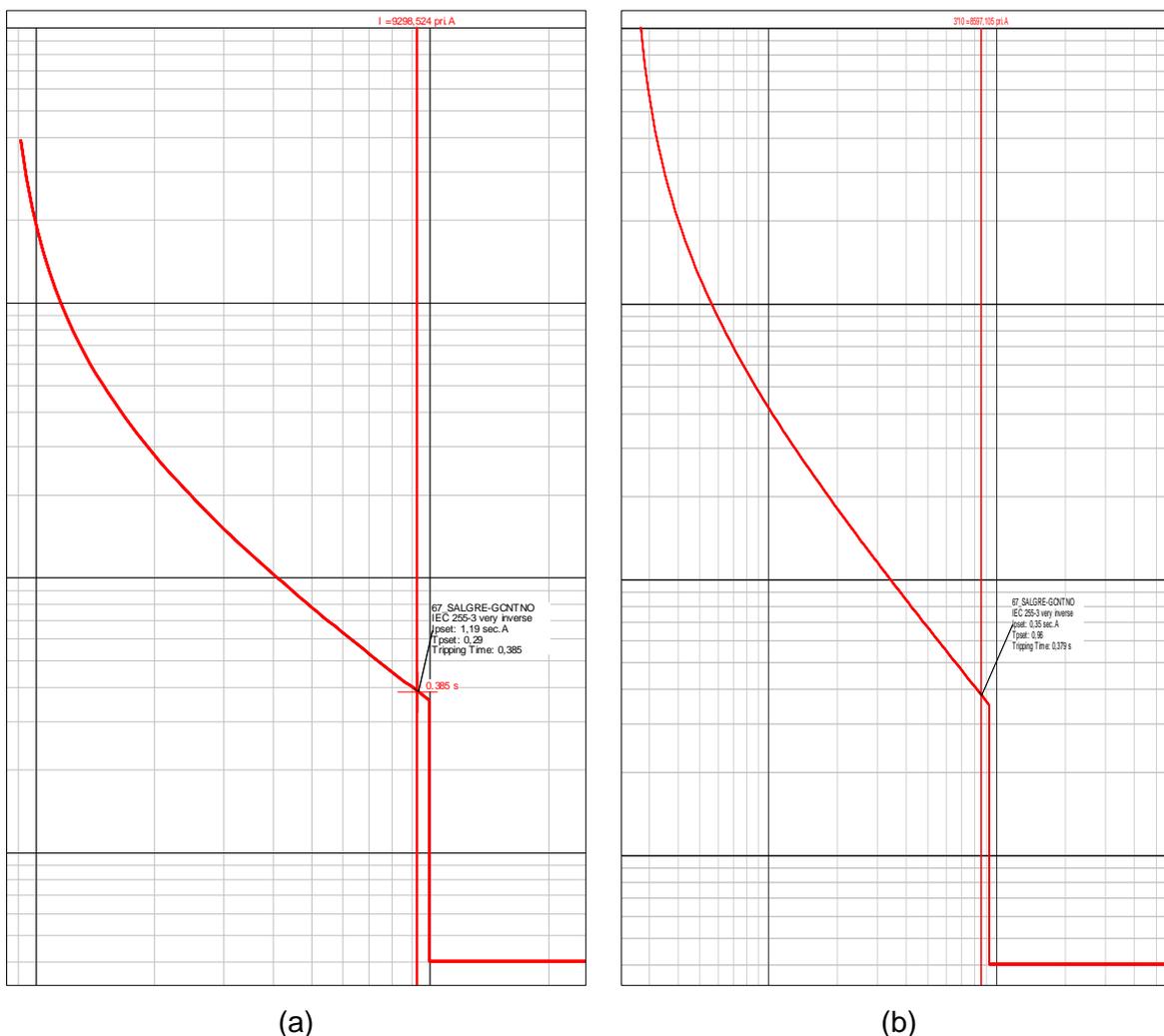


Figura 5.18. Operación de la protección de sobrecorriente en demanda mínima ante una falla al 80% L/T Selva Alegre – Granda Centeno desde la S/E Selva Alegre. (a) Fase: falla bifásica a tierra, (b) Tierra: falla monofásica [Fuente: PowerFactory]

En la Figura 5.18 se expone la actuación de la protección de sobrecorriente direccional en demanda mínima para las fallas que producen la máxima corriente de cortocircuito y $3xI_0$. Los tiempos en los que actúa la protección son para el caso de fase 0,385 s y para tierra 0,379 s.

Protección de Respaldo:

Las máximas corrientes de cortocircuito y $3xI_0$ cuando se simula fallas al 80% de la L/T Granda Centeno – Iñaquito desde la S/E Granda Centeno son:

- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra → $I_{cc} = 6135 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Monofásico → $3xI_0 = 4807 \text{ A}$

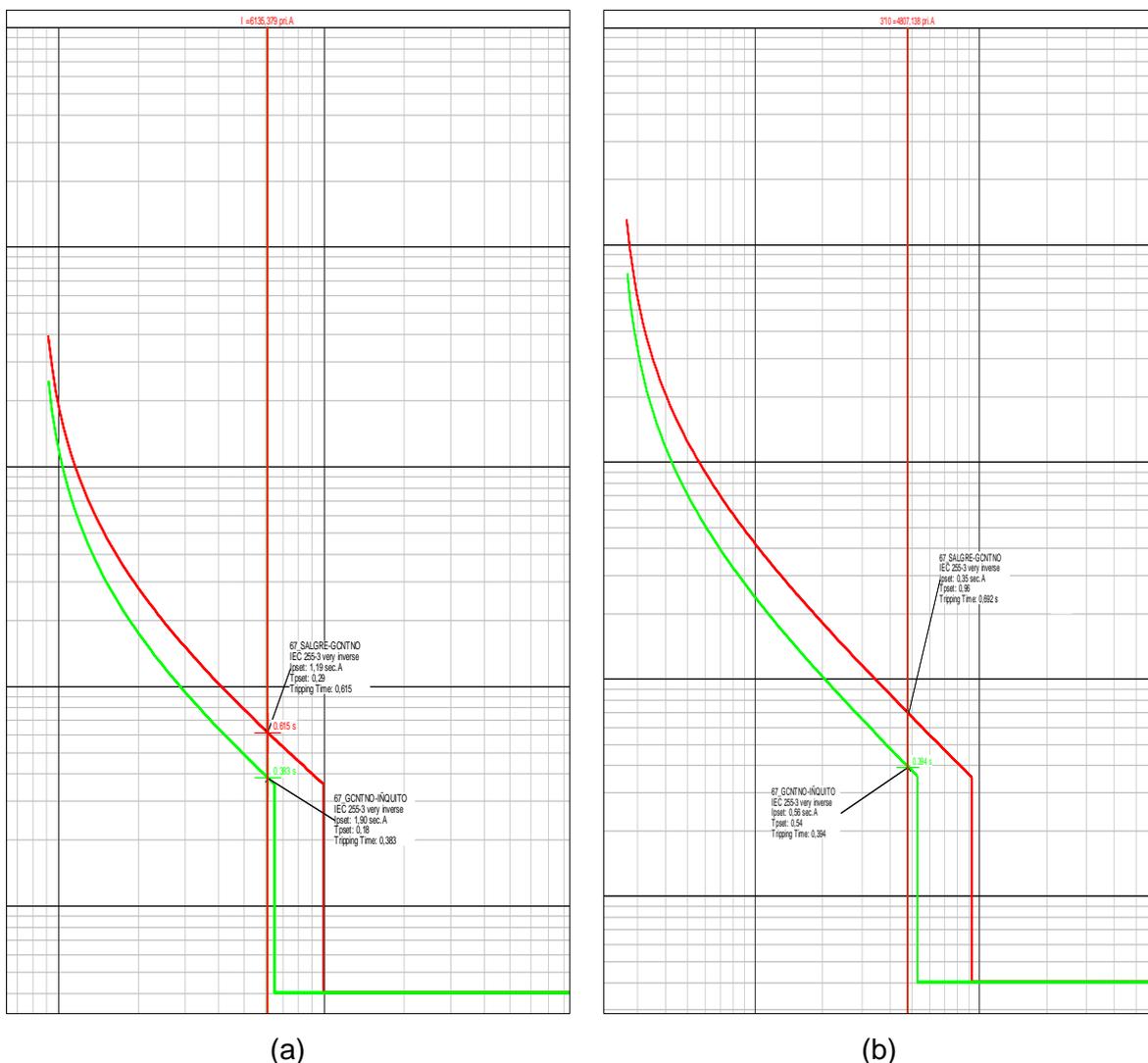


Figura 5.19. Coordinación de protecciones en demanda mínima con falla al 80% L/T Granda Centeno – Iñaquito desde la S/E Granda Centeno, L/T Selva Alegre – Granda Centeno (línea roja), L/T Granda Centeno - Iñaquito (línea verde). (a) Fase: falla bifásica a tierra, (b) Tierra: falla monofásica [Fuente: PowerFactory]

Como se puede observar en la Figura 5.19 en demanda mínima con los eventos de falla que producen las máximas corrientes de cortocircuito y $3 \times I_0$ al 80% en la L/T Granda Centeno – Ñaquito, la línea de subtransmisión bajo estudio actuó como protección de respaldo y de manera coordinada con un intervalo de tiempo mayor a los 200 ms.

Nota: No se analiza el comportamiento de la protección de distancia en demanda mínima debido a que las zonas de protección (alcance) es independiente del estado de demanda en la que se encuentre funcionando el sistema eléctrico de potencia. De acuerdo con esto, para este caso de estudio solo se analiza el comportamiento de esta protección en demanda máxima.

Importante:

En la Figura 5.11-b se puede observar que para fallas fase-tierra con una $R_f = 20 \Omega$ la protección de distancia no actúa debido a que la impedancia calculada se encuentra dentro de la zona de carga, por lo tanto estas fallas tendrán que ser despejadas por la protección de sobrecorriente direccional como se muestra en las Figuras 5.20 y 5.21.

- Falla Monofásica, $R_f = 20 \Omega$, al 1 % de la línea de subtransmisión.

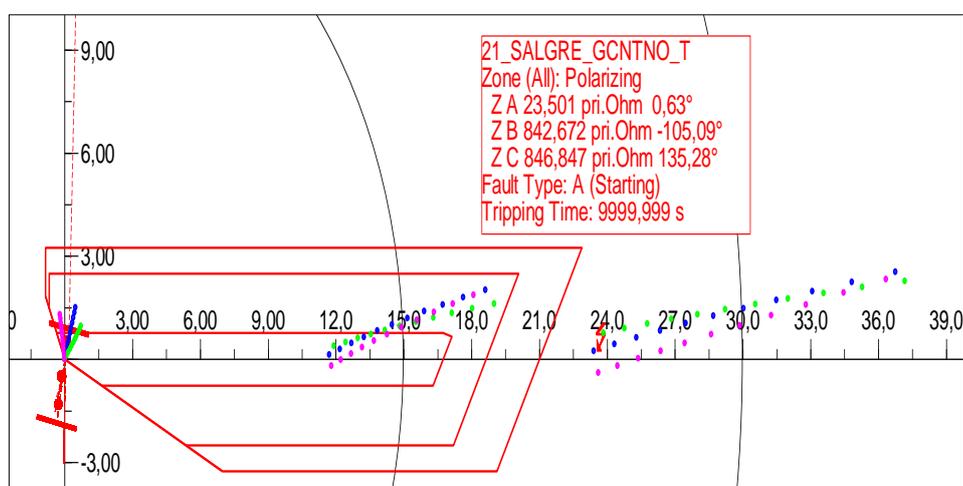


Figura 5.20. Impedancia vista por el relé ante una falla monofásica con $R_f = 20 \Omega$ al 1% de la L/T Selva Alegre – Granda Centeno desde la S/E Selva Alegre [Fuente: PowerFactory]

Como se expone en la Figura 5.20 al presentarse la falla monofásica con una $R_f = 20 \Omega$, la protección de distancia no actúa debido a que esta falla no se detecta pues la impedancia calculada no ingresa en ninguna zona de protección, por tal razón la protección que debe actuar es la protección de sobrecorriente direccional como se muestra en la Figura 5.21.

