

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas

Carrera de Electricidad

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA  
DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE S.A. CON RELÉS  
DIRECCIONALES PARA CIERRE DEL LAZO IBARRA, ALPACHACA,  
EL CHOTA Y PIMAMPIRO**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte  
previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico

Autor:

Vaca Carrera Jordan Fernando

Director:

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz MSc.

Ibarra – Ecuador

2023



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

## BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

### AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

#### 1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
CÉDULA DE IDENTIDAD:	1753674678		
APELLIDOS Y NOMBRES:	Vaca Carrera Jordan Fernando		
DIRECCIÓN:	El Juncal, Ambuquí		
EMAIL:	jfvacac@utn.edu.ec		
TELÉFONO FIJO:		TELÉFONO MÓVIL:	0969414087

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE CON RELÉS DIRECCIONES PARA CIERRE DEL LAZO IBARRA, ALPACHACA, EL CHOTA Y PIMAMPIRO
AUTOR (ES):	Vaca Carrera Jordan Fernando
FECHA: DD/MM/AAAA	09/05/2023
SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO	
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
ASESOR /DIRECTOR:	Ing. Hernán Pérez MSc.

## **2. CONSTANCIA**

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 09 días del mes de mayo de 2023.

**EL AUTOR:**



Vaca Carrera Jordan Fernando



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN**  
**CIENCIAS APLICADAS**

**ACEPTACIÓN DEL DIRECTOR**

Ing. Hernán Pérez MSc.

Certifico que después de haber examinado el trabajo de investigación desarrollado por el señor: Vaca Carrera Jordan Fernando, el estudiante ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo titulado **“ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE CON RELÉS DIRECCIONALES PARA CIERRE DEL LAZO IBARRA, ALPACHACA Y EL CHOTA”**. Previo a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, aprobando su impresión y empastado.

Ing. Segundo Hernán Pérez Cruz  
Director del trabajo de grado

## **Dedicatoria**

A mi abuelito Telmo y a mi hermana Judith, quienes vieron comenzar este sueño, pero desafortunadamente hoy no están en este mundo para verlo finalizado, aunque tengo la certeza que desde el cielo me ven ahora y se sienten orgullosos, gracias por siempre confiar en mí.

## **Agradecimientos**

A Dios por darme vida, salud y sabiduría cada día de mi vida.

A mis familiares, quienes estuvieron presentes en los momentos buenos y fueron un apoyo en los momentos difíciles de esta etapa.

A la Universidad Técnica del Norte por abrirme las puertas para formar parte de ella, a la carrera de Electricidad y su cuerpo docente, quienes me otorgaron conocimientos, pero también valores y virtudes necesarios para mi vida profesional y personal.

A la Empresa Regional Norte S.A. y a quienes conforman el Departamento de Estudios Eléctricos y Calidad de Energía, de manera especial al Ing. Omar Chacón por su incondicional ayuda, tiempo, guía y consejos que me permitieron concluir mi trabajo de titulación.

A mi tutor, Ing. Hernán Pérez por ser un apoyo incondicional en todas las etapas de desarrollo de mi trabajo de grado.

Y finalmente, a mis compañeros, amigos y personas que estuvieron presentes en toda mi etapa universitaria.

## Tabla de Contenido

Resumen .....	XIV
Abstract.....	XV
Contextualización.....	XVI
Planteamiento del problema.....	XVIII
Formulación del problema.....	XVIII
Justificación .....	XIX
Alcance .....	XIX
Objetivo General.....	XX
Objetivos Específicos.....	XX
CAPÍTULO 1.....	1
1.1. Sistema de subtransmisión .....	1
1.1.1. Componentes del sistema de subtransmisión .....	1
1.1.2. Topología de sistemas eléctricos.....	4
1.1.3. Perturbaciones en los sistemas eléctricos de potencia .....	5
1.1.4. Tasa de ocurrencia de fallas .....	7
1.2. Sistemas de protección.....	8
1.2.1. Propiedades de un sistema de protección .....	8
1.2.2. Zonas de actuación de las protecciones .....	10
1.2.3. Componentes del sistema de protección .....	10
1.2.4. Relés direccionales de sobrecorriente .....	12
1.2.5. Parámetros ajustables para la coordinación de protecciones.....	13
CAPÍTULO 2.....	16
2.1. Área de concesión de EMELNORTE S.A.....	16
2.1.1. Interconexión con el SNI.....	16
2.1.2. Subestaciones de distribución .....	16
2.1.3. Líneas de subtransmisión .....	17
2.1.4. Delimitación del área de estudio .....	18
2.1.4.1. Componentes CELEC EP TRANSELECTRIC .....	19

2.1.4.2.	Componentes EMELNORTE S.A. ....	19
2.2.	Metodología .....	21
2.3.	DlgSILENT PowerFactory .....	22
2.4.	Norma IEC 60909 .....	23
2.5.	Criterios para la coordinación de protecciones.....	24
2.6.	Representación del lazo de estudio .....	27
2.6.1.	Importación del diagrama unifilar de EMELNORTE S.A.....	27
2.6.2.	Sistema en lazo Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro.....	29
2.7.	Estudio de cortocircuitos .....	30
2.8.	Implementación de instrumentos de medición y protección. ....	31
2.9.	Cálculo de parámetros para ajuste de relés en las líneas de subtransmisión.....	35
2.9.1.	Parámetros de ajuste para relé de fase y neutro: Ibarra – Alpachaca .....	35
2.9.2.	Parámetros de ajuste para relé de fase y neutro: Alpachaca – El Chota.....	37
2.9.3.	Parámetros de ajuste para relé de fase y neutro: El Chota – Pimampiro .....	39
2.9.4.	Parámetros de ajuste para relé de fase y neutro: Alpachaca – Ajaví .....	41
2.10.	Parámetros de ajuste para los relés de protección para el lazo de estudio.....	43
CAPÍTULO 3.....		46
3.1.	Ingreso de parámetros en relés de protección para la obtención de curvas de coordinación.....	46
3.2.	Coordinación de protecciones direccionales de fase: Ibarra – Pimampiro.....	50
3.2.1.	Coordinación de protecciones direccionales de fase: Ibarra – Alpachaca y Alpachaca – El Chota .....	50
3.2.2.	Coordinación de protecciones direccionales de fase: Alpachaca – El Chota y El Chota – Pimampiro.....	51
3.3.	Coordinación de protecciones direccionales de fase: Pimampiro – Ibarra.....	52
3.3.1.	Coordinación de protecciones direccionales de fase: Pimampiro – El Chota y El Chota – Alpachaca .....	53
3.3.2.	Coordinación de protecciones direccionales de fase: El Chota – Alpachaca y Alpachaca – Ibarra .....	54
3.4.	Coordinación de protecciones de sobrecorriente de fase: Alpachaca – Ajaví.....	55

3.5.	Coordinación de protecciones de sobrecorriente de fase: El Chota – La Carolina	58
3.6.	Coordinación de protecciones de fase y neutro para transformadores de distribución pertenecientes al lazo de estudio.....	60
3.6.1.	Coordinación de protecciones: Transformador Alpachaca.....	61
3.6.2.	Coordinación de protecciones: Transformador Ajaví .....	62
3.6.3.	Coordinación de protecciones: Transformador El Chota (1) y (2) .....	63
3.6.4.	Coordinación de protecciones: Transformador La Carolina .....	65
3.7.	Coordinación de protecciones direccionales de neutro Ibarra – Pimampiro .....	66
3.7.1.	Coordinación de protecciones direccionales de neutro: Ibarra – Alpachaca y Alpachaca – El Chota .....	66
3.7.2.	Coordinación de protecciones direccionales de neutro: Alpachaca – El Chota y El Chota – Pimampiro.....	68
3.8.	Coordinación de protecciones direccionales de neutro: Pimampiro – Ibarra .....	69
3.8.1.	Coordinación de protecciones direccionales de neutro: Pimampiro – El Chota y El Chota – Alpachaca .....	69
3.8.2.	Coordinación de protecciones direccionales de neutro: El Chota – Alpachaca y Alpachaca – Ibarra .....	71
3.9.	Coordinación de protecciones de neutro: Alpachaca – Ajaví.....	72
3.10.	Coordinación de protecciones de neutro: El Chota – La Carolina.....	74
3.11.	Parámetros de ajuste definitivos para la coordinación de protecciones .....	77
	Conclusiones .....	79
	Recomendaciones .....	80
	Referencias.....	81
	Anexos.....	84
	Anexo A: Diagrama unifilar de EMELNORTE S.A. (Actualizado).....	84
	Anexo B: Ajuste de relés de protección en el lazo de estudio.....	85

## Índice de Figuras

Fig. 1: Falla multifásica en conexión estrella – estrella.....	2
Fig. 2: Falla monofásica en conexión estrella – estrella .....	2
Fig. 3: Falla monofásica en conexión delta - estrella aterrizado .....	3
Fig. 4: Falla multifásica en conexión delta - estrella aterrizado.....	3
Fig. 5: Sistema radial .....	5
Fig. 6: Sistema en lazo.....	5
Fig. 7: Esquema básico de un sistema de protección.....	8
Fig. 8: Método cruzado .....	14
Fig. 9: Rango de actuación del relé direccional de sobrecorriente de fase .....	15
Fig. 10: Metodología aplicada al estudio de coordinación de protecciones .....	21
Fig. 11: Representación de tipos de cortocircuitos según norma IEC 60909.....	24
Fig. 12: Entorno principal de DIGSILENT PowerFactory.....	27
Fig. 13: Importación de archivo de EMELNORTE S.A.....	28
Fig. 14: Activación del archivo importado .....	28
Fig. 15: Subestación TRANSELECTRIC Pimampiro .....	29
Fig. 16: Lazo de estudio: Ibarra, Alpachaca, El Chota, Pimampiro .....	30
Fig. 17: Ventana para editar dispositivos.....	32
Fig. 18: Ventana para seleccionar elementos de protección o medición .....	32
Fig. 19: Especificaciones del elemento de protección o medición .....	33
Fig. 20: Librerías de PowerFactory .....	33
Fig. 21: Ventana Edit Devices .....	46
Fig. 22: Ventana Relay Model .....	47
Fig. 23: Ventana para ingresar los parámetros del relé temporizado.....	47
Fig. 24: Ventana para ingresar los parámetros del relé instantáneo.....	48
Fig. 25: Time-Overcurrent Plot .....	48
Fig. 26: Curva de coordinación relé 67 Ibarra - Alpachaca.....	49
Fig. 27: Falla multifásica al 80% de la línea Alpachaca - El Chota .....	50

Fig. 28: Actuación de los relés de fase: Ibarra – Alpachaca – El Chota, ante una falla trifásica .....	51
Fig. 29: Falla multifásica al 20% de la línea Pimampiro - El Chota .....	51
Fig. 30: Actuación de los relés de fase: Alpachaca – El Chota y El Chota – Pimampiro, ante una falla trifásica .....	52
Fig. 31: Falla multifásica al 20% de la línea Alpachaca - El Chota .....	53
Fig. 32: Actuación de los relés de fase: Pimampiro – El Chota y El Chota – Alpachaca ante una falla trifásica .....	54
Fig. 33: Falla multifásica al 20% de la línea Ibarra – Alpachaca .....	54
Fig. 34: Actuación de los relés de fase: El Chota – Alpachaca y Alpachaca – Ibarra ante una falla trifásica .....	55
Fig. 35: Falla multifásica al 80% de la línea Alpachaca – Ajaví .....	56
Fig. 36: Actuación de los relés de fase: Alpachaca - Ajaví y El Chota – Alpachaca ante una falla multifásica .....	57
Fig. 37: Actuación de los relés de fase: Alpachaca - Ajaví e Ibarra – Alpachaca, ante una falla trifásica .....	57
Fig. 38: Falla multifásica al 80% de la línea El Chota - La Carolina .....	58
Fig. 39: Actuación de los relés de fase: El Chota – La Carolina y Alpachaca – El Chota, ante una falla trifásica .....	59
Fig. 40: Actuación de los relés de fase: El Chota - La Carolina y Pimampiro - El Chota, ante una falla trifásica .....	60
Fig. 41: Actuación de los relés del Transformador Alpachaca y El Chota - Alpachaca, ante una falla monofásica a tierra .....	61
Fig. 42: Actuación de los relés del Transformador Alpachaca e Ibarra – Alpachaca, ante una falla monofásica a tierra .....	62
Fig. 43: Actuación de los relés del Transformador Ajaví, Alpachaca – Ajaví y El Chota - Alpachaca, ante una falla monofásica .....	63
Fig. 44: Actuación de los relés del Transformador El Chota (1) y Alpachaca – El Chota, ante una falla monofásica .....	64
Fig. 45: Actuación de los relés del Transformador El Chota (1) y Pimampiro – El Chota, ante una falla monofásica .....	65

Fig. 46: Actuación de los relés del Transformador La Carolina, El Chota – La Carolina y Alpachaca – El Chota, ante una falla monofásica .....	66
Fig. 47: Falla monofásica a tierra en el 80% de la línea Alpachaca - El Chota .....	67
Fig. 48: Actuación de los relés de neutro: Alpachaca - El Chota e Ibarra - Alpachaca, ante una falla monofásica a tierra .....	67
Fig. 49: Falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Pimampiro - El Chota.....	68
Fig. 50: Actuación de los relés de neutro: El Chota - Pimampiro y Alpachaca - El Chota, ante una falla monofásica a tierra .....	69
Fig. 51: Falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Alpachaca - El Chota .....	70
Fig. 52: Actuación de los relés de neutro: El Chota - Alpachaca y Pimampiro - El Chota, ante una falla monofásica .....	70
Fig. 53: Falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Ibarra - Alpachaca .....	71
Fig. 54: Actuación de los relés de neutro: El Chota - Alpachaca y Alpachaca - Ibarra, ante una falla monofásica a tierra .....	72
Fig. 55: Falla monofásica a tierra en el 80% de la línea Alpachaca - Ajaví.....	73
Fig. 56: Actuación de los relés de neutro: Alpachaca - Ajaví, ante una falla monofásica a tierra .....	73
Fig. 57: Actuación de los relés: Alpachaca - Ajaví e Ibarra - Alpachaca, ante una falla monofásica a tierra .....	74
Fig. 58: Falla monofásica a tierra en el 80% de la línea El Chota - La Carolina.....	75
Fig. 59: Actuación de los relés de neutro: El Chota - La Carolina y Alpachaca - El Chota, ante una falla monofásica a tierra .....	76
Fig. 60: Actuación de los relés de neutro: El Chota - La Carolina y Pimampiro - El Chota, ante una falla monofásica .....	76

## Índice de Tablas

Tabla 1. 1: Tasa de ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico de potencia .....	7
Tabla 1. 2: Configuración para determinar la dirección de la corriente .....	15
Tabla 2.1: Subestaciones del área de concesión de EMELNORTE S.A.....	17
Tabla 2.2: Líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A. ....	17
Tabla 2.3: Características de los transformadores de TRANSELECTRIC .....	19
Tabla 2.4: Características de los transformadores de EMELNORTE S.A.....	20
Tabla 2.5: Características de las líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A. ....	20
Tabla 2.6: Corrientes de cortocircuito en el lazo de estudio .....	31
Tabla 2.7: Equipos de medición y protección implementados en el lazo de estudio.....	34
Tabla 2.8: Valores de ajuste para relés de fase y neutro: Ibarra – Alpachaca, establecidos por TRANSELECTRIC .....	35
Tabla 2.9: Parámetros de ajuste para relés de fase y neutro: Ibarra - Alpachaca.....	37
Tabla 2.10: Valores de ajuste para relé temporizado Alpachaca – El Chota .....	37
Tabla 2.11: Valores de ajuste para relé Alpachaca – El Chota.....	39
Tabla 2.12: Valores de ajuste para relé temporizado El Chota – Pimampiro .....	40
Tabla 2.13: Valores de ajuste para relé El Chota - Pimampiro .....	41
Tabla 2.14: Valores de ajuste para relé El Chota - Alpachaca.....	42
Tabla 2.15: Valores de ajuste para relé Alpachaca - Ajaví .....	43
Tabla 2.16: Ajuste de relés para la coordinación de protecciones en el lazo de estudio.....	44
Tabla 2.17: Ajuste de relés para la coordinación de protecciones en el lazo de estudio.....	77

## Resumen

El sistema de subtransmisión es uno de los componentes principales de cualquier sistema eléctrico de potencia, este permite a las empresas distribuidoras proveer de energía eléctrica a distintas subestaciones ubicadas a lo largo de su área de concesión, por lo cual requiere un sistema de protecciones apropiado que permita garantizar la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. El presente trabajo de titulación tiene como objetivo realizar el estudio de coordinación de protecciones mediante relés direccionales en el lazo que comprenderán las subestaciones Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro para la protección de equipos eléctricos y líneas de subtransmisión. Mediante este estudio básicamente se busca aumentar la confiabilidad del sistema de subtransmisión de EMELNORTE ante fallas multifásicas y monofásicas. Una vez determinada el área de estudio, se procedió a crear el sistema en lazo mediante el software DIGSILENT PowerFactory para posteriormente determinar los ajustes de los relés direccionales para las líneas de subtransmisión, entonces se establecieron ciertos criterios de coordinación de protecciones, entre los cuales sobresalen: fórmulas, configuración de devanados, margen de coordinación, protección primaria y de respaldo, entre otros. Una vez determinados los ajustes para las líneas de subtransmisión mediante los cálculos correspondientes, se procedió a cargar los ajustes en los relés de protección para los transformadores de distribución, estos parámetros fueron proporcionados por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE. Para finalizar, se realizó una serie de simulaciones de fallas multifásicas y monofásicas en distintos puntos del sistema, esto con el afán de conocer el tiempo de actuación, tanto de las protecciones primarias como de respaldo, después de la simulación se reajustaron ciertos valores de TAP y DIAL con la finalidad de mejorar el tiempo de reacción ante fallas de cualquier naturaleza, estos valores que serán implementados en EMELNORTE se encuentran adjuntados en el apartado de anexos.

**Palabras clave:** subtransmisión, protecciones, PowerFactory, EMELNORTE, relés direccionales.

## Abstract

The sub transmission system is one of the main components of any electrical power system, it allows the distribution companies to supply electrical energy to different substations located throughout its concession area, therefore it requires an appropriate protection system to guarantee the reliability and continuity of the electrical service. The objective of this degree work is to conduct the study of protection coordination by means of directional relays in the loop that will include the Ibarra, Alpachaca, El Chota and Pimampiro substations for the protection of electrical equipment and sub transmission lines. This study basically seeks to increase the reliability of EMELNORTE's sub transmission system in the event of multiphase and single-phase faults. Once the study area was determined, the loop system was created using DlgSILENT PowerFactory software to subsequently determine the settings of the directional relays for the sub transmission lines, then certain criteria for coordination of protections were established, among which stand out: formulas, winding configuration, coordination margin, primary and backup protection, among others. Once the settings for the sub-transmission lines were determined by means of the corresponding calculations, the settings were loaded in the protection relays for the distribution transformers, these parameters were provided by the Electrical Studies Department of EMELNORTE. Finally, a series of simulations of multiphase and single-phase faults were carried out at different points of the system, to know the tripping time of both primary and backup protections. After the simulation, certain values of TAP and DIAL were readjusted to improve the reaction time to faults of any nature; these values, which will be implemented in EMELNORTE, are attached in the annexes section.

**Keywords:** sub transmission, protections, PowerFactory, EMELNORTE, directional relays.

LUIS ALFONSO  
PASPUEZAN  
SOTO

Firmado digitalmente  
por LUIS ALFONSO  
PASPUEZAN SOTO  
Fecha: 2023.02.16  
15:08:41 -05'00'

Reviewed by:

## Contextualización

La energía eléctrica es una herramienta primordial para el desarrollo de cualquier comunidad a nivel mundial, ya que está presente en toda actividad relacionada con el ser humano, desde los electrodomésticos de casa hasta grandes máquinas que se usan en distintas industrias. Para poder disfrutar de este servicio, es necesario disponer de un sistema eléctrico de potencia confiable que lleve la energía eléctrica desde el lugar de generación hasta los consumidores. Una de las partes primordiales de este sistema es la subtransmisión, que se encuentra constituido principalmente por las líneas de alto voltaje y las subestaciones.

Los sistemas de subtransmisión son una de las partes principales en el SNI que permite a las empresas distribuidoras proveer de energía eléctrica a las distintas ciudades en las cuales tiene cobertura el servicio. El sistema de subtransmisión del Ecuador se encuentra compuesto de forma radial y anillo debido a que las condiciones de utilización dependen del tipo y tamaño de la carga, su importancia, necesidades de aumentar la continuidad y confiabilidad de servicio, además de los recursos que se disponen para su mejoramiento (Chacón O. , 2014).

La continuidad y la calidad del servicio hacen referencia al hecho de que el sistema eléctrico de potencia debe garantizar que la energía producida en centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo. Esto adquiere una importancia relevante si se considera que la energía eléctrica no puede ser almacenada a gran escala a diferencia de otros tipos de energía, por lo que una interrupción de este servicio repercute de manera inmediata sobre los procesos que se desarrollan a partir del consumo de energía eléctrica (Ramírez M. , 2005).

Entonces, según Dharmendra y Shubhrata (2012), se requiere un sistema de protección confiable. En caso de que falle el sistema de protección principal, debe existir un sistema de protección secundario o de respaldo para garantizar la confiabilidad. Esta protección debe actuar como apoyo ya sea en la misma estación o las líneas vecinas con retardo de tiempo de acuerdo con el requerimiento de selectividad.

El objetivo de los sistemas de protección que se implementan en todos los componentes del sistema eléctrico de potencia es mitigar o reducir el daño que una perturbación de origen eléctrico puede causar a los equipos y en general a todo el sistema eléctrico. Para su coordinación se consideran los tipos de protecciones que se implementan en los componentes del SEP y la forma en que cada protección opera conforme a sus características determinadas (Mafla, 2017).

Como lo mencionan Montoya, Tobar, Zapata y García (2019), una adecuada coordinación de protecciones es un aspecto fundamental que ayuda a evitar grandes desconexiones inesperadas que pueden traer incluso problemas en la operación de estabilidad de la red eléctrica y sus diferentes componentes. Aunque esta actividad tiene una alta complejidad en sistemas eléctricos de gran tamaño, en la actualidad existen diversos métodos de coordinación de protecciones que se han aplicado en distintos casos de estudio.

Las protecciones eléctricas para las líneas de subtransmisión reducen el impacto de cortocircuitos en los elementos importantes del SEP. Por esto en el área de protecciones eléctricas de las empresas distribuidoras se efectúan estudios para conseguir que los parámetros de ajuste de las distintas protecciones garanticen una adecuada protección hacia los elementos que componen el sistema y sus operadores (Vaca, 2019).

Una falla puede aparecer en cualquiera de los diversos elementos que componen un SEP, sin embargo, algunos estudios realizados determinan que alrededor del 90% de las contingencias se producen en las líneas aéreas, siendo las del tipo monofásico a tierra las más comunes. Este dato se justifica por el hecho de que las líneas abarcan grandes extensiones de terreno, se encuentran a la intemperie y están sometidas a acciones exteriores que las redes actuales son incapaces de controlar (Ramírez M. , 2005).

De acuerdo con Añazco (2021), en la actualidad las empresas propietarias de las instalaciones eléctricas de generación, transmisión y distribución cuentan con procedimientos propios para el ajuste de las protecciones eléctricas, procedimientos que, a más de criterios utilizados para coordinación, generalmente contemplan la ejecución de estudios de cortocircuito (fallas) realizados en programas computacionales con licencia y que proporcionan la información base para el ajuste. Las señales de voltaje y corriente utilizadas para determinar el ajuste de los relés son aquellas correspondientes al periodo estacionario en condiciones de cortocircuito.

Actualmente, en cuanto a líneas de subtransmisión EMELNORTE cuenta con 21 líneas de este tipo con un voltaje nominal de 69 kV con una longitud de 247.06 km, además de dos líneas de subtransmisión de 34.5 kV con una longitud de 17.59 km, estas últimas al igual que sus transformadores se usan para evacuar la generación de las hidroeléctricas Ambi y San Miguel de Car. En el ámbito de protecciones se han realizado estudios de cortocircuitos y coordinación de protecciones para nueva subestación Cananvalle. Así como una actualización de coordinación de protecciones para los alimentadores de la subestación El Retorno considerando transferencias totales con los alimentadores de las subestaciones: Cayambe, San Agustín, Alpachaca y Ajaví (Ruiz, 2021).

## **Planteamiento del problema**

Las empresas distribuidoras del país siempre buscan el mejoramiento de los servicios eléctricos con el fin de garantizar un servicio de calidad a los abonados, ya sean estos residenciales, comerciales o industriales. Esto permite que la sociedad se desarrolle de una manera adecuada y que la calidad de vida mejore. Pero además al brindar un servicio confiable y de calidad, la empresa eléctrica distribuidora cumple con las regulaciones emitidas por el órgano regulador, manteniendo sus índices de interrupción dentro de los límites permisibles y quedando libre de multas o sanciones.

Actualmente, la Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE S.A. brinda el servicio de distribución y comercialización de energía eléctrica en el área norte del Ecuador, precisamente opera en las provincias de Imbabura y Carchi, los cantones Pedro Moncayo y Cayambe en la provincia de Pichincha, los sectores de Durango y Alto Tambo de la provincia de Esmeraldas y en el cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre. En toda su área de concesión, cuenta con 17 subestaciones de distribución, que manejan un voltaje nominal de 69/13.8 kV y entre todas poseen una capacidad instalada de 202.5 MVA (Ruiz, 2021). Todo este sistema se encuentra conectado de manera radial con la posibilidad de implementar una conexión lazo/radial con la incorporación de un nuevo punto de conexión con el SNI en el sector de Pimampiro, esta nueva subestación proveerá de energía a las subestaciones de El Chota, El Ángel y a la nueva subestación Pimampiro.

En el sistema de subtransmisión actual existen diversas causas que pueden provocar la interrupción del servicio de energía eléctrica, entre los más importantes se encuentran: sobrecargas, cortocircuitos, descargas atmosféricas o desastres de la naturaleza, entre otros. Por lo tanto, se debe trabajar en la solución de despejar estas fallas en el menor tiempo posible, para así evitar interrupciones de servicio eléctrico.

EMELNORTE S.A. no escatima en esfuerzos para reducir las fallas en su sistema de subtransmisión, pero la eliminación de los problemas no es posible, por lo menos no completamente ya que siempre existen sectores urbanos y rurales que son propensos a interrupciones prolongadas en el servicio eléctrico, sin duda estos problemas afectan a una gran cantidad de abonados, entre los cuales se encuentran: negocios, industrias y viviendas, las cuales presentan pérdidas económicas en corto tiempo, además de insatisfacción y molestias a la población en general (Cholango, 2019).

## **Formulación del problema**

¿Cómo realizar el estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE con relés direccionales para cierre del lazo entre las subestaciones Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro?

## **Justificación**

La coordinación de protecciones sin duda es fundamental para garantizar la confiabilidad en un sistema eléctrico de potencia. Ayuda a que, sin importar la procedencia de la falla o la magnitud de esta, la avería sea despejada de una manera segura desconectando el menor número de usuarios en el menor tiempo posible, así se asegura el correcto funcionamiento de los dispositivos de protección dentro de la red eléctrica.

El uso de los relés direccionales en el sistema en lazo ayuda a que en condiciones de falla se configuren de tal manera que solo puedan visualizar la corriente en una sola dirección y su coordinación sea en pares alternados. Para mejorar la sensibilidad del sistema, las protecciones deben ser colocadas en lugares estratégicos y estar correctamente coordinadas.

La presente investigación se realiza con el propósito de cerrar lazos en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE que permitan despejar fallas sin que haya interrupción de energía, mejorando de esta manera los índices de calidad de servicio y evitando que la empresa distribuidora se vea afectada por sanciones que pueden ser impuestas por el ente regulador.

Se contará con el apoyo del Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE, donde se tendrá total acceso a la información necesaria para el avance de la investigación, así como la licencia del software especializado que será necesario para elaborar el estudio de coordinación de protecciones.

## **Alcance**

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE se encuentra conformado por 21 líneas de subtransmisión con un voltaje nominal de 69 kV y 17 subestaciones reductoras. El estudio se llevará a cabo en el lazo que comprenden las subestaciones Ibarra, Alpachaca, El Chota que en la actualidad se encuentran conectadas de forma radial y además se agregará el nuevo punto de interconexión con el SNI en el sector de Pimampiro. Se realizará la coordinación de protecciones en dicho lazo mediante el uso de relés direccionales, lo cual permitirá una respuesta inmediata y segura ante cualquier falla, sin importar su origen, permitiendo así mantener la continuidad del servicio.

Para esto, se analizará la información técnica del equipamiento del sistema de subtransmisión de EMELNORTE, para determinar los criterios y parámetros de ajuste, necesarios en el proceso de coordinación de protecciones.

Para finalizar, se presentará un estudio en el cual se muestre el procedimiento de la coordinación de protecciones con relés direccionales en dicho lazo, mediante simulaciones en el software especializado DIgSILENT PowerFactory que utiliza EMELNORTE.

### **Objetivo General**

Realizar el estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. con relés direccionales para cierre del lazo Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro para la protección de las líneas y equipos eléctricos mediante la utilización del software especializado DIgSILENT PowerFactory.

### **Objetivos Específicos**

1. Describir información teórica sobre los elementos que componen el sistema de subtransmisión y de los sistemas de protección con relés direccionales.
2. Determinar los criterios y parámetros de ajuste para la coordinación de protecciones en el lazo de estudio.
3. Elaborar el estudio de coordinación de protecciones con relés direccionales para cierre del lazo.

# CAPÍTULO 1

## Sistemas de subtransmisión y sistemas de protección con relés direccionales

Mediante la investigación bibliográfica especializada, en este apartado se realizó una breve descripción de las características del sistema eléctrico de subtransmisión, así como de los principales componentes del sistema de protección con relés direccionales.

### 1.1. Sistema de subtransmisión

Un sistema de subtransmisión inicia con las líneas que salen de la subestación reductora de transmisión para proveer de energía a las subestaciones de distribución, además este sistema permite la interconexión de subestaciones dentro del área de concesión de la empresa distribuidora (Juárez, 1995). Para el caso de EMELNORTE S.A. el voltaje nominal para el sistema eléctrico de subtransmisión es 69 kV.

#### 1.1.1. Componentes del sistema de subtransmisión

El sistema de subtransmisión se compone de ciertos elementos necesarios para proveer de energía al sistema de distribución. Entre los más importantes están: subestación, transformador y líneas de subtransmisión.

##### a) Subestación

Una subestación eléctrica es la manifestación física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en esta la energía se modifica a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo. Básicamente consiste en un número de circuitos de entrada y salida que están conectados a las barras de la subestación, consta de equipos como: interruptores, transformador y seccionadores, además se complementa con sistemas secundarios como: control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares (Ramírez C. , 1991).

##### b) Transformador

Los transformadores de potencia son máquinas eléctricas cuyo funcionamiento se basa en la inducción electromagnética, están constituidos por dos devanados (primario y secundario), normalmente sobre un núcleo de hierro al silicio. Este dispositivo permite aumentar o disminuir el voltaje en un circuito de corriente alterna, manteniendo la frecuencia y la potencia que ingresan al equipo, pero presentan un porcentaje de pérdidas dependiendo de características como su tamaño y diseño (Mar & Vidal, 2011).

- **Configuración de los devanados**

Para el proceso de coordinación de protecciones es de suma importancia tomar en cuenta la configuración de los devanados en los transformadores, ya que determina si existe o no dependencia entre las protecciones del lado primario y secundario de estos elementos. Las principales configuraciones de devanados son: estrella aterrizado – estrella aterrizado y delta – estrella aterrizado. Estas configuraciones se describen a continuación.

- **Conexión Estrella aterrizado – Estrella aterrizado**

Cuando el transformador de una subestación tiene esta configuración en sus devanados y se produce una falla en su lado secundario, toda corriente de falla circulará al lado primario ya que se comparte la estructura en ambos lados. Entonces se puede decir que las protecciones de fase y tierra en alto voltaje deben estar coordinadas con las protecciones de bajo voltaje (Chacón O. , 2014).

El comportamiento de esta configuración ante una falla multifásica y monofásica se puede observar en la Fig. 1 y Fig. 2, respectivamente.

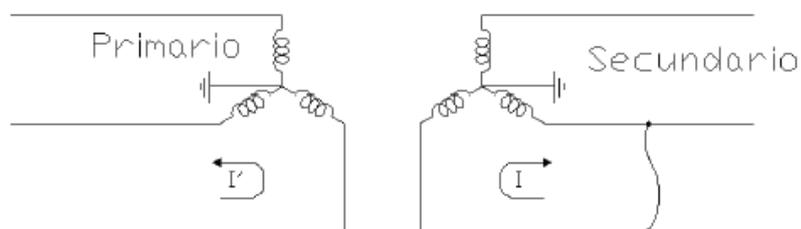


Fig. 1: Falla multifásica en conexión estrella – estrella

Fuente: (Chacón O. , 2014)

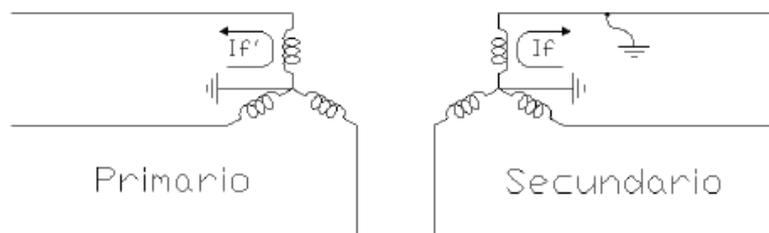


Fig. 2: Falla monofásica en conexión estrella – estrella

Fuente: (Chacón O. , 2014)

En la Fig. 1 y Fig. 2 se muestra la simulación de una falla multifásica y monofásica respectivamente, en el lado secundario del transformador y la manera en que esta se refleja con sus mismas características en el lado primario.

- **Conexión Delta – Estrella aterrizado**

Cuando se tiene esta configuración en los devanados del transformador el análisis de cómo se manifiestan las fallas tanto en el lado de alta y de baja es un poco más complejo. Para esta configuración existen dos casos: para el primer caso se considera una falla monofásica a tierra en el lado secundario, que en el lado primario se manifestará como una falla bifásica, esto significa que no se tomará en cuenta las corrientes homopolares en el lado de alta y por consiguiente exista una independencia entre protecciones aguas arriba y aguas abajo del transformador; para el segundo caso se considera una falla multifásica en el secundario, que en el lado de alta provocará que una fase tenga el doble de corriente que las otras dos fases, esto determina que las protecciones del lado de alta y de baja del transformador deban coordinar necesariamente (Chacón, 2014).

En la Fig. 3 se visualiza el comportamiento del sistema ante una falla monofásica en el lado secundario del transformador.

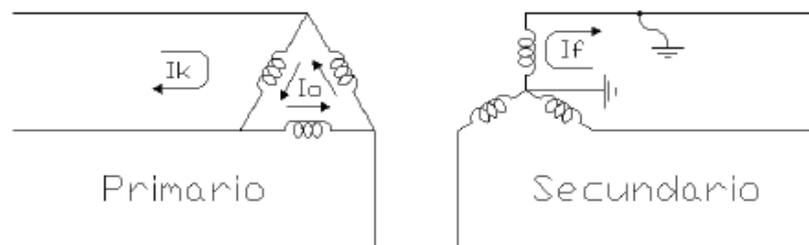


Fig. 3: Falla monofásica en conexión delta - estrella aterrizado  
Fuente: (Chacón O. , 2014)

En la Fig. 3 se observa la simulación de una falla monofásica en el lado secundario del transformador y como esta se refleja de manera bifásica en el lado primario.

