

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN LÍNEAS  
DE TRANSMISIÓN DE LA ZONA NORTE CONSIDERANDO LA  
INFLUENCIA DEL INGRESO EN OPERACIÓN DEL SISTEMA DE  
500 kV**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**MAYRA ARACELI VARGAS SAMPEDRO**  
**arac\_ely\_1988@hotmail.com**

**DIRECTOR: DR.-ING. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI**  
**fabian.perez@epn.edu.ec**

**Quito, enero 2018**

## DECLARACIÓN

Yo, Mayra Araceli Vargas Sampedro, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación personal; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

Mayra Araceli Vargas Sampedro

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mayra Araceli Vargas Sampedro, bajo mi supervisión.

---

Dr. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

## AGRADECIMIENTOS

A Dios, por guiar mi camino y bendecirme siempre.

A mis dos luceros brillantes Carmelina y Polivio que desde el cielo con sus bendiciones me ayudaron a seguir adelante.

A mis padres por su esfuerzo y amor, por ser un soporte y apoyo fundamental en todo mi camino, estar siempre conmigo en mis buenos y malos momentos.

A mis ñañas Julissa y Andrea por su apoyo, sus palabras de aliento y su amor incondicional.

A mi director de tesis Dr. Fabián Pérez por siempre brindarme su apoyo, su paciencia, sus conocimientos y tiempo en todo momento.

Al Ing. Raúl Llumiquinga por brindarme su tiempo, su predisposición, su apoyo e impartirme sus conocimientos siempre.

A la Ingeniera y mejor amiga Carito Guambo por su gran ayuda, apoyo y amistad incondicional en todos mis momentos.

Al Ingeniero David Rodríguez por brindarme siempre su ayuda y tener siempre predisposición, además de impartirme sus conocimientos.

A mi jefe Ing. Eduardo Morales por compartir verdaderas herramientas de vida y ser un ejemplo como ser humano y profesional.

A quien me apoyado desde que lo conocí, por su amor y paciencia gracias Josué.

A mis mejores amigos Kleber, Luis, Mario y Trampero por sus palabras de ánimo, su apoyo y cariño, además de compartir tantas experiencias y momentos felices con la banda de los azules gracias.

A mi amiga incondicional que siempre ha estado en todo momento conmigo gracias por todo. Ruth.

## DEDICATORIA

A Dios

A mis abuelitos Carmelina y Polivio

A los motores de mi vida, mis padres. Magno y Angélica.

## CONTENIDO

<b>CONTENIDO</b> .....	<b>VI</b>
<b>TERMINOLOGÍA</b> .....	<b>XI</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>XV</b>
<b>PRESENTACIÓN</b> .....	<b>XVI</b>
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1 OBJETIVOS .....	2
1.1.1 OBJETIVO GENERAL.....	2
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	2
1.2 ALCANCE .....	2
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>4</b>
<b>MARCO TEÓRICO</b> .....	<b>4</b>
2.1 INTRODUCCIÓN .....	4
2.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES .....	5
2.2.1 SELECTIVIDAD .....	5
2.2.2 SENSIBILIDAD .....	6
2.2.3 RAPIDEZ.....	8
2.2.4 FIABILIDAD.....	8
2.3 TRANSFORMADORES DE MEDIDA.....	9
2.3.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	9

2.3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL .....	10
2.4 CORTOCIRCUITOS.....	10
2.4.1 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS .....	11
2.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA.....	11
2.6 RADIO MEDIO GEOMÉTRICO.....	12
2.7 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTO VOLTAJE .....	13
2.7.1 RESISTENCIA .....	13
2.7.2 CONDUCTANCIA.....	14
2.7.3 INDUCTANCIA.....	14
2.7.4 CAPACITANCIA.....	15
2.8 PROTECCIÓN DE LÍNEAS ELÉCTRICAS .....	155
2.9 ASPECTOS PARA PROTEGER LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS .....	166
2.9.1 PROTECCIÓN PRINCIPAL.....	166
2.9.2 PROTECCIÓN SECUNDARIA .....	17
2.9.3 PROTECCIÓN SECUNDARIA REMOTA.....	177
2.10 RELÉS DE PROTECCIÓN EMPLEADOS EN LÍNEAS ELÉCTRICAS .....	18
2.10.1 RELÉS DIGITALES Y RELÉS NUMÉRICOS .....	18
2.10.2 RELÉ DE SOBRECORRIENTE.....	188
2.10.3 PROTECCIÓN DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE.....	21
2.10.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA FALLAS A TIERRA.....	255

2.10.5 RELÉ DE DISTANCIA.....	266
2.11 COORDINACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA .....	29
2.11.1 PLANO COMPLEJO R - X .....	300
2.11.2 RESISTENCIA DE FALLA.....	30
2.11.3 CRITERIOS DE AJUSTE PARA ZONA 1.....	333
2.11.4 CRITERIOS DE COORDINACIÓN PARA ZONA 2 .....	333
2.11.5 CRITERIOS DE COORDINACIÓN PARA ZONA 3 .....	344
2.12 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.....	355
2.12.1 FALLAS MÁS COMUNES EN LOS TRANSFORMADORES .....	355
2.13 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	377
2.13.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS .....	37
2.14 CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA POWERFACTORY DE DigSILENT .....	39
<b>CAPÍTULO 3 .....</b>	<b>40</b>
<b>MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....</b>	<b>40</b>
3.1 INTRODUCCIÓN .....	40
3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE 500 kV.....	40
3.2.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 500 kV.....	40
3.2.2 TIPO DE ESTRUCTURA O TORRE .....	40
3.2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV.....	42
3.2.4 SUBESTACIONES.....	43



3.3 MODELACIÓN DEL TIPO DE TORRE PARA EL SISTEMA DE 500 kV	44
3.3.1 MODELACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	45
3.4 MODELACIÓN DEL TIPO DE TORRE PARA EL SISTEMA DE 230 kV .....	50
3.4.1 TIPOS DE CONDUCTOR .....	51
3.5 MODELACIÓN DEL TIPO DE TORRE PARA EL SISTEMA DE 138 kV .....	54
3.5.1 SISTEMA DE 138 kV SIMPLE CIRCUITO .....	54
3.5.2 SISTEMA DE 138 kV DOBLE CIRCUITO .....	57
3.6 ZONA DE INFLUENCIA .....	60
<b>CAPÍTULO 4 .....</b>	<b>63</b>
<b>ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....</b>	<b>63</b>
4.1 INTRODUCCIÓN.....	63
4.2 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	63
4.2.1 DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LOS TCs.....	64
4.2.2 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL .....	67
4.2.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA....	80
4.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE RESPALDO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA .....	139
4.3.1 AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE BAJO Y ALTO VOLTAJE DE LOS TRANSFORMADORES DE POMASQUI .....	146
<b>CAPÍTULO 5 .....</b>	<b>150</b>

<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>150</b>
5.1 CONCLUSIONES.....	150
5.2 RECOMENDACIONES .....	151
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>152</b>
<b>ANEXOS.....</b>	<b>156</b>
ANEXO 1 MODELACIÓN TIPO TORRE PARA EL SISTEMA DE 500 KV.....	156

## TERMINOLOGÍA

A	Área de la sección del conductor
AC	Corriente Alterna
ACAR	Conductor de Aluminio reforzado con aleación de aluminio
ANSI	American National Standards Institute
DC	Corriente continua
D <sub>mín</sub>	Demanda mínima
D <sub>máx</sub>	Demanda máxima
$D_{1n}$	Separación entre el conductor 1 y el resto de conductores
DPS	Procesador de señal digital
I	Corriente
$I_{ajuste}$	Corriente de ajuste
$I_{ccmín}$	Corriente mínima de cortocircuito
$I_{nom}$	Corriente nominal
$I_{dem}$	Corriente de demanda
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
$k_0$	Factor de compensación
km	Kilómetros
$K_s$	Coefficiente de sensibilidad
kV	Kilovoltios

$l$	Longitud del conductor
L/T	Línea de Transmisión
ms	milisegundos
MCM	Mil circular mil (área de un círculo que tiene el diámetro de 1 mil)
MVA	Megavoltiamperio
MVA <sub>r</sub>	Mega volta-amperios reactivos
MW	Mega-vatios
$n$	Número de hilos del conductor
OPGW	Cable de guarda de fibra óptica
$I_{pick\ up}$	Corriente mínima de operación
$r$	Radio externo del conductor
$r_h$	Radio del hilo del conductor
R	Resistencia de corriente alterna
$R_0$	Resistencia de corriente continua
$R_F$	Resistencia de falla
RMG	Radio medio Geométrico
RTC	Relación de transformación
$R_{1,2}$	Resistencia del conductor
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
T	Temperatura

TRANSELECTRIC Unidad de Negocio de la Corporación Eléctrica del Ecuador  
(CELEC EP)

TC	Transformador de corriente
TP	Transformador de potencial
V	Voltaje
X	Reactancia
Y	Susceptancia de la línea de transmisión
Z1	Zona uno
Z2	Zona dos
Z3	Zona tres
Z (+)	Impedancia de secuencia positiva
Z (-)	Impedancia de secuencia negativa
Z (0)	Impedancia de secuencia cero
21P	Protección de distancia de fase
21N	Protección de distancia de neutro
67	Relé de sobrecorriente direccional
51	Relé de sobrecorriente temporizado de fase
51N	Relé de sobrecorriente temporizado de tierra
$3I_0$	Corriente de desbalance
3F	Falla trifásica
2F	Falla bifásica

1F-T	Falla monofásica
2F-T	Falla bifásica a tierra
51H	Relé de sobrecorriente temporizado de alto voltaje
51L	Relé de sobrecorriente temporizado de bajo voltaje
$\rho$	Resistividad del conductor

## RESUMEN

El presente trabajo de titulación establece el ajuste y coordinación de protecciones en las líneas de transmisión de la zona norte del país considerando la influencia de la red de 500 kV. Debido al ingreso de la central Coca Codo Sinclair a través de la red de 500 kV hasta la subestación El Inga, fue necesario realizar un estudio de ajuste y coordinación de protecciones.

El estudio se realizó en la zona de influencia, la misma que se determinó previamente basado en un estudio de cortocircuitos. Se realizó un estudio de coordinación de protección de distancia y de sobrecorriente direccional para todas las líneas de transmisión que comprenden dicha zona de influencia.

Posteriormente se realizó el estudio de coordinación de sobrecorriente para los transformadores de las subestaciones Santa Rosa y Pomasqui. Los resultados que se muestran permiten concluir que los ajustes que se proponen funcionan correctamente. Dentro del conjunto de estudios que se realizó, está aquel relacionado con las protecciones eléctricas de las líneas de transmisión ya existentes, que operan con voltajes de 230 kV y 138 kV.

Finalmente la operación y coordinación de dichos elementos se verificó haciendo uso de los diagramas tiempo – corriente y de las zonas de protección en el plano complejo  $R - X$  para los relés de sobrecorriente direccional y de distancia, respectivamente.

Los ajustes de las protecciones que fueron coordinadas se determinaron mediante la simulación de diferentes tipos de cortocircuitos en distintos puntos del sistema y considerando diferentes valores de resistencia de falla, a distintos porcentajes de la línea para los estados de demanda mínima y demanda máxima.

## PRESENTACIÓN

El presente trabajo está dividido en cinco capítulos, los mismos que están desarrollados por los siguientes temas:

En el CAPITULO 1 se presenta la introducción del trabajo y se establecen los objetivos, alcance, justificación del proyecto y descripción del problema.

En el CAPITULO 2 se presenta un análisis teórico sobre el ajuste y coordinación de protecciones, cuyo contenido se utiliza como sustento teórico para el análisis y posterior desarrollo de los capítulos tercero y cuarto.

En el CAPITULO 3 se describe el modelamiento del Sistema Nacional Interconectado poniendo especial atención en las redes eléctricas de 230 kV y 138 kV de la zona norte del país, la modelación se realiza en el programa PowerFactory mediante datos proporcionados por CELEC EP – TRANSELECTRIC y por la Empresa Eléctrica Quito. Además en este capítulo se determinan las líneas de transmisión que se ven afectadas por el ingreso de la primera etapa del sistema de 500 kV, líneas que se encuentran dentro de la zona norte del sistema.

En el CAPITULO 4 se procede con la modelación de los relés de protección de distancia y sobrecorriente direccional en las líneas que intervienen en el estudio de coordinación. Dentro de esta modelación se determina la relación de transformación requerida para los transformadores de corriente que alimentan los relés. Mediante la simulación de diferentes tipos de cortocircuito en distintos puntos del sistema, en varios estados de operación y considerando diferentes valores de resistencia de falla, se establecen los ajustes de las protecciones modeladas. La operación y coordinación de dichos dispositivos se verifica haciendo uso de los diagramas tiempo – corriente y de las zonas de protección en el plano complejo  $R - X$  para los relés de sobrecorriente direccional y de distancia, respectivamente.

En el CAPITULO 5 se exponen las conclusiones y recomendaciones del trabajo.



# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

Debido a la puesta en marcha de nuevos proyectos hidroeléctricos de generación como: Coca Codo Sinclair de 1500 MW de capacidad, Sopladora de 487 MW, Toachi Pilatón de 253 MW, Minas San Francisco de 276 MW, entre otros, se hace necesario distribuir toda la potencia generada hacia los centros de carga, para lo cual se ha implementado el sistema a 500 kV.

El sistema ecuatoriano de 500 kV está compuesto por las siguientes líneas de transmisión (L/T) con sus respectivas subestaciones (S/E): L/T San Rafael – El Inga (Quito), L/T El Inga – Tisaleo (Ambato), L/T Tisaleo – Chorrillos (Guayaquil). La conexión de este sistema con la central hidroeléctrica más grande del país, se realiza a través de la L/T Coca Codo Sinclair – San Rafael que también opera a 500 kV. Sin embargo, en una primera etapa (agosto de 2016) este sistema ingresó en operación con las líneas de transmisión y subestaciones correspondientes hasta la S/E El Inga. En etapas subsiguientes irán ingresando las demás líneas y subestaciones hasta llegar a la S/E Chorrillos.

La construcción de las nuevas centrales de generación y del sistema de transmisión a 500 kV, exige la realización de diferentes tipos de estudios eléctricos que permitan obtener información importante para garantizar el adecuado funcionamiento de todo el sistema eléctrico.

Dentro del conjunto de estudios que se deben realizar, está aquel relacionado con las protecciones eléctricas de las líneas de transmisión ya existentes, que operan con voltajes de 230 kV y 138 kV. Considerando el ingreso en operación de la primera etapa del sistema de extra – alto voltaje hasta la S/E El Inga, el presente trabajo de titulación aborda este estudio de protecciones delimitándolo a la zona norte del país, área en la cual, la primera etapa del sistema de 500 kV ejerce influencia.

## **1.1 OBJETIVOS**

### **1.1.1 OBJETIVO GENERAL**

- Realizar un estudio de coordinación de las protecciones de distancia y sobrecorriente direccional de las líneas de transmisión pertenecientes a la zona norte del país considerando la influencia del ingreso en operación del sistema de 500 kV.

### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Modelar en el programa computacional PowerFactory el Sistema Nacional Interconectado con la inclusión de la primera etapa del sistema de 500 kV y la central Coca Codo Sinclair.
- Realizar un estudio eléctrico de estado estable para determinar las corrientes de cortocircuito en distintos puntos de la zona norte del sistema nacional de transmisión a fin de determinar las líneas que requieren un reajuste de sus protecciones eléctricas.
- Determinar los ajustes adecuados de las protecciones de distancia implementadas en las líneas de transmisión de la zona norte del país donde el sistema de 500 kV ejerce influencia, de modo que éstas operen de manera coordinada.
- Establecer los ajustes de las protecciones de sobrecorriente direccional implementadas en las líneas de transmisión de la zona norte del país donde el sistema de 500 kV ejerce influencia.

## **1.2 ALCANCE**

El ingreso en operación de la red de 500 kV implicó la construcción y modernización de nuevas subestaciones a nivel nacional, reforzando las actuales líneas de transmisión y en otros casos también la construcción de nuevas líneas de transmisión de alto voltaje, para transportar grandes cantidades de energía a largas distancias.

En el presente estudio se procederá a realizar una revisión bibliográfica sobre sistemas de transmisión a nivel de 500 kV, además de una revisión teórica para el ajuste y coordinación de protecciones y para la modelación de las líneas de transmisión.

Utilizando la herramienta computacional PowerFactory, se modelará el Sistema Nacional Interconectado considerando la influencia del ingreso en operación del sistema de 500 kV, realizando especial énfasis en las líneas de transmisión que comprenden la zona norte del país.

Se continuará definiendo la metodología y las actividades necesarias para el cálculo de ajustes y coordinación de protecciones de los relés de distancia y sobrecorriente direccional ubicados en las subestaciones que comprenden la zona norte del país donde el sistema de 500 kV ejerce influencia, de manera que las líneas de transmisión operen de manera adecuada.

Una vez ajustados los relés de distancia y sobrecorriente se procederá a validar el funcionamiento de los mismos mediante la simulación de diferentes tipos de cortocircuito en distintos puntos del sistema, en estado de demanda máxima y demanda mínima, considerando diferentes valores de resistencia de falla, además de verificar dicho funcionamiento haciendo uso de los diagramas tiempo – corriente y de las zonas de protección en el plano complejo  $R - X$  para los relés de sobrecorriente direccional y de distancia, respectivamente.

## CAPÍTULO 2

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 INTRODUCCIÓN

Las fallas en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) son inevitables. Dichas fallas pueden ocurrir por diversas causas, es decir; no solo por el desgaste natural del aislamiento de los elementos del sistema eléctrico de potencia que se encuentra funcionando (generadores, transformadores, aisladores, cables, etc.) sino también por la mala instalación y manipulación realizada por los operadores [1].

Un cortocircuito no solo puede destruir al elemento del SEP donde haya ocurrido, sino producir la pérdida de estabilidad de las máquinas generadoras y también la destrucción de otros elementos del sistema que no se encuentran averiados, es por esto que se necesita un sistema que trabaje acorde con el SEP y que desconecte rápidamente el elemento que está averiado [2].

El sistema que actúa acorde con el SEP se llama *sistema de protecciones eléctricas*, el mismo que debe actuar solo cuando ocurre una falla y no debe influir en la operación normal del SEP. Un SEP de calidad es un sistema que opera establemente frente a fallas, es decir, un sistema adecuadamente protegido.

El objetivo principal de las Protecciones Eléctricas es proteger eficazmente al personal operativo y los elementos principales del SEP contra los defectos y fallas que se puedan presentar.

Bajo este punto de vista se puede concluir que muchos regímenes normales o permisibles poseen magnitudes de corrientes y voltajes que se confunden o se parecen a los regímenes de fallas menos severos que ocurren en el SEP.

Es necesario conocer los dispositivos que se utilizan en una protección, sus principios de funcionamiento, y características de temporización.

Si la falla es grave, la protección debe despejarla inmediatamente, verificando que el SEP no pierda estabilidad, si se considera que es un régimen anormal transitorio, entonces se puede esperar algún tiempo o aplicar algunas medidas con el fin de eliminarla sin tener que desconectar el elemento [3].

Existen varios métodos de protección que ayudan a contrarrestar ciertos defectos que se presentan en las líneas de transmisión, a conocer el tipo de falla y por lo tanto a conocer las consecuencias que las fallas producen en el sistema.

## **2.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS PROTECCIONES**

Para llegar al objetivo descrito en la introducción, las protecciones eléctricas deben cumplir las siguientes propiedades [3]:

- Selectividad.
- Sensibilidad.
- Rapidez.
- Fiabilidad.

### **2.2.1 SELECTIVIDAD**

Es la capacidad para diferenciar para qué condiciones se requiere la operación de un relé, y aquellas para las que no debe operar u operar de manera temporizada [3].

Es de suma importancia que el relé actúe en el momento que le corresponda así como también que no actúe cuando no debe; es decir, si la falla está dentro de la zona vigilada por el relé, éste debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito en falla [4].

Caso contrario, si la falla se produce fuera de la zona vigilada, el relé debe permitir que sean otras las protecciones las que actúen para despejar la falla, ya que si dado el caso el relé llega actuar, dejará sin servicio a un gran número de circuitos, esto provoca un debilitamiento del sistema, el mismo que es innecesario [5].

Existen varias formas de asignar a las protecciones la característica de la selectividad. En ocasiones, la propia configuración del relé hace que solamente sea sensible ante fallas que ocurren en su zona de protección, es decir, la selectividad es una cualidad inherente al propio funcionamiento de la protección [5].

En los casos en que las protecciones son sensibles a fallas ocurridas fuera de su zona de vigilancia, la selectividad puede ocurrir, por ejemplo, mediante un adecuado ajuste de tiempos y condiciones de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas, es así que se puede tener [5].:

- **Selectividad cronométrica:** Se basa en retardar temporalmente la actuación de las protecciones que se encuentran aguas arriba de la falla [5].
- **Selectividad amperimétrica:** Cada protección actúa cuando la corriente que circula por ella es superior a la corriente que ha sido calculada previamente [5].
- **Selectividad lógica:** El sistema requiere de una transferencia de información entre los relés de los interruptores automáticos de los diferentes niveles de una distribución radial:
  - Todos los relés que ven una corriente que sea superior a su umbral de funcionamiento, envían una orden de espera lógica al que se encuentra aguas arriba [5].
  - El relé del interruptor que se encuentra aguas arriba, el mismo que es instantáneo, recibe una orden de espera el cual indica que debe estar listo para intervenir [5].

### 2.2.2 SENSIBILIDAD

Es la capacidad que tiene la protección de detectar cualquier falla que se produzca en la zona de la red y está asignada bajo condiciones de carga mínima [6].

La protección debe saber distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son. Para que un sistema de protección tenga esta característica es necesario [6]:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas (corriente y/o voltaje) las mismas que son necesarias para distinguir las diferentes situaciones de falla de las situaciones normales de operación [6].
- Establecer para cada magnitud necesaria, las condiciones límite que separan las diferentes situaciones de falla de las situaciones normales de operación [6].

Al hablar de *condiciones límite* se habla de un concepto más amplio que el de *valores límite* ya que en ciertos casos el conocer solo el valor de una magnitud no es suficiente para determinar si es el resultado de una incidencia normal de la explotación del sistema, o de una situación anormal de funcionamiento [7].

Es decir, al energizar un transformador de potencia, la conexión del primario del transformador a la red origina una fuerte corriente de vacío que si es analizada únicamente desde el punto de vista de su gran valor, puede llevar a respuestas erróneas. Un análisis más completo, que incluya el estudio de la forma de onda a través de sus componentes armónicos, permite establecer si el incremento de la corriente se debe a la energización del transformador o es originado por una falla [7].

Para el caso de las protecciones de sobrecorriente el coeficiente de sensibilidad se calcula de la siguiente manera [7]:

$$K_s = \frac{I_{cc\min}}{I_{ajuste}} \quad (2.1)$$

Donde:

- $K_s$  = Coeficiente de sensibilidad.
- $I_{cc\min}$  = Corriente mínima de Cortocircuito.
- $I_{ajuste}$  = Valor de ajuste de la corriente de protección.

El coeficiente debe ser mayor que uno, solo cuando la protección es sensible, debido a que, el menor valor de la magnitud de la corriente de cortocircuito supera el ajuste en ella establecido [8].

Lo importante no es solo desconectar al elemento que está fallando, a pesar de ser fallas de pequeña magnitud, lo importante es desconectarlo muy rápidamente [8].

### **2.2.3 RAPIDEZ**

Al detectar una falla la protección debe actuar con tal rapidez que debe despejarla lo más rápido posible. Mientras mayor sea la rapidez menor será la pérdida de estabilidad del sistema y los costos de mantenimiento [9].

La rapidez con la cual actúa la protección está relacionada directamente con la tecnología empleada en la construcción y la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a las antes mencionadas [9].

Las protecciones pueden operar de manera:

- Instantánea.
- Con tiempo dependiente.

### **2.2.4 FIABILIDAD**

Se dice que una protección es fiable cuando siempre responde correctamente. Es decir, la protección debe ser segura y efectiva ante cualquier evento que se produzca [9].

- Efectividad: Esta característica garantiza que la protección actúa sólo en situación de falla.
- Seguridad: Cualidad que garantiza que la protección no actúe ante causas extrañas que se presenten, es decir; evitará actuaciones incorrectas.

Para que la protección actúe es indispensable que todas las etapas que componen el despeje de falla sean cumplidas eficazmente [10].

La fiabilidad del sistema depende de: la fiabilidad de la propia protección, de su aplicación, del mantenimiento preventivo, y de la correcta instalación [10].



La actuación incorrecta de las protecciones puede ser debida a: ajuste incorrecto, deterioro del servicio, diseño inadecuado del sistema eléctrico de potencia, etc.

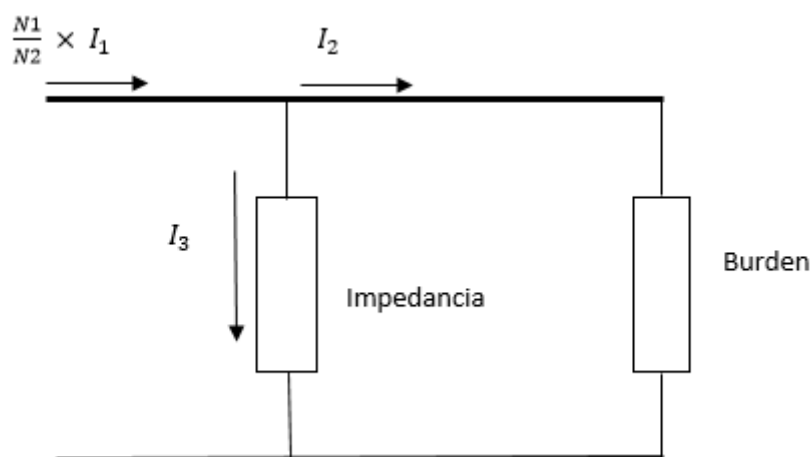
## 2.3 TRANSFORMADORES DE MEDIDA

### 2.3.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente proveen a los relés de protección un valor de corriente igual al que está circulando por el SEP, cuyo valor debe ser reducido en magnitud con una proporción fijada previamente [10].

Los transformadores de corriente tienen como objetivo:

- Establecer el valor de corriente con una precisión determinada en cualquier circunstancia, aunque existan corrientes altas como las que circulan durante un cortocircuito [10].
- No deben saturarse por motivo de altas corrientes del cortocircuito.
- Establecer un valor de corriente, la misma que no debe ser distorsionada por la componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
- Soportar altas corrientes de cortocircuito tanto térmica como dinámicamente, sin daños mecánicos ni recalentamientos que deterioren el equipo [10].



**Figura 2.1.** Carga del TC (Burden). [10]

En la Figura 2.1 se muestra la carga de un TC o también llamado burden.

### **2.3.2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL**

Son los transformadores de medida, que se utilizan para reducir los voltajes primarios del SEP a voltajes secundarios de rangos que están normalizados [10].

El transformador de potencial tiene como objetivo cambiar el nivel de voltaje y se define en términos de la máxima carga (burden), que es capaz de alimentar eléctricamente sin sobrepasar los límites de error y de ángulo especificados [10].

### **2.4 CORTOCIRCUITOS**

Un cortocircuito es la ausencia del aislamiento relativo entre dos conductores de voltaje diferente, alimentados a través de la misma fuente, y sin la presencia de una impedancia conveniente [11].

Un cortocircuito puede tener diversas causas de aparición como puede ser el deterioro o quiebre del aislante. Los casos que más producen cortocircuitos se dan en las líneas de transmisión aéreas, ya que existen diversos factores que pueden contribuir a un cortocircuito tales como son: ruptura o contaminación de los aislantes, acción del viento entre otros [11].

Un cortocircuito resulta de los efectos de la sobrecorriente y de las caídas de voltaje que produce dicha sobrecorriente, la dimensión que alcanza un cortocircuito es mucho más grande que los valores nominales de corriente de las líneas de transmisión, generadores y transformadores que se encuentran en la red, estas corrientes deben ser evitadas de lo contrario, pueden causar serios daños al equipo como son: térmico e incluso puede producir inestabilidad en el SEP [11].

Ante este punto de vista, se puede concluir que el tipo de cortocircuito más severo es el cortocircuito trifásico debido a que tiene valores altos de corriente y disminuye a cero la capacidad de transmitir de una línea de transmisión [11].

Es importante conocer el tipo de cortocircuito al momento de seleccionar un equipo y al momento de ajustar sus correspondientes protecciones, es por esto que un cortocircuito debe durar varios milisegundos o ciclos, tiempo en el cual la corriente de cortocircuito circula por el SEP [11].

### 2.4.1 TIPOS DE CORTOCIRCUITOS

Un cortocircuito se manifiesta por el aumento violento de la corriente eléctrica de una instalación eléctrica o por la unión directa de dos conductores de diferente fase, además de producirse la reducción súbita de la impedancia de un circuito eléctrico determinado [11].

En la Figura 2.2 se muestran los tipos de cortocircuitos existentes:

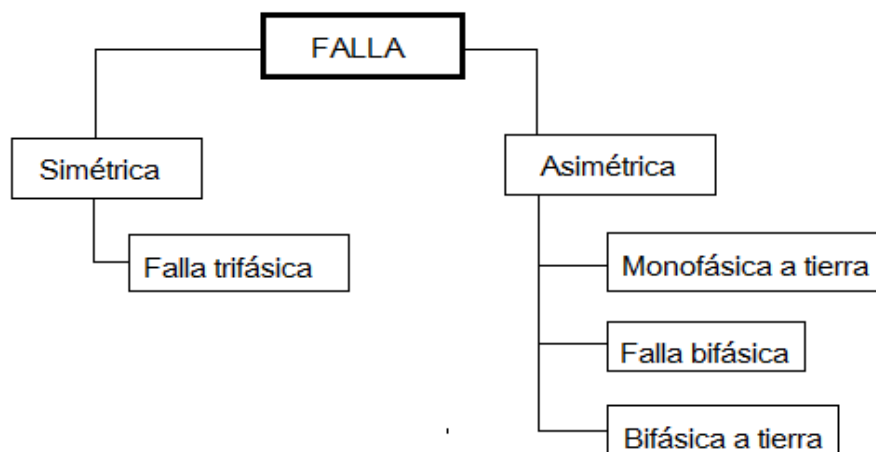


Figura 2.2. Tipos de Cortocircuitos. [11]

### 2.5 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

Las líneas de transmisión de energía eléctrica representan, uno de los elementos más importantes del SEP que interconectan dos o más subestaciones y que dado que se extienden a lo largo de grandes distancias se encuentran expuestas permanentemente a la ocurrencia de perturbaciones originadas por fenómenos meteorológicos y también por intervención humana, y por esta razón deben ser adecuadamente protegidas [11].

Los parámetros necesarios para modelar una línea de transmisión son diversos, entre estos se tiene: las características de cada conductor, disposición de los conductores en las torres o estructuras, el voltaje de operación, las características del suelo, entre otros [12].

## 2.6 RADIO MEDIO GEOMÉTRICO

El Radio Medio Geométrico es un aspecto indispensable para determinar los parámetros de inductancia y capacitancia.

El arreglo en las líneas de transmisión está constituido por la forma geométrica en la que están distribuidos y dispuestos los conductores o grupos de conductores, por tal razón es importante dicha relación de distancia que se conoce como radio medio geométrico (RMG) [12].

El RMG se determina mediante la siguiente ecuación [12]:

$$\text{RMG} = r \times \left( n \times \frac{r_h}{r} \right)^{1/n} \quad (2.2)$$

Donde:

- $r$  = Radio externo del conductor.
- $r_h$  = Radio del hilo del conductor.
- $n$  = Número de hilos de los que está formado el conductor.

Cuando existen fases múltiples o en haz, a más de existir el RMG de cada cable es indispensable calcular el radio equivalente del haz formado que viene a constituirse en el radio de un conductor único por fase, el cual, tiene el mismo gradiente unitario máximo que la configuración real de conductores que forman el haz, se lo determina de la siguiente manera [12]:

$$\text{RMG}_{\text{eq}} = \sqrt[n]{\text{RMG}_1 \times D_{12} \times D_{13} \dots \dots \dots D_{1n}} \quad (2.3)$$

$$r_{\text{eq}} = \sqrt[n]{r_1 \times D_{12} \times D_{13} \dots \dots \dots D_{1n}} \quad (2.4)$$

Donde:

- $\text{RMG}_1$  = Radio medio geométrico equivalente del haz.
- $r_{\text{eq}}$  = Radio equivalente del haz.
- $n$  = Número de conductores que forman el haz.
- $r_1$  = Radio geométrico de los conductores que están formando el haz.
- $D_{1n}$  = Separación entre el conductor 1 y el resto de conductores.

## 2.7 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE ALTO VOLTAJE

Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión más importantes a considerar son [13]:

- Resistencia (en serie).
- Conductancia (en paralelo).
- Inductancia (en serie).
- Capacitancia (en paralelo).

### 2.7.1 RESISTENCIA

La resistencia DC de un conductor sólido viene dado por [13]:

$$R_{dc} = \frac{\rho \times l}{A} \quad (2.5)$$

Donde:

- $\rho$  = Resistividad del conductor en  $\Omega \times m$ .
- $l$  = Longitud del conductor en m.
- $A$  = Área de la sección del conductor en  $m^2$ .

La resistencia de un conductor se encuentra afectada por dos factores:

- Efecto Piel
- Temperatura

#### 2.7.1.1 Efecto Piel

Cuando la corriente alterna ( $I_{ac}$ ) circula sobre la sección del conductor, circula mayor cantidad de corriente en la superficie del conductor, esto causa que la resistencia AC sea ligeramente mayor que la resistencia DC a lo que se conoce como efecto piel [13].

El factor de corrección del efecto piel se define como [13]:

$$factor\ de\ corrección = \frac{R}{R_0} \quad (2.6)$$

Donde:

- $R =$  Resistencia AC en  $\Omega$ .
- $R_0 =$  Resistencia DC en  $\Omega$ .

### 2.7.1.2 Temperatura

La resistencia de un conductor aumenta con el incremento de la temperatura. Este cambio puede considerarse lineal sobre el rango de temperatura normal y se puede encontrar con la siguiente expresión [13]:

$$R_2 = R_1 \frac{T + t_2}{T + t_1} \quad (2.7)$$

Donde:

- $R_1 =$  Resistencia del conductor a  $t_1$  en  $\Omega$ .
- $R_2 =$  Resistencia del conductor a  $t_2$  en  $\Omega$ .
- $T =$  Temperatura constante (depende del material del conductor) en  $^{\circ}\text{C}$ .

### 2.7.2 CONDUCTANCIA

Es la magnitud recíproca de la resistencia y puede definirse diciendo que es la propiedad de un circuito o de un material que tiende a permitir el paso de la corriente eléctrica. La unidad de la conductancia es el inverso del *ohmio* y se denomina *mho* o *siemens* [13].

La conductancia se representa por  $g$  o  $G$ .

$$g = \frac{1}{R} \quad (2.8)$$

### 2.7.3 INDUCTANCIA

Es el parámetro más importante de una línea de transmisión. Para un material magnético la inductancia  $L$  es la razón entre el flujo magnético respecto a la corriente, puede ser definida como la suma de los flujos concatenados tanto interno como externo al conductor [13].

#### 2.7.4 CAPACITANCIA

La capacitancia de una línea de transmisión es el resultado de la diferencia de potencial entre los conductores y origina que ellos se carguen de la misma forma que las placas de un capacitor cuando hay una diferencia de potencial entre ellas. La capacitancia entre conductores es la carga por unidad de diferencia de potencial [13].

La capacitancia se define como la carga sobre los conductores por unidad de la diferencia de potencial entre ellos. En forma de ecuación, la capacitancia por unidad de longitud de la línea de transmisión es [13]:

$$C = \frac{q}{V} \quad (2.9)$$

Donde:

- $q$  = Carga sobre la línea en Coulombs por metro.
- $V$  = Diferencia de potencial entre los conductores en voltios.

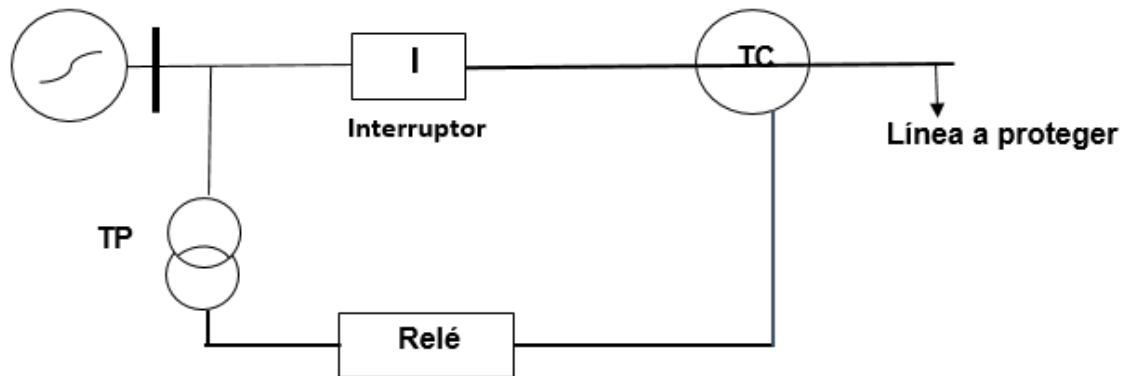
#### 2.8 PROTECCIÓN DE LÍNEAS ELÉCTRICAS

Los elementos que forman parte de un SEP son: generadores, transformadores, barras, líneas de transmisión entre otros; los mismos que se encuentran conectados entre sí. De esta manera, la apertura de uno o más fusibles o interruptores pueden aislar un elemento del resto del sistema [14].

La seguridad y fiabilidad de la distribución y transmisión de energía dependen de la integridad de las líneas eléctricas, ya que en las mismas se da lugar la mayor parte de las fallas [14].

Cuando en una línea eléctrica se produce una falla, para que los daños sean despreciables o mínimos, el tiempo de duración de la falla debe ser breve, las protecciones deben estar coordinadas de tal manera que se pueda evitar o minimizar los efectos de la falla y que afecte a un pequeño número posible de usuarios. Para detectar una falla de forma automática, las operaciones se realizan mediante relés de protección o fusibles [14].

Estos elementos necesitan permanentemente conocer el voltaje y/o la corriente; las mismas que son proporcionadas al relé mediante los transformadores de corriente (TC) y transformadores de potencial (TP).



**Figura 2.3.** Esquema de protección de una línea. [14]

Como se puede observar en la Figura 2.3, el voltaje y la corriente, son llevadas al relé de sobrecorriente direccional con el fin de determinar la situación del sistema, es decir; si es peligrosa o normal. Cuando aparece una falla el relé envía una señal de apertura al interruptor (I) [14].

## **2.9 ASPECTOS PARA PROTEGER LAS LÍNEAS ELÉCTRICAS**

### **2.9.1 PROTECCIÓN PRINCIPAL**

Debe actuar con gran rapidez pero únicamente cuando se produce la falla dentro de la zona que tiene asignada en ese momento [15].

Un SEP se debe proteger de forma completa, para esto es necesario dividirlo en zonas, en las cuales se encuentra incluido: el elemento del SEP a proteger (generador, transformador, línea de transmisión) e interruptores que conectan dicho elemento al sistema. Si existe una falla en una zona la protección principal actúa provocando la apertura de todos los interruptores que se encuentren en dicha zona [15].

La protección principal puede fallar debido a que algunos de los siguientes elementos fallen [15]:

- El relé de protección.



- Transformadores de potencial o corriente.
- La fuente de alimentación de corriente continua de la protección.
- El interruptor asociado a la protección.
- El circuito de disparo.

Por esta razón se dispone de una protección de respaldo local y una protección de respaldo remota.

### **2.9.2 PROTECCIÓN SECUNDARIA**

Conocida también como protección *backup*.

Esta protección es utilizada para proteger contra cortocircuitos ya que, los cortocircuitos son fallas que prevalecen en los SEP, bajo este punto de vista la probabilidad de que la protección principal falle es mayor [16].

La protección secundaria tiene como función suplir a la protección principal cuando la protección principal está siendo sometida a mantenimiento preventivo.

Esta protección puede ser de dos tipos:

- Protección secundaria remota
- Protección secundaria local

### **2.9.3 PROTECCIÓN SECUNDARIA REMOTA**

Al ser instalada la protección secundaria se debe tomar en cuenta que la causa que origine la falla en la protección principal, no cause también daño en la protección secundaria, para cumplir con este objetivo el relé de la protección secundaria debe estar ubicado de tal manera que no controle ni ocupe elementos comunes con la protección principal [16].

La protección secundaria remota debe actuar con el tiempo de retardo necesario para que la protección principal tenga el tiempo suficiente para despejar la falla, la protección secundaria remota puede ser usada también como protección secundaria local (de otro elemento del SEP), este caso se da cuando actúa como protección secundaria de la protección principal que está protegiendo a la misma línea de transmisión [16].

## **2.10 RELÉS DE PROTECCIÓN EMPLEADOS EN LÍNEAS ELÉCTRICAS**

Los sistemas de protección eléctrica están constituidos de varios elementos seleccionados según el tipo de sistema eléctrico y necesidades del mismo, para detectar fallas en líneas eléctricas de transmisión se han desarrollado ciertos elementos de un sistema de protección eléctrico, los mismos que se describen a continuación considerando la Norma ANSI C37.2-1987 [17].

### **2.10.1 RELÉS DIGITALES Y RELÉS NUMÉRICOS**

Los relés digitales son un avance tecnológico muy grande. Los circuitos análogos que son utilizados en los relés estáticos fueron reemplazados por microprocesadores para implementar las diferentes funciones de los relés [17].

Los relés numéricos son desarrollos de los relés digitales como resultado del avance de la tecnología, utilizan un procesador de señal digital (DPS), mediante un programa asociado al mismo [17].

### **2.10.2 RELÉ DE SOBRECORRIENTE**

Por lo general las fallas en los SEP producen altos niveles de corriente, las mismas que se pueden usar para determinar su presencia y para operar dispositivos de protección, que se pueden modificar en el diseño dependiendo de la complejidad y la exactitud que se requiere. La protección de sobrecorriente se utiliza para discriminar la ocurrencia de fallas [18].

La protección de sobrecorriente abre el interruptor que comanda cuando la corriente que ve, supera al valor ajustado, la protección de sobrecorriente se caracteriza por ser una protección sencilla, aunque depende de la variación de la magnitud de la corriente de falla, esto se debe a la modificación en la topología de la red [18].

Su funcionamiento es simple, su operación depende de dos variables fundamentales, nivel de corriente mínima de operación *pick-up*, y el tiempo de operación.

El relé de sobrecorriente actúa cuando la corriente que circula es superior al nivel al que ha sido ajustado previamente. La mayoría de las fallas en las líneas de transmisión son detectadas por el relé de sobrecorriente. La protección de sobrecorriente se caracteriza por ser la más económica, la más simple y también es la que necesita ser reajustada o reemplazada inmediatamente cuando se cambia la red [18].

### 2.10.2.1 Clasificación de los relés de sobrecorriente

En la Figura 2.4 se muestra la clasificación de los relés de sobrecorriente de la siguiente manera:



**Figura 2.4.** Clasificación de los relés de sobrecorriente. [18]

### 2.10.2.2 Características de los tiempos de operación

La característica de tiempo de operación puede establecerse en función del tiempo en el que se despeje la falla, se pueden distinguir tres tipos de características de relés [19].

#### 2.10.2.2.1 Instantáneos

Una vez superado el umbral de corriente, el relé emite la orden de disparo de manera inmediata. Al hablar de tiempo instantáneo se refiere a que el elemento actúa sin retardo de tiempo intencionado; es decir, cuando la corriente que circula por el elemento al existir una falla en la línea de transmisión y de la cual actúa como protección principal, supera al valor de referencia que se ha fijado

previamente, es decir; este tipo de relé opera instantáneamente cuando la corriente alcanza un valor predeterminado [19].

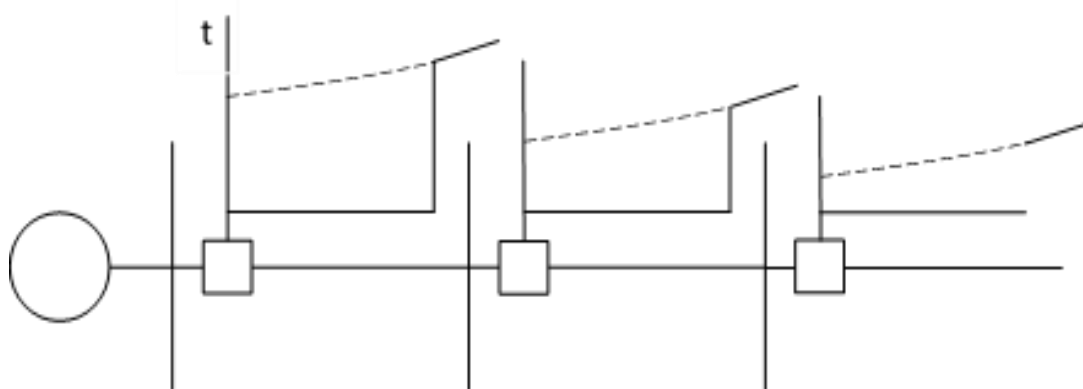
El ajuste escogido se lo realiza de manera que, en la subestación que se encuentra más alejada a la fuente, el relé opere para una corriente de valor bajo y las corrientes de operación de los relés van aumentando progresivamente en cada una de las subestaciones, en dirección hacia la fuente. De esta manera el relé que tenga el ajuste más bajo opera primero y desconecta la carga en el punto que se encuentre más cercano a la falla [19].

#### 2.10.2.2.2 Retardados

Una vez superado el umbral de corriente, el relé emite una orden de disparo considerando una característica de tiempo definida en el plano corriente vs tiempo [20].

#### 2.10.2.2.3 Relé de Tiempo Inverso

Opera en un tiempo que es inversamente proporcional a la corriente de falla, tiene como ventaja con respecto al relé de tiempo definido que para corrientes altas, se puede obtener tiempos de disparo más cortos sin correr el riesgo de la selectividad de la protección. El relé de tiempo inverso es clasificado en concordancia con la curva característica la misma que indica la velocidad de operación [20].

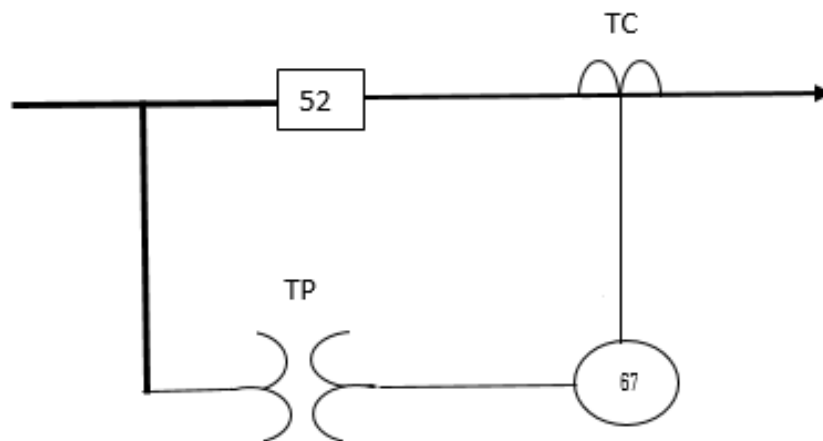


**Figura 2.5.** Coordinación con Característica Instantánea y de Tiempo Inverso. [4]

En la Figura 2.5 se observa la coordinación de relés de sobrecorriente con características instantánea y de tiempo inverso.

### 2.10.3 PROTECCIÓN DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE

Los relés de sobrecorriente direccional (67 y 67N) son una combinación de relés direccionales con relés de sobrecorriente, son utilizados en sistemas de transmisión e incluso en sistemas de distribución con redes malladas, también su aplicación resulta efectiva en fallas de alta impedancia [20].



**Figura 2.6.** Conexión de la Protección Direccional de Sobrecorriente. [20]

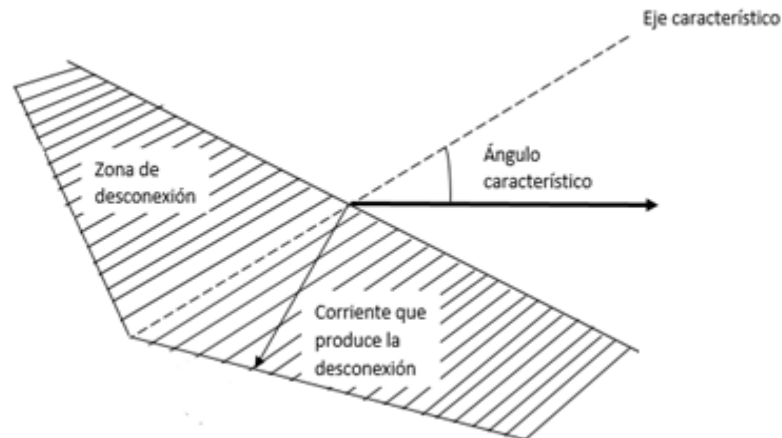
En la Figura 2.6 se muestra las conexiones de los diferentes elementos que tiene la protección de sobrecorriente direccional.

Para que la protección de sobrecorriente direccional opere, es necesario satisfacer dos condiciones: de sobrecorriente y la de dirección de ocurrencia de una falla [20].

El relé de sobrecorriente direccional de fase (67) funciona con las corrientes de fase medidas a través de TCs, entretanto que el relé de sobrecorriente direccional de neutro (67N) funciona con las corrientes de desbalance calculadas mediante la sumatoria de las corrientes de secuencia cero. Dependiendo de los requerimientos y ajustes establecidos, estos relés pueden operar de manera instantánea o temporizada [20].

El ángulo característico está definido por el cual la corriente de operación aplicada al relé adelanta el voltaje de polarización, con el propósito de producir una sensibilidad para un relé electromecánico [20].

El ángulo característico debe determinarse de tal manera que toda falla que ocurra en la dirección de la detección escogida provoque una corriente que se encuentre en la zona de disparo del relé y que toda falla en otra dirección provoque una corriente situada fuera de dicha zona. En la Figura 2.7 se indica la zona de operación del relé de sobrecorriente direccional y de los elementos que permiten que la unidad direccional se encuentre funcionando [20].