Como se expone en la Figura 5.21 la protección de sobrecorriente direccional es la que despeja la falla, sin embargo, al ser una falla con alta impedancia, el tiempo de despeje es muy elevado, en este caso se alcanzó un despeje a los 3,396 s.

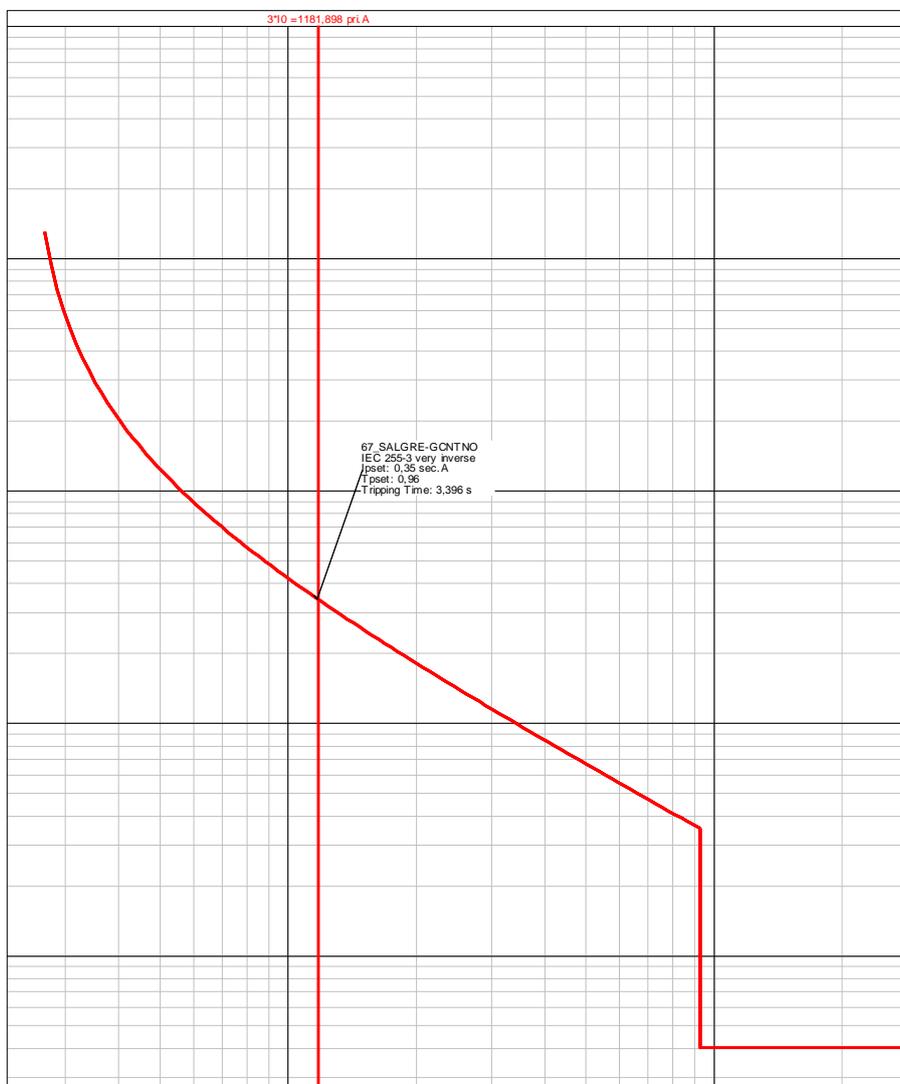


Figura 5.21. Operación de la protección de sobrecorriente ante una falla monofásica con $R_f = 20 \Omega$ al 1% de la L/T Selva Alegre – Granda Centeno desde la S/E Selva Alegre
[Fuente: PowerFactory]

5.2.2.2. SEGUNDO CASO: L/T PÉREZ GUERRERO – VICENTINA

En este caso se considera el sistema ramificado formado por la línea de subtransmisión Pérez Guerrero – Vicentina y las siguientes líneas de subtransmisión que salen de la S/E Vicentina.

- Vicentina – Sur
- Vicentina – Norte
- Vicentina – Norte (Derivaciones en Floresta y Carolina)

La Figura 5.22 ilustra el sistema del segundo caso, el relé de distancia es aplicado en el terminal 1 con la unidad direccional mirando hacia la línea. Se verificará la coordinación de protecciones en el terminal Pérez Guerrero.

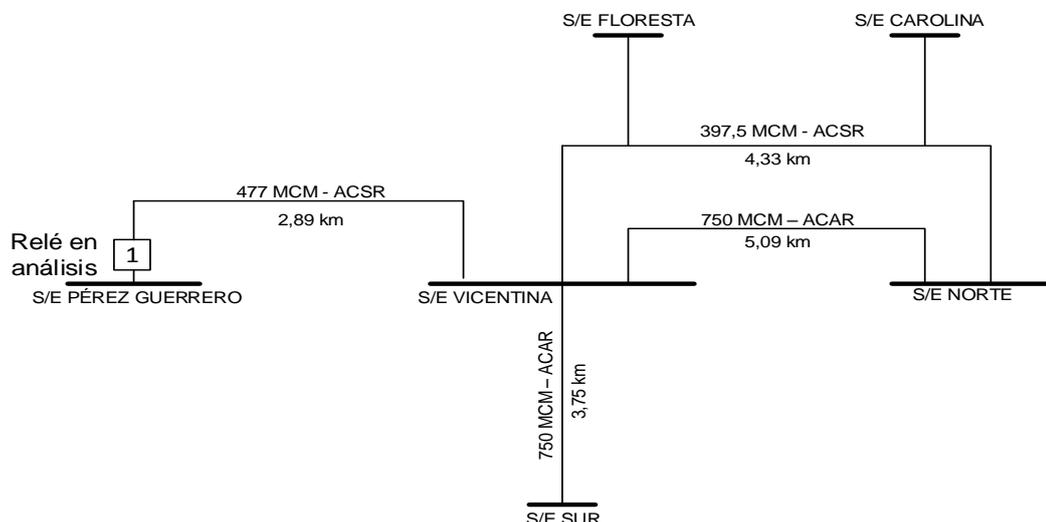


Figura 5.22. Sistema de la L/T Pérez Guerrero – Vicentina

Los datos de la línea de subtransmisión Pérez Guerrero – Vicentina son los siguientes.

- ✓ Longitud = 2,89 km
- ✓ Tipo de conductor = 477 MCM - ACSR
- ✓ Zona de Carga = 36,33 Ω
- ✓ Límite térmico del conductor = 658 A
- ✓ RTC = 2000 / 5 (Ver Tabla 3.17)
- ✓ RTP = 46000 / 115 (Ver sección 3.6.1)

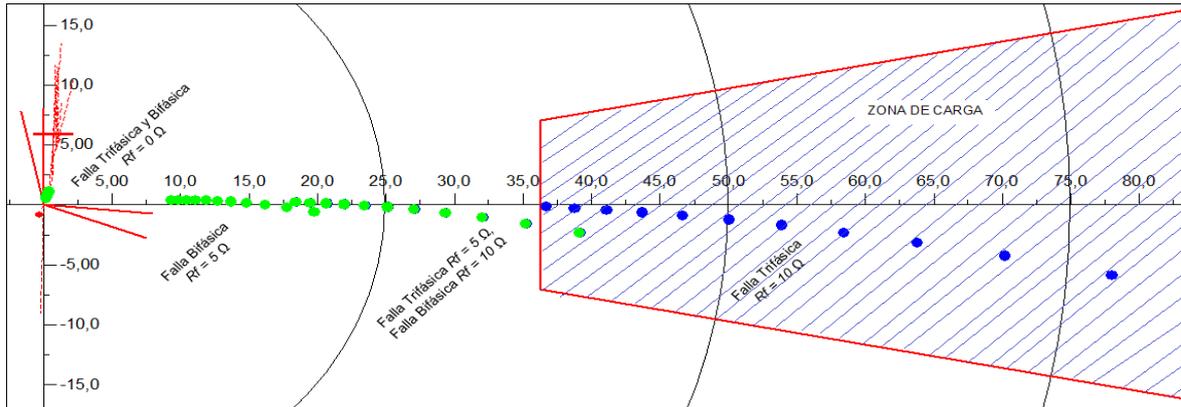
Líneas de subtransmisión adyacentes

En la Tabla 5.11 se exponen los datos de las líneas adyacentes.

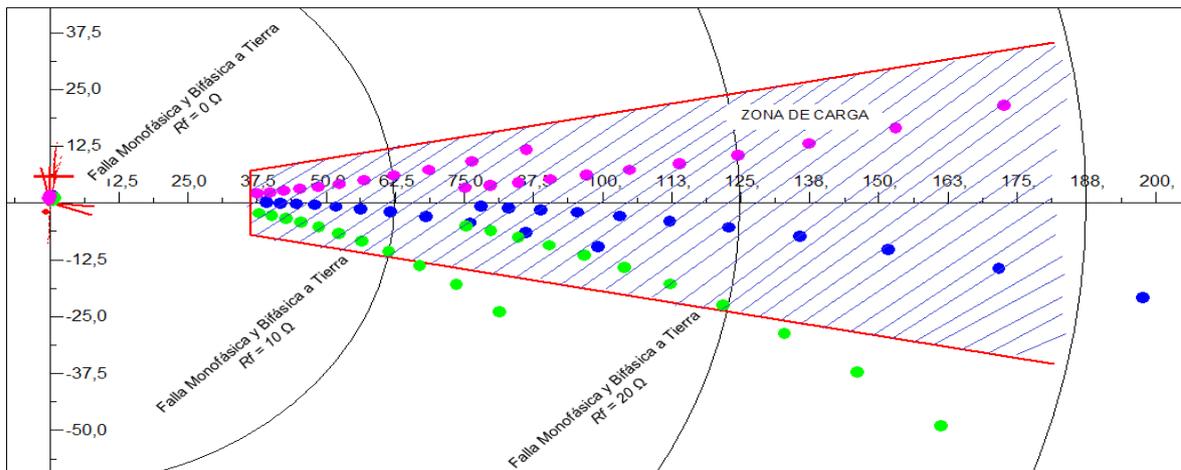
Tabla 5.11. Datos de las líneas de subtransmisión adyacentes a la L/T Pérez Guerrero - Vicentina

NOMBRE	LONGITUD [km]	TIPO DE CONDUCTOR
Vicentina – Sur	3,75	750 MCM – ACAR
Vicentina – Norte	5,09	750 MCM – ACAR
Vicentina – Norte (Derivaciones Floresta y Carolina)	4,33	397,5 MCM - ACSR

En la Figura 5.23 se expone el comportamiento de las impedancias vista por la protección de distancia y la zona de carga.