En la Fig. 4 se visualiza el comportamiento del sistema ante una falla multifásica en el lado secundario del transformador.

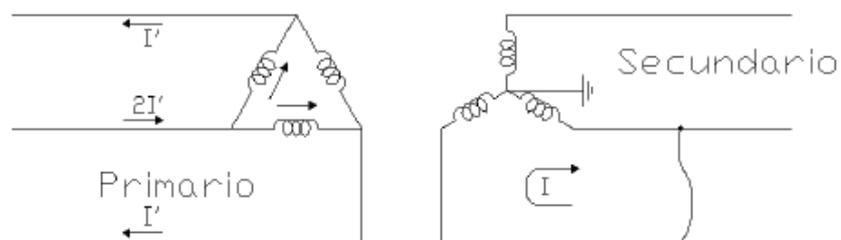


Fig. 4: Falla multifásica en conexión delta - estrella aterrizado  
Fuente: (Chacón O. , 2014)

En la Fig. 4 se observa la simulación de una falla multifásica en el lado secundario del transformador, al ocurrir esto, en el lado primario se observan corrientes de falla en sus fases, pero se hace énfasis en que una de estas fases tendrá el doble de corriente.

- **Líneas de subtransmisión**

Las líneas de transmisión son uno de los principales componentes en un sistema eléctrico de potencia y su función principal es servir como medio para transportar la energía eléctrica a través de grandes distancias, es decir, desde el lugar de generación hasta los puntos de distribución; aunque también se usan como medio de conexión entre subestaciones dentro de un área determinada. Para estas líneas se usan casi únicamente conductores metálicos desnudos, los cuales tienen alma de acero o de alguna aleación que los ayude a soportar el gran esfuerzo mecánico al cual están sometidas (Nasimba, Díaz, & Nasimba, 2020). El concepto de líneas de transmisión o subtransmisión únicamente se distingue por la diferencia del nivel de voltaje. En el Ecuador las líneas de transmisión tienen un voltaje de 138 kV, 230 kV o 500 kV y las líneas de subtransmisión llevan un voltaje de 69 kV o 34.5 kV, claro que esto depende del área de concesión en la que se encuentren y de la entidad responsable de dichos componentes.

### 1.1.2. Topología de sistemas eléctricos

En los sistemas de subtransmisión, una de las características más relevantes es la topología con la que se encuentran diseñados, estas son establecidas por la empresa transmisora o distribuidora encargada. Las topologías más comunes son: sistema radial y sistema en lazo.

#### a) Sistema radial

Un sistema radial es aquel que proporciona un único camino para el flujo de potencia. Esta configuración dispone de un único punto de alimentación en uno de sus extremos, desde donde la potencia fluye hasta sus cargas. Estos sistemas son sencillos, fáciles de proteger y controlar, por lo que su costo de inversión y mantenimiento es relativamente bajo en comparación con otras configuraciones, pero también son los que menos seguridad de servicio ofrecen, ya que su confiabilidad ante una falla es muy baja (Brokering & Palma, 2018).

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta la estructura básica de un sistema eléctrico con configuración radial.

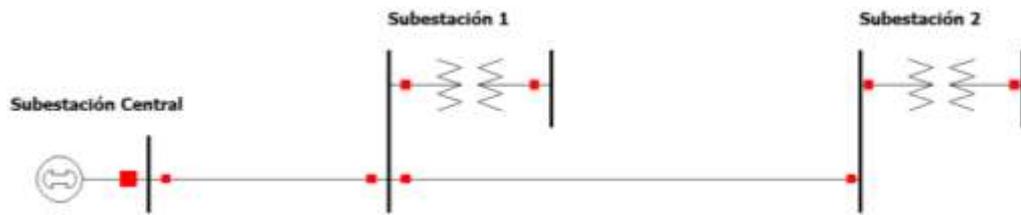


Fig. 5: Sistema radial

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se puede observar un sistema eléctrico de potencia en configuración radial, en la cual se distingue una única fuente de alimentación para la toda la carga.

### b) Sistema en lazo

La configuración de un sistema en lazo, desde otra perspectiva se asemeja a la configuración en anillo con dos fuentes. Al implementar una red con esta topología se busca aumentar la baja confiabilidad de los sistemas radiales comunes. Básicamente lo que se hace es alimentar las líneas de subtransmisión desde ambos extremos, con esto aumenta el costo de inversión de la red y la complejidad de la coordinación de protecciones ya que existe una desconexión selectiva de las líneas en ambos extremos cuando se produce una avería (Chacón O. , 2014).

En la Fig. 6 se presenta la estructura básica de un sistema eléctrico con configuración en lazo.

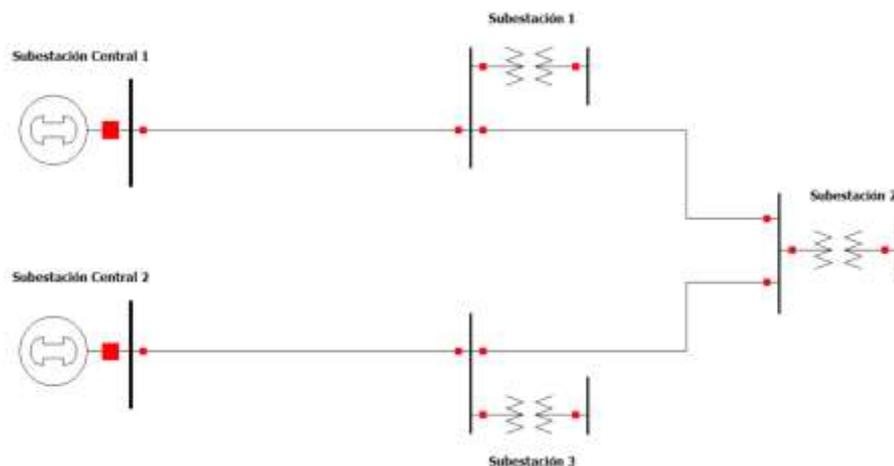


Fig. 6: Sistema en lazo

En la Fig. 6 se puede observar la estructura general de un sistema eléctrico de potencia en configuración lazo, en la cual se tiene dos puntos de alimentación, uno en cada extremo del sistema.

### 1.1.3. Perturbaciones en los sistemas eléctricos de potencia

Los sistemas eléctricos de potencia están diseñados de tal manera que el suministro de energía vaya desde la fuente hacia la carga, en lo posible de manera segura y continua.

En cualquier configuración o topología no se puede asegurar que todo el tiempo la operación sea estable, esto debido a la existencia de distintos fenómenos o perturbaciones que hacen que los sistemas eléctricos presenten fallas en cualquiera de sus componentes, es aquí donde se resalta la importancia de un sistema de protección confiable (Cela, 2018).

Cuando el sistema eléctrico de potencia se encuentra en operación se pueden presentar dos regímenes: régimen normal y anormal.

#### **a) Régimen normal**

El fenómeno más común en régimen normal son las corrientes de inrush o de magnetización, esta aparece al momento de energizar los transformadores, ya que este se encuentra vacío en el lado secundario. La corriente magnetizante es una perturbación no simétrica debido a que el circuito ferromagnético del transformador se comporta como una carga no lineal, siendo una fuente muy grande de armónicos. Por lo tanto, la corriente de inrush depende de factores como: potencia del transformador, características magnéticas del núcleo, condiciones operativas en la desconexión o nivel de voltaje; al depender de estos factores la corriente nunca tendrá el mismo valor. Se debe resaltar que estas fallas afectan en su mayoría a relés instantáneos, los relés temporizados no suelen verse afectados debido a la rapidez del fenómeno (Chacón O. , 2014).

#### **b) Régimen anormal**

En un sistema eléctrico de potencia se deben analizar dos tipos de fallas anormales: sobrecargas y cortocircuitos. Estas se presentan a continuación.

- **Falla transitoria (Sobrecarga)**

Durante una falla transitoria, la disminución de aislamiento de los elementos expuestos a esta es momentánea, esto debido al corto tiempo de presencia de este fenómeno, en ocasiones el sistema de protección no llega a operar debido a la capacidad de auto – recuperación del aislamiento, por lo que la falla se despeja si acción de la protección (Castellanos, 2012).

Los fenómenos transitorios más comunes son las sobrecargas, que son causadas por el aumento excesivo de carga en las redes eléctricas, es decir, un aumento de corriente que supera la capacidad máxima que puede soportar un conductor eléctrico. La capacidad de sobrecarga de un conductor eléctrico depende de ciertos factores como: valor de corriente o tiempo de sobrecarga, por esto se puede asegurar que las sobrecargas en su mayoría tendrán una corta duración (Chacón O. , 2014).

- **Falla permanente (Cortocircuitos)**

Cuando un elemento es sometido a una falla permanente su aislamiento se ve afectado de manera radical, lo cual reduce en gran medida su capacidad dieléctrica. Este tipo de fallas requieren reparación inmediata, mantenimiento correctivo o en casos extremos reposición del equipo antes de que el voltaje pueda ser reestablecido en el punto de falla. En los sistemas eléctricos actuales se tratan de evitar las fallas permanentes, es por eso que se implementan altos niveles de aislamiento que permitan la flexibilidad de estos ante situaciones de fallas de naturaleza permanente (Castellanos, 2012).

#### 1.1.4. Tasa de ocurrencia de fallas

En los sistemas eléctricos de potencia pueden ocurrir distintos tipos de fallas permanentes, cada una tiene sus propias características, así como su propio porcentaje de ocurrencia, como se muestra en la Tabla 1. 1.

Tabla 1. 1: Tasa de ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico de potencia

Cortocircuito	Principales características	% de ocurrencia
Monofásico	Es la falla más usual y la más violenta de todas. Se produce frecuentemente en redes rígidamente puestas a tierra o con impedancias de valor reducido.	80%
Bifásico	Es conocida porque sus corrientes de cortocircuito son menores que las de falla trifásica. Al presentarse en dos de tres fases del sistema, no son fallas equilibradas.	15%
Bifásico a tierra	Esta falla presenta las mismas características que la falla bifásica, con la única diferencia de que la energía de pérdida va hacia tierra.	10%
Trifásico	Se comportan como sistemas equilibrados. Las tensiones de cortocircuito en el punto de falla son prácticamente nulas y las corrientes presentan igual módulo, pero con un ángulo de desfase de 120°.	5%

Fuente: (Mujal M., 2014)

En la Tabla 1. 1 se puede observar que las fallas más comunes en el sistema eléctrico de potencia son monofásicas con el 80% de probabilidad, mientras que las fallas bifásicas tienen un rango de ocurrencia de 15% a 10% y por último las fallas trifásicas con un porcentaje de 5%.

## 1.2. Sistemas de protección

Debido al alto costo que implica la construcción de un sistema eléctrico de potencia y a los incidentes (fallas o perturbaciones) que se pueden producir durante la operación de este, surge la necesidad de instalar un sistema cuyo propósito principal sea proteger a los elementos que conforman dicho sistema y a sus operadores. (Anderson, 1999).

El sistema de protección tiene la responsabilidad de minimizar, reducir y atenuar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas o perturbaciones en el sistema eléctrico de potencia. Este sistema tiene como propósito mantener la calidad y la continuidad del servicio de energía eléctrica, la protección de los equipos y de las personas (García, 2018).

En la Fig. 7 se muestra el diagrama de bloques del funcionamiento de un sistema de protección básico.

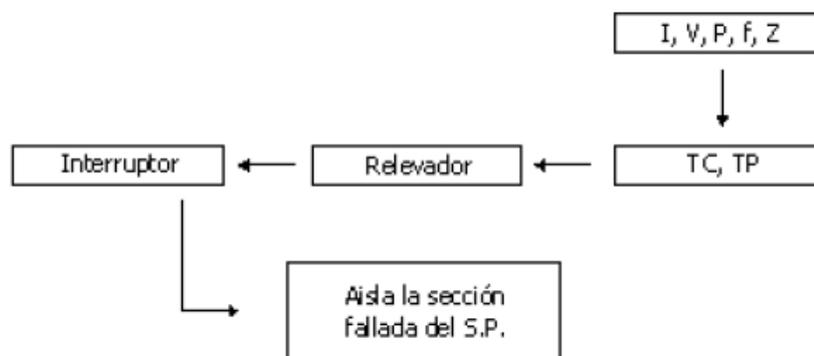


Fig. 7: Esquema básico de un sistema de protección

Fuente: (Ramírez S. , 2002)

En la Fig. 7 se puede observar el comportamiento básico de un sistema de protección el cual empieza con la adquisición de una señal del sistema (I, V, P, f, Z), estas señales son reducidas por los TC's y TP's a valores aptos para que los relés de protección puedan interpretarlos y si se cumplen ciertas condiciones enviar la señal de disparo a los interruptores, caso contrario continuarán con su operación normal. Este es el proceso básico mediante el cual se protege el sistema de transmisión de energía eléctrica.

### 1.2.1. Propiedades de un sistema de protección

Un sistema de protección debe cumplir con ciertas propiedades que determinan si son aptos para proteger al sistema eléctrico de potencia. El no cumplir con alguna de estas propiedades puede derivar en daños a los equipos o una caída total del sistema. Entonces las propiedades más importantes son: sensibilidad, exactitud, velocidad, simplicidad y selectividad.

#### **a) Sensibilidad**

Un sistema de protección debe ser lo suficientemente sensible para operar en condiciones de falla mínima que se puedan dar en su parte del sistema asignada. La condición de mínimo requerimiento es la que va a definir la sensibilidad del relé. En estas condiciones, circulará por la protección la mínima corriente de falla al producirse un cortocircuito y el relé deberá ser lo suficientemente sensible para detectar esa falla y tomar las acciones necesarias a fin de proteger al sistema (Barrenetxea, 1997).

#### **b) Exactitud**

Un sistema de protección debe operar con una mínima desviación respecto de la magnitud de ajuste. El parámetro de exactitud se expresa como un error de medida, es decir, como la diferencia entre el valor en el momento de operación y el valor en el momento de ajuste. Un valor aceptable de este error debe ser entre un 5 y 10% (Villarroel, 2003).

#### **c) Velocidad**

El sistema de protección debe operar con la velocidad adecuada. Este aspecto es demasiado importante ya que se necesita que el elemento o tramo afectado por una falla se separe de la red lo más rápido posible, para evitar que se produzcan mayores daños debido a los efectos del cortocircuito, de esta manera se reducen los costos de reparación y el tiempo de permanencia en fuera de servicio (Barrenetxea, 1997).

#### **d) Simplicidad**

La simplicidad de un sistema de protección está relacionada con la instalación de un mínimo número de equipos y circuitos incorporados, esto ayuda a que el sistema evite complejidades innecesarias, ya que estas son fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de sus obligaciones. El aspecto de simplicidad está estrechamente relacionado con la confiabilidad, es decir, mientras más simple sea el sistema de protección este será más confiable (Blackburn & Thomas, 2006).

#### **e) Selectividad**

La selectividad de un sistema de protección es la facultad para reconocer una falla dentro de la zona de protección asignada y posteriormente disparar los interruptores necesarios para despejar dicha falla, protegiendo así al sistema. Cuando una protección es selectiva, implica que no se verá afectada por las fallas que se produzcan fuera de los equipos o áreas que tienen bajo su responsabilidad.

Una protección actúa con selectividad cuando mantiene la continuidad del suministro, aislando o desconectando una porción mínima del circuito para aislar la falla (Barrenetxea, 1997).

### **1.2.2. Zonas de actuación de las protecciones**

El sistema eléctrico de potencia se divide en zonas de protección con la finalidad de desconectar la región o regiones que se vean afectadas por una falla. Estas zonas contienen un equipo primario de protección con sus respectivos interruptores asociados, de esta manera cuando se presente una falla, dicho equipo de protección actuará desconectando solo los interruptores asociados a este, inhabilitando solo su área delimitada, permitiendo así la continuidad del servicio en el resto del sistema. Se debe resaltar que en ningún sistema eléctrico de potencia pueden existir “puntos muertos”, es decir, que todos los equipos y elementos deben estar correctamente protegidos (Castro, 2018). Las zonas de actuación del sistema de protección son: primaria y secundaria.

#### **a) Protección primaria**

La protección primaria es la primera línea de defensa del sistema eléctrico de potencia ante condiciones de falla o perturbaciones, básicamente este sistema envía señales de disparo a los interruptores asociados al elemento del sistema eléctrico que en ese instante se encuentra bajo condiciones de falla, como consecuencia se desconecta únicamente dicho elemento ya que las protecciones primarias operan solamente dentro de su zona asignada. Es importante resaltar que la protección primaria siempre debe colocarse de tal forma que las regiones que se desea proteger siempre queden solapadas alrededor de los interruptores (Gers & Holmes, 2011).

#### **b) Protección secundaria o de respaldo**

La protección de respaldo o secundaria es la segunda línea de defensa del sistema eléctrico de potencia ante condiciones de falla o cortocircuitos. Este sistema actúa generalmente cuando por algún problema interno en los componentes o por estado de mantenimiento, la protección primaria no actuó. Se debe resaltar que el sistema de protección de respaldo actúa de forma temporizada (con retardo de tiempo) garantizando así que la protección primaria actúe primero (Gers & Holmes, 2011).

### **1.2.3. Componentes del sistema de protección**

En ocasiones se cree que los sistemas de protección están conformados únicamente por los relés de protección, este es un concepto erróneo ya que se necesitan también de

otros equipos para poder detectar, analizar y despejar la falla. Los elementos que componen un sistema de protección principalmente son: transformadores de corriente o voltaje, baterías de respaldo, interruptores automáticos y relés de protección. Estos son expuestos a continuación.

#### **a) Baterías de alimentación**

Este componente garantiza la presencia de energía eléctrica necesaria para la operación de los equipos de protección. Es necesario contar con esta fuente de alimentación independiente debido a que la energía no debe ser suministrada directamente desde la línea, ya que en caso de que exista una falla que deje sin alimentación a todo el sistema, dejaría también sin suministro a los sistemas de protección, lo que implicaría graves consecuencias debido a que las protecciones deben actuar precisamente en condiciones de falla (Ramírez M. , 2005).

#### **b) Transformadores de medida**

Son componentes eléctricos que están formados por devanados primario y secundario acoplados magnéticamente, su función es conectar los relés al sistema eléctrico de potencia. Para esto toman la señal en su lado primario, reducen la tensión o intensidad a un valor inferior y entregan dicho valor adecuado para el funcionamiento del relé de protección (Castro, 2018).

En el sistema de protección se dispone de dos tipos esenciales de transformadores de medida y protección: transformadores de corriente y tensión. Ambos tipos se analizan a continuación.

##### **o Transformadores de corriente**

Los transformadores de corriente son dispositivos cuya función es reducir niveles de corriente que fluye por las líneas de subtransmisión del sistema de potencia a valores suficientemente bajos, seguros y medibles para medición, protección y control. La corriente del secundario (generalmente de 1 a 5 Amperios) debe ser proporcional a la corriente del primario dependiendo de la relación de vueltas y siempre tomando en consideración un porcentaje de error en la medición (Cela, 2018).

##### **o Transformadores de voltaje**

Un transformador de voltaje o transformador de potencial es un dispositivo eléctrico cuyo objetivo principal es brindar alimentación a equipos de protección o medición instalados en un SEP. Para un correcto funcionamiento, el primario del TP debe conectarse en paralelo con el circuito

a controlar y el secundario se debe conectar en paralelo con los diferentes aparatos de medición y/o protección que se desea alimentar. Es importante mencionar que estos componentes tienen un error porcentual en su medición, por lo que la relación de transformación real nunca será igual a la relación nominal (Zambrano, 2008).

### **c) Relé de protección**

El relé de protección es el elemento más importante en el sistema de protección. Es considerado como el “cerebro” del sistema, ya que entre sus funciones destacan: la recepción, procesamiento de información y toma de decisiones, todo esto en milisegundos. En el momento en que ocurre una falla en el sistema de subtransmisión la corriente en el punto de falla aumenta a niveles que pueden ser perjudiciales para el sistema y sus componentes asociados, por esta razón se utilizan relés de sobrecorriente, que emitan una señal a los interruptores y así despejar la falla en el menor tiempo posible (Ramírez M. , 2005).

- **Relé de sobrecorriente:** la protección mediante este tipo de relés es la más antigua, sencilla y relativamente confiable, ya que su principio de funcionamiento señala que el relé entra en operación cuando la corriente en un tramo del sistema supera un nivel previamente seleccionado (Barrenetxea, 1997).

### **d) Interruptor automático**

El interruptor automático es el componente encargado del cierre o apertura de un circuito, es decir, interrumpe o establece la circulación de corriente. Este elemento opera bajo el control del relé de protección y su apertura es coordinada con la de otros interruptores. Es un elemento fundamental para aislar el punto en que se ha producido una falla (Ramírez M. , 2005).

#### **1.2.4. Relés direccionales de sobrecorriente**

Esta protección es básicamente una protección de sobrecorriente asociada a una unidad de detección de dirección de corriente. Actúa cuando existe una corriente que sobrepasa un valor establecido y está en el sentido de detección determinado (Capella, 2003).

Los relés direccionales están capacitados para diferenciar el flujo de corriente de una dirección a la otra en un circuito de corriente alterna. Este tipo de protección es usada cuando es necesario proteger el sistema contra corrientes de falla que pueden circular en ambas direcciones a través de un mismo elemento del sistema y cuando la protección de

sobrecorriente bidireccional puede producir desconexión innecesaria de circuitos. Estos inconvenientes se presentan en los sistemas con una configuración tipo anillo, lazo o malla (Ramírez S. , 2002).

### 1.2.5. Parámetros ajustables para la coordinación de protecciones

Para la coordinación de protecciones con relés direccionales se deben tomar en consideración ciertos parámetros que deben ser ajustados a las necesidades y características del sistema en estudio, estos son: TAP, DIAL y dirección de la corriente. Estos parámetros son detallados a continuación.

- a) **TAP:** se define como el parámetro que permite seleccionar la corriente de operación del relé dentro de un rango de valores dispuestos en el dispositivo. Este valor se determina en amperios. A este parámetro se lo conoce también como corriente mínima de operación (pick-up). Este valor determina el cambio de estado de un relé de protección o el valor de ajuste necesario para que los contactos entren en operación (Villarreal, 2003). En los programas usados para la representación de las curvas de coordinación, el valor de TAP mueve las curvas de izquierda a derecha.
- b) **DIAL:** es el parámetro que determina el tiempo de operación de los contactos del relé después de haber iniciado su operación y representa cada uno de los posibles ajustes de tiempo (Tamasco, 2007). El dial permite el control de la curva característica del relé, esto mediante el ajuste de los tiempos de operación con un valor de corriente predeterminado (Pajuelo, 2020). En la simulación, el valor de DIAL mueve las curvas de coordinación de arriba hacia abajo.
- c) **Dirección de corriente:** para la coordinación de protecciones con relés direccionales, el sentido de la corriente siempre debe ser de barra a línea, ya que, en caso de falla en los conductores, las barras suministrarán corrientes de cortocircuito en dirección de las líneas (Chacón O. , 2014).

En estos relés la dirección de la corriente es determinada por el ángulo formado entre corriente y voltaje, además se debe resaltar que la capacidad para distinguir entre el flujo de corriente en una dirección o la otra depende de la selección de la magnitud de polarización y del ángulo de máxima sensibilidad (Russell, 1971).

El relé direccional de fase utiliza el denominado “método cruzado” para la determinación de la dirección de la corriente. Este método analizado desde el punto de vista de la fase A, significa que utiliza la señal de corriente  $I_A$  y la tensión cruzada

de las fases B y C. Para la aplicación de este método se usa la conexión de 90°, denominada así ya que  $I_A$  y  $V_{BC}$  están desfasados 90° (Torres, 2015).

En la Fig. 8 se puede observar la representación gráfica del método cruzado.

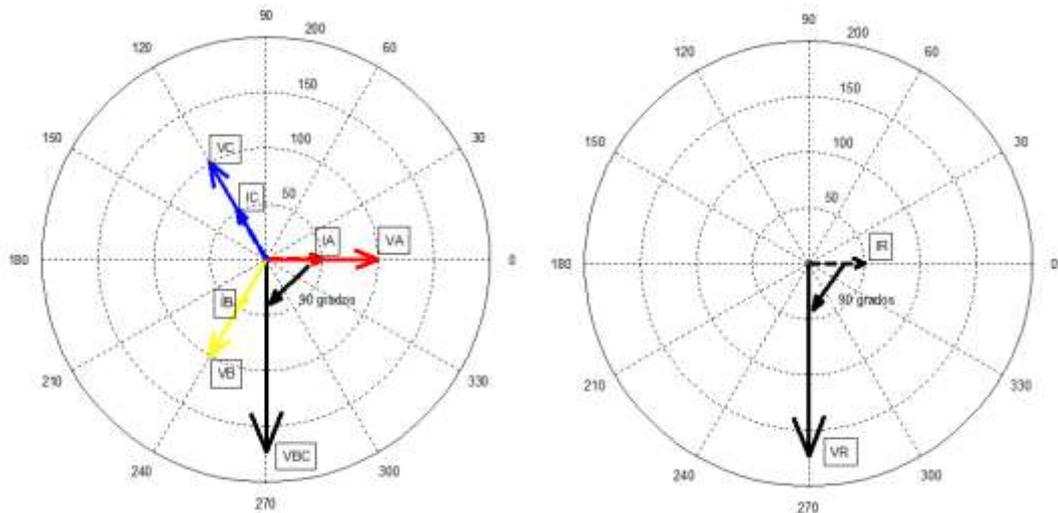


Fig. 8: Método cruzado  
Fuente: (Torres, 2015)

En la Fig. 8 se muestra la aplicación del método cruzado entre la corriente  $I_A$  y el voltaje  $V_{BC}$ , en el que se obtiene como resultado un desfase de 90°.

Al ocurrir la falla, la corriente se retrasa 60° del voltaje, por lo que ahora la corriente  $I_A$  se desfasará solamente 30° del voltaje  $V_{BC}$ , este ángulo de 30° es conocido como ángulo de máxima sensibilidad ( $V_{ms}$ ) y consiste en utilizar una tensión desplazada de 30° en adelante del valor real que llega al relé (Torres, 2015).

Entonces, para determinar la dirección de la corriente se utiliza el vector de máxima sensibilidad como referencia y se le asignan 90° en adelante y en atraso, es en esta zona donde el relé interpreta que la dirección de la corriente es correcta y actuaría en caso de contingencia (Torres, 2015).

En la Fig. 9 se muestra la zona de actuación del relé direccional de fase.

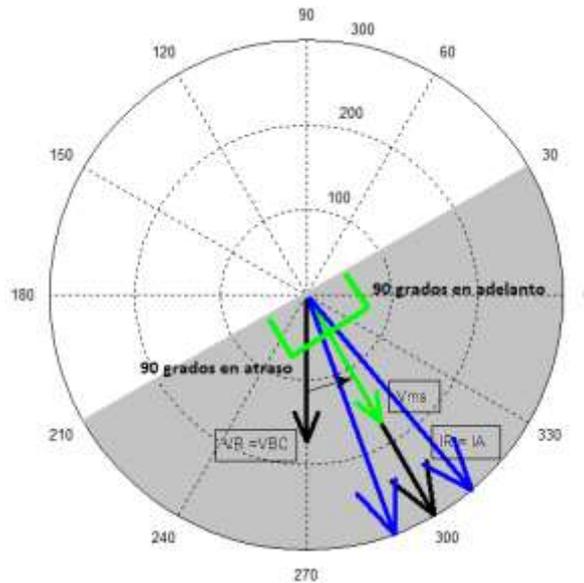


Fig. 9: Rango de actuación del relé direccional de sobrecorriente de fase  
Fuente: (Torres, 2015)

En la Fig. 9 se observa cómo se utiliza el “ángulo de máxima sensibilidad” como referencia para colocar 90° en adelante y en retraso y así determinar la zona de actuación del relé direccional de fase.

En la Tabla 1. 2 se muestran las configuraciones para determinar la direccionalidad de la corriente de falla.

Tabla 1. 2: Configuración para determinar la dirección de la corriente

Fase	Corriente	Voltaje
A	$I_A$	$V_{BC}$
B	$I_B$	$V_{CA}$
C	$I_C$	$V_{AB}$

Fuente: (Russell, 1971)

En la Tabla 1. 2 se determinan cuales datos se deben considerar para detectar la dirección de la corriente de falla, dependiendo de la fase en la cual se presente la contingencia.

Por otra parte, el relé direccional de tierra utiliza las señales de secuencia cero para determinar la dirección de la corriente. Se debe tener claro que en condiciones normales al no existir corriente ni voltaje de secuencia cero, estos dispositivos no podrán actuar, por lo tanto, solo actuarán en condiciones de falla que es cuando las señales de secuencia cero aparecen (Torres, 2015).

## **CAPÍTULO 2**

### **Criterios y parámetros para la coordinación de protecciones en el lazo de estudio**

A través del análisis de la información técnica de las subestaciones y líneas de subtransmisión proporcionada por EMELNORTE, se definieron los criterios y parámetros que permitieron realizar el estudio de coordinación de protecciones en el lazo de estudio. En esta sección también se agregó información sobre el software a utilizar, además del estudio de cortocircuitos y cálculos de los valores que se ingresan al software.

#### **2.1. Área de concesión de EMELNORTE S.A.**

La Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE S.A. brinda el servicio de distribución y comercialización de la energía eléctrica y alumbrado público principalmente en las provincias de Imbabura y Carchi al norte del Ecuador, pero dentro de su área de concesión abarca también los cantones Cayambe y Pedro Moncayo pertenecientes a la provincia de Pichincha, el cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre y los sectores rurales de Durango y Alto Tambo en la provincia de Esmeraldas.

##### **2.1.1. Interconexión con el SNI**

Para la distribución y comercialización de energía dentro de su área de concesión, EMELNORTE S.A. actualmente cuenta con dos puntos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado, el primero situado en la subestación TRANSELECTRIC Ibarra que consta de dos transformadores en conexión paralelo con una potencia de 66 MVA y el segundo punto ubicado en la subestación Tulcán TRANSELECTRIC que cuenta con un transformador de 33 MVA, los dos puntos de interconexión tienen un voltaje nominal de 138/69 kV.

A futuro, se desea implementar un nuevo punto de interconexión con el SNI en la subestación TRANSELECTRIC Pimampiro, así se crearía una configuración en lazo donde intervienen las subestaciones Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro, de esta manera se aumentaría la confiabilidad del sistema en la parte norte del área de concesión.

##### **2.1.2. Subestaciones de distribución**

El sistema de subtransmisión de EMELNORTE S.A. opera a un voltaje nominal de 69 kV, este consta de 17 subestaciones de distribución con una capacidad instalada a diciembre de 2021 de 202.5 MVA OA. En la Tabla 2.1 se presentan las subestaciones de distribución pertenecientes a EMELNORTE.

Tabla 2.1: Subestaciones del área de concesión de EMELNORTE S.A.

Número	Subestación	Voltaje nominal (kV/kV)	Potencia nominal (MVA)
1	Alpachaca	69/13.8	30
2	El Chota	69/13.8	10
3	La Carolina	69/13.8	5
4	La Esperanza	69/13.8	10
5	Cayambe	69/13.8	20
6	Otavalo	69/13.8	10
7	Cananvalle	69/13.8	20
8	Ajaví	69/13.8	10
9	San Agustín	69/13.8	10
10	El Retorno	69/13.8	10
11	Cotacachi	69/13.8	10
12	Atuntaqui	69/13.8	20
13	El Ángel	69/13.8	2.5
14	San Gabriel	69/13.8	10
15	Tulcán	69/13.8	10
16	El Rosal	69/13.8	20
17	San Vicente	69/13.8	10

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.1 se enlistan las 17 subestaciones pertenecientes al sistema de subtransmisión de EMELNORTE, las mismas que están distribuidas en toda el área de concesión. Todas las subestaciones operan con un voltaje nominal de 69/13.8 kV, pero no todas tienen la misma potencia instalada, esto depende de la carga que alimentan.

### 2.1.3. Líneas de subtransmisión

Dentro del área de concesión de EMELNORTE S.A. existen actualmente 21 líneas de subtransmisión de 69 kV con una longitud de 247.06 km y dos líneas de subtransmisión de 34.5 kV con una extensión de 17.59 km. En la Tabla 2.2 se muestran las líneas de subtransmisión que actualmente operan dentro del área de concesión de EMELNORTE S.A.

Tabla 2.2: Líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A.

Número	Tramo	Voltaje nominal (kV)	Distancia (km)
1	TRANSELECTRIC Ibarra – Alpachaca	69	6.13
2	Alpachaca – Ajaví	69	1.92

3	Alpachaca – El Chota	69	16.35
4	Alpachaca – El Ambi	34.5	3.71
5	El Chota – El Ángel	69	21.81
6	El Chota – La Carolina	69	40.28
7	El Ángel – San Gabriel	69	13.48
8	TRANSELECTRIC Tulcán – San Gabriel	69	28.06
9	TRANSELECTRIC Tulcán – Tulcán	69	3.14
10	Tulcán – El Rosal	69	5.66
11	El Rosal – San Miguel de Car	34.5	3.65
12	TRANSELECTRIC Ibarra - Lafarge	69	21.57
13	TRANSELECTRIC Ibarra – San Agustín	69	8.55
14	San Agustín – El Retorno	69	5.04
15	TRANSELECTRIC Ibarra – Atuntaqui	69	10.89
16	Atuntaqui – San Vicente	69	16.33
17	San Vicente – Otavalo	69	3.32
18	Otavalo – Cayambe	69	26.51
19	Cayambe – Cananvalle	69	5.64
20	Cayambe – Ecuajugos	69	7.12
21	Cananvalle – La Esperanza	69	6.57

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.2 se enumeran las líneas aéreas que conforman el sistema de subtransmisión de EMELNORTE, estas se encuentran distribuidas a lo largo del área de concesión. La mayoría de las líneas operan con un voltaje nominal de 69 kV, a excepción de las líneas de El Ambi y San Miguel de Car que operan con un voltaje de 34.5 kV.

#### **2.1.4. Delimitación del área de estudio**

El presente trabajo de grado se desarrolló en el lazo que comprenden las subestaciones TRANSELECTRIC Ibarra, Alpachaca, El Chota y TRANSELECTRIC Pimampiro, además de las subestaciones conectadas en forma radial Ajaví y La Carolina, en dicho sistema de subtransmisión se realizó la coordinación de protecciones con relés direccionales para la protección de equipos y elementos eléctricos, garantizando así la seguridad y continuidad del servicio eléctrico en la zona.

Actualmente, la subestación TRANSELECTRIC Pimampiro cuenta con un patio de 230 kV, un patio de 138 kV y existe el proyecto de construir un patio de 69 kV, el cual

beneficiaría a EMELNORTE ya que establecería un nuevo punto de interconexión con el SNI, aumentando la confiabilidad del sistema mediante la creación de lazos.