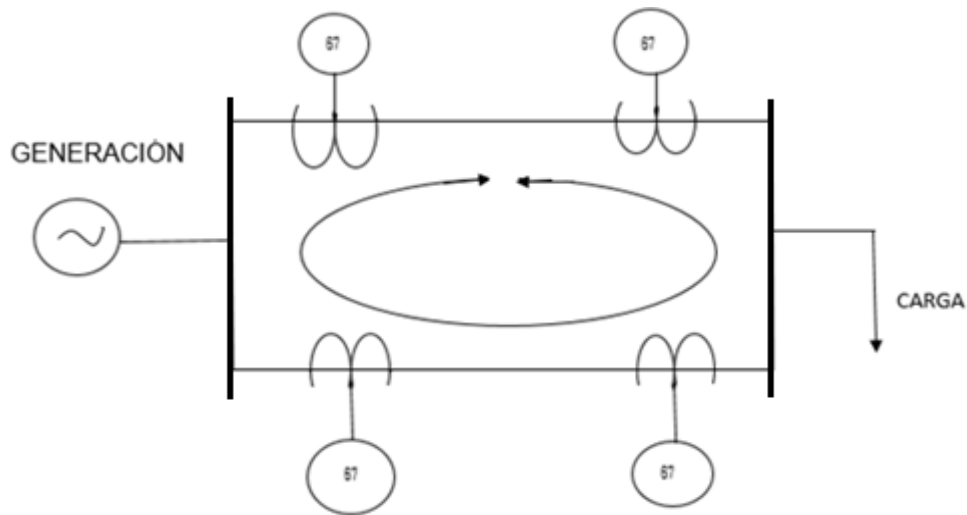


**Figura 2.7.** Zona de operación del relé direccional. [20]

### 2.10.3.1 Aspectos Básicos de la Protección Direccional de Sobrecorriente

#### 2.10.3.1.1 Protección Direccional en Elementos en Paralelo

Como se puede observar en la Figura 2.8, se tiene dos líneas que se encuentran en paralelo y están alimentadas por una fuente de generación que, al no colocarse relés direccionales (67) en los terminales de ambas líneas de transmisión, cualquier falla que llegue a ocurrir en una de las líneas, sin importar los ajustes de los relés de sobrecorriente, despejarán la falla sacando de servicio a las dos líneas. Los relés direccionales de sobrecorriente deben estar ubicados en los respectivos terminales receptores de las líneas de transmisión, y deben estar ajustados de tal manera que operen cuando el flujo vaya en dirección de la barra hacia la línea de transmisión [21].

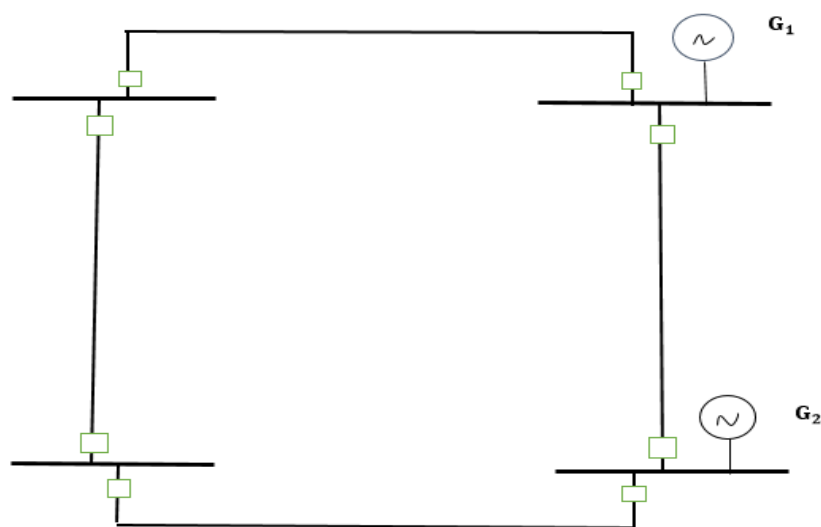


**Figura 2.8.** Protección Direccional en Líneas Paralelas. [21]

### 2.10.3.1.2 Sistemas Eléctricos en Anillo

En la Figura 2.9 se muestra un sistema en anillo, y se observa que es poco probable obtener una buena selectividad de los esquemas de protección de sobrecorriente, si no se utilizan los respectivos relés de sobrecorriente direccionales [21].

Para calibrar los esquemas de sobrecorriente direccional en un SEP que se encuentre en anillo, se debe coordinar los esquemas primero en sentido horario y luego en sentido antihorario [21].



**Figura 2.9.** Sistema en anillo. [21]

### 2.11.3.2 Características de Operación Temporizada

Una protección de sobrecorriente direccional con característica temporizada (67) para su operación considera además de la direccionalidad generalmente dos variables:

- *Corriente mínima de operación:* Conocido como *corriente pick-up*, es el valor de ajuste de corriente sobre el cual se considera el inicio de operación del relé (también conocido como Tap) [21].

Con el Tap se asegura la propiedad de sensibilidad.

- *Tiempos de operación:* Se define a la característica de tiempos en los cuales un relé emite su orden de operación. Estos tiempos se establecen a través del Dial [21].

Con el Dial se define aspectos fundamentales como son la propiedad de selectividad y la coordinación de protecciones. Para determinar el Dial se debe considerar las máximas corrientes de cortocircuito, y asegurar que los relés operen con un intervalo de tiempo adecuado para su coordinación (en el presente trabajo se ha seleccionado 300 ms).

### 2.10.3.3 Determinación de la corriente de Tap

Para poder determinar el valor de la corriente de Tap se hace referencia a la corriente de demanda máxima ( $I_{Dm\acute{a}x}$ ) que circula por el elemento que se va a proteger. Para este estudio se obtienen las mínimas corrientes de cortocircuito de fase ( $I_{CCmin}$ ) y neutro, las mismas que deben cumplir con la condición:

$$I_{CCmin} \gg I_{Dm\acute{a}x} \quad (2.10)$$

Posteriormente para calcular la corriente de Tap de fase, se escoge el valor de corriente de demanda máxima y se suma un valor de 200 [A] (este valor es un criterio utilizado por el autor y se lo añade para garantizar mayor confiabilidad al sistema), el mismo que se lo divide para la relación de transformación del TC que alimente al relé.

Para el cálculo de la corriente del Tap de fase se establece la siguiente ecuación:



$$I_{\text{Tap}_{\text{fase}}} = \frac{I_{\text{Dmáx}} + 200 \text{ [A]}}{\text{RTC}} \quad (2.11)$$

Para establecer el valor de la corriente del Tap de tierra, se toma en cuenta un desbalance máximo que podría existir en el sistema, es por esta razón que se considera como referencia, para sistemas de transmisión al Tap de tierra como el 60% del Tap de fase (este valor es un criterio utilizado por el autor). Para el cálculo del Tap de tierra se establece la siguiente ecuación:

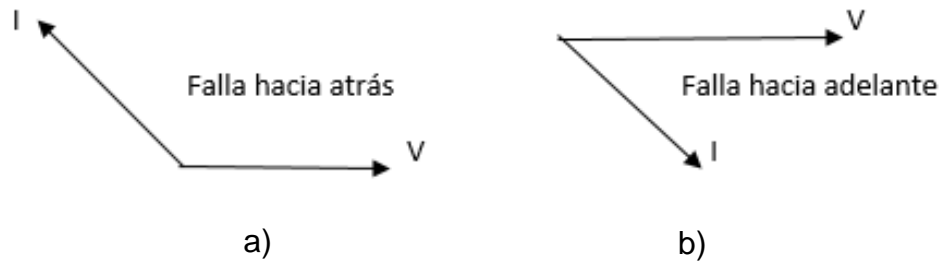
$$I_{\text{Tap}_{\text{tierra}}} = 0.6 \times I_{\text{Tap}_{\text{fase}}} \quad (2.12)$$

#### **2.10.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA FALLAS A TIERRA**

Como ya se había mencionado anteriormente la protección de sobrecorriente direccional necesita valores de voltaje y corriente para poder discriminar la dirección de la falla, ésta direccionalidad se la aplica protección de líneas malladas o paralelas. Los criterios de ajuste de la protección de sobrecorriente direccional deben ser analizados y revisados a medida que existan cambios en la topología de la red, para evitar que existan posibles problemas en la coordinación [22].

Por lo general se conoce que un elemento direccional es el desfasaje de la corriente y voltaje de fase que está ingresando a la red, para fallas que específicamente se presentan sobre la línea de transmisión que se quiere proteger, es decir; *fallas hacia adelante*, se puede decir que la corriente se retrasa con respecto al voltaje; por lo tanto, el ángulo entre corriente y voltaje representa el ángulo de impedancia del lazo de falla [22].

Sin embargo, si la falla se llega a presentar en la línea adyacente es decir *fallas hacia atrás*, el ángulo del voltaje no cambia, y el ángulo de corriente cambia cerca de 180°, es por esta razón que el elemento direccional discrimina entre fallas hacia adelante y hacia atrás como se muestra en la Figura 2.10 [22].



**Figura 2.10.** a) Fasores de Voltaje y Corriente para fallas que ocurren hacia atrás y b) Fasores de Voltaje y Corriente para fallas que ocurren hacia adelante de la ubicación del relé. [22]

Para el caso de las fallas a tierra se considera la corriente de desbalance ( $3I_0$ ), esto se lo establece como criterio de ajuste para la protección de falla a neutro.

### 2.10.5 RELÉ DE DISTANCIA

La protección de distancia se caracteriza por medir voltaje y corriente para calcular la impedancia con la finalidad de detectar fallas en un SEP; es decir, la protección de distancia calcula la impedancia de un elemento en todo instante y opera cuando el valor se encuentra fuera del rango preestablecido [22].

Se considera tres zonas de operación, cada zona tiene un retardo de tiempo que es mayor al anterior y sus alcances de impedancias son mayores como protección de respaldo. Así por ejemplo, para la zona uno la operación es de manera instantánea a lo largo de la línea de transmisión hasta el límite de operación establecido. La protección de distancia toma valores de corriente y voltaje constantemente para establecer una impedancia equivalente hasta donde se encuentra el punto de falla [22].

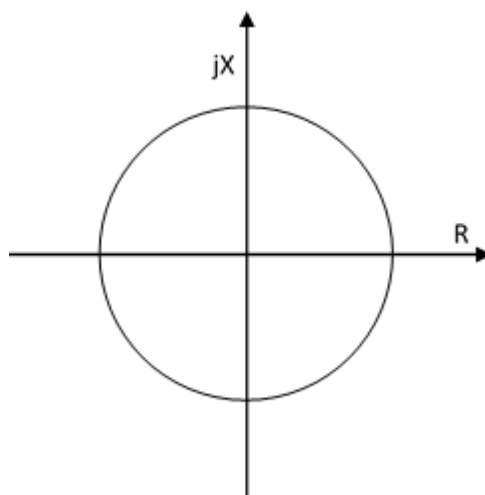
Las protecciones de distancia satisfacen los requerimientos de confiabilidad y velocidad necesarios para proteger los circuitos, es por esta razón que es ampliamente utilizada en redes de sistemas de potencia.

Una característica importante de la protección de distancia es que tiene la capacidad de discriminar entre fallas que suceden en diferentes partes del sistema, en función de la impedancia medida hasta el punto donde se encuentra la falla [22].

La actuación de este relé es independiente de la corriente de falla. Los relés se ajustan mediante zonas coordinándose de forma que las zonas no interfieran entre sí. Los relés de distancia se clasifican de acuerdo a sus características en el plano  $R - X$  [22].

### 2.10.5.1 Característica de Impedancia

Este tipo de protección de distancia mide la relación entre el voltaje y la corriente sin tomar en cuenta ningún ángulo de fase. Su característica es un círculo en el plano  $R- X$  y esta protección opera cuando las impedancias medidas están dentro del círculo [22].



**Figura 2.11.** Característica de Impedancia. [22]

En la Figura 2.11 se muestra el relé de distancia tipo impedancia.

Como desventajas en el relé de impedancia se tiene [22]:

- No es direccional, es decir; el relé observa fallas hacia delante y hacia atrás de donde se encuentre localizado, por lo tanto, se necesita de un elemento direccional con el objetivo de obtener una correcta discriminación.
- La estimación de donde está ubicada la falla es afectada por la resistencia de arco de la misma.
- Es muy sensible a las oscilaciones en el SEP, esto se debe a la gran extensión que está cubierta por su característica circular.

- El relé de impedancia es aplicado en líneas de transmisión que tienen una distancia moderada, es decir líneas de transmisiones no muy largas ni muy cortas.

### 2.10.5.2 Característica Mho

Este tipo de protección de distancia combina las propiedades del relé de impedancia y de la unidad direccional, opera únicamente para fallas que detectan por delante del relé; además su alcance varía de acuerdo al ángulo de falla, sin embargo sigue brindando una característica circular [22].

En la Figura 2.12 se muestra el relé de distancia según la característica de admitancia o tipo mho.

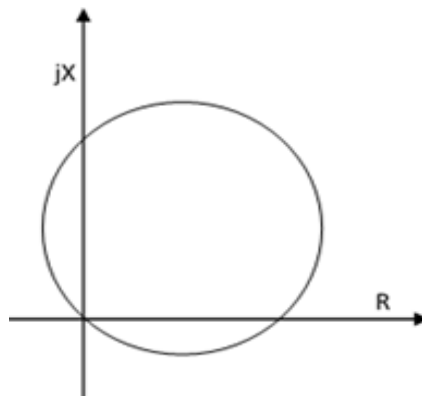


Figura 2.12. Característica tipo Mho. [22]

### 2.10.5.3 Característica Poligonal

Esta protección de distancia provee de un alcance extendido primordialmente en líneas de transmisión, ya que utiliza tres elementos de medición independientes: unidad direccional, alcance por reactancia y ángulo; de este modo se establece su operación únicamente cuando las tres unidades han operado [22].

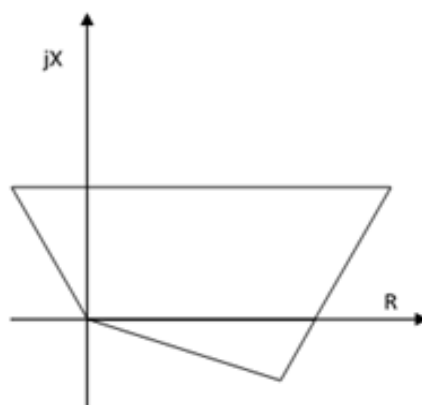


Figura 2.13. Característica Poligonal. [22]

En la Figura 2.13 se muestra el relé de distancia según la característica poligonal.

## 2.11 COORDINACIÓN DEL RELÉ DE DISTANCIA

La protección de distancia como se lo había mencionado anteriormente tiene la capacidad de discriminar entre fallas que ocurren en diferentes partes del sistema en función de la impedancia calculada por la misma hasta el punto de falla, esto implica la comparación de la corriente de falla con el voltaje en el punto de instalación del relé.

El relé de distancia es considerado uno de los dispositivos más importantes dentro de un SEP, esto se debe a que funcionan como protección principal en las líneas de transmisión, su funcionamiento se basa en la medición constante de voltaje y corriente al inicio o al fin de la línea de transmisión. Esta protección es la que debe operar inmediatamente al momento de producirse una falla y despejarla instantáneamente o, en espacios de tiempo muy cortos, para evitar daños en equipos de la red y garantizar la continuidad de corriente eléctrica en zonas que no se encuentren afectadas por dicha falla [23].

En el relé de distancia se pueden considerar varias zonas de operación, cada uno de ellas tiene su tiempo de operación para coordinación con los demás relés de las líneas de transmisión adyacentes [23].

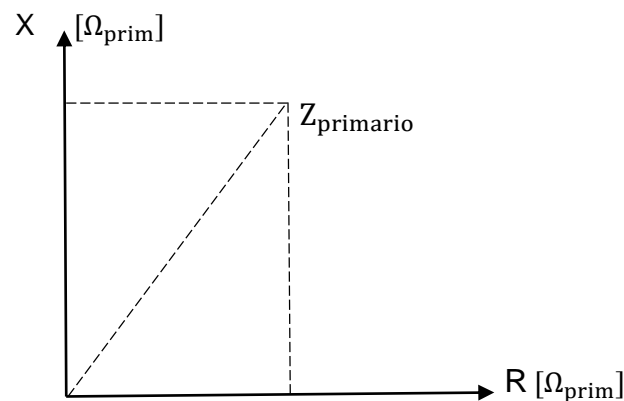
Se considera la operación de la zona uno para un relé de distancia como protección principal con un tiempo de operación instantáneo, mientras que la zona dos tiene un tiempo de operación mayor que la zona uno. La zona tres opera como respaldo, es decir protege a los elementos adyacentes y a la línea principal con un tiempo de operación mayor a la zona 1 y zona 2 [23].

- $t_{zona2} = 300 \text{ ms} - 400 \text{ ms}$
- $t_{zona3} = (1 - 1.5) \text{ s}$

Cada relé de distancia define valores de impedancia para el ajuste de cada zona y ajustes de tiempo de retardo para las zona 2 y zona 3; es decir, se utiliza una secuencia ordenada para la coordinación (principal y respaldo) [23].

### 2.11.1 PLANO COMPLEJO R - X

Las zonas de operación de un relé de distancia son verificadas mediante el plano complejo R – X, el mismo que se muestra en la Figura 2.14, y representa los componentes de la impedancia de un SEP, además de la ubicación de la relación voltaje - corriente que ven los relés en los extremos de la línea de transmisión. Se observa que el eje de las abscisas representa a la parte resistiva R, y el eje de las ordenadas representa a la parte reactiva X [23].



**Figura 2.14.** Diagrama R – X para líneas de transmisión. [23]

La impedancia vista por el relé en términos primarios está definida por:

$$Z_{\text{primario}} = \frac{V_{\text{primario}}}{I_{\text{primario}}} \quad (2.13)$$

En la ecuación 2.13 se puede deducir que  $V_{\text{primario}}$  e  $I_{\text{primario}}$  representan los fasores de voltaje y corriente primarios, respectivamente [23].

### 2.11.2 RESISTENCIA DE FALLA

Un aspecto básico de la protección de distancia es el efecto de la resistencia de falla. Por lo general la mayoría de fallas son resistivas y pueden tener una resistencia de arco y una resistencia de falla a neutro, las mismas que pueden ser constantes mientras dure la falla o pueden variar con la elongación del arco. Es decir, al existir una falla se produce un arco eléctrico que durante su tiempo de duración posee un valor de resistencia [23].

Debido a que la red tiene una topología similar en todas las líneas de transmisión, además de estar conectadas mediante un cable de guarda y de poseer su propia

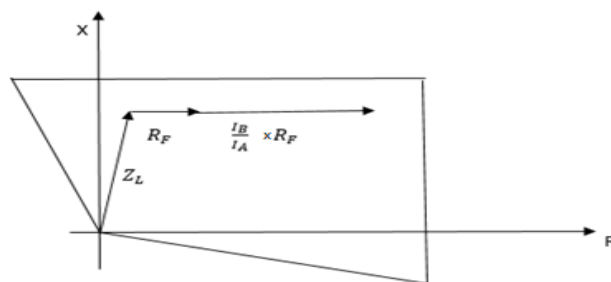
puesta tierra, se considera un valor de resistencia equivalente para fallas entre fases y para fallas con contacto a neutro [23].

Sin embargo, pese a que la resistencia de falla no es constante en todo su tiempo de duración, para la aplicación de relés de protección en las líneas de transmisión en el presente trabajo se asume constante de la siguiente manera [23]:

Los valores de la resistencia de falla se realizaron en base a la norma técnica Internacional IEC6960, la misma que se encuentra especificada dentro del programa computacional PowerFactory de DlgSILENT.

$$\text{Fase: } R_F = 10 \Omega$$

$$\text{Tierra: } R_F = 20 \Omega$$



**Figura 2.15.** Efecto de la resistencia de falla. [4]

Donde:

- $Z_L$  = Impedancia de la línea.
- $I_A$  = Corriente desde la fuente A.
- $I_B$  = Corriente hacia la fuente B.

En la Figura 2.15 se muestra el efecto de la resistencia de falla con una fuente en ambos extremos.

### 2.11.2.1 Resistencia de Arco

Existen diversas formas para calcular la resistencia de arco en una falla en líneas de transmisión, es decir; ecuaciones empíricas donde se considera la longitud de arco y la corriente de falla.

La resistencia de arco puede ser estimada mediante la ecuación empírica de Warrington [23].

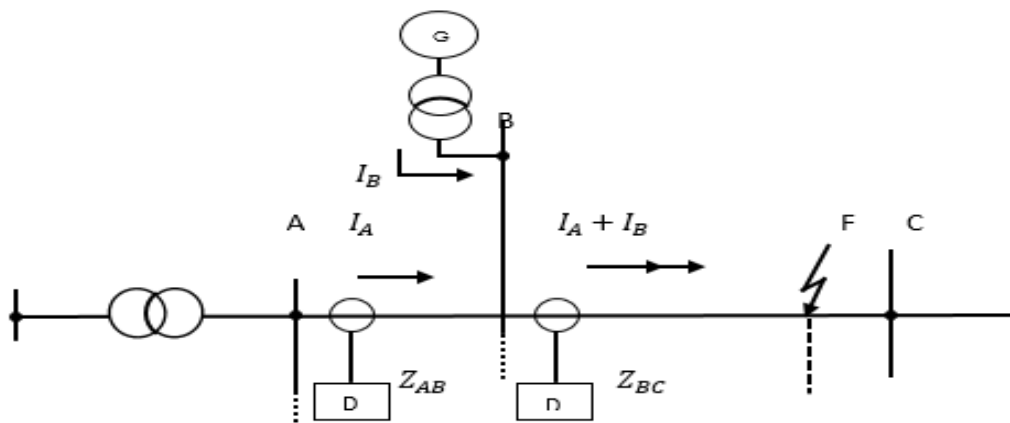
$$R_{arco} = \frac{8.750 \times l}{I^{1.4}} \quad (2.14)$$

Donde:

- $l$  = Longitud del arco en pies.
- $I$  = Corriente de falla estimada en amperios.

### 2.11.2.2 Efecto de Fuente intermedia o infeed

Este efecto aparece cuando en un sistema mallado hay aportación a la falla de fuentes intermedias o por ambos extremos de la línea de transmisión, en otras palabras, el efecto infeed aparece cuando se tienen fuentes de contribución de cortocircuito en las zonas de protección, este efecto puede alterar de gran manera la impedancia vista por el relé [23].



**Figura 2.16.** Fuente Intermedia. [23]

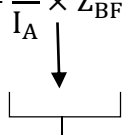
Es decir; el relé mira una impedancia que ya no pertenece al porcentaje de la línea de transmisión [23].

En la Figura 2.16 se observa un SEP, que es de ayuda para explicar el efecto infeed. Al realizar un análisis del circuito, la impedancia que observa el relé durante la falla es [23]:



$$U_A = I_A \times Z_{AB} + (I_A + I_B) \times Z_{BF} \quad (2.15)$$

$$U_A = I_A \times (Z_{AB} + Z_{BF}) + I_B \times Z_{BF} \quad (2.16)$$

$$Z_{\text{relé}} = \frac{U_A}{I_A} = Z_{AB} + Z_{BF} + \frac{I_B}{I_A} \times Z_{BF} \quad (2.17)$$


$\Delta Z$  (error de medición)

$$Z_{\text{relé}} = Z_{A-B} + (1 + K)Z_{B-C} \quad (2.18)$$

$$K = \frac{I_{\text{total}} - \text{infeed}}{I_{\text{relé}}} \quad (2.19)$$

### 2.11.3 CRITERIOS DE AJUSTE PARA ZONA 1

La zona uno es instantánea, se la considera una zona para protección primaria de la línea de transmisión en la cual opera el relé, en la zona uno se contempla cierto tipo de error en los TPs y TCs y por esta razón no se puede ajustar un alcance del 100% de la longitud de la línea y se ajusta del 75% al 95%, es decir tiene un margen de error del 25 y 5%, pese a este criterio esta zona debe cubrir la mayor distancia posible pero no alcanzar más allá de la barra remota.

En el presente trabajo de titulación para esta zona se considera el 80% de la línea de transmisión.

### 2.11.4 CRITERIOS DE COORDINACIÓN PARA ZONA 2

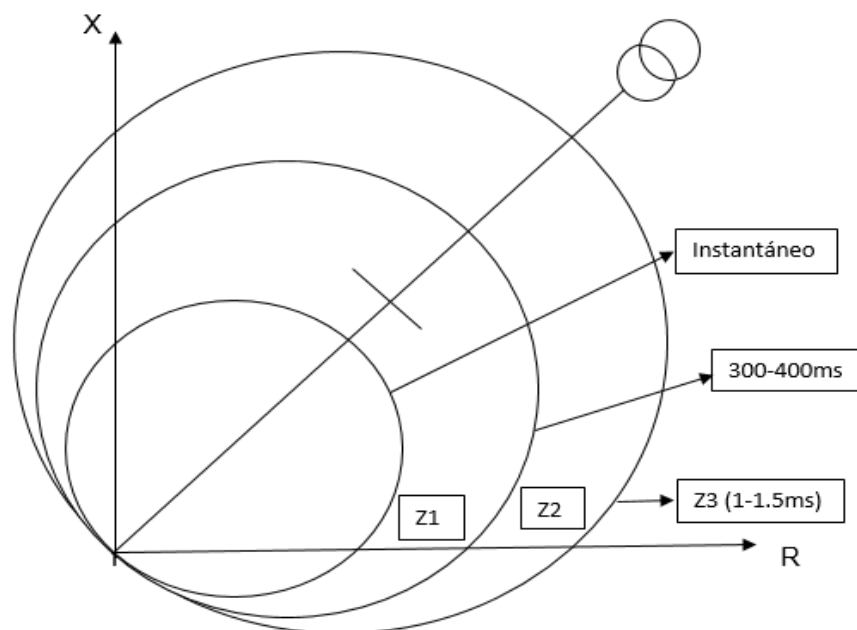
La zona dos en comparación a la zona uno, tiene un retardo de operación. Esto se debe a que la zona dos debe permitir que opere primero zona uno, este retardo considera algunos tiempos de operación entre los cuales está el tiempo de operación de las protecciones de la línea adyacente, tiempo del reset del relé, tiempo que se demora el relé de distancia en iniciar su operación [24].

El tiempo de retardo para la zona dos se establece entre 300 a 400 ms.

La zona dos se ajusta al 100% de la impedancia de la línea de transmisión más el 50% de la impedancia de línea de transmisión más corta adyacente que se encuentre en el mismo nivel de voltaje [24].

### 2.11.5 CRITERIOS DE COORDINACIÓN PARA ZONA 3

Por lo general la zona tres funciona como una protección de respaldo, es decir cubre a los elementos adyacentes. Esta zona se caracteriza por cubrir todo lo que se encuentre dentro del criterio de ajuste, a un mismo nivel de voltaje, es decir; si al cubrir los elementos existe un transformador, este sería el límite de protección de la zona tres, ya que el transformador presenta una impedancia mucho mayor que una línea de transmisión [24].



**Figura 2.17.** Zonas de protección del relé de distancia. [Elaboración Propia]

El tiempo de retardo de la zona tres se establece entre 1 a 1.5 ms, dentro de este tiempo de retardo se encuentra considerando los tiempos de operación de la línea adyacente de la zona dos [24].

En la Figura 2.17 se muestra como la zona tres cubre sólo hasta encontrarse con el transformador para no cambiar el nivel de voltaje.

Por lo tanto, para el presente estudio el criterio de ajuste para las tres zonas de operación se define como:

$$Z_1 = 80\% \times Z_{L1} \quad (2.20)$$

$$Z_2 = 100\% + (50\% L/T \text{ MÁS CORTA}) \quad (2.21)$$

$$Z_3 = 100\% + (100\% L/T \text{ MÁS LARGA}) \quad (2.22)$$

## 2.12 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

Un transformador es uno de los elementos más importantes de un SEP, es por este motivo que debe estar protegido adecuadamente.

Para proteger adecuadamente a un transformador es necesario tomar en cuenta lo siguiente [24]:

- Proteger al transformador contra sobrecargas y cortocircuitos.
- El transformador debe sufrir sobrecargas de duración corta sin sufrir ningún tipo de daño.
- El transformador debe soportar la corriente de magnetización (inrush).
- El transformador debe soportar daños ante descargas atmosféricas.
- Lo primero que se debe realizar cuando exista algún tipo de falla es desconectar al transformador lo más rápido posible y acortar la cantidad de fluido eléctrico por falla que va a transmitirse a través del transformador.
- Proteger al SEP de posibles fallas que estén presentes en el transformador.

### 2.12.1 FALLAS MÁS COMUNES EN LOS TRANSFORMADORES

Una falla en los transformadores puede presentarse por contacto entre los bobinados del transformador cuando se pierde el aislamiento o se produce algún tipo de daño físico de dicho elemento. Además de fallas en los bobinados pueden presentar fallas, en los bushings, en el núcleo, en el cambiador de tomas del transformador, además de producirse fallas en la caja de conexión de los terminales [25].

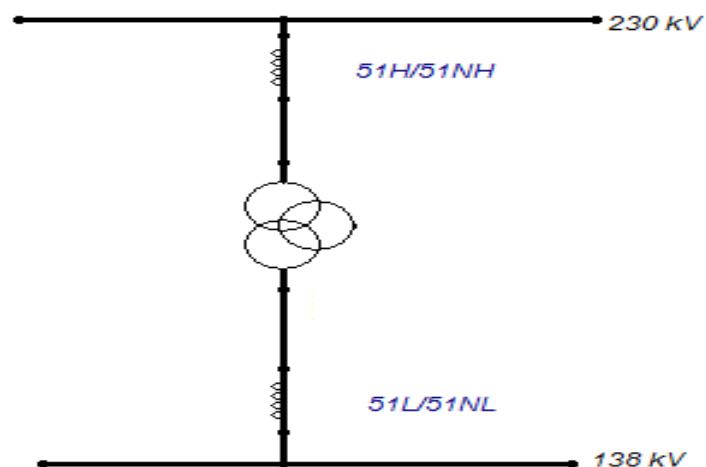
Los transformadores están sujetos a pocos tipos de fallas, esto se debe a que los transformadores no tienen tantos elementos que puedan verse afectados (a diferencia de los generadores).

Algo muy común en los transformadores es el sobrecalentamiento de sus devanados, esto se debe a las sobrecargas o fallas en el sistema de refrigeración que posee el transformador, esta falla no es muy peligrosa debido a que el transformador está diseñado para soportar sobrecargas pero por un tiempo determinado, es decir; si el tiempo de sobrecarga se extiende, la vida útil del transformador se reduce significativamente. Un transformador puede llegar a soportar una temperatura máxima de 150°C [25].

La protección principal de un transformador es la protección diferencial, sin embargo, considerando el alcance del presente trabajo, se considera únicamente la protección de sobrecorriente que actúa como protección de respaldo. Para establecer el criterio de ajuste y coordinación de protección del transformador se considera al relé 51 (relé de sobrecorriente temporizado), el mismo que toma en cuenta ciertos aspectos básicos como son [25]:

- Corriente de Tap ( $I_{TAP}$ ).
- Tipo de curva.
- Dial.

En el transformador que se muestra en la Figura 2.18 se colocan dos relés de sobrecorriente temporizado, uno para el lado de bajo voltaje (51L/ 51NL) y otro para el lado de alto voltaje del transformador (51H/ 51NH) con un tiempo de operación de 300 ms y 600 ms, respectivamente, para fallas en la barra de bajo voltaje.



**Figura 2.18.** Transformador 230/ 138 kV con relés de alto y bajo voltaje. [Elaboración Propia]

## 2.13 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

El estudio de coordinación de protecciones eléctricas se basa en un estudio organizado de tiempo-corriente de todos los equipos que se encuentren en el SEP desde la generación hasta la carga. Este estudio se lo realiza haciendo una comparación del tiempo en donde las protecciones operan cuando ciertos niveles de corriente que no son normales pasan a través de los dispositivos de protección [26].

Uno de los objetivos del estudio de coordinación de protecciones es determinar los ajustes y curvas características de las protecciones [26].

En primera instancia se debe ajustar el valor de la corriente de Tap y del Dial junto con la selección del tipo de curva con los criterios mencionados anteriormente. Una vez culminada esta parte para la coordinación es necesario tomar en cuenta algunos aspectos básicos para todos los relés como son [26]:

- La coordinación comienza con ajustar los relés principales y de respaldo, para asegurar al sistema que opere de una manera rápida y adecuada.
- Todos los relés del sistema deben tener una secuencia de coordinación, esto quiere decir que si un disyuntor no opera o el relé está dañado, los relés de respaldo deben actuar para aislar la falla lo más rápido posible.
- Se obtiene un intervalo de tiempo de operación del relé de 300 ms establecido como tiempo de operación máximo para un relé primario.
- Se debe tomar en cuenta que los relés primarios de la línea de transmisión que está en falla deben operar antes que los relés de respaldo [27].

### 2.13.1 COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE LÍNEAS

En las líneas de transmisión al igual que en el resto del sistema, es necesario tener un sistema de protección que permita:

- Aislar fallas en las instalaciones en las que ocurren y reanudar el servicio eléctrico en el menor tiempo posible.

- Determinar las condiciones para las cuales el SEP se ve perjudicado como son cortocircuitos externos a las líneas de transmisión y sobrevoltajes permanentes [27].

Las protecciones tienen como objetivo principal, la desconexión del elemento que está fallando, pero únicamente de ese elemento sin la necesidad de desconectar a otro elemento que se encuentre adyacente, a esto se le denomina *selectividad absoluta*. Existen ocasiones pero únicamente como respaldo, donde se necesita que los relés se desconecten garantizando la alimentación de algunas zonas de sistemas que se encuentren adyacentes a ellas, en el único caso que las protecciones por alguna razón no actúen, a este proceso se le conoce con el nombre de *selectividad relativa* [27].

Todos los sistemas de protección están constituidos por equipos que están exentos de fallas, por tal motivo es estrictamente necesario que otros elementos pueden actuar cuando los equipos principales fallen en la operación, a esto se lo denomina *respaldo*. Por tanto, existen dos tipos de respaldos en las protecciones: locales y remotos.

Los respaldos locales generalmente son aquellos dispositivos que controlan el mismo interruptor que comandan las protecciones principales. Si una protección principal falla en la operación, la protección de respaldo local intenta abrir el mismo interruptor. El respaldo local tiene como ventaja que no desconecta otro elemento del SEP, sino solo los que están fallando [27].

Por el contrario, el respaldo local tiene como desventaja que incrementa el costo de diseño de las protecciones. Algo que no es tomado como una desventaja muy grande debido a que algunas protecciones principales y de respaldo instaladas para detectar la falla en cuestión, sirven como respaldo para identificar y desconectar fallas en elementos ajenos (diferentes) al elemento principal protegido [27]. De esta manera estas protecciones se constituyen también en un respaldo remoto.

El respaldo remoto está constituido por dispositivos que instalados en un interruptor remoto, actúan si las protecciones del elemento en falla no lo hacen. Su desventaja es que cuando actúa el respaldo remoto, siempre se desconectan

elementos del SEP que no estaban fallando, es decir este tipo de respaldo es importante y siempre debe garantizarse en las protecciones contra cortocircuitos [28].

## **2.14 CARACTERÍSTICAS DEL PROGRAMA POWERFACTORY DE DIgSILENT**

El programa PowerFactory de DIgSILENT es una herramienta que es utilizada para el análisis de SEP, este programa permite realizar simulaciones digitales y de cálculo de redes eléctricas. Utiliza modelos de cálculo que se encuentran basados en normas y teorías conocidas y aceptadas mundialmente como son la IEEE/ ANSI e IEC [28].

A continuación se mencionan los módulos necesarios para la realización de este estudio técnico, de los cuales consta PowerFactory [28]:

### **Cortocircuitos**

- Cálculo de cortocircuitos monofásicos, bifásicos a tierra, bifásicos y trifásicos en base a normas ANSI e IEC 60909 (Este último es el utilizado en este trabajo).
- Análisis de fallas múltiples.

### **Protecciones**

- Modelación de TCs y TPs.
- Modelación de relés.
- Modelación de protección de distancia.

## **CAPÍTULO 3**

### **MODELACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

En este capítulo se detalla la información que fue recopilada para modelar el SEP. Una vez modelado se procedió a realizar la delimitación de la zona de influencia.

Para la modelación se trabajó en la base de datos proporcionada por el CENACE en la que se incluyó la parte de 500 kV con la información facilitada por CELEC EP –TRANSELECTRIC.

#### **3.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE 500 kV**

##### **3.2.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE 500 kV**

La incorporación de nuevos proyectos de generación tales como: Coca Codo Sinclair de 1500 MW de capacidad, Sopladora de 487 MW, Toachi Pilatón de 253 MW, Minas San Francisco de 276 MW, entre otros conlleva a una reestructuración actual de la topología de la red, haciéndose necesario la implementación de un nuevo sistema de transmisión a 500 kV, el cual se realizó con estudios preliminares hechos por CELEC EP – TRANSELECTRIC, los mismos que fueron aprobados por el ARCONEL en el Plan de Expansión de Transmisión periodo 2007-2016.

En relación a lo antes expuesto, se realiza una breve explicación acerca del sistema de transmisión de 500 kV.

##### **3.2.2 TIPO DE ESTRUCTURA O TORRE**

Para la modelación de las líneas de transmisión se utilizó cuatro tipos de estructuras las mismas que se mencionan a continuación:

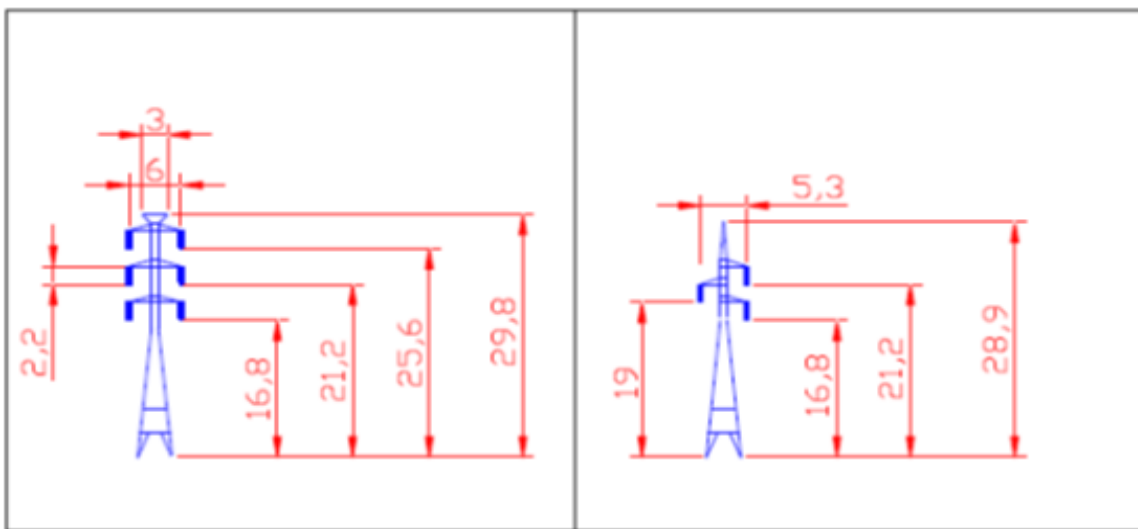
- 138 kV simple circuito.
- 138 kV doble circuito.
- 230 kV doble circuito.



- 500 kV simple circuito.

Cuyos conductores de fase y de guarda están ubicados de acuerdo a coordenadas en metros, considerando que el eje vertical (*eje y*) pasa por el centro de la torre y el eje horizontal (*eje x*) se encuentra a nivel del suelo (ver Figura 3.1 a y b, Figura 3.2 y Figura 3.3). Las mediciones se encuentran en metros.

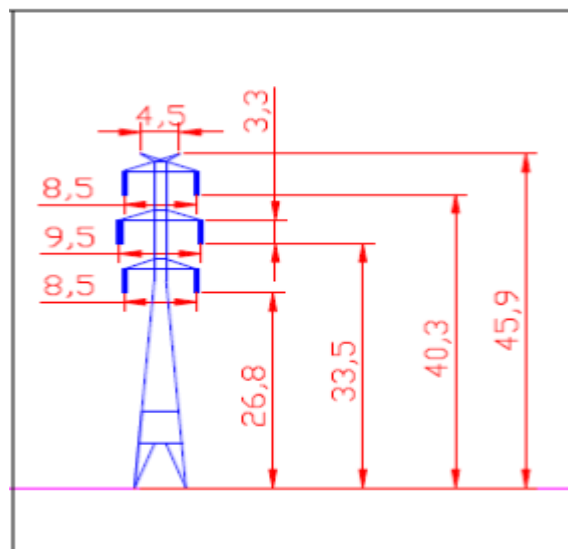
De acuerdo a datos proporcionados por CELEC EP – TRANSELECTRIC, se tiene:



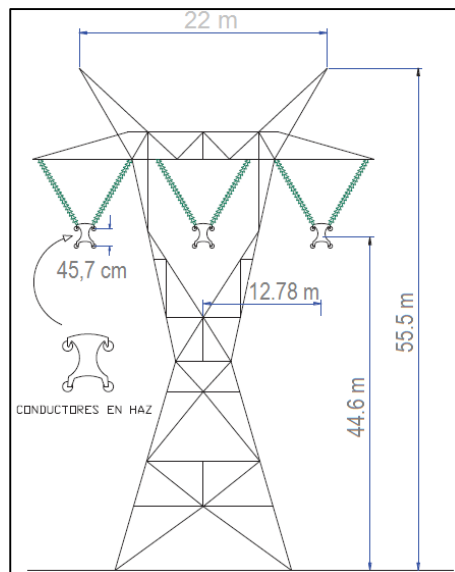
a) Doble circuito

b) Simple circuito

**Figura 3.1.** Disposición geométrica. Torre 138 kV. [26]



**Figura 3.2.** Disposición geométrica. Torre 230 kV. [26]



**Figura 3.3.** Disposición geométrica. Torre 500 kV. [26]

### 3.2.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 500 kV

Las líneas de transmisión a 500 kV son: Coca Codo Sinclair-San Rafael, San Rafael-El Inga (Quito), El Inga-Tisaleo (Ambato), Tisaleo-Chorrillos (Guayaquil).

En la Tabla 3.1 se muestra las características técnicas de las líneas de transmisión de 500 kV.

**Tabla 3.1.** Características técnicas de las líneas de transmisión a 500 kV. [5]

Línea de Transmisión	Longitud [km]	Descripción
Coca Codo Sinclair	7	2 Líneas de simple circuito, haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM por fase
San Rafael-El Inga	123,9	2 Líneas de simple circuito , haz de 4 conductores ACAR 1100 MCM por fase
El Inga- Tisaleo	150	1 Línea simple circuito, haz de 3 conductores ACAR 1100 MCM por fase
Tisaleo- Chorrillos	200	1 Línea de simple circuito, haz de 3 conductores ACAR 1100 MCM por fase

### **3.2.4 SUBESTACIONES**

Las subestaciones de 500 kV tienen un esquema doble barra principal más by-pass [28]. A continuación se presentan los datos de las subestaciones que influyen dentro de la zona norte del sistema nacional de transmisión:

#### **3.2.4.1 Subestación San Rafael 500/230 kV**

- Un banco de transformadores monofásicos (ATH) de 50 MVA, 500/230 kV.
- Dos bancos de reactores de línea monofásicos (RL6, RL8) de 30 MVA, 500 kV.

#### **3.2.4.2 Subestación El Inga 500/230 kV**

- Tres bancos de autotransformadores monofásicos (ATH, ATI, ATJ) marca SPECO de 600 MVA cada uno, 500/230.
- Dos bancos de reactores de línea monofásicos (RL6, RL8) de 30 MVA, 500 kV.
- Un banco de reactores monofásicos (RB) de 30 MVA, 500 kV.
- Un banco trifásico marca HYOSUNG de 300 MVA, 230/138 kV.

#### **3.2.4.3 Subestación Pomasqui 230/138 kV**

- Un autotransformador trifásico (ATT) marca HYOSUNG de 300 MVA, 230/138/13,8 kV.
- Un autotransformador trifásico (ATU) marca SIEMENS de 300 MVA, 230/138 kV.
- Un banco de reactores monofásicos (RCW) de 25 MVA, 230 kV.

#### **3.2.4.4 Subestación Santa Rosa 230/138 kV**

- Un banco de autotransformadores monofásicos (ATT) marca ABB de 375 MVA, 230/138 kV.
- Un banco de autotransformadores monofásicos (ATU) marca OSAKA de 375 MVA, 230/138 kV.
- Un transformador trifásico (TRN) marca D'LEGNANO de 75 MVA, 138/46 kV.
- Un transformador trifásico (TRP) marca SIEMENS de 75 MVA, 138/46 kV.
- Dos bancos de reactores monofásicos (RCX, RCW) de 10 MVA, 13,8 kV.

- Tres bancos de capacitores monofásicos (C1, C2, C3) de 27 MVar, 138 kV.

#### 3.2.4.5 Subestación Vicentina 138 kV

- Un transformador trifásico (T1) marca SHENDA de 100 MVA, 138/46 kV.
- Un autotransformador trifásico (T2) marca SIEMENS de 100 MVA, 138/46 kV.

### 3.3 MODELACIÓN DEL TIPO DE TORRE PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 500 kV

Todas las líneas de transmisión de 500 kV fueron modeladas con el tipo de torre de la Figura 3.3, sin embargo para presentar un ejemplo de esta modelación se considera la línea de transmisión Coca Codo Sinclair-San Rafael\_500 kV, la misma que tiene los siguientes parámetros eléctricos [26]:

La Tabla 3.2 proporciona información de toda la línea de transmisión Coca Codo Sinclair-San Rafael.

**Tabla 3.2.** Parámetros de la L/T Coca Codo Sinclair-San Rafael\_500 kV. [28]

Línea de Transmisión	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
				R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [uS/km]	R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [uS/km]
Coca Codo Sinclair-San Rafael	2,9	7	500	0,107961	2,325673	4,9857	1,60713	6,62655	3,155231


Conformada por dos circuitos paralelos que parten desde la subestación Coca Codo Sinclair y llegan hasta la subestación San Rafael, las características eléctricas son las siguientes:

- Dos circuitos paralelos a 500 kV, con una longitud de 7 km cada uno, una corriente nominal de 2,9 kA, a una frecuencia de 60 Hz de tres fases, cada fase está constituida por un haz de tres conductores de aleación de aluminio ACAR 1100 MCM 18/19 [28].
- Cada uno de los circuitos paralelos tiene dos cables de guarda, uno de acero y el otro OPGW para transferencia de datos.

### 3.3.1 MODELACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para la modelación de las líneas de transmisión es necesario establecer una secuencia de pasos, los mismos que se describen a continuación y se los realiza en el programa PowerFactory de DlgSILENT.

#### 3.3.1.1 Crear nuevo tipo de elemento

En la ventana que aparece a continuación, se selecciona *Librería* y se hace clic sobre el botón *Nuevo objeto* :

En la Figura 3.4 se ilustra la manera de ingresar un nuevo objeto en el programa PowerFactory de DlgSILENT.

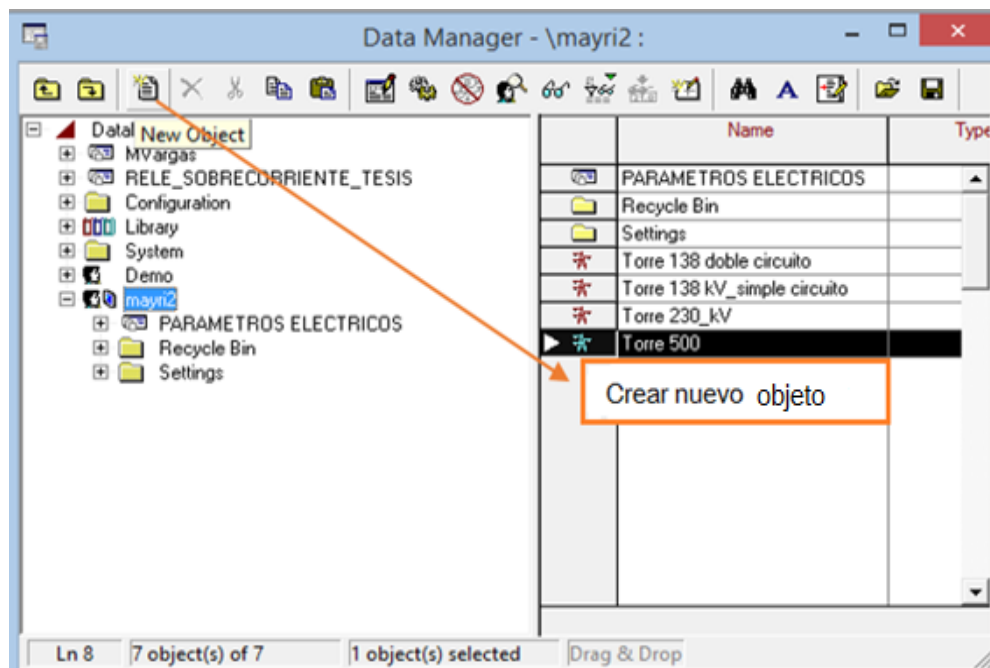
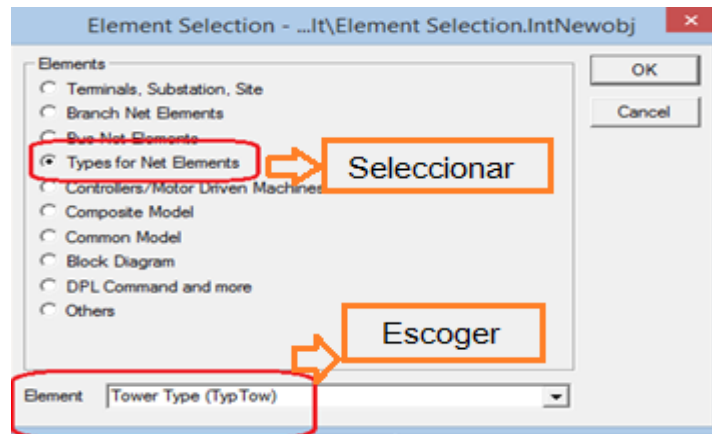


Figura 3.4. Creación de un nuevo objeto. [Captura de pantalla de PowerFactory]

#### 3.3.1.2 Crear tipo de torre

A continuación, se selecciona la opción *Tipos de elementos de red* y se deben escoger *Tipo de Torre* (TypTow).

En la Figura 3.5 se ilustra la manera de seleccionar y escoger el tipo de torre.