(a)



(b)

Figura 5.23. Impedancias calculadas por el relé de distancia ubicado en la S/E Pérez Guerrero, (a) Fase: falla trifásica (puntos azules) y falla bifásica (puntos verdes), (b) Tierra: falla monofásica (puntos azules) y falla bifásica a tierra (puntos verde-fase B y puntos violetas- fase C) [Fuente: PowerFactory]

AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

En base a los criterios establecidos en el capítulo 4 se plantean los siguientes ajustes para la protección de distancia:

Primera Zona:

- Fase: El alcance reactivo se fija para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión con un $Rf = 0 \Omega$ y el alcance resistivo se fija para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión con un $Rf = 5 \Omega$ para fallas bifásicas.
- Tierra: El alcance reactivo se fija para cubrir el 80% de la línea de subtransmisión con un $Rf = 0 \Omega$ para fallas bifásicas a tierra y el alcance resistivo se fija para cubrir el mayor alcance sin ingresar a la zona de carga.

Segunda Zona:

- Fase: El alcance reactivo se fija para cubrir el 120% de la línea de subtransmisión con una $R_f = 0 \Omega$ y el alcance resistivo se fija para cubrir el mayor alcance sin ingresar a la zona de carga.
- Tierra: El alcance reactivo se fija para cubrir el 120% de la línea de subtransmisión con una $R_f = 0 \Omega$ para fallas monofásicas y el alcance resistivo se fija para cubrir el mayor alcance sin ingresar a la zona de carga, y separado de la primera zona.

Tercera Zona:

- Fase: El alcance reactivo se fija para cubrir el mayor alcance sin abarcar equipos que se encuentran a otro nivel de voltaje y el alcance resistivo se fija igual al de la segunda zona.
- Tierra: El alcance reactivo se fija para cubrir el mayor alcance sin abarcar equipos que se encuentran a otro nivel de voltaje y el alcance resistivo se fija para cubrir el mayor alcance sin ingresar a la zona de carga y separado de la segunda zona.

Nota: En este caso no se puede fijar el alcance reactivo tanto para fase como para tierra para cubrir el 100% de la L/T Vicentina – Norte (línea de subtransmisión adyacente más larga) ya que se englobaba equipos que se encuentran en el terminal de alto voltaje de los transformadores de la subestación Vicentina.

Con los criterios establecidos para la primera zona, en las Tablas 5.12 y 5.13 se muestra el porcentaje de la línea que se cubre en alcance reactivo para los diferentes eventos de cortocircuito y resistencia de falla.

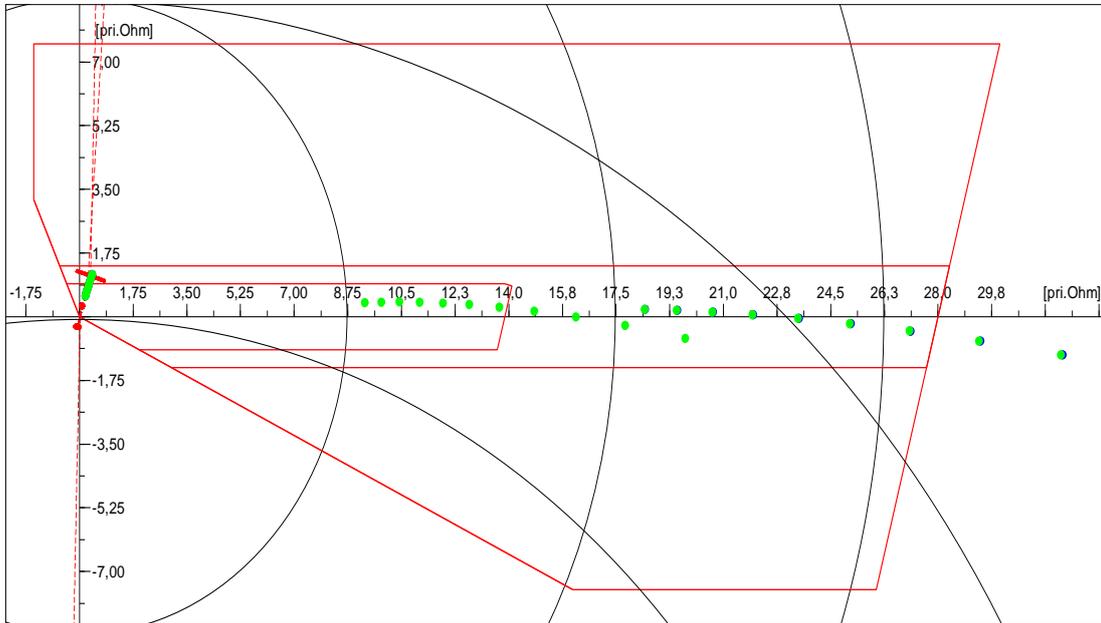
Tabla 5.12. Porcentaje del alcance reactivo en la primera zona para fallas fase-fase

	PRIMERA ZONA		
	$R_f = 0 [\Omega]$	$R_f = 5 [\Omega]$	$R_f = 10 [\Omega]$
Falla Trifásica	80-82%	-	-
Falla Bifásica	80-82%	80-82%	-
“-”: significa que la protección de distancia no actúa para con esos valores R_f .			

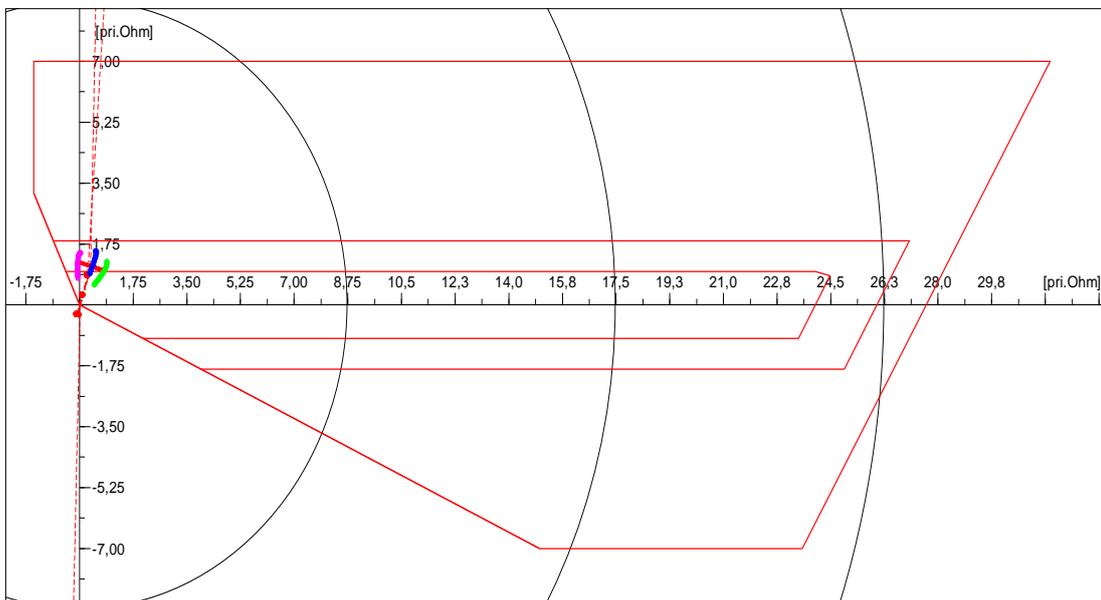
Tabla 5.13. Porcentaje del alcance reactivo en la primera zona para fallas fase-tierra

	PRIMERA ZONA		
	$R_f = 0 [\Omega]$	$R_f = 10 [\Omega]$	$R_f = 20 [\Omega]$
Falla Monofásica	10-15%	-	-
Falla Bifásica a Tierra	80-82%	-	-
“-”: significa que la protección de distancia no actúa para con esos valores R_f .			

Lo expuesto anteriormente se puede apreciar mejor en el diagrama de impedancia que se expone en la Figura 5.24 y en la Figura 5.25 se presenta gráficamente el alcance de los ajustes planteados.



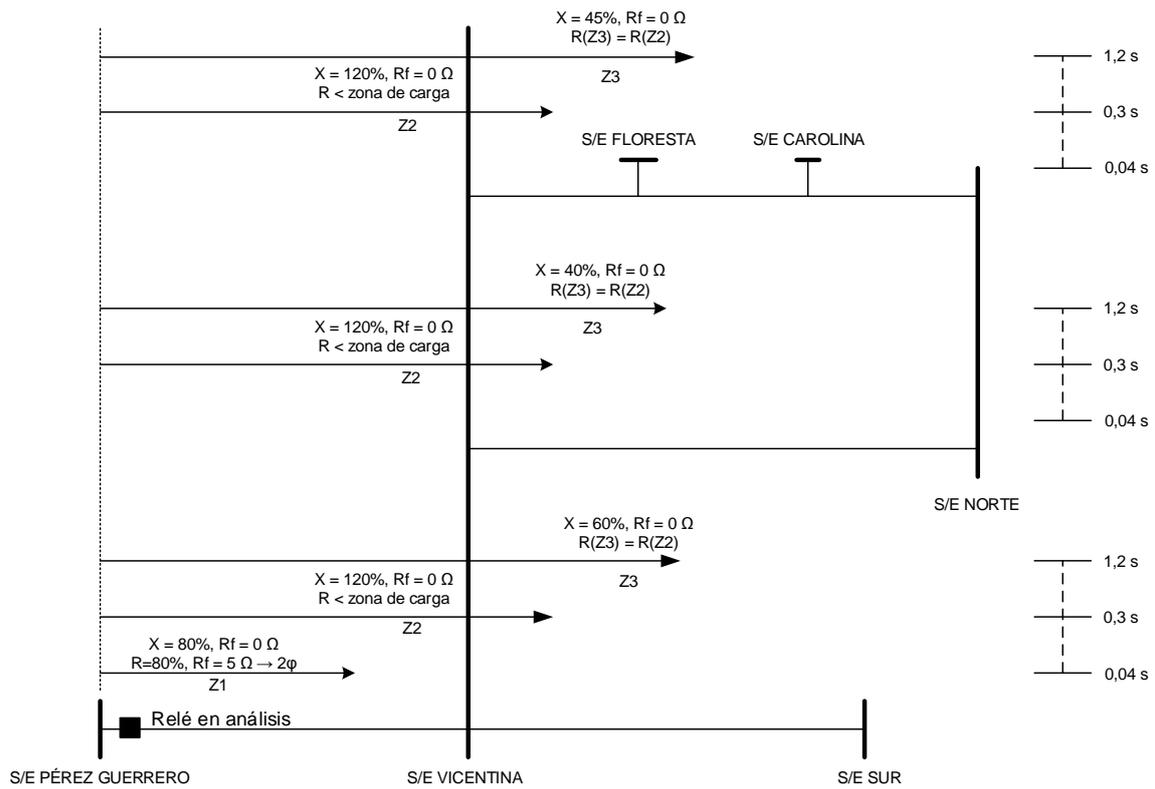
(a)