A continuación, se detallan los componentes de TRANSELECTRIC y EMELNORTE que forman parte del lazo de estudio donde se desarrolló el estudio de coordinación.

#### 2.1.4.1. Componentes CELEC EP TRANSELECTRIC

Las subestaciones de transmisión pertenecientes a CELEC EP TRANSELECTRIC son las encargadas de proveer de energía a las subestaciones de distribución de EMELNORTE S.A. mediante la utilización de transformadores que modifican el valor de la tensión y líneas de subtransmisión que son el medio de transporte para la energía. En la Tabla 2.3 se muestran las especificaciones de los transformadores de transmisión que intervienen en el lazo de estudio.

Tabla 2.3: Características de los transformadores de TRANSELECTRIC

Subestación	Marca	Conexión	Voltaje (kV)	Potencia (MVA OA / MVA FA)	$Z_{CC1}$
Ibarra	D' Legnano	YnYn0D1	138 / 34.5 / 13.8	50 / 56	0.3085
Ibarra	Chint	YnYn0D1	138 / 69 / 13.8	66.7 / 74.6	0.177
Ibarra	Siemens	YnYn0D1	138 / 69 / 13.8	66.66 / 74.6	0.1765
Pimampiro	Xd Jinan	YnD0D1	230 / 138 / 13.8	225 / 230	0.1183
Pimampiro	-	YnYn0D1	138 / 69 / 13.8	66.66 / 74.6	0.1765

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.3 se describen las características más relevantes de los autotransformadores que pertenecen a CELEC EP y forma parte del lazo de estudio, es importante resaltar que todos constan de 3 devanados, pero su potencia nominal varía en relación a las subestaciones de distribución a las que proveen de energía.

#### 2.1.4.2. Componentes EMELNORTE S.A.

Para realizar el estudio de coordinación de protecciones en el lazo de estudio, es necesario conocer los componentes eléctricos que intervienen en dicha configuración, en el caso de EMELNORTE se deben tomar en cuenta las subestaciones de distribución: Alpachaca, Ajaví, El Chota y La Carolina, además de sus líneas de subtransmisión.

##### a) Transformadores

En la Tabla 2.4 se muestran a detalle los transformadores que forman parte del lazo de estudio.

Tabla 2.4: Características de los transformadores de EMELNORTE S.A.

Subestación	Marca	Conexión	Voltaje (kV / kV)	Potencia (MVA OA / MVA FA)	$Z_{cc1}$
Alpachaca	ABB	YnYn0d11	69/34.5	10 / 12.5	0.0643
Alpachaca	ABB	DYn1	69/13.8	20 / 25	0.1322
Ajaví	Crompton Greaves	DYn1	69/13.8	10 / 12.5	0.0909
El Chota	Mitsubishi	DYn1	69/13.8	5 / 6.5	0.0692
El Chota	Qingdao Gingbo	DYn1	69/13.8	4.375 / 6.25	0.0716
La Carolina	Shaanxi Hanzhong	DYn1	69/13.8	5 / 6.5	0.0708

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.4 se enlistan los transformadores de las subestaciones pertenecientes a EMELNORTE que forman parte del lazo de estudio, es relevante resaltar que todos operan con un voltaje nominal de 69/13.8 kV, a excepción de la subestación Alpachaca esto debido a que tiene conexión con la central generadora El Ambi que opera con un voltaje nominal de 34.5 kV.

#### b) Líneas de subtransmisión

En la Tabla 2.5 se muestran las características más importantes de las líneas de subtransmisión que forman parte del sistema eléctrico de interés.

Tabla 2.5: Características de las líneas de subtransmisión de EMELNORTE S.A.

Tramo	Tipo	Código	Calibre	Distancia (km)	Voltaje (kV)	Capacidad (A)	$I_{cc}$ (kA)
Ibarra - Alpachaca	ACSR	Linnet	366.4	6.13	69	530	25.6
Alpachaca – Ajaví	ACSR	Hawk	477	1.92	69	661	36.3
Alpachaca – El Ambi	ACSR	Raven	1/0	3.71	34.5	241	8.0
Alpachaca – El Chota	ACSR	Linnet	366.4	16.35	69	530	25.6
El Chota – La Carolina	ACSR	Partridge	266.8	40.28	69	458	20.3
El Chota – Pimampiro	ACSR	-	-	15.0	69	-	-

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.5 se determinan los detalles de las líneas de subtransmisión que forman parte del estudio, el tipo de conductor usado en todas las líneas es ACSR y operan con un voltaje nominal de 69 kV, pero cada cual tiene sus propias características de código y calibre, esto dependiendo del entorno en que operan.

## 2.2. Metodología

El estudio de coordinación de protecciones fue desarrollado de manera secuencial según el proceso que se muestra en la Fig. 10.

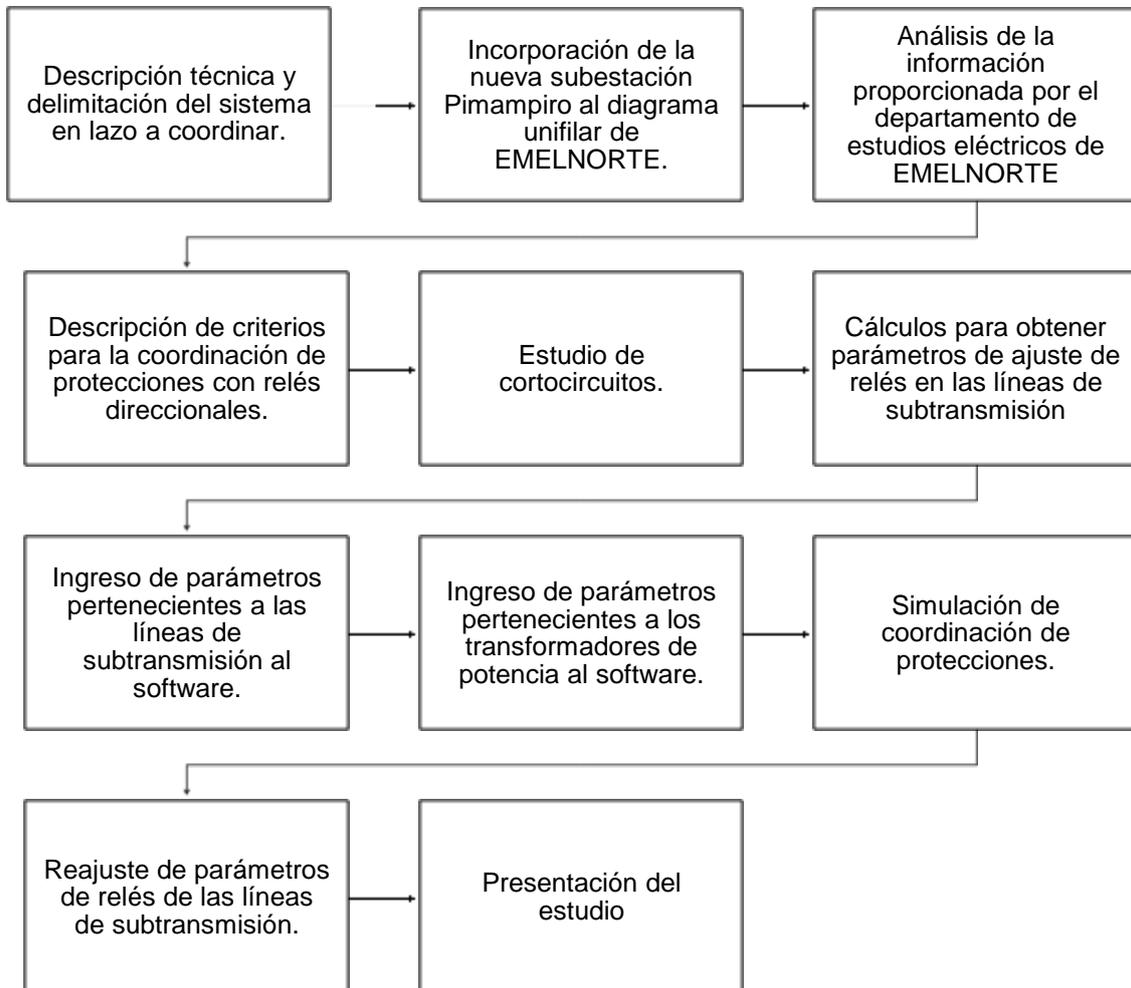


Fig. 10: Metodología aplicada al estudio de coordinación de protecciones

En la Fig. 10 se detalla la metodología empleada para realizar el estudio de coordinación de protecciones esta empezó con la descripción general del área de estudio, seguido de una delimitación del sistema en lazo a coordinar. Una vez que se determinó cuáles serían las líneas de subtransmisión y subestaciones que forman parte del lazo, se procedió a incorporar la nueva subestación Pimampiro al diagrama unifilar de EMELNORTE mediante las herramientas que proporciona el software DlgSILENT PowerFactory.

Una vez conformado el sistema en lazo, se procedió a analizar la información proporcionada por el departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE para determinar los criterios y parámetros con los cuales se realizará la coordinación de protecciones, dentro de los criterios constan: condiciones de operación, fórmulas, elementos de protección y margen de coordinación; por otra parte dentro de los parámetros constan: niveles de voltaje,

valor y clase del TC, valor del TP, clase de relé a utilizar dependiendo de la dirección del flujo de energía, entre otros. Luego, mediante el software DIgSILENT PowerFactory con la norma IEC 60909 se obtuvieron los valores de cortocircuito presentes a lo largo del sistema.

Una vez obtenidos los criterios, parámetros y valores de cortocircuito, se procede a realizar los cálculos de TAP tanto en los relés instantáneos como para los temporizados, además se seleccionó un valor tentativo de DIAL. Los valores obtenidos para las líneas de subtransmisión deben ser ingresados para posteriormente realizar los ajustes necesarios de margen de coordinación, luego se deben ingresar los valores correspondientes a los transformadores, estos serán proporcionados por el departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE. Una vez ingresados todos los valores y realizados los ajustes, se procedió a realizar la simulación de la coordinación de protecciones y finalmente la estructuración del estudio a presentar.

### **2.3. DIgSILENT PowerFactory**

El software PowerFactory es una herramienta usada en ingeniería para el análisis de sistemas de transmisión, distribución y sistemas eléctricos industriales. Ha sido diseñado como un programa avanzado, integrado e interactivo, orientado al análisis de sistemas eléctricos de potencia y control, el cual es indispensable en áreas de planificación y optimización del SEP (DIgSILENT, 2013).

Como lo menciona DIgSILENT (2013) en su manual de usuario, el paquete básico de PowerFactory proporciona módulos de análisis junto con una amplia gama de modelos de equipos de potencia, herramientas integradas y características para aplicaciones fundamentales, entre las más importantes están:

- a) Análisis de flujo de carga.
- b) Análisis de cortocircuito.
- c) Sensibilidades / factores de distribución.
- d) Análisis básico de redes MT/BT.
- e) Modelos de equipos de potencia.
- f) Representación y gestión de modelos de red.
- g) Obtención de resultados e informes con alta exactitud.
- h) Convertidores de datos.

Para la realización del estudio de coordinación de protecciones se utilizó el software DIgSILENT PowerFactory 15.1.7, en las siguientes tareas:

- a) Incorporación de la subestación Pimampiro en el diagrama unifilar de EMELNORTE para la delimitación del lazo de estudio.

- b) Cálculo de los distintos tipos de cortocircuitos a lo largo de todo el lazo de estudio.
- c) Simulación de la coordinación de protecciones en el sistema en lazo.

Este software ha sido seleccionado para la realización de este estudio debido a que contiene todas las herramientas necesarias para simular componentes del sistema de subtransmisión, así como equipos necesarios para su protección. En cuanto a la coordinación de protecciones, presenta las simulaciones de una manera ordenada para su fácil comprensión.

#### **2.4. Norma IEC 60909**

La norma IEC 60909 se aplica al cálculo de corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna de alta y baja tensión, que operen con una frecuencia nominal de 50 o 60 Hz. Esta norma establece un procedimiento general, práctico y conciso, para el cálculo de corrientes de cortocircuito para cortocircuitos equilibrados o desequilibrados y conduce a resultados que son de precisión aceptable (IEC, 2001).

Mediante esta norma se calculan las corrientes de cortocircuito máxima y mínima, en el primer caso se determinan la capacidad de los equipos eléctricos y para el segundo caso se determina la base para la selección de ajustes de dispositivos de protección, como fusibles o arranque de motores (IEC, 2001).

Según la Norma IEC 60909 (2001), el cálculo de las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas se basan en las siguientes simplificaciones:

- a) Durante la duración del cortocircuito no hay cambio en el tipo de cortocircuito involucrado; es decir, un cortocircuito trifásico o monofásico permanecen con sus mismas características respectivamente durante el tiempo de falla.
- b) Durante la duración del cortocircuito no puede existir cambio en la red donde se produce la falla.
- c) El valor de impedancia de los transformadores es la correspondiente a la toma principal de los cambiadores de tomas. Esto está permitido ya que se introduce el factor de corrección de impedancia  $K_T$  para transformadores de red.
- d) Se omiten los valores de las resistencias de arco.
- e) Los valores de capacidad de línea, admitancia en derivación y cargas no rotativas se omiten, pero si se toman en consideración valores del sistema homopolar.

La Norma IEC 60909 contiene los diagramas de los posibles cortocircuitos que se pueden presentar en un sistema eléctrico de potencia, estos se muestran en la Fig. 11.

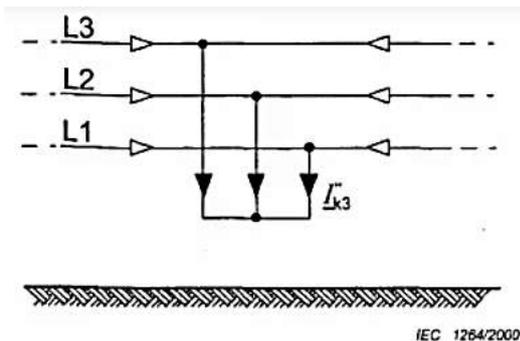


Figure 3a – Three-phase short circuit

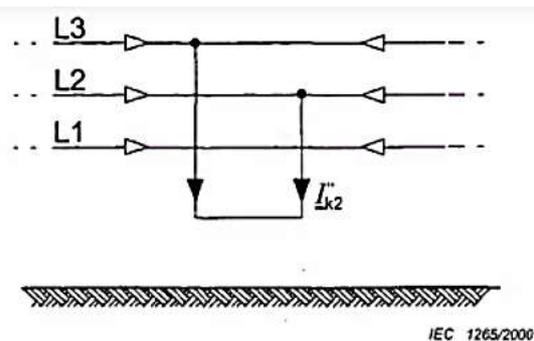


Figure 3b – Line-to-line short circuit

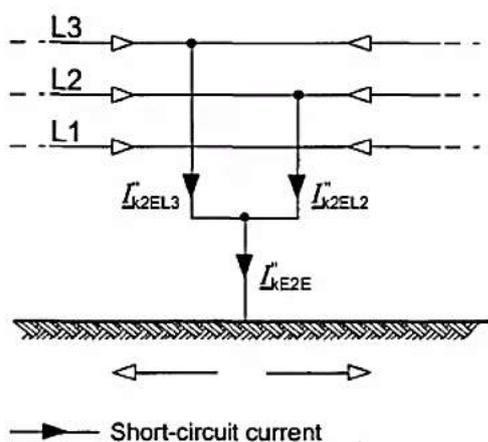


Figure 3c – Line-to-line short circuit with earth connection

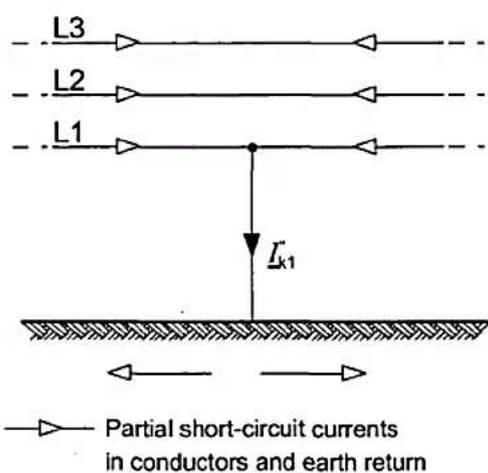


Figure 3d – Line-to-earth short circuit

Fig. 11: Representación de tipos de cortocircuitos según norma IEC 60909

Fuente: (IEC, 2001)

En la Fig. 11 se ilustran los diagramas de los cortocircuitos: trifásico, bifásico, bifásico y monofásico a tierra, los cuales son calculados mediante los métodos determinados por la norma IEC 60909.

## 2.5. Criterios para la coordinación de protecciones

Para el estudio de coordinación de protecciones en el sistema de subtransmisión se emplean criterios que beneficien a la protección de todos los equipos que componen el lazo de estudio, tales como líneas de subtransmisión y transformadores de potencia.

Los criterios para considerar para la coordinación de protecciones en el lazo de estudio son:

- a) El sistema de protección debe proteger correctamente su zona del sistema asignada, cuando esta sea las líneas de transporte de energía protegerán los conductores. Mientras que, si su zona asignada está en un transformador de

potencia deberán protegerlo de sobrecorrientes que puedan causar su daño o deterioro prematuro.

- b) El estado de funcionamiento de los relés de protección se va a determinar mediante dos condiciones:
  - Para régimen normal, donde se presentan las corrientes de magnetización (inrush) y corrientes de carga fría, el relé no debe operar.
  - Para régimen anormal, donde se presentan sobrecargas, cortocircuitos y descargas atmosféricas, el relé debe operar.
- c) Para la protección del lazo de estudio se han distribuido los componentes en el siguiente orden:
  - En las líneas de subtransmisión donde el flujo de potencia sea bidireccional se usarán TC's, TP's y relés direccionales de sobrecorriente (67/67N).
  - En las líneas donde el flujo de potencia es unidireccional se usarán TC's y relés instantáneos (50/50N) y/o temporizados de sobrecorriente (51/51N), dependiendo de su longitud.
  - Para la protección de los transformadores en las subestaciones se usarán TC's y relés temporizados de sobrecorriente (51/51N).
- d) Los relés instantáneos serán la protección principal protegiendo el 80% de la línea, mientras que el relé temporizado operará como respaldo protegiendo el 20% restante.
- e) Los relés direccionales de sobrecorriente (67/67N) van a operar en dirección barra – línea para la protección de las líneas de subtransmisión.
- f) Los relés de fase en las líneas de subtransmisión deben coordinar sus curvas de operación entre sí, se aplica el mismo criterio para los relés de neutro.
- g) El margen de coordinación a utilizarse es de 200 ms.
- h) Cuando la configuración de los devanados del transformador sea delta – estrella aterrizada, se tiene:
  - El relé 51 de la línea de subtransmisión debe coordinar con los relés 51/51N del transformador.
  - El relé 51N de la línea de subtransmisión no debe coordinar necesariamente con el relé 51N del transformador.
- i) Cuando la configuración de los devanados del transformador sea estrella aterrizada tanto en el lado primario como en el secundario, se tiene que:

- El relé 51 ubicado en la línea de subtransmisión debe coordinar con los relés 51/51N del transformador.
- El relé 51N ubicado en la línea de subtransmisión debe coordinar con el relé 51N del transformador.

j) El relé instantáneo de fase será ajustado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Iop_{50} = 1,2 * Icc \max_{final-3F} \quad (1)$$

Donde:

- $Iop_{50}$ : corriente de operación del instantáneo de fase.
- $Icc \max_{final-3F}$ : corriente de cortocircuito trifásica en la barra final para máxima generación.

k) La corriente de operación del 50N será determinada de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$Iop_{50N} = 1,2 * Icc \max_{final-FT/BT} \quad (2)$$

Donde:

- $Iop_{50N}$ : corriente de operación del instantáneo de tierra.
- $Icc \max_{final-FT/BT}$ : corriente de cortocircuito monofásica/bifásica a tierra en la barra final para máxima generación.

l) Para determinar el valor de la corriente de pick – up en el secundario del transformador se toma en cuenta la relación de transformación de corriente o conocida como RTC. Entonces, su fórmula se definirá como:

$$I \text{ pick – up}_{Pri} = \frac{I_{sec}}{RTC} \quad (3)$$

Donde:

- $I \text{ pick – up}_{51}$ : corriente de pick – up del relé temporizado de fase.
- $I_{sec}$ : corriente secundaria del TC.
- $RTC$ : relación de transformación de corriente.

m) Para obtener el valor de TAP para el relé temporizado de fase y neutro, se utilizará la siguiente ecuación:

$$TAP_{51/51N} = 0,8 * Valor \ TAP \ anterior \quad (4)$$

Donde:

- $TAP_{51/51N}$ : valor de TAP primario para ajuste del relé.
- $Valor \ TAP \ anterior$ : es el valor usado en el ajuste de TAP del relé anterior, reflejado en el lado primario.

## 2.6. Representación del lazo de estudio

Para la representación del lazo de estudio se tomó como base el actual diagrama unifilar de EMELNORTE y mediante las herramientas del software DlgSILENT PowerFactory se agregaron los componentes de la subestación Pimampiro, la cual es necesaria para el cierre del lazo de estudio. Es importante resaltar que la modificación del diagrama unifilar se realizó en base al Plan de Expansión de EMELNORTE 2021 - 2030 donde claramente está planificado un nuevo punto de interconexión con la subestación Pimampiro TRANSELECTRIC a nivel de 69 kV.

A continuación, se explica a detalle el procedimiento que se siguió para la representación del lazo de estudio.

### 2.6.1. Importación del diagrama unifilar de EMELNORTE S.A.

Para realizar el estudio de coordinación de protecciones, lo primero fue importar el diagrama general del área de concesión de EMELNORTE S.A. en el software DlgSILENT PowerFactory. Para lo cual se siguió el siguiente procedimiento:

1. El primer paso, se resume en la instalación del software DlgSILENT PowerFactory. En la Fig. 12 se puede observar la pantalla principal, una vez finalizada la instalación del software.

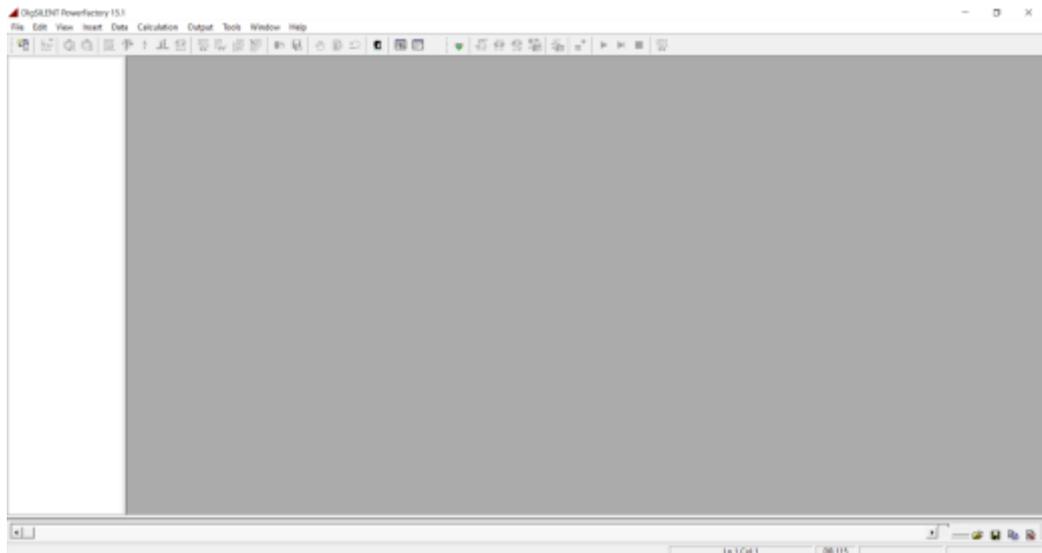


Fig. 12: Entorno principal de DlgSILENT PowerFactory

En la Fig. 12 se muestra el entorno principal del software DlgSILENT PowerFactory, donde se muestra las pestañas File, Edit, View, Tools y Help, las cuales contienen las herramientas y opciones necesarias para el desarrollo de la simulación de la coordinación de protecciones.

- Una vez que se instaló el software, para importar el archivo se selecciona ►Open Data Manager, seguido de clic derecho en el nombre de la PC, en la pestaña emergente se selecciona ►Import, a continuación, se mostrará una ventana donde se selecciona el archivo a importar, en este caso el archivo tiene el nombre: “Emelnorte Ext 2020 DSPF15 original”, este contiene el diagrama unifilar del área de concesión de EMELNORTE, este proceso se muestra en la Fig. 13.

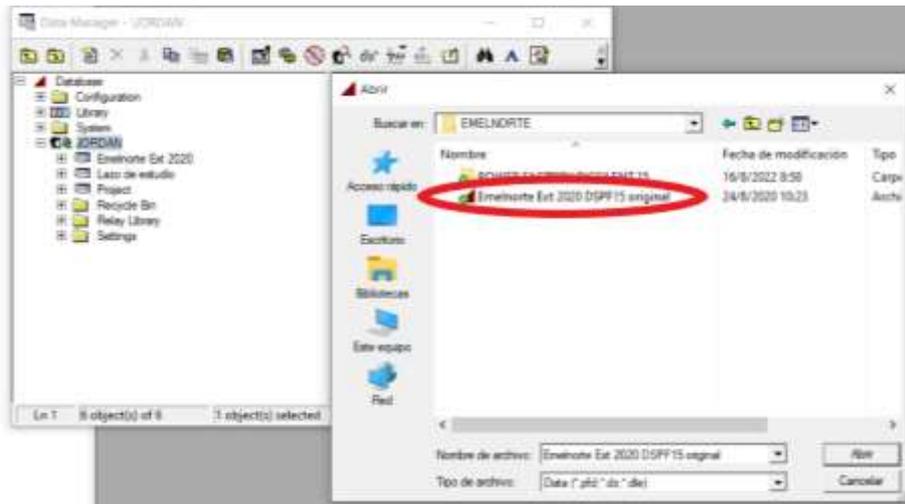


Fig. 13: Importación de archivo de EMELNORTE S.A.

En la Fig. 13 se muestra el proceso detallado para la importación del archivo con extensión “. pfd”, mediante la herramienta “Data Manager”, el archivo en cuestión contiene el diagrama unifilar de EMELNORTE, el cual fue modificado para la representación del lazo de estudio.

- Para poder modificar el archivo importado, se debe dar clic derecho sobre el nombre de este y seleccionar la opción ►Activate, en la pestaña emergente. Este proceso se muestra en la Fig. 14.

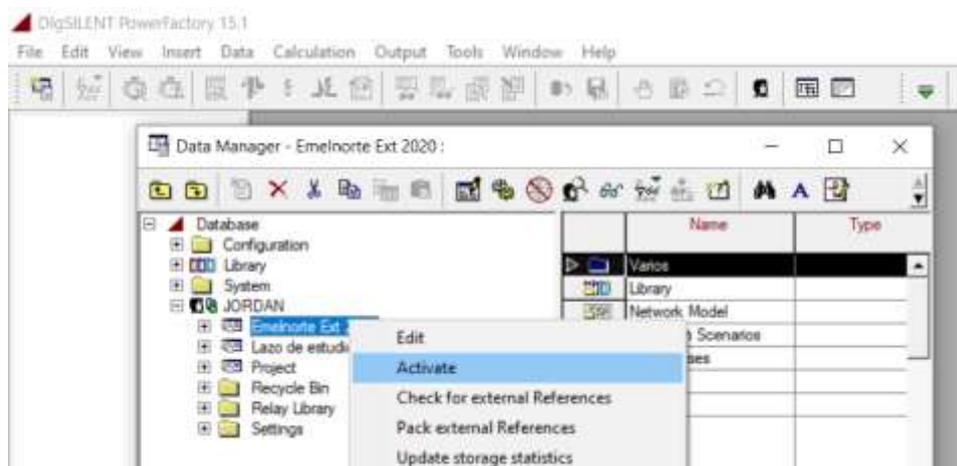


Fig. 14: Activación del archivo importado

En la Fig. 14 se muestra el procedimiento para la activación del archivo “. pfd” mediante la herramienta “Data Manager” que viene incluida en el software.

- Una vez identificada la zona de interés, lo primero fue implementar la S/E TRANSELECTRIC Pimampiro, además de la subestación se debe crear la línea de subtransmisión que llega hasta la S/E El Chota, con un voltaje nominal de 69 kV, que se muestra en la Fig. 15. Por último, se realizó la desconexión de la S/E El Ángel ya que queda fuera del lazo de estudio.

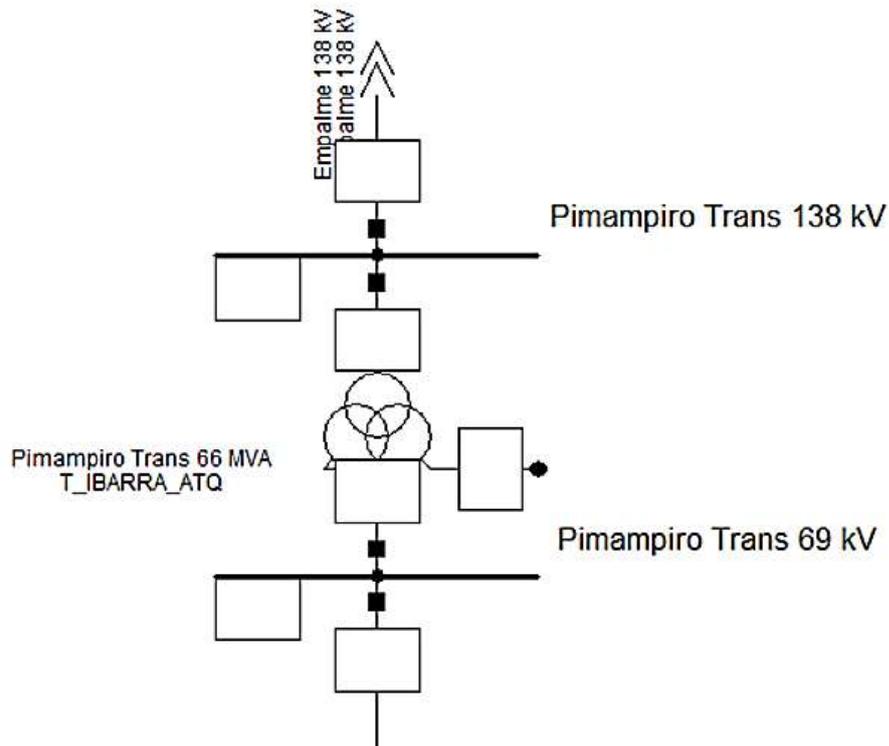


Fig. 15: Subestación TRANSELECTRIC Pimampiro

En la Fig. 15 se muestra la subestación Pimampiro TRANSELECTRIC la cual en la actualidad cuenta con un patio operativo de 138 kV, pero para la realización de este estudio se implementó un patio de 69 kV con la finalidad de cerrar el lazo con la Subestación El Chota perteneciente a EMELNORTE.

### 2.6.2. Sistema en lazo Ibarra, Alpachaca, El Chota y Pimampiro

Como se expresó anteriormente, el lazo de estudio está conformado en total por 6 subestaciones: dos pertenecientes a TRANSELECTRIC (Ibarra y Pimampiro) y cuatro pertenecientes a EMELNORTE S.A. (Alpachaca, El Chota, La Carolina y Ajaví).

En la Fig. 16 se muestra el diagrama unifilar del lazo de estudio, representado mediante el software DIgSILENT PowerFactory.

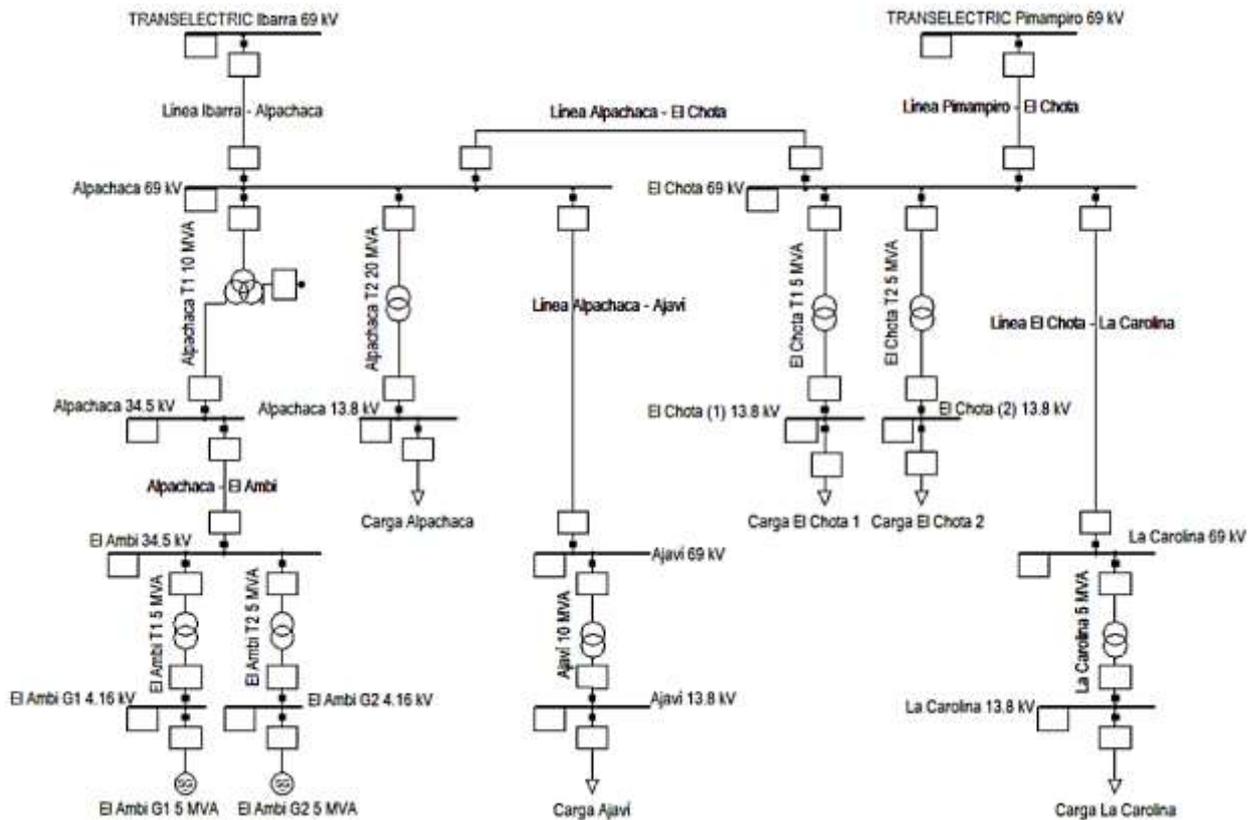


Fig. 16: Lazo de estudio: Ibarra, Alpachaca, El Chota, Pimampiro

La Fig. 16 representa de manera gráfica la composición del lazo de estudio donde se realizó el estudio de coordinación de protecciones, este está compuesto por dos fuentes (Ibarra y Pimampiro), además de las subestaciones Alpachaca, El Chota, Ajaví y La Carolina, todas relacionadas por líneas de subtransmisión con un voltaje nominal de 69 kV.

El diagrama unifilar del sistema de subtransmisión actualizado que contiene el nuevo punto de interconexión se encuentra en el Anexo A.