**Figura 3.5.** Selección del tipo de torre. [Captura de pantalla de PowerFactory]

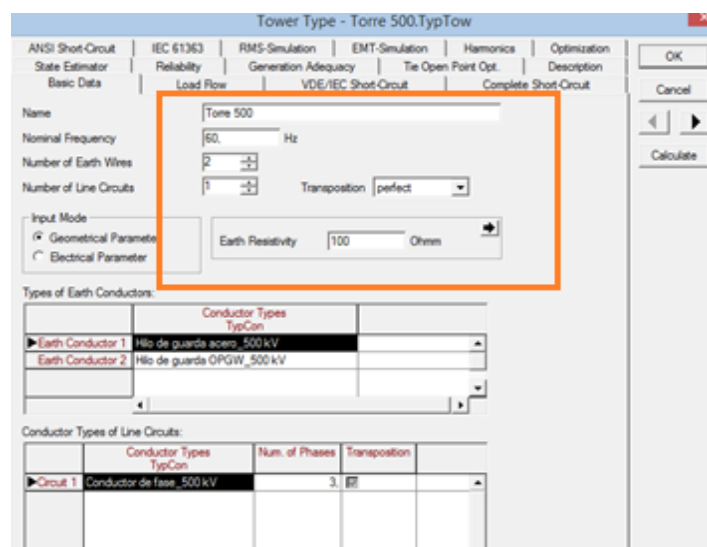
### 3.3.1.3 Parámetros a ingresar

En la ventana de la Figura 3.6 colocar los parámetros eléctricos que se muestran en la Tabla 3.3:

**Tabla 3.3** Parámetros de la Torre de 500 kV. [4]

Parámetros	Datos
Nombre de la estructura	Torre 500_kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Número de conductores de tierra	2
Número de circuitos	1
Resistividad	100 ohm/m
Transposición	perfecta

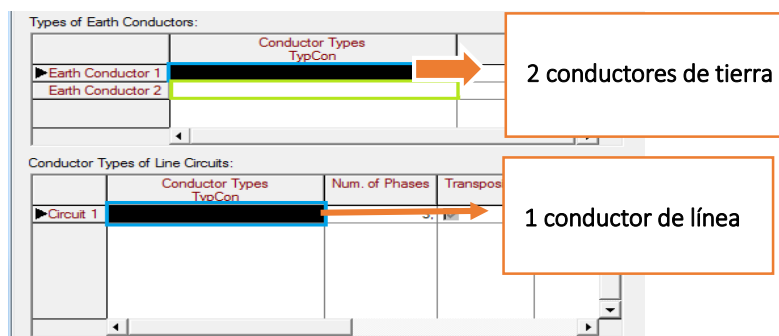
En la Figura 3.6 se muestra el ingreso de los parámetros de la torre de 500 kV.



**Figura 3.6.** Ingreso de parámetros de la torre de 500 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]


### 3.3.1.4 Crear tipo de conductor

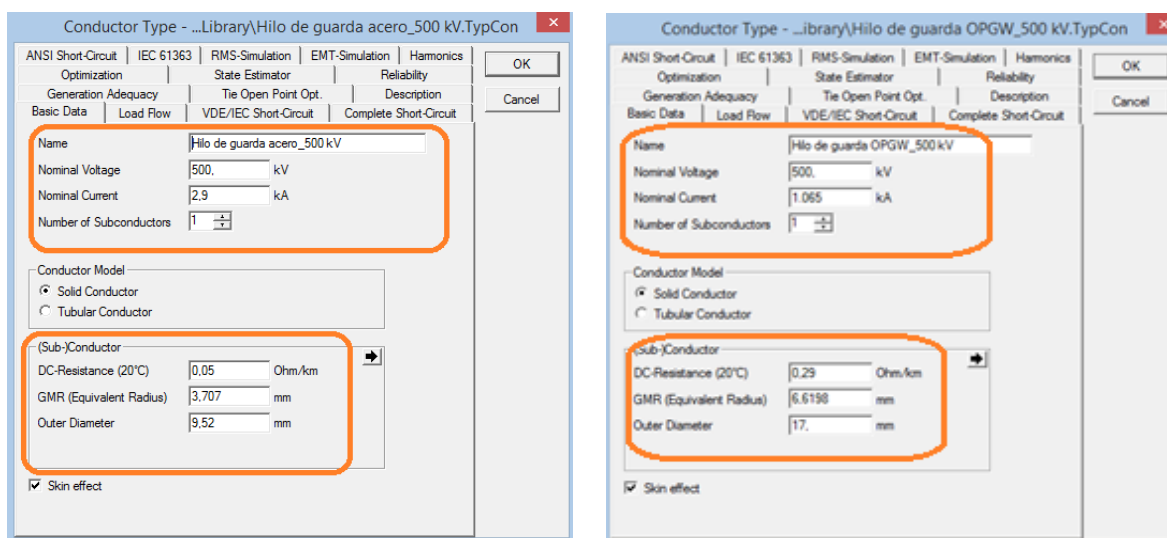
En la ventana anterior se debe hacer clic sobre cada uno de los espacios junto a cada uno de los tipos de conductor, para este caso dos conductores de tierra y uno de línea, y hacer doble clic.



**Figura 3.7.** Ingreso de conductores de la torre de 500 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 3.7 se ilustra la manera de crear el tipo de conductor tanto para el cable de guarda como para el cable de fase.

Seleccionar “Nuevo objeto” , y en la nueva ventana se debe ingresar los parámetros eléctricos utilizando la hoja de datos del ACAR para cada uno de los conductores que se van a utilizar.



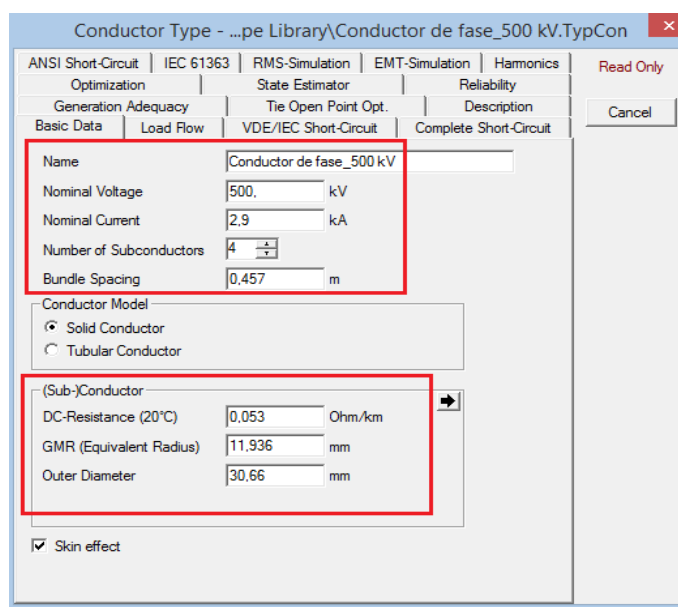
**a)** Cable de guarda acero

**b)** Cable de guarda OPGW

**Figura 3.8.** Modelación cable de guarda 500 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 3.8 se ilustra el ingreso de los parámetros del cable de guarda de acero y OPGW, respectivamente.

En la Figura 3.9 se observa que para el conductor de fase de 500 kV se coloca un número de cuatro subconductores para el caso de la línea Coca Codo Sinclair – San Rafael que se ha tomado como ejemplo.



**Figura 3.9.** Modelación cable de fase 500 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Sin embargo para ilustración del lector en la Figura 3.10 se muestra una fotografía de la línea de transmisión El Inga-Tisaleo de 500 kV en la que se puede observar que cada fase de esta línea está compuesta por un haz de tres subconductores.

Se ha considerado como punto de referencia el centro de la torre para el eje horizontal, en donde se sitúa el haz de conductores de la fase *B* y a partir de este punto se sitúan de forma simétrica las otras dos fases. Las alturas de los conductores están referenciadas al suelo, donde es necesario tener en cuenta que los conductores están soportados por una cadena de aisladores de vidrio templado.


Una vez creado el tipo de conductor tanto para los hilos de guarda como para el de fase se debe importar en cada uno de los tipos de conductores en la ventana del *Tipo de Torre* (TypTow).



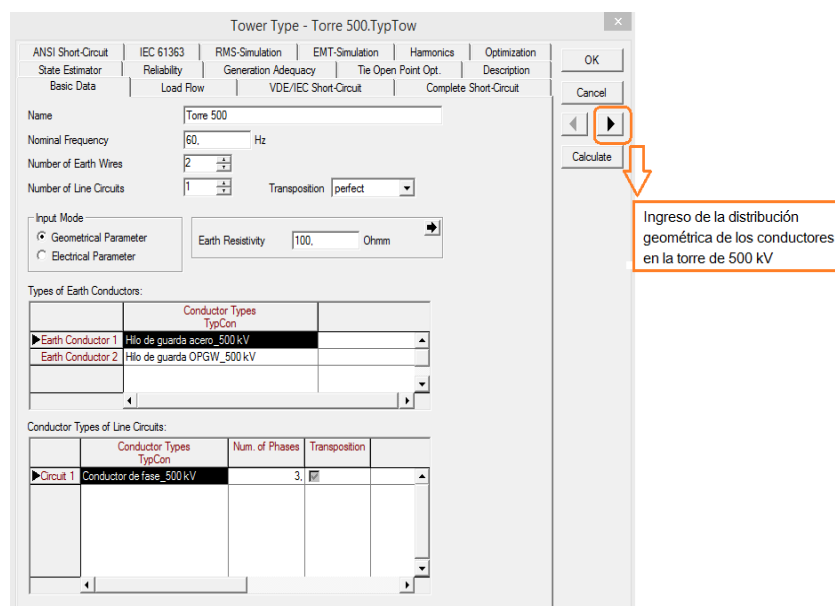


**Figura 3.10.** Torre de transmisión 323 de la L/T Inga-Tisaleo\_500 kV [28].

### 3.3.1.5 Disposición geométrica de los conductores.

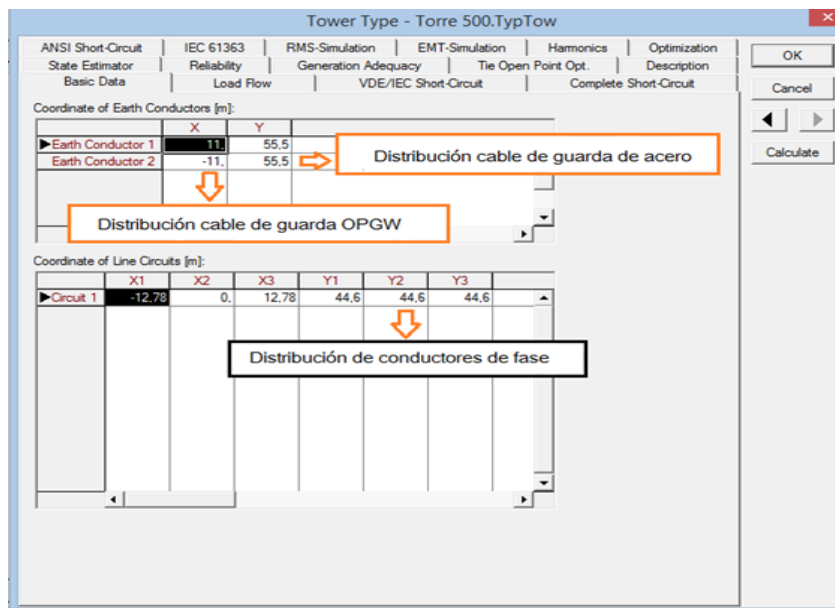
En la ventana del *Tipo de Torre* (TypTow), hacer clic sobre el botón  y se despliega una nueva ventana como se muestra a continuación:

En la Figura 3.11 se muestra los datos ingresados de la Tabla 3.2



**Figura 3.11.** Ingreso de los conductores en la torre de 500 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Utilizando los datos de la Figura 3.3, para cada uno de los conductores se ingresa:



**Figura 3.12.** Captura de pantalla. Ingreso de datos de los conductores en la torre de 500 kV.  
[Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 3.12 se observa el ingreso de la distribución geométrica de los conductores para la torre de 500 kV.

### 3.4 MODELACIÓN DEL TIPO DE TORRE PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 kV

Para la modelación del tipo de torre del sistema de 230 kV se realizó el mismo procedimiento anterior que se utilizó para el ingreso de parámetros y datos de la modelación del sistema de 500 kV.

Se toma como referencia a la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV. Los parámetros eléctricos se muestran en la Tabla 3.4 [28]:

**Tabla 3.4.** Parámetros eléctricos de la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV. [28]

Línea de Transmisión	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
				R [Ω]	$X_L$ [Ω]	$B_C$ [uS/km]	R [Ω]	$X_L$ [Ω]	$B_C$ [uS/km]
Santa Rosa-Pomasqui	0,8334	45,9	230	2,514659	22,79633	3,38235	14,28362	67,88013	2,25419

Conformado por dos circuitos de transmisión que van desde la subestación Santa Rosa y llegan hasta la subestación Pomasqui, las características eléctricas son las siguientes:

- Dos circuitos a 230 kV, con una longitud de 45,9 km, una corriente nominal de 0,8334 kA, a una frecuencia de 60 Hz de tres fases, en las cuales cada fase está constituida por un conductor de aleación de aluminio ACAR 1200 MCM [28].
- La línea de transmisión tiene dos cables de guarda, uno es de acero y el otro es OPGW para transferencia de datos.

El procedimiento de modelación que se realizó para el sistema de 500 kV es la misma para cualquier línea de transmisión. Únicamente se cambian los parámetros ingresados para una torre de 230 kV, los mismos que se ilustran en la Tabla 3.4.

### 3.4.1. TIPOS DE CONDUCTOR

Para la modelación de la línea de transmisión de 230 kV se mencionan los siguientes tipos de conductores [25].

- Tipo de conductor tipo ACAR 1200 cuyos datos técnicos se detallan en la Tabla 3.5:

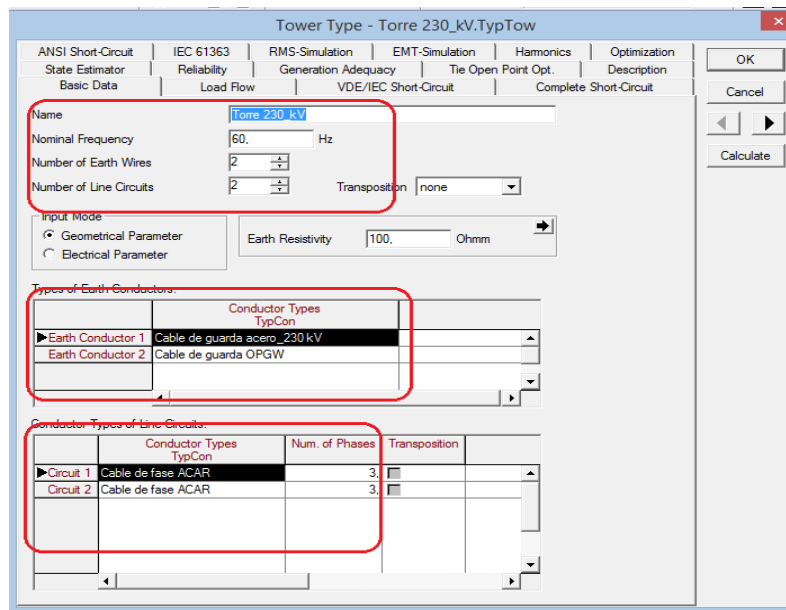
**Tabla 3.5.** Parámetros del conductor ACAR 1200. [28]

Nombre	Calibre AWG-MCM	GMR [mm]	Diámetro externo [mm]	Corriente [A]	Resistencia 20° C
ACAR	1200	15,99	31,99	0,8334	0,04857

- Para el hilo de guarda se muestran las características del conductor 3/8 cuyos datos técnicos se muestran en la Tabla 3.6.

**Tabla 3.6.** Parámetros del hilo de guarda. [28]

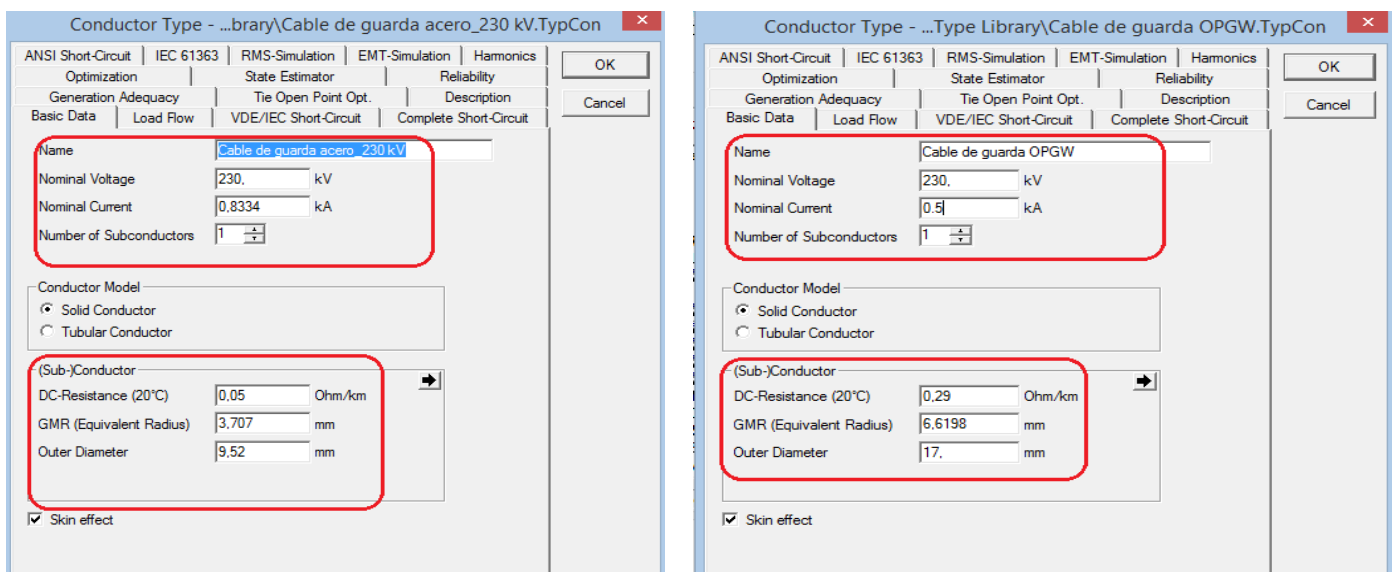
Nombre	Calibre AWG-MCM	Sección mm <sup>2</sup>	Tensión [kg]	Corriente [A]	Resistencia 20° C
Guarda	3/8" 7 hilos	70.00	4600.00	500	0.05



**Figura 3.13** Ingreso de parámetros Torre\_230 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 3.13 se muestra el ingreso de los parámetros para la torre de 230 kV.

Con el uso de los datos descritos en la Tabla 3.5 y Tabla 3.6, también se utiliza los datos de la hoja de datos del ACAR 1200. Se procede a ingresar los parámetros necesarios para modelar la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.



a) Modelación cable de guarda de acero

b) Modelación cable de guarda OPGW

**Figura 3.14.** Modelación cable de guarda. [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 3.14 se observa la modelación del cable de guarda de acero y para la modelación del cable OPGW para transferencia de datos.

**Figura 3.15.** Modelación conductor de fase. [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 3.15 se observa la modelación del conductor de fase.

En base a la Figura 3.2 se procede a ingresar la distribución geométrica de los conductores en la torre de 230 kV.

**Figura 3.16.** Ingreso de datos de los Conductores en la torre de 230 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 3.16 se observa el ingreso de la distribución geométrica de los conductores en la torre de 230 kV.

### 3.5 MODELACIÓN DEL TIPO DE TORRE PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 138 kV

#### 3.5.1 LÍNEA DE 138 kV SIMPLE CIRCUITO

Para la modelación del tipo de torre del sistema de 138 kV simple circuito se realizó el mismo procedimiento que se desarrolló para el ingreso de parámetros y datos de la modelación del sistema de 500 kV.

En la Tabla 3.7 se muestran los parámetros eléctricos de la línea de transmisión Ibarra-Tulcán\_138 kV que se tomó como referencia.

**Tabla 3.7.** Parámetros de la L/T Ibarra-Tulcán 138 kV. [28]

Línea de Transmisión simple circuito	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
				R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [ $\mu S/km$ ]	R [ $\Omega$ ]	$X_0$ [ $\Omega$ ]	$B_c$ [ $\mu S/km$ ]
Ibarra-Tulcán	0,469	74,48	138	0,11858	0,4831	3,4046	0,3486	1,602599	1,9652

Conformado por una línea de transmisión que parte desde la subestación Ibarra y llega hasta la subestación Tulcán, las características eléctricas son las siguientes:

- Una línea de transmisión de simple circuito a 138 kV, con una longitud de 74,5 km, una corriente nominal de 0,469 kA, frecuencia de 60 Hz de una fase, la misma que está constituida por un conductor de aleación de aluminio ACSR Flicker calibre 477 [28].
- La línea de transmisión tiene un cable de guarda que es el OPGW para transferencia de datos.

#### 3.5.1.1 Tipos de conductor

En este caso para la línea de transmisión en estudio se modelan los siguientes tipos de conductores [28].

- El tipo de conductor es el ACSR Flicker calibre 477 cuyos datos técnicos se detallan en la Tabla 3.8.

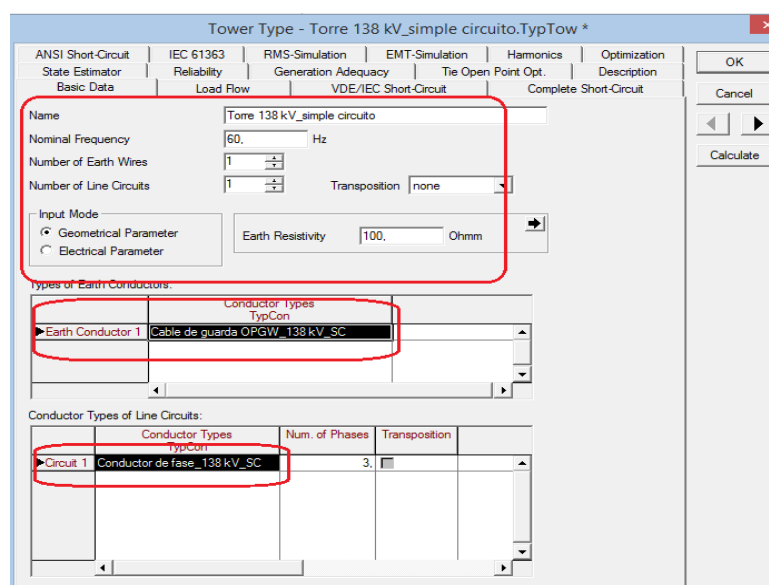
**Tabla 3.8.** Parámetros del conductor ACSR Flicker 477. [28]

Tipo	GMR [mm]	Diámetro externo	Resistencia 20° C [ohm/	Calibre
ACSR Flicker	8,6585	21,4884	0,1206	477

- Para el cable de guarda se muestran las características del conductor 3/8 en la Tabla 3.9.

**Tabla 3.9.** Parámetros del hilo de guarda 138 kV. [28]

Nombre	GMR [mm]	Diámetro externo [mm]	Resistencia 20° C [ohm/ km]
Guarda	4,98	12,8	0,29

**Figura 3.17.** Ingreso de parámetros Torre\_138 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 3.17 se muestra el ingreso de los parámetros de la torre de 138 kV a simple circuito, en la misma que se observa que se considera un cable de guarda y un conductor de fase.

Con el uso de los datos descritos en la Tabla 3.8 y Tabla 3.9, además de utilizar la hoja de datos del ACSR Flicker calibre 477 se procede a ingresar los parámetros necesarios para modelar la línea de transmisión Ibarra-Tulcán\_138 kV a simple circuito.

En la Figura 3.18 se muestra el ingreso de los parámetros del cable de guarda para la torre de 138 kV a simple circuito.

Field	Value	Unit
Name	Cable de guarda OPGW_138 kV_SC	
Nominal Voltage	138	kV
Nominal Current	0.5	kA
Number of Subconductors	1	
DC-Resistance (20°C)	0.29	Ohm/km
GMR (Equivalent Radius)	4.98	mm
Outer Diameter	12.8	mm

**Figura 3.18.** Modelación cable de guarda 138 kV simple circuito. [Captura de pantalla de PowerFactory]

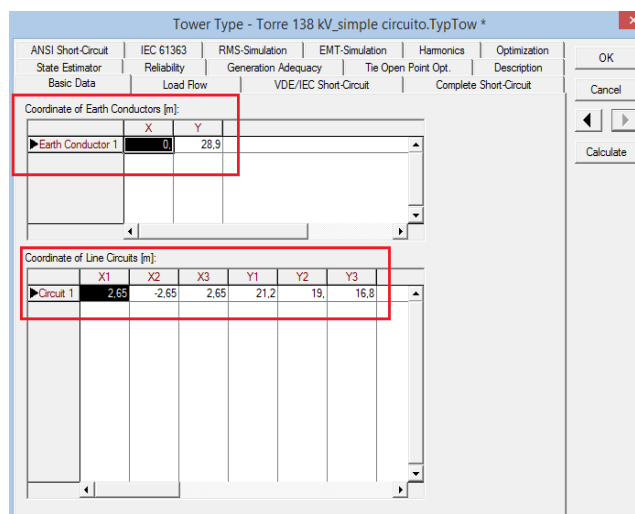
En la Figura 3.19 se muestra el ingreso de los parámetros eléctricos del conductor de fase para la torre de 138 kV a simple circuito.

Field	Value	Unit
Name	Conductor de fase_138 kV_SC	
Nominal Voltage	138	kV
Nominal Current	0.469	kA
Number of Subconductors	1	
DC-Resistance (20°C)	0.1206	Ohm/km
GMR (Equivalent Radius)	8.6585	mm
Outer Diameter	21.4884	mm

**Figura 3.19.** Modelación conductor de fase 138 kV simple circuito. [Captura de pantalla de PowerFactory]



En base a la Figura 3.20 se procede a ingresar la distribución geométrica de los conductores en la torre de 138 kV a simple circuito.



**Figura 3.20.** Ingreso de datos de los conductores en la torre de 138 kV. [Captura de pantalla de PowerFactory]

### 3.5.2 LÍNEA DE 138 kV DOBLE CIRCUITO

Para la modelación del tipo de torre del sistema de 138 kV de doble circuito se realizó el mismo procedimiento que se desarrolló anteriormente para el ingreso de parámetros y datos de la modelación del sistema de 500 kV.

Se toma como referencia a la línea de transmisión Ibarra-Pomasqui\_138 kV, sus parámetros eléctricos se muestran en la Tabla 3.10.

**Tabla 3.10.** Parámetros de la L/T Ibarra-Pomasqui 138 kV doble circuito. [28]

Línea de Transmisión doble circuito	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
				R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [ $\mu\text{S}/\text{km}$ ]	R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [ $\mu\text{S}/\text{km}$ ]
Ibarra-Pomasqui	0,469	60,575	138	7,198733	9,50608	3,38235	24,32753	93,75193	2,25419

Conformado por dos circuitos paralelos que parten desde la subestación Ibarra y llegan hasta la subestación Pomasqui, las características eléctricas son las siguientes:

- Una línea de transmisión de doble circuito a 138 kV, con una longitud de 60,5 km, una corriente nominal de 0,469 kA, frecuencia de 60 Hz, dos conductores de fase las mismas que están constituidos por el conductor de aleación de aluminio ACSR Flicker calibre 477 [28].

- La línea de transmisión tiene dos cables de guarda. El uno es de acero y el otro es OPGW para transferencia de datos.

### 3.5.2.1 Tipos de conductor

En este caso para la línea de transmisión en estudio se modelan los siguientes tipos de conductores [28].

- El tipo de conductor es ACSR Flicker calibre 477 cuyos datos técnicos se detallan en la Tabla 3.11:

**Tabla 3.11** Parámetros del conductor ACSR Flicker. [28]

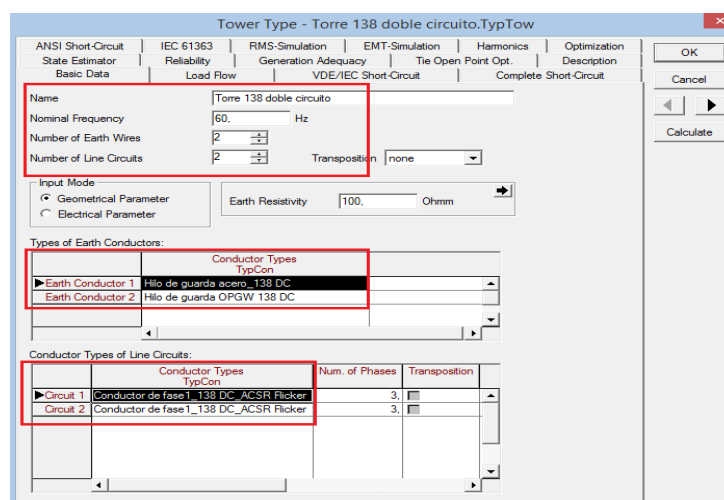
Tipo	GMR [mm]	Diámetro externo	Resistencia 20° C [ohm/	Calibre
ACSR Flicker	8,6585	21,4884	0,1206	477

- Para el cable de guarda se muestran las características del conductor 3/8 cuyos datos técnicos se muestran en la Tabla 3.12:

**Tabla 3.12** Parámetros del cable de guarda 138 kV. [28]

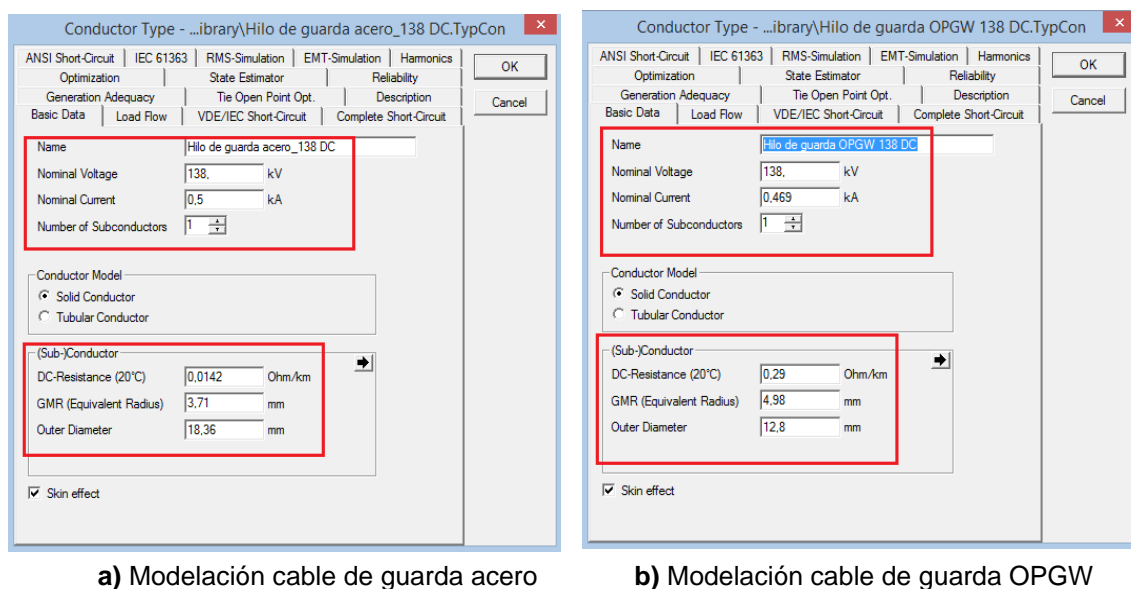
Nombre	GMR [mm]	Diámetro externo [mm]	Resistencia 20° C [ohm/ km]
Guarda	4,98	12,8	0,29

La Figura 3.21 ilustra la manera como está constituida la torre de 138 kV a doble circuito, la misma que se encuentra formada por dos cables de guarda y dos conductores de fase.

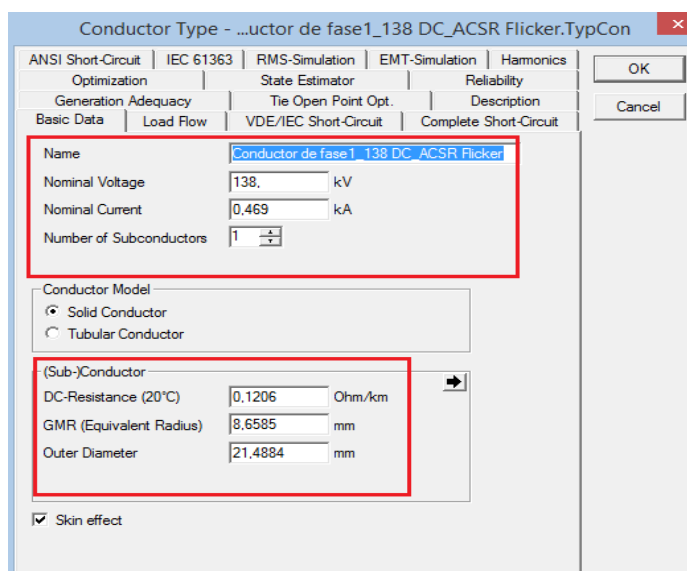


**Figura 3.21.** Parámetros Torre\_138 kV. Doble circuito. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Con el uso de los datos descritos en la Tabla 3.11 y Tabla 3.12, además de utilizar la hoja de datos del ASCR Flicker calibre 477, se procede a ingresar los parámetros necesarios para modelar la línea de transmisión Ibarra-Pomasqui\_138 kV, los resultados se muestran en la Figura 3.22.



**Figura 3.22.** Modelación cable de guarda torre de 138 kV, doble circuito. [Captura de pantalla de PowerFactory]



**Figura 3.23.** Modelo conductor de fase 138 kV, doble circuito. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Los resultados del ingreso de datos para modelar el conductor ACSR Flicker calibre 477 para la torre de 138 kV de doble circuito se muestran en la Figura 3.23.

En base a la Figura 3.1a, se ingresan los datos de la distribución geométrica de la torre de 138 kV a doble circuito en el programa computacional, como se muestra en la Figura 3.24.

	X	Y
Earth Conductor 1	1,5	29,8
Earth Conductor 2	-1,5	29,8

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	3,	3,	3,	16,8	21,2	25,6
Circuit 2	-3,	-3,	-3,	16,8	21,2	25,6

**Figura 3.24.** Distribución geométrica torre de 138 kV, doble circuito. [Captura de pantalla de PowerFactory]

### 3.6. ZONA DE INFLUENCIA

Como punto de partida para el estudio y coordinación de protecciones se definen las líneas de transmisión pertenecientes a la zona norte del país que requieren un ajuste de sus protecciones debido a la influencia del sistema de 500 kV y el ingreso en operación de la central Coca Codo Sinclair.

El análisis realizado permitió determinar la incidencia de la central sobre las corrientes que circulan durante la existencia de fallas y por lo tanto la parte de la red donde la coordinación de protecciones fue afectada.

Dado que el alcance del trabajo se limita al estudio de coordinación de protecciones de la zona norte del país, se realizó un estudio de cortocircuitos en las barras de dicha zona con el fin de delimitar una zona de influencia.

Para esto es necesario comparar la potencia de cortocircuito en las barras de la zona norte, antes y después del ingreso del sistema de extra-alto voltaje.

A continuación, en la Tabla 3.13 y Tabla 3.14 se muestran los resultados obtenidos donde por comparación se observa que, con el ingreso del sistema de 500 kV se produce una variación significativa de potencia y corriente de cortocircuito, esto ocasiona una revisión de los ajustes de las protecciones eléctricas instaladas, las cuales deben garantizar una operación adecuada.

**Tabla 3.13.** Antes del ingreso del sistema de Extra- alto voltaje

BARRAS	1F-T [kA]	2F-T [kA]	3F [kA]	2F [kA]
POMASQUI_138 kV	12,881	15,252	11,401	12,851
POMASQUI_230 kV	8,248	11,369	7,946	9,581
INGA_230 kV	7,384	6,452	7,483	7,322
SANTA ROSA_230 kV	9,751	7,528	8,738	6,964
SANTA ROSA_138 kV	23,658	16,813	19,128	15,566
CONOCOTO_138 kV	9,706	6,784	10,388	7,824
BICENTENARIO	6,651	3,814	8,437	6,587
VICENTINA_138 kV	10,593	7,482	10,589	8,562

**Tabla 3.14.** Después del Ingreso del sistema de Extra-alto voltaje

BARRAS	1F-T [kA]	2F-T [kA]	3F [kA]	2F [kA]
POMASQUI_138 kV	19,469	18,529	17,25	15,649
POMASQUI_230 kV	14,652	14,522	13,284	12,911
INGA_230 kV	2,251	2,301	2,33	2,039
SANTA ROSA_230 kV	17,767	16,736	15,414	14,385
SANTA ROSA_138 kV	27,115	25,02	22,047	20,223
CONOCOTO_138 kV	11,293	12,141	12,157	10,843
BICENTENARIO	3,894	4,805	5,050	4,496
VICENTINA_138 kV	14,228	14,375	14,223	12,735



## **CAPÍTULO 4**

### **ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES**

En este capítulo se procede a realizar el estudio de coordinación de protecciones de las líneas de transmisión que se encuentran dentro de la zona de influencia. Dado que en el sistema de transmisión el propietario, CELEC EP-TRANSELECTRIC, considera protecciones de distancia y sobrecorriente direccional de estas líneas, se procede a verificar la coordinación de estas protecciones. Adicionalmente si bien no está contemplado dentro de los objetivos de este trabajo de titulación, se hizo también un estudio de las protecciones de sobrecorriente de los transformadores de potencia que se encuentran en la Subestación Santa Rosa y Pomasqui y que están localizados dentro de la zona de influencia.

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

El objetivo de este trabajo es determinar los ajustes necesarios de las protecciones de las líneas de transmisión que se encuentran en la zona de influencia, para asegurar una operación coordinada de las mismas.

Este estudio considera los estados de demanda máxima y demanda mínima del sistema, en los que se analiza los cuatro tipos de cortocircuitos mencionados anteriormente: trifásicos, bifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos.

Con los ajustes obtenidos se desea comprobar el correcto funcionamiento de los relés de distancia y sobrecorriente direccional.

Finalmente se presenta el análisis de los resultados obtenidos entre los casos de estudio.

#### **4.2 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

Una vez definida la zona de influencia, las líneas de transmisión que se van a estudiar son:

#### LÍNEA DE TRANSMISIÓN A NIVEL DE 230 kV

- POMASQUI - INGA
- POMASQUI - SANTA ROSA

#### LÍNEA DE TRANSMISIÓN A NIVEL DE 138 kV

- CONOCOTO - VICENTINA
- VICENTINA - BICENTENARIO
- BICENTENARIO - POMASQUI
- SANTA ROSA - VICENTINA
- SANTA ROSA - CONOCOTO

Las protecciones que se ajustaron con la realización de este estudio se muestran en la Tabla 4.1.

**Tabla 4.1.** Protecciones que se ajustaron

SUBESTACIÓN	BAHÍA	
CONOCOTO_138 kV	VICENTINA_138 kV	Fase
	SANTA ROSA_138 kV	Neutro
VICENTINA_138 kV	BICENTENARIO_138 kV	Fase
	CONOCOTO_138 kV	Neutro
	SANTA ROSA_138 kV	
POMASQUI_230 kV	INGA230_kV	Fase
	SANTA ROSA230_kV	Neutro
POMASQUI_138 kV	BICENTENARIO_138 kV	Fase Neutro
SANTA ROSA_230 kV	INGA_230 kV	Fase
	POMASQUI_230 kV	Neutro
SANTA ROSA_138 kV	VICENTINA_138 kV	Fase
	CONOCOTO_138 kV	Neutro
BICENTENARIO_138 kV	POMASQUI_138 kV	Fase
	VICENTINA_138 kV	Neutro
INGA_230 kV	SANTA ROSA_230kV	Fase
	POMASQUI_230kV	Neutro

#### 4.2.1 DETERMINACIÓN DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LOS TCs

Para establecer la relación de transformación de los TCs es necesario encontrar la máxima corriente de cortocircuito en las barras que se encuentran dentro de la zona de influencia, y la corriente de carga máxima.



Una vez establecidos los criterios para determinar la relación de transformación de los TCs se procede a mostrar un ejemplo para la protección que se encuentra ubicada en la Subestación Santa Rosa, bahía Pomasqui\_230 kV como se ilustra en la Figura 4.1. Esta bahía tiene instalada la protección de distancia y la protección de sobrecorriente direccional, por lo tanto, se realiza la determinación de la relación de transformación de los TCs que alimentan estas protecciones.

Se simulan los cuatro tipos de fallas en la barra Santa Rosa\_230 kV en demanda máxima, se simula también en demanda mínima para cumplir todo el procedimiento (ver Tabla 4.2 y Tabla 4.3).

Para definir la relación de transformación de los TCs se simulan distintos tipos de fallas en las barras del sistema que comprenden la zona de influencia. (Ver Tabla 4.3) posterior al análisis se procede a configurar los transformadores de corriente.

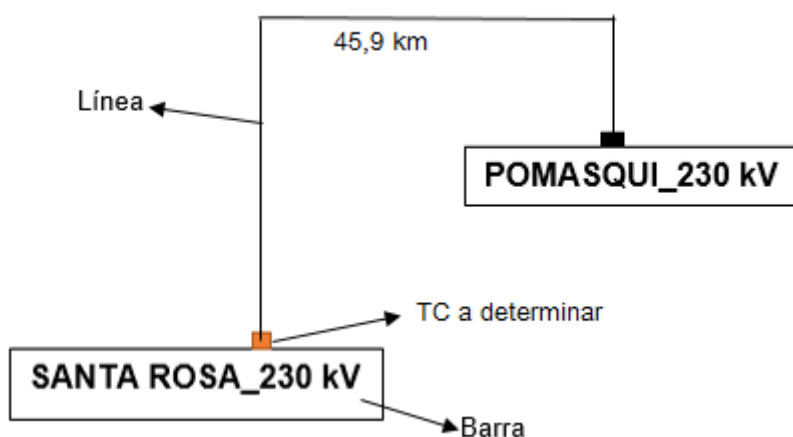


Figura 4.1. Determinación del RTC en S/E Santa Rosa, bahía Pomasqui\_230 kV. [Elaboración Propia]

Tabla 4.2. Corrientes de cortocircuito para las barras de la zona de influencia.

BARRA	3F [ kA]			2F [ kA]			2F-T [ kA]			1F-T [ kA]		
	RESISTENCIA DE FALLA [ Ohm]											
	0	5	10	0	5	10	0	10	20	0	10	20
CONOCOTO_138 kV	12,157	9,353	6,651	10,843	9,753	8,251	12,141	6,695	3,982	11,293	6,371	3,85
VICENTINA_138 kV	14,223	10,381	7,048	12,735	11,208	10,381	14,375	7,117	4,065	14,228	7,014	4,024
BICENTENARIO_138 kV	5,050	4,090	3,080	4,496	4,124	3,614	4,805	2,729	1,726	3,894	2,653	1,764
POMASQUI_230 kV	13,284	12,013	9,454	12,911	12,24	11,04	14,522	9,64	6,12	14,652	9,644	6,076
POMASQUI_138 kV	17,25	11,796	7,555	15,649	13,454	10,462	18,529	7,793	4,224	19,469	7,728	4,193
INGA_230 kV	2,33	1,99	1,52	2,039	1,914	1,688	2,301	1,442	853	2,251	1,213	699
SANTA ROSA_230 kV	15,414	13,078	9,977	14,385	13,515	11,977	16,736	10,477	6,337	17,767	10,549	6,318
SANTA ROSA_138 kV	22,047	13,237	7,929	20,223	16,281	11,728	25,02	8,321	4,334	27,115	8,156	4,274

Una vez establecido el criterio para determinar los RTCs, es necesario definir el tipo de transformador de corriente que se va a utilizar. Se elige el 5P20, que significa tener un error máximo de 5% siempre y cuando la corriente que circule por el primario del transformador de corriente no sea mayor a 20 veces la corriente nominal.

Por lo tanto  $I_{cc_{m\acute{a}x}} = 17,767 \text{ [kA]}$

Transformador de corriente (TC): 5P20

$$I_{dem} = 0,46 \text{ kA} \rightarrow 460 \text{ A}$$

$$I_{Dm\acute{a}x} = \frac{17,767}{20} + 100 = 888,35 + 100 \approx 988,35 \text{ [A]}$$

$$\text{RTC} = 1000 : 5$$

Este análisis se realizó para todas las barras que se encuentran dentro de la zona de influencia, los resultados obtenidos de la relación de transformación de todos los TCs se ilustran en la Tabla 4.3.

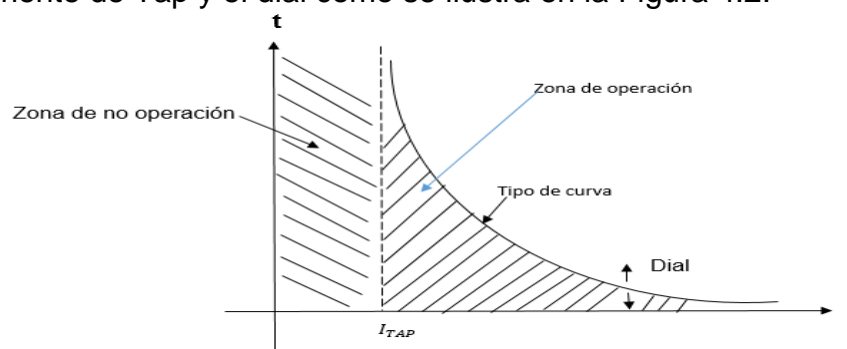
**Tabla 4.3.** Relación de transformación determinada

SUBESTACIÓN	BAHÍA	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN
CONOCOTO_138 kV	VICENTINA_138 kV	800/5
	SANTA ROSA_138 kV	
VICENTINA_138 kV	BICENTENARIO_138 kV	900/5
	CONOCOTO_138 kV	
	SANTA ROSA_138 kV	
POMASQUI_230 kV	INGA230_kV	900/5
	SANTA ROSA230_kV	
POMASQUI_138 kV	BICENTENARIO_138 kV	1100/5
SANTA ROSA_230 kV	INGA_230 kV	1000/5
	POMASQUI_230 kV	
SANTA ROSA_138 kV	VICENTINA_138 kV	1500/5
	CONOCOTO_138 kV	
BICENTENARIO_138 kV	POMASQUI_138 kV	400/5
	VICENTINA_138 kV	
INGA_230 kV	SANTA ROSA_230kV	220/5
	POMASQUI_230kV	

#### 4.2.1 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

Para asegurar una buena sensibilidad y selectividad se necesita determinar adecuadamente los ajustes de los relés de protección.

La función que se va a ajustar es la función 51 debido a que se trata de una función de respaldo en elementos más importantes dentro del sistema eléctrico como son: transformadores, generadores, líneas de transmisión entre otros, además que en esta función se debe considerar tres aspectos importantes: el tipo de curva a utilizar, la corriente de Tap y el dial como se ilustra en la Figura 4.2.



**Figura 4.2.** Característica a ajustar [11]

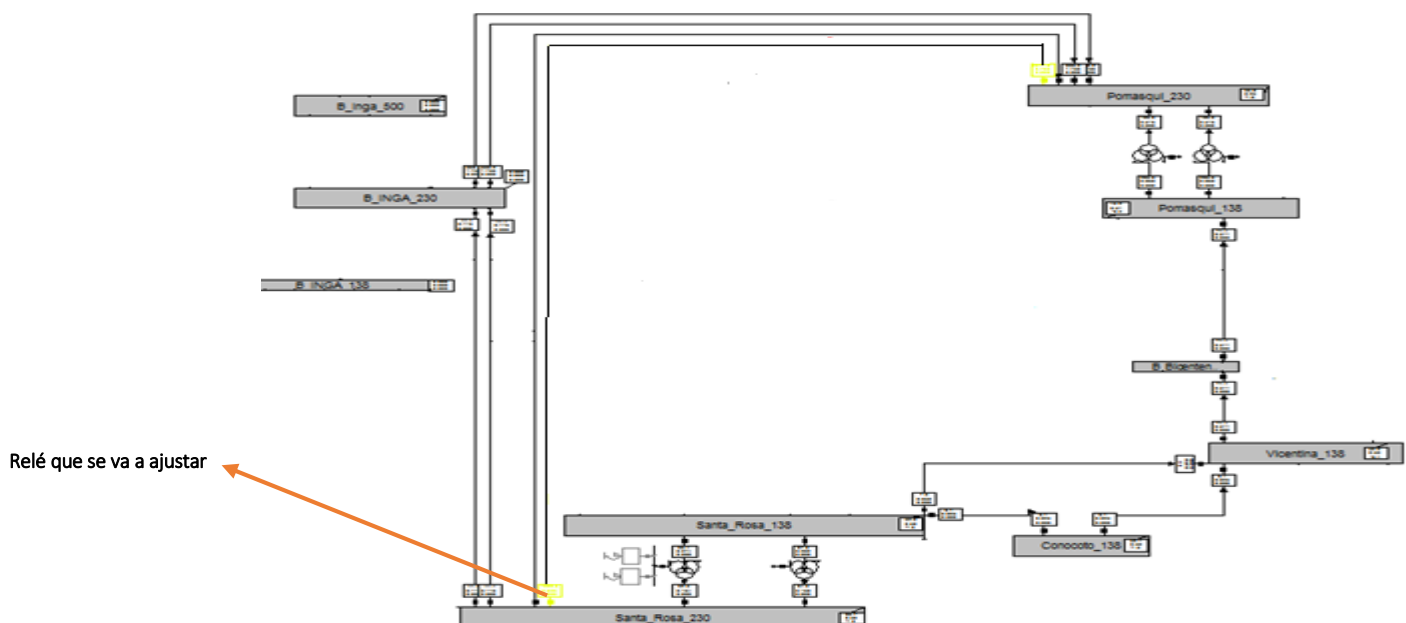
Los criterios considerados para la coordinación de los relés de sobrecorriente direccional son los siguientes:

- Para la protección de fase y para ajustar la corriente de Tap se requiere conocer la mínima corriente de cortocircuito. Se han simulado fallas trifásicas, bifásicas, con una resistencia de falla de diez ohmios al 99% de la línea protegida. Mientras que para la protección de neutro se han simulado fallas monofásicas y bifásicas a tierra con una resistencia de falla de veinte ohmios al 99% de la línea protegida. Este criterio asegura sensibilidad y se lo realiza en el estado de demanda mínima.
- Una condición que se debe cumplir para ajustar la corriente de Tap es que la corriente de cortocircuito mínima debe ser mucho mayor a la corriente de demanda máxima para garantizar la confiabilidad del sistema de protecciones.
- Para ajustar el Dial hace falta conocer la máxima corriente de cortocircuito. Para ello se han simulado diferentes tipos de cortocircuitos con una

resistencia de falla de cero ohmios en el estado de demanda máxima. Este criterio asegura selectividad.