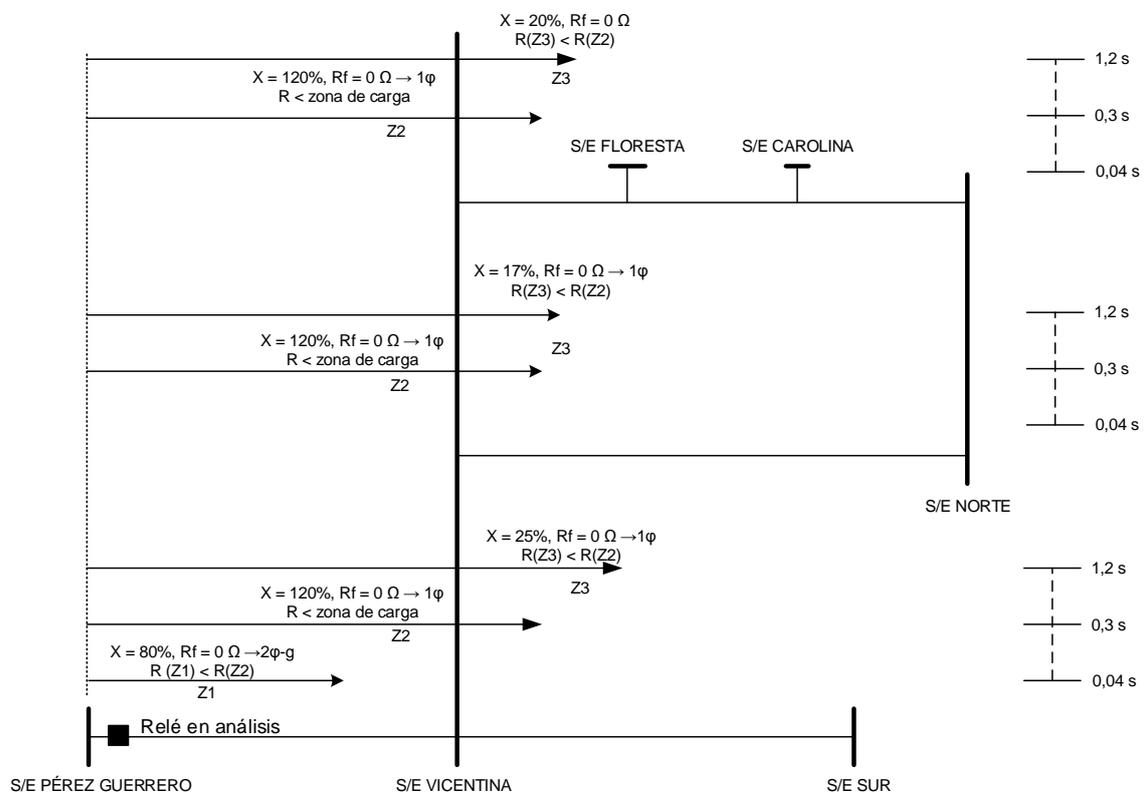
(b)

Figura 5.24. Alcance de las zonas de protección del relé de distancia ubicado en la S/E Pérez Guerrero y que protege la L/T Pérez Guerrero - Vicentina, (a) Fase: falla trifásica (puntos azules) y falla bifásica (puntos verdes), (b) Tierra: falla monofásica (puntos azules) y falla bifásica a tierra (puntos verde-fase B y puntos violetas- fase C)

[Fuente: PowerFactory]



(a)



(b)

Figura 5.25. Alcance de las zonas de protección del relé de distancia ubicado en la S/E Pérez Guerrero y que protege la L/T Pérez Guerrero - Vicentina, (a) Fase, (b) Tierra.

En base a los criterios establecidos en el capítulo 4 y de los datos obtenidos de la línea en estudio, en la Tabla 5.14 se exponen los ajustes establecidos para la protección de distancia.

Tabla 5.14. Ajustes del relé de distancia ubicado en la S/E Pérez Guerrero y que protege la L/T Pérez Guerrero - Vicentina

21 FASE				
	X [Ω prim]	R [Ω prim]	ÁNGULO RELÉ [grados]	DIRECCIÓN
ZONA 1	0,91	13,87	75	Adelante
ZONA 2	1,4	28	75	Adelante
ZONA 3	7,5	28	75	Adelante
21 TIERRA				
	X [Ω prim]	R [Ω prim]	ÁNGULO RELÉ [grados]	DIRECCIÓN
ZONA 1	0,96	24	60	Adelante
ZONA 2	1,84	26	60	Adelante
ZONA 3	7	27,61	60	Adelante

Para comprobar el correcto funcionamiento de la protección de distancia se efectúan los siguientes eventos de falla.

- Falla Bifásica, $R_f = 5 \Omega$, al 80% de la línea de subtransmisión.

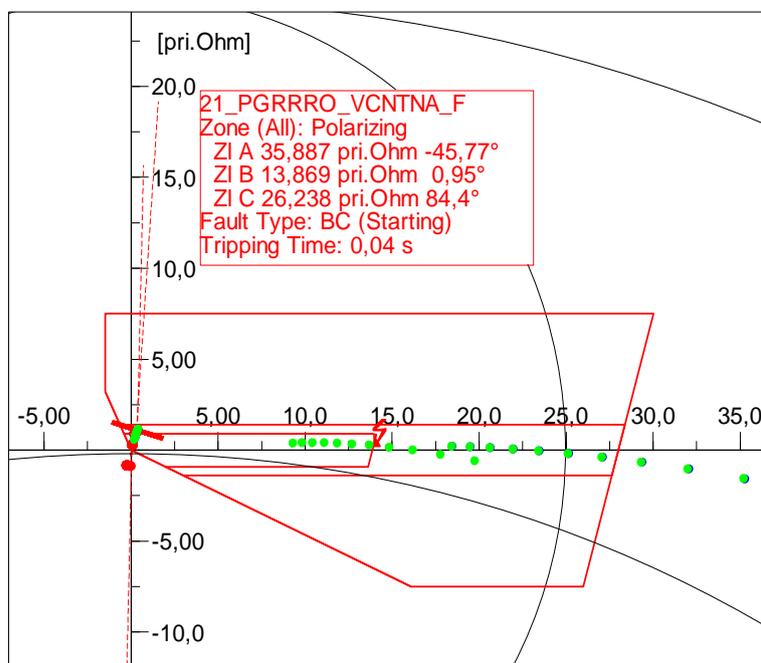


Figura 5.26. Tiempo de actuación del relé de distancia ubicado en la S/E Pérez Guerrero y que protege la L/T Pérez Guerrero – Vicentina ante una falla bifásica con una $R_f = 5 \Omega$

[Fuente: PowerFactory]

Como se expone en la Figura 5.26, la protección de distancia que protege la L/T Pérez Guerrero – Vicentina ante una falla bifásica al 80% y con un $R_f = 5 \Omega$ actúa en la primera zona en un tiempo de 0,04 s, lo cual se puede considerar una actuación instantánea, cumpliendo de esta manera con lo expuesto en la Tabla 5.12.

- Falla Monofásica, $R_f = 0 \Omega$, al 10 % de la línea de subtransmisión.

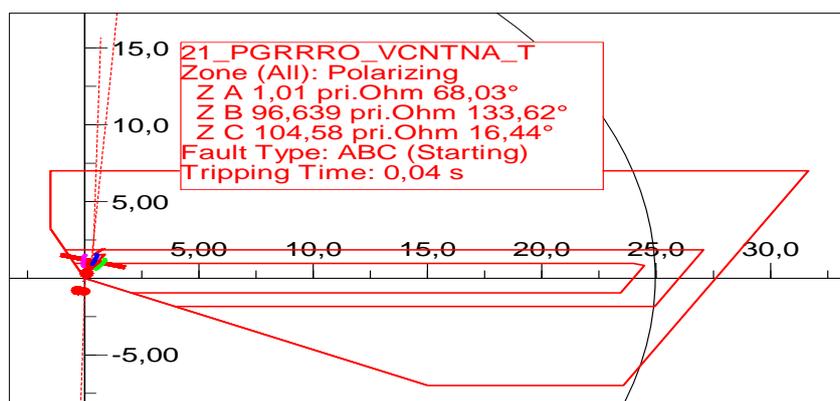


Figura 5.27. Tiempo de actuación del relé de distancia ubicado en la S/E Pérez Guerrero y que protege la L/T Pérez Guerrero – Vicentina ante una falla monofásica con una $R_f=0\Omega$ [Fuente: PowerFactory]

Como se observa en la Figura 5.27, la protección de distancia que protege la L/T Pérez Guerrero – Vicentina ante una falla monofásica al 10% y con un $R_f = 0 \Omega$ actúa en la primera zona en un tiempo de 0,04 s. A pesar de no cubrir un gran porcentaje para fallas monofásicas cumple con el alcance para fallas bifásica a tierra.

AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

En base a los criterios establecidos en el capítulo 4 y los datos obtenidos de la línea en estudio, en la Tabla 5.15 se exponen los ajustes establecidos para la protección de sobrecorriente direccional.

Tabla 5.15. Ajustes del relé de sobrecorriente direccional ubicado en la S/E Pérez Guerrero y que protege la L/T Pérez Guerrero - Vicentina

67 TEMPORIZADO					
	DIRECCIÓN	TIPO DE CURVA	I [Asec]	I [Aprim]	DIAL [s]
FASE	ADELANTE	IEC INVERSE	1,64	656	0,07
TIERRA	ADELANTE	IEC-VERY INVERSE	0,49	196	0,16
67 INSTANTÁNEO					
	DIRECCIÓN	I [Asec]	I [Aprim]		
FASE	ADELANTE	8,8	3520		
TIERRA	ADELANTE	13,33	2320		

Para el ajuste del DIAL y de la curva se consideró lo siguiente:

Protección Principal

Tiene que actuar como protección principal tanto en demanda mínima como en demanda máxima, ante el evento de falla que presente la mayor corriente de cortocircuito en el caso de fase y la mayor corriente 3xI0 en el caso de tierra al 80% de la línea de subtransmisión.

Protección de Respaldo

Al ser un sistema ramificado se necesita elaborar un pequeño estudio de cortocircuitos para determinar con cual línea de subtransmisión se debe realizar la coordinación.

Para ello se ejecuta al 80% de las líneas de subtransmisión adyacentes desde la S/E Vicentina los tipos de falla que produzcan las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI0, y se determina el mayor valor de corriente medida por el relé ubicado en el terminal Pérez Guerrero (Tabla 5.16).

Tabla 5.16. Estudio de cortocircuitos de líneas adyacentes a la L/T Pérez Guerrero-Vicentina

LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN ADYACENTE	FALLA	MÁXIMAS CORRIENTES [A]	CORRIENTE MEDIDA EN EL TERMINAL PÉREZ GUERRERO [A]
Vicentina – Sur	Trifásica	I _{cc} = 9042	I _{cc} = 1231
	Monofásica	3xI0 = 7599	3xI0 = 304
Vicentina – Norte	Bifásica a tierra	I _{cc} = 5829	I _{cc} = 107
	Monofásica	3xI0 = 5161	3xI0 = 16
Vicentina – Norte (derivaciones Floresta y Carolina)	Bifásica a tierra	I _{cc} = 5978	I _{cc} = 109
	Monofásica	3xI0 = 5560	3xI0 = 16

De lo expuesto en la Tabla 5.16 se determina que los eventos de falla en la L/T Vicentina – Sur son los que provocan una mayor circulación de corriente por el relé ubicado en el terminal Pérez Guerrero, por lo tanto, la coordinación se tiene que establecer con esta línea.