## 2.7. Estudio de cortocircuitos

Como se explicó anteriormente, el estudio de coordinación de protecciones tiene como finalidad proteger al sistema ante situaciones de falla, precisamente una de las fallas más importantes presentes en el sistema son los cortocircuitos, por lo tanto, es imprescindible conocer cuáles son las magnitudes que estos pueden alcanzar dependiendo del tipo al que pertenezcan: monofásicos, bifásicos, bifásicos a tierra o trifásicos. Para el cálculo de estas magnitudes se utilizó el software DlgSILENT PowerFactory, aplicando la norma IEC 60909.

En la Tabla 2.6 se muestran los valores de cortocircuitos obtenidos a lo largo del lazo de estudio.

Tabla 2.6: Corrientes de cortocircuito en el lazo de estudio

Subestación	Líneas de subtransmisión	Corrientes de cortocircuito			
		Trifásica	Bifásica	Bifásica a tierra	Monofásica a tierra
TRANSELECTRIC Ibarra	Barra Ibarra	7462	6489	8014	8301
	Alpachaca – Ibarra	1365	1188	1311	1236
Alpachaca	Barra Alpachaca	5967	5184	5653	5161
	Ibarra – Alpachaca	4291	3730	4072	3698
	El Chota – Alpachaca	1417	1231	1312	1111
Ajaví	Barra Ajaví	5335	4634	4974	4305
	Ibarra – Alpachaca	3837	3334	3565	3085
	El Chota – Alpachaca	1267	1100	1160	926
El Chota	Barra El Chota	4628	4018	4278	3519
	Alpachaca – El Chota	2361	2050	2173	1708
	Pimampiro – El Chota	2276	1975	2127	1815
La Carolina	Barra La Carolina	1473	1276	1354	883
	Alpachaca – El Chota	751	651	688	429
	Pimampiro – El Chota	724	627	666	455
TRANSELECTRIC Pimampiro	Barra Pimampiro	5376	4669	5590	5926
	El Chota – Pimampiro	1559	1354	1460	1306

Nota: Los valores de cortocircuitos obtenidos son usados para obtener los parámetros de ajuste del relé instantáneo de fase y neutro.

En la Tabla 2.6 se enlistan los tipos de cortocircuitos con sus respectivos valores obtenidos en la barra de cada subestación y el aporte de cada fuente a dicha falla. Es importante resaltar que para ajustar el instantáneo del relé de fase se usará el valor de cortocircuito trifásico, mientras que para ajustar el instantáneo del relé de neutro se usará el valor de cortocircuito bifásico a tierra, esto es debido a la magnitud de sus valores, ya que siempre se debe trabajar con el peor caso.

## 2.8. Implementación de instrumentos de medición y protección.

Para realizar el estudio de coordinación de protecciones, se implementaron los componentes eléctricos necesarios, estos son: transformadores de corriente (TC's),

transformadores de voltaje (TP's), relés direccionales (67/67N), relés temporizados (51/51N) y relés instantáneos (50/50N) de sobrecorriente.

Para colocar dichos componentes, se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Para colocar cualquier componente, primero, se presiona clic derecho sobre la línea de subtransmisión, en la pestaña emergente se selecciona ► Edit Devices, luego aparecerá una ventana emergente donde se puede visualizar todos los componentes de la línea seleccionada, esta se muestra en la Fig. 17.

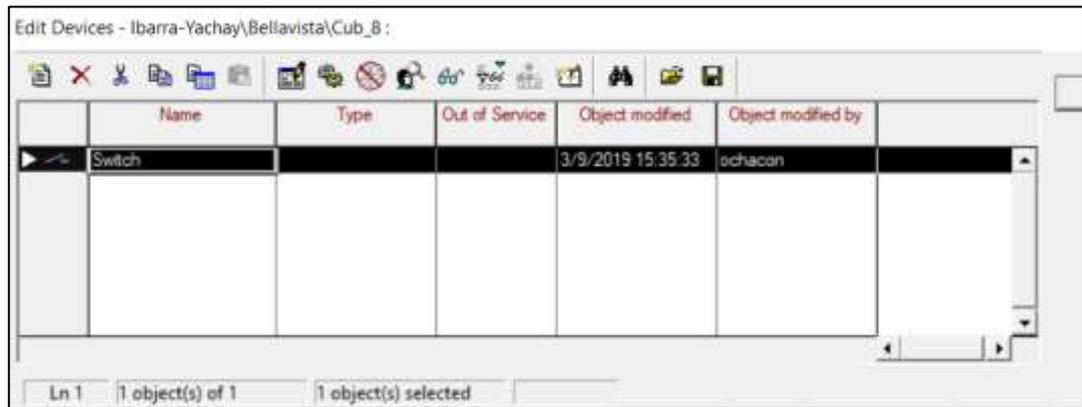


Fig. 17: Ventana para editar dispositivos

En la Fig. 17 se muestra la ventana de la herramienta “Edit Devices” la cual permite implementar los componentes de medición y protección a los transformadores y líneas de subtransmisión.

2. Para colocar cualquier nuevo componente se debe seleccionar la opción ► New Object, esta se encuentra en la parte superior izquierda de la ventana emergente. Luego, aparecerá una ventana donde se debe seleccionar el tipo de elemento que se desea agregar, esto se muestra en la Fig. 18.

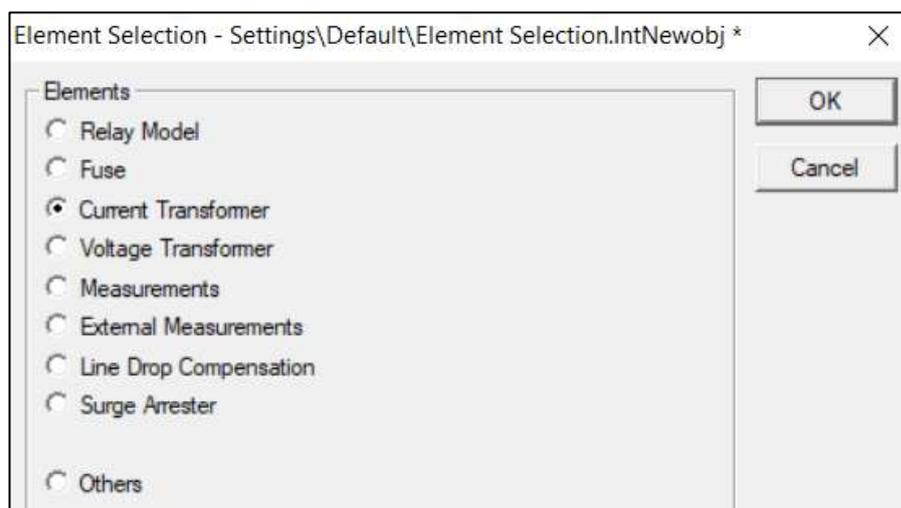


Fig. 18: Ventana para seleccionar elementos de protección o medición

En la Fig. 18 se enlistan los equipos eléctricos disponibles para medición o protección en los transformadores de potencia y líneas de subtransmisión, entre estos destacan los relés, fusibles, TC's y TP's.

- Una vez seleccionado el tipo de elemento, se presiona ►OK, luego aparecerá una ventana donde se deben editar detalles del elemento, como se muestra en la Fig. 19.



Fig. 19: Especificaciones del elemento de protección o medición

En la Fig. 19 se muestra la ventana para editar las características del elemento, entre estas destacan la posición exacta del elemento y en el caso del TC, se coloca su relación de transformación.

- Lo primero es colocar un nombre al elemento para poder identificarlo, este debe contener una especificación del tipo y ubicación. Luego se selecciona ►Type, en la ventana emergente se selecciona ►Select Project Type, una vez hecho esto aparecerá una ventana emergente la cual nos permite acceder a la librería de dispositivos y también crear nuevos dispositivos que serán incluidos en el lazo de estudio. Esta ventana se muestra en la Fig. 20.

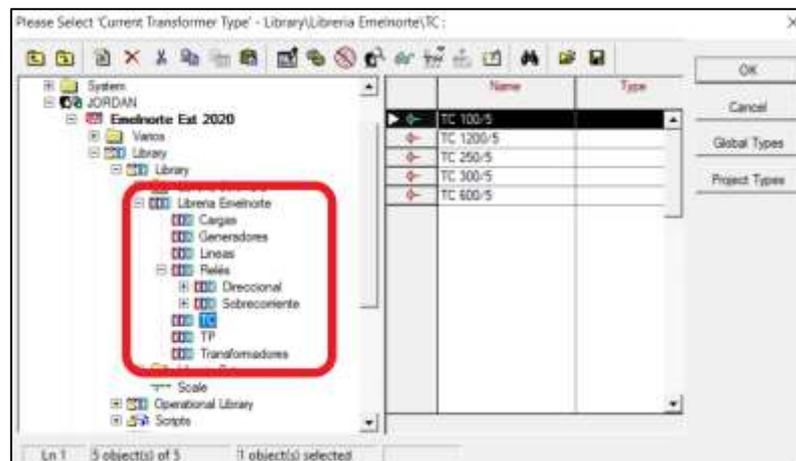


Fig. 20: Librerías de PowerFactory

En la Fig. 20 se han creado carpetas individuales para TC's, TP's, relés direccionales, relés de sobrecorriente y también se tienen los datos de líneas, transformadores y cargas del área de concesión de EMELNORTE S.A.

- Una vez completadas las especificaciones del elemento en cuestión, se presiona ►OK y automáticamente se agrega al espacio asignado del sistema. Este proceso se debe repetir para todos los elementos que se deseen agregar en el lazo de estudio.

En la Tabla 2.7 se muestran las especificaciones generales de los elementos colocados en las subestaciones y líneas de transmisión del sistema.

Tabla 2.7: Equipos de medición y protección implementados en el lazo de estudio

Subestación	Protección	Voltaje	Relé	TC Protección	TP Protección
TRANSELECTRIC Ibarra	Posición Alpachaca	69 kV	67/67N	600/5	69/0.115 kV
	General T1	13.8 kV	51/51N	1200/5	-
	Posición El Ambi	34.5 kV	67/67N	250/5	34.5/0.115 kV
Alpachaca	Posición Ibarra		67/67N	600/5	69/0.115 kV
	Posición Ajaví	69 kV	50/50N	600/5	-
	Posición El Chota		67/67N	600/5	69/0.115 kV
Ajaví	General T1	13.8 kV	51/51N	600/5	-
	General T1		51/51N	300/5	-
	General T2	13.8 kV	51/51N	600/5	-
El Chota	Posición Pimampiro		67/67N	600/5	69/0.115 kV
	Posición Alpachaca	69 kV	67/67N	600/5	69/0.115 kV
	Posición La Carolina		50/50N	600/5	-
La Carolina	General T1	13.8 kV	51/51N	600/5	-
TRANSELECTRIC Pimampiro	Posición El Chota	69 kV	67/67N	600/5	69/0.115 kV

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.7 se enlistan los componentes de medición y protección asignados para las líneas de subtransmisión y transformadores de potencia ubicados en el lazo de estudio.

## 2.9. Cálculo de parámetros para ajuste de relés en las líneas de subtransmisión

Para realizar el ajuste de los relés de protección se ha dividido el lazo de estudio en dos lazos, los cuales son:

- Ibarra, Alpachaca (Ajaví), El Chota (La Carolina) y Pimampiro.
- Pimampiro, El Chota (La Carolina), Alpachaca (Ajaví) e Ibarra.

Entonces, para determinar los ajustes se va a tomar como ejemplo el lazo Ibarra, Alpachaca (Ajaví), El Chota (La Carolina) y Pimampiro. Es importante resaltar que, para realizar el ajuste de los relés faltantes se debe realizar el mismo procedimiento, pero en sentido contrario, lo cual conlleva a la utilización de distintos valores.

### 2.9.1. Parámetros de ajuste para relé de fase y neutro: Ibarra – Alpachaca

Para empezar con el cálculo de los ajustes de los relés, se empezó colocando los ajustes determinados por TRANSELECTRIC, estos se muestran en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8: Valores de ajuste para relés de fase y neutro: Ibarra – Alpachaca, establecidos por TRANSELECTRIC

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	Relé	RTC Protección	Línea	Tipo de curva	TAP (A)	DIAL
TRANSELECTRIC Ibarra	Posición Alpachaca	69	67/50/51	600/5	Fase	Inversa	4,00	0,17
					Neutro	Inversa	1,50	0,20

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.8 se muestran los ajustes de TAP y DIAL determinados por TRANSELECTRIC, se debe resaltar que estos valores no pueden ser sobrepasados ya que esto provocaría una interferencia entre protecciones, lo cual perjudicaría a todo el sistema eléctrico de potencia.

Para obtener los valores de TAP en el primario se utiliza la Ecuación (3), de la siguiente manera:

Relé de fase:

$$I_{pick - up_{pri}} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{pick - up_{pri}} = \frac{4}{\frac{5}{600}}$$

$$I_{pick - up_{pri}} = 480 \text{ A Primarios}$$

Relé de neutro:

$$I_{pick-up Pri} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{pick-up Pri} = \frac{1,50}{\frac{5}{600}}$$

$$I_{pick-up Pri} = 180 A \text{ Primarios}$$

Mientras que para calcular el valor del relé instantáneo se utilizan los valores calculados en el estudio de cortocircuitos y las Ecuaciones (1) y (2), respectivamente. Se debe resaltar que también se debe utilizar la Ecuación (3) para pasar el valor obtenido en el primario hacia el lado secundario, esto debido principalmente a que estos valores son ingresados en el software para la representación de las curvas de coordinación.

Relé de fase:

- Valor de cortocircuito trifásico: 4291

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc max_{final-3F}}$$

$$I_{op50} = 1,2 * 4291$$

$$I_{op50} = 5149,2 A$$

$$I_{sec} = I_{pick-up Pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 5149,2 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 42,90 A \text{ Secundarios}$$

Relé de neutro:

- Valor de cortocircuito bifásico a tierra: 4072

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc max_{final-FT}}$$

$$I_{op50} = 1,2 * 4072$$

$$I_{op50} = 4886,4 A \text{ Primarios}$$

$$I_{sec} = I_{pick-up Pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 4886,4 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 40,72 A \text{ Secundarios}$$

Una vez obtenidos todos los valores, mediante las fórmulas y el estudio de cortocircuitos, se procede a tabular todos los datos como se muestra en la Tabla 2.9.

Tabla 2.9: Parámetros de ajuste para relés de fase y neutro: Ibarra - Alpachaca

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC Protección	Línea	Tipo de curva	TAP	TAP (A)	DIAL	Insta	Insta (A)
TRANSELECTRIC Ibarra	Posición Alpachaca	69	600/5	Fase	Inversa	480,00	4,00	0,17	5149,2	42,9
				Neutro	Inversa	180,00	1,50	0,20	4886,4	40,72

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.9 se visualizan todos los datos necesarios para el ajuste de los relés de fase y neutro para la posición Ibarra TRANSELECTRIC – Alpachaca, entre los más importantes están valores de TAP (primario y secundario) y DIAL, los cuales serán ingresados al software para la simulación de coordinación de protecciones.

### 2.9.2. Parámetros de ajuste para relé de fase y neutro: Alpachaca – El Chota

El cálculo de los ajustes para este relé de protección se realizó en base a los valores establecidos para la posición Ibarra – Alpachaca, mostrados en la Tabla 2.9.

Para calcular el valor de ajuste del relé temporizado se va a usar la Ecuación (4), como se muestra a continuación:

Relé de fase:

$$TAP_{51} = 0,8 * Valor TAP Ibarra - Alpachaca$$

$$TAP_{51} = 0,8 * 480 A primarios$$

$$TAP_{51} = 384 A primarios$$

Relé de neutro:

$$TAP_{51N} = 0,8 * Valor TAP Ibarra - Alpachaca$$

$$TAP_{51N} = 0,8 * 180 A primarios$$

$$TAP_{51N} = 144 A primarios$$

Una vez obtenidos los valores de TAP para el relé temporizado mediante los valores de Ibarra TRANSELECTRIC, se ordenan los datos como se muestra en la Tabla 2.10.

Tabla 2.10: Valores de ajuste para relé temporizado Alpachaca – El Chota

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	Relé	RTC Protección	Línea	Tipo de curva	TAP	DIAL
Alpachaca	Posición El Chota	69	67/50/51	600/5	Fase	Inversa	384,00	0,14
					Neutro	Inversa	144,00	0,13

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.10 se visualizan los valores calculados para el ajuste del TAP del relé temporizado Alpachaca – El Chota reflejado al lado primario del TC, además de un valor de DIAL, todo esto para fase y neutro.

Para obtener los valores de TAP en el secundario se utiliza la Ecuación (3), de la siguiente manera:

Relé de fase:

$$I_{pick} - up_{Pri} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = I_{pick} - up_{Pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 384 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 3,20 \text{ A Secundarios}$$

Relé de neutro:

$$I_{pick} - up_{Pri} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = I_{pick} - up_{Pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 144 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 1,20 \text{ A Secundarios}$$

Cálculo de relés instantáneos:

Relé de fase:

- Valor de cortocircuito trifásico: 2361

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc \ max_{final-3F}}$$

$$I_{op50} = 1,2 * 2361$$

$$I_{op50} = 2833,2 \text{ A}$$

$$I_{sec} = I_{pick} - up_{Pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 2833,2 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 23,61 \text{ A Secundarios}$$

Relé de neutro:

- Valor de cortocircuito bifásico a tierra: 2173

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc \ max_{final-FT}}$$

$$I_{op50} = 1,2 * 2173$$

$$I_{op50} = 2607,6 \text{ A Primarios}$$

$$I_{sec} = I_{pick} - u_{p_{pri}} * RTC$$

$$I_{sec} = 2607,6 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 21,73 \text{ A Secundarios}$$

Una vez obtenidos todos los valores, mediante las fórmulas y el estudio de cortocircuitos, se procede a tabular todos los datos como se muestra en la Tabla 2.11.

Tabla 2.11: Valores de ajuste para relé Alpachaca – El Chota

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC Protección	Línea	Tipo de curva	TAP	TAP (A)	DIAL	Insta	Insta (A)
Alpachaca	Posición El Chota	69	600/5	Fase	Inversa	384,00	3,20	0,14	2833,20	23,61
				Neutro	Inversa	144,00	1,20	0,13	2607,60	21,73

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.11 se muestran los resultados obtenidos para el ajuste del relé Alpachaca – El Chota, se incluye los valores de TAP reflejados en el lado primario y secundario, valores de DIAL para fase y neutro, y los respectivos valores para los relés instantáneos.

### 2.9.3. Parámetros de ajuste para relé de fase y neutro: El Chota – Pimampiro

El cálculo de los ajustes para este relé de protección se realizó en base a los valores establecidos para el relé de protección Alpachaca – El Chota, mostrados en la Tabla 2.11.

Para calcular el valor de ajuste del relé temporizado se va a usar la Ecuación (4), como se muestra a continuación:

Relé de fase:

$$TAP_{51} = 0,8 * \text{Valor TAP Alpachaca – El Chota}$$

$$TAP_{51} = 0,8 * 384 \text{ A primarios}$$

$$TAP_{51} = 307,20 \text{ A primarios}$$

Relé de neutro:

$$TAP_{51N} = 0,8 * \text{Valor TAP Alpachaca – El Chota}$$

$$TAP_{51N} = 0,8 * 144 \text{ A primarios}$$

$$TAP_{51N} = 115,20 \text{ A primarios}$$

Una vez obtenidos los valores de TAP para el relé temporizado mediante los valores del ajuste del relé Alpachaca – El Chota, se procede a tabular todos los datos como se muestra en la Tabla 2.12.

Tabla 2.12: Valores de ajuste para relé temporizado El Chota – Pimampiro

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	Relé	RTC Protección	Línea	Tipo de curva	TAP	DIAL
El Chota	Posición Pimampiro	69	67/50/51	600/5	Fase	Inversa	307,20	0,11
					Neutro	Inversa	115,20	0,06

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.12 se tabulan los valores obtenidos de TAP para el relé temporizado de la posición El Chota – Pimampiro, también se muestran el tipo de curva a usar y un valor tentativo de DIAL tanto para fase y neutro, que será ajustado más adelante para cumplir con el margen de coordinación ya mencionado.

Para obtener los valores de TAP en el secundario se utiliza la Ecuación (3), de la siguiente manera:

Relé de fase:

$$I_{pick-up Pri} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = I_{pick-up Pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 307,20 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 2,56 A \text{ Secundarios}$$

Relé de neutro:

$$I_{pick-up Pri} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = I_{pick-up Pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 115,20 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 0,96 A \text{ Secundarios}$$

Cálculo de relés instantáneos:

Relé de fase:

- Valor de cortocircuito trifásico: 1559

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc max final-3F}$$

$$I_{op50} = 1,2 * 1559$$

$$I_{op50} = 1870,8 A$$

$$I_{sec} = I_{pick} - up_{pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 1870,8 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 15,59 A \text{ Secundarios}$$

Relé de neutro:

- Valor de cortocircuito bifásico a tierra: 1419

$$I_{op50} = 1,2 * I_{cc \text{ max}_{final-FT}}$$

$$I_{op50} = 1,2 * 1419$$

$$I_{op50} = 1702,80 A \text{ Primarios}$$

$$I_{sec} = I_{pick} - up_{pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 1702,80 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 14,19 A \text{ Secundarios}$$

Una vez obtenidos todos los valores, mediante las fórmulas y el estudio de cortocircuitos, se procede a tabular todos los datos como se muestra en la Tabla 2.13.

Tabla 2.13: Valores de ajuste para relé El Chota - Pimampiro

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC Protección	Línea	Tipo de curva	TAP	TAP (A)	DIAL	Insta	Insta (A)
Alpachaca	Posición El Chota	69	600/5	Fase	Inversa	307,20	2,56	0,11	1870,80	15,59
				Neutro	Inversa	115,20	0,96	0,06	1702,80	14,19

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.13 se enlistan los valores de TAP y DIAL para el ajuste de los relés tanto temporizado e instantáneo, de fase y neutro de la posición El Chota – Pimampiro, es importante resaltar que cada valor se encuentra reflejado al lado primario y secundario del TC, estos datos serán de utilidad en el momento de ingresar los valores al software.

#### 2.9.4. Parámetros de ajuste para relé de fase y neutro: Alpachaca – Ajaví

Al tomarse siempre en consideración la dirección barra – línea para la coordinación de protecciones, el relé colocado en la línea radial Alpachaca – Ajaví debe coordinar con el

relé de las líneas Ibarra – Alpachaca, cuyo ajuste se muestra en la Tabla 2.9 y con el relé El Chota – Alpachaca, cuyo ajuste se muestra en la Tabla 2.14.

Tabla 2.14: Valores de ajuste para relé El Chota - Alpachaca

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC Protección	Línea	Tipo de curva	TAP	TAP (A)	DIAL	Insta	Insta (A)
El Chota	Posición Alpachaca	69	600/5	Fase	Inversa	384,00	3,20	0,15	1700,40	14,17
				Neutro	Inversa	144,00	1,20	0,15	1574,40	13,12

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.14 se muestran los ajustes del relé de protección para la línea El Chota – Alpachaca, necesarios para el ajuste del relé Alpachaca – Ajaví.

Para que la coordinación de protecciones sea la adecuada, se debe tomar en consideración el ajuste de relé más bajo, esto principalmente para evitar la interferencia entre curvas de protección. Entonces, para calcular el ajuste del relé temporizado de la posición Alpachaca – Ajaví, se usa el ajuste de la línea El Chota – Alpachaca ya que este es el ajuste más bajo respecto a las dos posiciones antes mencionadas.

Para calcular el valor de ajuste del relé temporizado se va a usar la Ecuación (4), como se muestra a continuación:

Relé de fase:

$$TAP_{51} = 0,8 * Valor TAP El Chota - Alpachaca$$

$$TAP_{51} = 0,8 * 384 A primarios$$

$$TAP_{51} = 307,20 A primarios$$

Relé de neutro:

$$TAP_{51N} = 0,8 * Valor El Chota - Alpachaca$$

$$TAP_{51N} = 0,8 * 144 A primarios$$

$$TAP_{51N} = 115,20 A primarios$$

Para obtener los valores de TAP en el secundario se utiliza la Ecuación (3), de la siguiente manera:

Relé de fase:

$$I_{pick-up pri} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = I_{pick-up pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 307,20 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 2,56 A \text{ Secundarios}$$

Relé de neutro:

$$I_{pick} - up_{Pri} = \frac{I_{sec}}{RTC}$$

$$I_{sec} = I_{pick} - up_{Pri} * RTC$$

$$I_{sec} = 115,20 * \frac{5}{600}$$

$$I_{sec} = 0,96 A \text{ Secundarios}$$

Una vez obtenidos todos los valores, mediante las fórmulas y el estudio de cortocircuitos, se procede a tabular todos los datos como se muestra en la Tabla 2.15.

Tabla 2.15: Valores de ajuste para relé Alpachaca - Ajaví

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC Protección	Línea	Tipo de curva	TAP	TAP (A)	DIAL	Insta	Insta (A)
Alpachaca	Posición Ajaví	69	600/5	Fase	Inversa	307,20	2,56	0,12	Disable	Disable
				Neutro	Inversa	115,20	0,96	0,09		

Fuente: (Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A., 2022)

En la Tabla 2.15 se muestran los valores de ajuste para la protección de la línea radial Alpachaca – Ajaví. Es importante resaltar que en esta línea solamente se usan relés temporizados por lo cual el instantáneo se encuentra desactivado.

El proceso realizado para el cálculo de los ajustes del relé Alpachaca – Ibarra, debe ser aplicado también para obtener los ajustes del relé El Chota – La Carolina, que de igual manera protege a una línea radial, pero para este ajuste se debe tomar en consideración también al cálculo de los instantáneos debido a la longitud de la línea.

## 2.10. Parámetros de ajuste para los relés de protección para el lazo de estudio

Una vez obtenidos los ajustes para los relés instantáneos y temporizados de las líneas de subtransmisión que componen el lazo de estudio mediante los criterios, fórmulas y valores de cortocircuitos, se organizan todos los datos en una tabla general que incluya las posiciones de protección, relación de transformación, tipo de curva y sus respectivos valores de TAP y DIAL. Es importante resaltar que los ajustes para la protección de los transformadores de las subestaciones fueron proporcionados por el departamento de estudios eléctricos de EMELNORTE.

La Tabla 2.16 recopila todos los ajustes de los relés de protección para las líneas de subtransmisión y para los transformadores de las subestaciones que pertenecen al lazo de estudio.

Tabla 2.16: Ajuste de relés para la coordinación de protecciones en el lazo de estudio

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC	Línea	Tipo de curva	TAP	TAP (A)	DIAL	Insta	Insta (A)
Ibarra TRANSELECTRIC	Posición Alpachaca	69	600/5	Fase	Inversa	480,00	4,00	0,17	5148,00	42,90
				Neutro	Inversa	180,00	1,50	0,20	4886,40	40,72
	General T1	13.8	1200/5	Fase	Muy inversa	840,00	2,50	0,20	Disable	Disable
				Neutro	Inversa	420,00	1,75	0,40		
Alpachaca	Central El Ambi	34.5	250/5	Fase	Muy Inversa	170,00	3,40	0,10	1075,00	21,50
				Neutro	Muy Inversa	75,00	1,50	0,10	1075,00	21,50
	Posición Ibarra	69	600/5	Fase	Inversa	307,20	2,56	0,12	1638,00	13,65
				Neutro	Inversa	115,20	0,96	0,09	1573,20	13,11
Posición Ajaví	69	600/5	Fase	Inversa	307,20	2,56	0,12	Disable	Disable	
			Neutro	Inversa	115,20	0,96	0,09			
Ajaví	Posición El Chota	69	600/5	Fase	Inversa	384,00	3,20	0,14	2833,20	23,61
				Neutro	Inversa	144,00	1,20	0,13	2607,60	21,73
	General T1	13.8	600/5	Fase	Muy Inversa	420,00	3,50	0,32	Disable	Disable
				Neutro	Inversa	300,00	2,50	0,45		
General T1	13.8	300/5	Fase	Muy Inversa	240,00	4,00	0,30	Disable	Disable	
			Neutro	Muy Inversa	180,00	3,00	0,40			
General T2	13.8	600/5	Fase	Ext Inversa	180,00	1,50	0,20	Disable	Disable	
			Neutro	Ext Inversa	144,00	1,20	0,30			
El Chota	Posición La Carolina	69	600/5	Fase	Muy Inversa	307,20	2,56	0,57	1767,60	14,73
				Neutro	Inversa	115,20	0,96	0,08	1624,80	13,54
	Posición Alpachaca	69	600/5	Fase	Inversa	384,00	3,20	0,15	1700,40	14,17
				Neutro	Inversa	144,00	1,20	0,15	1574,40	13,12
Posición Pimampiro	69	600/5	Fase	Inversa	307,20	2,56	0,11	1870,80	15,59	
			Neutro	Inversa	115,20	0,96	0,06	1752,00	14,60	

La Carolina	General T1	13.8	600/5	Fase	Muy Inversa	264,00	4,40	0,40	Disable	Disable
				Neutro	Muy Inversa	192,00	3,20	0,50		
Pimampiro TRANSELECTRIC	Posición El Chota	69	600/5	Fase	Inversa	480,00	4,00	0,17	2731,20	22,76
				Neutro	Inversa	180,00	1,50	0,20	2552,40	21,27

Nota: Resumen de los parámetros de ajuste para transformadores de distribución y líneas de subtransmisión pertenecientes al lazo de estudio.

La Tabla 2.16 muestra todos los valores de ajuste para cada uno de los relés de protección ubicados en líneas de subtransmisión y transformadores de potencia que forman parte del lazo de estudio. Estos valores serán ingresados al software DIGSILENT PowerFactory para la simulación de coordinación de protecciones.

## CAPÍTULO 3

### Estudio de coordinación de protecciones con relés direccionales

En esta sección, los parámetros de ajuste para relés de protección obtenidos a través de los criterios establecidos en el Capítulo II se validaron a través de la simulación de cortocircuitos monofásicos y multifásicos al 20% y 80% de las líneas de subtransmisión, además los parámetros de ajuste de en los transformadores de distribución se validaron a través de la simulación de una falla monofásica a tierra en el devanado de bajo voltaje, luego se reajustaron los valores para verificar que la actuación de los relés temporizados e instantáneos de fase y neutro estén acorde a las necesidades del sistema y cumplan con el margen de coordinación.

#### 3.1. Ingreso de parámetros en relés de protección para la obtención de curvas de coordinación

Para ingresar los parámetros de protección obtenidos tanto, para líneas de subtransmisión como para transformadores de potencia, se siguió el siguiente procedimiento:

1. Primero, se presiona clic derecho en el relé de la línea donde se desea ingresar los parámetros en este caso se selecciona la línea Ibarra TRANSELECTRIC – Alpachaca, esto abrirá una pestaña emergente en la cual presiona en la opción ► Edit Devices, esto abrirá una nueva ventana como se indica en la Fig. 21.



Fig. 21: Ventana Edit Devices

En la Fig. 21 se muestra la ventana Edit Devices donde se enlistan los equipos de medición y protección que pertenecen a la línea de subtransmisión seleccionada.

2. Luego, se presiona doble clic en el relé en el cual se desea editar los parámetros, a continuación, aparece la ventana Relay Model que se indica en la Fig. 22.

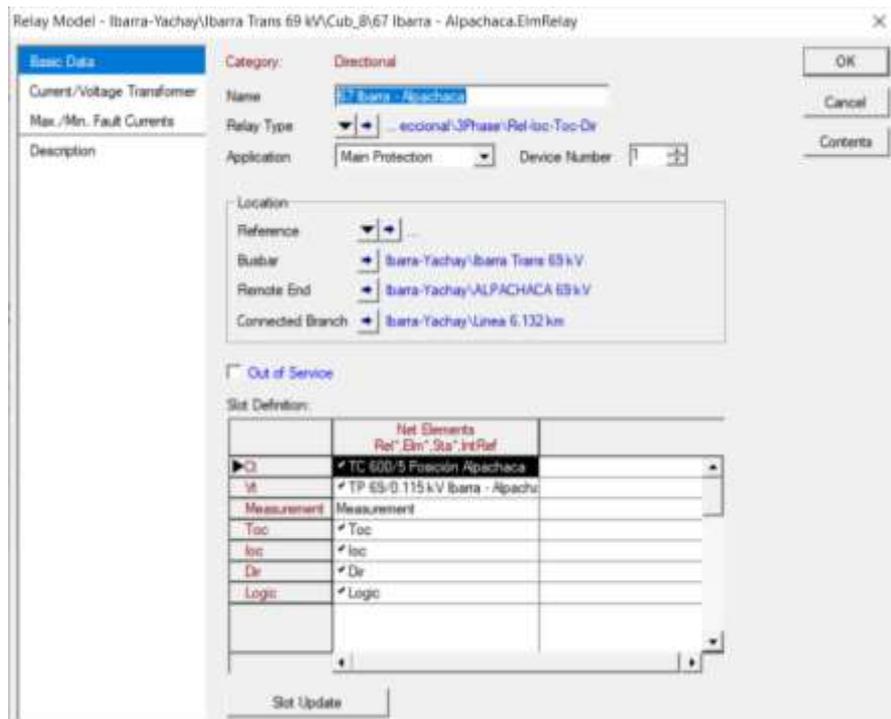


Fig. 22: Ventana Relay Model

En la Fig. 22 se muestra la ventana Relay Model donde se ingresan los parámetros para los relés instantáneos y temporizados, además es importante resaltar que para los relés direccionales se debe seleccionar la dirección de la corriente.

3. A continuación, se presiona doble clic en la pestaña ►Toc, luego se despliega la ventana Time Overcurrent donde se ingresan los parámetros del relé temporizado, esta se indica en la Fig. 23.

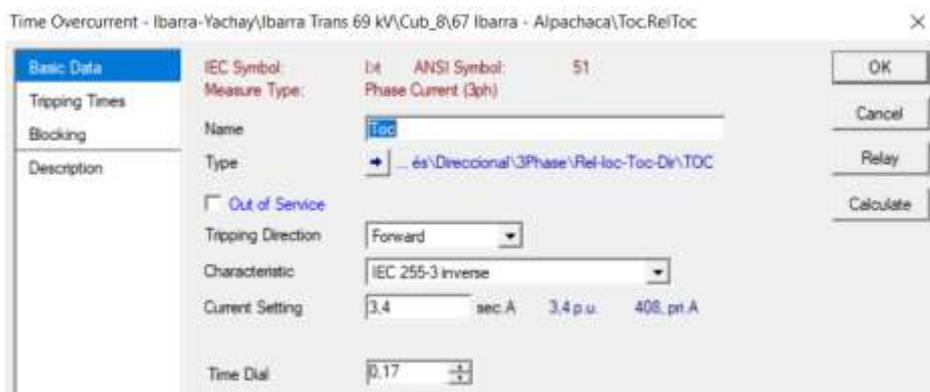


Fig. 23: Ventana para ingresar los parámetros del relé temporizado

En la Fig. 23 se muestra la ventana donde se ingresan los parámetros de DIAL y TAP para el relé temporizado de sobrecorriente, además de su dirección de corriente.

- Para finalizar, se oprime doble clic en la pestaña ►loc, luego se despliega la ventana Instantaneous Overcurrent donde se ingresan los parámetros del relé instantáneo de sobrecorriente, como se indica en la Fig. 24.