- Para la función temporizada de fase, el tiempo mínimo de operación es de 300 ms si se trata de una falla en la línea protegida al 1% de la ubicación del relé.
- Dentro de los parámetros de ajuste de la protección temporizada de fase y temporizada de neutro se debe seleccionar una característica (curva tiempo vs corriente). La característica que se va a utilizar para este trabajo es la curva IEC 255-3 inverse debido a que esta curva facilita la coordinación de protecciones.
- El ajuste de la corriente de arranque para la protección temporizada de neutro, se lo realiza al 60% del ajuste de la protección temporizada de fase. Se utilizan las mismas curvas que las utilizadas para los relés de fase. Se sigue el mismo criterio para el ajuste de los tiempos de actuación de la protección.

Una vez establecidos los criterios para el ajuste y coordinación de los relés de sobrecorriente direccional, se procede a mostrar un ejemplo para el ajuste del relé 67/67N que se encuentra ubicado en la Subestación Santa Rosa\_230 kV, Bahía Pomasqui1\_230 kV como se ilustra en la Figura 4.3.



**Figura 4.3.** Localización del relé 67/67N subestación Santa Rosa\_230 kV, Bahía Pomasqui1\_230 kV

Para ajustar la corriente de Tap del temporizado de fase, es necesario encontrar la corriente mínima de cortocircuito simulada al 99% de la línea protegida. Se han simulado los cuatro tipos de fallas y la información obtenida se muestra en la Tabla 4.4. De esta información se observa que la menor corriente es 0,59 kA, esta corriente se la compara con la corriente de demanda máxima que se obtiene al correr un flujo de potencia y se encuentra que por ese TC circula una corriente de 50 A. Como la corriente de cortocircuito mínima (0,59 kA) es mayor a la corriente de demanda máxima (50 A), entonces el valor obtenido de 50 A puede ser tomado como referencia para ajustar la corriente de Tap. Se suma 200 A para que el relé de sobrecorriente direccional (67) no opere con corrientes de demanda máxima. Dicho valor dividido para la relación de transformación (RTC) corresponde al valor de corriente de Tap que se configura en el relé.

**Tabla 4.4.** Corrientes mínimas de cortocircuito.

I <sub>ccmín.</sub> Línea Santa Rosa-Pomasqui_230kV						
Subestación	Tap de fase					
	Rf [Ω]	3F [kA]	2F [kA]	Rf [Ω]	1F [kA]	2F-T [kA]
SANTA ROSA_230 kV	10	1,01	1,142	20	0,61	0,59

$$I_{Dm\acute{a}x} = 50 \text{ [A]}$$

$$RTC : \frac{1000}{5}$$

$$I_{ccm\acute{i}n} \gg I_{Dm\acute{a}x}$$

$$Tap_{fase} = 590 \text{ [A]} \gg 50 \text{ [A]}$$

$$Tap_{fase} = \frac{50 \text{ [A]} + 200 \text{ [A]}}{\frac{1000}{5}}$$

$$Tap_{fase} = 1,25 \text{ [A]}$$

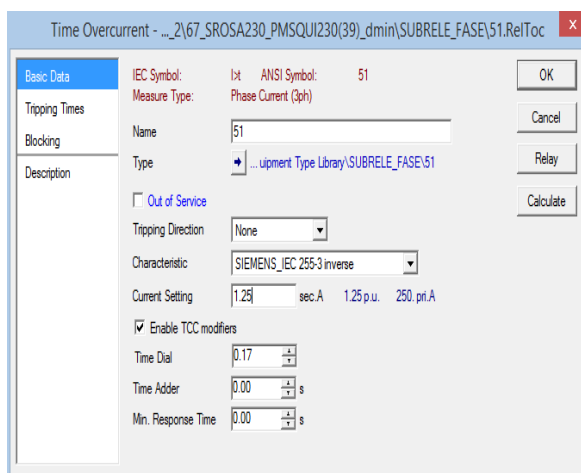
Por criterio propio utilizado, para ajustar la corriente del Tap de neutro, el valor obtenido de la corriente de Tap del temporizado de fase (1,25 A) se multiplica por 0,6. El valor de 0,75 A obtenido es ajustado dentro del relé 67N modelado, como lo ilustra la Figura 4.5.

$$Tap_{neutro} = 1,25 \text{ [A]} \times 0,6 = 0,75 \text{ [A]}$$

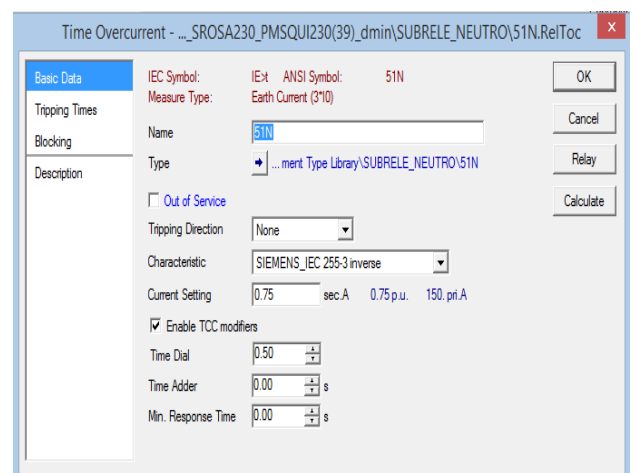
Para ajustar el Dial es necesario encontrar la corriente de cortocircuito máxima, la misma que se encuentra en demanda máxima. Se han simulado los cuatro tipos de fallas al 1% desde la ubicación del relé y la información obtenida se muestra en la Tabla 4.5. Para fase es necesario que la actuación del relé de sobrecorriente direccional (67) opere a los 300 ms con corrientes de cortocircuito máximas mientras que, para el relé 67N es necesario que opere a los 300 ms con corrientes desbalanceadas máximas ( $3I_{0(máx)}$ ).

**Tabla 4.5.** Corrientes máximas de cortocircuito.

Iccmáx. Línea Santa Rosa-Pomasqui_230kV				
Rf [ $\Omega$ ]	3F [kA]	2F [kA]	1F [kA]	2F-T [kA]
0	12,011	11,211	13,899	13,680



**Figura 4.4.** Tap de fase



**Figura 4.5.** Tap de neutro

Si bien en la Figura 4.4 y Figura 4.5 se muestra la función 51, en realidad es un relé 67 el mismo que satisface la condición de sobrecorriente y la de dirección de ocurrencia de una falla. Es decir un relé de sobrecorriente direccional es un relé 51, la única diferencia con el relé de sobrecorriente direccional es la polaridad en que se ven las fallas de cortocircuito.

Para verificar que los criterios mencionados anteriormente son válidos para coordinación, se han simulado cortocircuitos en demanda máxima y demanda mínima al 99% y al 1% en el programa computacional PowerFactory en la línea de

transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 y se verifica que la protección se encuentra funcionando adecuadamente.

En la Figura 4.6 se muestra la línea de transmisión en la cual se va a verificar los ajustes obtenidos anteriormente para el relé de sobrecorriente direccional de fase y de neutro respectivamente (67/67N).

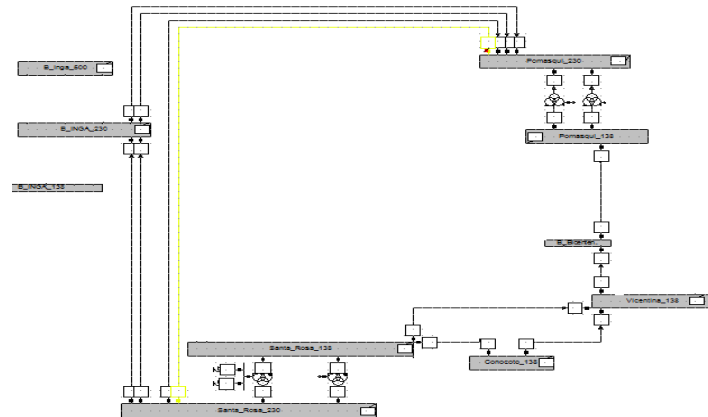


Figura 4.6. Línea Santa Rosa-Pomasqui230 kV.

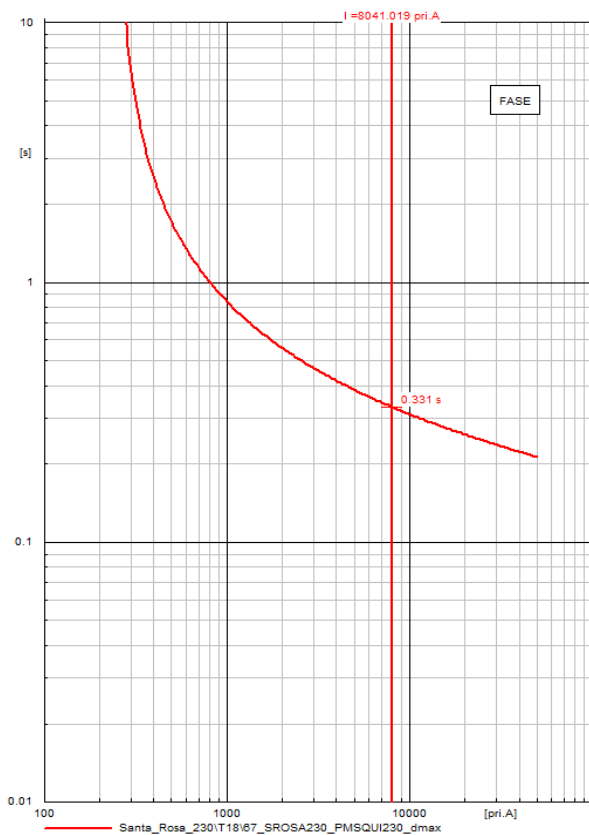


Figura 4.7. Operación del relé al 1%, 3F para fase. Dmáx

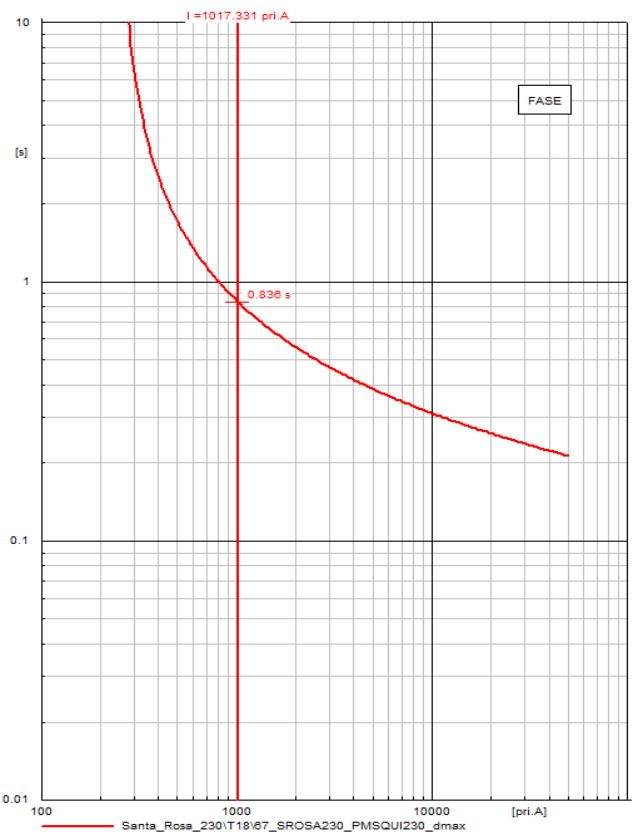
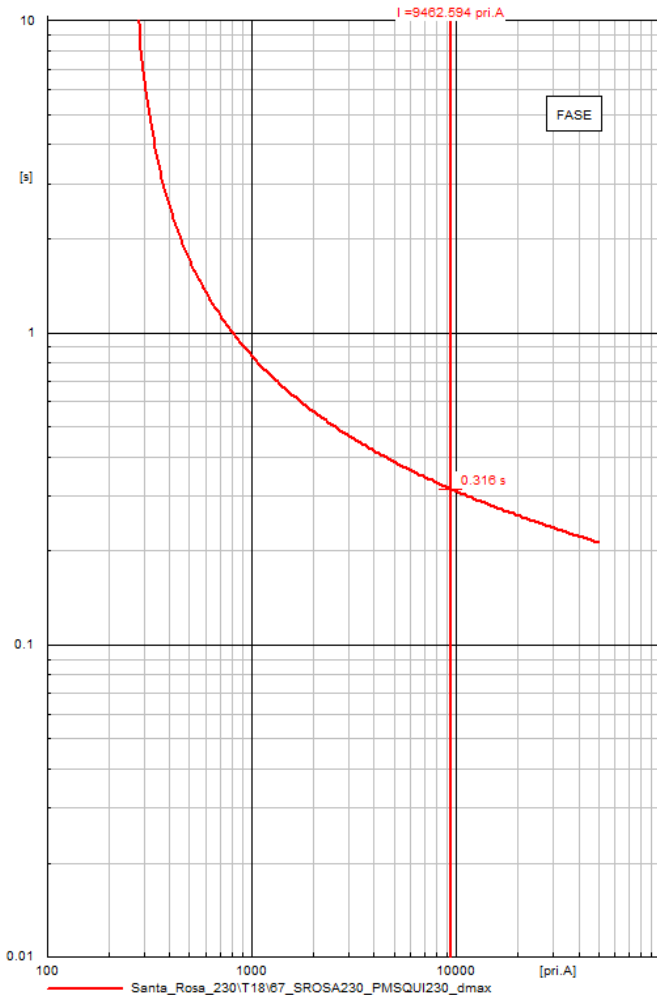


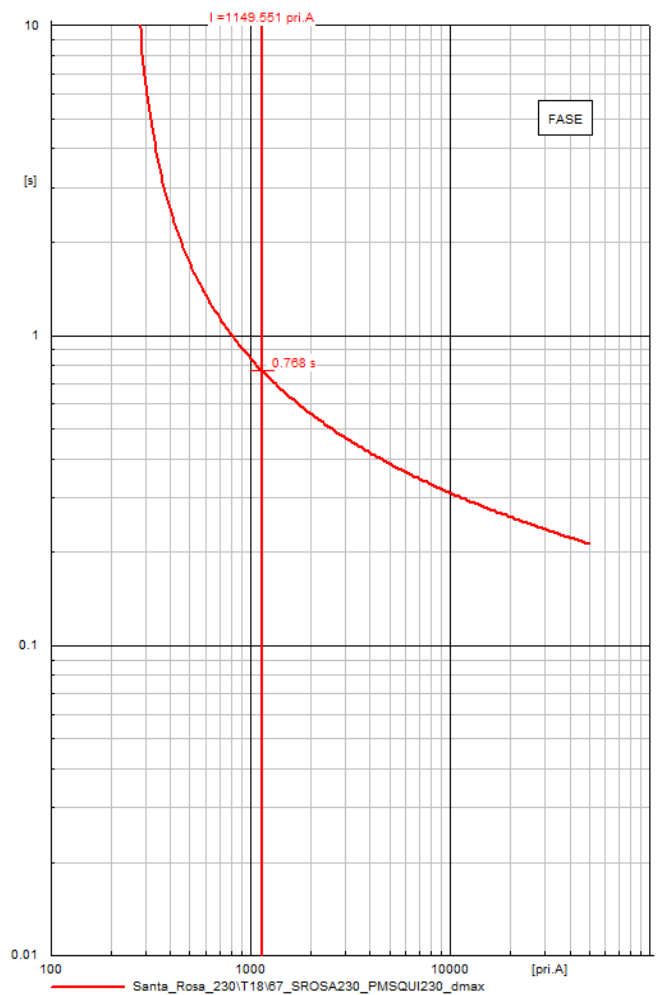
Figura 4.8. Operación del relé al 99%, 3F para fase. Dmáx

En la Figura 4.7 y Figura 4.8 se muestra la actuación de la característica de fase del relé de sobrecorriente direccional al 1% y al 99%, respectivamente. Se ha simulado fallas trifásicas con una resistencia de falla de diez ohmios en demanda máxima, en las mismas que se puede observar que los tiempos de operación del relé son: 331 ms al 1% y 836 ms al 99%. Estos tiempos indican que la protección se encuentra operando adecuadamente.



**Figura 4.9.** Operación del relé al 1%, 2F para fase.

Dmáx



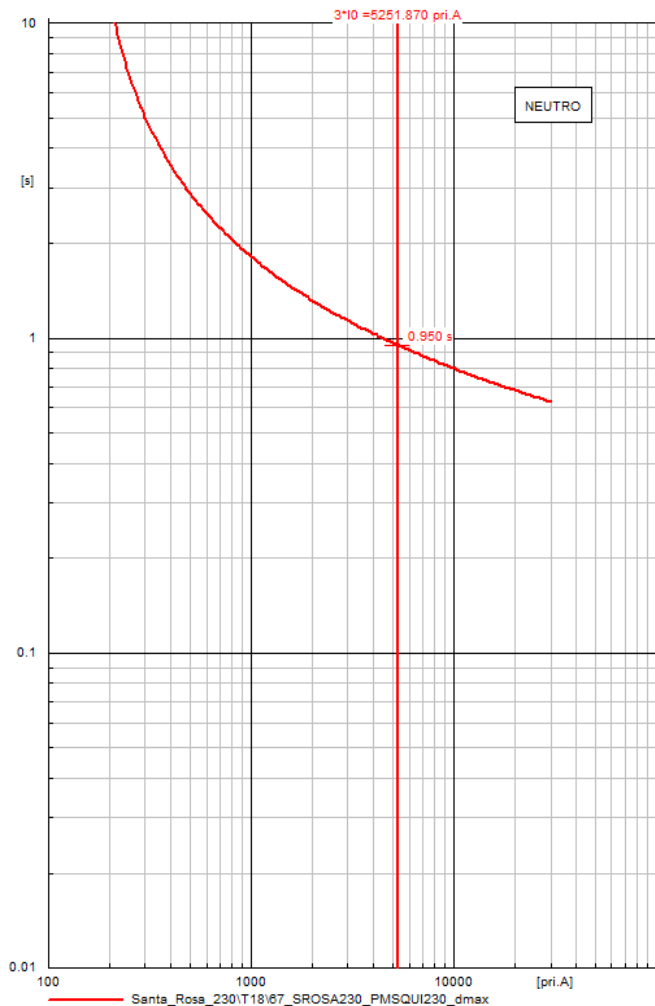
**Figura 4.10.** Operación del relé al 99%, 2F para fase.

Dmáx.

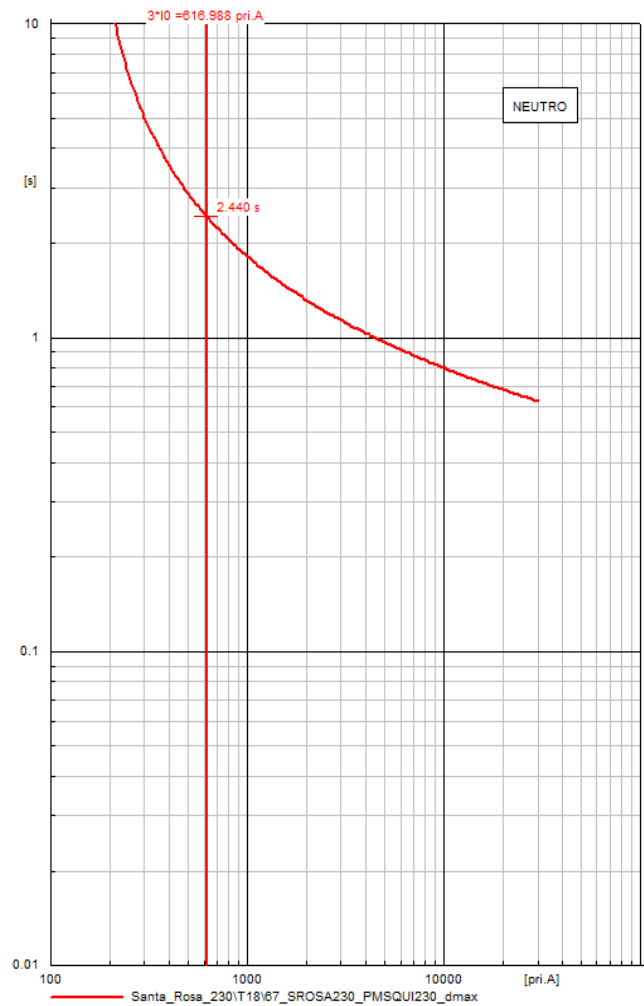
En la Figura 4.9 y Figura 4.10 se muestra la actuación de la característica de fase del relé de sobrecorriente direccional al 1% y al 99%, respectivamente. Se ha simulado una falla bifásica con una resistencia de falla de diez ohmios en demanda máxima, en las mismas que se puede observar que los tiempos de operación del



relé son: 316 ms y 768 ms respectivamente. Estos tiempos indican que la protección se encuentra operando adecuadamente.

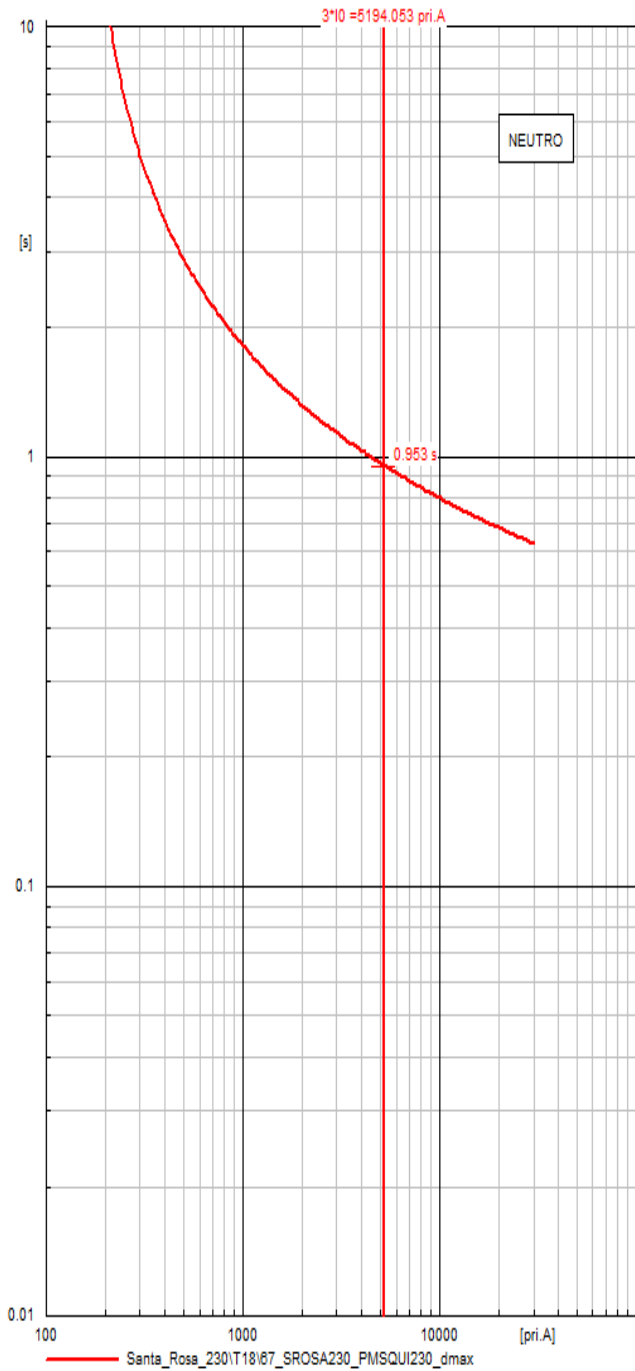


**Figura 4.11.** Ajuste al 1%, 1F-T. Dmáx

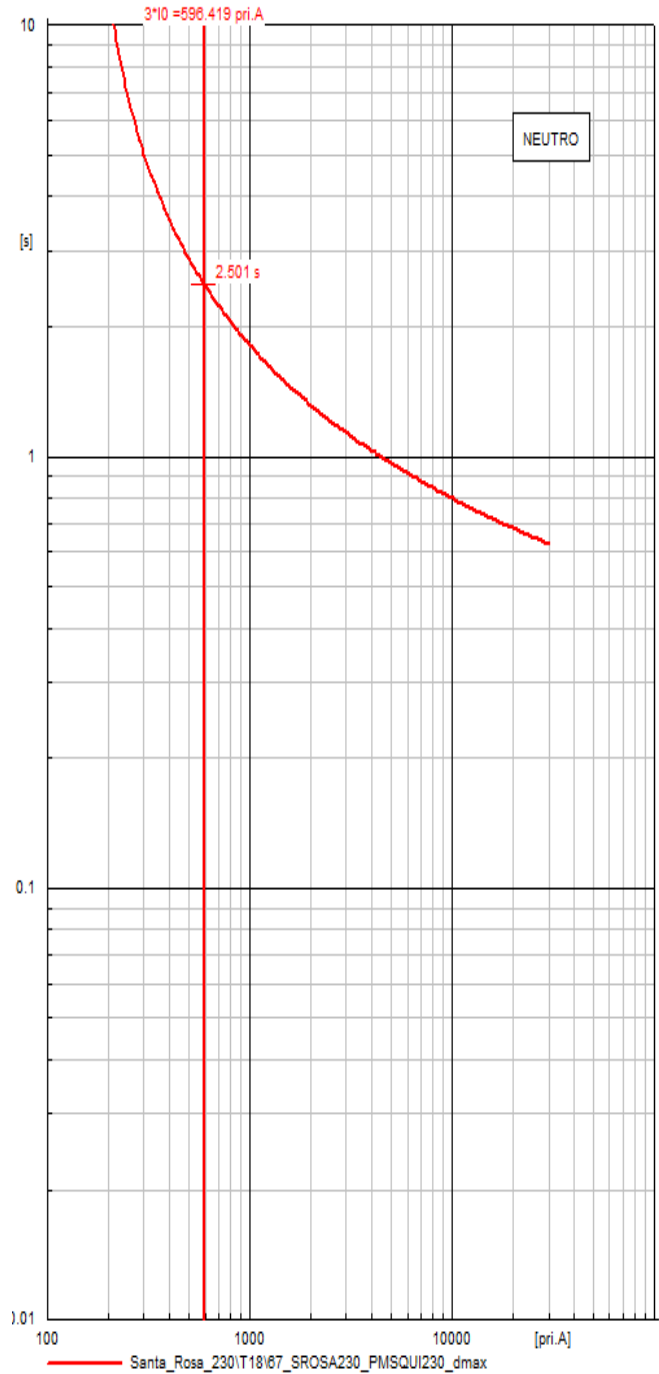


**Figura 4.12.** Ajuste al 99%, 1F-T. Dmáx

En la Figura 4.11 y Figura 4.12 se muestra la actuación del relé de la característica de neutro del relé de sobrecorriente direccional (67N), al 1% y al 99%, respectivamente simulando una falla monofásica con una resistencia de falla de veinte ohmios en demanda máxima. La actuación del relé de sobrecorriente se da de manera temporizada a los 950 ms al 1% y 2440 ms al 99%. Estos tiempos indican que la protección se encuentra operando adecuadamente.



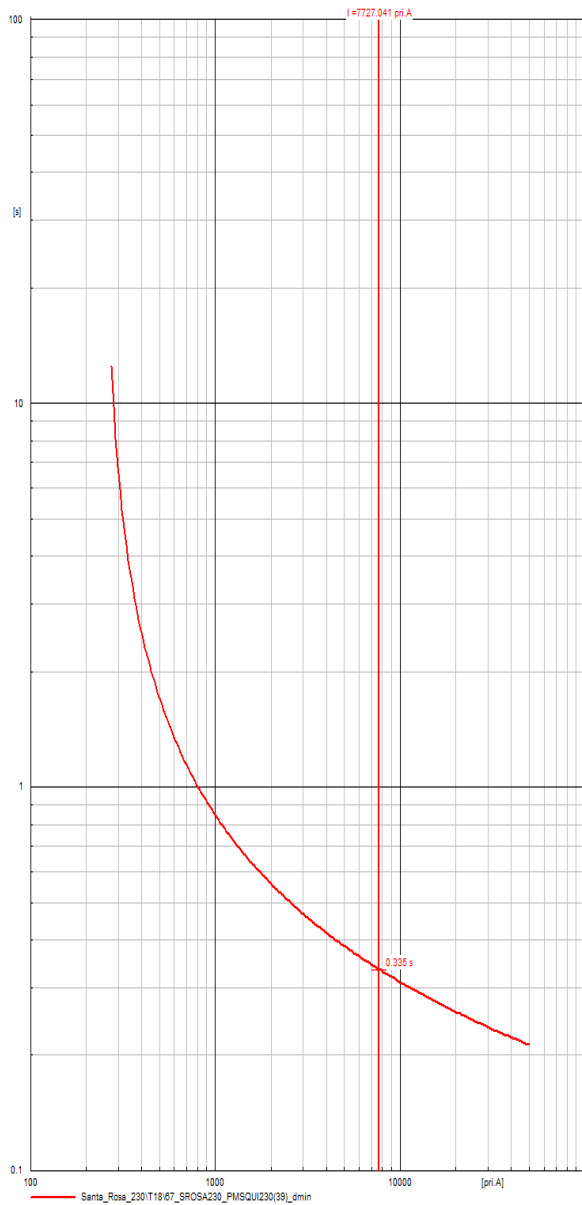
**Figura 4.13.** Operación del relé al 1%, 2F-T. Dmáx



**Figura 4.14.** Operación del relé al 99%, 2F-T. Dmáx

En la Figura 4.13 y Figura 4.14 se muestra la actuación de la característica de neutro del relé de sobrecorriente direccional, simulando una falla bifásica a tierra con una resistencia de falla de veinte ohmios en demanda máxima. La actuación

del relé de sobrecorriente se da de manera temporizada a los 953 ms al 1% y 2501 al 99 ms al 99%, respectivamente.



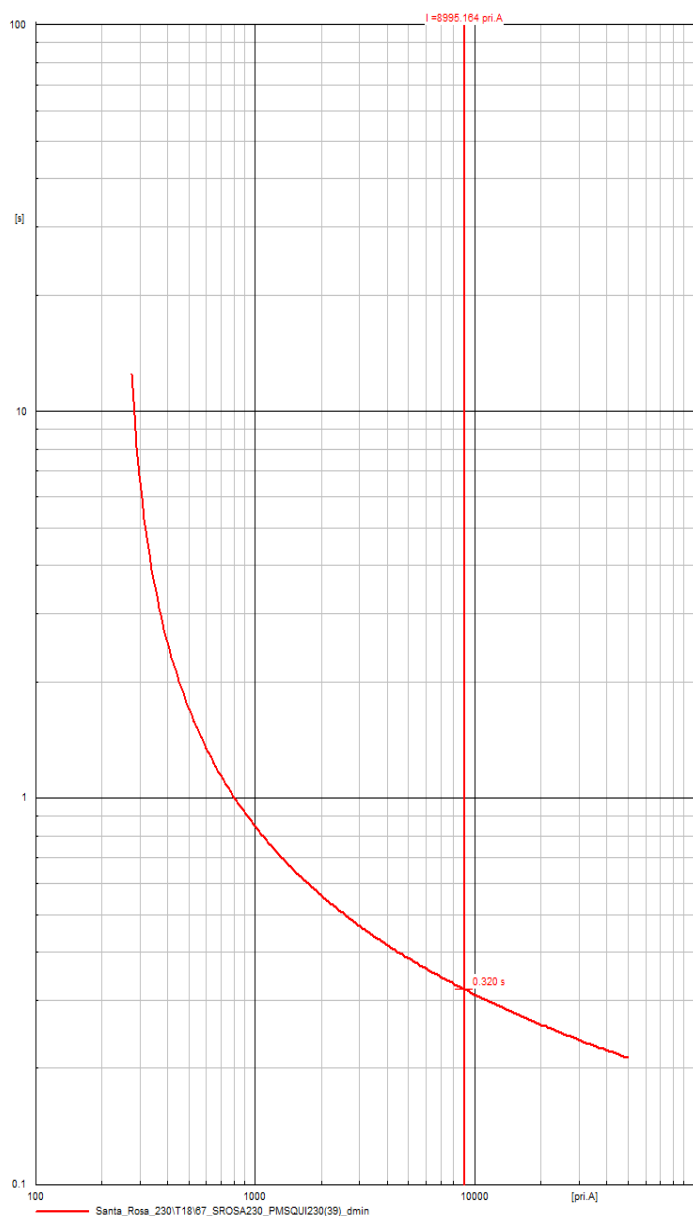
**Figura 4.15.** Operación del relé al 1%, 3F. Dmín



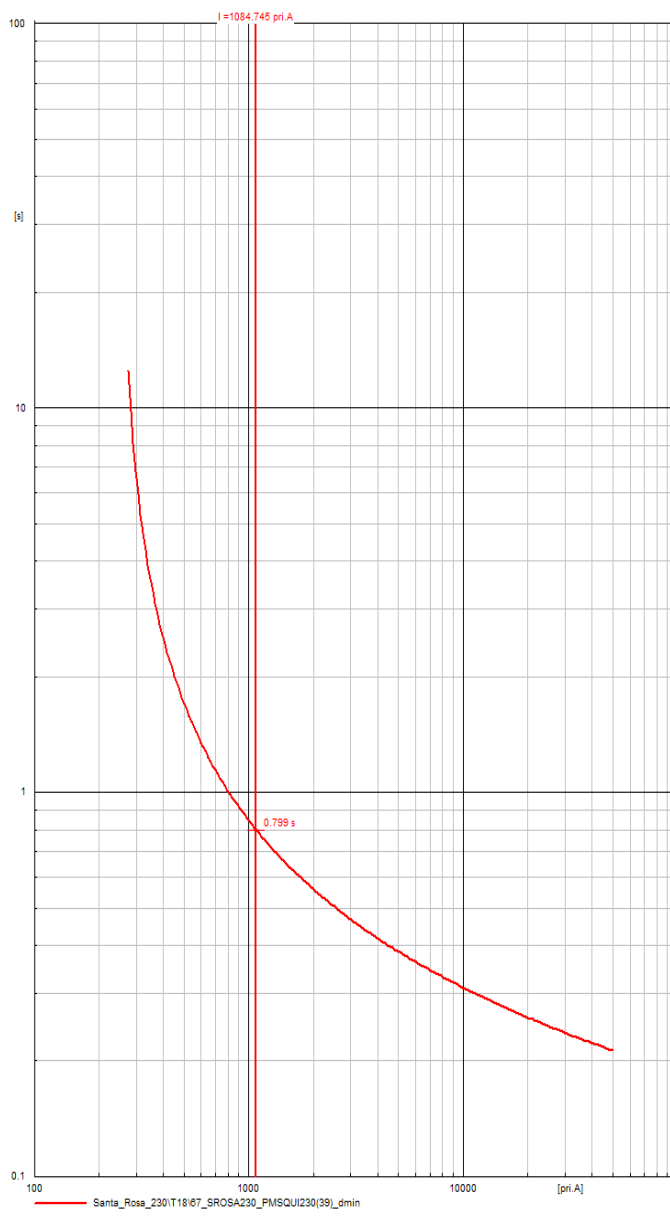
**Figura 4.16.** Operación del relé al 99%, 3F. Dmín

En la Figura 4.15 y Figura 4.16 se muestra la actuación de la característica de fase del relé de sobrecorriente direccional (67). Se ha simulado una falla trifásica con una resistencia de falla de diez ohmios en demanda mínima. La actuación del relé

de sobrecorriente se da de manera temporizada a los 335 ms al 1% y 870 ms al 99%. Estos tiempos indican que la protección se encuentra operando adecuadamente



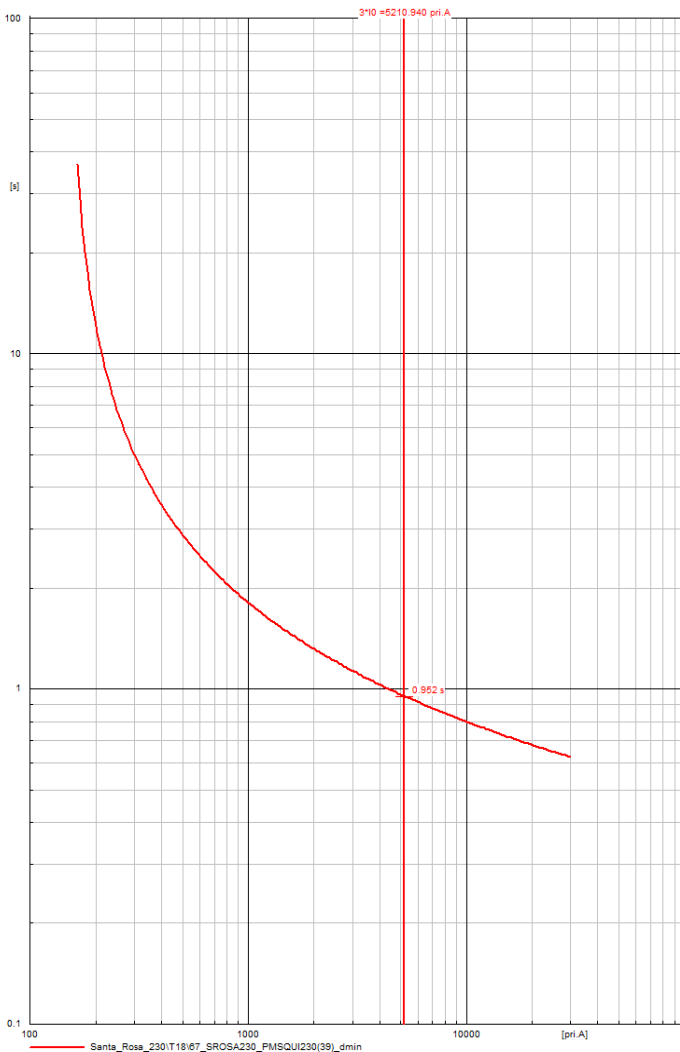
**Figura 4.17.** Operación del relé al 1%, 2F. Dmín



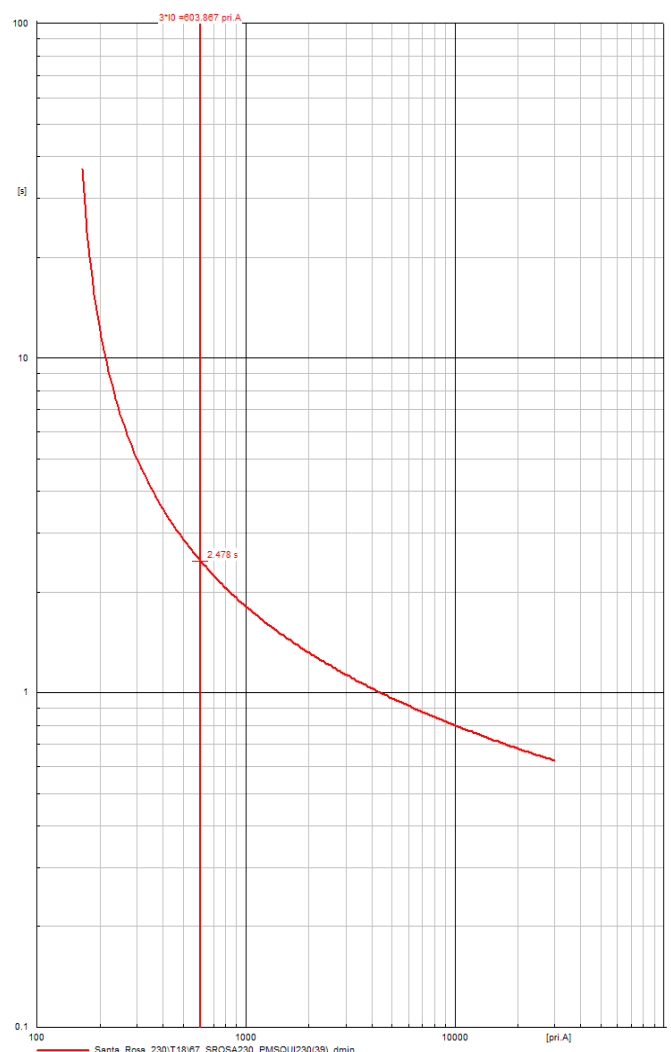
**Figura 4.18.** Operación del relé al 99%, 2F. Dmín

En la Figura 4.17 y Figura 4.18 se muestra la actuación de la característica de fase del relé de sobrecorriente direccional (67). Se ha simulado una falla bifásica con una resistencia de falla de diez ohmios en demanda mínima. La actuación del relé de sobrecorriente se da de manera temporizada a los 320 ms al 1% y 789 ms al

99%, respectivamente. Estos tiempos indican que la protección se encuentra operando adecuadamente.



**Figura 4.19.** Operación del relé al 1%, 1F-T. Dmín

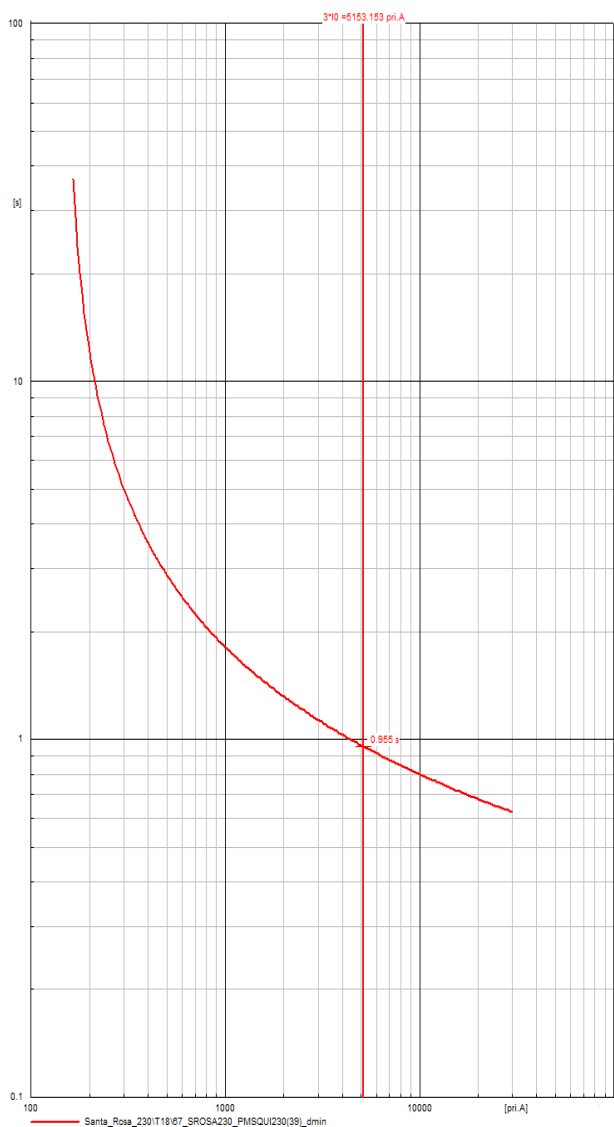


**Figura 4.20.** Operación del relé al 99%, 1F-T. Dmín

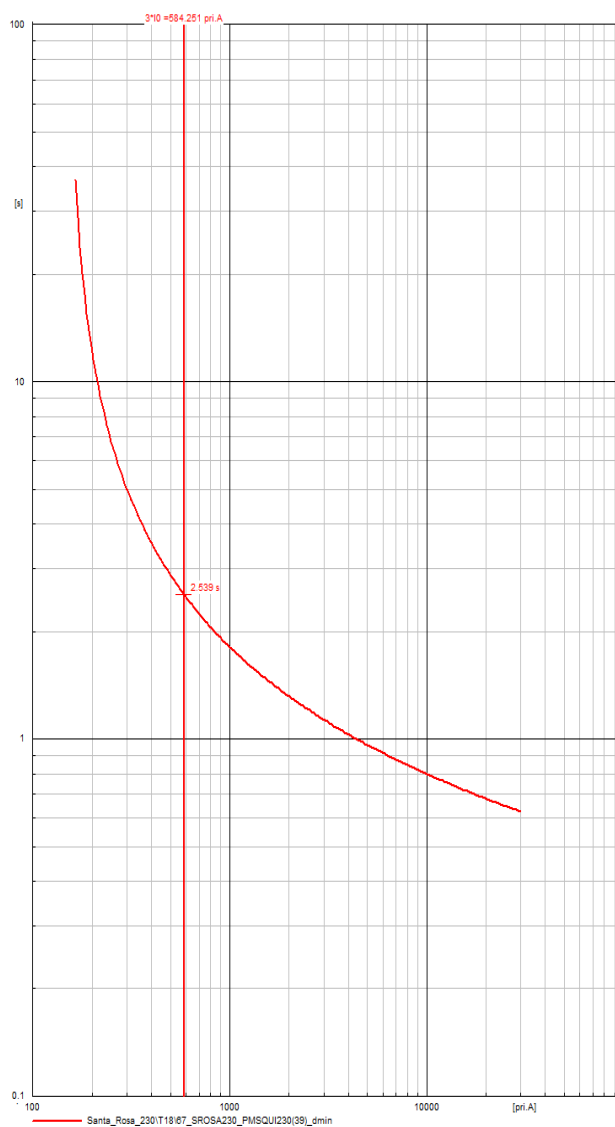
En la Figura 4.19 y Figura 4.20 se muestra la actuación de la característica de neutro del relé de sobrecorriente direccional, simulando una falla monofásica con una resistencia de falla de veinte ohmios en demanda mínima. La actuación del relé de sobrecorriente se da de manera temporizada a los 952 ms al 1% y 2478 ms al 99%. Estos tiempos indican que la protección se encuentra operando adecuadamente.

En la Figura 4.21 y Figura 4.22 se muestra la actuación de la característica de neutro del relé de sobrecorriente direccional, simulando una falla bifásica a tierra

con una resistencia de falla de veinte ohmios en demanda mínima. La actuación del relé de sobrecorriente se da de manera temporizada a los 955 ms al 1% y 2539 ms al 99% respectivamente. Estos tiempos indican que la protección se encuentra operando adecuadamente.



**Figura 4.21.** Operación del relé al 1%, 2F-T. Dmín



**Figura 4.22.** Operación del relé al 99%, 2F-T. Dmín

Este mismo procedimiento se realizó para todos los relés de las líneas de transmisión que componen la zona de influencia. Los resultados de muestran en la Tabla 4.6.

La curva utilizada para todas las protecciones es la curva IEC 255-3 inverse tanto para fase como para neutro. Se trabajó con el mismo tipo de curva para no tener inconvenientes cuando se coordinen las protecciones de respaldo. Se sigue el mismo criterio para el ajuste de los tiempos de actuación de la protección.

**Tabla 4.6.** Resultados relé de sobrecorriente direccional

Líneas de Transmisión	Bahía	Protección	Relé de sobrecorriente direccional	
			Tap	Dial
CONOCOTO-VICENTINA_138 kV	CONOCOTO	Fase	2,25	0,12
		Neutro	1,35	0,38
VICENTINA-BICENTENARIO_138 kV	VICENTINA	Fase	1,33	0,17
		Neutro	0,8	0,5
BICENTENARIO-POMASQUI_138 kV	BICENTENARIO	Fase	2,87	0,13
		Neutro	1,72	0,19
POMASQUI-SANTA ROSA_230 kV	POMASQUI	Fase	1,38	0,17
		Neutro	0,83	0,5
POMASQUI-INGA_230 kV	POMASQUI	Fase	2,94	0,13
		Neutro	1,76	0,5
INGA- SANTA ROSA_230 kV	INGA	Fase	1,09	0,15
		Neutro	2,45	0,5
SANTA ROSA-VICENTINA_138 kV	SANTA ROSA	Fase	1,56	0,16
		Neutro	0,94	0,5
SANTA ROSA-CONOCOTO_138 kV	SANTA ROSA	Fase	3	0,13
		Neutro	1,8	2
VICENTINA-CONOCOTO_138 kV	VICENTINA	Fase	2	0,14
		Neutro	1,2	0,5
VICENTINA-SANTAROSA_138 kV	VICENTINA	Fase	2,66	0,13
		Neutro	1,6	0,5
CONOCOTO-SANTA ROSA_138 kV	CONOCOTO	Fase	3	0,1
		Neutro	1,8	0,5
SANTA ROSA230-POMASQUI_230 kV	SANTA ROSA	Fase	1,25	0,17
		Neutro	0,75	0,5
SANTA ROSA230-INGA_230 kV	SANTA ROSA	Fase	2,05	0,12
		Neutro	1,23	0,5
INGA230-POMASQUI_230 kV	INGA	Fase	13	0,14
		Neutro	7,8	0,5
POMASQUI-BICENTENARIO_138 kV	POMASQUI	Fase	1,04	0,18
		Neutro	0,62	0,5
BICENTENARIO-VICENTINA_138 kV	BICENTENARIO	Fase	3	0,13
		Neutro	1,8	0,5

### 4.2.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA

La coordinación de la protección de distancia se la realiza definiendo los criterios de ajustes para las zonas de actuación del relé ante falla con el fin de garantizar la protección apropiada para la línea de transmisión.

Los criterios considerados para la coordinación de los relés de distancia son los siguientes:

- Para la protección de distancia se utiliza el relé tipo poligonal debido a que con este tipo de relé se tiene independencia entre R y X.
- El ajuste de los parámetros de configuración del relé de distancia depende de las zonas de protección, cada zona tiene su alcance propio que está determinado por un porcentaje de la línea de transmisión a la que protege y un tiempo de operación. Para la zona uno se considera un alcance inicial (referencial<sup>1</sup>) del 80% de la línea de transmisión y su operación es instantánea. Para la zona dos se considera un alcance referencial indicado en la ecuación (4.1) con un tiempo de operación de 300 a 400 milisegundos. La zona tres se considera como protección de respaldo para líneas adyacentes, se tiene un ajuste referencial dado por la ecuación (4.2) y el tiempo de operación es mayor o igual a un segundo (1-1,5 segundos).
- El alcance de la zona tres debe comprender la mayor parte de las líneas adyacentes, hay que tomar en cuenta que la protección debe actuar a un mismo nivel de voltaje.
- Para los ajustes de fase y de neutro del relé de distancia se han simulado varios tipos de falla a distintos porcentajes de la línea de transmisión y con diferentes resistencias de falla. Los ajustes de los equipos se realizan dependiendo de la zona de protección y han sido validados de tal forma que no operen con la corriente de carga de los equipos que protegen.

---

<sup>1</sup> Todas las zonas de operación son ajustadas inicialmente con los valores referenciales, sin embargo, y como se ilustra a continuación, estos valores son modificados conforme los resultados de un conjunto de cortocircuitos simulados hasta obtener ajustes más exactos.