Demanda Máxima

Protección Principal:

Las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI0 cuando se simula fallas al 80% de la L/T Pérez Guerrero – Vicentina desde la S/E Pérez Guerrero son:

- ✓ Cortocircuito Trifásico → $I_{cc} = 3509 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra → $3xI_0 = 2319 \text{ A}$

En la Figura 5.28 se expone la actuación de la protección de sobrecorriente direccional, para las fallas que producen la máxima corriente de cortocircuito y $3xI_0$. Los tiempos en los que actúa la protección son en el caso de fase 0,287 s y en el caso de tierra 0,199 s.

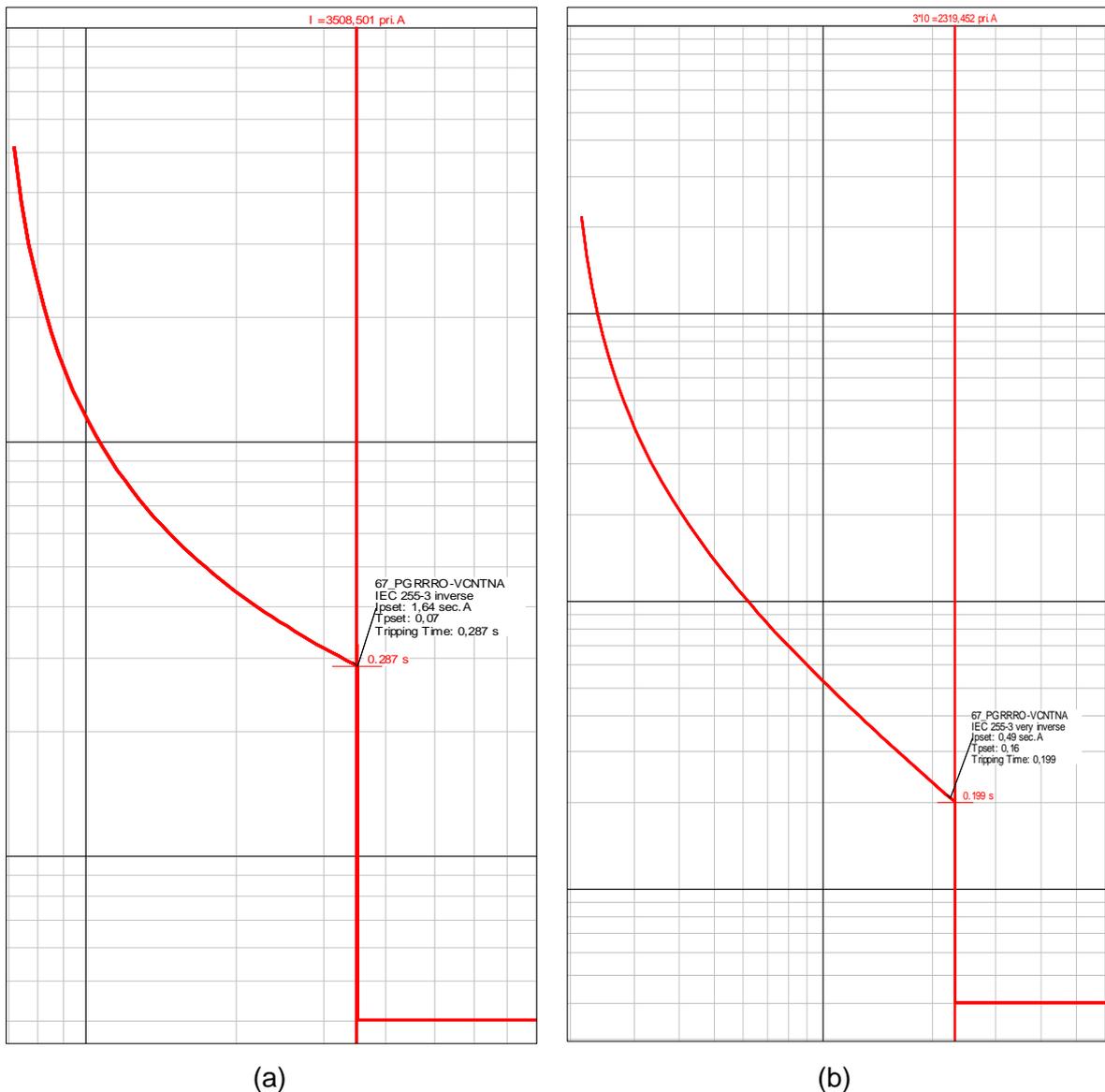


Figura 5.28. Operación de la protección de sobrecorriente en demanda máxima ante una falla al 80% L/T Pérez Guerrero – Vicentina desde la S/E Pérez Guerrero, (a) Fase: falla trifásica, (b) Tierra: falla bifásica a tierra [Fuente: PowerFactory]

Protección de respaldo:

Las máximas corrientes de cortocircuito y $3xI_0$ cuando se simula fallas al 80% de la L/T Vicentina - Sur desde la S/E Vicentina son:

- ✓ Cortocircuito Trifásico → $I_{cc} = 9042 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Monofásico → $3 \times I_0 = 7599 \text{ A}$

Como se puede apreciar en la Figura 5.29, con los tipos de falla que producen las máximas corrientes de cortocircuito y $3 \times I_0$ al 80% de la L/T Vicentina – Sur, la línea de subtransmisión bajo estudio actuó como protección de respaldo y de manera coordinada con un intervalo de tiempo mayor a los 200 ms.

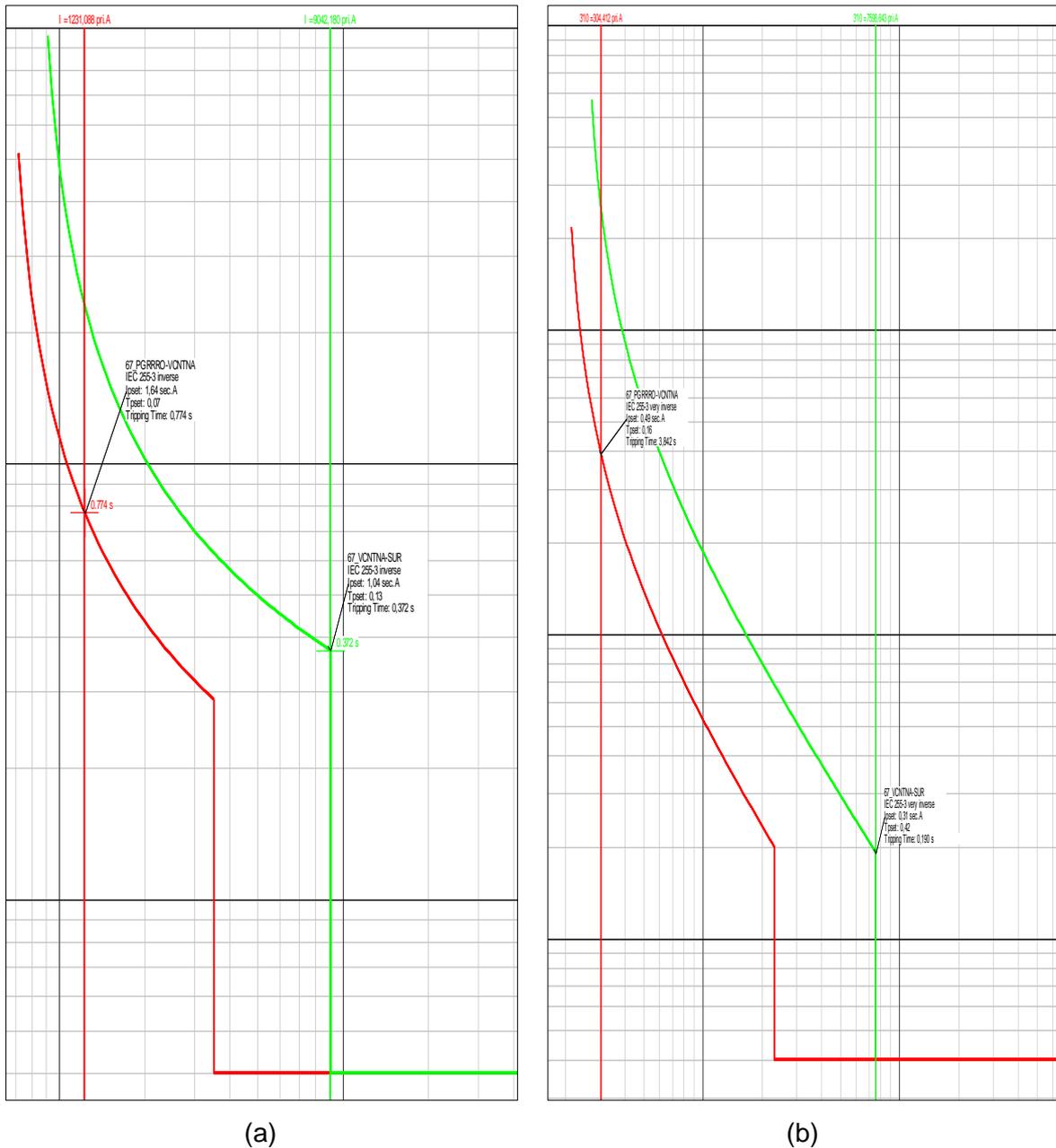


Figura 5.29. Coordinación de protecciones en demanda máxima con falla al 80% L/T Vicentina - Sur desde la S/E Vicentina, L/T Pérez Guerrero - Vicentina (línea roja), L/T Vicentina - Sur (línea verde). (a) Fase: falla trifásica, (b) Tierra: falla monofásica. [Fuente: PowerFactory]

Demanda Mínima:

Protección Principal:

Las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI0 cuando se simula fallas al 80% de la L/T Pérez Guerrero – Vicentina desde la S/E Pérez Guerrero son:

- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra → $I_{cc} = 3127 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra → $3xI_0 = 2205 \text{ A}$