Fig. 24: Ventana para ingresar los parámetros del relé instantáneo

En la Fig. 24 se muestra la ventana donde se ingresan los parámetros en el lado secundario de TAP para el relé instantáneo de sobrecorriente, además de un valor de DIAL.

- Una vez ingresados los parámetros del elemento, se presiona ►OK y automáticamente se guardan los valores asignados. Este proceso se debe repetir para todos los relés de protección ubicados en líneas de subtransmisión y en transformadores de potencia.

Una vez que se ingresó los parámetros de ajuste, se graficó las curvas de coordinación para su posterior coordinación de acuerdo a los criterios establecidos. Para esto se siguió el siguiente procedimiento:

- Primero en la ventana Edit Devices y de presiona clic derecho sobre el relé del cual se va a graficar la curva de coordinación, en la pestaña emergente se selecciona ►Show y a continuación ►Time – Overcurrent Plot, como se indica en la Fig. 25.

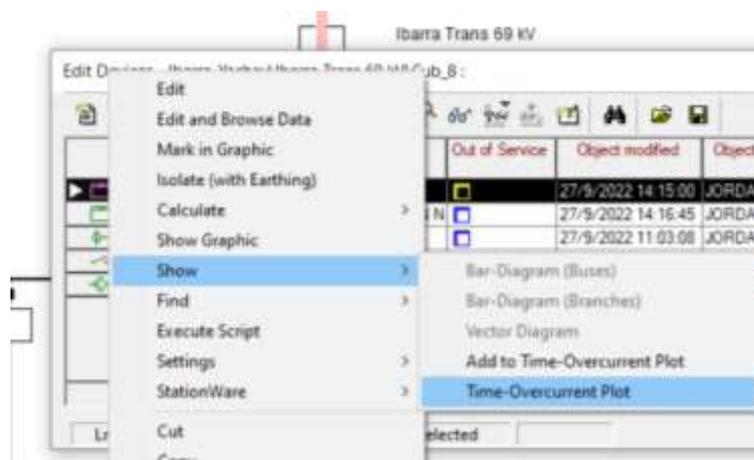


Fig. 25: Time-Overcurrent Plot

En la Fig. 25 se muestra la pestaña emergente donde se selecciona la opción Time – Overcurrent Plot, la cual se encarga de graficar la curva de coordinación en este caso para el relé 67 de la línea Ibarra – Alpachaca.

2. Una vez realizado el paso anterior, se muestra una nueva pestaña que contiene la curva de coordinación perteneciente al relé seleccionado, esta se muestra en la Fig. 26.

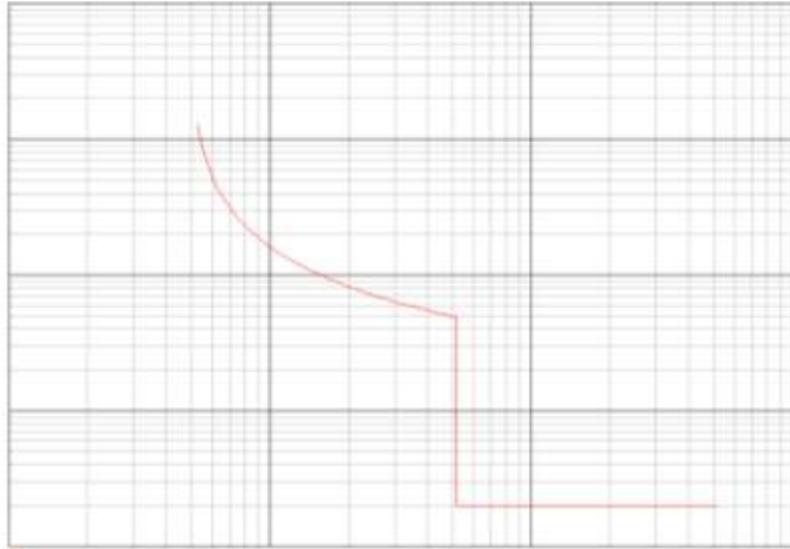


Fig. 26: Curva de coordinación relé 67 Ibarra - Alpachaca

En la Fig. 26 se muestra la curva de coordinación para la protección de la línea Ibarra – Alpachaca, esta curva se grafica de acuerdo a los valores de TAP y DIAL establecidos anteriormente.

Una vez que se ingresó los parámetros de los relés de protección de fase y neutro, tanto en líneas de subtransmisión como en transformadores de potencia, se procedió a simular la coordinación de protecciones. Usando los valores calculados en el Capítulo II se observó que no existe una adecuada coordinación entre protecciones, por lo cual se reajustaron los valores de TAP y DIAL y se simuló nuevamente la coordinación para comprobar que se cumpla con el margen de coordinación y que, dependiendo del tipo y ubicación de la falla, las protecciones primarias y de respaldo reaccionen en el tiempo correspondiente.

Se debe resaltar que, al tener un sistema con una topología en lazo, va a existir una bidireccionalidad de corriente de cortocircuito, por lo cual, para una mejor comprensión del proceso se dividió el sistema en dos lazos (Ibarra – Pimampiro y Pimampiro – Ibarra) los cuales muestran sus curvas de manera ordenada y comprensible.

### 3.2. Coordinación de protecciones direccionales de fase: Ibarra – Pimampiro

En este apartado se realizó la coordinación de protecciones en el lazo de estudio, en el siguiente orden específico, precisamente en las líneas de subtransmisión entre las subestaciones: Ibarra Transelectric, Alpachaca, El Chota y Pimampiro Transelectric.

#### 3.2.1. Coordinación de protecciones direccionales de fase: Ibarra – Alpachaca y Alpachaca – El Chota

Para realizar la coordinación de protecciones de fase entre los relés: Ibarra – Alpachaca y Alpachaca – El Chota, se simuló una falla trifásica en el 80% de la línea Alpachaca – El Chota, como se indica en la Fig. 27.

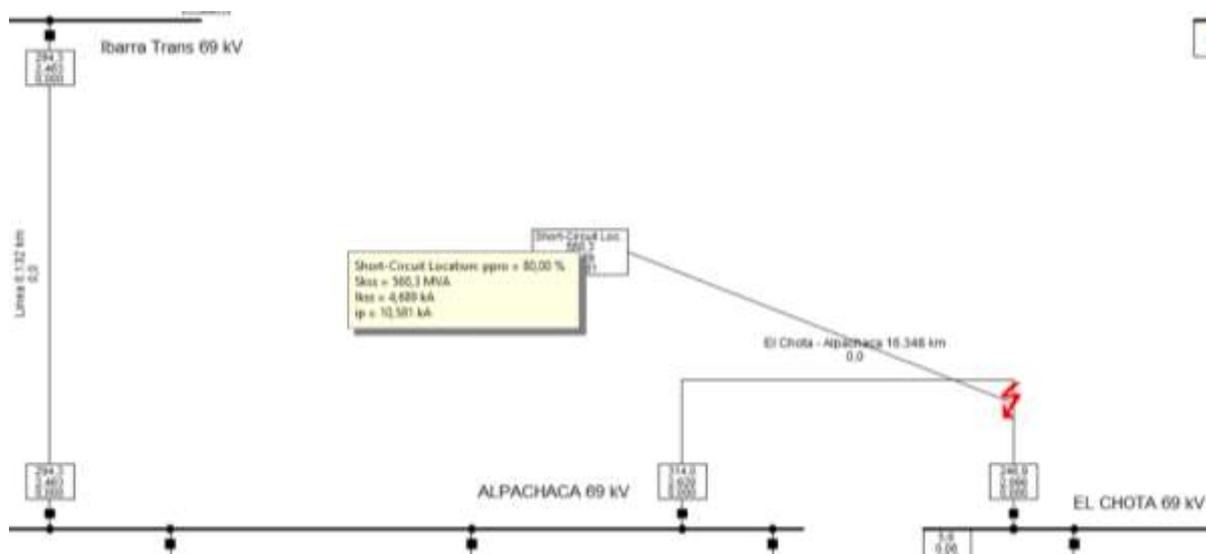


Fig. 27: Falla trifásica al 80% de la línea Alpachaca - El Chota

En la Fig. 27 se muestra la simulación de la falla trifásica al 80% de la línea Alpachaca – El Chota, la cual tiene una magnitud 4689 A. Es importante resaltar que desde la subestación Ibarra se recibe un aporte de 2628 A, mientras que de la subestación Pimampiro se recibe un aporte de 2066 A de corriente de cortocircuito.

Cuando se produce una falla al 80% de la línea de subtransmisión Alpachaca – El Chota, los relés de protección designados actúan a un determinado tiempo en milisegundos, como se indica en la Fig. 28.

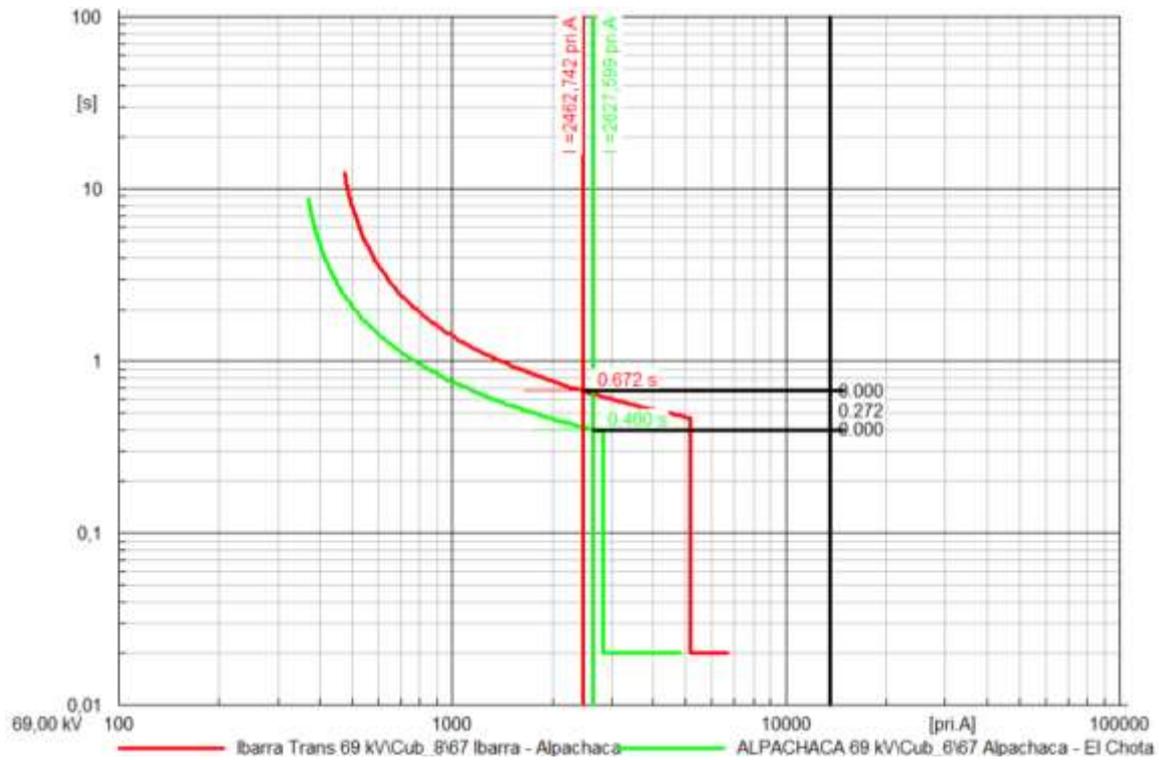


Fig. 28: Actuación de los relés de fase: Ibarra – Alpachaca – El Chota, ante una falla trifásica

En la Fig. 28 se muestra gráficamente el cumplimiento del margen de coordinación entre las curvas de protección de los relés de fase: Ibarra – Alpachaca (672 ms) y Alpachaca – El Chota (400 ms), con una diferencia de 272 ms.

### 3.2.2. Coordinación de protecciones direccionales de fase: Alpachaca – El Chota y El Chota – Pimampiro

Para realizar la coordinación de protecciones de fase entre los relés de fase: Alpachaca – El Chota y El Chota – Pimampiro, se simuló una falla trifásica en el 20% de la línea Pimampiro – El Chota, como se indica en la Fig. 29.

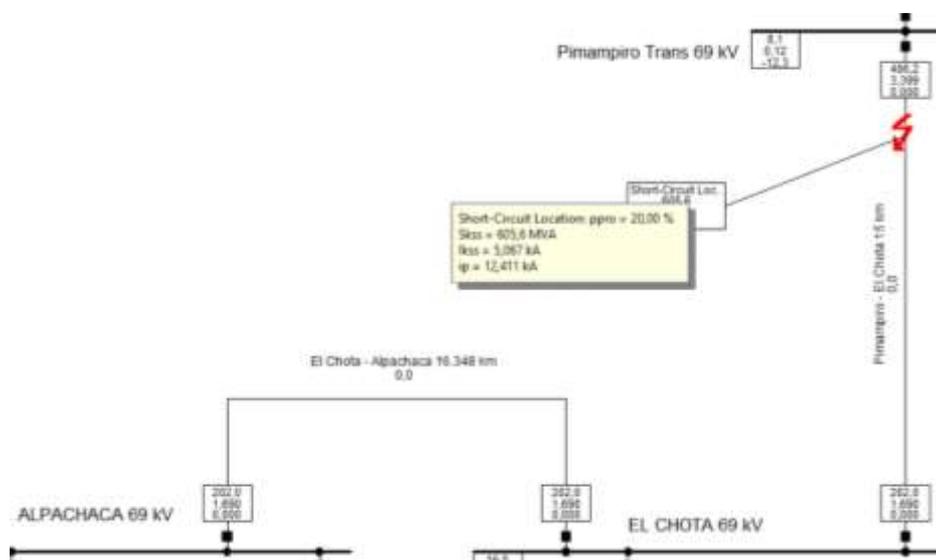


Fig. 29: Falla trifásica al 20% de la línea Pimampiro - El Chota

En la Fig. 29 se muestra la simulación de la falla trifásica al 20% de la línea Pimampiro – El Chota, la cual tiene una magnitud 5067 A. Se obtiene esta magnitud debido a la suma de los aportes de corriente de la subestación Pimampiro (3399 A) y de la subestación Ibarra (1690 A).

Al producirse una falla multifásica en el 20% de la línea de subtransmisión Pimampiro – El Chota, los relés de protección que visualizan esa falla actúan con un determinado retardo, como se indica en la Fig. 30.

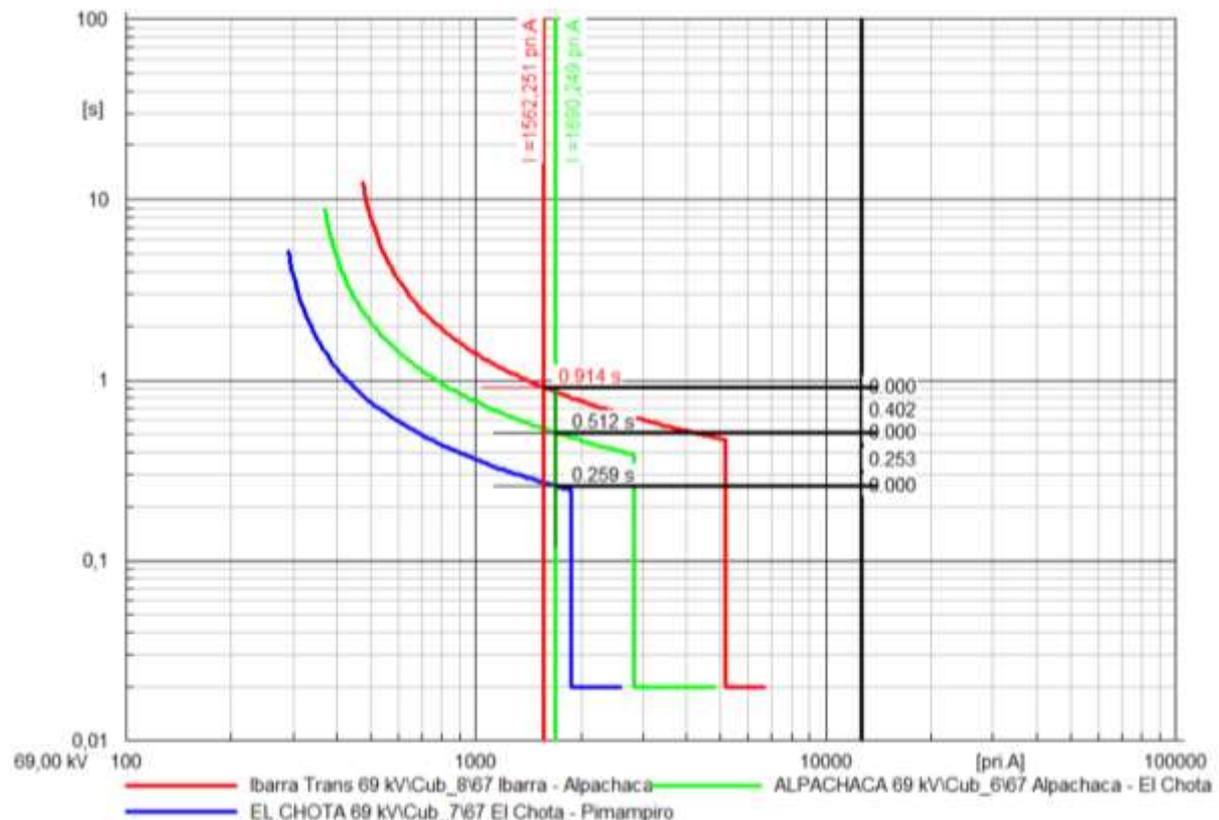


Fig. 30: Actuación de los relés de fase: Alpachaca – El Chota y El Chota – Pimampiro, ante una falla trifásica

En la Fig. 30 se muestra el tiempo de actuación de los relés de fase: Alpachaca – El Chota (512 ms) y El Chota – Pimampiro (259 ms), donde se evidencia el cumplimiento del margen de coordinación con una diferencia de 253 ms.

### 3.3. Coordinación de protecciones direccionales de fase: Pimampiro – Ibarra

En este apartado se realizó la coordinación de protecciones en el lazo de estudio en las líneas de subtransmisión entre las subestaciones: Pimampiro Transelectric, El Chota, Alpachaca e Ibarra Transelectric.

### 3.3.1. Coordinación de protecciones direccionales de fase: Pimampiro – El Chota y El Chota – Alpachaca

Para la coordinación de protecciones de fase entre los relés: Pimampiro – El Chota y El Chota – Alpachaca se simuló una falla trifásica al 20% de la línea Alpachaca – El Chota, como se indica en la Fig. 31.

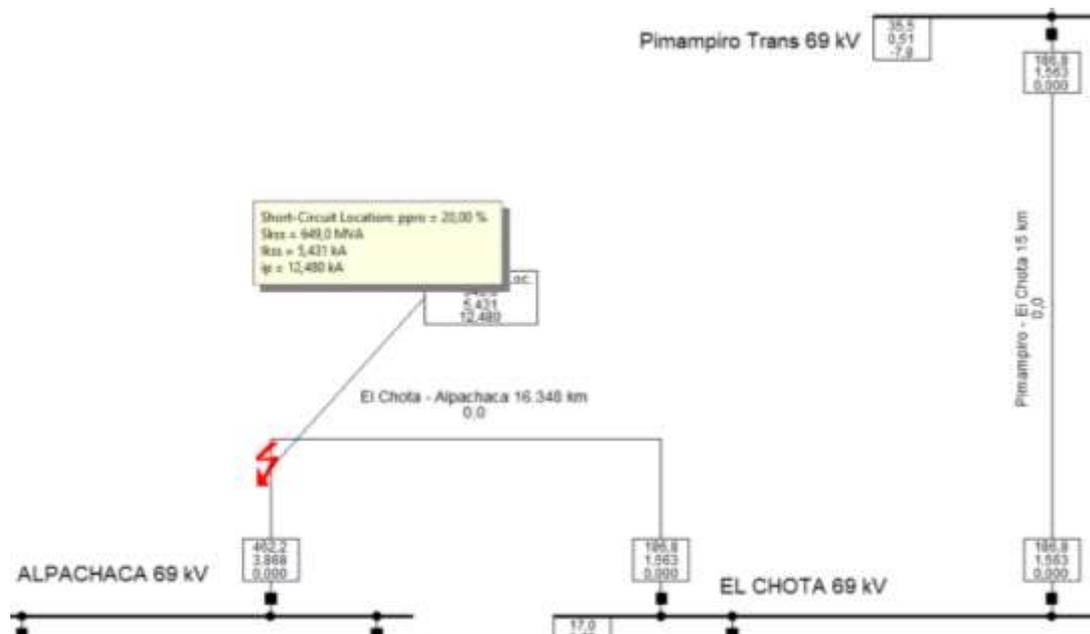


Fig. 31: Falla trifásica al 20% de la línea Alpachaca - El Chota

En la Fig. 31 se muestra la simulación de falla trifásica en el 20% de la línea Alpachaca – El Chota, la cual tiene una magnitud de 5431 A. Su mayor aporte de corriente de cortocircuito proviene de la subestación Ibarra (3868 A) y el aporte restante proviene de la subestación Pimampiro (1563 A).

Cuando una contingencia se produce al 20% de la línea Alpachaca – El Chota, las protecciones designadas en esta dirección de corriente, actuarán en un determinado tiempo como se indica en la Fig. 32.

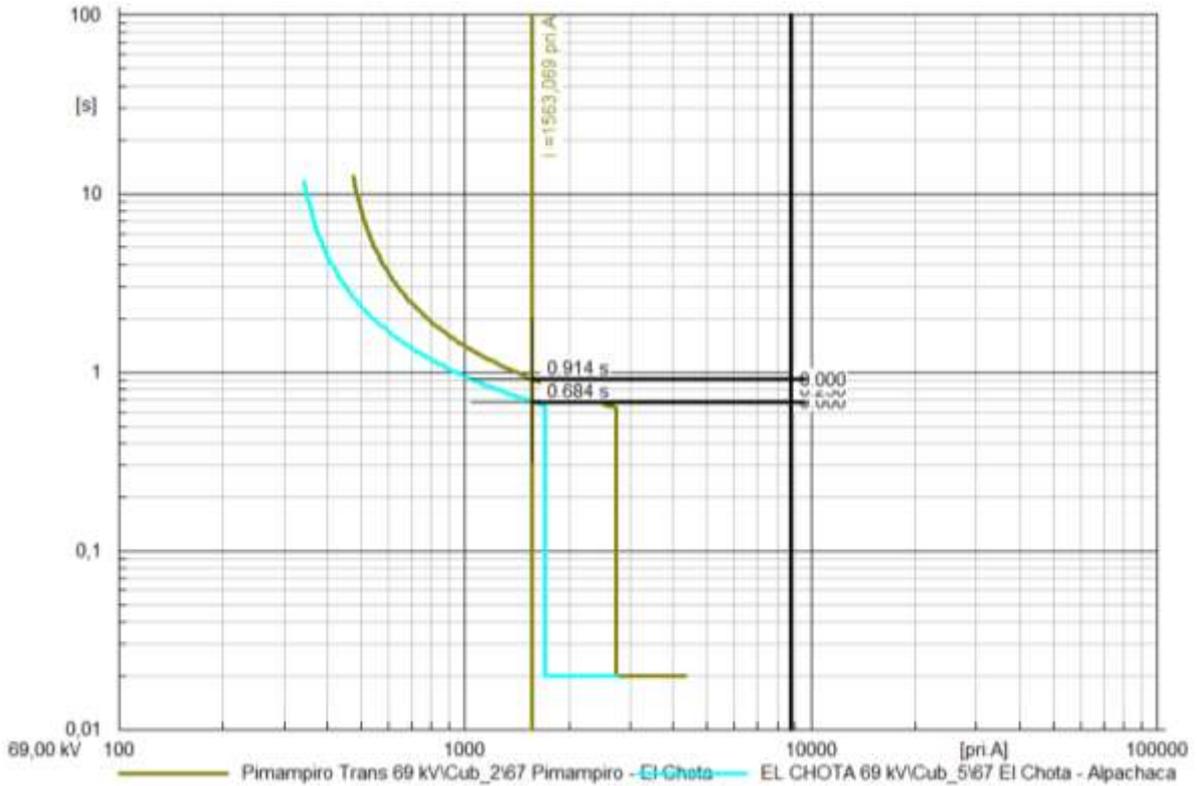


Fig. 32: Actuación de los relés de fase: Pimampiro – El Chota y El Chota – Alpachaca ante una falla trifásica

En la Fig. 32 se visualiza el tiempo de actuación de los relés de fase: Pimampiro – El Chota (914 ms) y El Chota – Alpachaca (684 ms), entre las cuales se cumple el margen de coordinación con una diferencia de 230 ms.

### 3.3.2. Coordinación de protecciones direccionales de fase: El Chota – Alpachaca y Alpachaca – Ibarra

Para coordinar las protecciones de fase: El Chota – Alpachaca y Alpachaca Ibarra, se simuló una falla trifásica al 20% de la línea de subtransmisión Ibarra – Alpachaca, como se indica en la Fig. 33.

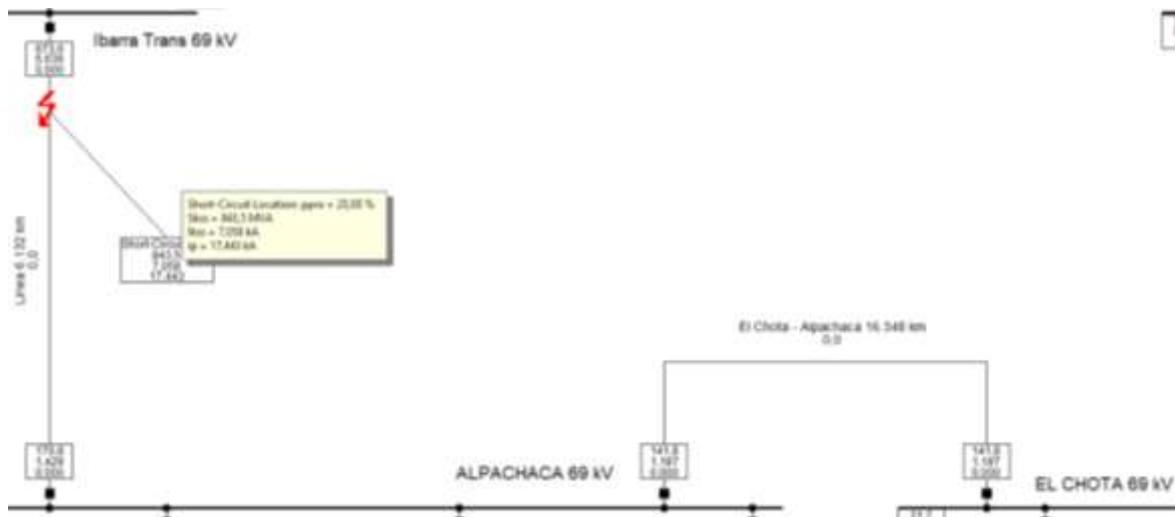


Fig. 33: Falla multifásica al 20% de la línea Ibarra – Alpachaca

En la Fig. 33 se muestra la simulación de una falla trifásica al 20% de la línea Ibarra – Alpachaca, la cual tiene una magnitud de 7058 A. El mayor aporte de corriente de cortocircuito proviene de la subestación Ibarra (5636 A) debido a su cercanía, mientras que desde la subestación Pimampiro solamente se tiene un aporte de 1429 A.

Cuando se produce una falla al 20% de la línea Ibarra – Alpachaca, las protecciones designadas a proteger al sistema en esta situación actuarán en un determinado tiempo, como se muestra en la Fig. 34.

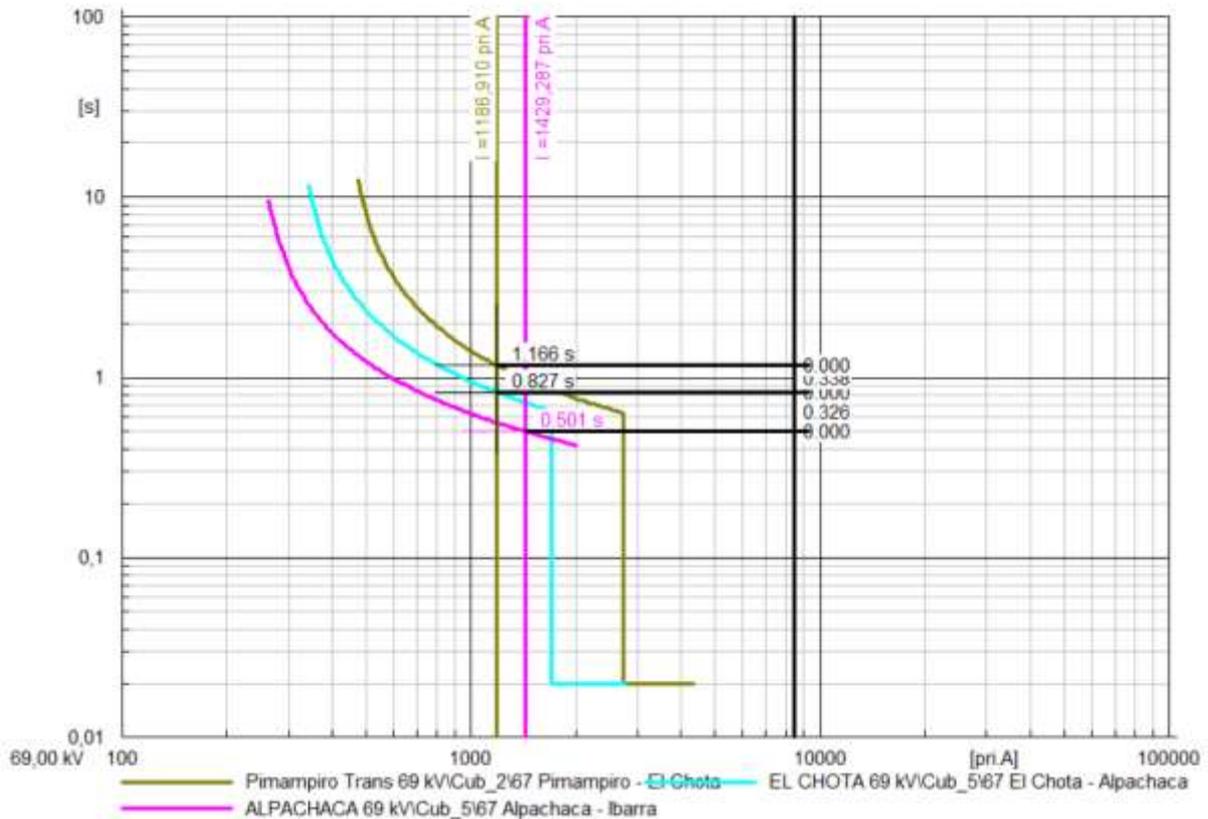


Fig. 34: Actuación de los relés de fase: El Chota – Alpachaca y Alpachaca – Ibarra ante una falla trifásica

En la Fig. 34 se muestra gráficamente el tiempo de actuación de los relés de fase: El Chota – Alpachaca (827 ms) y Alpachaca – Ibarra (501 ms), en esta claramente se verifica el cumplimiento del margen de coordinación con una diferencia de 326 ms.

### 3.4. Coordinación de protecciones de sobrecorriente de fase: Alpachaca – Ajaví

Cuando se produzca una falla multifásica en la línea de subtransmisión Alpachaca – Ajaví, la protección principal será el relé temporizado ubicado en dicha línea y como respaldo actuarán los relés de fase: El Chota – Alpachaca e Ibarra – Alpachaca, esto tomando en consideración que la corriente de falla siempre tendrá el sentido de barra a línea.

Para obtener los ajustes del TAP y DIAL del relé temporizado de fase de la línea Alpachaca – Ajaví se tomó como base los ajustes del relé direccional de fase ubicado en la posición Alpachaca – El Chota, esto debido a que posee los parámetros de ajuste más bajos entre las protecciones de respaldo.

Es importante mencionar que para la protección de esta línea se desactivó el relé instantáneo, principalmente para evitar que exista una baja selectividad entre protecciones debido a la corta distancia de la línea.

Entonces, para realizar la coordinación de protecciones de fase en esta línea radial, se simuló una falla multifásica al 80% de la línea Alpachaca – Ajaví, como se indica en la Fig. 35.

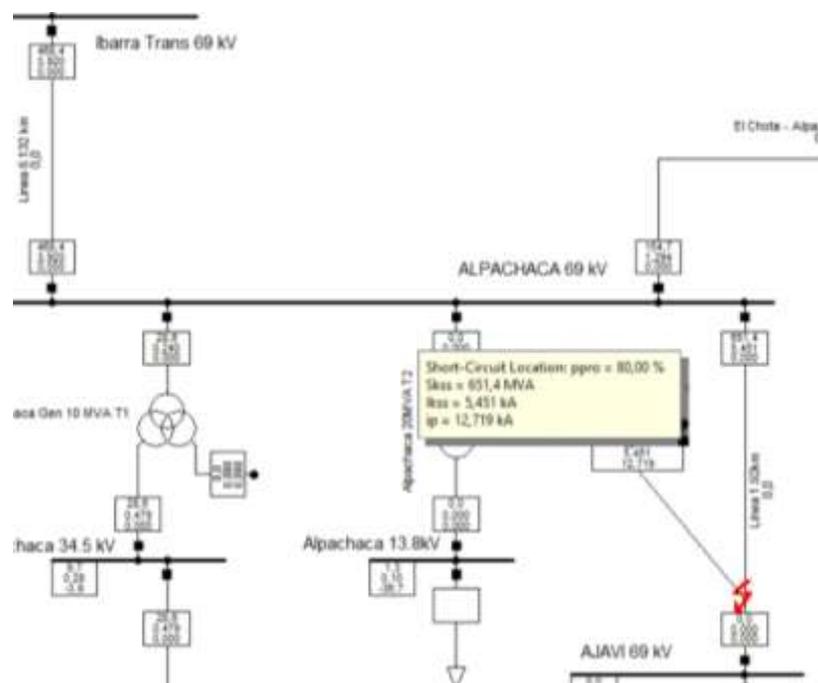


Fig. 35: Falla multifásica al 80% de la línea Alpachaca – Ajaví

En la Fig. 35 se muestra la simulación de una falla trifásica en el 80% de la línea Alpachaca – Ajaví, que cuenta con una magnitud de 5451 A, los cuales son el resultado de la suma entre los aportes de corriente de la subestación Ibarra (3920 A) y de la subestación Pimampiro (1294 A).

Una vez que se simuló la falla trifásica en la línea de subtransmisión, se procedió a verificar el tiempo de actuación en las protecciones primarias y de respaldo designadas para esta contingencia, esto se muestra en la Fig. 36 y Fig. 37.