- Se utiliza la protección de sobrecorriente direccional (67) como respaldo de la zona dos, el tiempo de actuación de esta protección 67 es mayor o igual al tiempo de zona dos.
- Como límite para el alcance resistivo de las zonas de protección, se establece 100 ohmios primarios. Cualquier falla cuya impedancia no ingrese en las zonas del relé de distancia será despejada por los relés de sobrecorriente direccional.
- Para los ajustes de las protecciones de fase (21P) y neutro (21N) en zona dos se utiliza la siguiente ecuación:

$$R, X_{[\Omega \text{ prim}]} = 100\% Z_{L/T1} + 50\% \times Z_{L/T2} \quad (4.1)$$

- Para los ajustes de las protecciones de fase (21P) y neutro (21N) en zona tres se utiliza la siguiente ecuación:

$$R, X_{[\Omega \text{ prim}]} = 100\% Z_{L/T1} + 100\% \times Z_{L/T2} \quad (4.2)$$

- Para las protecciones de los relés de neutro se utiliza el factor “k0” con el propósito de no tener subalcances de las zonas de protección.

El ángulo de la característica para la protección de fase se considera un valor de 75° mientras que para neutro se considera un valor de 60°.

#### **4.2.3.1 Ajuste de la zona 1 de fase y neutro para el relé de distancia de la línea Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV**

Una vez establecidos los criterios de ajuste y coordinación de la protección de distancia, se procede a mostrar un ejemplo para el ajuste de la protección de distancia de fase (21P) de la bahía Pomasqui1\_230 kV de la Subestación Santa Rosa\_230 kV. Posteriormente se realiza el ajuste para la protección de distancia.

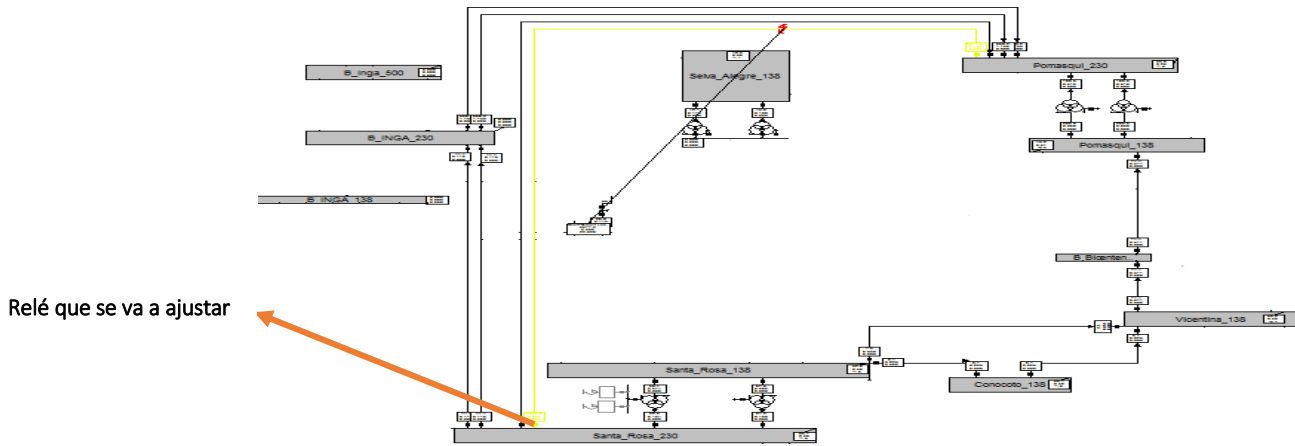


Figura 4.23. Línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV

En la Figura 4.23 se muestra la línea de transmisión en la cual se encuentra el relé de distancia que se va a ajustar. Se ha simulado una falla trifásica al 80% en la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.

En la Figura 4.24 se muestran los parámetros generales de la línea de transmisión Santa Rosa–Pomasqui\_230 kV como son: longitud, resistencia y reactancias de secuencia cero ( $R_0, X_0$ ), y de secuencia positiva ( $R_1, X_1$ ).

Resulting Values	
Rated Current (act.)	0.8334 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	22.9346 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	83.70916 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	2.514659 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	22.79633 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	14.28362 Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	67.88013 Ohm
Earth Fault Current, Ics	41.21845 kA
Earth Factor, Magnitude	0.6772098
Earth Factor, Angle	-8.335518 deg

Figura 4.24. Parámetros de la L/T Santa Rosa–Pomasqui\_230 kV

Datos generales de la línea de transmisión:

Longitud = 45,9 km

$$\text{RTC: } \frac{1000}{5} = 200$$

$$\text{RTP: } \frac{230000 \text{ V}}{115 \text{ V}} = 2000$$

En la Tabla 4.7 se muestran los parámetros de la línea en ohmios primarios de secuencia positiva, secuencia negativa, y secuencia cero, los mismos que son utilizados para calcular, a través de (4.3), los parámetros de la línea en ohmios secundarios como se muestra en la Tabla 4.8.

**Tabla 4.7.** Datos de impedancias de la línea en ohmios primarios

Impedancia de secuencia	R [ohm primarios]	X [ohm primarios]
Z1=Z2	2,514	22,796
Z0	14,283	67,88

$$Z_{1,0} [\text{OHM SECUNDARIOS}] = \left( \frac{\text{RTC}}{\text{RTP}} \right) \times Z_{1,0} [\text{OHMIOS PRIMARIOS}] \quad (4.3)$$

Al realizar los cálculos correspondientes se obtiene:

**Tabla 4.8.** Datos de impedancias de la línea en ohmios secundarios

Impedancia de secuencia	R [ohm secundarios]	X [ohm secundarios]
Z1=Z2	0,2514	2,2796
Z0	1,4283	6,788

Se ajusta a la zona 1 inicialmente con el 80% de la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.

Criterio zona 1: 80% ZL/T

Al tomar los datos de la Tabla 4.7 y realizar los cálculos respectivos se tiene los nuevos valores de resistencia y reactancia:

$$R1 = 0,8 \times 2,514 [\text{ohm primarios}] = 2,0112 [\text{ohm primarios}]$$

$$X1 = 0,8 \times 22,796 [\text{ohm primarios}] = 18,2368 [\text{ohm primarios}]$$

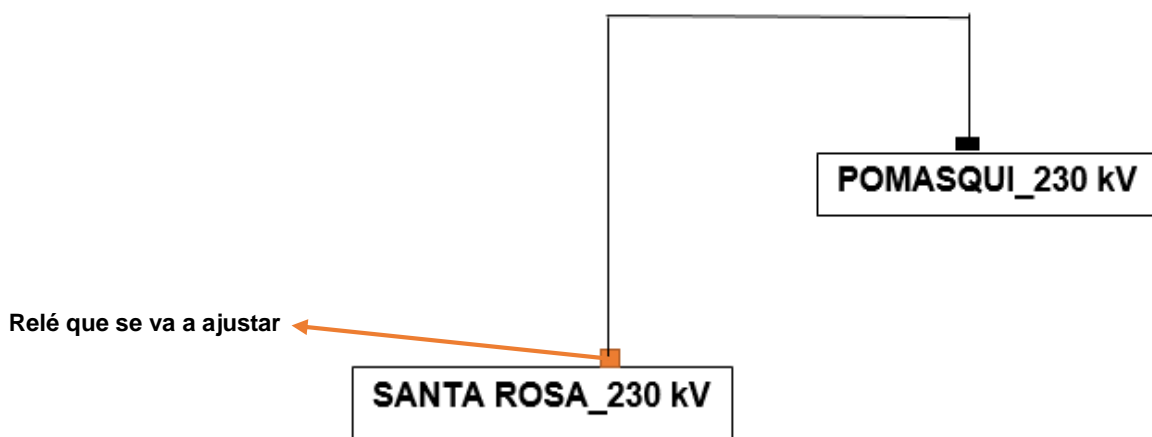
En la Tabla 4.9 se muestra el alcance inicial (referencial) de la zona uno de fase y neutro, en términos de la impedancia (secuencia positiva) de la línea de transmisión en ohmios primarios.

**Tabla 4.9.** Criterio de ajuste de la zona 1

PROTECCIÓN	R1 [ohm primarios]	X1 [ohm primarios]
FASE /NEUTRO	2,0112	18,2368

#### 4.2.3.1.1 Ajuste zona 1 de fase (21P)

Una vez establecidos los cálculos necesarios se procede a ajustar el relé 21P. Se simula cortocircuitos trifásicos y bifásicos con resistencias de falla de cero, cinco y diez ohmios en la línea Santa Rosa–Pomasqui\_230 kV desde la S/E Santa Rosa\_230kV como se ilustra en la Figura 4.25.



**Figura 4.25.** Relé 21P que se va a ajustar

En la Figura 4.26, Figura 4.27 y Figura 4.28 se observa el disparo del relé 21P de fase ante fallas simuladas al 80 % del punto de referencia con resistencias de falla de 0, 5, y 10 ohmios en demanda máxima, respectivamente. El tiempo de operación de la zona uno es a los 0,04 [s]; se concluye que el relé 21P se encuentra operando correctamente en zona uno.

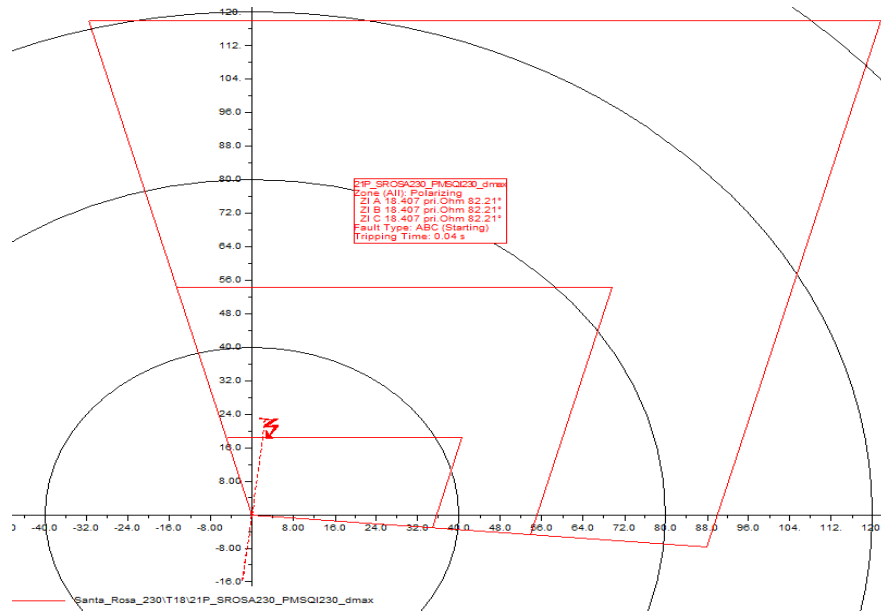


Figura 4.26. Operación del relé al 80%, 3F con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

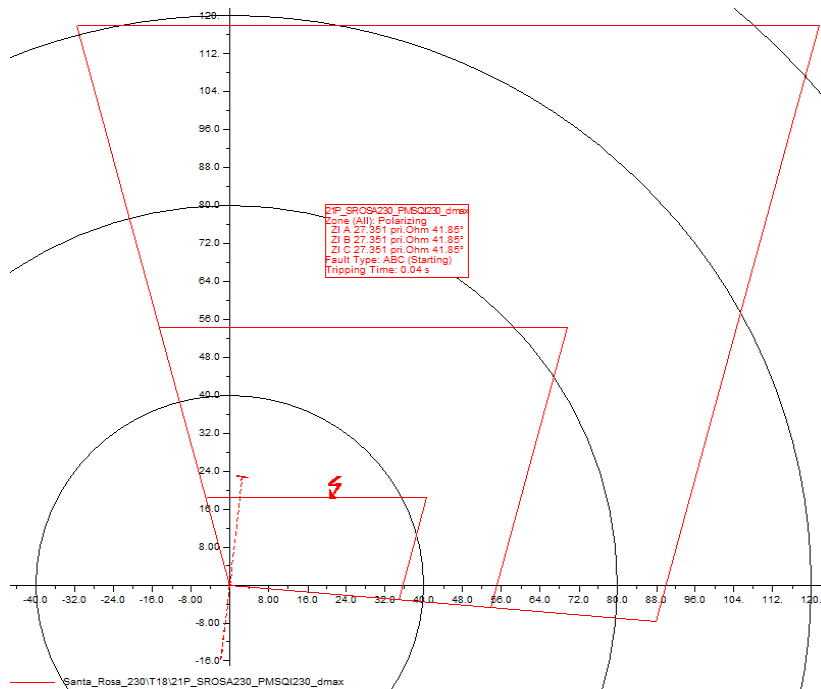


Figura 4.27. Operación del relé al 80%, 3F con  $R_F = 5 \Omega$ . Dmáx

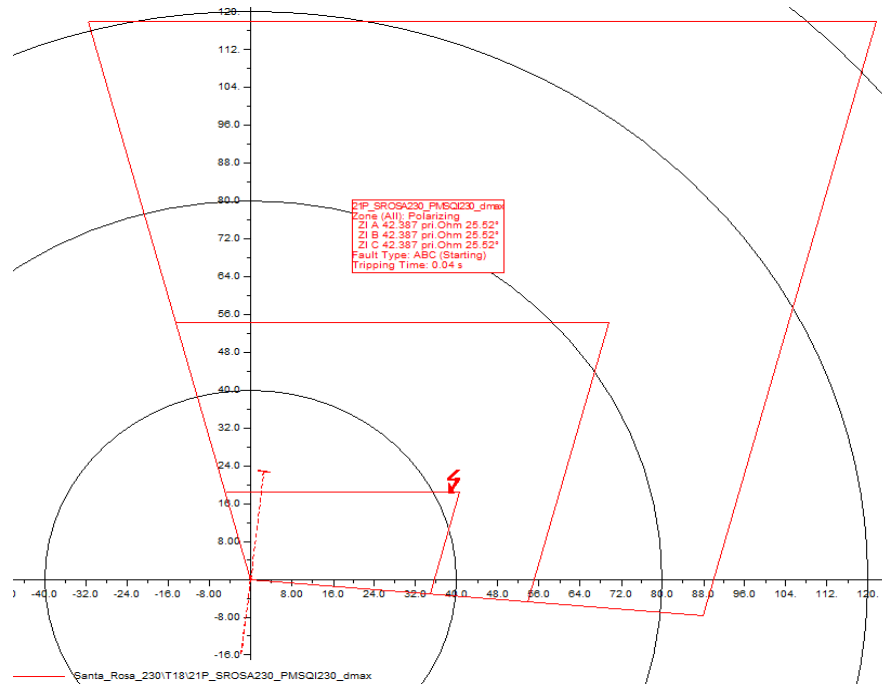


Figura 4.28. Operación del relé al 80%, 3F con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmáx

Luego de determinar el valor exacto, la Figura 4.29 muestra el ajuste para zona 1 de fase (21P), la cual se encuentra cubriendo el 80,71 % de la línea de transmisión.

Distance Polygon - ...230\T18\Cub\_2\21P\_SROSA230\_PMSQI230\_dmax\Ph-Ph 1.RelDispoly

Basic Data: IEC Symbol: Z>> ANSI Symbol: 21  
 Zone: 1 Unit: Phase-Phase

Description: Characteristic: Polygonal (Beta)  
 Name: Ph-Ph  
 Type: Distance Generic\Dist Poly Z4-Ph-Ph\ZPHPH1

Out of Service:

Tripping Direction: Forward

+X Reach: 1.84 sec.Ohm      Directional Unit: 18.4 pri.Ohm  
 +R Resistance: 3.56 sec.Ohm      35.6 pri.Ohm

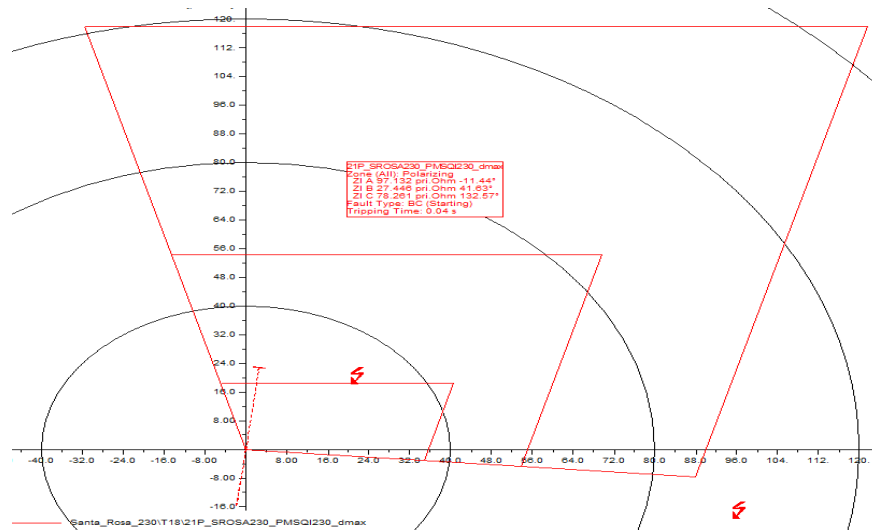
Relay Angle: 75 deg  
 +X Angle: 0 deg  
 -R Resistance: 3.5 sec.Ohm      35 pri.Ohm  
 Rt Ratio: 1      35.6 pri.Ohm

Impedances:

Line/Branch R, X	0.2514659 sec.Ohm	2.279633 sec.Ohm	
X-Reach	1.84 sec.Ohm	18.4 pri.Ohm	80.71475 %
Max. Relay Reach	4.451137 sec.Ohm	44.51137 pri.Ohm	24.41718 deg

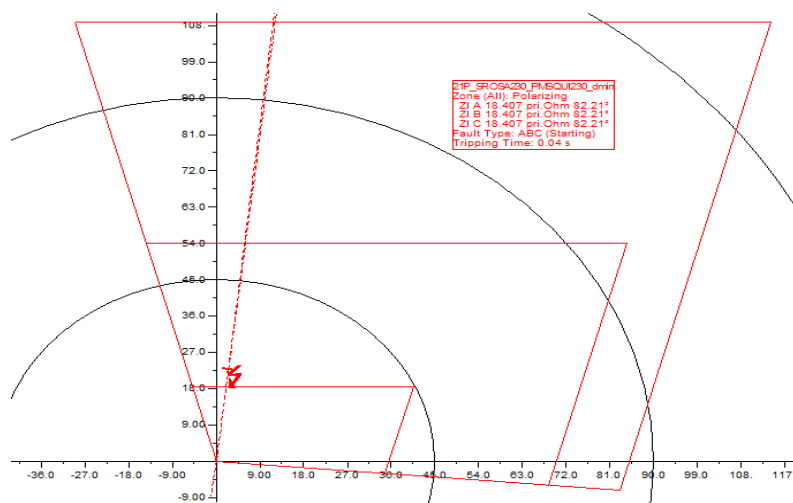
Figura 4.29. Ajuste zona1, 21P. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Se verifica el ajuste de la Figura 4.29 simulando un cortocircito bifásico con una resistencia de falla de diez ohmios al 80% de la línea de transmisión como se muestra en la Figura 4.30, se observa que el tiempo de operación de la zona 1 es instantáneo.

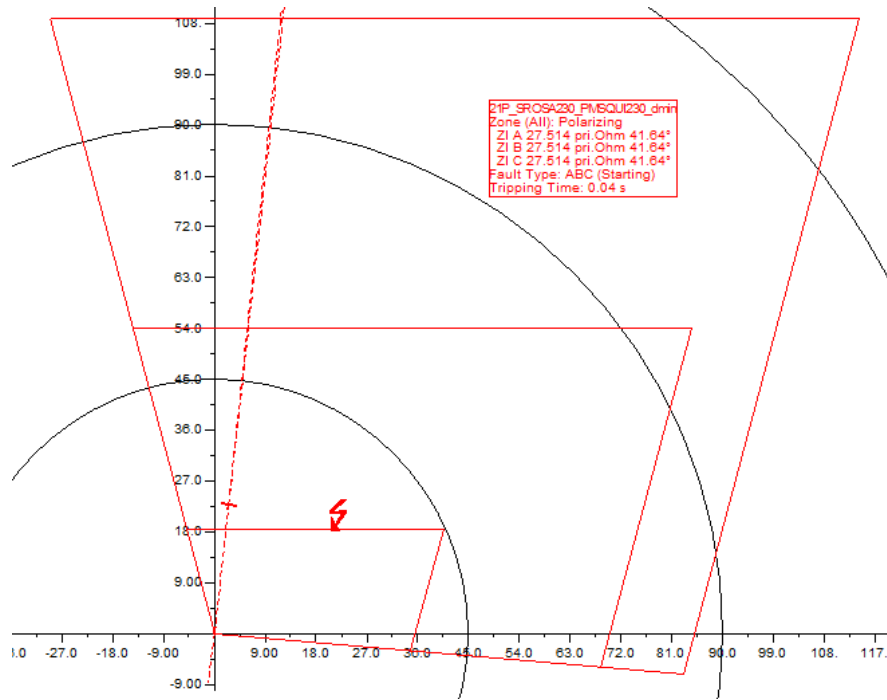


**Figura 4.30.** Operación del relé al 80% 2F con  $R_F = 10 \Omega.D_{máx}$

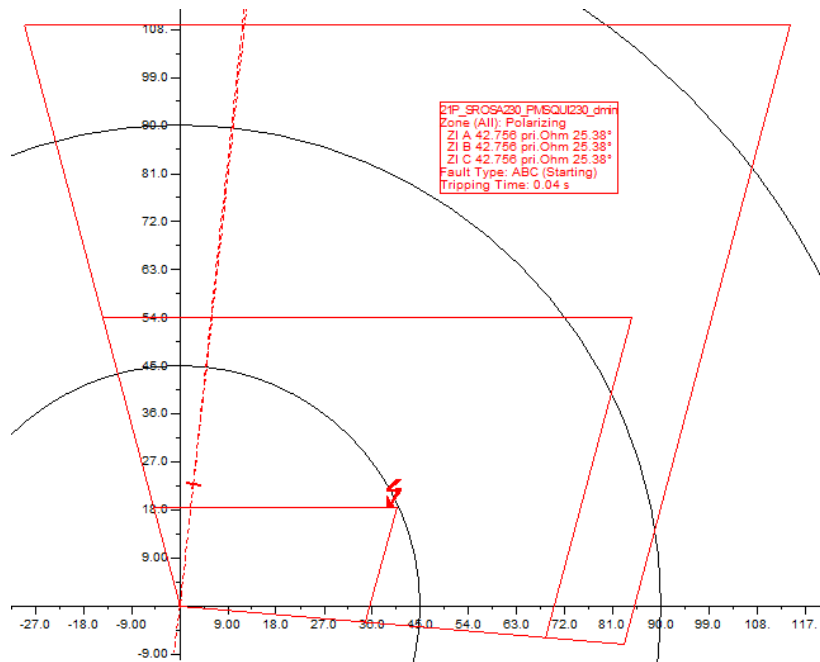
Para verificación de los ajustes de la Figura 4.29, se realiza el mismo procedimiento para el estado de demanda mínima. En la Figura 4.31, Figura 4.32 y Figura 4.33 se observa el disparo del relé 21P ante una falla trifásica al 80% con resistencias de falla de 0, 5, y 10 ohmios, respectivamente. El tiempo de operación es a los 0,04 [s]; es decir, el tiempo de operación de zona 1 es instantáneo.



**Figura 4.31.** Operación del relé al 80%, 3F con  $R_F = 0 \Omega.D_{mín}$



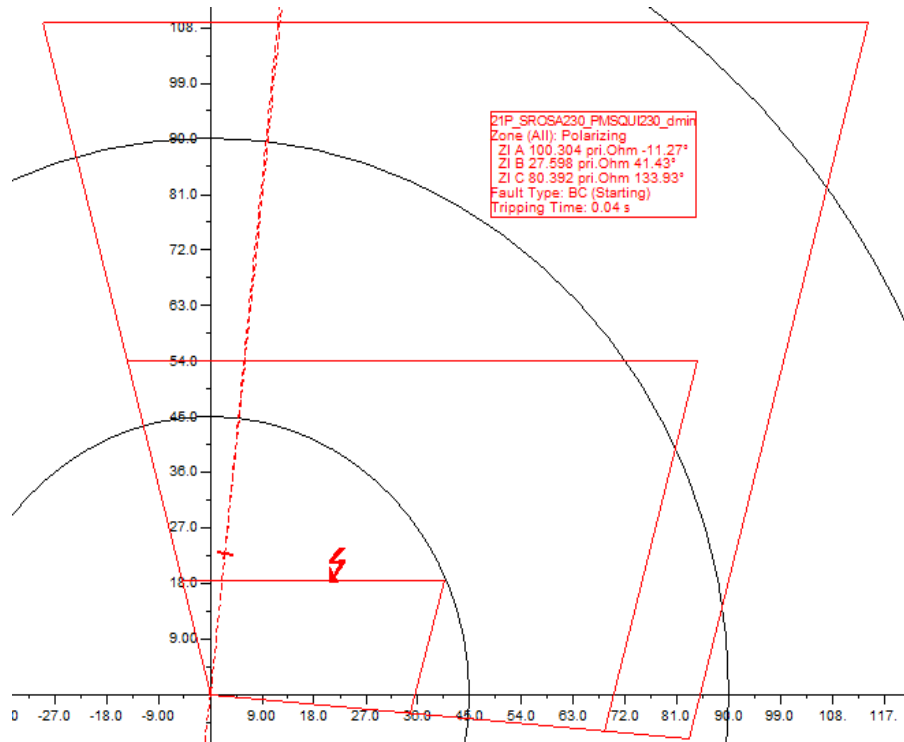
**Figura 4.32.** Operación del relé al 80%, 3F con  $R_F = 5 \Omega$ .Dmín



**Figura 4.33.** Operación del relé al 80%, 3F con  $R_F = 10 \Omega$ .Dmín

Se verifica el ajuste de la Figura 4.29 simulando esta vez un cortocircuito bifásico con una resistencia de falla de diez ohmios al 80% de la línea de transmisión, se observa que el tiempo de operación del relé 21P es de 0,04 s.



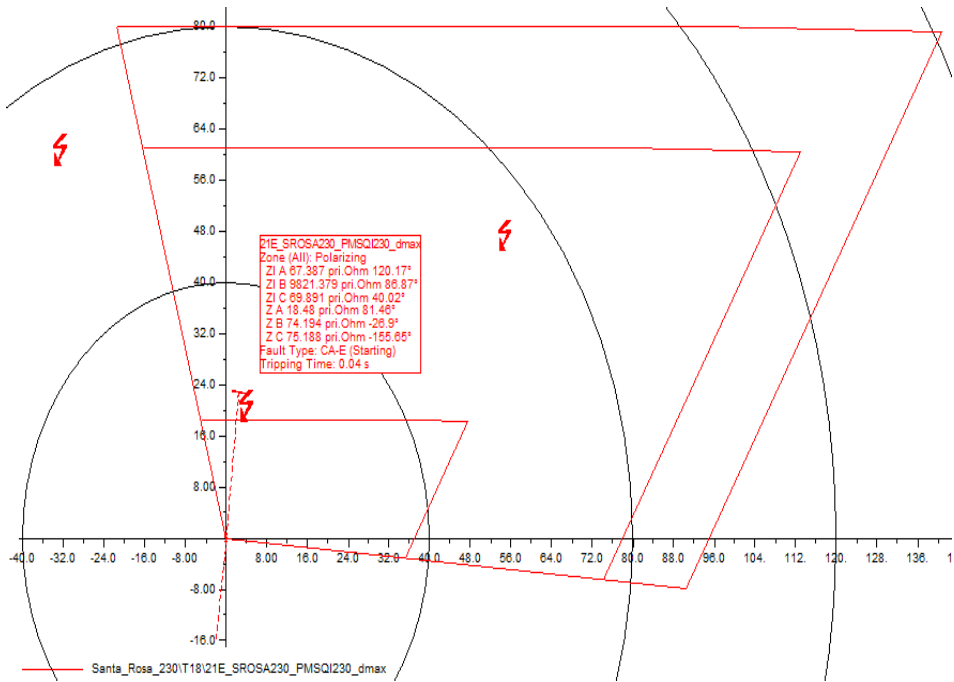


**Figura 4.34.** Operación del relé al 80%, 2F con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmín

#### 4.2.3.1.2 Ajuste zona 1 de neutro (21N)

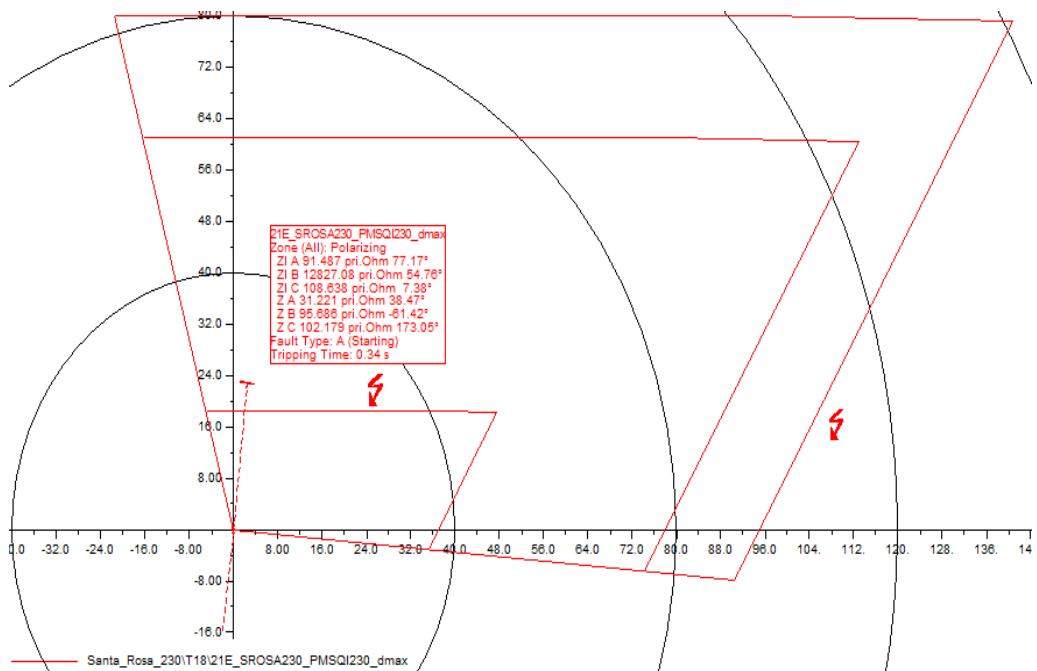
Una vez establecidos los cálculos necesarios se procede a ajustar el relé 21N. Para la configuración de zona 1, al igual que el relé de fase inicialmente se consideró la impedancia de secuencia positiva (en ohmios primarios) de la Tabla 4.9, es decir; considerando un alcance del 80% de la línea de transmisión y su operación es instantánea. Sin embargo, luego de las simulaciones correspondientes, se determinó el alcance exacto en los valores indicados en la Figura 4.38. Se simularon cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra en la línea con resistencias de falla de cero, diez y veinte ohmios desde la S/E Santa Rosa\_230 kV.

Con el ajuste de la Figura 4.35 (mismos de la Figura 4.38) se observa que al simular un cortocircuito monofásico en la L/T Santa Rosa-Pomasqui 230 kV con un valor de resistencia de falla de cero ohmios, el relé opera en zona uno con un tiempo de operación de 0.04 [s] como se ilustra en la Figura 4.35



**Figura 4.35.** Operación del relé al 80%, 1F con  $R_F = 0 \Omega$ .  $D_{m\acute{a}x}$

Pero al utilizar el mismo ajuste de la Figura 4.35 se observa que al simular un cortocircuito monofásico con un valor de resistencia de falla de diez ohmios y veinte ohmios respectivamente el relé opera en zona dos con un tiempo de operación de 0.34 s como se muestra en la Figura 4.36 y Figura 4.37.



**Figura 4.36.** Operación del relé al 80%, 1F con  $R_F = 10 \Omega$ .  $D_{m\acute{a}x}$

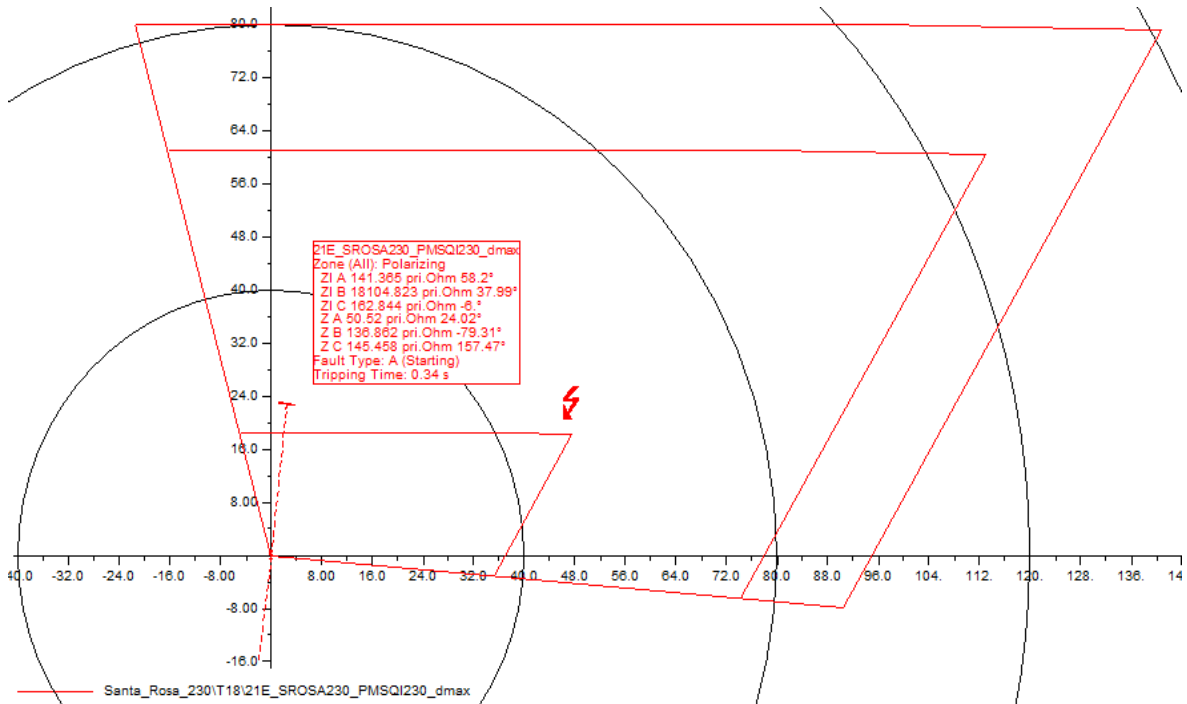


Figura 4.37. Operación del relé al 80%, 1F con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmáx

En la Figura 4.38 se observa el ajuste sugerido para la zona uno de neutro (21N), la misma que se encuentra cubriendo el 86,85 % de la línea de transmisión.

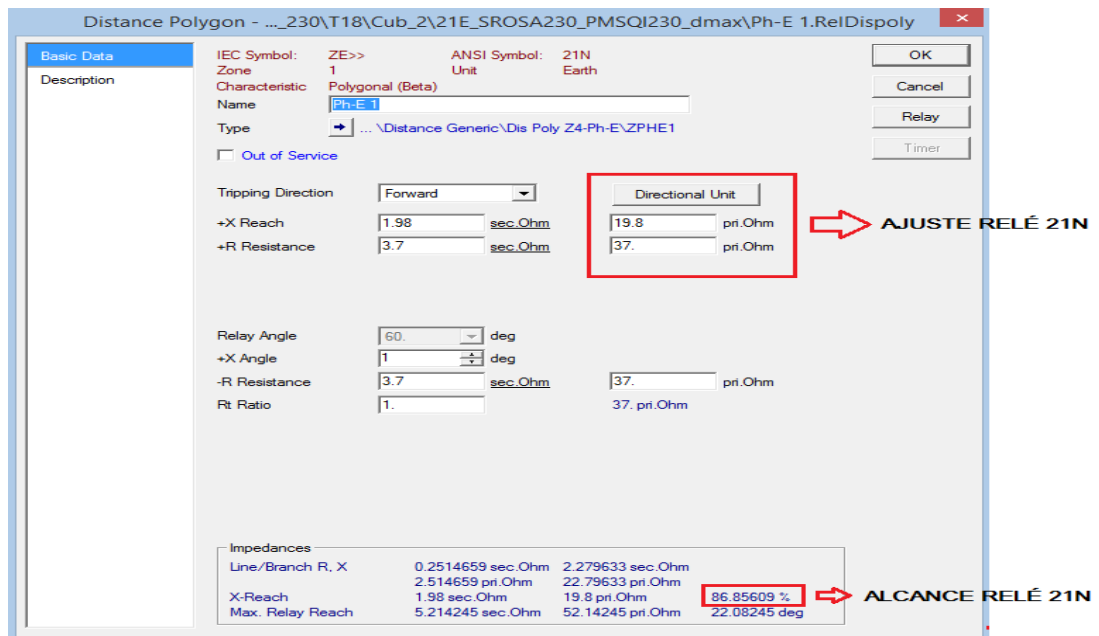


Figura 4.38. Ajuste zona 1, relé 21N. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Para verificación de los ajustes de la Figura 4.38, se realiza el mismo procedimiento para el estado de demanda mínima. En la Figura 4.39, Figura 4.40 y Figura 4.41 se

observa el disparo del relé 21N ante fallas monofásicas con resistencias de falla de 0, 10, y 20 ohmios, respectivamente. El tiempo de operación es a los 0,04 [s].

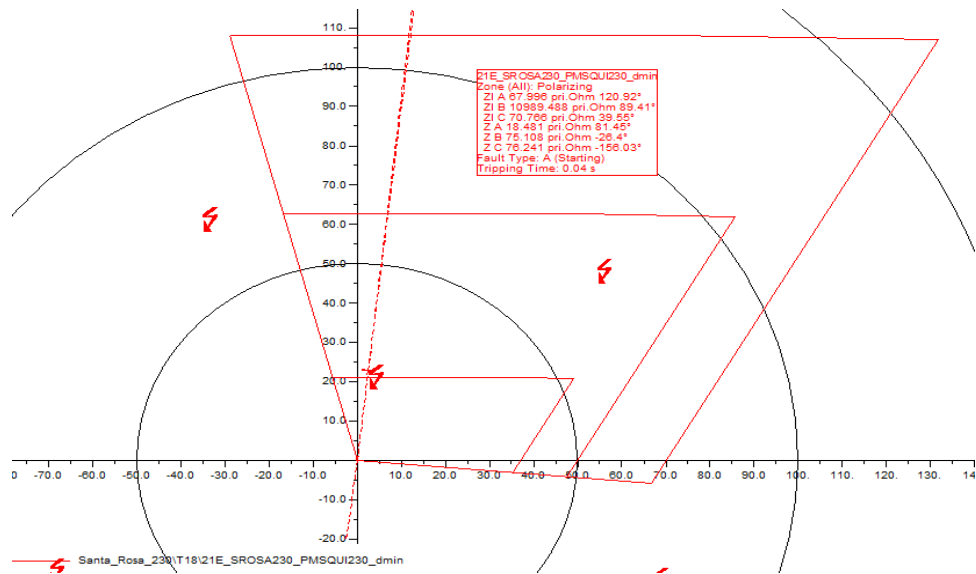


Figura 4.39. Operación del relé al 80%, 1F con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

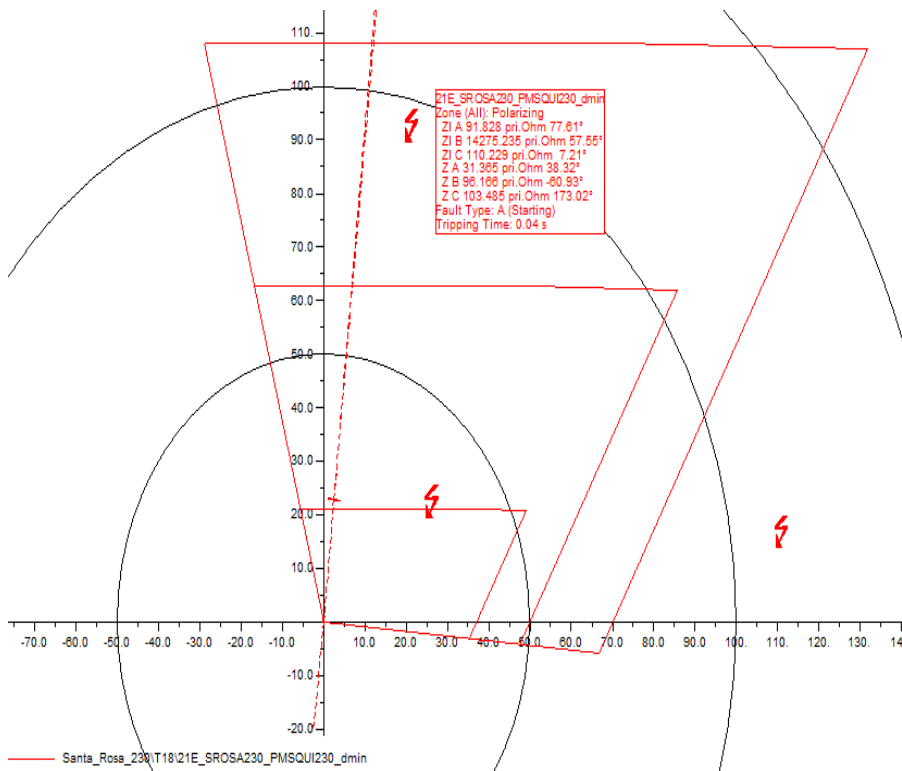
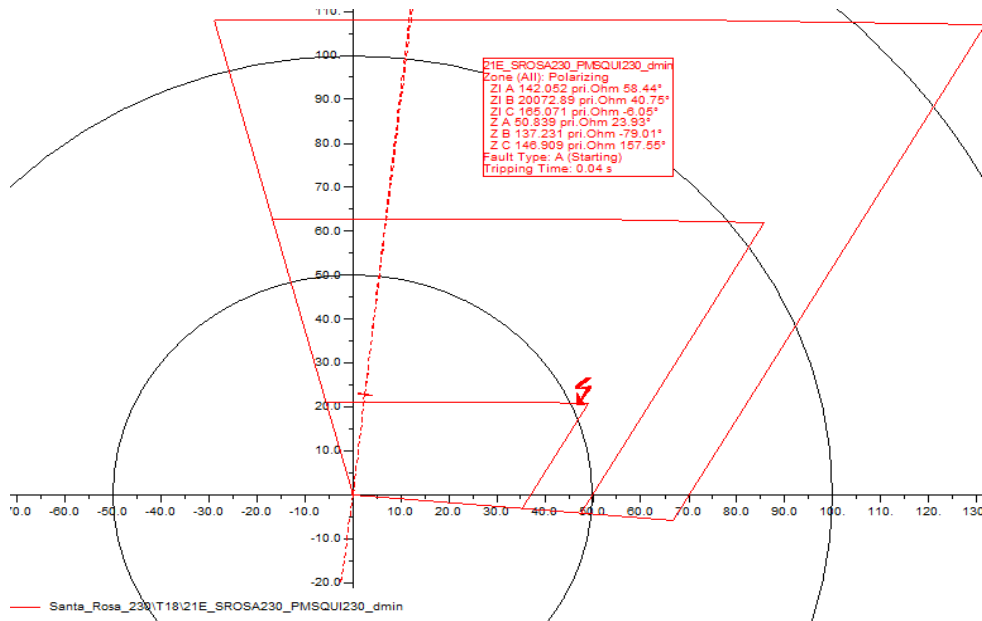
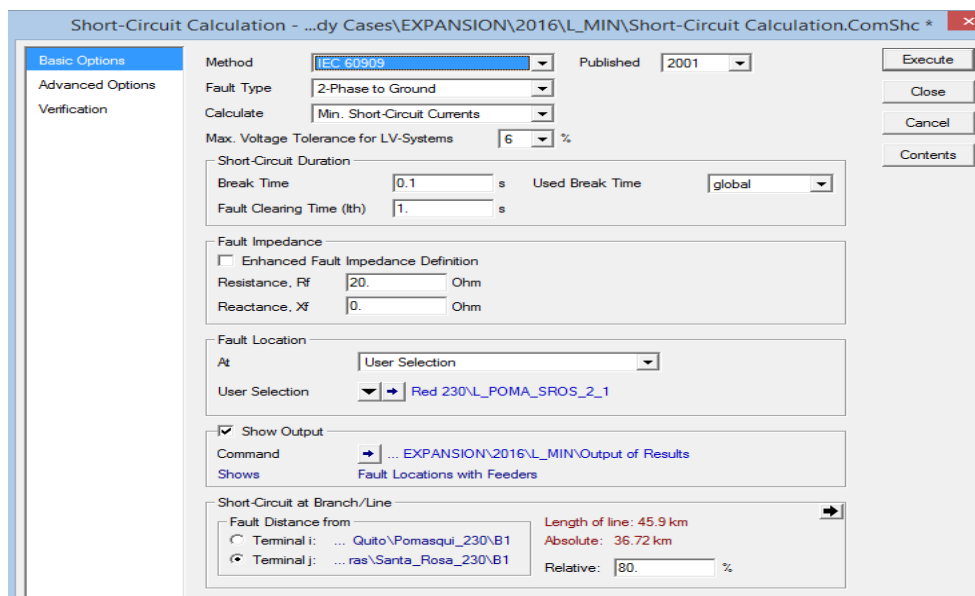


Figura 4.40. Operación del relé al 80%, 1F con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmín



**Figura 4.41.** Operación del relé al 80%, 1F con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmín

Para verificar el ajuste en el relé 21N de la zona uno se simuló un cortocircuito bifásico a tierra con una resistencia de falla de veinte ohmios al 80% de la línea de transmisión en el estado de demanda mínima como se muestra en la Figura 4.42. Se puede observar que al considerar esta falla el relé 21N está operando en zona dos, como muestra la Figura 4.43, es por esta razón que se aumenta el ajuste de alcance resistivo de neutro.



**Figura 4.42.** Operación del relé 21N al 80%, 2F-T con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmín. [Captura de pantalla de Power Factory]

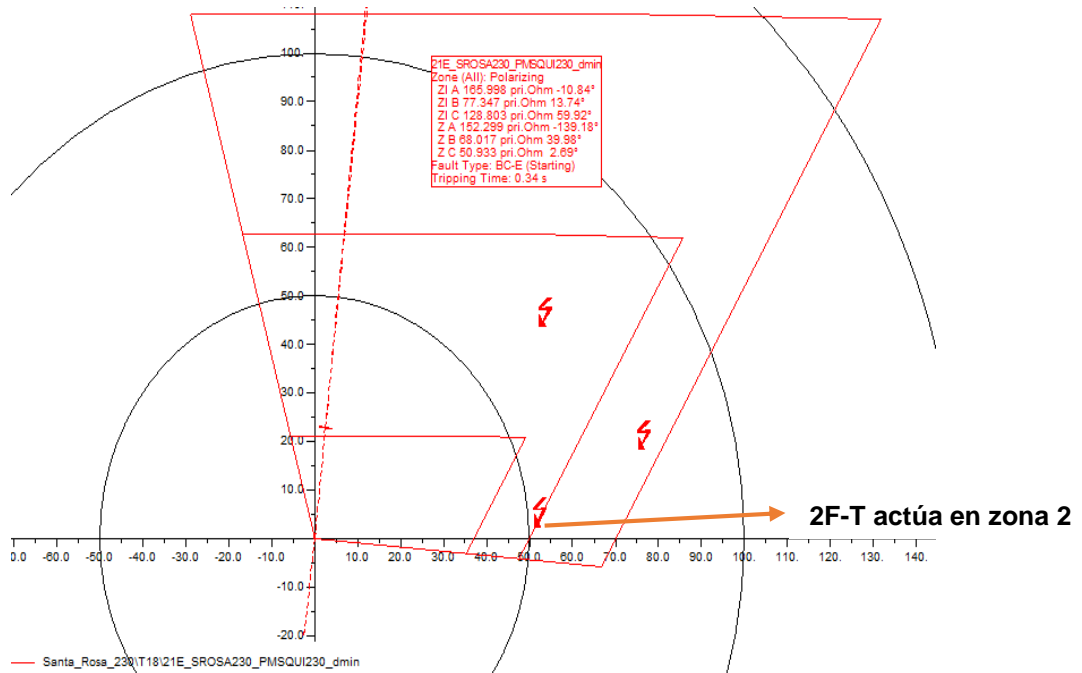


Figura 4.43. Operación del relé al 80%, 2F-T con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmín

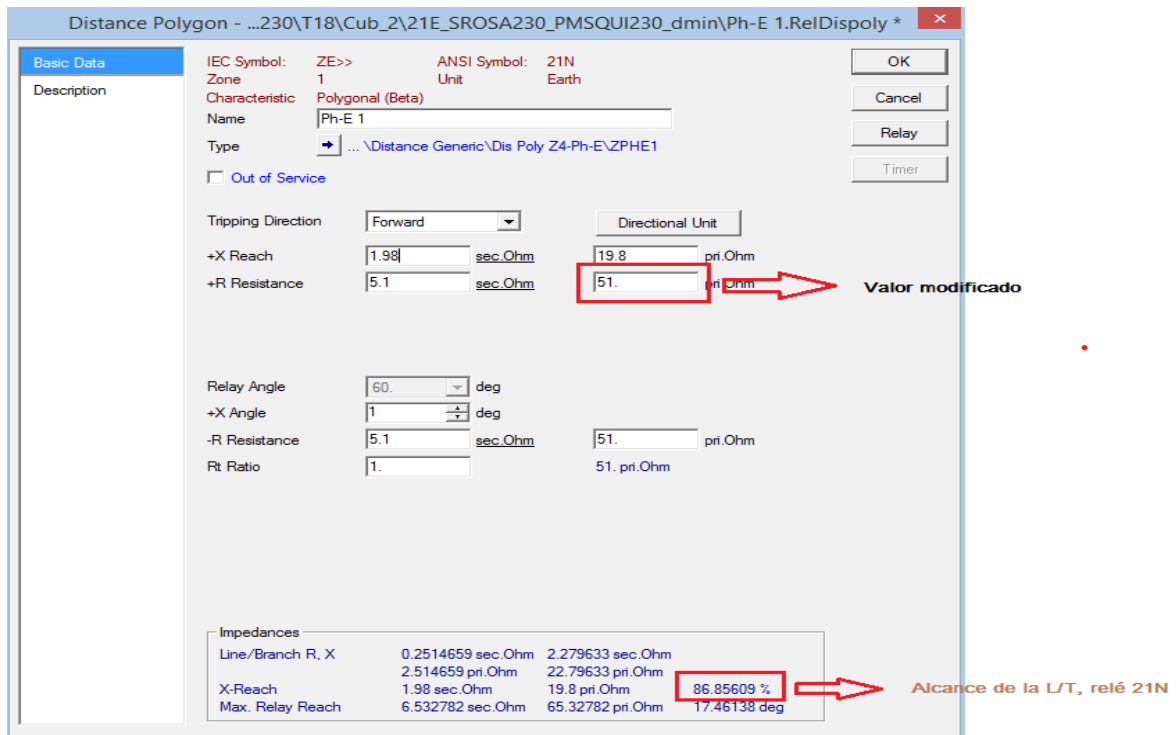
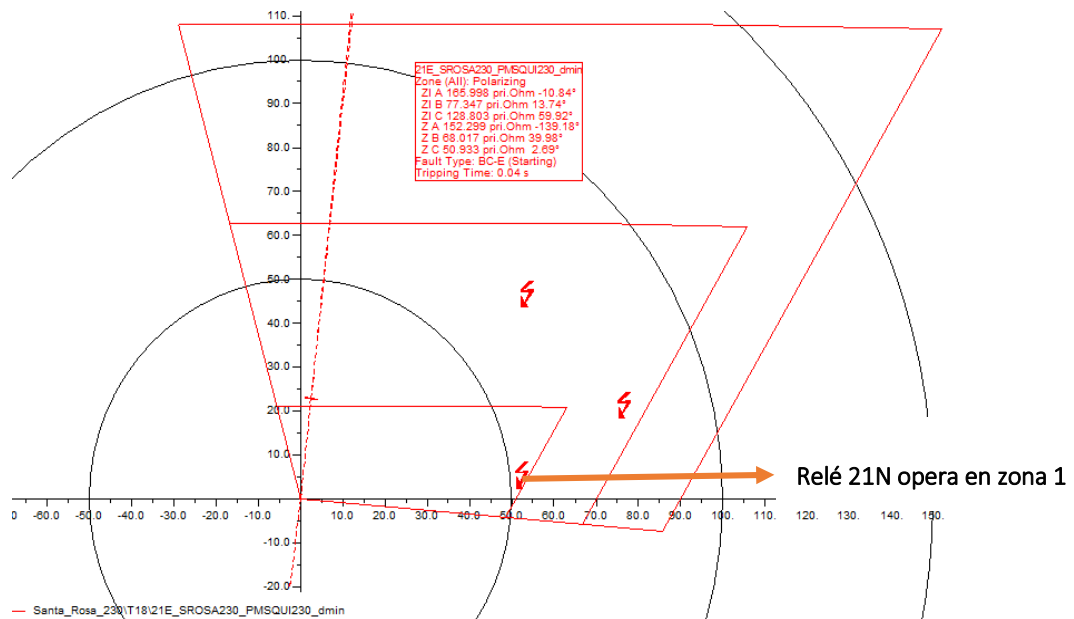


Figura 4.44. Ajuste modificado relé 21N zona 1. [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 4.44 se muestra el nuevo ajuste del relé 21N el mismo que continúa cubriendo el 86.86 % de la línea de transmisión. Una vez modificado el alcance

resistivo se puede observar en la Figura 4.45 que la falla simulada anteriormente se encuentra actuando normalmente en zona uno.