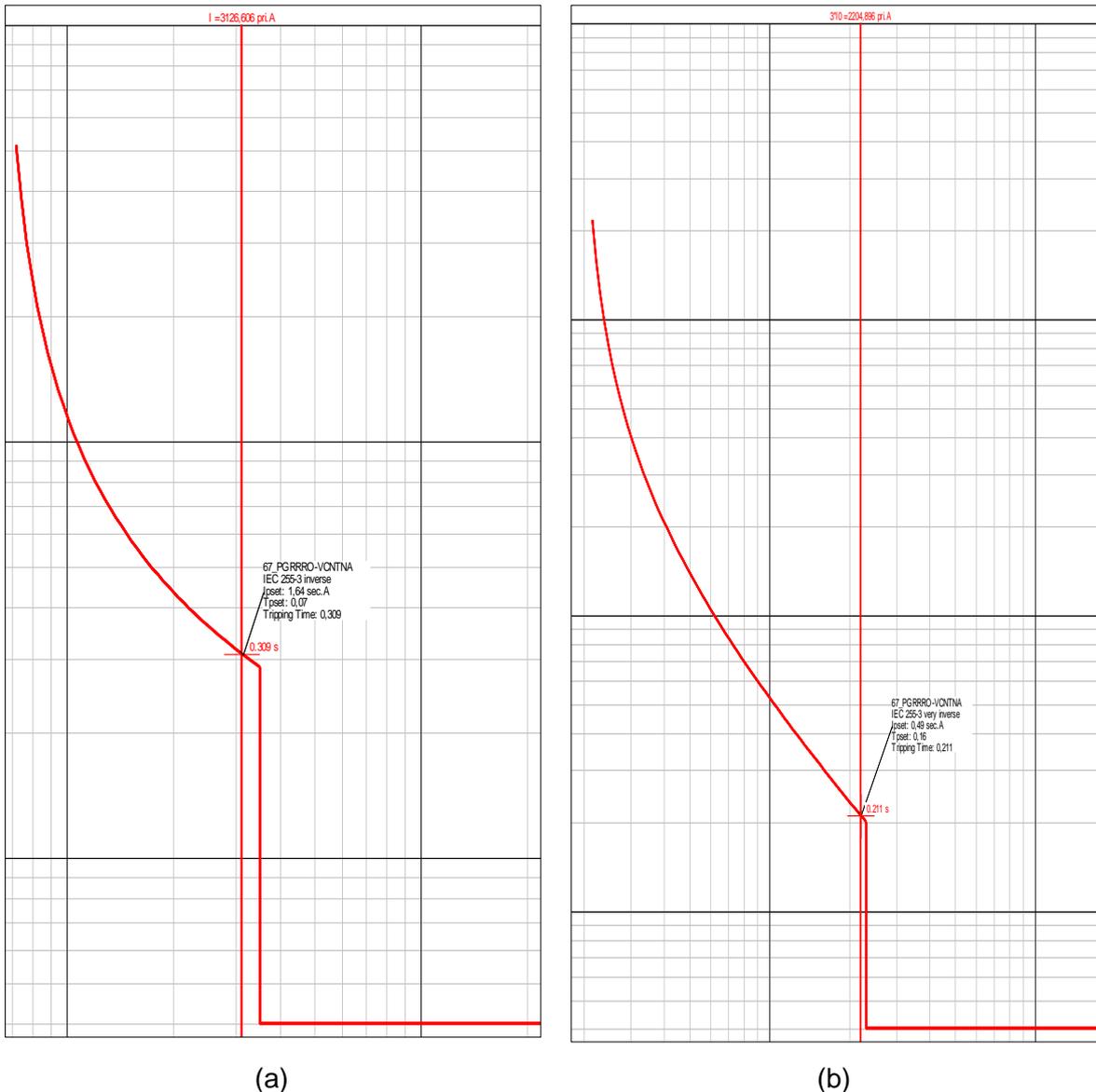


Figura 5.30. Operación de la protección de sobrecorriente en demanda mínima ante una falla al 80% L/T Pérez Guerrero – Vicentina desde la S/E Pérez Guerrero, (a) Fase: falla bifásica a tierra, (b) Tierra: falla bifásica a tierra [Fuente: PowerFactory]

En la Figura 5.30 se expone la actuación de la protección de sobrecorriente en demanda mínima para las fallas que producen la máxima corriente de cortocircuito y 3xI0, los

tiempos en los que actúa la protección son en el caso de fase 0,309 s y en el caso de tierra 0,211 s, cumpliendo de esta manera los tiempos expuestos en el capítulo 4.

Protección de Respaldo:

Las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI0 cuando se simula fallas al 80% de la L/T Vicentina - Sur desde la S/E Vicentina son:

- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra → Icc = 8154 A
- ✓ Cortocircuito Monofásico → 3xI0 = 7262 A

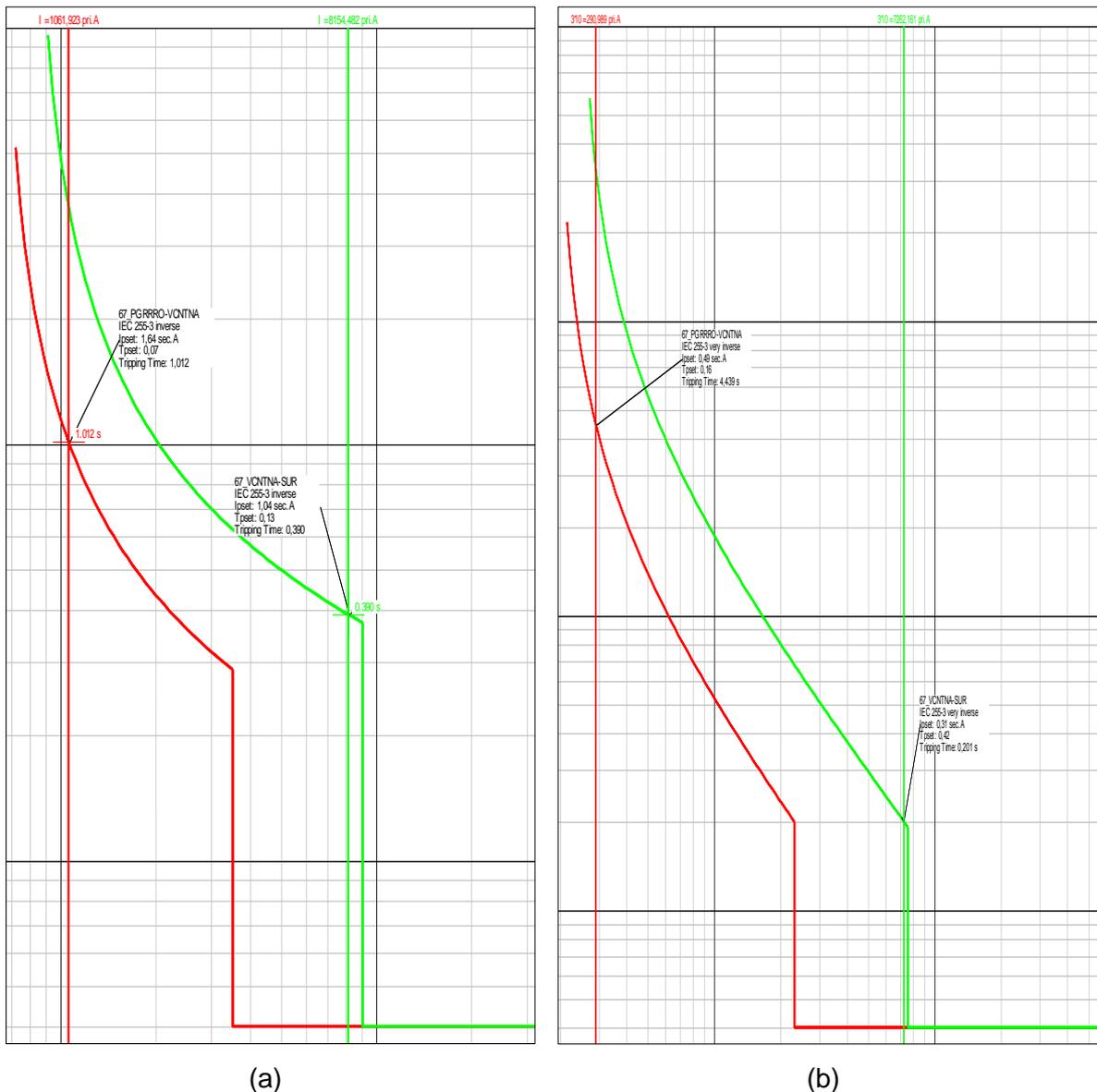


Figura 5.31. Coordinación de protecciones en demanda mínima con falla al 80% L/T Vicentina - Sur desde la S/E Vicentina, L/T Pérez Guerrero - Vicentina (línea roja), L/T Vicentina - Sur (línea verde). (a) Fase: falla bifásica a tierra, (b) Tierra: falla monofásica.

[Fuente: PowerFactory]

Como se puede observar en la Figura 5.31 en demanda mínima con los eventos de falla que producen las máximas corrientes de cortocircuito y 3xI0 al 80% en la L/T Vicentina – Sur, la línea de subtransmisión bajo estudio actúa como protección de respaldo y de manera coordinada con un intervalo de tiempo mayor a los 200 ms.

Importante:

En la Figura 5.23-b se ilustra que para fallas fase - tierra con una $R_f = 10$ y 20Ω la protección de distancia no actúa debido a que la impedancia se encuentra dentro de la zona de carga, por lo tanto este tipo de fallas tendrán que ser despejadas por la protección de sobrecorriente direccional.

- Falla Monofásica, $R_f = 10 \Omega$, al 50% de la línea de subtransmisión.

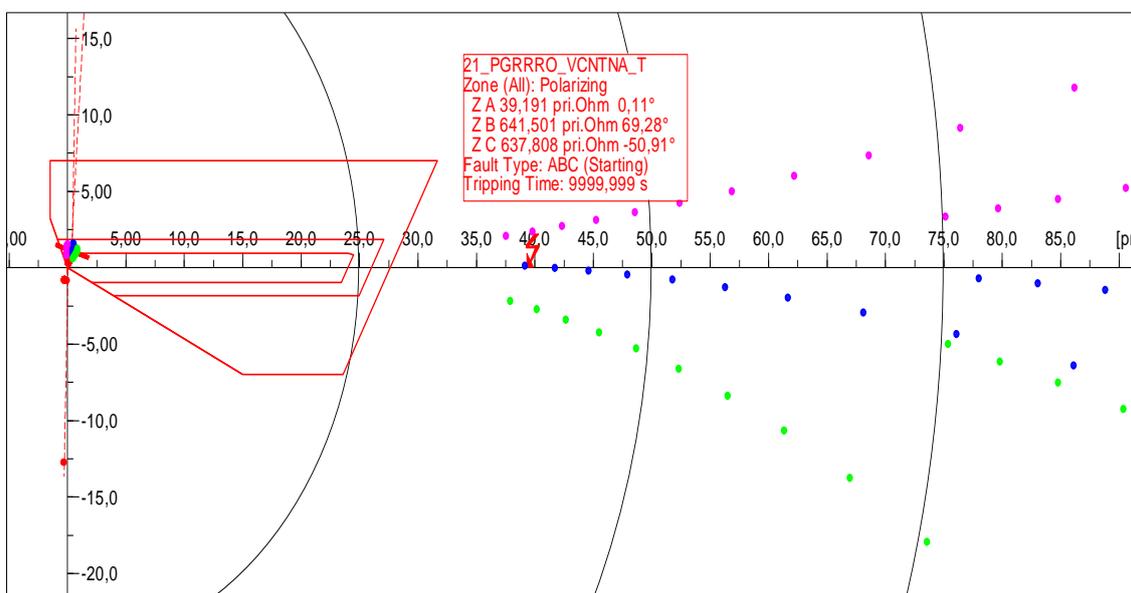


Figura 5.32. Impedancia vista por el relé ante una falla monofásica con $R_f = 10 \Omega$ al 50% de la L/T Pérez Guerrero – Vicentina desde la S/E Pérez Guerrero [Fuente: PowerFactory]

Como se expone en la Figura 5.32 al presentarse la falla monofásica con una $R_f = 10 \Omega$, la protección de distancia no actúa debido a que esta falla no se detecta pues la impedancia calculada no ingresa en ninguna zona de protección, por tal razón la protección que debe actuar es la protección de sobrecorriente direccional como se expone en la Figura 5.33.

Como se puede observar en la Figura 5.33 la protección de sobrecorriente direccional es la que despeja la falla, sin embargo, al ser una falla con alta impedancia, el tiempo de despeje es muy elevado. En este caso se logró un despeje a los 1,136 s.