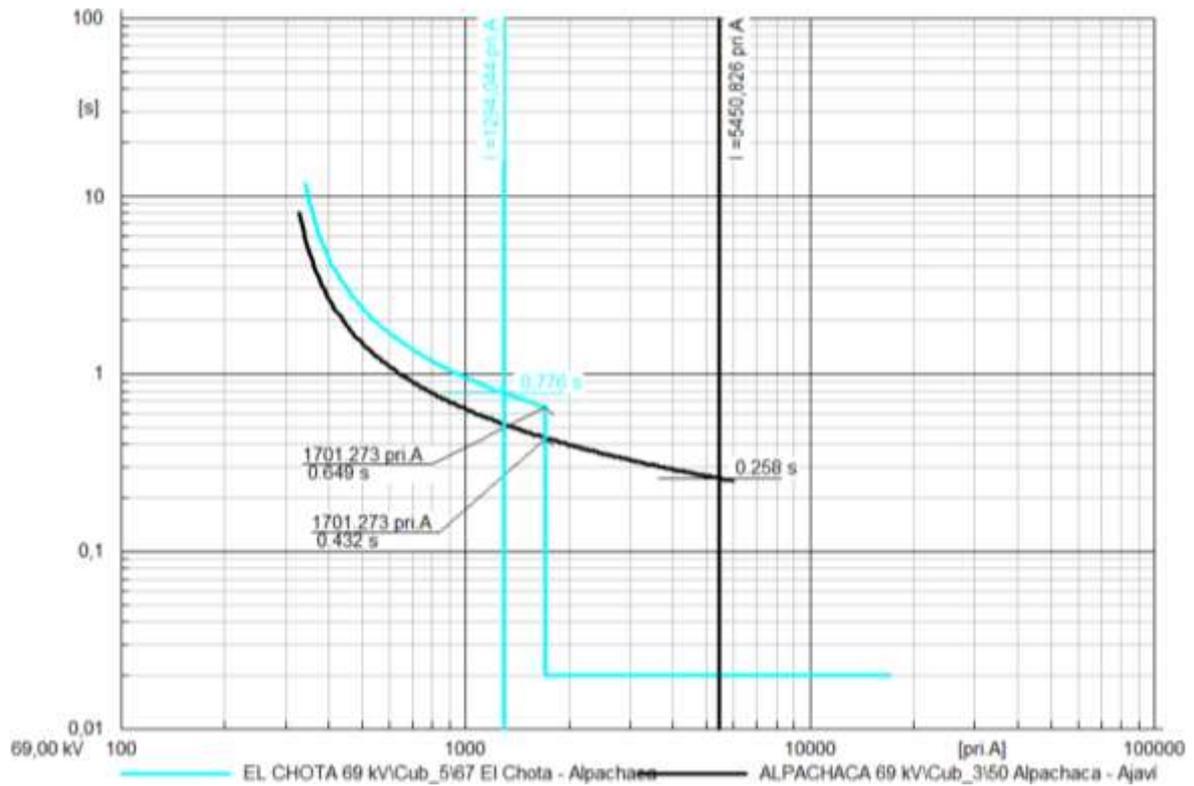


Fig. 36: Actuación de los relés de fase: Alpachaca - Ajaví y El Chota – Alpachaca ante una falla multifásica

En la Fig. 36 se muestra el tiempo de actuación del relé de fase ubicado en la posición Alpachaca – Ajaví (258 ms), además se verifica el margen de coordinación con la curva del relé de fase El Chota – Alpachaca, con una diferencia de 257 ms.

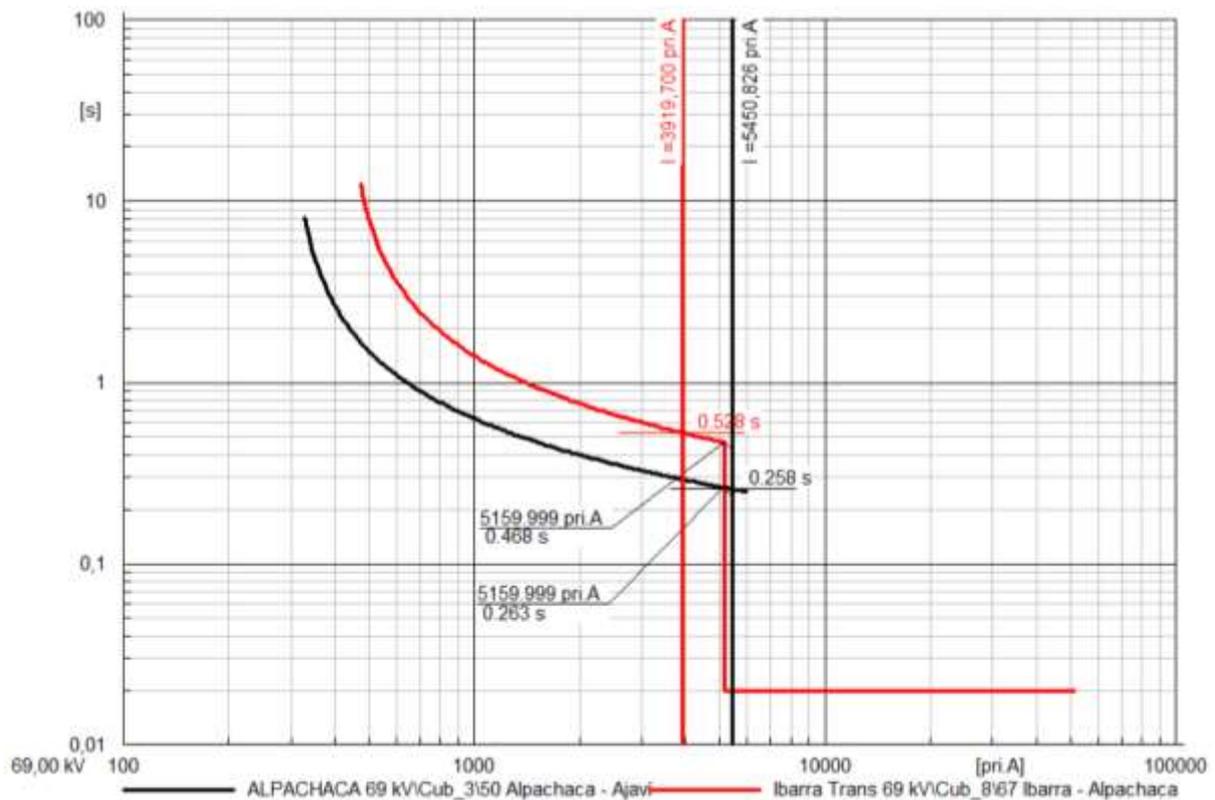


Fig. 37: Actuación de los relés de fase: Alpachaca - Ajaví e Ibarra – Alpachaca, ante una falla trifásica

En la Fig. 37 se muestra el tiempo de actuación del relé temporizado de fase ubicado en la línea de subtransmisión Alpachaca – Ajaví (258 ms) y se verifica el cumplimiento del margen de coordinación con la curva de la posición Ibarra – Alpachaca con una diferencia de tiempo de 236 ms.

### 3.5. Coordinación de protecciones de sobrecorriente de fase: El Chota – La Carolina

Ante una falla multifásica de la línea de subtransmisión que enlaza las subestaciones El Chota y La Carolina, la protección primaria será el relé de sobrecorriente instantáneo y temporizado instalado en dicha línea. Mientras que las protecciones de respaldo, siguiendo el principio en el cual la dirección de la corriente siempre fluye desde barra a línea, son los relés de fase: Alpachaca – El Chota y Pimampiro – El Chota.

Es importante resaltar que, para determinar los parámetros de ajuste de este relé, no se tomó como base el ajuste de respaldo más bajo como en el caso anterior. Para este caso se consideró brindar una protección extra al transformador de potencia ubicado al final del ramal. Para colocar los parámetros de ajuste del relé instantáneo se calculó la corriente en base a la potencia del transformador, mientras que para determinar los valores del relé temporizado de fase se simuló una falla bifásica a tierra en el devanado de bajo voltaje del transformador, ese valor fue pasado al lado de alto voltaje para agregarle un 20% de margen e ingresarlo como parámetro de ajuste en el relé.

Para realizar la coordinación de protecciones de fase, se simuló una falla multifásica al 80% de la línea El Chota – La Carolina, como se indica en la Fig. 38.

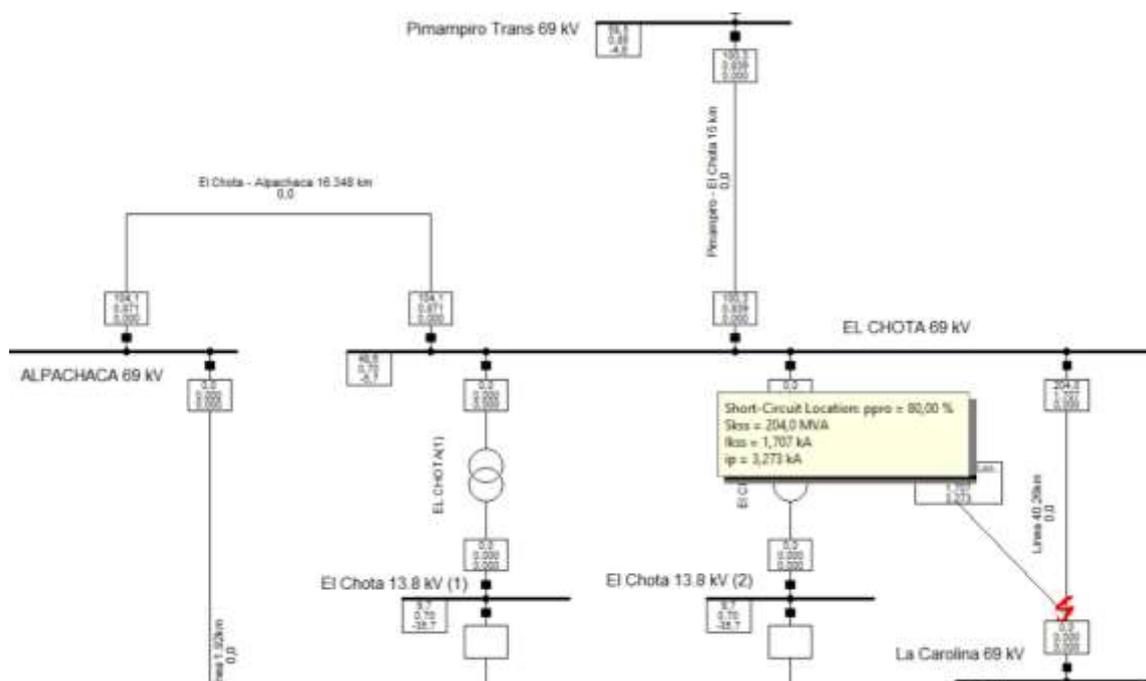


Fig. 38: Falla multifásica al 80% de la línea El Chota - La Carolina

En la Fig. 38 se muestra la simulación de una falla trifásica en el 80% de la línea de subtransmisión El Chota – La Carolina, la cual tiene una magnitud de 1707 A, se debe destacar que esta falla posee un valor relativamente bajo en comparación de otras fallas, eso es debido principalmente a la longitud de la línea. La magnitud de la corriente de cortocircuito se compone de la suma del aporte de la subestación Pimampiro (839 A) y de la subestación Ibarra (871 A).

Cuando se simuló la falla en la línea, se procedió a verificar el tiempo de actuación de las protecciones primarias y de respaldo, que se encuentran en la dirección de corriente designada, esto se muestra en la Fig. 39 y Fig. 40.

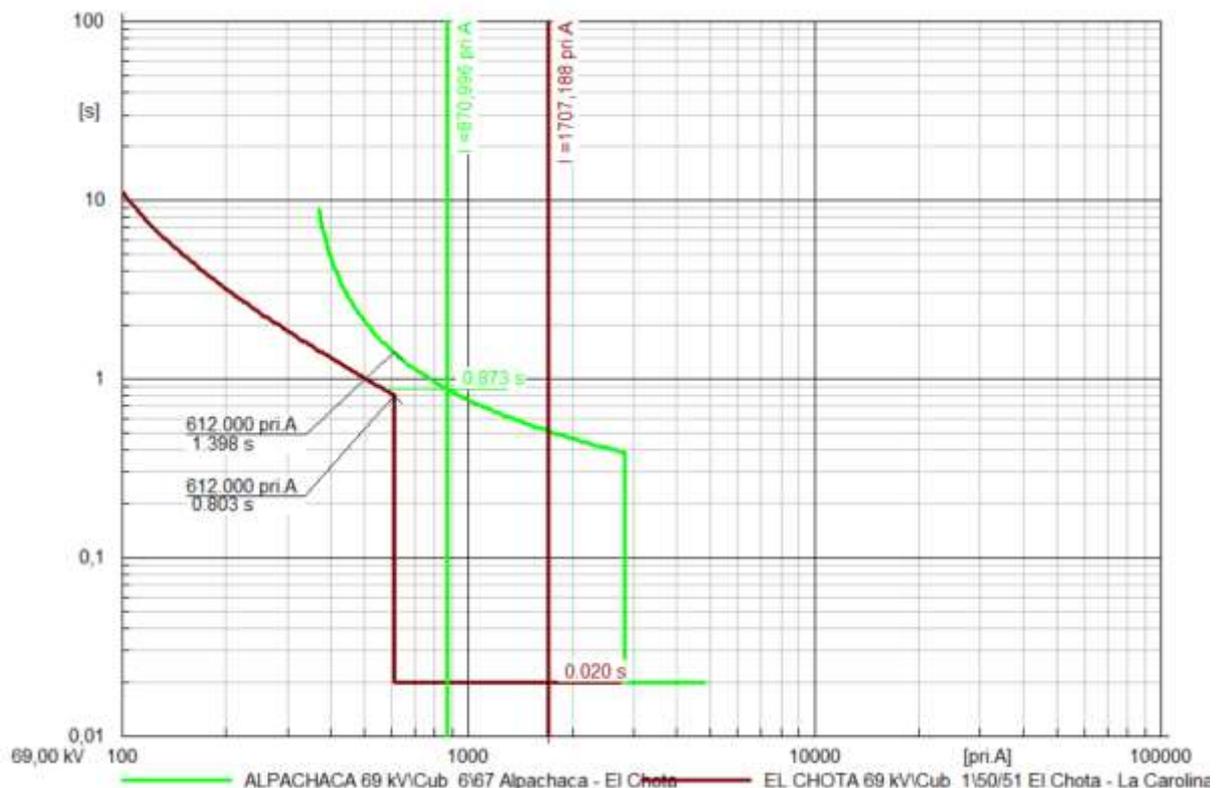


Fig. 39: Actuación de los relés de fase: El Chota – La Carolina y Alpachaca – El Chota, ante una falla trifásica

En la Fig. 39 se muestra en tiempo de actuación del relé de fase de la línea El Chota – La Carolina, el cual activa su instantáneo en un tiempo de 20 ms. Además, se muestra el tiempo de actuación del relé temporizado de la línea Alpachaca – El Chota (873 ms). Por último, se indica el cumplimiento del margen de coordinación entre curvas de coordinación, con un valor mucho mayor al margen establecido, esto debido principalmente a los ajustes de los relés de la posición El Chota – La Carolina, que dan prioridad a la protección del transformador ubicado al final del ramal.

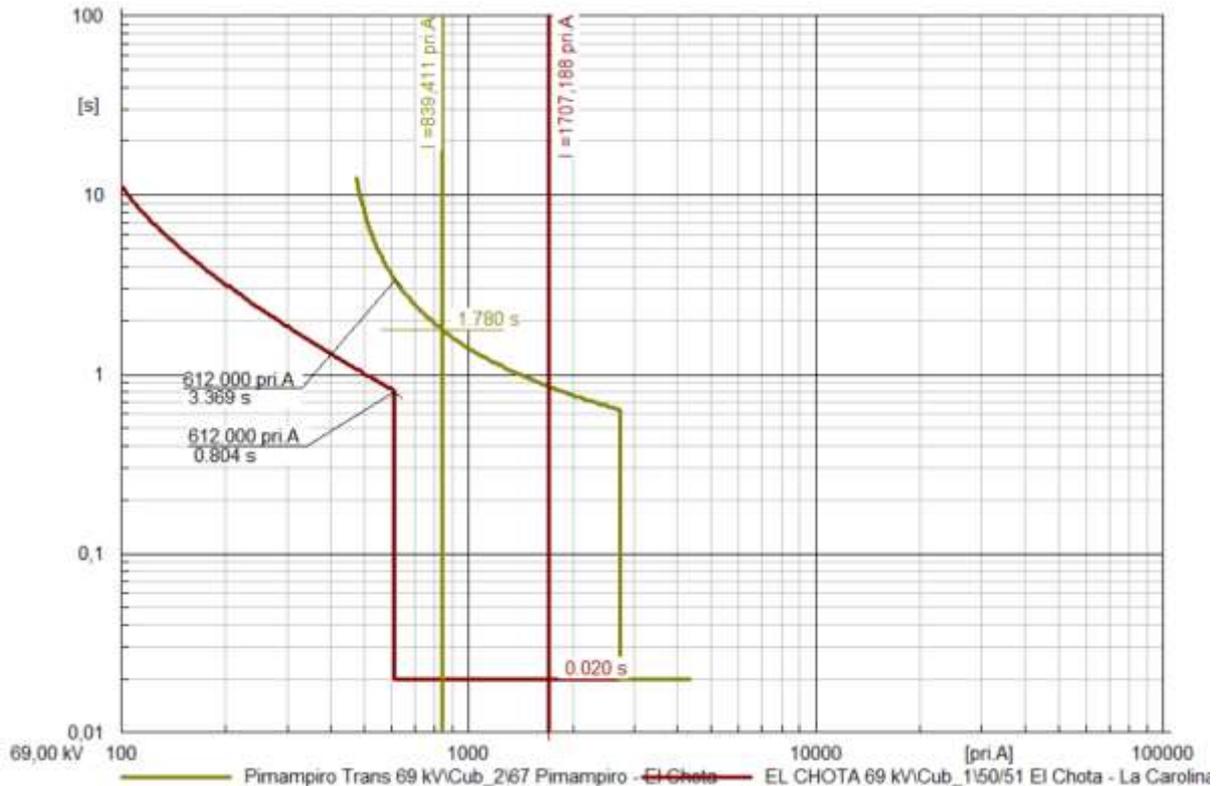


Fig. 40: Actuación de los relés de fase: El Chota - La Carolina y Pimampiro - El Chota, ante una falla trifásica

En la Fig. 40 se muestra el tiempo de actuación del relé instantáneo de fase ubicado en la línea El Chota – La Carolina, el cual actúa con un retardo de 20 ms. Además, se muestra la curva del relé Pimampiro – El Chota, el cual actúa como respaldo ante esta falla con un tiempo de 1780 ms. También se muestra el cumplimiento del margen de coordinación entre curvas de protección.

### 3.6. Coordinación de protecciones de fase y neutro para transformadores de distribución pertenecientes al lazo de estudio

Para la elaboración de este estudio de coordinación de protecciones, los parámetros de ajuste de los transformadores de distribución ubicados en las distintas subestaciones pertenecientes al lazo de estudio fueron proporcionados por el Departamento de Estudios Eléctricos de EMELNORTE, esto debido a que forman parte de otros estudios realizados con anterioridad, además dichas protecciones deben coordinar con las protecciones ubicadas en las líneas de distribución de energía.

Para realizar la coordinación de protecciones entre las líneas de subtransmisión y los transformadores de distribución pertenecientes al lazo de estudio, se tomó en consideración el criterio que determina qué: según la configuración de los devanados del transformador, las protecciones de fase y neutro de la línea de subtransmisión deben o no coordinar con las protecciones de fase y neutro del transformador.

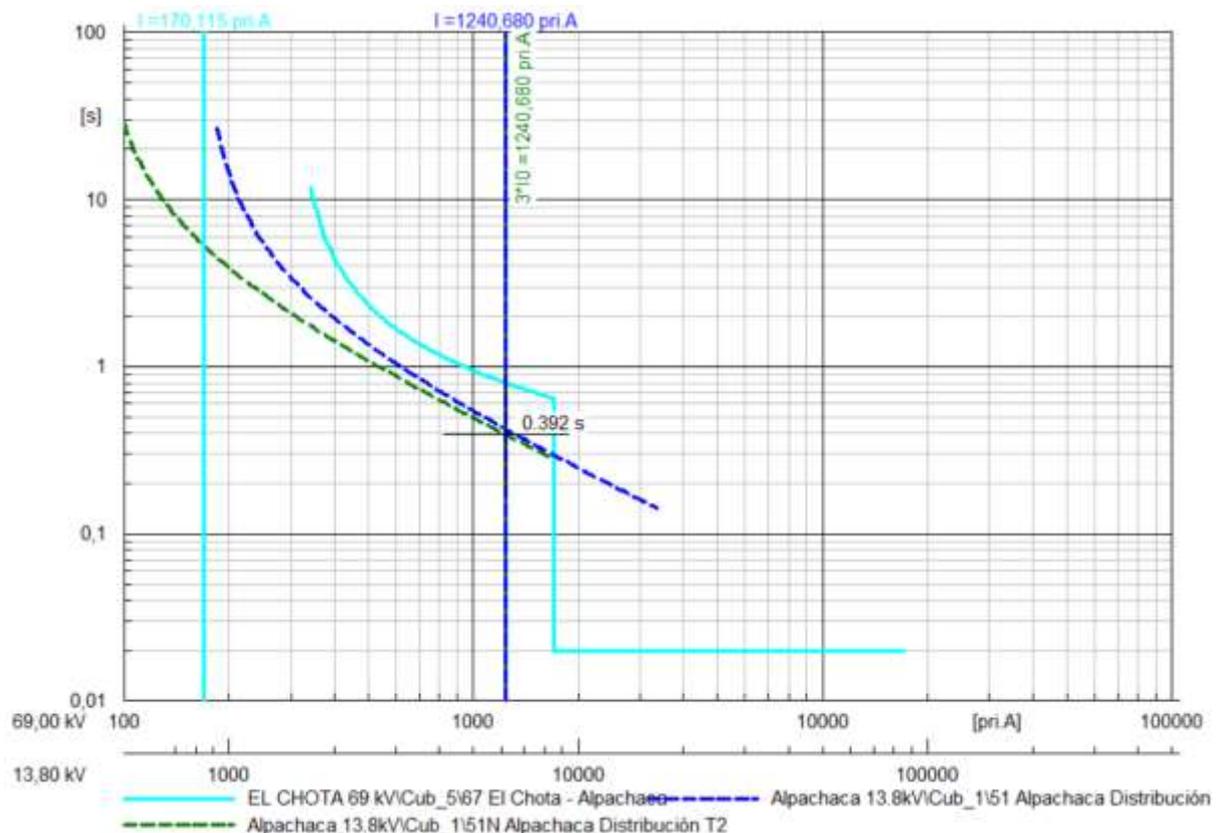
En el caso de EMELNORTE S.A. todos los transformadores de distribución cuentan con una configuración delta – estrella aterrizado, por lo cual la protección de fase de la línea de subtransmisión debe coordinar obligatoriamente con las protecciones de fase y neutro del transformador. Mientras que la protección de neutro de la línea, no deben coordinar necesariamente con las protecciones de fase y neutro del transformador.

Es importante resaltar que para conocer el tiempo de actuación de las protecciones de fase y neutro de los transformadores de distribución se simuló una falla monofásica a tierra en el devanado de bajo voltaje, ya que esta falla tiene la magnitud más alta de entre todas las fallas simuladas.

### 3.6.1. Coordinación de protecciones: Transformador Alpachaca

Los relés temporizados de sobrecorriente de fase y neutro destinados a la protección del transformador de la Subestación Alpachaca de 20 MVA, deben coordinar con los relés de fase: Ibarra – Alpachaca y El Chota – Alpachaca, siguiendo el criterio de que la corriente siempre fluirá desde barra a línea.

Una vez simulada la falla monofásica en la barra de 13.8 kV del transformador de distribución, se procedió a comprobar el funcionamiento de las protecciones como se muestra en la Fig. 41 y Fig. 42.



En la Fig. 41 se muestra el tiempo de actuación de los relés de fase y neutro del transformador de distribución Alpachaca (392 ms) estos actuarían como protección principal, también se puede observar que el relé de fase Alpachaca – El Chota que se determina como protección de respaldo, no actúa ante esta contingencia, esto se debe a que la corriente de falla es imperceptible para este debido a sus parámetros de ajuste. Aunque en una situación donde los relés del transformador no operen, la corriente de falla que fluya por la línea de subtransmisión elevará su magnitud y será vista por el relé, lo cual activará su protección.

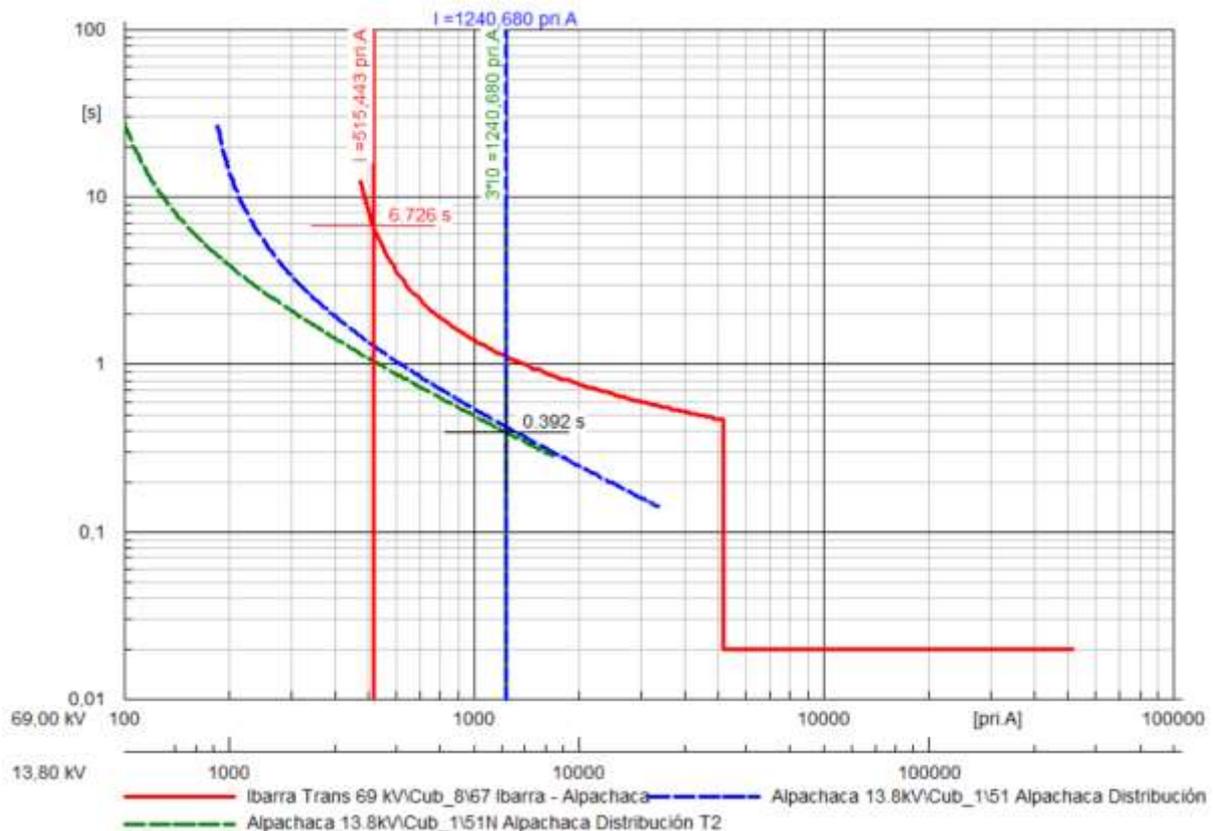


Fig. 42: Actuación de los relés del Transformador Alpachaca e Ibarra – Alpachaca, ante una falla monofásica a tierra

En la Fig. 42 se muestra el tiempo de actuación de los relés de fase y neutro del transformador Alpachaca, además se visualiza el tiempo de actuación del relé de fase Ibarra – Alpachaca (6726 ms) que actúa como protección de respaldo. A diferencia del caso anterior, la protección de respaldo si actúa, esto se debe principalmente a la magnitud de la corriente y los parámetros de ajuste del relé.

### 3.6.2. Coordinación de protecciones: Transformador Ajaví

Los relés temporizados de fase y neutro colocados en el transformador de la Subestación Ajaví de 10 MVA, deben coordinar con el relé de fase de la línea: Alpachaca – Ajaví, ya que este funcionaría como protección de respaldo ante una contingencia.

Una vez simulada la falla monofásica a tierra en la barra de 13.8 kV del transformador Alpachaca, se procedió a verificar el funcionamiento de las protecciones designadas ante esta contingencia, esto se indica en la Fig. 43.

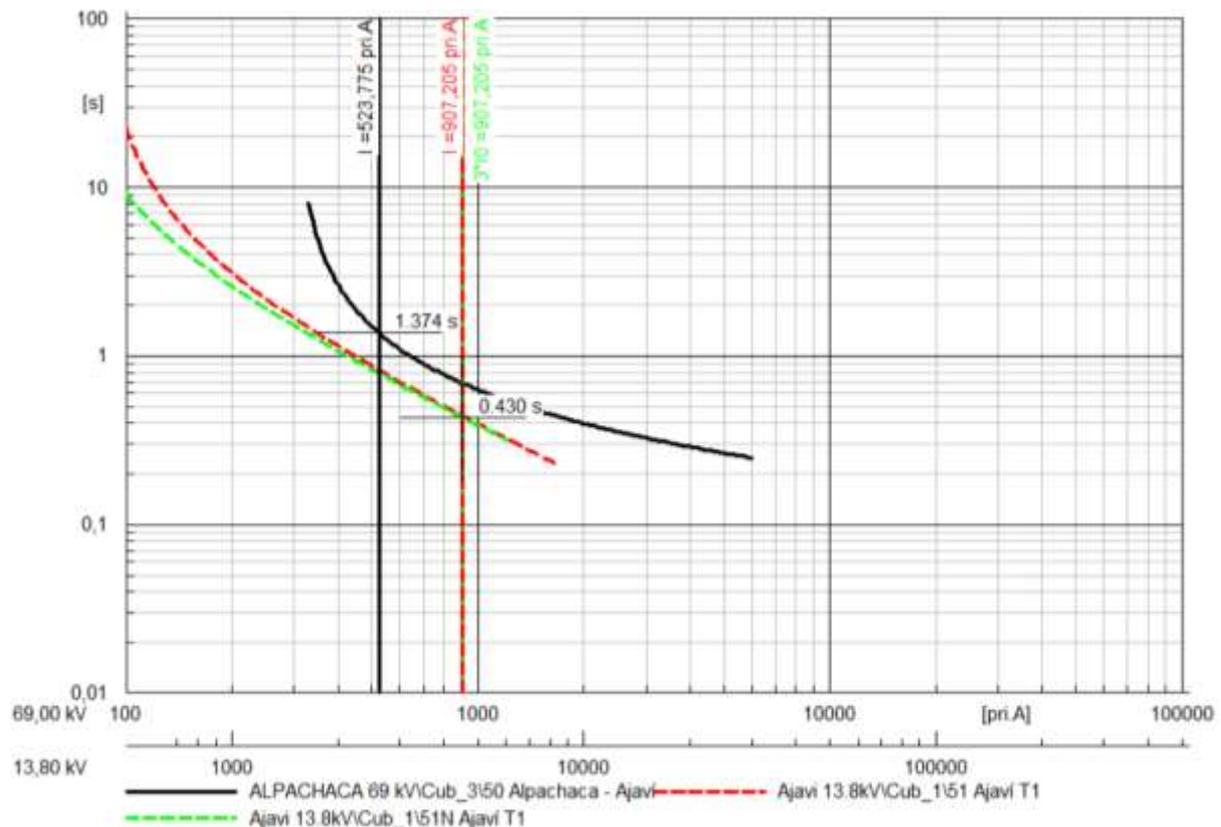


Fig. 43: Actuación de los relés del Transformador Ajaví, Alpachaca – Ajaví y El Chota - Alpachaca, ante una falla monofásica

En Fig. 43 se muestra el tiempo de actuación de los relés temporizados de fase y neutro del transformador Ajaví (430 ms) ante una falla monofásica a tierra en su lado secundario. La protección de respaldo es el relé temporizado de fase Alpachaca – Ajaví, que actúa con un tiempo de 1374 ms.

### 3.6.3. Coordinación de protecciones: Transformador El Chota (1) y (2)

Las protecciones de fase y neutro de los transformadores pertenecientes a la Subestación El Chota, deben coordinar con las protecciones de fase Alpachaca – El Chota y Pimampiro – El Chota que funcionan como respaldo en caso de cortocircuito.

La subestación El Chota cuenta con dos transformadores de 5 MVA, los cuales poseen parámetros de ajuste similares, por lo cual se decidió mostrar la coordinación de protecciones solo de un transformador. Entonces, una vez que se simuló la falla monofásica a tierra en el lado de 13.8 kV, se procedió a verificar el tiempo de actuación de los relés como se indica en la Fig. 44 y Fig. 45.

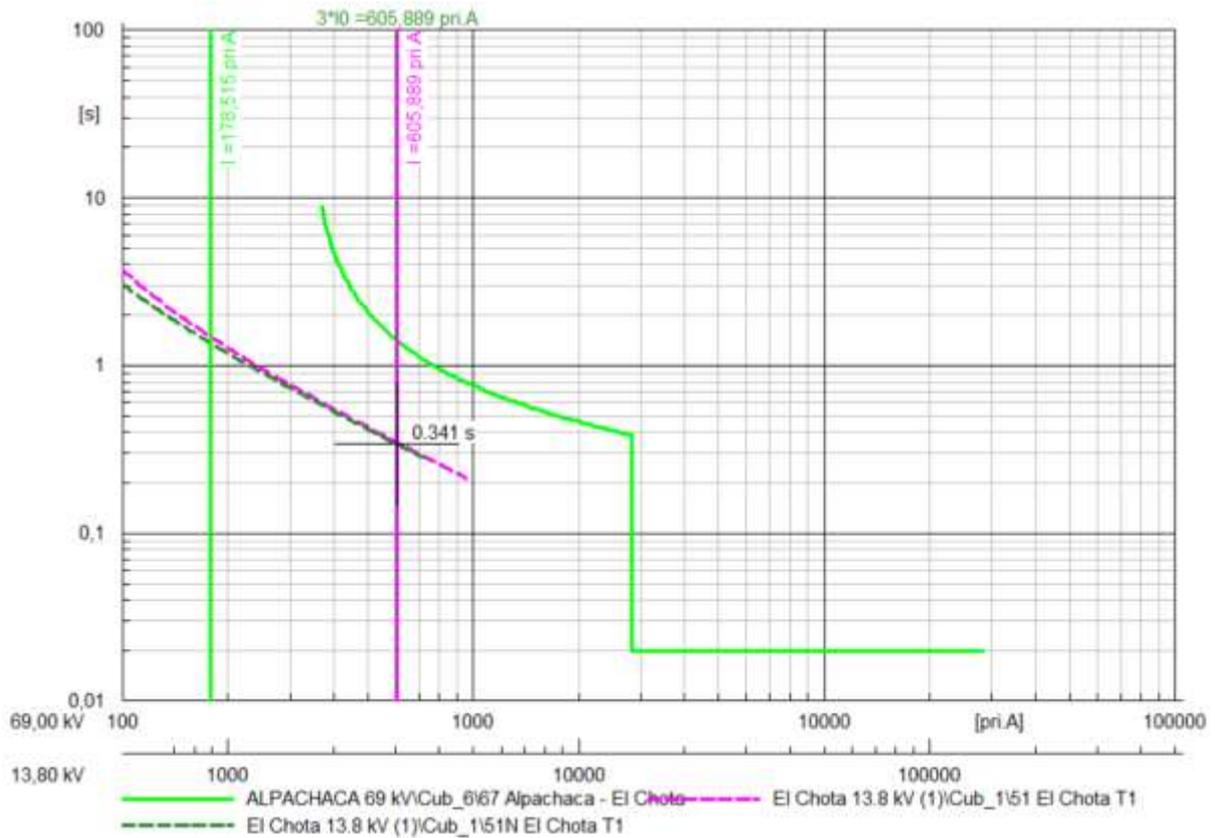


Fig. 44: Actuación de los relés del Transformador El Chota (1) y Alpachaca – El Chota, ante una falla monofásica

En la Fig. 44 se muestra el tiempo de actuación de los relés de fase y neutro del transformador El Chota 1 (341 ms) ante una falla monofásica a tierra. Por otra parte, se muestra la curva del relé Alpachaca – El Chota, el cual no actúa debido a la baja magnitud de la corriente de falla, pero se debe mencionar que en caso de que las protecciones del transformador no funcionen, la corriente aumentará y entonces las protecciones de respaldo se activarán.