**Figura 4.45.** Operación del relé al 80%, 2F-T con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmin

#### 4.2.3.2 Coordinación de la zona 2 de fase y neutro para el relé de distancia de la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV

Para la configuración de la zona dos, se establece un alcance referencial del 100% de la línea de transmisión más el 50% de la línea de transmisión adyacente más corta (conforme a ecuación (4.1)) con un tiempo de operación de 300 a 400 milisegundos.

Una vez establecidos los criterios referenciales de la protección de distancia se procede a mostrar un ejemplo para el ajuste de la protección de fase de la zona dos (21P) de la L/T Santa Rosa - Pomasqui\_230 kV, posteriormente se realiza la coordinación para la protección de distancia de tierra (21N), y se verifica el ajuste de zona 2 en los estados de demanda máxima y demanda mínima. En la Figura 4.46 se muestra el relé de distancia que se va a ajustar.

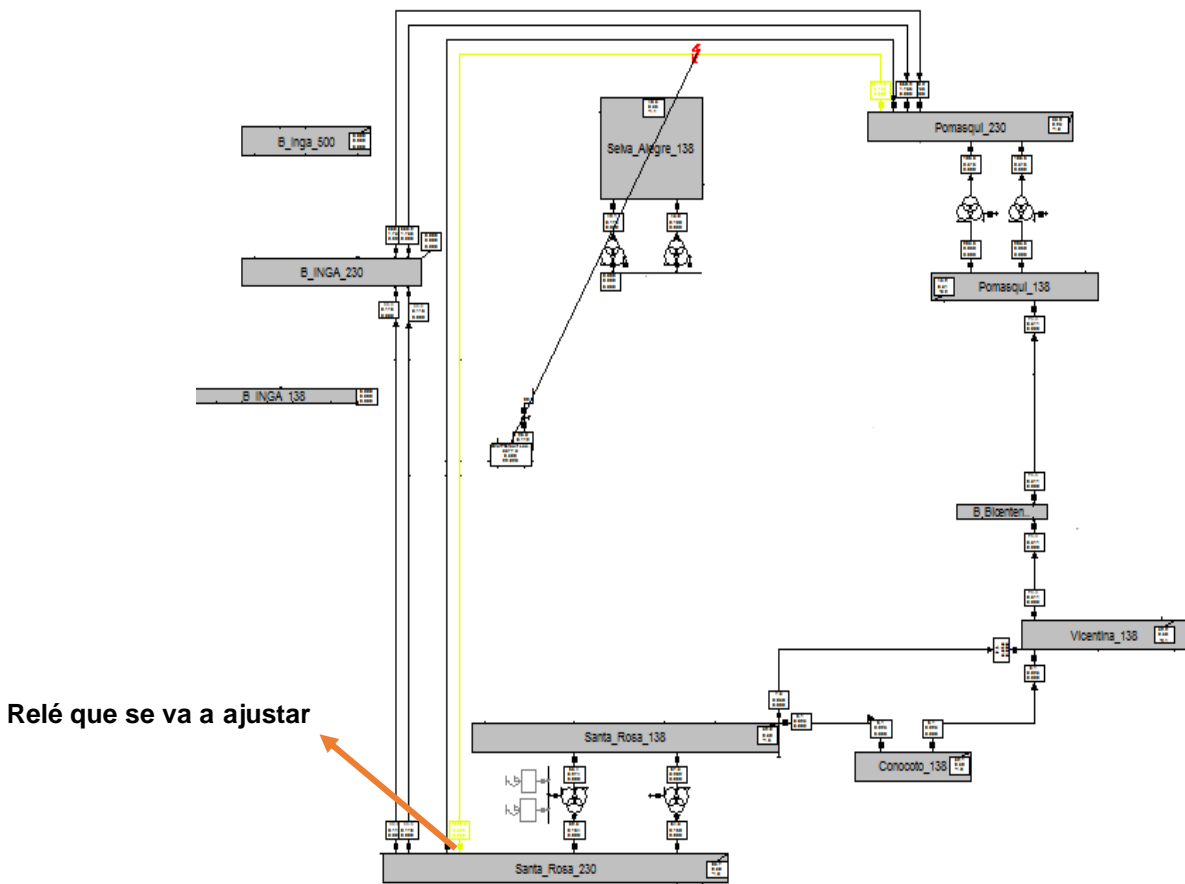


Figura 4.46. Línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV

4.2.3.2.1 Ajuste y coordinación de la zona 2 de fase (21P)

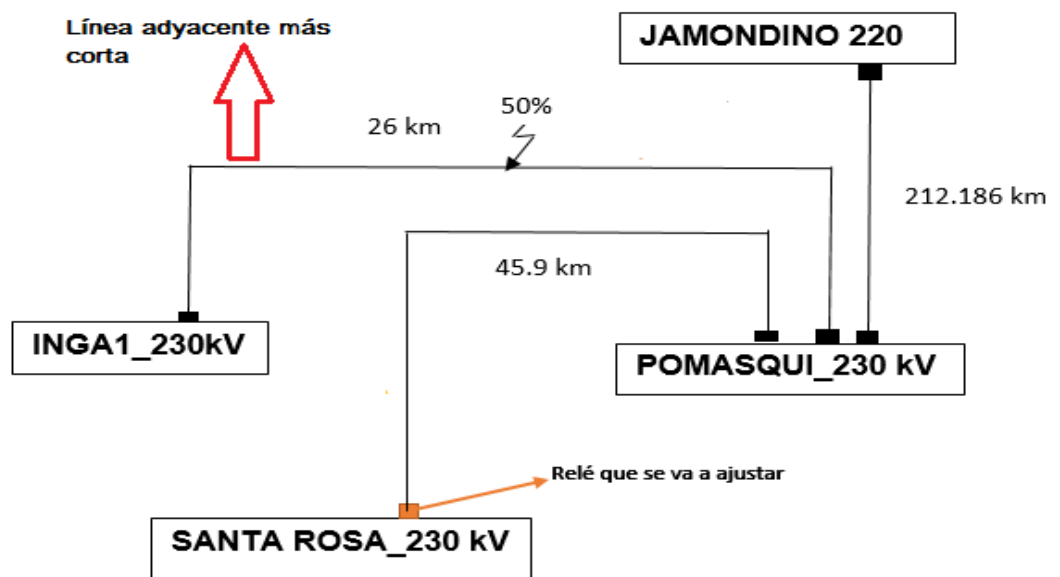


Figura 4.47. Relé 21P y 21N que se va a ajustar. Zona 2



La Figura 4.47 muestra el criterio de ajuste de la zona dos tanto para el relé 21P como para el relé 21N, el mismo que se define de la siguiente manera: 100% de la línea de transmisión protegida (Santa Rosa – Pomasqui \_230 kV) más el 50% de la línea de transmisión adyacente más corta que encuentren al mismo nivel de voltaje. Para este caso se toma al circuito 1 de la línea Pomasqui – Inga\_230 kV como la línea adyacente más corta. Como parámetro se necesita la impedancia de las líneas de transmisión de secuencia positiva las mismas que se muestran a continuación.

**L/T: Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV**

**L/T: Pomasqui- Inga\_230 kV**

$$Z_{(+,-)} = 2.514659 + j22.79633 \text{ [ohm prim]}$$

$$Z_{(+,-)} = 1.082094 + j 9.064405 \text{ [ohm prim]}$$

El criterio de ajuste de zona dos para el relé 21P se lo realiza considerando la siguiente ecuación:

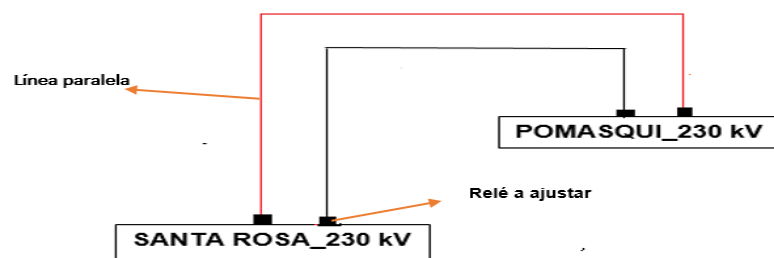
$$R, X_{[\text{ohm primarios}]} = 100\% Z_{L/T1} + 50\% \times Z_{L/T2} \quad (4.1)$$

Se realiza el cálculo de la reactancia con (4.1) y los datos de la impedancia de secuencia positiva mencionada anteriormente.

$$X_{[\Omega \text{ prim}]} = 22,79633 + 0,5 \times (9,064405)$$

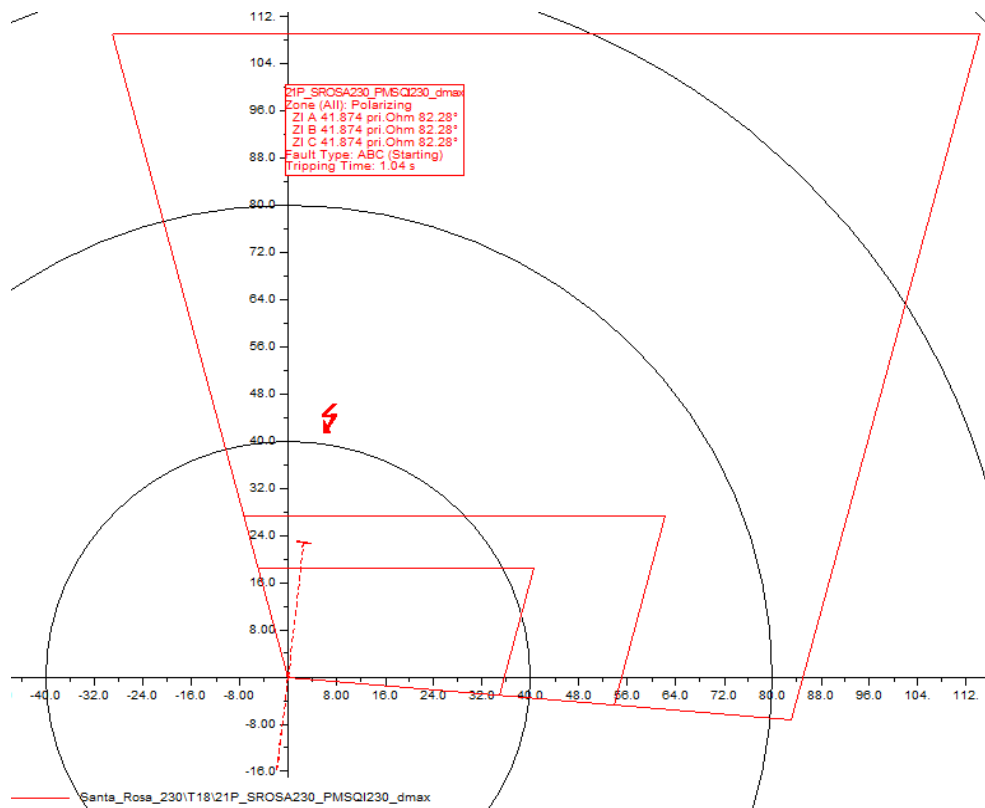
$$X_{[\Omega \text{ prim}]} = 27,33 \text{ [\Omega prim]}$$

Una vez establecidos los ajustes necesarios para el relé 21P en zona dos se procede a validarlos, para esto es necesario simular cortocircuitos trifásicos y bifásicos con resistencias de falla de cero, cinco y diez ohmios a diferentes valores de porcentajes de la línea paralela a Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV como muestra la Figura 4.48.



**Figura 4.48.** Línea paralela Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV

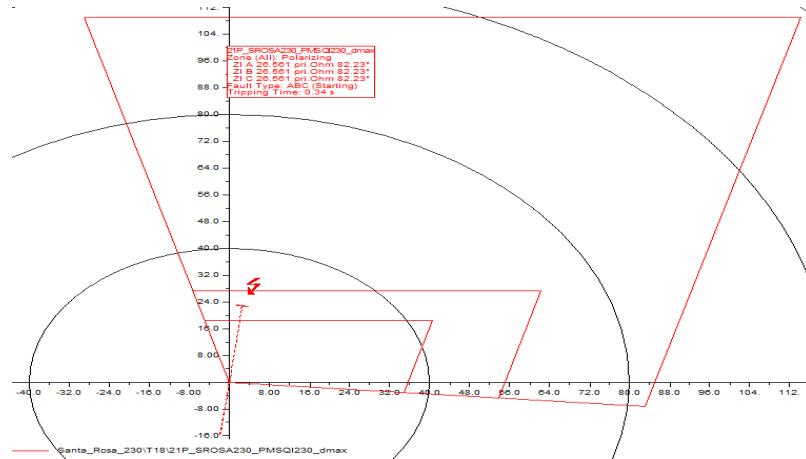
Con el ajuste de zona dos obtenido anteriormente, se simula el funcionamiento del relé 21P como se muestra en la Figura 4.49, con una falla trifásica en el estado de demanda máxima con resistencia de falla de cero ohmios al 10% de la línea de transmisión de la Figura 4.48, desde la S/E Pomasqui. Este criterio se realiza para conocer si con este porcentaje el relé 21P está operando en zona dos.



**Figura 4.49.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 10% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

En la Figura 4.49 se puede observar que ante una falla 3F en el circuito paralelo al 10% desde la S/E Pomasqui, el relé 21P está operando en zona tres (el ajuste de esta zona se detalla más adelante) con un tiempo de operación de 1,04 [s].

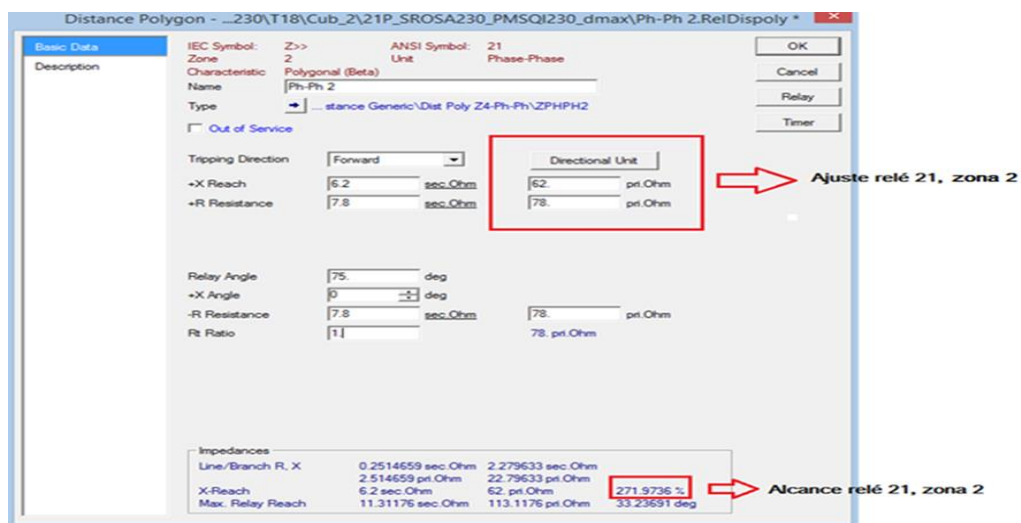
Luego, se simula una falla trifásica en el estado de demanda máxima con resistencia de falla de cero ohmios al 2% de la línea de transmisión de la Figura 4.48, desde la S/E Pomasqui. En la Figura 4.50 se puede observar que ante una falla 3F al 2% en el circuito paralelo desde la S/E Pomasqui, el relé 21P está operando en zona dos con un tiempo de operación de 0,34 [s].



**Figura 4.50.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 2% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

Se puede observar que el relé 21P en zona 2 al estar cubriendo solamente un 2% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV, no se encuentra cubriendo un porcentaje aceptable, por tal motivo es necesario realizar un nuevo ajuste para zona 2.

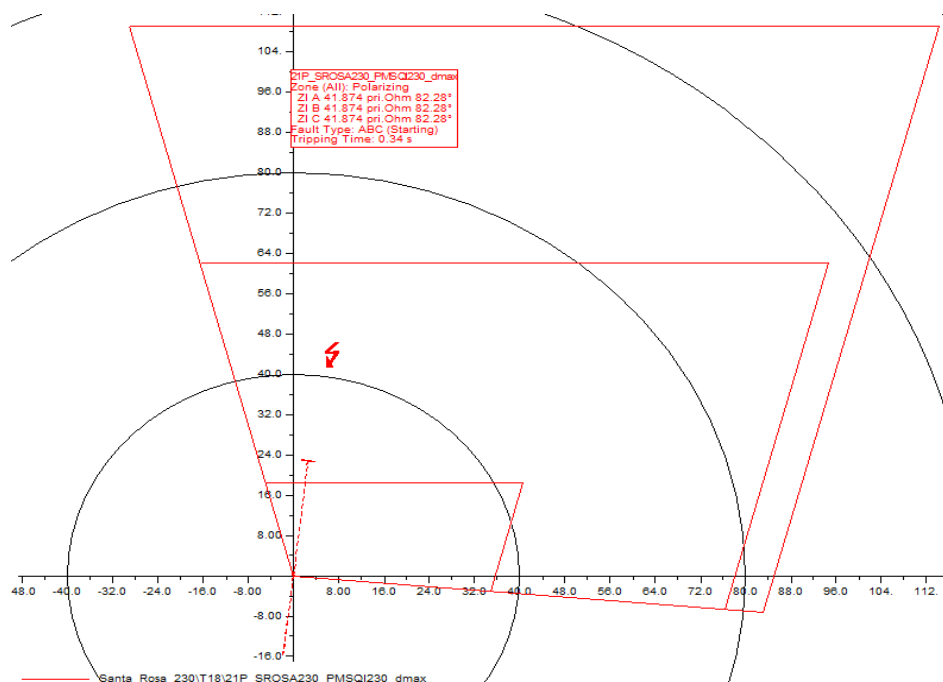
Luego de realizar varias simulaciones con distintos tipos de cortocircuitos en el programa computacional PowerFactory, se toma como valor de ajuste reactivo 62 [ohm primarios], el mismo que se lo encontró verificando tanto en demanda máxima como en demanda mínima para fase (y también para neutro), como se muestra en la Figura 4.51. En esta figura se muestra el ajuste de zona dos del relé 21P en el cual se observa que está cubriendo un 271.97% de la línea de transmisión.



**Figura 4.51.** Ajustes zona dos del relé 21P. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Una vez establecidos los ajustes necesarios para el relé 21P en zona dos, se procede a validarlos. Para esto es necesario simular cortocircuitos trifásicos y bifásicos con resistencias de falla de cero, cinco y diez ohmios a diferentes valores de porcentajes de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.

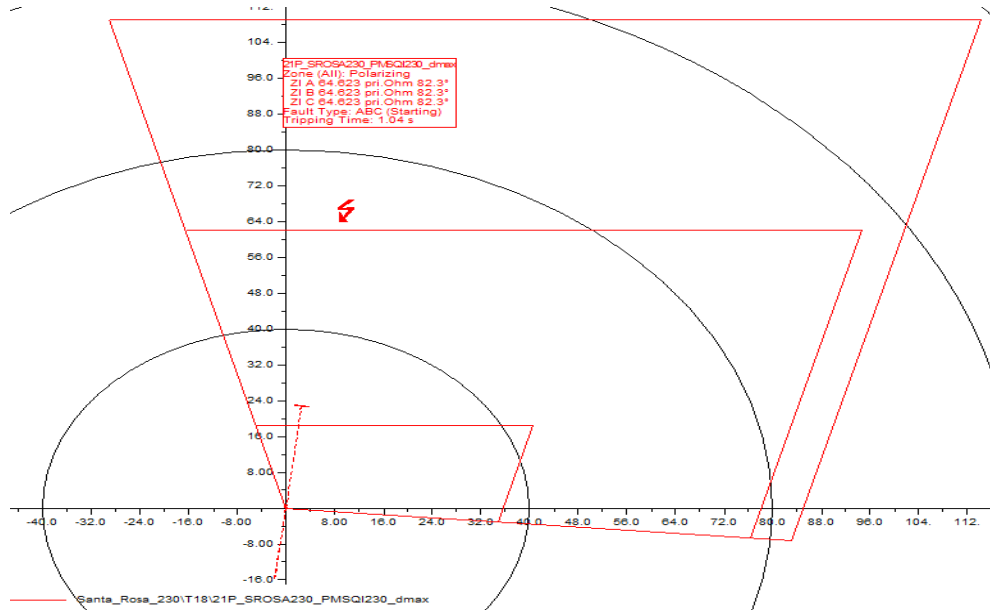
En la Figura 4.52 se ha simulado el relé 21P con una falla trifásica en el estado de demanda máxima con una resistencia de falla de cero ohmios al 10% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV. Esto se realiza para conocer si con este porcentaje el relé 21P de fase está operando en zona dos, lo cual se verifica en la figura mencionada, donde el tiempo de operación corresponde a 0,34 [s].



**Figura 4.52.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 10% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

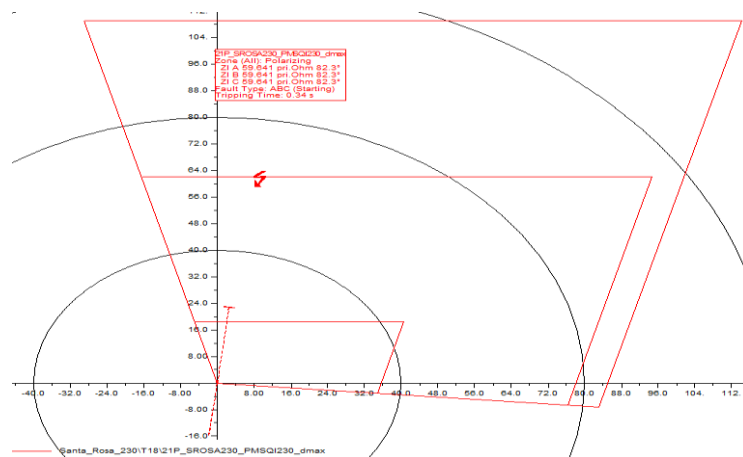
A continuación, se realiza una simulación similar pero variando el porcentaje, en este caso al 20% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.

En la Figura 4.53 se observa que ante la falla simulada el relé está operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].



**Figura 4.53.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 20% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

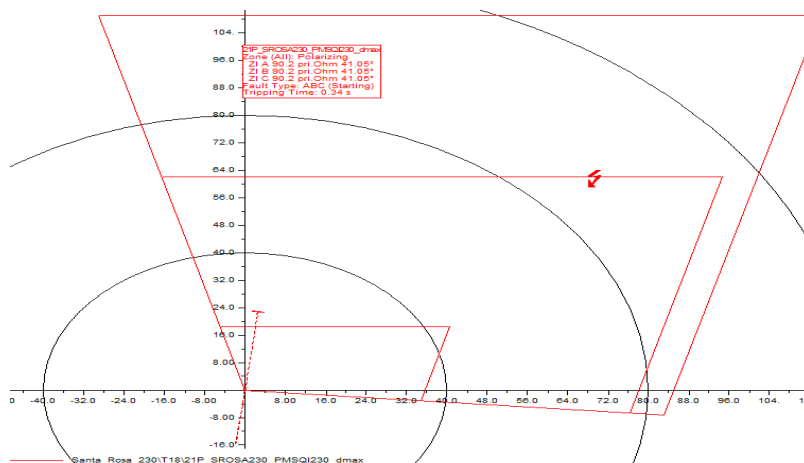
Se simula una falla trifásica con una resistencia de falla de cero ohmios en demanda máxima al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV. Los resultados se muestran en la Figura 4.54.



**Figura 4.54.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 18% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

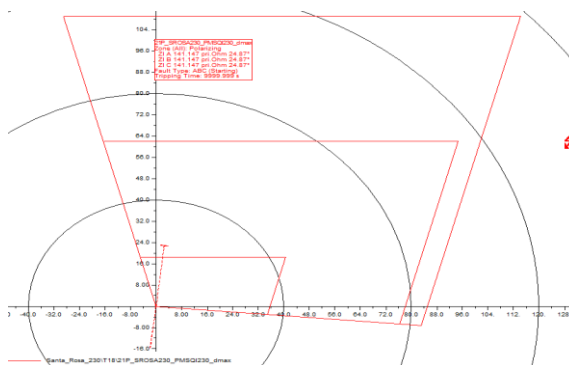
En la Figura 4.54 se observa que al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV el relé está operando en zona dos con un tiempo de operación de 0,34 [s].

Se valida el ajuste de la Figura 4.51 simulando un cortocircito trifásico con una resistencia de falla de cinco ohmios en demanda máxima al 18% desde la S/E Pomasqui\_230 kV en la línea seleccionada. Este proceso se realiza para observar en que zona se encuentra operando el relé 21P.

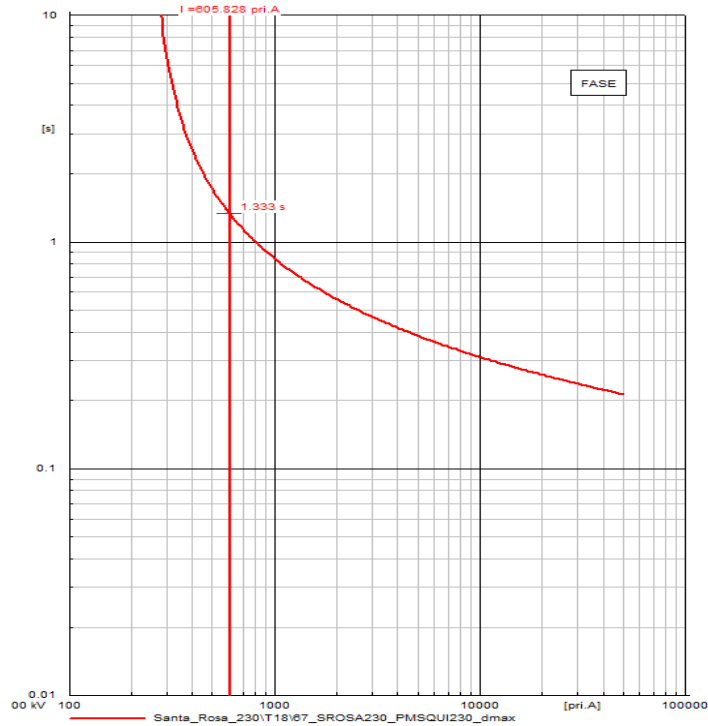


**Figura 4.55.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 18% con  $R_F = 5 \Omega$ .  $D_{m\acute{a}x}$

En la Figura 4.55 se observa que al variar la resistencia de falla a cinco ohmios, la parte resistiva de la impedancia calculada por el relé se desplaza hacia la derecha, alcanzando un valor de 68 ohmios primarios. Es decir, que si se considera una resistencia de falla de diez ohmios la parte resistiva será mucho mayor y el relé 21P ya no verá esta falla en zona dos; esto debido a que el valor resistivo sobrepasa los cien ohmios primarios que se estableció como límite en la sección 4.2.3. Lo último mencionado se muestra en la Figura 4.56. En este caso, dado que la falla no es detectada por el relé de fase 21P, operará en su lugar el relé de respaldo que es el relé de sobrecorriente direccional ubicado en la misma bahía, como se ilustra en la Figura 4.57.

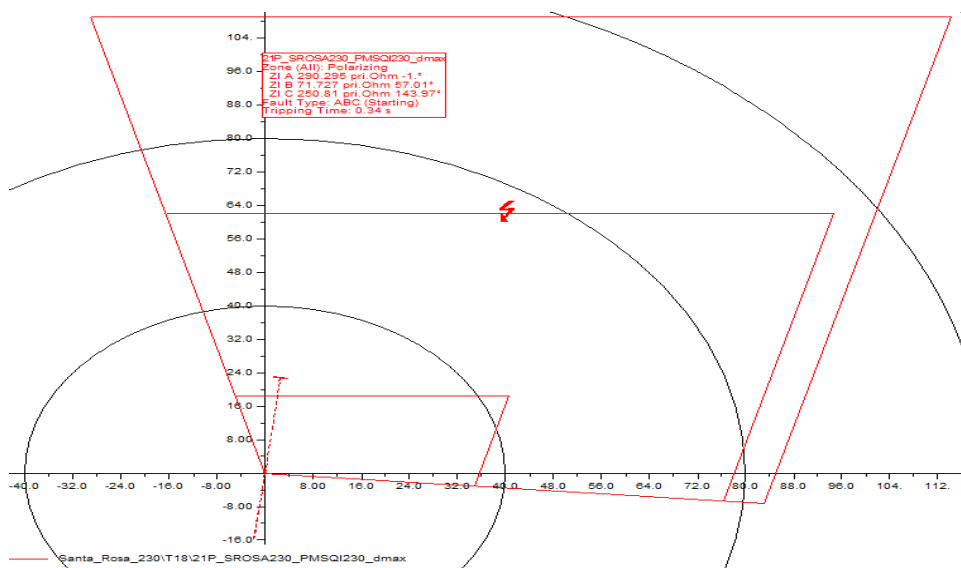


**Figura 4.56.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 18% con  $R_F = 10 \Omega$ .  $D_{m\acute{a}x}$



**Figura 4.57.** Operación del relé 67, falla 3F al 18%, con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmáx

Con la finalidad de verificar los ajustes obtenidos se simula un cortocircuito bifásico con una resistencia de falla de cinco ohmios en demanda máxima al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV. Este proceso se realiza para observar en que zona se encuentra operando el relé 21P como se muestra en la Figura 4.58.

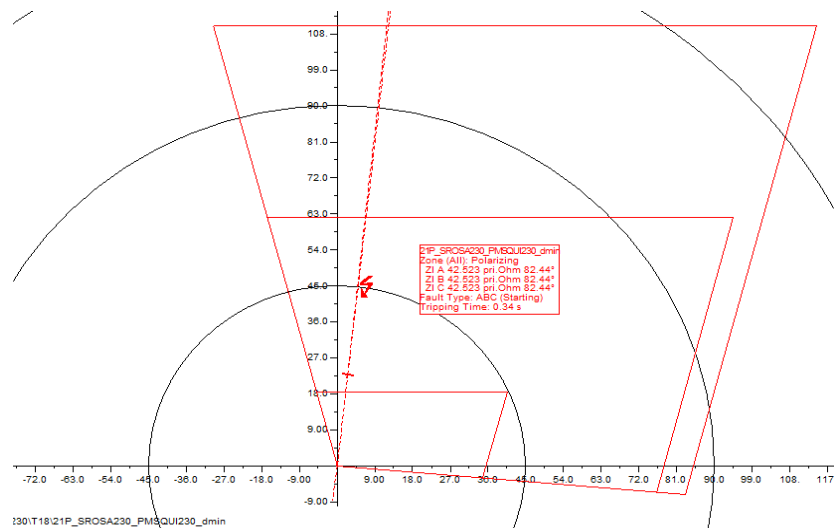


**Figura 4.58.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 2F al 18% con  $R_F = 5 \Omega$ . Dmáx

En la Figura 4.58 se puede observar que el tiempo de operación es de 0.34 [s], es decir el relé 21P se encuentra operando en zona dos.

Se realiza el mismo procedimiento anterior con los mismos ajustes en el estado de demanda mínima, y se comprueba que los ajustes del relé de fase 21P tomado como ejemplo, son correctos.

En la Figura 4.59 se simula una falla trifásica para el relé 21P en el estado de demanda mínima con resistencia de falla de cero ohmios al 10% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV.



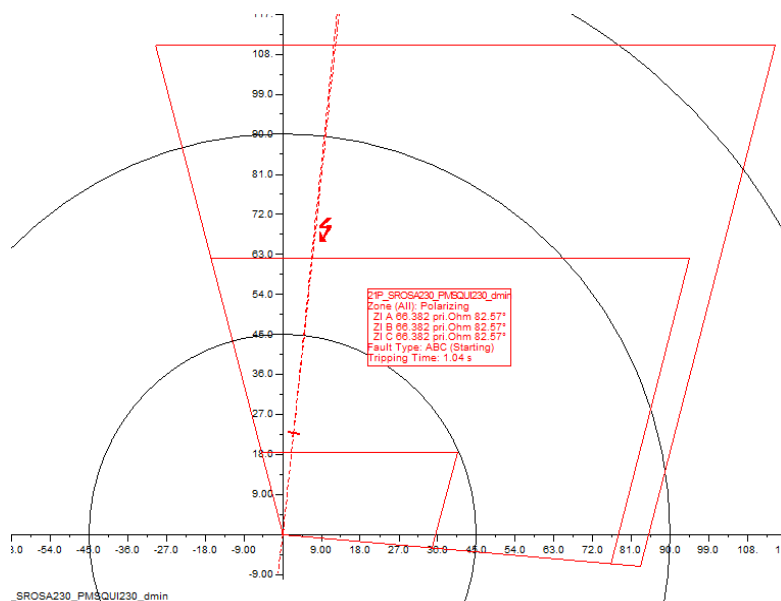
**Figura 4.59.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3Fal 10% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.59 se puede observar que ante la falla simulada el relé 21P está operando en zona dos con un tiempo de operación de 0,34 [s].

A continuación, se realiza una simulación similar a la anterior pero variando el porcentaje, en este caso en el circuito paralelo al 20% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV.

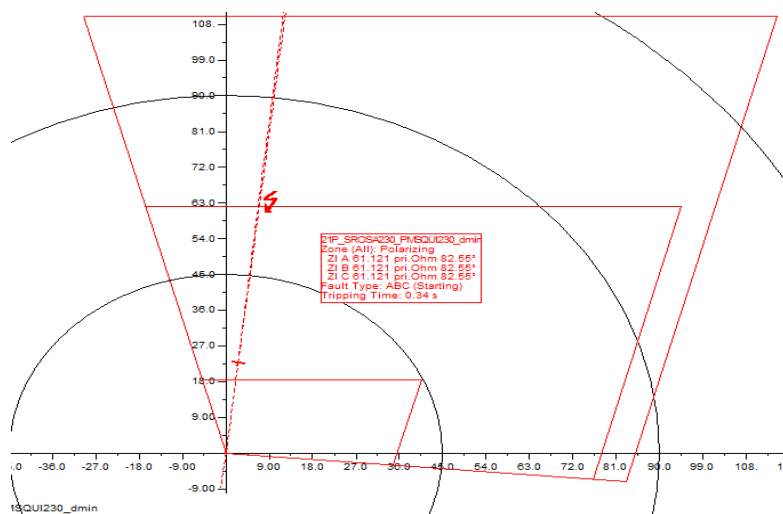
En la Figura 4.60 se observa que en demanda mínima ante la falla simulada el relé está operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].





**Figura 4.60.** Operación del relé 21P de fase zona 2, falla 3F al 20% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

Se simula una falla trifásica en demanda mínima con una resistencia de falla de cero ohmios al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV.

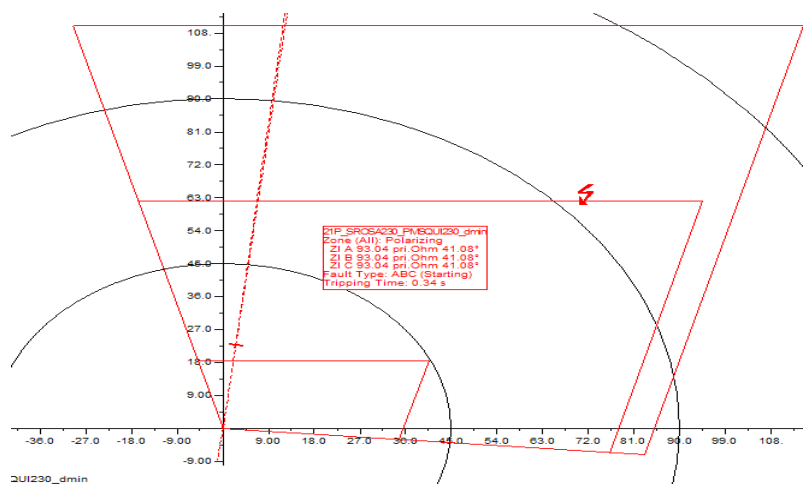


**Figura 4.61.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 18% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.61 se observa que ante una falla trifásica al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV en demanda mínima, el relé 21P opera en zona dos con un tiempo de operación de 0,34 [s].

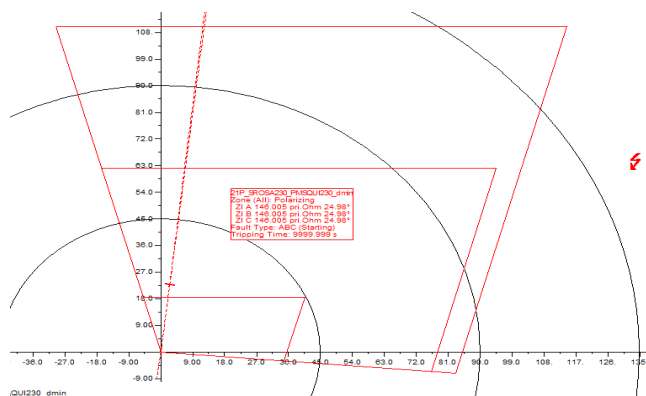
En demanda mínima se simula un cortocircuito trifásico con una resistencia de falla de cinco ohmios al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-

Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV. El relé 21P opera en zona dos con un tiempo de operación de 0,34 [s] como muestra la Figura 4.62.



**Figura 4.62.** Operación del relé 21P de fase en zona 2, falla 3F al 18% con  $R_F = 5 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.62 se observa que al variar la resistencia de falla a cinco ohmios el componente resistivo de la impedancia calculada se desplaza hacia la derecha, alcanzando un valor de 68 ohmios primarios, es decir; que si se considera una resistencia de falla de diez ohmios la parte resistiva será mucho mayor y el relé 21P ya no verá esta falla en zona dos debido a que el alcance resistivo sobrepasa los cien ohmios primarios establecidos como límite. Esto se muestra en la Figura 4.63. En este caso opera el relé de respaldo que es el relé de sobrecorriente direccional como muestra la Figura 4.64.

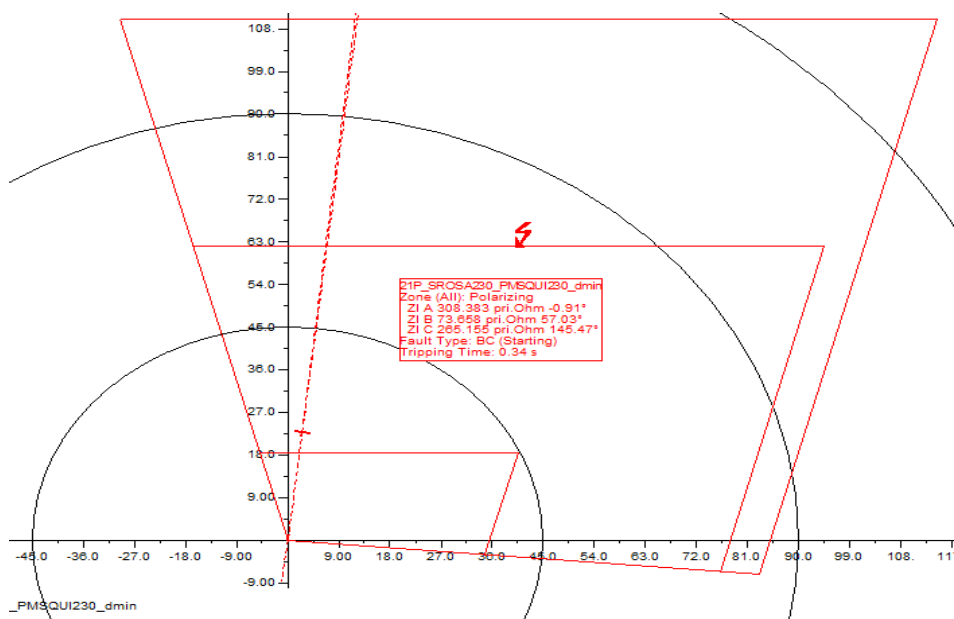


**Figura 4.63.** Operación del relé 21P de fase zona 2, falla 3F al 18% con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmín



**Figura 4.64.** Operación del relé 67 al 18%, 3F con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmín

Se simula ahora un cortocircuito bifásico en demanda mínima con una resistencia de falla de cinco ohmios al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV. El relé 21P opera en zona dos en un tiempo de 0,34 [s] como muestra la Figura 4.65.



**Figura 4.65.** Operación del relé 21P de fase zona 2, falla 2F al 18% con  $R_F = 5 \Omega$ . Dmín

De esta manera, los ajustes propuestos para la zona 2 del relé 21P de fase, quedan validados pues demuestran un correcto funcionamiento para los distintos casos considerados en los dos estados de demanda.

#### 4.2.3.2.2 Ajuste y coordinación zona 2 de neutro (21N)

El procedimiento para calcular el ajuste y coordinación para zona dos del relé 21N es el mismo que para el ajuste de zona dos del relé 21P. Se toman en cuenta los parámetros de la impedancia de secuencia positiva de ambas líneas de transmisión como se muestra a continuación:

**L/T: Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV**

**L/T: Pomasqui- Inga\_230 kV**

$$Z_{(+,-)} = 2.514659 + j22.79633[\Omega \text{ prim}]$$

$$Z_{(+,-)} = 1.082094 + j 9.064405 [\Omega \text{ prim}]$$

Se determina el ajuste para el relé 21N en zona dos considerando la siguiente ecuación:

$$R, X_{[\Omega \text{ primarios}]} = 100\% Z_{L/T1} + 50\% \times Z_{L/T2} \quad (4.1)$$

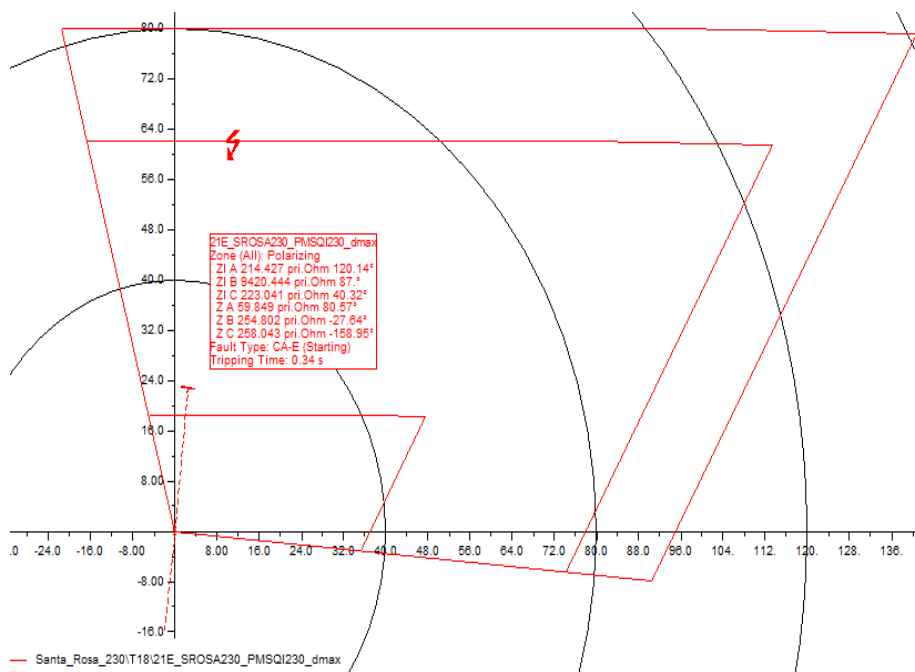
Se realiza el cálculo de la reactancia con (4.1) y los datos de la impedancia de secuencia positiva mencionada anteriormente.

$$X_{[\Omega \text{ prim}]} = 22,79633 + 0,5 \times (9,064405)$$

$$X_{[\Omega \text{ prim}]} = 27,33 [\Omega \text{ prim}]$$

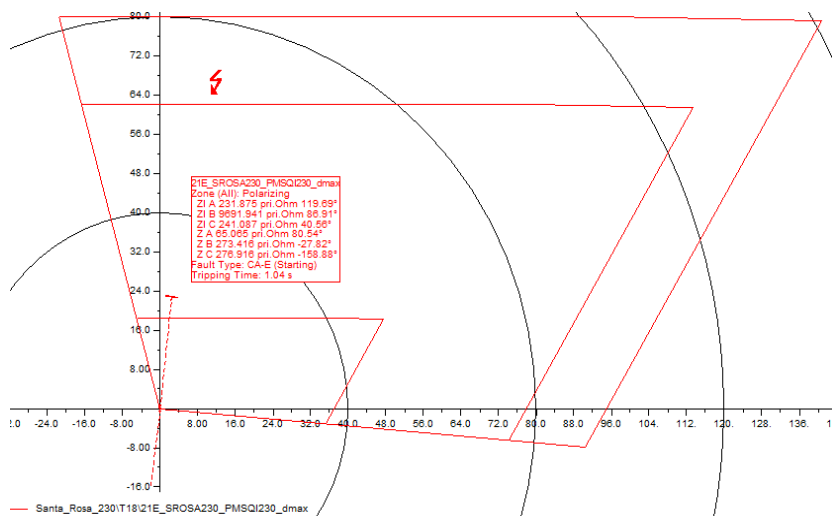
Una vez establecidos los cálculos necesarios se procede a ajustar la zona 2 del relé 21N de manera similar al relé 21P de zona 2, en el estado de demanda máxima. Para esto es necesario simular cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra con resistencias de falla de 0,10, y 20 ohmios variando los valores de porcentajes hasta encontrar el valor con el que el relé 21N opere en zona dos. En primera instancia se procede a simular un cortocircuito monofásico con una resistencia de falla de cero ohmios al 17% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la línea Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV que se muestra en la Figura 4.48.

En la Figura 4.66 se muestra que con los criterios mencionados anteriormente el relé 21N se encuentra actuando en zona dos con un tiempo de operación de 0,34 [s].



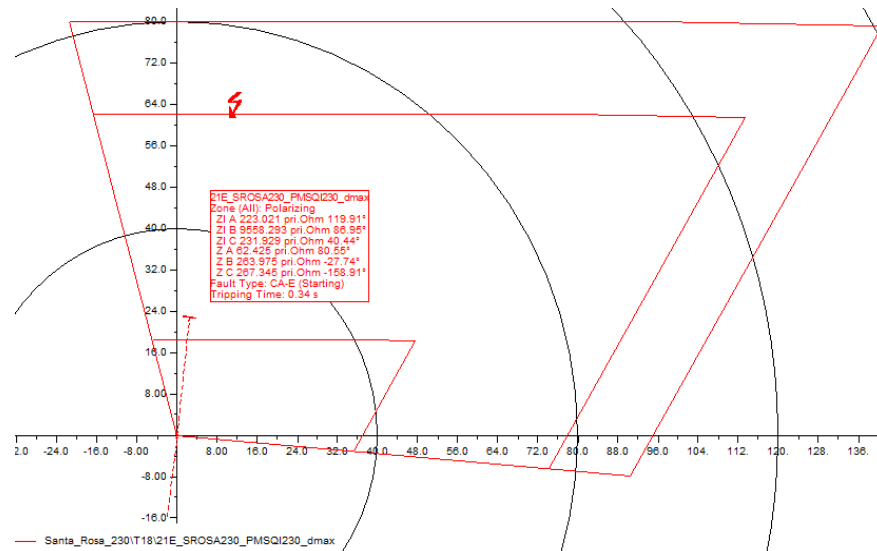
**Figura 4.66.** Operación del relé 21N de neutro en zona 2, falla 1F-T al 17% con  $R_F = 0 \Omega$ .  $D_{máx}$

En la Figura 4.67 se observa que al variar el porcentaje al 19% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV y simulando una falla monofásica con una resistencia de cero ohmios en demanda máxima, el relé 21N se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].