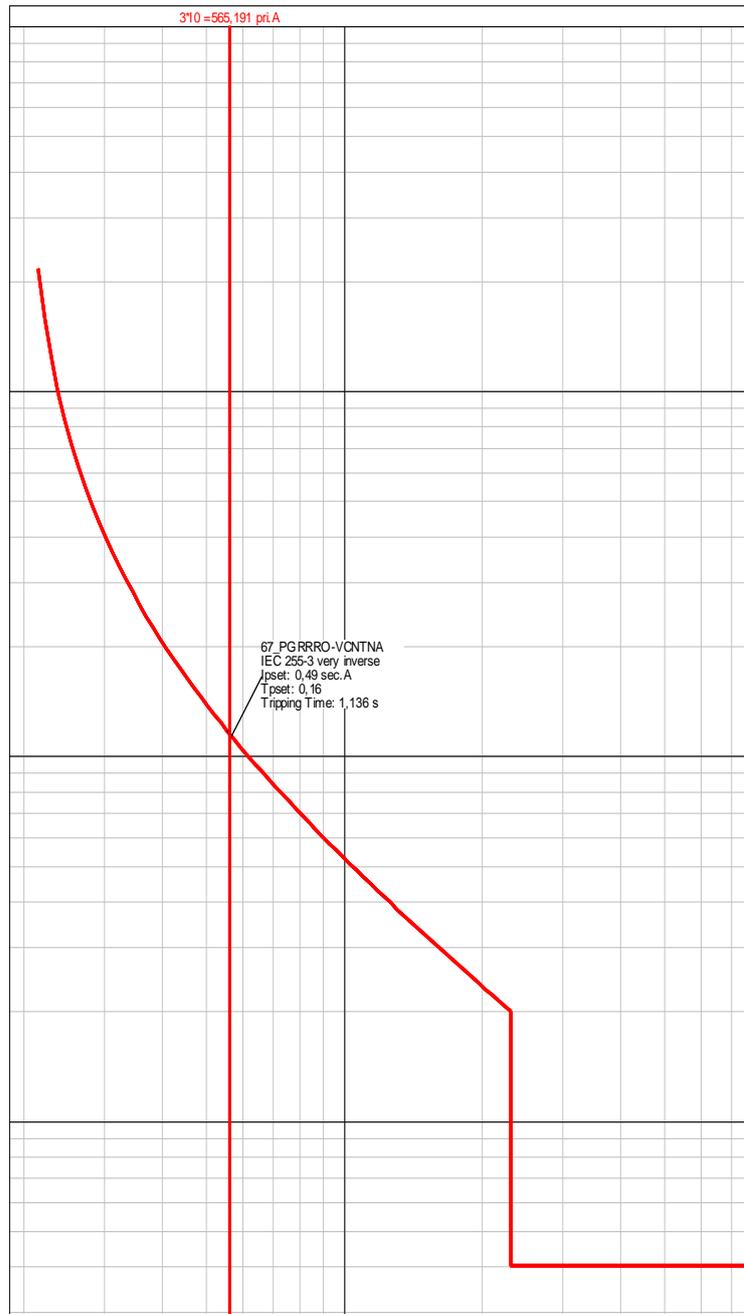


Figura 5.33. Operación de la protección de sobrecorriente ante una falla monofásica con $R_f = 10 \Omega$ de la L/T Pérez Guerrero – Vicentina desde la S/E Pérez Guerrero [Fuente: PowerFactory]

Observaciones:

- Se debe tener en cuenta que en la L/T Pérez Guerrero – Vicentina no se puede aplicar para el ajuste de la tercera zona el criterio del 100% de la línea adyacente más larga, e incluso no se puede ajustar para ninguna de las tres líneas adyacentes debido a que se cubre el terminal de alto voltaje del transformador Vicentina.

- La zona de carga limita el alcance de las protecciones de distancia, es por ello que la protección de sobrecorriente es fundamental en estos casos ya que es la que tiene que actuar para las fallas de alta impedancia.

Los ajustes de las demás protecciones de distancia se pueden ver en el ANEXO VIII.

5.3. VALIDACIÓN DE LAS PROTECCIONES EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

5.3.1. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO VICENTINA T1

Los datos del transformador trifásico T1 de la Subestación Vicentina son los siguientes (Figura 5.34):

- ✓ Potencia = 100 MVA
- ✓ Relación de transformación: 138 / 46 kV
- ✓ Grupo de conexión: Yn0yn0

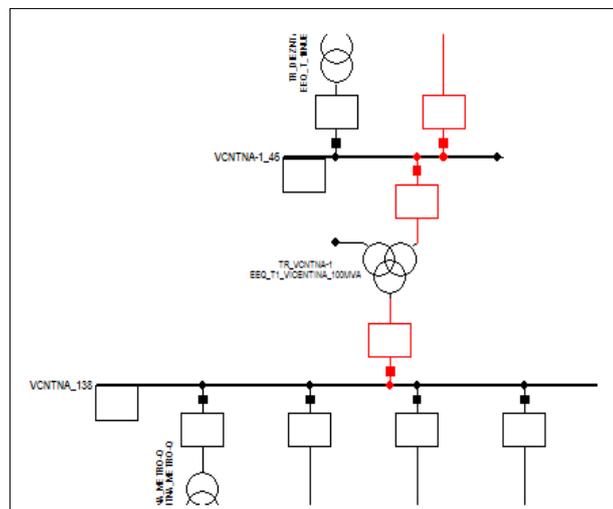


Figura 5.34. Transformador trifásico T1 de tres devanados ubicado en la S/E Vicentina
[Fuente: PowerFactory]

Devanado de Alto Voltaje:

Las corrientes en demanda máxima son:

- ✓ Demanda Máxima $\rightarrow I_{DEM MÁX} = 420 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Monofásico $\rightarrow I_{cc} = 1072 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Monofásico $\rightarrow 3 \times I_0 = 1644 \text{ A}$

Devanado de Bajo Voltaje:

Las corrientes en demanda máxima, cortocircuito y 3xI0 son:

- ✓ Demanda Máxima $\rightarrow I_{DEM MÁX} = 860 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Monofásico $\rightarrow I_{cc} = 9538 \text{ A}$
- ✓ Cortocircuito Bifásico a tierra $\rightarrow 3xI_0 = 19692 \text{ A}$

En base a estos datos los ajustes se exponen en la Tabla 5.17.

Tabla 5.17. Ajustes de la protección de sobrecorriente del transformador T1 de la S/E
Vicentina

DEVANADO DE ALTO VOLTAJE				
51 / 51 N				
	TIPO DE CURVA	I [Asec]	I [Aprim]	DIAL [s]
FASE	IEC-INVERSE	1,05	420	0,04
TIERRA	IEC-INVERSE	0,32	128	0,11
DEVANADO DE BAJO VOLTAJE				
51 / 51 N				
	TIPO DE CURVA	I [Asec]	I [Aprim]	DIAL [s]
FASE	IEC-INVERSE	1,10	880	0,04
TIERRA	IEC-INVERSE	0,33	264	0,15

Para el ajuste del DIAL y de la curva se considera lo siguiente:

- Como es un transformador de potencia que dispone de fuentes en los dos devanados es necesario determinar porque devanado iniciar la coordinación. En la Tabla 5.18. se exponen las potencias de cortocircuito de los cuatro eventos de falla en los dos devanados del transformador.

Tabla 5.18. Potencias de cortocircuito en los devanados del transformador

	DEVANADO DE ALTO VOLTAJE [MVA]	DEVANADO DE BAJO VOLTAJE [MVA]
FALLA TRIFÁSICA	181,74	409,17
FALLA BIFÁSICA	53,9	120,7
FALLA MONOFÁSICA	85,4	253,3
FALLA BIFÁSICA A TIERRA	75,2	243

La coordinación de protecciones se comienza por el devanado de alto voltaje, debido a que éste es el que presenta las menores potencias de cortocircuito (Tabla 5.18).

En la Figura 5.35 se expone la coordinación de la protección de fase ante una falla monofásica en el terminal de alto voltaje del transformador, en este caso se consiguen los siguientes tiempos:

- La protección del devanado de alto voltaje (protección principal), actúa en 0,296 s.
- La protección del devanado de bajo voltaje (protección de respaldo), actúa después de 0,506 s de la protección principal en 0,802 s.

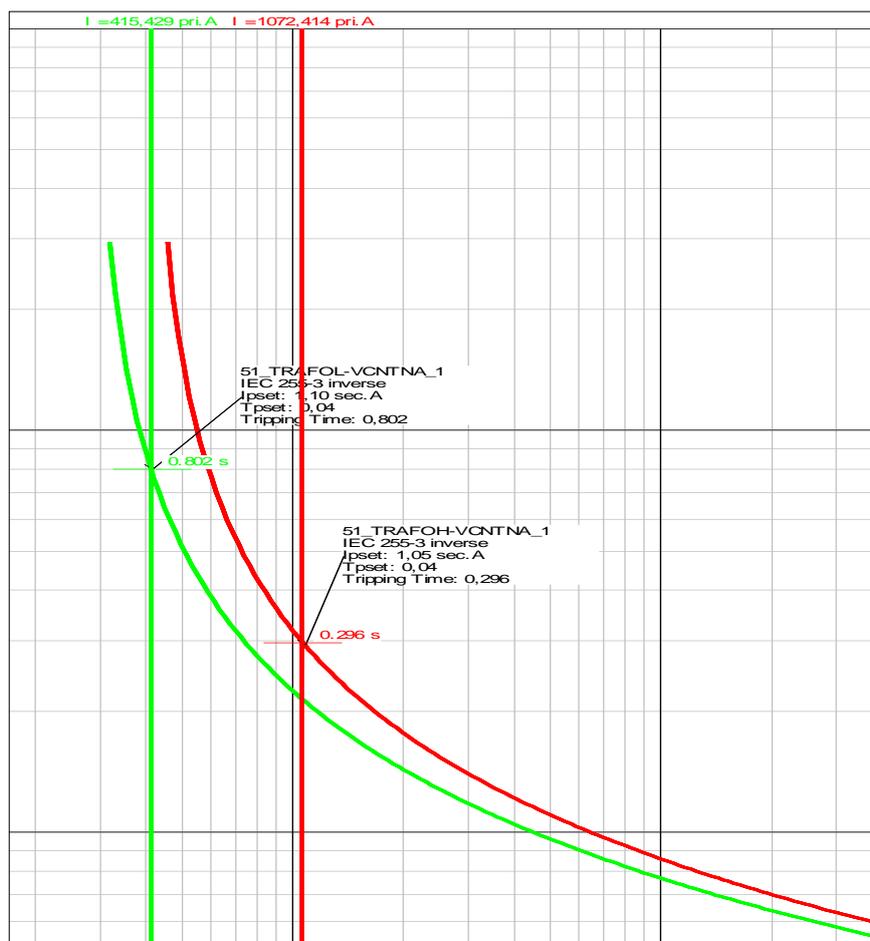


Figura 5.35. Falla en el devanado de alto voltaje del transformador Vicentina T1, Coordinación de la protección de fase, devanado de alto voltaje (línea roja), devanado de bajo voltaje (línea verde) [Fuente: PowerFactory]

En la Figura 5.36 se expone la coordinación de la protección de tierra ante una falla monofásica en el terminal de alto voltaje del transformador, en este caso se consiguen los siguientes tiempos:

- La protección del devanado de alto voltaje (protección principal), actúa en 0,294 s.
- La protección del devanado de bajo voltaje (protección de respaldo), actúa después de 0,317 s de la protección principal en 0,611 s.