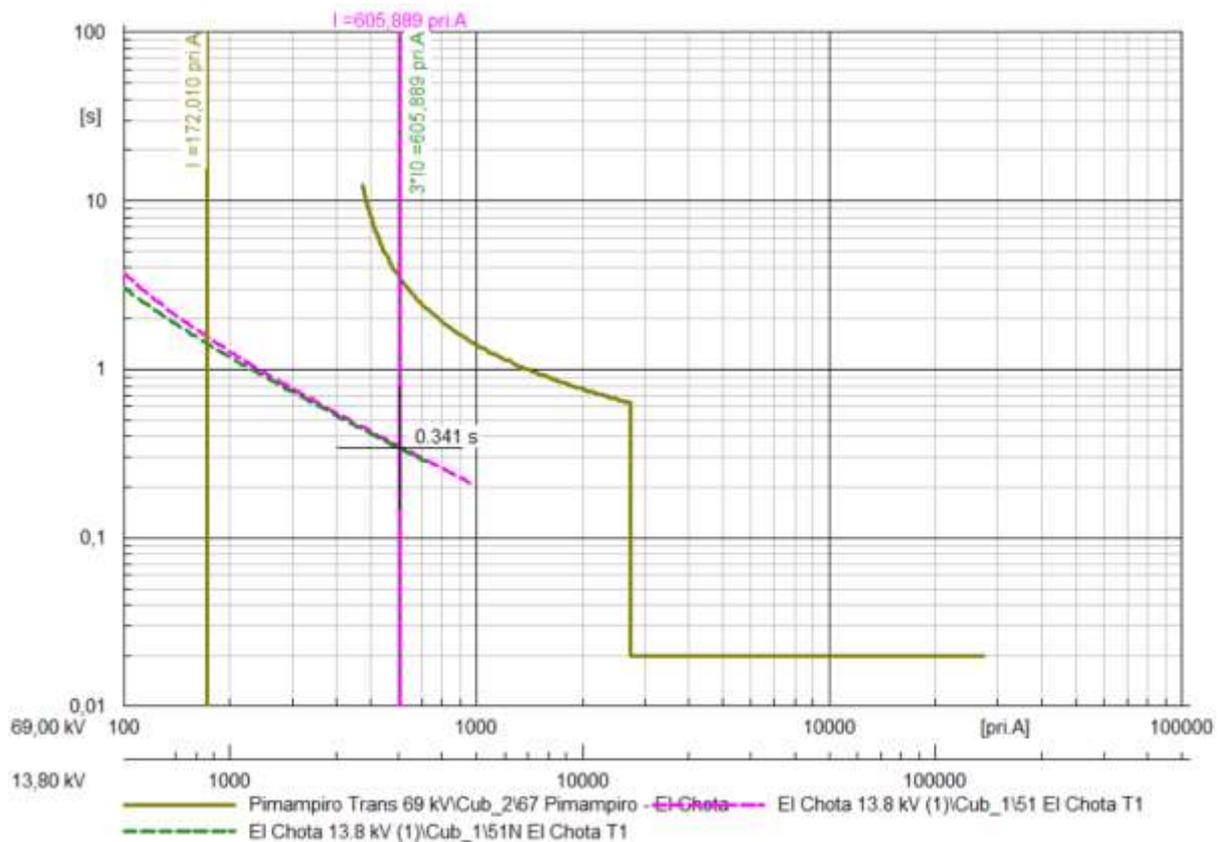


Fig. 45: Actuación de los relés del Transformador El Chota (1) y Pimampiro – El Chota, ante una falla monofásica

En la Fig. 45 se muestra el tiempo de actuación de las protecciones del transformador El Chota 1. Además, se observa que la protección de fase Pimampiro – El Chota no actúa debido a sus parámetros de ajuste y a la magnitud de la corriente, como en casos anteriores, sin embargo, cuando la magnitud de la corriente lo suficientemente elevada, esta protección actuará como respaldo.

### 3.6.4. Coordinación de protecciones: Transformador La Carolina

Los relés temporizados de fase y neutro colocados en el transformador de la Subestación La Carolina de 5 MVA, deben coordinar con el relé de fase de la línea El Chota – Alpachaca, entonces, una vez simulada la falla monofásica a tierra como en los casos anteriores, se procedió a comprobar el tiempo de actuación de las protecciones, esto se indica en la Fig. 46.

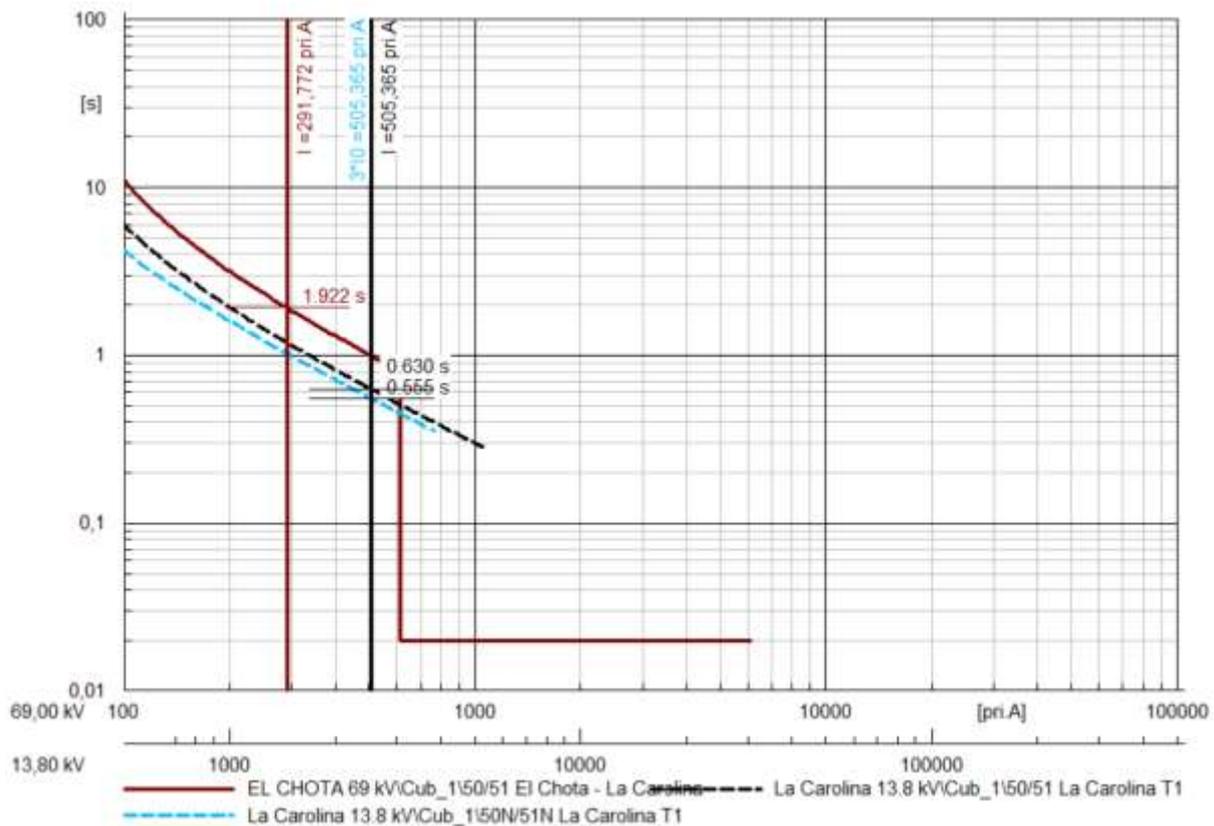


Fig. 46: Actuación de los relés del Transformador La Carolina, El Chota – La Carolina y Alpachaca – El Chota, ante una falla monofásica

En la Fig. 46 se muestra la actuación de las protecciones de fase (630 ms) y neutro (555 ms) que protegen el transformador de la Subestación La Carolina. Además, se muestra la actuación del relé temporizado de la línea El Chota – La Carolina (1922 ms), el cual funciona como protección de respaldo.

### 3.7. Coordinación de protecciones direccionales de neutro Ibarra – Pimampiro

En esta sección se realizó la coordinación de protecciones de neutro en dirección de las subestaciones: Ibarra Transelectric, Alpachaca, El Chota y Pimampiro Transelectric.

#### 3.7.1. Coordinación de protecciones direccionales de neutro: Ibarra – Alpachaca y Alpachaca – El Chota

Para coordinar las curvas de los relés de neutro: Ibarra – Alpachaca y Alpachaca – El Chota, se simuló una falla monofásica a tierra en el 80% de la línea Alpachaca – El Chota, como se indica en la Fig. 47.

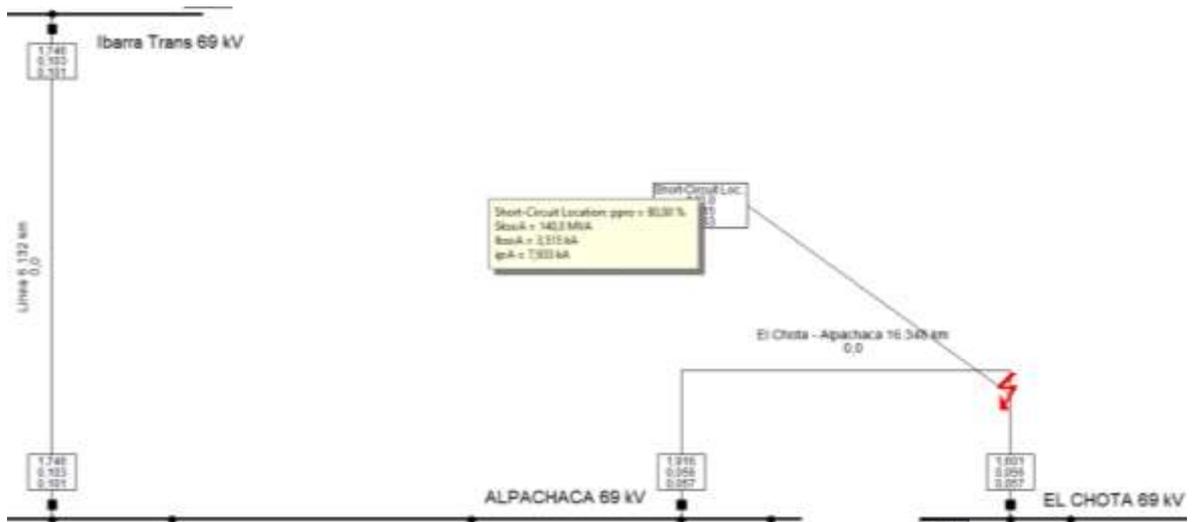


Fig. 47: Falla monofásica a tierra en el 80% de la línea Alpachaca - El Chota

En la Fig. 47 se muestra la simulación de la falla monofásica a tierra en el 80% de la línea de subtransmisión Alpachaca – El Chota, la cual tiene una magnitud de 3515 A. Esta falla es el resultado de la sumatoria entre el aporte de la subestación Ibarra (1916 A) y de la subestación Pimampiro (1601 A).

Una vez simulada la falla en la línea de subtransmisión se verificó el tiempo de actuación de las protecciones que se encuentran en dirección de la corriente de falla, esto se indica en la Fig. 48.

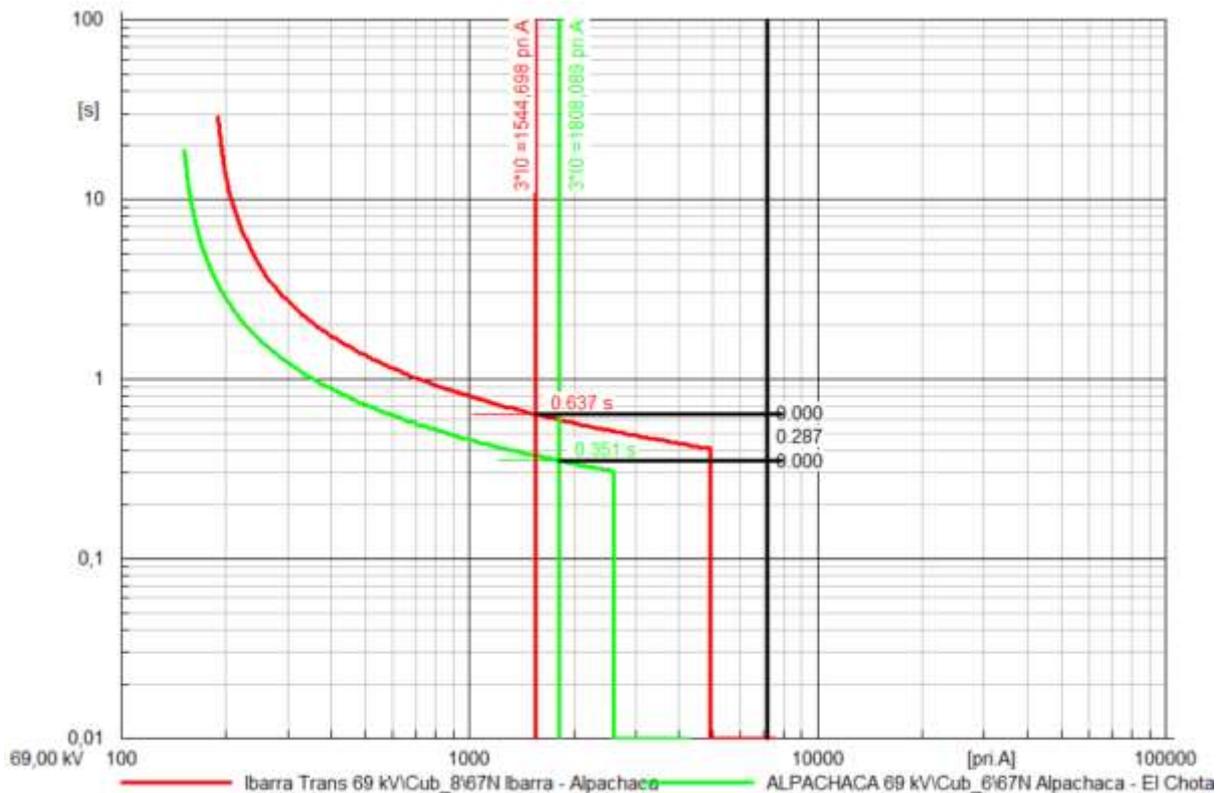


Fig. 48: Actuación de los relés de neutro: Alpachaca - El Chota e Ibarra - Alpachaca, ante una falla monofásica a tierra

En la Fig. 48 se muestra el tiempo de actuación del relé temporizado de neutro de la posición Alpachaca – El Chota (351 ms), que actúa como protección primaria ante una falla monofásica a tierra en la línea. Por otra parte, el relé de neutro de la posición Ibarra – Alpachaca actúa como protección de respaldo con un tiempo de 637 ms. También se verifica el cumplimiento del margen de coordinación con una diferencia de 287 ms.

### 3.7.2. Coordinación de protecciones direccionales de neutro: Alpachaca – El Chota y El Chota – Pimampiro

Para coordinar las curvas de las protecciones de neutro: Alpachaca – El Chota y El Chota – Pimampiro, se simuló una falla monofásica a tierra en el 20% de la línea de subtransmisión Pimampiro – El Chota, como se indica en la Fig. 49.

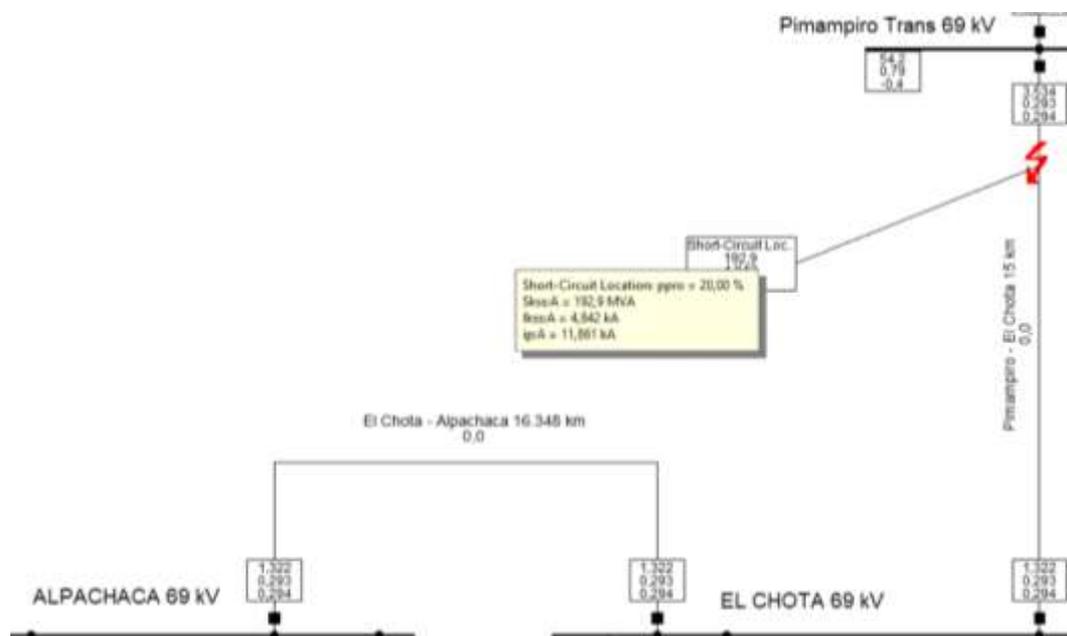


Fig. 49: Falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Pimampiro - El Chota

En la Fig. 49 se muestra la simulación de una falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Pimampiro – El Chota, la cual tiene una magnitud de 4842 A. Esta falla se compone principalmente del aporte de corriente de cortocircuito de la subestación Pimampiro (3534 A), aunque también recibe 1322 A de la subestación Ibarra.

Una vez simulada la falla monofásica a tierra en la línea, se procedió a verificar el tiempo de actuación de las protecciones, como se indica en la Fig. 50.

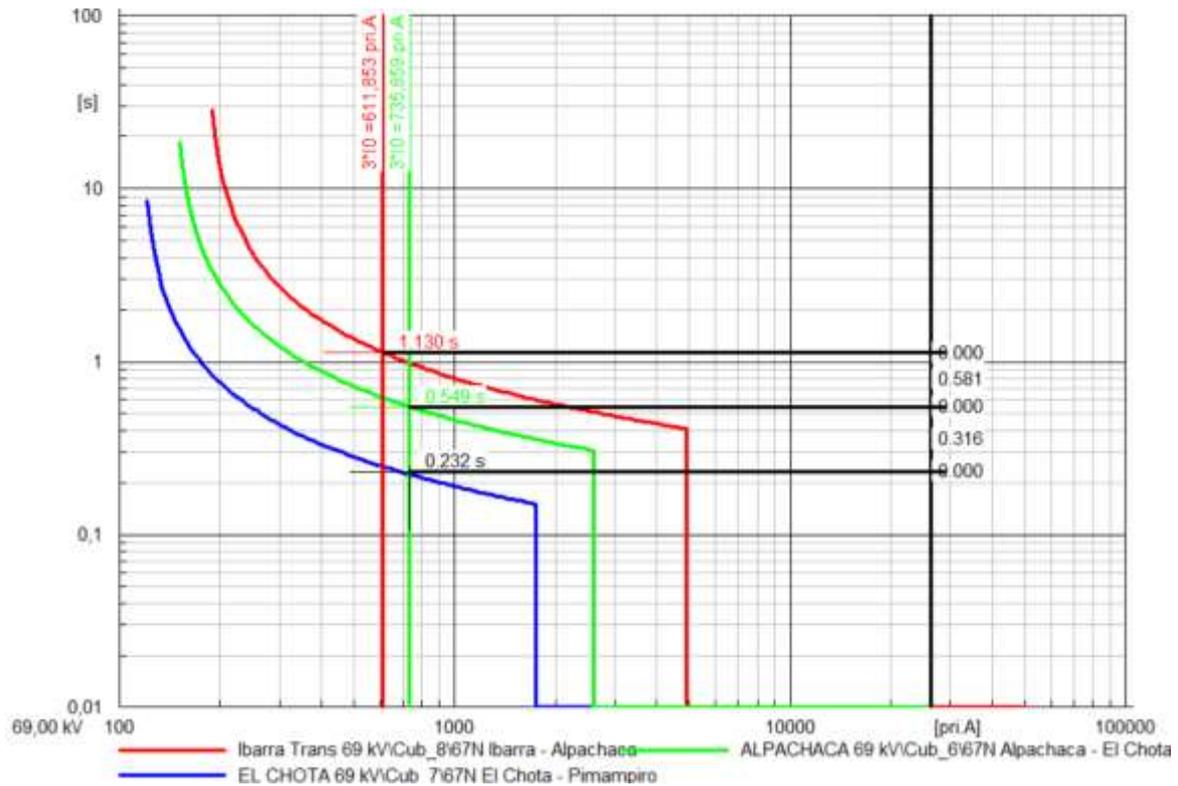


Fig. 50: Actuation of the relays of neutral: El Chota - Pimampiro and Alpachaca - El Chota, ante una falla monofásica a tierra

En la Fig. 50 se muestra el tiempo de actuación del relé de neutro de la posición El Chota – Pimampiro (232 ms), el cual actúa como protección principal ante una contingencia monofásica en la línea. Para esta falla la protección de respaldo la brinda el relé de la posición Alpachaca – Pimampiro con un tiempo de 549 ms.

### 3.8. Coordinación de protecciones direccionales de neutro: Pimampiro – Ibarra

En esta sección se realizó la coordinación de protecciones de neutro en dirección de las subestaciones: Pimampiro Transelectric, El Chota, Alpachaca e Ibarra Transelectric.

#### 3.8.1. Coordinación de protecciones direccionales de neutro: Pimampiro – El Chota y El Chota – Alpachaca

Para realizar la coordinación de protecciones entre los relés de neutro: Alpachaca – El Chota y Pimampiro – El Chota, se simuló una falla monofásica a tierra en el 20% de la línea El Chota – Alpachaca, como se indica en la Fig. 51.

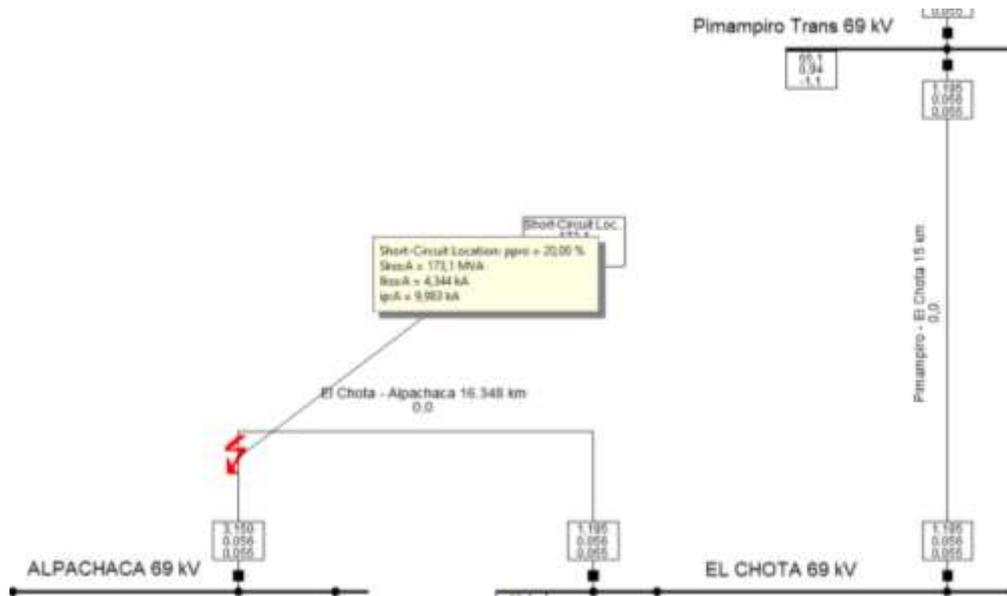


Fig. 51: Falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Alpachaca - El Chota

En la Fig. 51 se muestra la simulación de una falla monofásica a tierra en el 20% de la línea de subtransmisión Alpachaca – El Chota, la cual tiene una magnitud de 4344 A. Esta se compone de la suma de las corrientes de cortocircuitos provenientes de la subestación Ibarra (3150 A) y de la subestación Pimampiro (1195 A).

Una vez simulada la falla en la línea de subtransmisión se procedió a comprobar el tiempo de actuación de las protecciones asignadas para la protección ante esta falla, esto se indica en la Fig. 52.

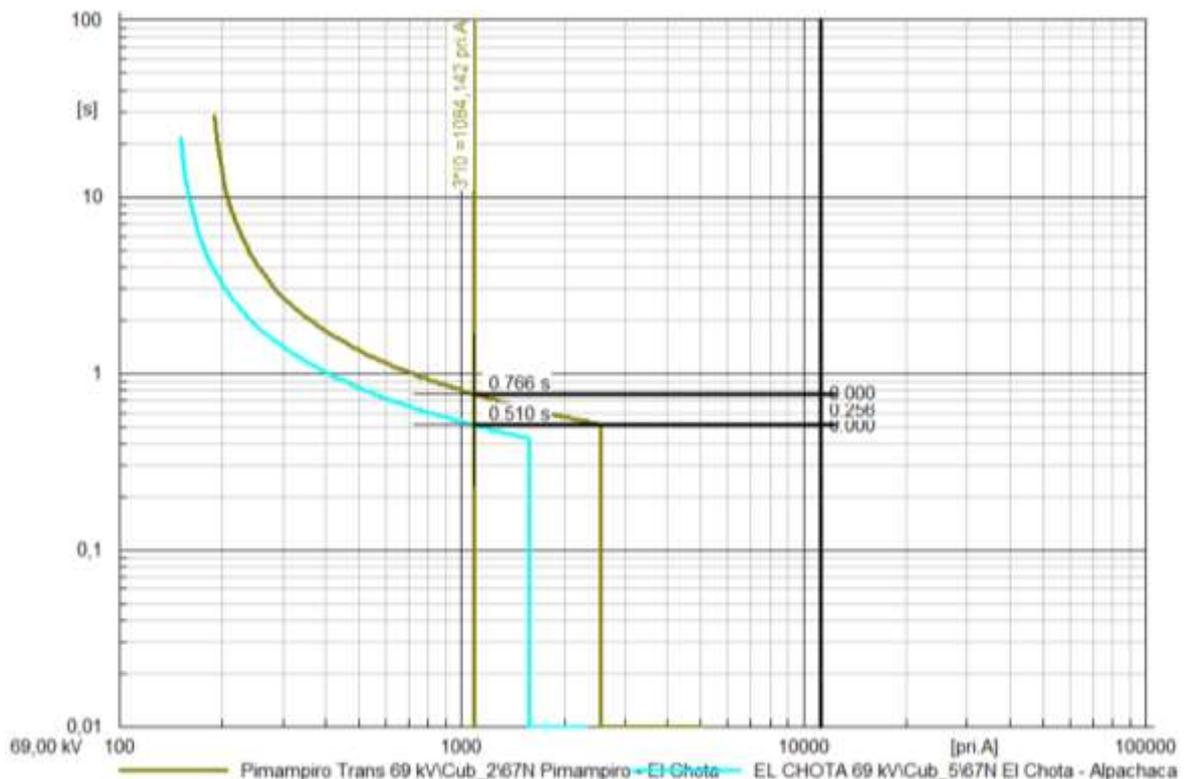


Fig. 52: Actuación de los relés de neutro: El Chota - Alpachaca y Pimampiro - El Chota, ante una falla monofásica

En la Fig. 52 se muestra el tiempo de actuación del relé de neutro ubicado en la posición El Chota – Alpachaca, el cual actúa como protección primaria con un tiempo de 510 ms. La protección de respaldo para esta contingencia es el relé de neutro de la ubicación Pimampiro – El Chota con un tiempo de 766 ms. Se evidencia claramente el cumplimiento del margen de coordinación con una diferencia de 256 ms.

### 3.8.2. Coordinación de protecciones direccionales de neutro: El Chota – Alpachaca y Alpachaca – Ibarra

Para coordinar las curvas de las protecciones de neutro: El Chota – Alpachaca y Alpachaca – Ibarra, se simuló una falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Ibarra – Alpachaca, como se indica en el diagrama unifilar de la Fig. 53.

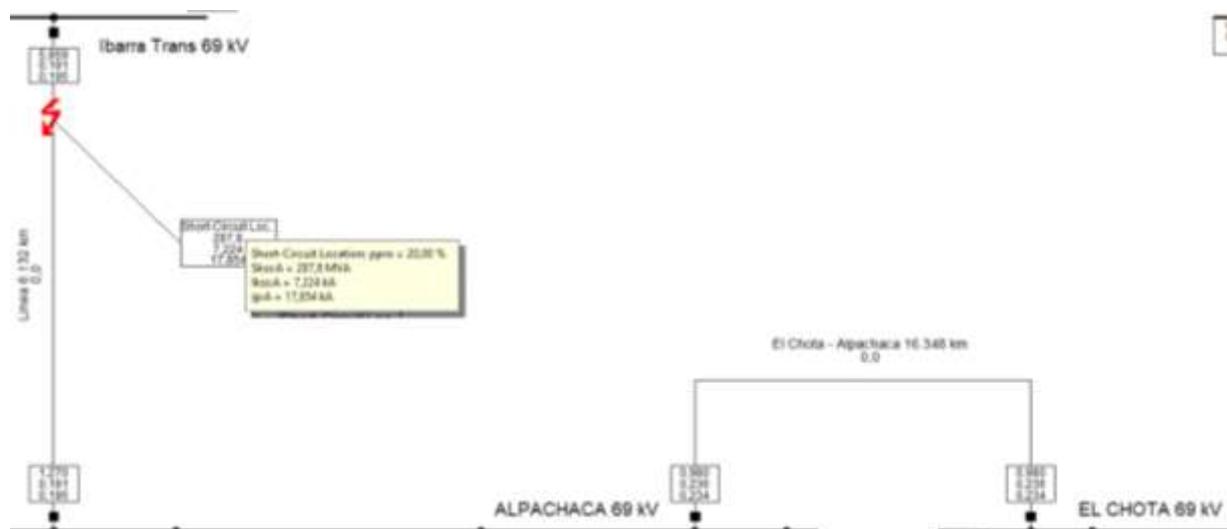


Fig. 53: Falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Ibarra - Alpachaca

En la Fig. 53 se muestra la simulación de una falla monofásica a tierra en el 20% de la línea Ibarra – Alpachaca, la cual tiene una magnitud de 7224 A, esta corriente proviene principalmente de la subestación Ibarra que tiene un aporte de 5959 A, debido a su cercanía. Aunque también recibe 1270 A provenientes de la subestación Pimampiro.

Al ocurrir una falla monofásica a tierra en la línea Ibarra – Alpachaca, las protecciones designadas actúan en un determinado tiempo, como se indica en la Fig. 54.

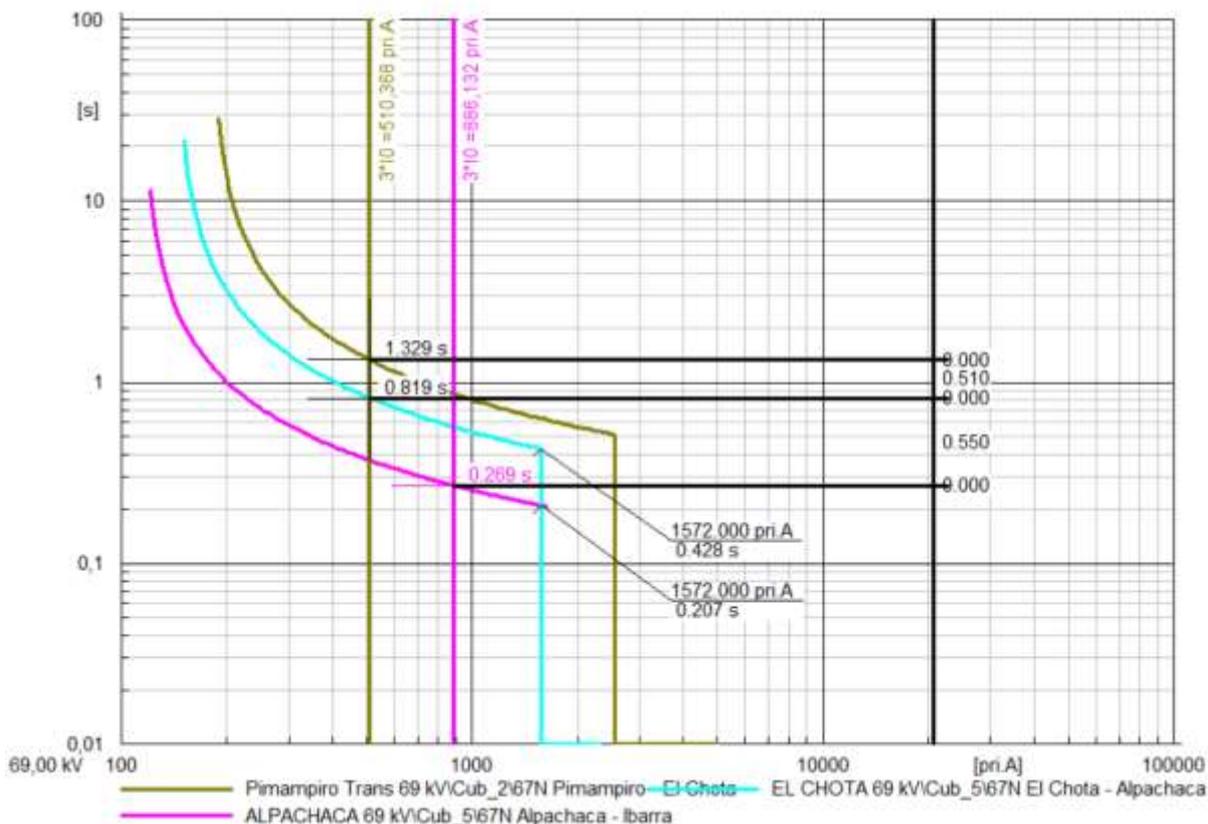


Fig. 54: Actuación de los relés de neutro: El Chota - Alpachaca y Alpachaca - Ibarra, ante una falla monofásica a tierra

En la Fig. 54 se muestra el tiempo de actuación del relé temporizado de fase ubicado en la posición Alpachaca Ibarra, que actúa con un tiempo de 269 ms y que actúa como protección primaria ante una contingencia a tierra. Por otra parte, la protección de respaldo es el relé de la posición El Chota – Alpachaca (819 ms). También se verifica el margen de coordinación con una diferencia de 298 ms entre curvas.