**Figura 4.67.** Operación del relé 21N de neutro en zona 2, falla 1F-T al 19% con  $R_F = 0 \Omega$ .  $D_{máx}$

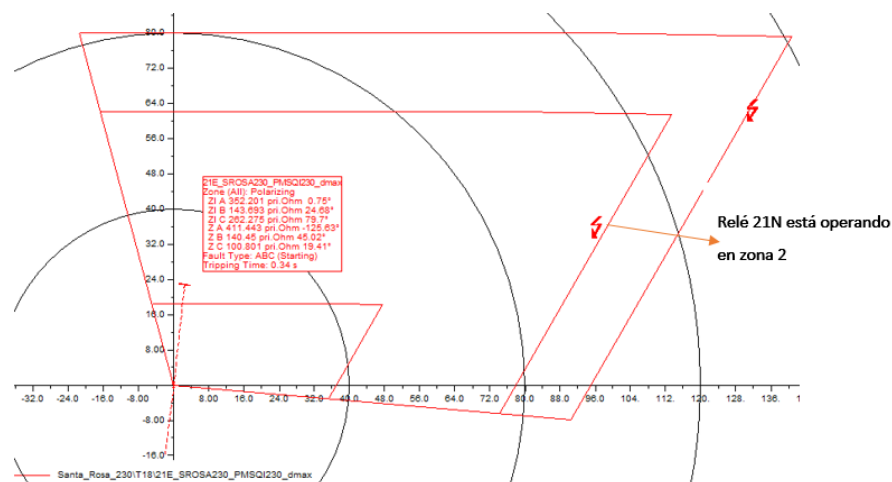
Se simula un cortocircuito monofásico con una resistencia de falla de cero ohmios al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV, se observa que el relé 21N opera en zona dos con tiempo de operación de 0,34 [s] como muestra la Figura 4.68.



**Figura 4.68.** Operación del relé 21N de neutro en zona 2, falla 1F-T al 18% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

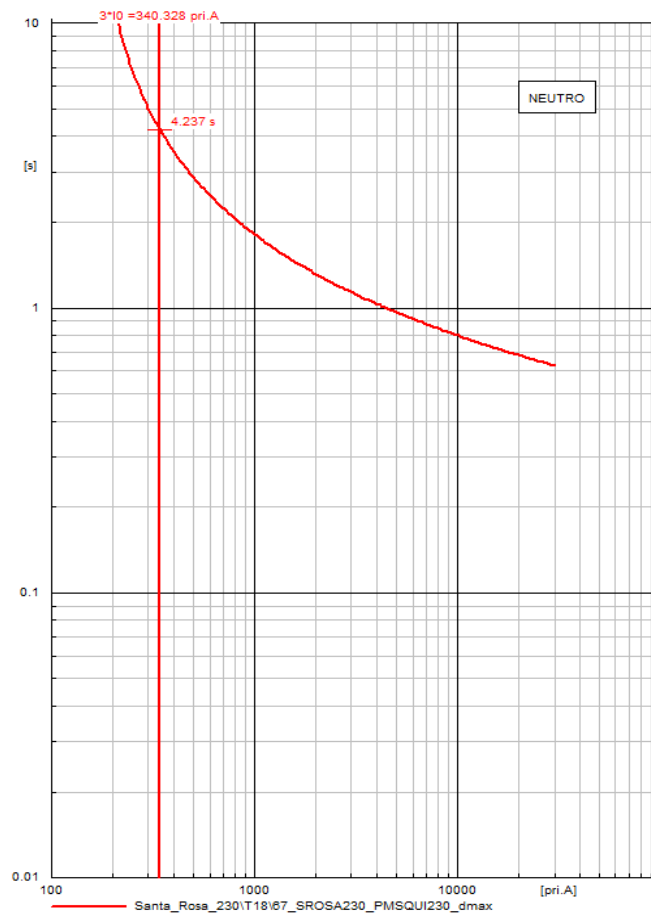
Por lo tanto, se verificó que el ajuste de la Figura 4.51 para zona 2 del relé 21P es correcto y se utiliza también para el relé 21N.

Para validar este ajuste se simula en demanda máxima un cortocircuito bifásico a tierra con una resistencia de falla de diez ohmios al 18% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.



**Figura 4.69.** Ajuste zona 2, relé 21N de neutro en zona 2, falla 2F-T al 18% con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmáx





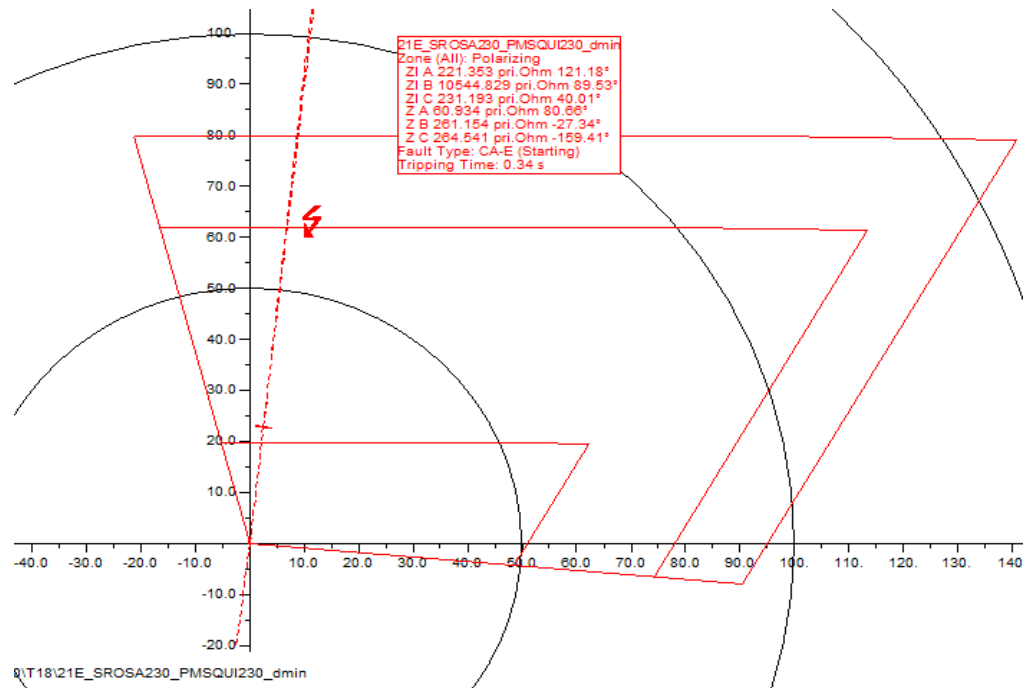
**Figura 4.71.** Operación del relé 67N al 18%, 2F-T con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmáx

Con la finalidad de verificar los ajustes obtenidos tanto en demanda máxima como en demanda mínima, se procede a realizar el mismo procedimiento anterior en el estado de demanda mínima.

En primera instancia se procede a simular en demanda mínima un cortocircuito monofásico con una resistencia de falla de cero ohmios al 17% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la línea Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV que se muestra en la Figura 4.48.

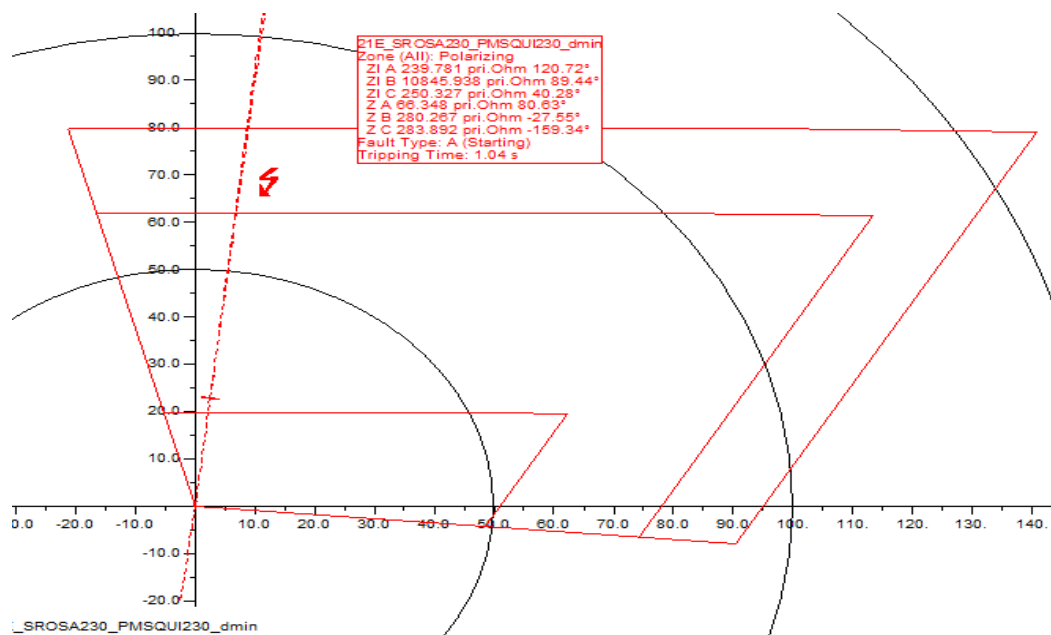
En la Figura 4.72 se muestra que con los criterios mencionados anteriormente el relé 21N se encuentra actuando en zona dos con un tiempo de operación de 0,34 [s].





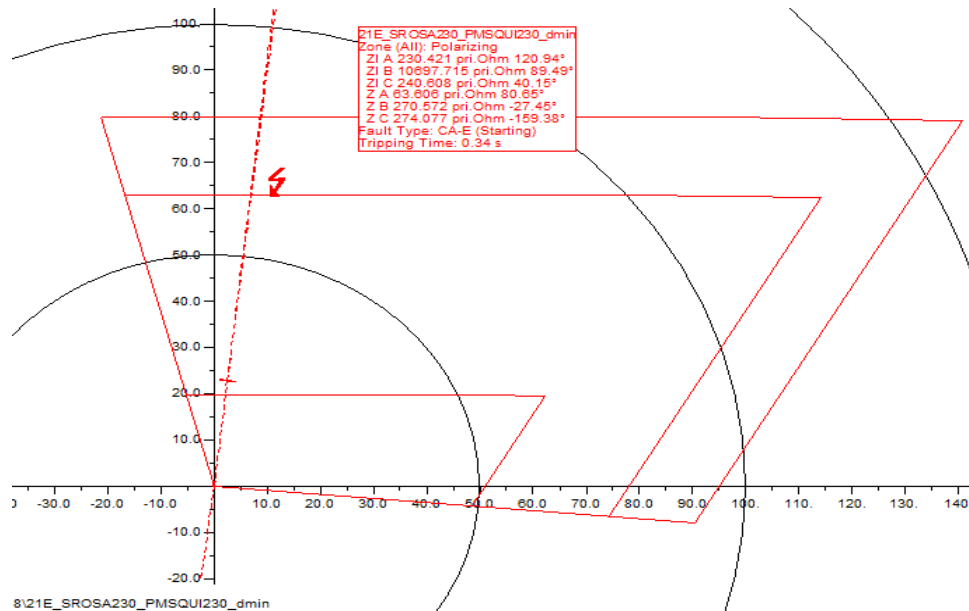
**Figura 4.72.** Operación del relé 21N de neutro en zona 2, falla 1F-T al 17% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.73 se observa que al variar el porcentaje al 19% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV y simulando una falla monofásica con una resistencia de cero ohmios en demanda mínima, el relé 21N se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].



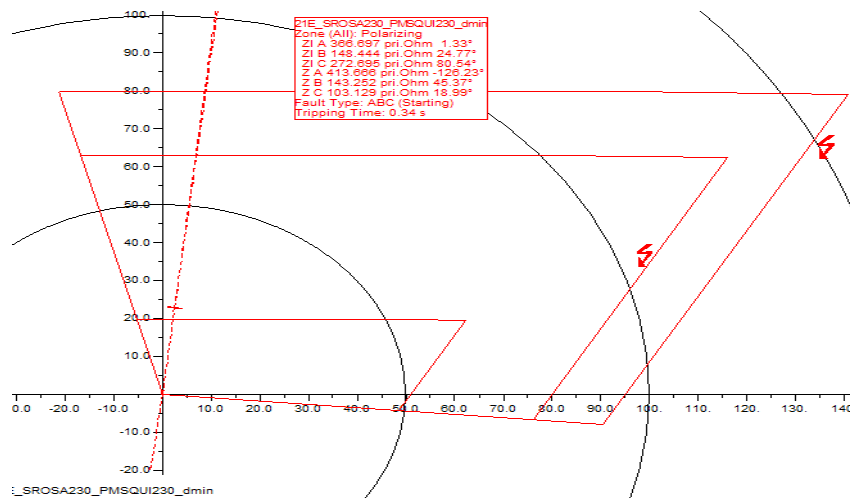
**Figura 4.73.** Operación del relé 21N de neutro en zona 2, falla 1F-T al 19% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

Se simula un cortocircuito monofásico con una resistencia de falla de cero ohmios al 18% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la línea Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV y se observa que el relé 21N opera en zona dos con tiempo de operación de 0,34 [s] como muestra la Figura 4.74.



**Figura 4.74.** Operación del relé 21N de neutro en zona 2, falla 1F-T al 18% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

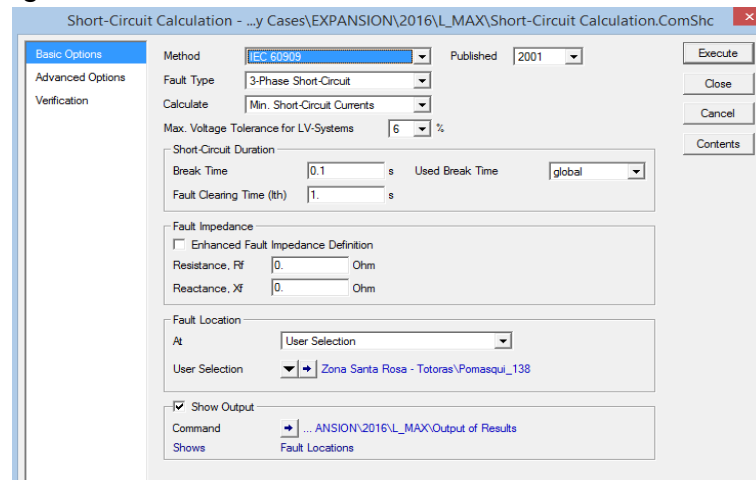
Se simula un cortocircuito bifásico a tierra con una resistencia de falla de diez ohmios en demanda mínima al 18% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV.



**Figura 4.75.** Operación del relé 21N de neutro en zona 2, falla 2F-T al 18% con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmín

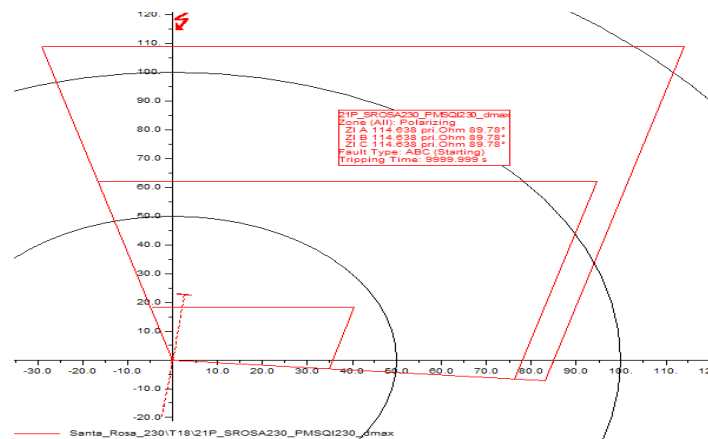
Como se observa en la Figura 4.75 con una resistencia de falla de diez ohmios el relé 21N está operando en zona dos con un valor de 0,34 [s] y se encuentra cerca del límite de su alcance resistivo.

Finalmente con la finalidad de verificar el correcto ajuste de la zona dos, se simula cortocircuitos a un nivel de voltaje diferente al de la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV, en este caso se simula cortocircuitos en la barra Pomasqui\_138 kV como se muestra en la Figura 4.76.



**Figura 4.76.** Barra Pomasqui\_138 kV, 3F  $R_F = 0 \Omega$ .  $D_{m\acute{a}x}$ . [Captura de pantalla de PowerFactory]

En la Figura 4.77 se observa que al simular en demanda máxima un cortocircuito trifásico con una resistencia de falla de cero ohmios en la barra Pomasqui\_138 kV, el relé 21P de la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV no opera en ninguna de las tres zonas, esto quiere decir que este relé ubicado en la S/E Santa Rosa está actuando correctamente. Lo mismo ocurre con el relé 21N.



**Figura 4.77.** Operación del relé 21P de fase, 3F con  $R_F = 0 \Omega$  en la barra Pomasqui\_138 kV.  $D_{m\acute{a}x}$

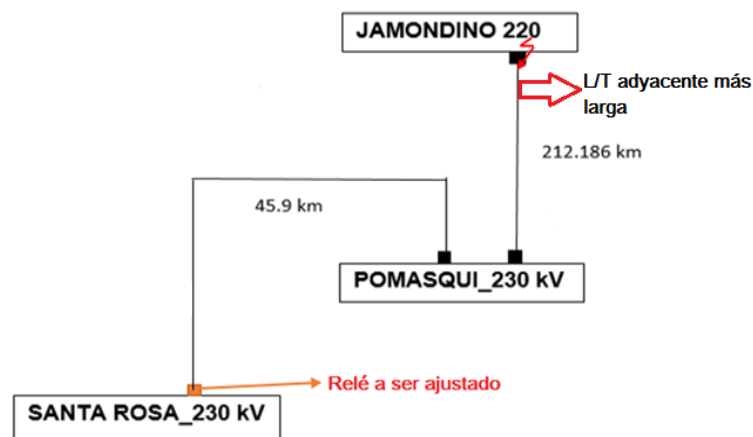
### 4.2.3.3 Coordinación de la zona 3 de fase y neutro para el relé de distancia de la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV

Como se mencionó anteriormente que la zona tres es considerada una zona de respaldo, por lo tanto tiene un retardo de tiempo que debe ser coordinado con zona dos.

#### 4.2.3.3.1 Ajuste y coordinación de la zona 3 de fase (2IP)

En la ecuación 4.2 se muestra el criterio de ajuste para zona tres. La zona tres se considera como protección de respaldo para líneas adyacentes y el tiempo de operación de un segundo.

$$R, X_{[\Omega_{\text{prim}}]} = 100\% Z_{L/T1} + 100\% \times Z_{L/T2} \quad (4.2)$$



**Figura 4.78.** Relé a ser ajustado, zona 3

La Figura 4.78 muestra las líneas que intervienen en el ajuste de zona tres, el mismo que se define de la siguiente manera: 100% de la línea protegida más el 100% de la línea de transmisión adyacente más larga que se encuentren al mismo nivel de voltaje. Es decir, se pretende cubrir la mayor cantidad de elementos del sistema eléctrico sin cambiar el nivel de voltaje. Para este ejemplo la L/T Pomasqui-Jamondino\_230 kV como la línea adyacente más larga.

Para calcular el ajuste de zona tres para el relé 21P es necesario conocer la impedancia de secuencia positiva de las líneas de transmisión la misma que se muestra a continuación.

**L/T: Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV**

**L/T: Pomasqui- Jamondino**

$$Z_{(+,-)} = 2.514659 + j22.79633 \text{ } [\Omega \text{ prim}]$$

$$Z_{(+,-)} = 11.182 + j 104.4224 \text{ } [\Omega \text{ prim}]$$

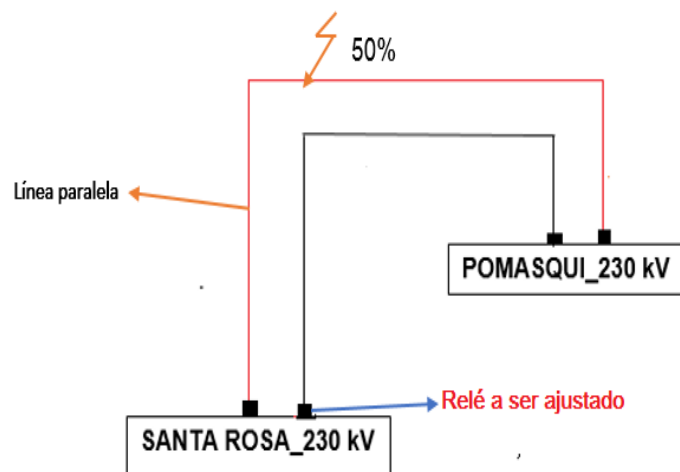
Se realiza el cálculo de la reactancia con la ecuación (4.2) y los datos de la impedancia de secuencia positiva mencionada anteriormente.

$$X_{[\Omega \text{ prim}]} = 22,79633 + (104,4224)$$

$$X_{[\Omega \text{ prim}]} = 127,18 \text{ } [\Omega \text{ prim}]$$

Una vez establecidos los ajustes necesarios para el relé 21P en zona tres se procede a validarlos, para esto es necesario simular cortocircuitos trifásicos y bifásicos con resistencias de falla de cero, cinco y diez ohmios a diferentes valores de porcentajes de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV.

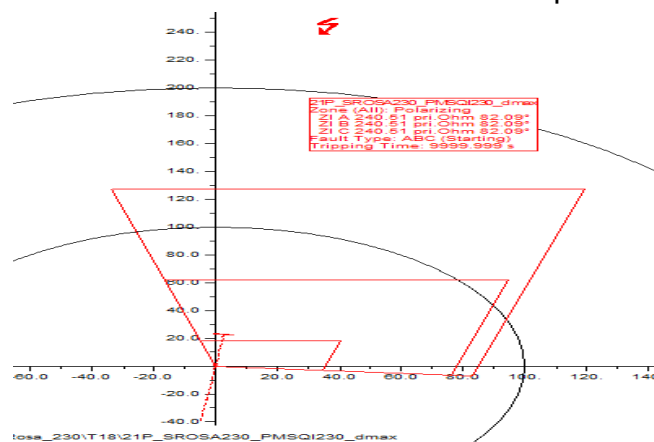
Se simula un cortocircuito trifásico en el estado de demanda máxima con una resistencia de falla de cero ohmios al 50% de la línea de transmisión mencionada como se muestra en la Figura 4.79. Este proceso se realiza para observar en que zona se encuentra operando el relé 21P.



**Figura 4.79.** Relé a ser ajustado. L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV

En la Figura 4.80 se observa que el relé 21P calcula una impedancia cuya parte reactiva es muy grande e igual los 220 ohmios primarios, es decir, es una impedancia muy lejana a las zonas de operación.

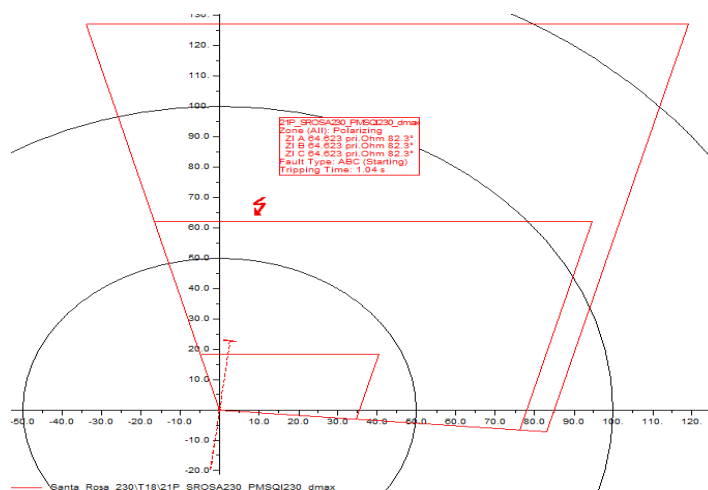
Por lo tanto se considera un menor valor de porcentaje en la simulación del cortocircuito para observar si el relé 21P se encuentra operando en zona tres.



**Figura 4.80.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 50% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

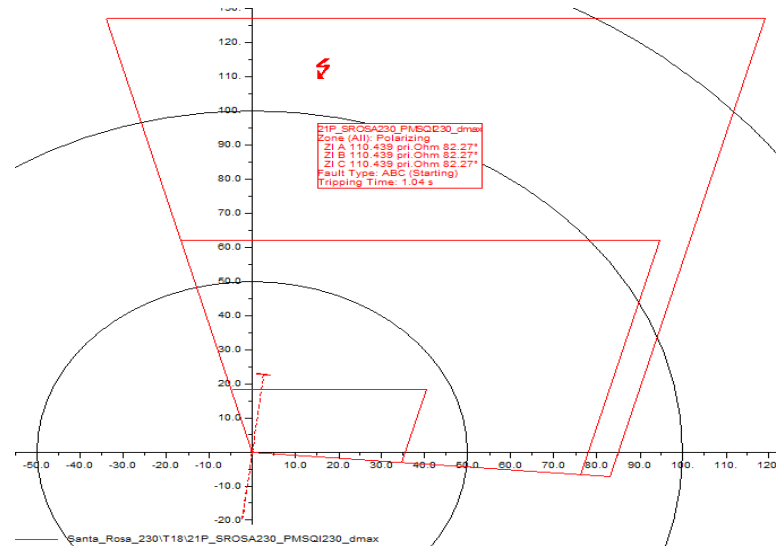
Se simula un cortocircuito trifásico en el estado de demanda máxima con una resistencia de falla de cero ohmios al 20% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230.

En la Figura 4.81 se observa que el relé 21P se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].



**Figura 4.81.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 20% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

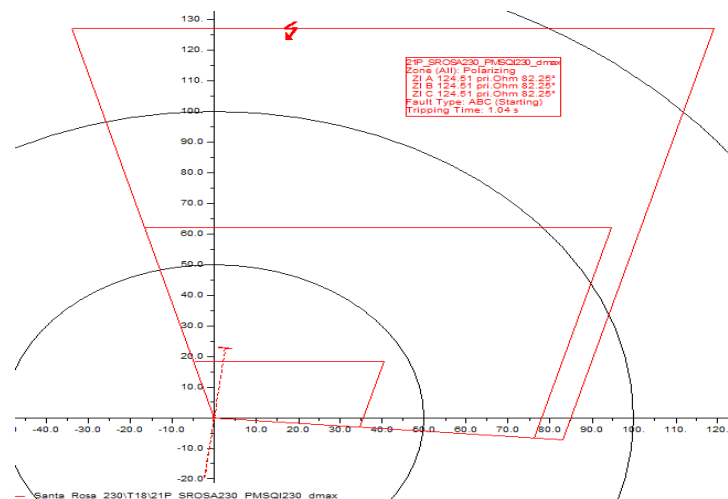
Con la finalidad de observar hasta que porcentaje de la línea de transmisión se encuentra cubriendo el relé 21P en zona tres, se simula un cortocircuito trifásico con una resistencia de cero ohmios al 34% de la línea Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.



**Figura 4.82.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 34% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

En la Figura 4.82 se observa que al simular un cortocircuito al 34% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV el relé 21P opera en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].

Se simula un cortocircuito trifásico con una resistencia de cero ohmios en demanda máxima al 37% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV. En la Figura 4.83 se observa que ante la falla simulada el relé 21P se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].



**Figura 4.83.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 37% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

Una vez realizadas las simulaciones necesarias para el ajuste de zona tres, en la Figura 4.84 se presenta el ajuste de zona tres del relé 21P ubicado en la S/E Santa Rosa de la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV, el mismo que se encuentra cubriendo el 557,89% de la línea de transmisión.

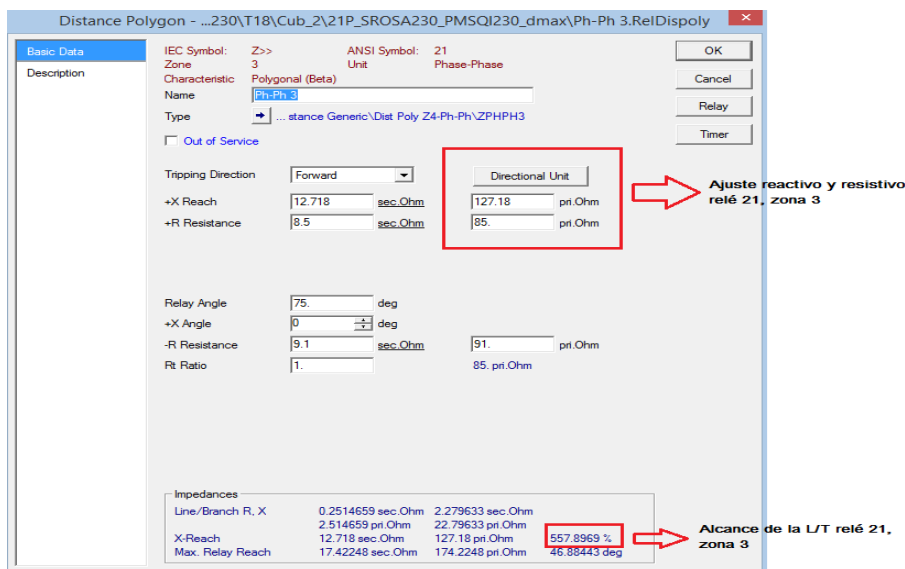


Figura 4.84. Ajuste de zona 3, relé 21 de fase. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Se valida este ajuste simulando un cortocircuito trifásico al 37% desde la S/E Pomasqui en la L/T paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV con una resistencia de falla de cinco ohmios como se muestra en la Figura 4.85, donde se observa que el relé 21P calcula una impedancia cuya parte resistiva es muy pequeña e igual a 85 ohmios primarios, es decir se debe reajustar el valor resistivo como se muestra en la Figura 4.86.

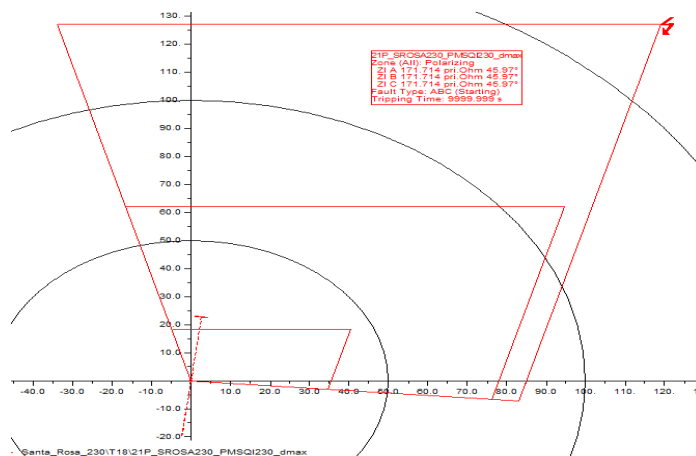
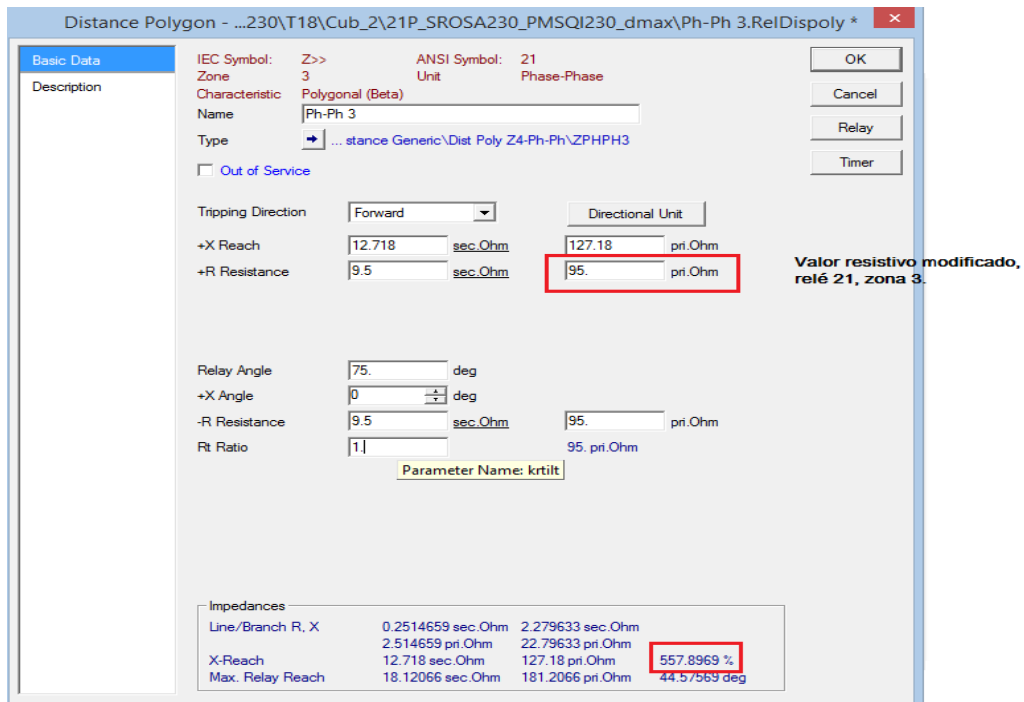


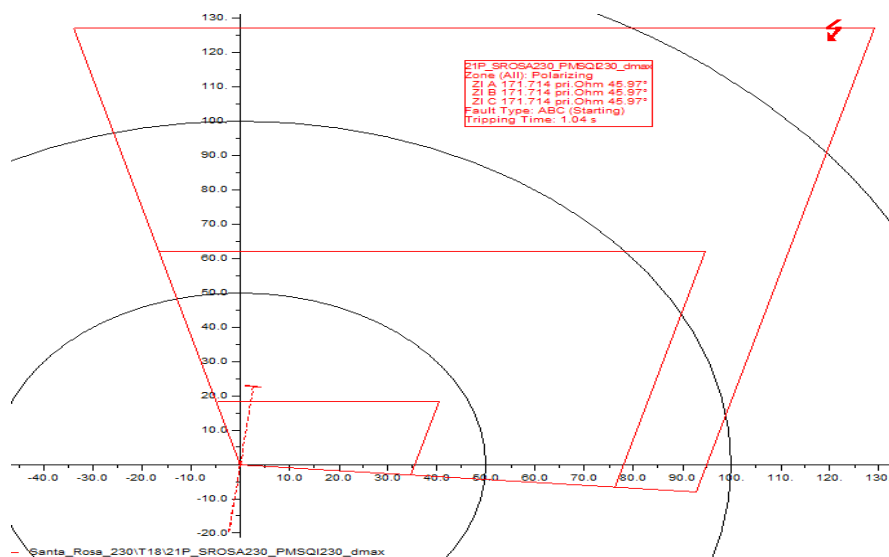
Figura 4.85. Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 37% con  $R_F = 5 \Omega$ . Dmáx





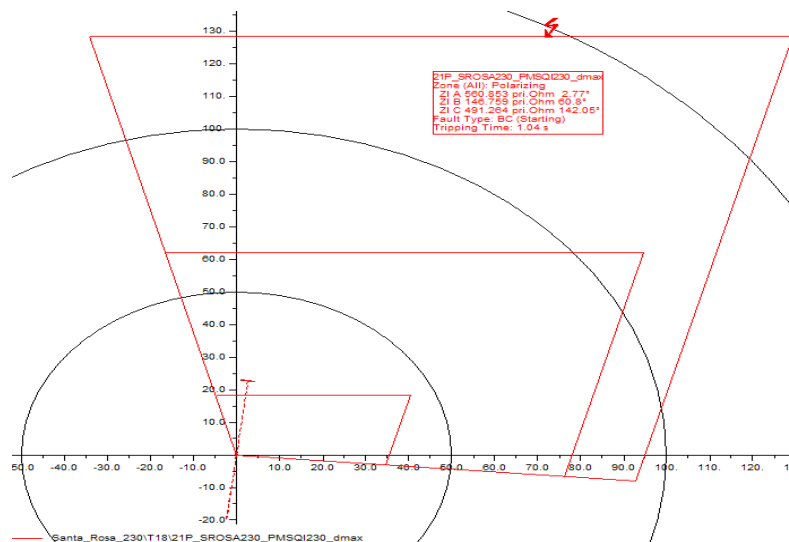
**Figura 4.86.** Ajuste modificado de zona 3, relé 21. [Captura de pantalla de PowerFactory]

Se comprueba la simulación anterior realizando nuevamente el proceso anterior. En la Figura 4.87 se observa que el relé 21P se encuentra actuando en zona tres con tiempo de operación de 1,04 [s], se verifica que el alcance resistivo se encuentra establecido de manera correcta.



**Figura 4.87.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 37% con  $R_f = 5 \Omega$ . Dmáx

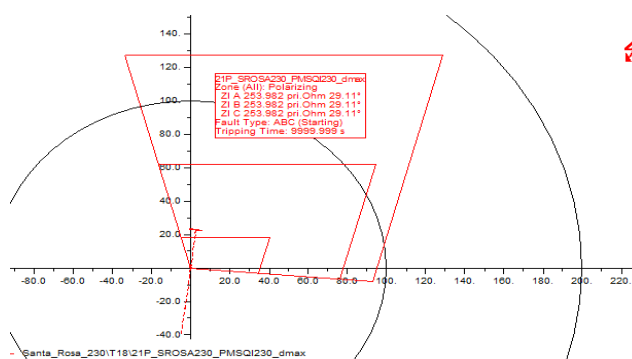
Se simula un cortocircito bifásico con una resistencia de falla de cinco ohmios al 37% desde la S/E Pomasqui en la L/T paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.



**Figura 4.88.** Operación del relé 21P de fase en zona 3 falla 2F al 37% con  $R_F = 5 \Omega$ . Dmáx

En la Figura 4.88 se observa que ante la falla simulada el relé 21P se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].

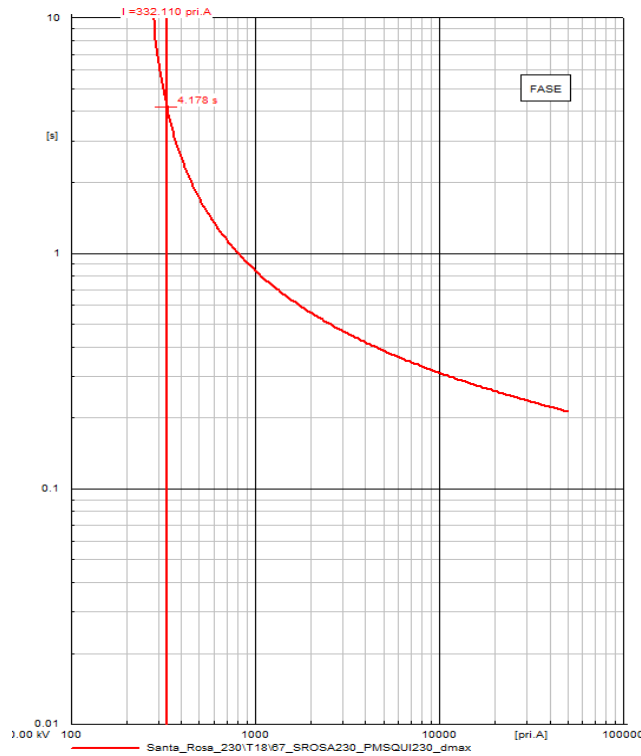
Se valida ahora este ajuste simulando un cortocircito trifásico al 37% desde la S/E Pomasqui en la L/T paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV con una resistencia de falla de diez ohmios como se muestra en la Figura 4.89.



**Figura 4.89.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 37% con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmáx

En la Figura 4.89 se observa que al simular un cortocircito trifásico con una resistencia de falla de diez ohmios el valor resistivo de la impedancia calculada es muy grande, el mismo que sobrepasa los 220 ohmios primarios. Por tal motivo, ante

la falla simulada actuaría la protección de sobrecorriente direccional que es la protección de respaldo como se muestra en la Figura 4.90.

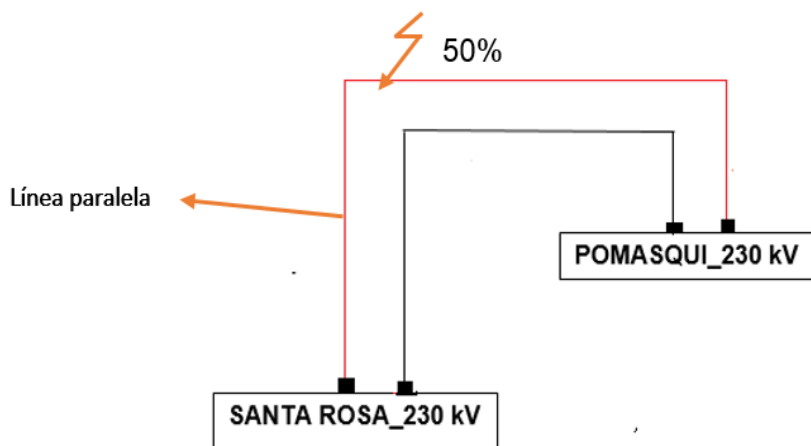


**Figura 4.90.** Operación del relé 67, 37%, 3F con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmáx

En la Figura 4.90 se observa que el relé de respaldo actúa con tiempo de operación de 4178 [ms].

Con la finalidad de verificar los ajustes obtenidos tanto en demanda máxima como en demanda mínima, se procede a realizar el mismo procedimiento anterior en el estado de demanda mínima.

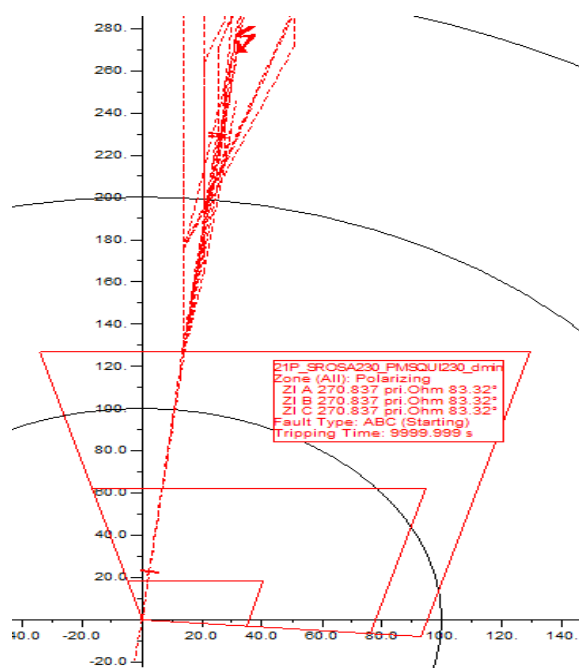
Se simula un cortocircuito trifásico en el estado de demanda mínima con una resistencia de falla de cero ohmios al 50% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV como se muestra en la Figura 4.91. Este proceso se realiza para observar en que zona se encuentra operando el relé 21P.



**Figura 4.91.** Línea paralela Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV. Dmín

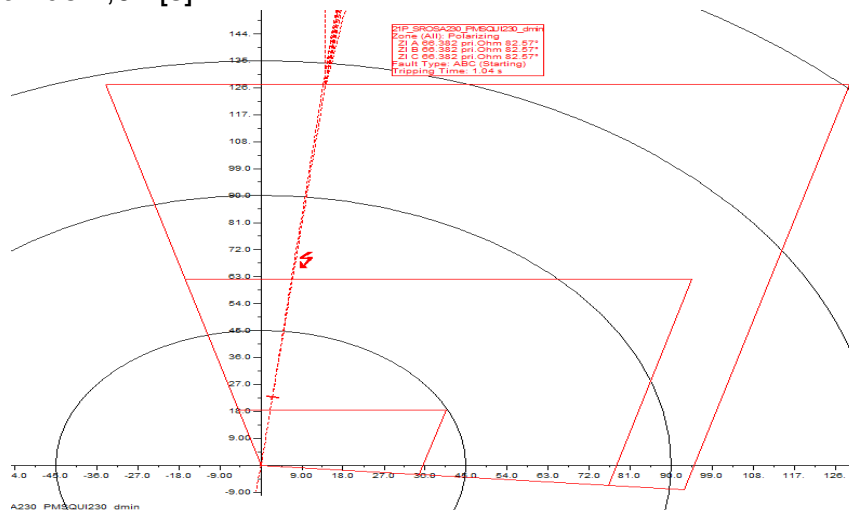
En la Figura 4.92 se observa que el relé 21P calcula una impedancia cuya parte reactiva es muy grande e igual a 250 ohmios primarios, es decir, es una impedancia muy lejana a las zonas de operación.

Por lo tanto se considera un menor valor de porcentaje en la simulación del cortocircuito para observar si el relé 21P se encuentra operando en zona tres.



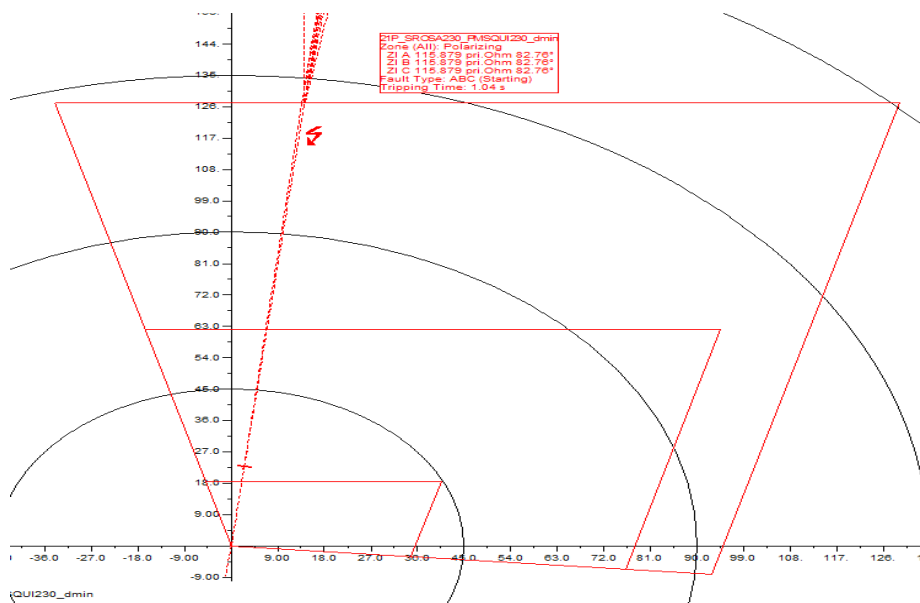
**Figura 4.92.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 50% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

Se simula un cortocircuito trifásico en el estado de demanda mínima con una resistencia de falla de cero ohmios al 20% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV. En la Figura 4.93 se observa que el relé 21P se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].



**Figura 4.93.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 20% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

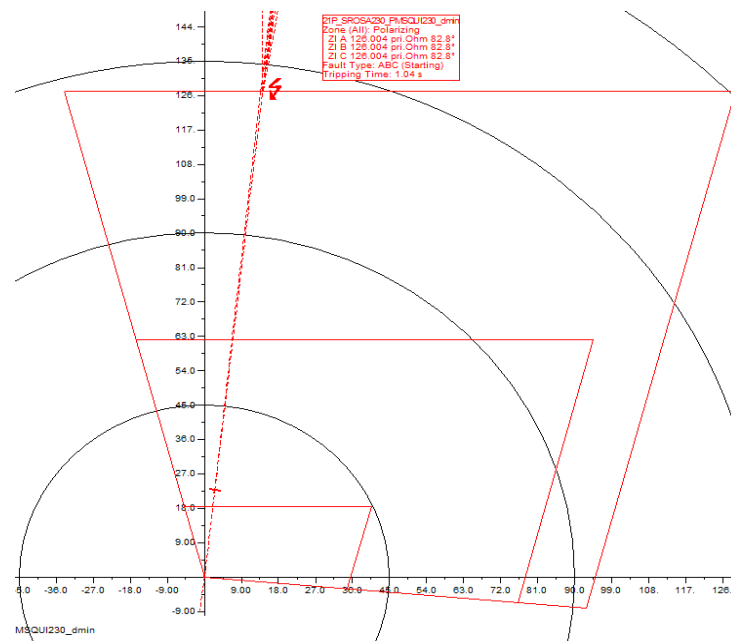
Con la finalidad de observar hasta que porcentaje de la línea de transmisión se encuentra cubriendo el relé 21P en zona tres, se simula un cortocircuito trifásico con una resistencia de cero ohmios al 34% desde la S/E Pomasqui de la línea paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.



**Figura 4.94.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 34%, con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.94 se observa que al simular un cortocircuito al 34% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV del el relé 21P se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].

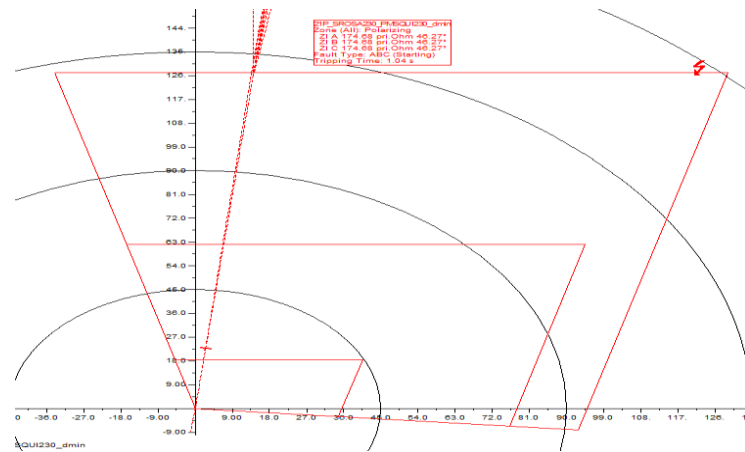
Se simula un cortocircuito trifásico al 37% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV en demanda mínima con una resistencia de falla de cero ohmios como se muestra en la Figura 4.95.



**Figura 4.95.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 37% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.95 se observa que al simular un cortocircuito al 37% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV del el relé 21P se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].

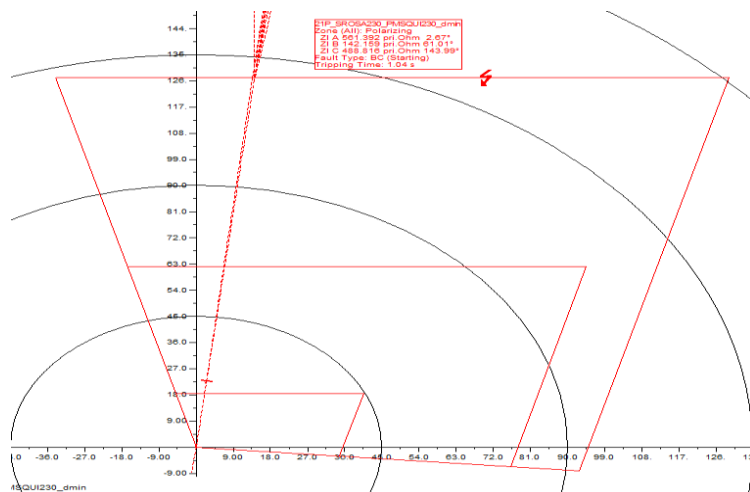
Se simula un cortocircuito trifásico al 37% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV en demanda mínima con una resistencia de falla de *cinco ohmios* como se muestra en la Figura 4.96.



**Figura 4.96.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 37% con  $R_F = 5 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.96 se observa que el relé 21P se encuentra actuando en zona tres con tiempo de operación de 1,04 [s]. Se verifica que el valor resistivo se encuentra establecido de manera correcta.