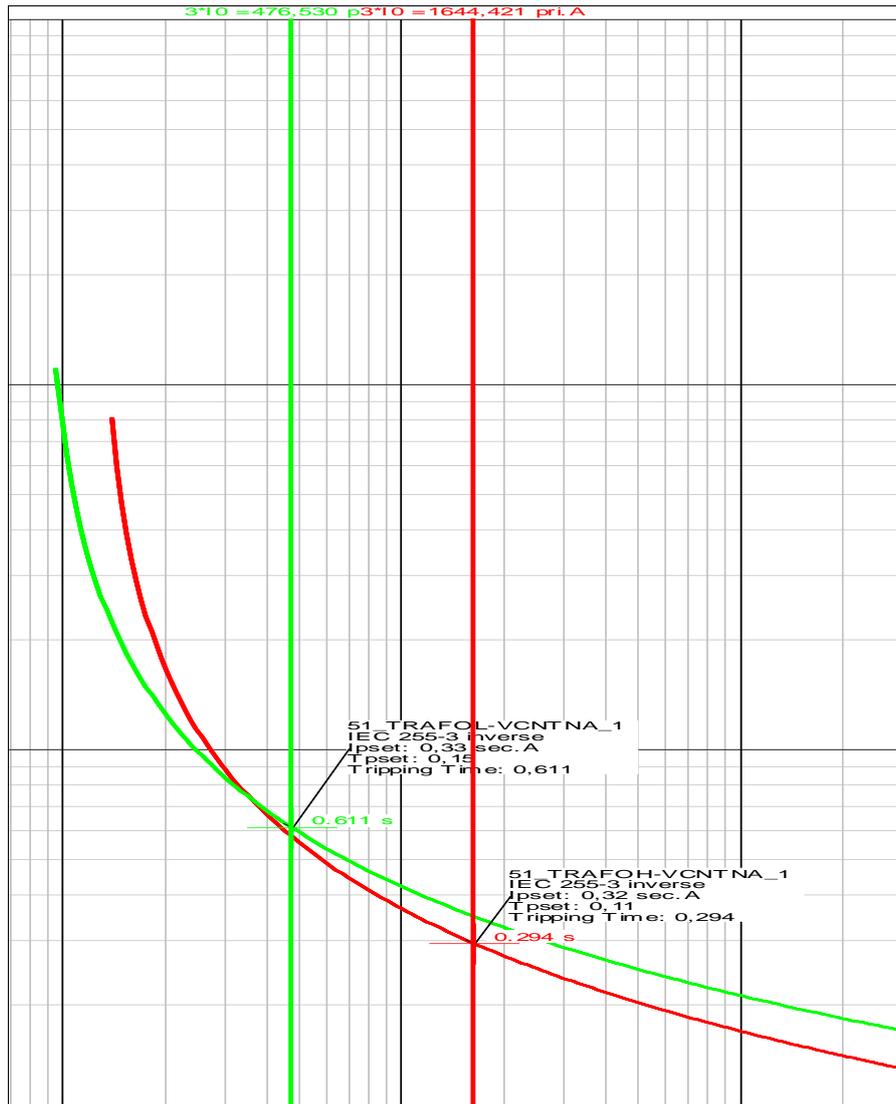


Figura 5.36. Falla en el devanado de alto voltaje del transformador Vicentina T1, coordinación de la protección de tierra, devanado de alto voltaje (línea roja), devanado de bajo voltaje (línea verde) [Fuente: PowerFactory]

Los ajustes de las demás protecciones de sobrecorriente se pueden ver en el ANEXO IX.

CAPÍTULO 6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- El estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión a 46 kV de la EEQ ha sido implementado y validado con éxito en el software PowerFactory de DlgSILENT, estableciendo los ajustes adecuados de las protecciones afectadas por el cambio topológico en distintos escenarios operativos.
- Se determinó mediante el estudio de cortocircuito que el cambio topológico realizado en la S/E Vicentina y la puesta en servicio de la L/T Miraflores – Pérez Guerrero modificó la mayoría de las protecciones del sistema de subtransmisión a 46 kV haciendo necesario un nuevo ajuste de protecciones.
- Las simulaciones mostraron que para ciertos eventos de falla la protección de distancia no puede operar ya que las condiciones del sistema provocan que la impedancia vista por el relé se encuentre dentro de la zona de carga. En base a eso, los resultados corroboraron la necesidad de una operación coordinada entre la protección de distancia y la protección de sobrecorriente.
- Los resultados arrojan que las fuentes intermedias tiene efectos significativos en el ajuste de la protección de distancia. Específicamente, se concluye que el comportamiento de la impedancia para fallas con contacto a tierra es muy diverso por lo que tiene que ser cuidadosamente ajustado.
- Las subestaciones con transformadores en paralelo tuvieron una gran influencia en el ajuste de las protecciones de distancia, especialmente en el ajuste de la tercera zona, ya que al usar el criterio de ajuste propuesto en este trabajo de titulación se cubría otro nivel de voltaje, esto debido a que la impedancia equivalente de los transformadores en paralelo es menor en comparación a la de un transformador individual.
- La implementación de las rutinas CCDireccional y Relé de distancia desarrolladas en lenguaje DlgSILENT Programming Language (DPL) incidieron positivamente en el Estudio de Coordinación de Protecciones ya que facilitaron la obtención de los ajustes de las protecciones de distancia y de sobrecorriente en las líneas de subtransmisión. La rutina CCDireccional se implementó para la obtención de datos de los cuatro eventos de falla simulados, los cuales son fundamentales para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente. La rutina Relé de distancia se implementó para realizar el ajuste de las protecciones de distancia al permitir

observar en el plano complejo el comportamiento de las diversas impedancias obtenidas al simular los diferentes eventos de falla con distintos valores de resistencia.

- La rutina Relé de distancia fue implementada en la protección de distancia de todas las líneas de subtransmisión consideradas dentro de la zona de influencia, obteniendo mejores resultados al ajustar el alcance de las diferentes zonas. Los resultados muestran un ajuste más selectivo en términos de tipos de falla y resistencia de fallas, que justifica el uso de esta rutina.
- Las rutinas desarrolladas para este trabajo de titulación se pueden utilizar para nuevos estudios de coordinación de protecciones, o estudios de cortocircuitos en diversos tipos de sistemas eléctricos.

6.2. RECOMENDACIONES

- La coordinación de protecciones de sobrecorriente direccional se vuelve un problema ya que el Sistema Eléctrico Quito presenta una configuración mallada compuestos por varios anillos, para lo cual se recomienda utilizar esquemas de teleprotección que mejoran la actuación de este tipo de protecciones.
- Se recomienda implementar la protección diferencial (87) en las líneas de subtransmisión que forman parte del SEQ para mejorar las propiedades del sistema de protecciones.
- Se recomienda un cambio paulatino de los transformadores de corriente instalados actualmente en el SEQ por los determinados en este trabajo de titulación con el fin de evitar problemas de saturación, al presentarse cambios en el sistema, para así evitar daños en los equipos y errores de medición.
- Antes de ejecutar la rutina relé de distancia se debe verificar que en el elemento Polarizing sea el del relé bajo estudio para evitar ajustes erróneos.
- Se recomienda para la protección de distancia simular varios eventos de falla en los dos devanados de los transformadores, principalmente en los de tres devanados a fin de verificar que no se cubra equipos que operen a otro nivel de voltaje.
- Para el estudio de coordinación de protecciones se modelo un solo relé para los diversos casos, se recomienda realizar las pruebas necesarias para la implementación en los relés de antigua generación que posee la EEQ.
- Se recomienda a la EEQ ajustar las protecciones de distancia en las líneas de subtransmisión a 138 kV mediante la rutina relé de distancia para mejorar la selectividad del ajuste de la protección.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Walter Brokering Christie, Rodrigo Palma Behnke, y Luis Vargas Díaz, *Sistemas Eléctricos de Potencia*, Ñom Lüfke, Primera Edición. Chile: Pearson, 2006.
- [2] Nasser D. Tleis, *Power Systems Modelling and Fault Analysis Theory and Practice*, First Edition. London: Newnes, 2007.
- [3] M. A. Laughton y D. J. Warne, *Electrical Engineer's Reference Book*, Sixteenth edition. Great Britain: Newnes, 2003.
- [4] Juan M. Gers y Edward J. Holmes, *Protection of Electricity Distribution Networks*, 3rd Edition. London: IET, 2011.
- [5] Antonio Gómez-Expósito, Antonio J. Conejo, y Claudio Cañizares, *Electric Energy Systems Analysis and Operation*, First Edition. U.S.: CRC Press Taylor & Francis Group, 2009.
- [6] J. Lewis Blackburn y Thomas J. Domin, *Protective Relaying Principles and Applications*, Third Edition. New York: Taylor & Francis Group, LLC, 2006.
- [7] ANSI/IEEE Standard C37.2, «Standard Electrical Power System Device Function Numbers». IEEE Service Center.
- [8] Carlos F. Ramírez, *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*, Segunda Edición. Colombia: Mejia Villegas S.A., 2003.
- [9] IEEE Std C57.13, «IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers». Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- [10] IEC 60186, «Voltage Transformers». International Electrotechnical Commission.
- [11] Stanley H. Horowitz y Arun G. Phadke, *Power System Relaying*, Third Edition. England: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [12] Gerhard Ziegler, *Numerical Distance Protection Principles and Applications*, Second Edition. Germany: SIEMENS, 2005.
- [13] SIEMENS, «Manual SIPROTEC Protección de distancia 7SA6», SIEMENS, Germany, 2006.

- [14] Arun G. Phadke y James S. Thorp, *Computer Relaying for Power Systems*, Second Edition. Great Britain: John Wiley & Sons, Ltd, 2009.
- [15] DlgSILENT, «DlgSILENT PowerFactory 15 User Manual», DlgSILENT, Germany, jul. 2014.
- [16] Departamento de Planificación Técnica, «Plan de Expansión 2018-2027 del Sistema de la EEQ», Empresa Eléctrica Quito, Quito, ago. 2017.
- [17] Raúl Andrés Llumiquinga Cisneros, «Estudio de Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito S.A. utilizando el Software PowerFactory de DlgSILENT», Escuela Politécnica Nacional, Ecuador, Quito, 2011.
- [18] Despacho de Carga. Dirección de Subtransmisión, «Diagrama Unifilar EEQ». Empresa Eléctrica Quito, 2017.
- [19] Departamento de Construcción de Líneas y Subestaciones, «Conductores, Estructuras, Transformadores, Generadores EEQ». Empresa Eléctrica Quito, 2017.
- [20] CABEL, «Aluminio Desnudo». CABEL Interamericana de Cables Venezuela, S.A.

ANEXOS

Debido al gran número de anexos se ha decidido presentarlos en formato digital, a continuación se detallan los diferentes anexos del trabajo de titulación:

ANEXO I. ESTRUCTURAS PARA 46 kV DEL SEQ

ANEXO II. SEQ MODELADO EN POWERFACTORY

ANEXO III. CORRIENTES Y POTENCIAS DE CORTOCIRCUITO OBTENIDOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

ANEXO IV. CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN QUE FORMAN PARTE DE LA ZONA DE INFLUENCIA

ANEXO V. MANUAL DE USUARIO: CCDIRECCIONAL

ANEXO VI. AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

ANEXO VII. MANUAL DE USUARIO: RELÉ DE DISTANCIA

ANEXO VIII. AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

ANEXO IX. AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

ANEXO X. MÁXIMAS CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

ORDEN DE EMPASTADO