### 3.9. Coordinación de protecciones de neutro: Alpachaca – Ajaví

Para realizar la coordinación de protecciones de neutro para línea que conecta las subestaciones de Alpachaca y Ajaví, se tomó el mismo criterio que para la coordinación del relé de fase, es decir, para obtener sus parámetros de ajuste de TAP y DIAL se tomó como referencia la curva de la posición El Chota – Alpachaca, ya que posee los parámetros de ajuste más bajo de entre las curvas que funcionan como respaldo.

Una vez obtenidos e ingresados los parámetros de ajuste del relé, se procedió a simular una falla monofásica a tierra en el 80% de la línea Alpachaca – Ajaví, como se indica en la Fig. 55.

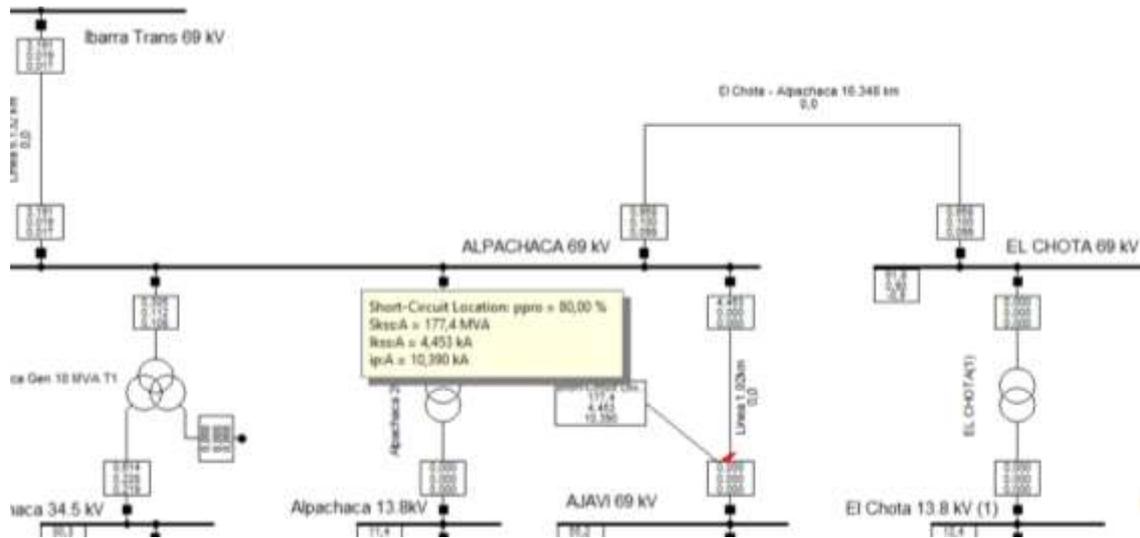


Fig. 55: Falla monofásica a tierra en el 80% de la línea Alpachaca - Ajaví

En la Fig. 55 se muestra la simulación de una falla monofásica a tierra en el 80% de la línea Alpachaca – Ajaví, esta tiene una magnitud de 4453 A, que son el resultado de la sumatoria entre el aporte de la subestación Pimampiro (958 A) y de la subestación Ibarra (3191 A).

Luego de simular la falla monofásica a tierra en la línea de subtransmisión, se procedió a verificar el tiempo de actuación de los relés designados para esta contingencia, como se indica en la Fig. 56 y Fig. 57.

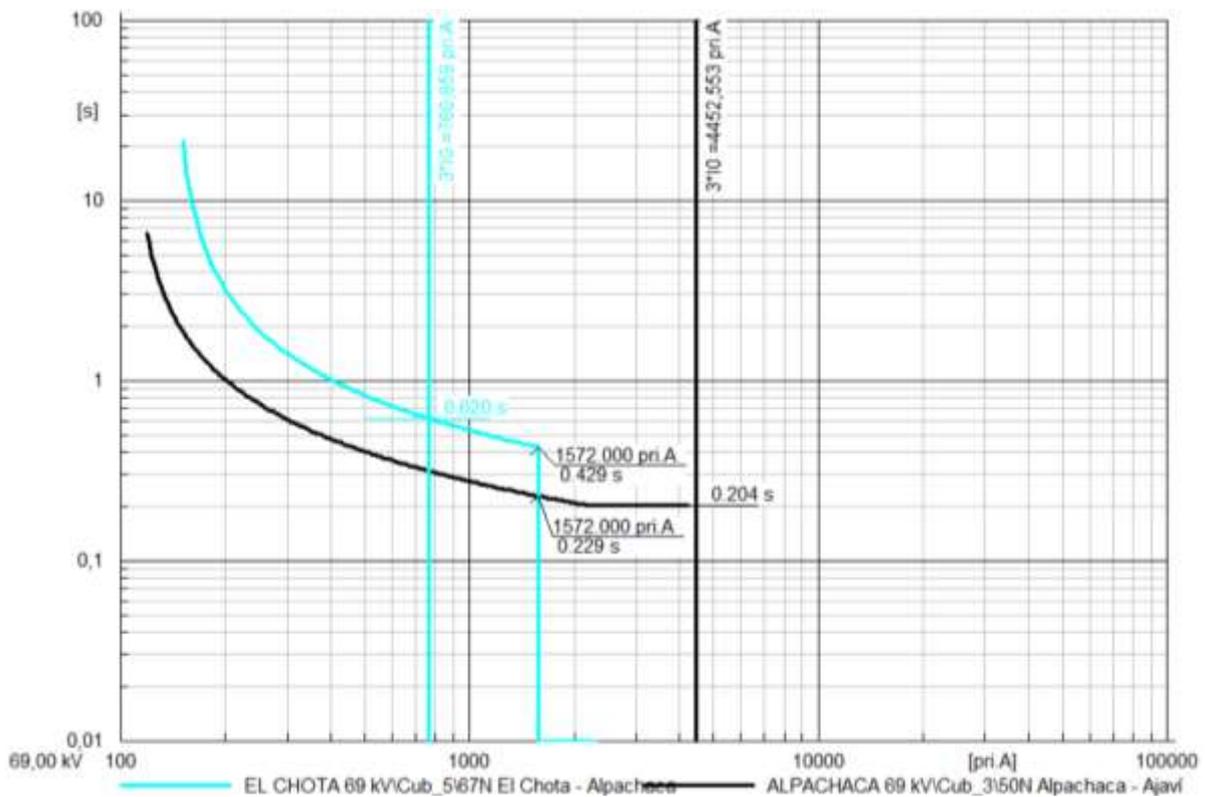


Fig. 56: Actuación de los relés de neutro: Alpachaca - Ajaví, ante una falla monofásica a tierra

En la Fig. 56 se indica el tiempo de actuación del relé temporizado de neutro Alpachaca – Ajaví y de la protección de respaldo El Chota – Alpachaca (620 ms). Además, se comprueba el margen de coordinación con una diferencia de 200 ms entre curvas.

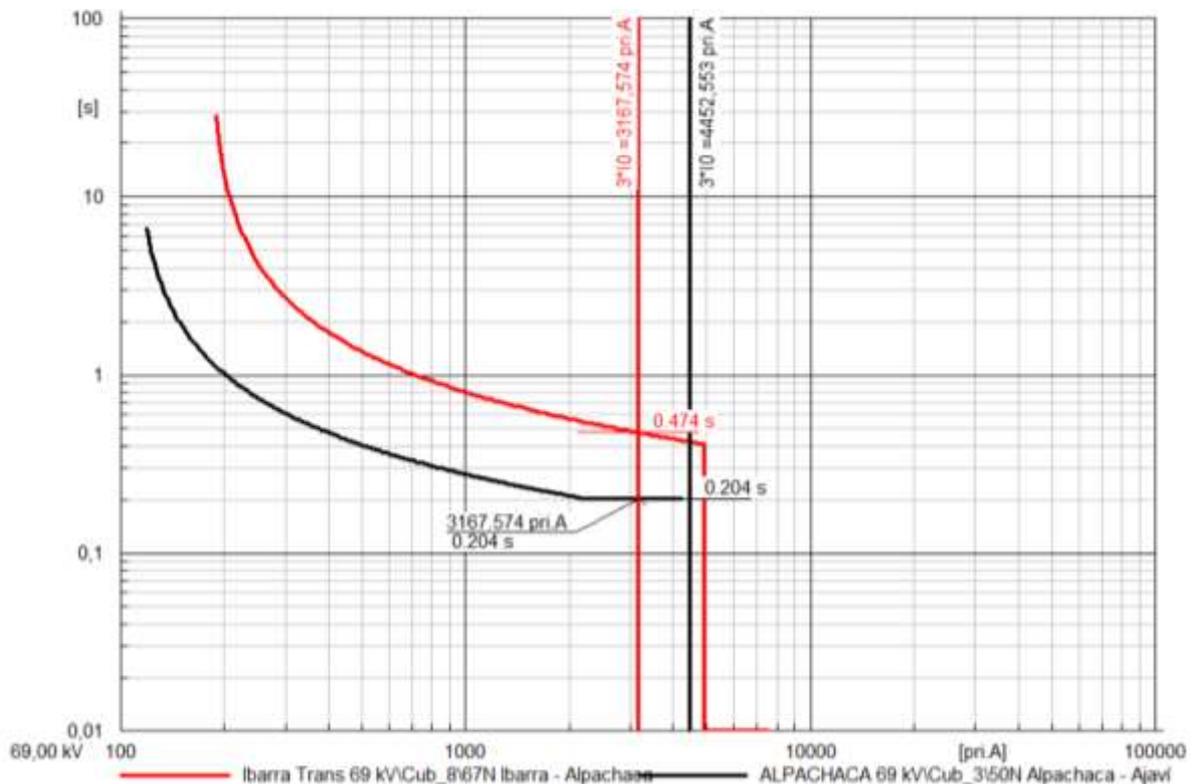


Fig. 57: Actuación de los relés: Alpachaca - Ajaví e Ibarra - Alpachaca, ante una falla monofásica a tierra

En la Fig. 57 se muestra el tiempo de actuación de la protección de neutro que protege la línea de subtransmisión Alpachaca – Ajaví con un tiempo de retardo de 204 ms, además se muestra el tiempo de actuación del relé de neutro Ibarra – Alpachaca (474 ms) que funciona como protección de respaldo.

### 3.10. Coordinación de protecciones de neutro: El Chota – La Carolina

Para realizar la coordinación de protecciones en la línea de subtransmisión que une la subestaciones del El Chota y La Carolina, se tomaron dos criterios distintos que se resumen en dos casos: para determinar los parámetros de ajuste del relé instantáneo de fase se volvió a simular una falla monofásica a tierra en el lado de bajo voltaje del transformador tal como se realizó para la coordinación del relé instantáneo de fase; mientras que para ajustar el relé temporizado no se tomó en consideración el cálculo de la corriente mediante la potencia del transformador, sino que se tomaron como base los parámetros de ajuste del relé de neutro Alpachaca – El Chota, ya que este tiene los ajustes más bajos de entre las curvas de respaldo.

Cuando se determinaron e ingresaron los parámetros de ajuste para el relé de neutro El Chota – Alpachaca, se procedió a simular una falla monofásica a tierra en el 80% de su línea de subtransmisión, como se indica en la Fig. 58.

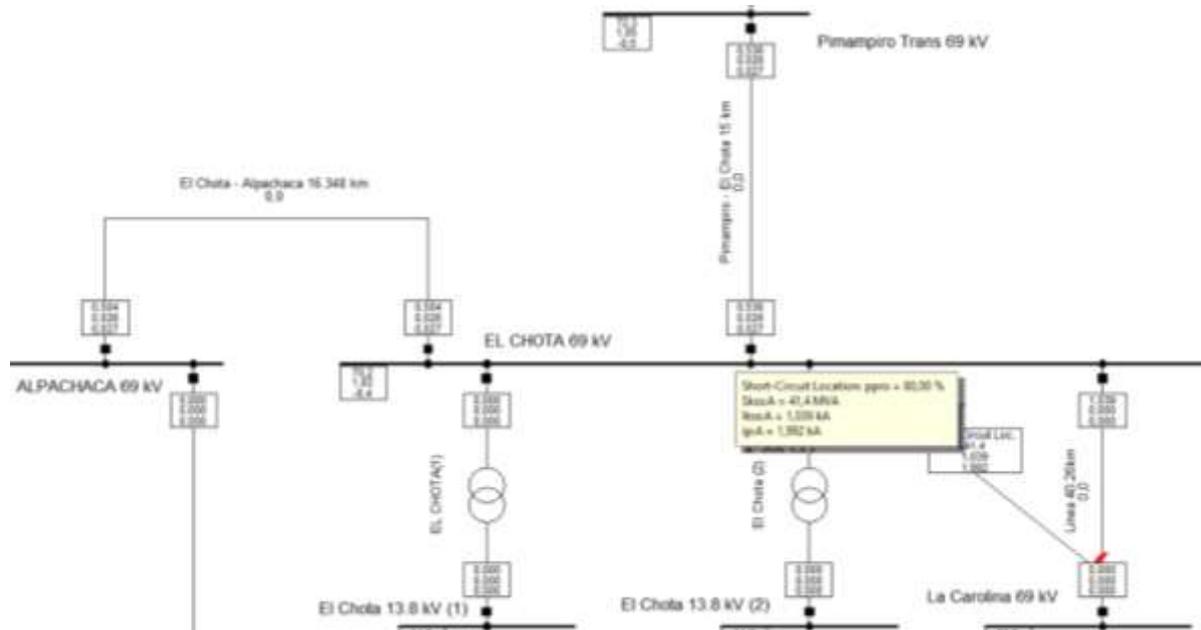


Fig. 58: Falla monofásica a tierra en el 80% de la línea El Chota - La Carolina

En la Fig. 58 se muestra la simulación de una falla monofásica a tierra en el 80% de la línea El Chota – La Carolina, la cual tiene una magnitud de 1039 A. Esta falla se compone de los aportes de corriente de cortocircuito de la subestación Pimampiro (536 A) y de la subestación Ibarra (504 A).

Luego de simular la falla monofásica a tierra en la línea de subtransmisión El Chota – La Carolina, se procedió a verificar el tiempo de actuación de la protección primaria y de respaldo, como se indica en la Fig. 59 y Fig. 60.

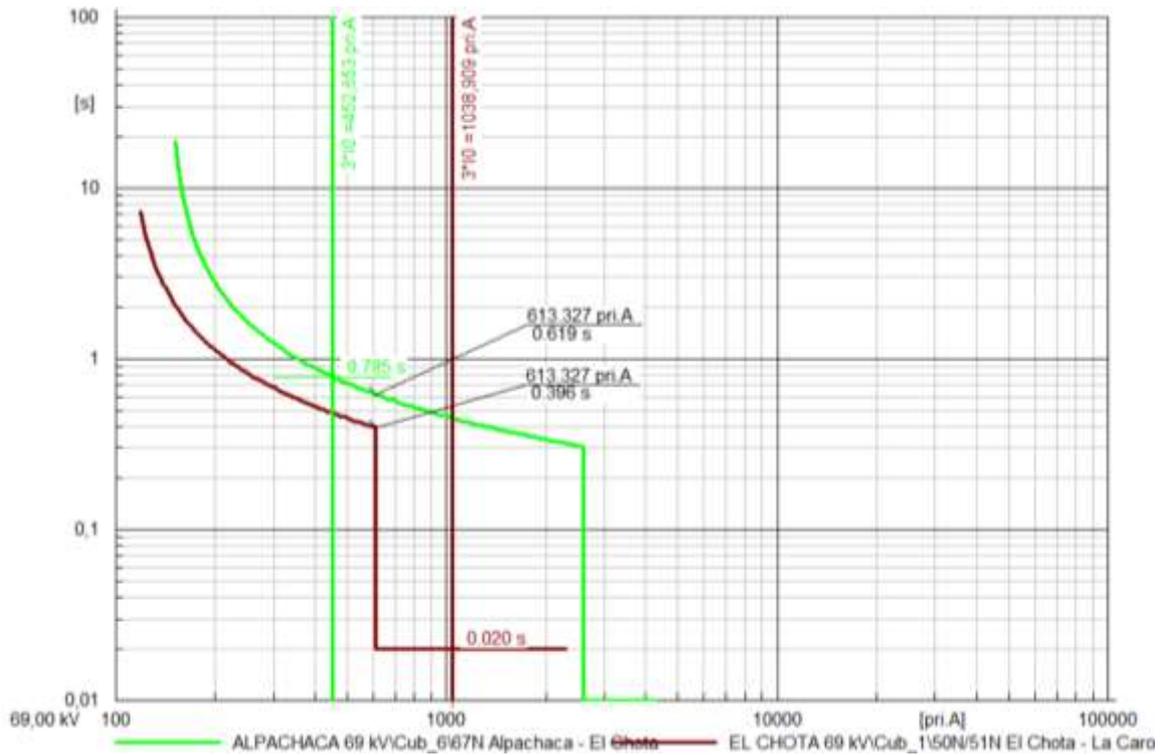


Fig. 59: Actuación de los relés de neutro: El Chota - La Carolina y Alpachaca - El Chota, ante una falla monofásica a tierra

En la Fig. 59 se muestra el tiempo de actuación del relé instantáneo de neutro El Chota – La Carolina que actúa de forma inmediata ante una falla en la línea, se debe mencionar que ante una falla de este tipo el relé de neutro Alpachaca – El Chota (785 ms) actúa como protección de respaldo. También se comprueba el margen de coordinación entre curvas con una diferencia de 223 ms.

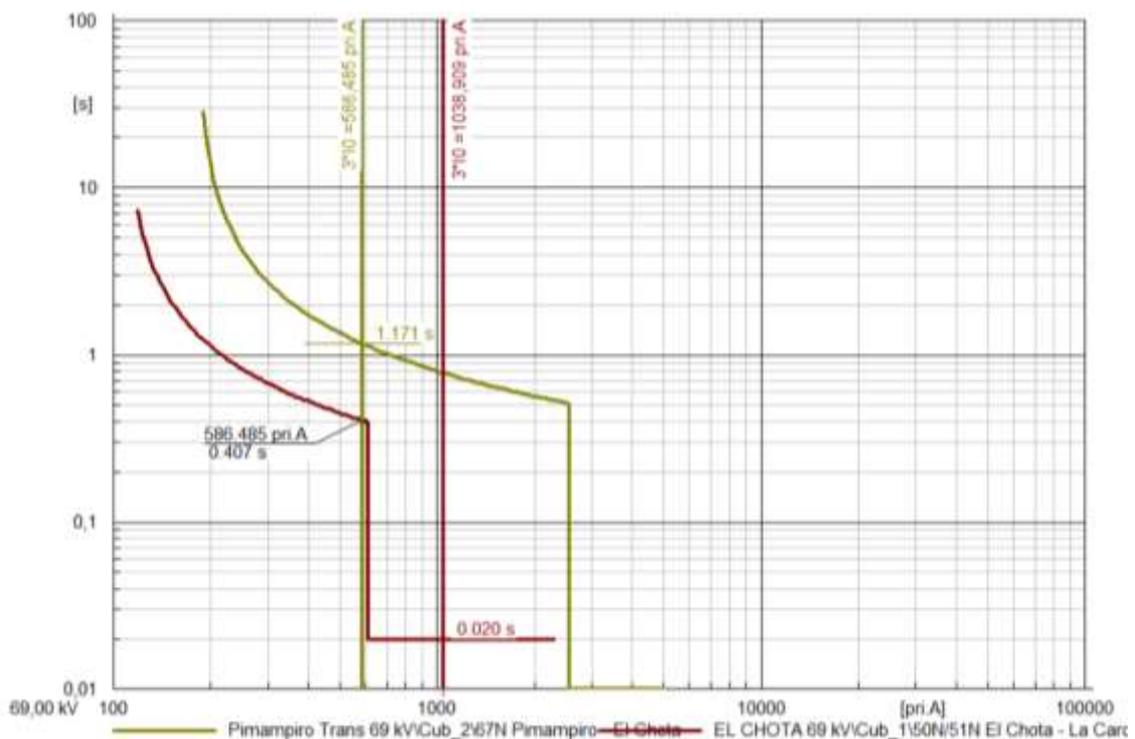


Fig. 60: Actuación de los relés de neutro: El Chota - La Carolina y Pimampiro - El Chota, ante una falla monofásica

En la Fig. 60 se muestra la actuación del relé instantáneo de neutro El Chota – La Carolina y el tiempo de actuación del relé temporizado de neutro Pimampiro – El Chota (1171 ms) que actúa como protección de respaldo ante una contingencia. Se observa un margen de coordinación demasiado amplio, esto debido a que los parámetros de ajuste de la curva superior deben ser definidos de tal manera que coordinen también con las demás curvas.

### 3.11. Parámetros de ajuste definitivos para la coordinación de protecciones

Una vez que se reajustaron los parámetros de ajuste de los relés de fase y neutro pertenecientes al lazo de estudio, se procedió a organizar los datos como se indica en la Tabla 2.17.

Tabla 2.17: Ajuste de relés para la coordinación de protecciones en el lazo de estudio

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	RTC	Línea	Tipo de curva	TAP	TAP (A)	DIAL	Insta	Insta (A)
Ibarra TRANSELECTRIC	Posición Alpachaca	69	600/5	Fase	Inversa	432,00	3,60	0,17	5160,00	43,00
				Neutro	Inversa	180,00	1,50	0,20	4920,00	41,00
	General T1	13.8	1200/5	Fase	Muy inversa	840,00	2,50	0,20	Disable	Disable
				Neutro	Inversa	420,00	1,75	0,40		
Alpachaca	Central El Ambi	34.5	250/5	Fase	Muy Inversa	170,00	3,40	0,10	1075,00	21,50
				Neutro	Muy Inversa	75,00	1,50	0,10	1075,00	21,50
	Posición Ibarra	69	600/5	Fase	Inversa	240,00	2,00	0,13	Disable	Disable
				Neutro	Inversa	115,20	0,96	0,08		
Ajaví	Posición Ajaví	69	600/5	Fase	Inversa	300,00	2,50	0,11	Disable	Disable
				Neutro	Inversa	108,00	0,90	0,09		
	Posición El Chota	69	600/5	Fase	Inversa	336,00	2,80	0,12	2832,00	23,60
				Neutro	Inversa	144,00	1,20	0,13	2604,00	21,70
El Chota	General T1	13.8	600/5	Fase	Muy Inversa	420,00	3,50	0,32	Disable	Disable
				Neutro	Inversa	300,00	2,50	0,45		
	General T1	13.8	300/5	Fase	Muy Inversa	240,00	4,00	0,30	Disable	Disable
				Neutro	Muy Inversa	180,00	3,00	0,40		
General T2	13.8	600/5	Fase	Ext Inversa	180,00	1,50	0,20	Disable	Disable	
			Neutro	Ext Inversa	144,00	1,20	0,30			

	Posición La Carolina	69	600/5	Fase	Muy Inversa	60,00	0,50	0,55	612,00	5,10
				Neutro	Inversa	108,00	0,90	0,10	612,00	5,10
	Posición Alpachaca	69	600/5	Fase	Inversa	312,00	2,60	0,16	1704,00	14,20
				Neutro	Inversa	144,00	1,20	0,15	1572,00	13,10
	Posición Pimampiro	69	600/5	Fase	Inversa	264,00	2,20	0,07	1872,00	15,60
				Neutro	Inversa	115,20	0,96	0,06	1752,00	14,60
La Carolina	General T1	13.8	600/5	Fase	Muy Inversa	264,00	4,40	0,40		
				Neutro	Muy Inversa	192,00	3,20	0,50	Disable	Disable
Pimampiro TRANSELECTRIC	Posición El Chota	69	600/5	Fase	Inversa	432,00	3,60	0,17	2736,00	22,80
				Neutro	Inversa	180,00	1,50	0,20	2556,00	21,30

Nota: Resumen de los parámetros de ajuste definitivos para la coordinación de protecciones en el lazo de estudio.

En la Tabla 2.17 se muestran los parámetros de ajuste definitivos para los relés temporizados e instantáneos de fase y neutro para las líneas de subtransmisión y los transformadores de distribución pertenecientes al lazo de estudio.

## Conclusiones

- El sistema de subtransmisión consta principalmente de líneas eléctricas, subestaciones y transformadores reductores; estos componentes cumplen una función determinada para proveer de energía eléctrica a las subestaciones de distribución. De la misma manera, toda esta estructura necesita un sistema de protección que consta de: relés de sobrecorriente, transformadores de corriente y voltaje e interruptores automáticos; los cuales brindan la protección necesaria ante distintos tipos de falla con diversos valores de cortocircuitos.
- Mediante los criterios establecidos para la coordinación de protecciones, se determinaron los parámetros de ajuste de los relés de protección ubicados en las líneas de subtransmisión y en los transformadores de potencia. Dichos criterios garantizan que el sistema de protección actuará en el tiempo adecuado y ante cualquier tipo de falla, sea esta monofásica o multifásica.
- Se elaboró el estudio de coordinación de protecciones en base a los parámetros de ajuste de los relés de protección, los mismos que fueron validados a través de la simulación de cortocircuitos monofásicos y multifásicos en distintos puntos del lazo de estudio, esto mediante la utilización del software DIGSILENT PowerFactory que utiliza EMELNORTE.

## **Recomendaciones**

- Realizar el estudio de coordinación de protecciones con relés direccionales para cierre del lazo Pimampiro, El Ángel, San Gabriel y Tulcán, ya que en este nuevo sistema también interviene la subestación Pimampiro Transelectric, que supone el nuevo punto de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado del Ecuador.

## Referencias

- Alvarado, E. (2012). ALGORITMO NEURO - DIFUSO PARA LA DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA DEL SISTEMA ECUATORIANO USANDO SIMULACIONES Y DATOS REGISTRADORES DE FALLAS.
- Anderson, P. M. (1999). POWER SYSTEM PROTECTION. *IEEE*. New York.
- Añazco, E. (2021). ANÁLISIS DEL FUNCIONAMIENTO DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE LAS LINEAS DE TRANSMISION ANTE CORRIENTES EVOLUTIVAS DE CORTOCIRCUITO. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/21504/1/CD%2010997.pdf>
- Barrenetxea, A. I. (1997). PROTECCIONES DE SISTEMAS DE POTENCIA.
- Blackburn, L., & Thomas, D. (2006). PROTECTIVE RELAYING: PRINCIPLES AND APPLICATIONS. doi:<https://doi.org/10.1201/9781420017847>
- Brokering, W., & Palma, R. (2018). ATRAPANDO EL SOL EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. Obtenido de [https://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro\\_download.pdf](https://sepsolar.centroenergia.cl/pdf/libro_download.pdf)
- Capella, R. (2003). *PROTECCIONES ELÉCTRICAS EN MT*. Schneider Electric.
- Castellanos, E. (2012). COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA BUENAVISTA DE LA ZONA DE DISTRIBUCIÓN DE POZARICA C.F.E.
- Castro, Y. (2018). ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO CONSIDERANDO LA CONEXIÓN DE LA LÍNEA VICENTINA - SANTA ROSA 138kV.
- Cela, J. (2018). COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO PETROLERO A NIVEL DE 69 kV CONSIDERANDO SU CONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.
- Chacón, O. (2014). COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE EMELNORTE. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/21568>
- Chacón, O. D. (2022). *DIAGRAMA UNIFILAR EMELNORTE S.A*. Ibarra.
- CYME. (2020). Obtenido de <https://www.cyme.com/es/software/cymdist/>

- CYME, I. C. (2018). Obtenido de <https://www.cyme.com/es/software/cymdist/BR917045ES-Distribucion.pdf>
- Dharmendra, K., & Shubhrata, G. (2012). OPTIMAL COORDINATION OF DIRECTIONAL OVERCURRENT RELAY: A GENETIC ALGORITHM APPROACH. Obtenido de <https://ieeexplore.ieee.org/document/6184808>
- DlgSILENT, G. (2013). *DlgSILENT PowerFactory - User Manual*.
- García, J. (2018). 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 –.
- Gers, J., & Holmes, E. (2011). PROTECTION OF ELECTRICITY DISTRIBUTION NETWORKS. *THIRD EDITION*.
- Juárez, J. (1995). *SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/48392416.pdf>
- Mafla, H. (2017). ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES PARA LA LINEA DE TRANSMISIÓN DE TRES TERMINALES MANDARIACU-SANTO DOMINGO-LOS BANCOS A 69 kV. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17017>
- Mar, J. G., & Vidal, E. D. (Abril de 2011). DESCRIPCIÓN Y FUNCIÓN DEL EQUIPO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA. Obtenido de [https://www.academia.edu/21574726/DESCRIPCION\\_Y\\_FUNCION\\_DEL\\_EQUIPO\\_DE\\_UNA\\_SUBESTACION\\_ELECTRICA](https://www.academia.edu/21574726/DESCRIPCION_Y_FUNCION_DEL_EQUIPO_DE_UNA_SUBESTACION_ELECTRICA)
- Montoya, J., Tobar, O., Zapata, G., & García, R. (2019). ALGORITMO ADAPTATIVO PARA PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN EL CASO DE ESTUDIO IEEE9. Obtenido de [http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0123-77992019000200047](http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-77992019000200047)
- Mujal M., R. (2014). PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. *PRIMERA EDICIÓN*. Obtenido de <https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.3/36676/9788476539736.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Nasimba, V., Díaz, E., & Nasimba, J. (2020). INTRODUCCIÓN A LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. Obtenido de

<http://142.93.18.15:8080/jspui/bitstream/123456789/718/1/Vi%CC%81ctor%20F.%2030-%2010-2020%20.pdf>

Pajuelo, J. (2020). *CITE energía*. Obtenido de <http://www.citeenergia.com.pe/wp-content/uploads/2022/05/ARTICULO-5.pdf>

Pérez, H., & Chacón, O. (2022). Departamento de estudios eléctricos EMELNORTE S.A.

Ramírez, C. (1991). *SUBESTACIONES DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN*.

Ramírez, M. (2005). PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. Obtenido de [https://www.ingenieros.es/files/proyectos/Proteccion\\_Sistemas\\_Electricos\\_Potencia.pdf](https://www.ingenieros.es/files/proyectos/Proteccion_Sistemas_Electricos_Potencia.pdf)

Ramírez, S. (2002). PROTECCION DE SISTEMAS ELÉCTRICOS. *PRIMERA EDICIÓN*.

Ruiz, R. (2021). *EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL NORTE EMELNORTE S.A. RENDICIÓN DE CUENTAS 2021*. Obtenido de <https://www.emelnorte.com/emelnorte/index.php/category/26-rendicion-de-cuentas-2021?download=3019:informe-de-rendicion-de-cuentas-2021>

Russell, M. (1971). *EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES*.

Tamasco, R. (2007). *PROTECCIONES ELÉCTRICAS*.

Torres, O. (2015). PROCEDIMIENTO PARA LA COMPROBACIÓN DE LA DIRECCIONALIDAD EN LOS RELÉS MITSUBISHI DEL TIPO CR9D Y CR9ID.

Vaca, E. (2019). DESARROLLO DE UNA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA SIMULACION DE MÉTODOS DE POLARIZACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20473>

Villarroel, M. (2003). PROTECCIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS.

Zambrano, R. (2008). SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS A NIVEL DE 500 kV APLICACIÓN SUBESTACIÓN PIFO.



### Anexo B: Ajuste de relés de protección en el lazo de estudio

Subestación	Protección	Voltaje (kV)	Relé	Marca	Modelo	Tipo	Tecnología	Norma	RTC	Línea	Tipo curva	Tap	Tap (A)	Dial	Inst	Inst (A)
Ibarra Transelectric	Posición Alpachaca	69	67 /50/ 51	SCHNEIDER	SEPAM T87	Direccional /Sobrecorriente	Digital	IEC 60255- 3	600 / 5	Fase	Inv	432,00	3,60	0,17	5160,00	43,00
										Neutro	Inv	180,00	1,50	0,20	4920,00	41,00
Alpachaca	General T1	13,8	50/ 51/ 81	SCHNEIDER	SEPAM S82	Sobrecorriente	Digital	IEC 60255- 3	1200 / 5	Fase	Muy Inv	840,00	3,50	0,20	Disable	Disable
	Central El Ambi	34,5	SCHNEIDER	SEPAM S82	Sobrecorriente/ Direccional	Neutro				Inv	420,00	1,75	0,40			
						Fase				Muy Inv	170,00	3,40	0,10	1075,00	21,50	
	Posición Bellavista	69	SCHNEIDER	SEPAM S82	Sobrecorriente/ Direccional	Neutro				Muy Inv	75,00	1,50	0,10	1075,00	21,50	
						Fase				Inv	240,00	2,00	0,13	Disable	Disable	
	Posición Ajaví	69	SCHNEIDER	SEPAM S82	Sobrecorriente/ Direccional	Neutro				Inv	115,20	0,96	0,08			Disable
						Fase				Inv	300,00	2,50	0,11			
	Posición El Chota	69	SCHNEIDER	SEPAM S82	Sobrecorriente/ Direccional	Neutro				Inv	108,00	0,90	0,09	Disable	Disable	
						Fase				Inv	336,00	2,80	0,12			2832,00
	Ajaví	Transformador T1	13,8	50/ 51/ 81/ 87	SCHNEIDER	SEPAM S82				Diferencial/ Sobrecorriente	Digital	IEC 60255- 3	600 / 5	Fase	Muy Inv	420,00
Neutro							Inv	300,00	2,50					0,45		

El Chota	General (T1)	13,8	50/51	SCHNEIDER	SEPAM T87	Sobrecorriente	Digital	IEC 60255-3	300 / 5	Fase	Muy Inv	240,00	4,00	0,30	Disable	Disable
											Neutro	Muy Inv	180,00	3,00		
	General (T2)	69	50/51/87	SCHNEIDER	SEPAM S82	Diferencial/Sobrecorriente	Numérico	IEC 60255-3	600 / 5	Fase	Ext Inv	180,00	1,50	0,20	Disable	Disable
											Neutro	Ext Inv	144,00	1,20		
	Posición La Carolina	69	50/51/67	SEL	SEL 787	Sobrecorriente/Direccional	Numérico	IEC 60255-3	600 / 5	Fase	Muy Inv	60,00	0,50	0,55	612,00	5,10
															Neutro	Inv
	Posición Alpachaca			ABB	RET 630		Numérico	IEC 60255-3	600 / 5	Fase	Inv	312,00	2,60	0,16	1704,00	14,20
													Neutro	Inv	144,00	1,20
	Posición Pimampiro			ABB	REF 541		Digital	IEC 60255-3	600 / 5	Fase	Inv	264,00	2,20	0,07	1872,00	15,60
													Neutro	Inv	115,20	0,96
La Carolina	Transformador T1	13,8	50/51/81/87	SEL	SEL 421	Diferencial/Sobrecorriente	Numérico	IEC 60255-3	300 / 5	Fase	Muy Inv	264,00	4,40	0,40	Disable	Disable
									Neutro	Muy Inv	192,00	3,20	0,50			
Pimampiro Transelectric	Posición El Chota	69	67/50/51			Direccional/Sobrecorriente	Numérico	IEC 60255-3	600 / 5	Fase	Inv	432,00	3,60	0,17	2736,00	22,80
										Neutro	Inv	180,00	1,50	0,20	2556,00	21,30