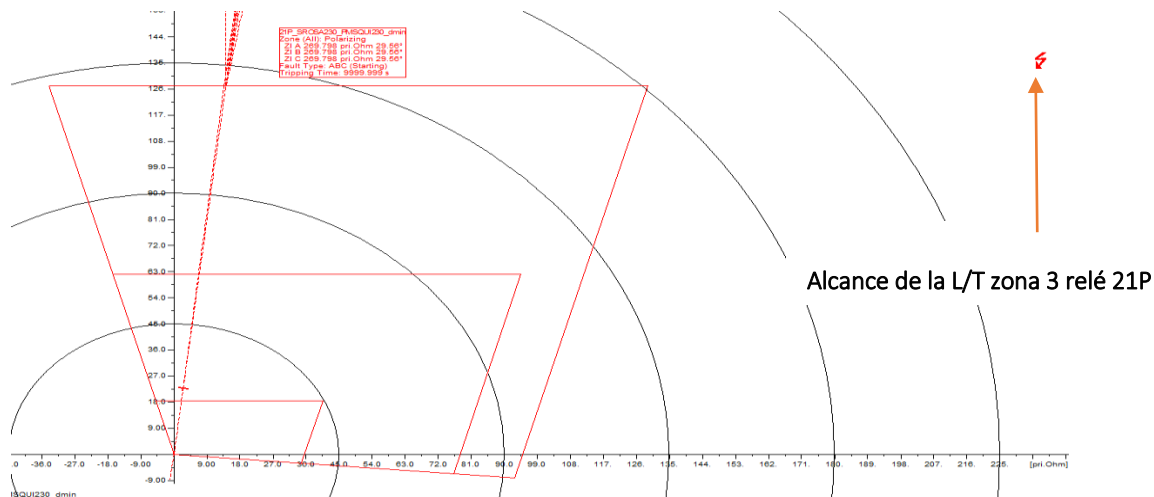
Se simula un cortocircito bifásico con una resistencia de falla de cinco ohmios al 37% desde la S/E Pomasqui de la línea paralela Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.



**Figura 4.97.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 2F al 37% con  $R_F = 5 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.97 se observa que el relé 21P se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].

Se valida este ajuste simulando un cortocircito trifásico al 37% desde la S/E Pomasqui de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV con una resistencia de falla de diez ohmios como se muestra en la Figura 4.98.



**Figura 4.98.** Operación del relé 21P de fase en zona 3, falla 3F al 37% con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmín

En la Figura 4.98 se observa que al simular un cortocircuito trifásico con una resistencia de falla de diez ohmios el relé 21P calcula una impedancia cuya parte resistiva es muy grande e igual a 225 ohmios primarios, es decir, es una impedancia muy lejana a las zonas de protección por tal motivo, al simular una falla con este valor actuaría la protección de sobrecorriente direccional que es la protección de respaldo como se muestra en la Figura 4.99.



**Figura 4.99.** Operación del relé 67, 37%, 3F con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmín



En la Figura 4.99 se observa que el relé de respaldo actúa con un tiempo de operación de 6179 [ms].

#### 4.2.3.3.2 Ajuste y coordinación zona 3 de neutro (21N)

El procedimiento para calcular el ajuste y coordinación para zona tres del relé 21N es el mismo que para el ajuste para zona tres del relé 21P. Se toman en cuenta los parámetros de la impedancia de secuencia positiva de ambas líneas de transmisión como se muestra a continuación.

**L/T: Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV**

**L/T: Santa Rosa-Jamondino**

$$Z_{(+,-)} = 2.514659 + j22.79633 [\Omega \text{ prim}]$$

$$Z_{(+,-)} = 11.182 + j104.424 [\Omega \text{ prim}]$$

Se realiza el cálculo de la reactancia con (4.2) y los datos de la impedancia de secuencia positiva mencionada anteriormente.

$$X_{[\Omega \text{ prim}]} = 22,79633 + (104,424)$$

$$X_{[\Omega \text{ prim}]} = 127,18 [\Omega \text{ prim}]$$

Una vez establecidos los cálculos necesarios se procede a ajustar la zona 3 del relé 21N de manera similar al relé 21P de zona 3, en el estado de demanda máxima. Para esto es necesario simular cortocircuitos monofásicos y bifásicos a tierra con resistencias de falla de 0,10, y 20 ohmios variando los valores de porcentajes hasta encontrar el valor con el que el relé 21N opere en zona tres.

Para el ajuste resistivo de la zona tres del relé 21N se simula un cortocircuito monofásico en la S/E Pomasqui de la línea del circuito paralelo a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV la cual se muestra en la Figura 4.91.

Se simula un cortocircuito monofásico en el estado de demanda máxima con una resistencia de falla de cero ohmios al 22% desde la S/E Pomasqui de la línea del circuito paralelo a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV. Se escoge este valor de porcentaje para observar en que zona se encuentra operando el relé 21N.

En la Figura 4.100 se observa que el relé 21N en el estado de demanda máxima opera en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s], se varía el valor de

porcentaje hasta encontrar un valor en donde el relé 21N deje de operar en zona tres.

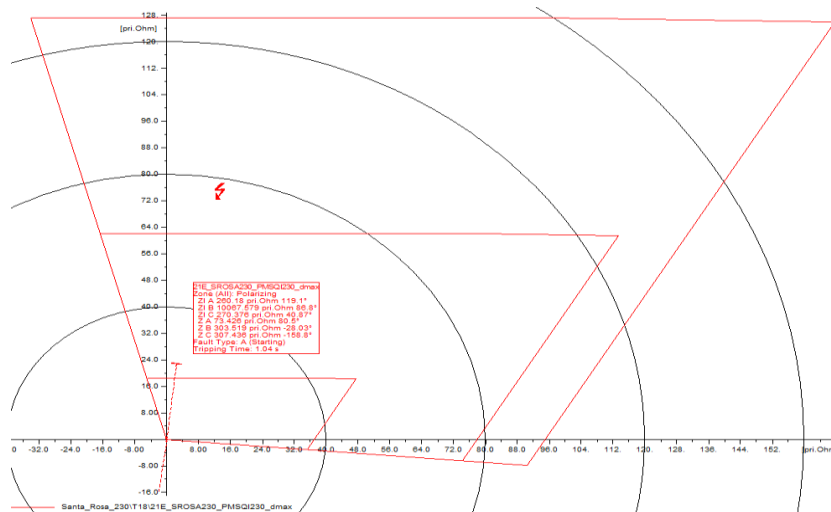


Figura 4.100. Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 22% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

Se simulan cortocircuitos monofásicos al 33% y 36% desde la S/E Pomasqui de la línea del circuito paralelo a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV con una resistencia de falla de cero ohmios en demanda máxima, para observar en que zona de protección se encuentra operando el relé 21N. En las Figuras 4.101 y 4.102 se observa que en dichas condiciones el relé 21N opera en zona tres, por lo tanto se verifica que el ajuste de la Figura 4.86 es correcto.

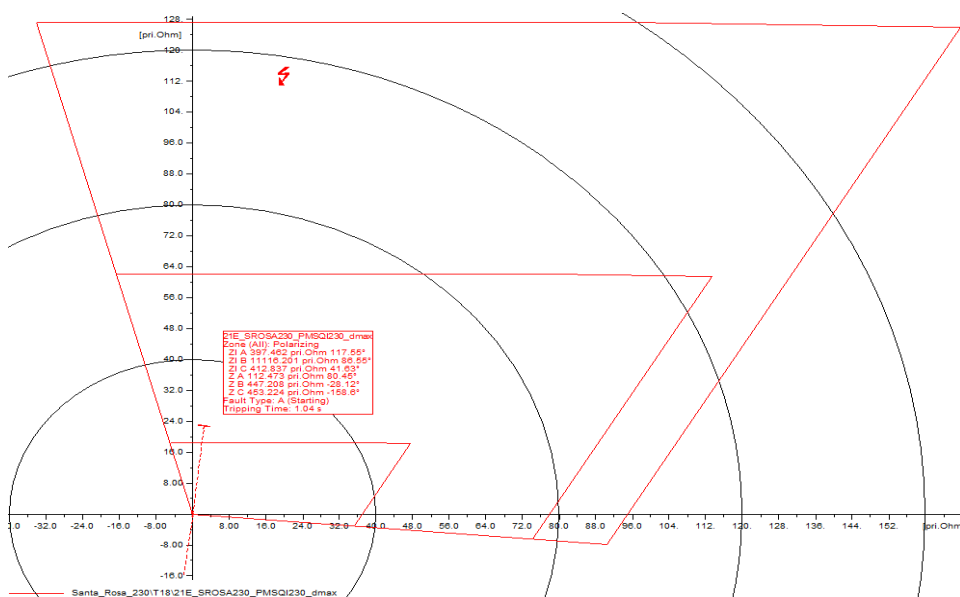
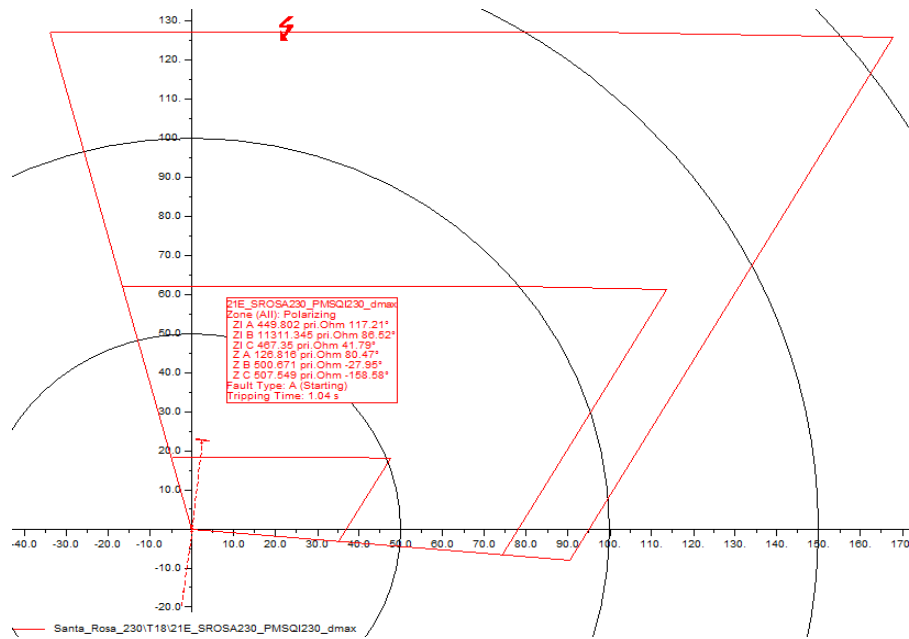
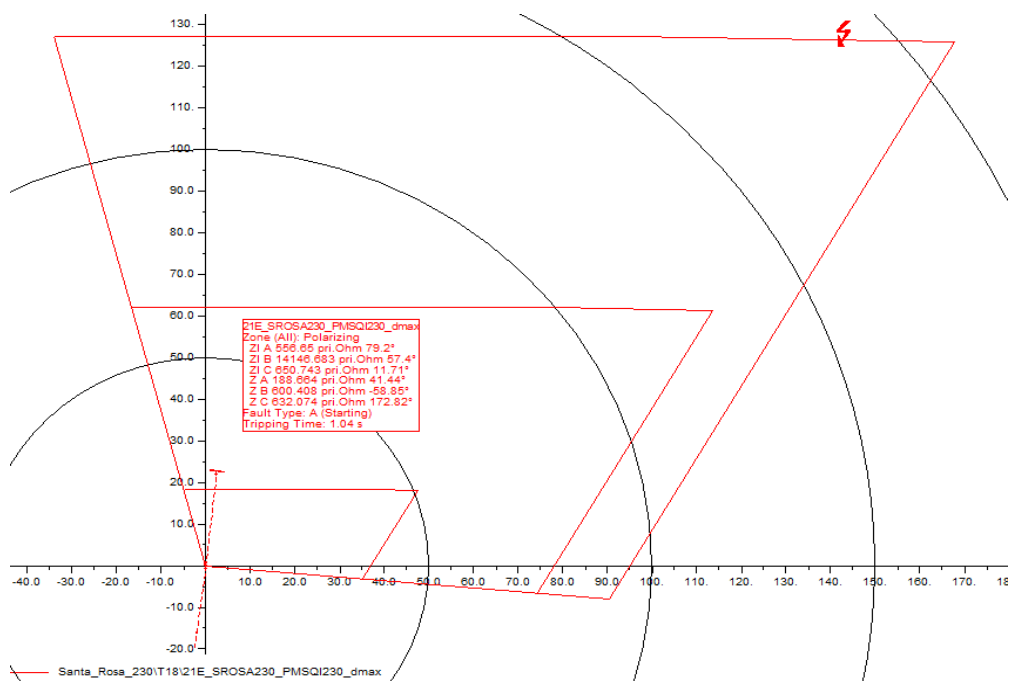


Figura 4.101. Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 33% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx



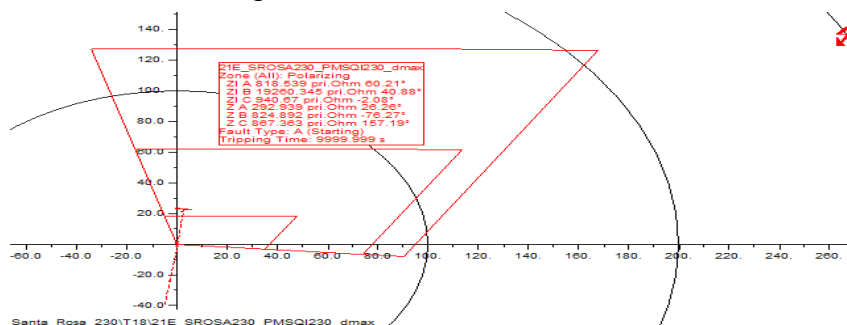
**Figura 4.102.** Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 36% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmáx

Se simula un cortocircuito monofásico en el estado de demanda máxima con una resistencia de falla de diez ohmios al 36% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV como se muestra en la Figura 4.103. Este proceso se realiza para observar si el relé 21N sigue operando en zona tres.



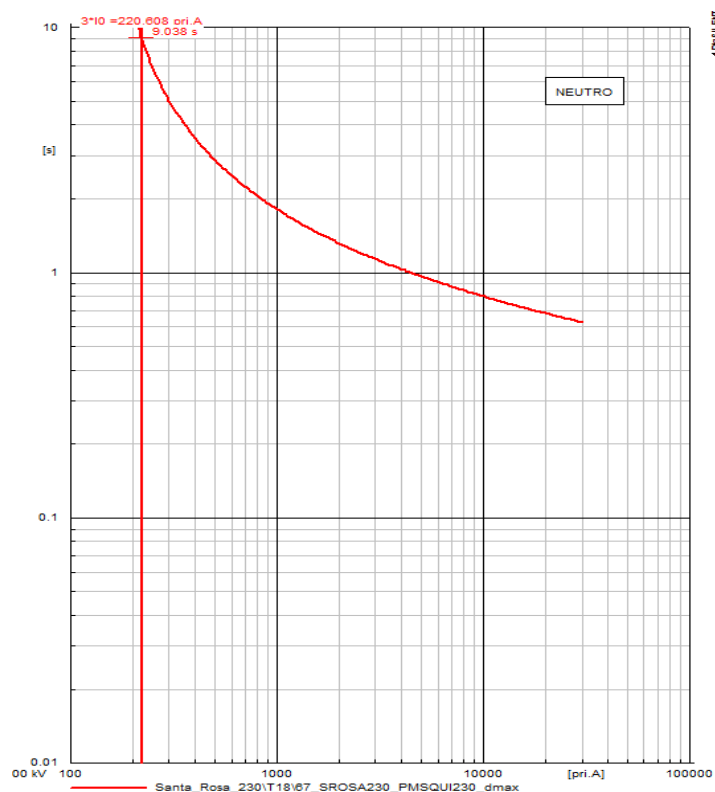
**Figura 4.103.** Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 36% con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmáx

Se simula un cortocircuito monofásico con una resistencia de veinte ohmios al 36% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV y se observa el relé 21N calcula una impedancia cuya parte resistiva es muy grande, es decir, es una impedancia muy lejana a las zonas de operación como muestra la Figura 4.104.



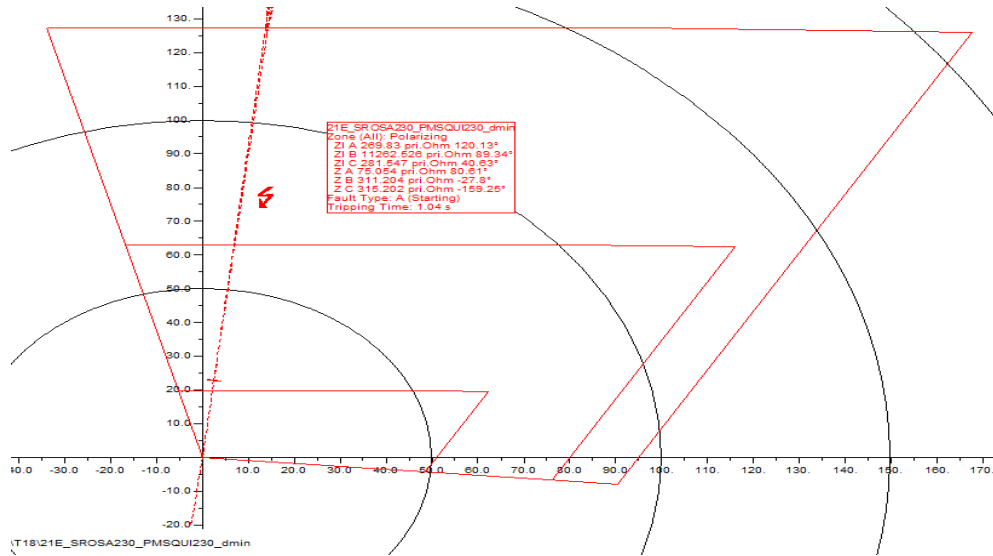
**Figura 4.104.** Operación del relé. 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 36% con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmáx

En estas circunstancias debe operar el relé de sobrecorriente direccional (67N) el mismo que es un relé de respaldo. En la Figura 4.105 se observa que el relé de respaldo (67N) en estado de demanda máxima está actuando con un tiempo de operación de 9038 [ms].



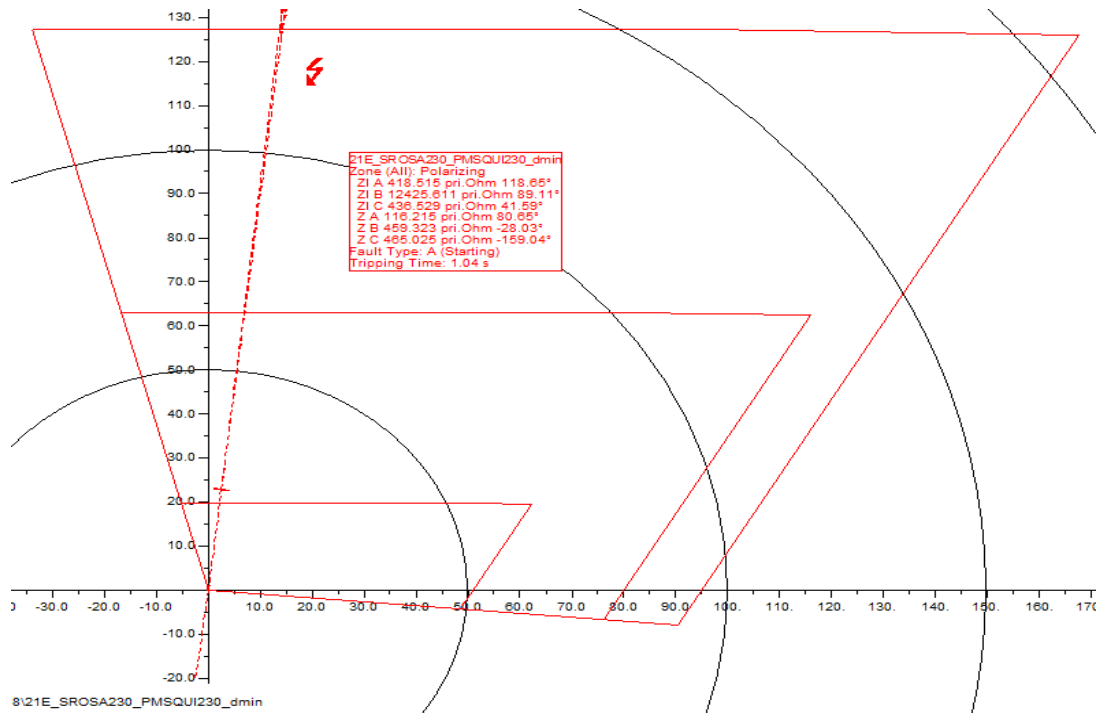
**Figura 4.105.** Operación del relé 67N zona 3 al 36%, 1F-T con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmáx



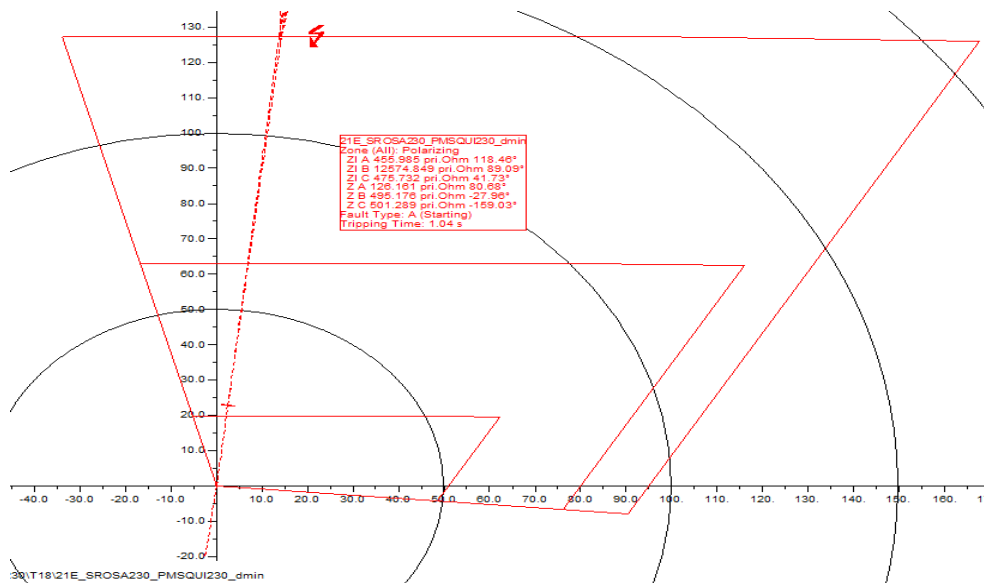


**Figura 4.107.** Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 22% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

Se simulan cortocircuitos monofásicos al 33% y 36%, desde la S/E Pomasqui de la línea del circuito paralelo a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV con una resistencia de falla de cero ohmios en demanda mínima, para observar en que zona de protección se encuentra operando el relé 21N. En las Figuras 4.108 y 4.109 se observa que en dichas condiciones el relé 21N opera en zona tres, por lo tanto se verifica que el ajuste de la Figura 4.86 es correcto.



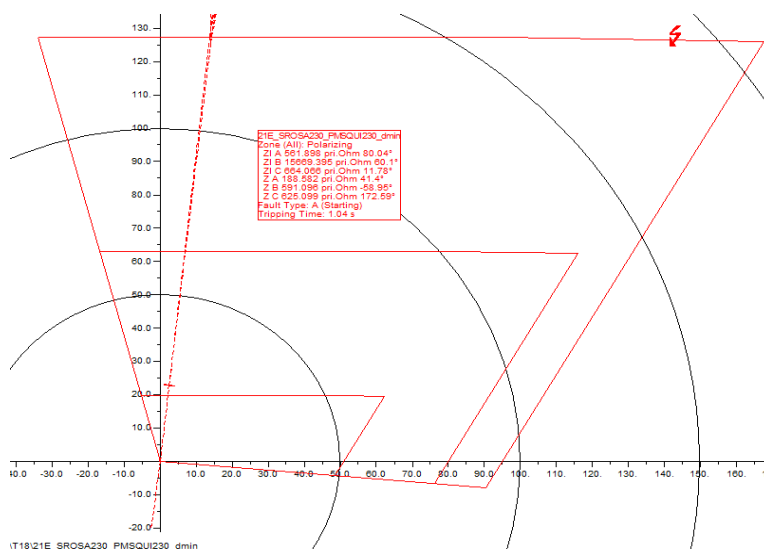
**Figura 4.108.** Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 33% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín



**Figura 4.109.** Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 36% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

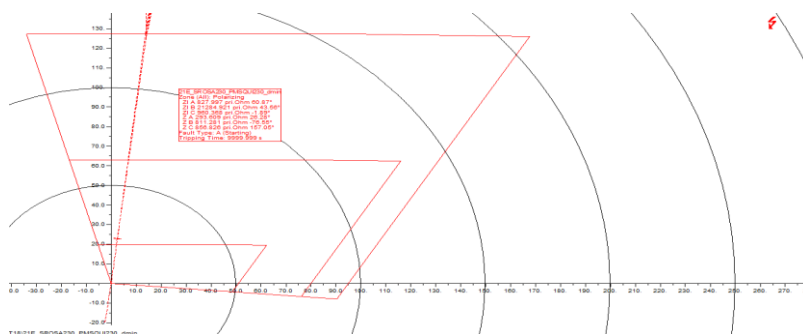
En la Figura 4.109 se observa que el relé 21N se encuentra operando en zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].

Se simula un cortocircuito monofásico al 36% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV con una resistencia de diez ohmios en demanda mínima. En la Figura 4.110 se observa que en estas circunstancias el relé se encuentra operando en la zona tres con un tiempo de operación de 1,04 [s].



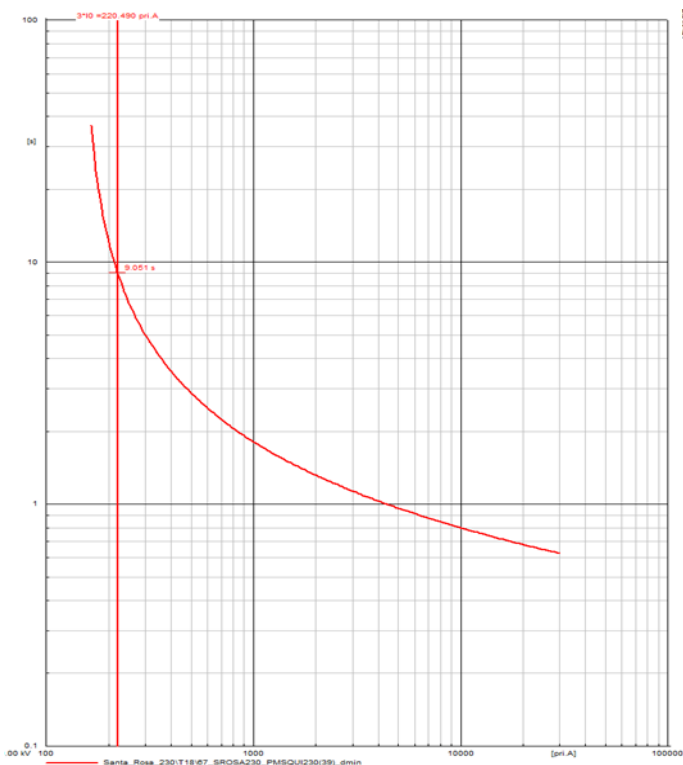
**Figura 4.110.** Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 36% con  $R_F = 10 \Omega$ . Dmín

Se simula un cortocircuito monofásico con una resistencia de veinte ohmios en demanda mínima al 36% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV y se observa el relé 21N calcula una impedancia cuya parte resistiva es muy grande, es decir, es una impedancia muy lejana a las zonas de operación como muestra la Figura 4.111. En estas circunstancias debe operar el relé de sobrecorriente direccional (67N), el mismo que es un relé de respaldo como se muestra en la Figura 4.112.



**Figura 4.111.** Operación del relé. 21N de neutro en zona 3, falla 1F-T al 36% con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmín

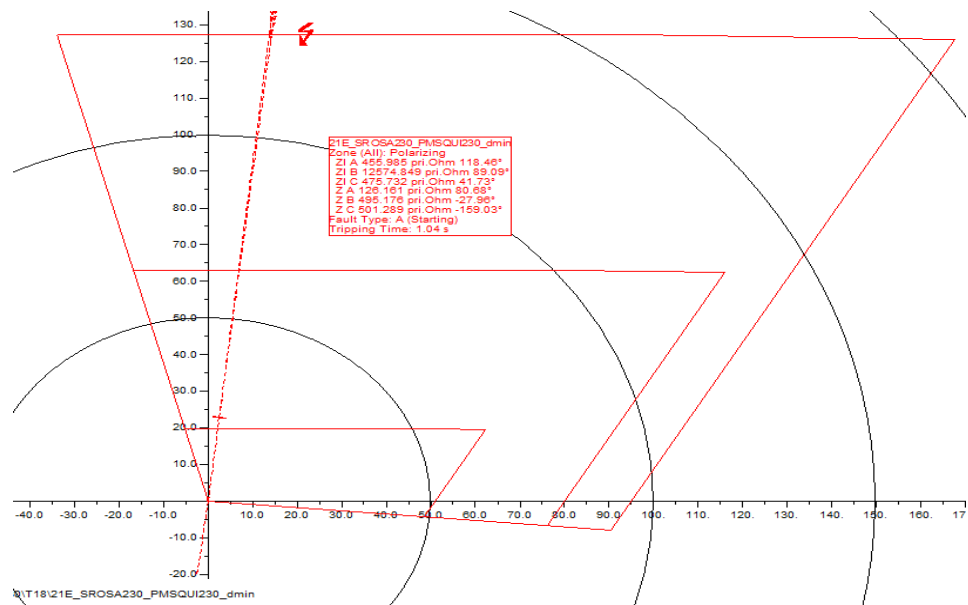
En la Figura 4.112 se observa que el relé de respaldo (67N) en estado de demanda mínima está actuando con un tiempo de operación de 9051 [ms].



**Figura 4.112.** Operación del relé 67N zona 3 al 36%, 1F-T con  $R_F = 20 \Omega$ . Dmín



Para validar el ajuste de zona tres del relé 21N se simula un cortocircuito bifásico a tierra con una resistencia de falla de cero ohmios en demanda mínima al 36% de la línea de transmisión paralela a la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV desde la S/E Pomasqui\_230 kV como muestra la Figura 4.113. Se observa que en estas circunstancias el relé 21N actúa en zona tres con tiempo de operación de 1,04 [s].



**Figura 4.113.** Operación del relé 21N de neutro en zona 3, falla 2F-T al 36% con  $R_F = 0 \Omega$ . Dmín

Los tiempos de las protecciones de sobrecorriente son grandes ya que, al simular un cortocircuito monofásico con un valor de resistencia de falla distinto de cero, el tiempo de operación del relé de sobrecorriente direccional será alto debido a que mientras se coloque una resistencia de un valor mayor a cero existe menos corriente. Además, esta protección es la protección de respaldo de la protección de distancia y operará únicamente en el caso que la protección primaria no lo haga.

Cabe mencionar que el mismo proceso que se muestra en el ejemplo anterior se siguió para determinar el ajuste de las protecciones de distancia de las demás líneas de transmisión determinadas dentro de la zona de influencia. Los resultados se muestran en la Tabla 4.14.

**Tabla 4.14.** Ajustes de las protecciones de distancia de las líneas de transmisión que comprenden la zona de influencia

Línea de Transmisión	Subestación/ Bahía	Protección Relé 21	ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3		Ángulo Característico [°]
			R [ $\Omega$ prim.]	X [ $\Omega$ prim.]	R [ $\Omega$ prim.]	X [ $\Omega$ prim.]	R [ $\Omega$ prim.]	X [ $\Omega$ prim.]	
Santa Rosa - Pomasqui_230 kV	Santa Rosa - Pomasqui	21P	35.80	18.40	78	62	95	127.18	75
		21N	51	19.80	78	62	95	127.18	60
	Pomasqui - Santa Rosa	21P	42	18.60	60	128	85	98	75
		21N	45.70	25	60	128	85	98	60
Pomasqui - Bicentenario_ 138 kV	Pomasqui - Bicentenario	21P	17.50	7.20	32	15	63	16	75
		21N	17.80	9.80	32	15	63	16	60
	Bicentenario - Pomasqui	21P	63	6.91	85	20	90	95	75
		21N	79	9.30	85	20	90	95	60
Bicentenario - Vicentina_138 kV	Bicentenario - Vicentina	21P	43.50	5.96	63	20	70	35	75
		21N	57	7	63	20	70	35	60
	Vicentina - Bicentenario	21P	18.60	6	38.20	13.50	63	18	75
		21N	18.80	8.30	38.20	13.50	63	18	60
Vicentina - Santa Rosa_138 kV	Vicentina - Santa Rosa	21P	32	7.36	45	80	50	120	75
		21N	31	8.5	45	80	50	120	60
	Santa Rosa - Vicentina	21P	24	7.36	36	19	55	39	75
		21N	30	9.5	36	19	55	39	60
Vicentina - Conocoto_138 kV	Vicentina - Conocoto	21P	20.50	3.9	27	10	24	16	75
		21N	26	6	27	10	24	16	60
	Conocoto - Vicentina	21P	32	6.30	64.30	12.20	70	35	75
		21N	47.30	3.90	64.30	12.20	70	35	60
Santa Rosa - Inga_230 kV	Santa Rosa - Inga	21P	34	12.50	49	78	74	51	75
		21N	38	12	49	78	74	51	60
	Inga - Santa Rosa	21P	33.50	8.50	40	85	60	98	75
		21N	30	10.50	40	85	60	98	60
Inga - Pomasqui_230 kV	Inga - Pomasqui	21P	27.70	7.80	36	58	90	70	75
		21N	25	15	36	58	90	70	60
	Pomasqui - Inga	21P	23	7.25	35	54	80	125	75
		21N	21	9.50	35	54	80	125	60

### **4.3 AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE RESPALDO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

En esta sección se trata únicamente la protección de respaldo de los transformadores de potencia, esto dado el alcance planteado para este trabajo. Es decir, se analiza la protección de sobrecorriente de los devanados de alto y bajo voltaje de los transformadores.

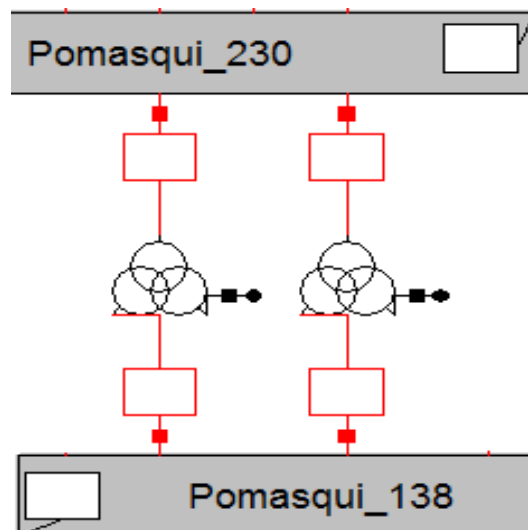
La coordinación de las protecciones de sobrecorriente de los transformadores se ha realizado definiendo los ajustes de corriente y de tiempo (Dial) de manera que se garantice una buena sensibilidad y selectividad.

Los criterios considerados para el ajuste de las protecciones mencionadas son los siguientes:

- Como se ha mencionado anteriormente la protección de sobrecorriente es una protección de respaldo, por tanto se trata de protecciones temporizadas 51.
- Se comienza ajustando los relés (51/51N) en la barra que tenga menor potencia de cortocircuito. Esto se lo determina simulando cortocircuitos en las barras tanto del lado de bajo voltaje como en el de alto voltaje donde se conectan los transformadores de las subestaciones. Se determina la menor potencia de cortocircuito considerando una falla trifásica con resistencia de falla de cero ohmios en demanda máxima.
- Considerando la zona de influencia establecida, este análisis se lo hace únicamente para los transformadores de las subestaciones Pomasqui y Santa Rosa.
- Para ajustar la corriente de Tap, en demanda mínima se simulan fallas trifásicas, bifásicas, monofásicas y bifásicas a tierra en barras, con este criterio se encuentra la corriente de cortocircuito mínima con una resistencia de falla diferente de cero ohmios.
- La corriente de cortocircuito mínima debe ser mayor a la corriente de demanda máxima para garantizar una correcta operación de las protecciones.

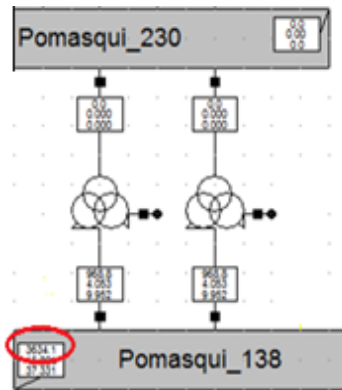
- Para ajustar el dial se debe conocer la máxima corriente de cortocircuito, para lo cual en el estado de demanda máxima se simulan fallas trifásicas, bifásicas, monofásicas y bifásicas a tierra con una resistencia de falla de cero ohmios. Con esta corriente de falla se establece que el tiempo de operación del relé de la barra de menor potencia de cortocircuito sea mayor o igual a 250 ms.
- Se establece que, si ocurrió una falla en la barra de menor potencia de cortocircuito (por ejemplo, el lado de bajo voltaje del transformador donde está instalado el relé 51L) y si la protección de sobrecorriente correspondiente no funciona, entonces, la protección que va a operar es la protección del otro lado del transformador (siguiendo con el ejemplo, el relé 51H conectado en la barra de alto voltaje), la misma que debe operar con una diferencia de 250 ms (es decir por ejemplo 500 ms).
- Dentro de los parámetros de ajuste de la protección 51L y 51H se debe seleccionar una característica (curva tiempo – corriente). Por lo tanto se escoge la curva normalmente inversa para los relés analizados, debido a que después de realizados los estudios se verificó que la curva normalmente inversa permite realizar una adecuada coordinación de éstos.

Una vez establecidos los criterios de coordinación de la protección de respaldo de los transformadores, se procede a mostrar un ejemplo para los transformadores que se encuentran ubicados en la S/E Pomasqui, los cuales se ilustran en la Figura 4.114.

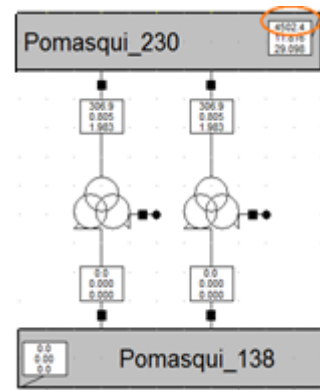


**Figura 4.114.** Transformadores de la subestación Pomasqui

Se simula un cortocircuito trifásico con resistencia de falla de cero ohmios en la barra de Pomasqui\_138 kV y en la barra de Pomasqui\_230 kV, para encontrar el valor de la menor potencia de cortocircuito ( $SK_{ss}$ ), como se muestra en la Figura 4.115 y Figura 4.116.



**Figura 4.115.**  $SK_{ss}$  Barra Pomasqui\_138 kV



**Figura 4.116.**  $SK_{ss}$  Barra Pomasqui\_230 kV

En la Figura 4.115 y Figura 4.116 se observa que la barra con menor valor de potencia de cortocircuito es la barra de Pomasqui\_138 kV. En la Tabla 4.15 se muestra los valores de las potencias de cortocircuito en cada una de las barras.

**Tabla 4.15.** Potencias de cortocircuito. Transformadores de Pomasqui

Pomasqui_230 kV	Pomasqui_138 kV
$SK_{ss} = 4502 \text{ MVA}$	$SK_{ss} = 3634.1 \text{ MVA}$

### 4.3.1 AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DE BAJO Y ALTO VOLTAJE DE LOS TRANSFORMADORES DE POMASQUI

Para este análisis se considera que los dos transformadores de la subestación Pomasqui se encuentran operando continuamente en paralelo y, dado que la desenergización de uno de ellos es muy poco frecuente, no se contempla cambio topológico alguno. Por lo tanto, el análisis que a continuación se detalla corresponde al ajuste de las protecciones de sobrecorriente de alto y bajo voltaje de los dos transformadores, aun cuando el ejemplo es ilustrado únicamente para uno de ellos.

#### 4.3.1.1 Ajuste de la corriente de Tap para el lado de bajo voltaje (51L/ 51NL)

En demanda mínima se simulan los cuatro tipos de cortocircuitos mencionados anteriormente, en la barra Pomasqui\_138 kV con resistencias de falla distintas de cero, en este caso las resistencias de falla tienen un valor de diez y veinte ohmios. Los resultados de las corrientes medidas en el lado de bajo voltaje de los transformadores se muestran en la Tabla 4.16.

**Tabla 4.16.**  $I_{cc\text{mín}}$  en el lado de bajo voltaje de los transformadores ante fallas en la barra Pomasqui\_138 kV

$R_F [\Omega]$	1F-T [kA]	2F-T [kA]	3F[kA]	2F [kA]
10	2.010	1.970	2.503	1.810
20	1.096	1.073	1.597	1.000

La corriente de cortocircuito mínima encontrada debe ser mayor a la corriente de demanda máxima que circula por la bahía de bajo voltaje del transformador. El cumplimiento de esta condición asegura una adecuada sensibilidad del relé.

$$I_{cc\text{mín}} > I_{D\text{máx}}$$

$$I_{D\text{máx}} = 540 \text{ A}$$

$$1000 \text{ A} > 540 \text{ A}$$

Se satisface la condición  $I_{cc\text{mín}} > I_{D\text{máx}}$

$$RTC \rightarrow \frac{1100}{5} = 220$$

(Ver Tabla 4.3)

Por lo tanto, la corriente de Tap para el relé de fase 51L es:

$$\text{Tap}_{\text{fase}} = \frac{I_{cc\text{mín}}}{RTC} \rightarrow \text{Tap}_{\text{fase}} = \frac{1000}{220} = 4,545 \text{ A}_{\text{secundarios}}$$

Y para el relé 51NL es:

$$\text{Tap}_{\text{neutro}} = \text{Tap}_{\text{fase}} \times 0,6$$

$$\text{Tap}_{\text{neutro}} = 4,545 \times 0,6 = 2,727 \text{ A}_{\text{secundarios}}$$

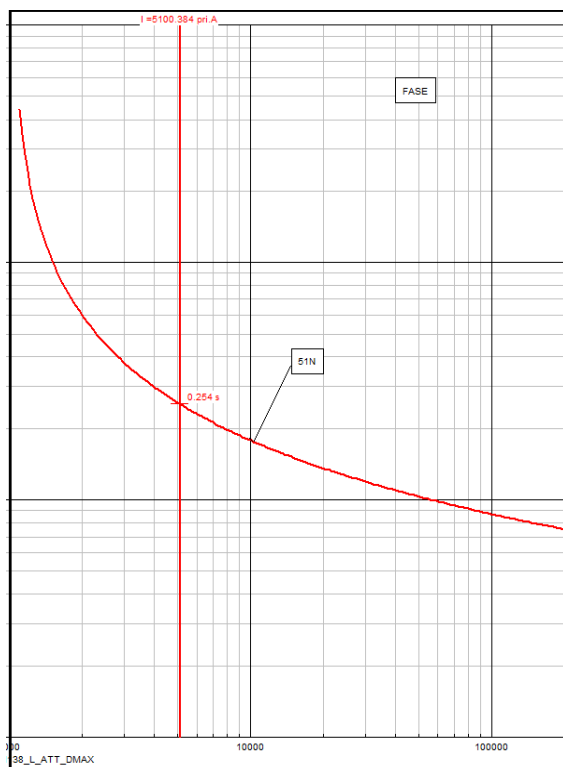
### 4.3.1.2 Ajuste del Dial para el lado de bajo voltaje

Se simulan los cuatro tipos de cortocircuitos con una resistencia de falla de cero ohmios, y para la mayor corriente de cortocircuito encontrada se asegura un tiempo de operación mayor o igual a 250 ms a través de Dial. La simulación se realiza en el estado de demanda máxima y las corrientes medidas en el lado de bajo voltaje de los transformadores se señalan en la Tabla 4.17.

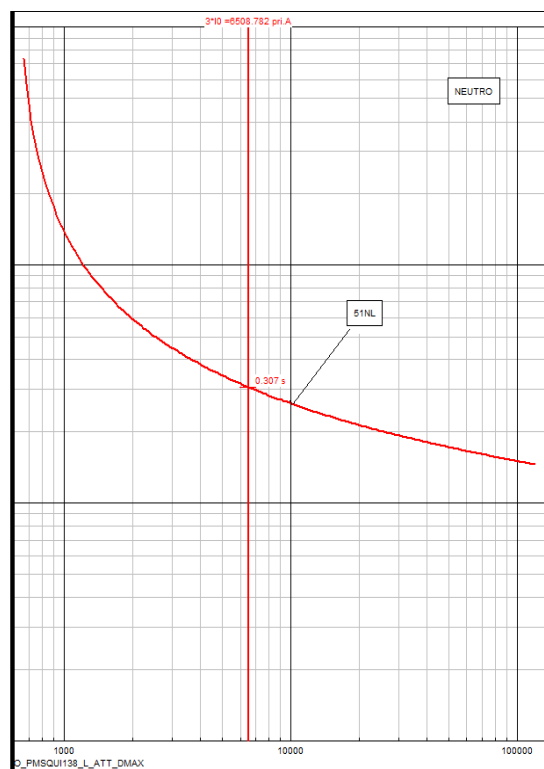
**Tabla 4.17.** Iccmax en el lado de bajo voltaje de los transformadores ante fallas en la barra Pomasqui\_138 kV.

R <sub>F</sub> [Ω]	<i>I<sub>fase_max</sub></i>				<i>3I<sub>0_max</sub></i>	
	3F [kA]	2F [kA]	2F-T [kA]	1F-T [kA]	2F-T [kA]	1F-T [kA]
0	4.555	4.169	5.986	6.365	6.601	6.389

De la Tabla 4.17 se observa que la mayor corriente de cortocircuito de fase es 6.365 kA y la 3I<sub>0\_max</sub> es 6,601 kA. Para estas corrientes los relés de fase y neutro, 51L y 51NL, deben operar en un tiempo mayor o igual a 250 ms. Esto se muestra en la Figura 4.117 para el relé de fase y en la Figura 4.118 para el relé de neutro.



**Figura 4.117.** Operación del relé 51L de fase



**Figura 4.118.** Operación del relé 51NL de neutro

Para lograr la operación indicada en las figuras anteriores, el Dial del 51L debe ajustarse en 0.06 s y el Dial del 51NL en 0.10 s.

#### 4.3.1.1 Ajuste de la corriente de Tap para el lado de alto voltaje (51H/ 51NH)

Conforme a los criterios establecidos, y dado que la barra de menor potencia de cortocircuito es Pomasqui 138 kV, los relés de sobrecorriente instalados en el lado de alto voltaje de los transformadores de potencia, operarán como protección de respaldo de los relés 51L y 51NL. Por lo tanto, para ajustar el Tap de los relés 51H y 51NH se consideran las mínimas corrientes de cortocircuito que circulan por la bahía de alto voltaje de los transformadores, cuando se simulan fallas en el lado de bajo voltaje.

La Tabla 4.18 muestra las corrientes registradas antes las simulaciones mencionadas.

**Tabla 4.18.** I<sub>cc</sub>mín medidas en el lado de alto voltaje de los transformadores ante fallas en la barra Pomasqui\_230 kV

R <sub>F</sub> [Ω]	1F-T [kA]	2F-T [kA]	3F[kA]	2F [kA]
10	0,954	0,927	1.514	0,910
20	0,827	0,810	0,825	0,818

La corriente de cortocircuito mínima encontrada debe ser mayor a la corriente de demanda máxima que circula por la bahía de alto voltaje del transformador. El cumplimiento de esta condición asegura una adecuada sensibilidad del relé.

$$I_{cc\text{mín}} > I_{D\text{máx}}$$

$$I_{cc\text{mín}} = 818 \text{ [A primarios]}$$

$$I_{D\text{máx}} = 290 \text{ A}$$

$$818 \text{ A} > 290 \text{ A}$$

Se satisface la condición  $I_{cc\text{mín}} > I_{D\text{máx}}$

$$RTC \rightarrow \frac{900}{5} = 180$$

(Ver Tabla 4.3)



Por lo tanto, la corriente de Tap para el relé de fase 51H es:

$$\text{Tap}_{\text{fase}} = \frac{\text{ICC}_{\text{min}}}{\text{RTC}} \rightarrow \text{Tap}_{\text{fase}} = \frac{818}{180} = 4,545 [A_{\text{secundarios}}]$$

Y para el relé 51NH es:

$$\text{Tap}_{\text{neutro}} = \text{Tap}_{\text{fase}} \times 0,6$$

$$\text{Tap}_{\text{neutro}} = 4,545 \times 0,6 = 2,727 [A_{\text{secundarios}}]$$

#### 4.3.1.4 Ajuste del Dial para el lado de alto voltaje

Siguiendo el mismo criterio indicado en la sección anterior, los relés 51H/51NH son respaldos de los relés 51L/51NL, por lo que para fallas ocurridas en la barra de 138 kV es de esperarse que los relés de alto voltaje operen en un tiempo al menos 300 ms superior al tiempo de los relés de bajo voltaje deberían hacerlo. De esta manera, se asegura que ante la no operación de los relés 51L y 51NL, sean los relés 51H y 51NH quienes despejen las fallas.

Lo señalado en el párrafo anterior se asegura haciendo que los relés 51H y 51NH operen en un tiempo mínimo de 600 ms ante la máxima corriente de cortocircuito que circula por la bahía de alto voltaje de los transformadores, cuando se simulan fallas en la barra de bajo voltaje Pomasqui\_138 kV. Estas corrientes se detallan en la Tabla 4.19.

**Tabla 4.19.** Iccmax en el lado de alto voltaje de los transformadores ante fallas en la barra Pomasqui\_230 kV.

R <sub>F</sub> [Ω]	<i>I<sub>fase_max</sub></i>				<i>3I<sub>0_max</sub></i>	
	3F [kA]	2F [kA]	2F-T [kA]	1F-T [kA]	2F-T [kA]	1F-T [kA]
0	6.833	6.120	6.701	6.635	2.072	2.276

De la Tabla 4.19 se observa que la mayor corriente de cortocircuito de fase es 6.833 kA y la 3I<sub>0\_max</sub> es 2.276 kA. Para estas corrientes los relés de fase y neutro, 51H y 51NH, deben operar en tiempos mayores a 600 ms. Esto se muestra en la Figura 4.119 para el relé de fase y en la Figura 4.120 para el relé de neutro.

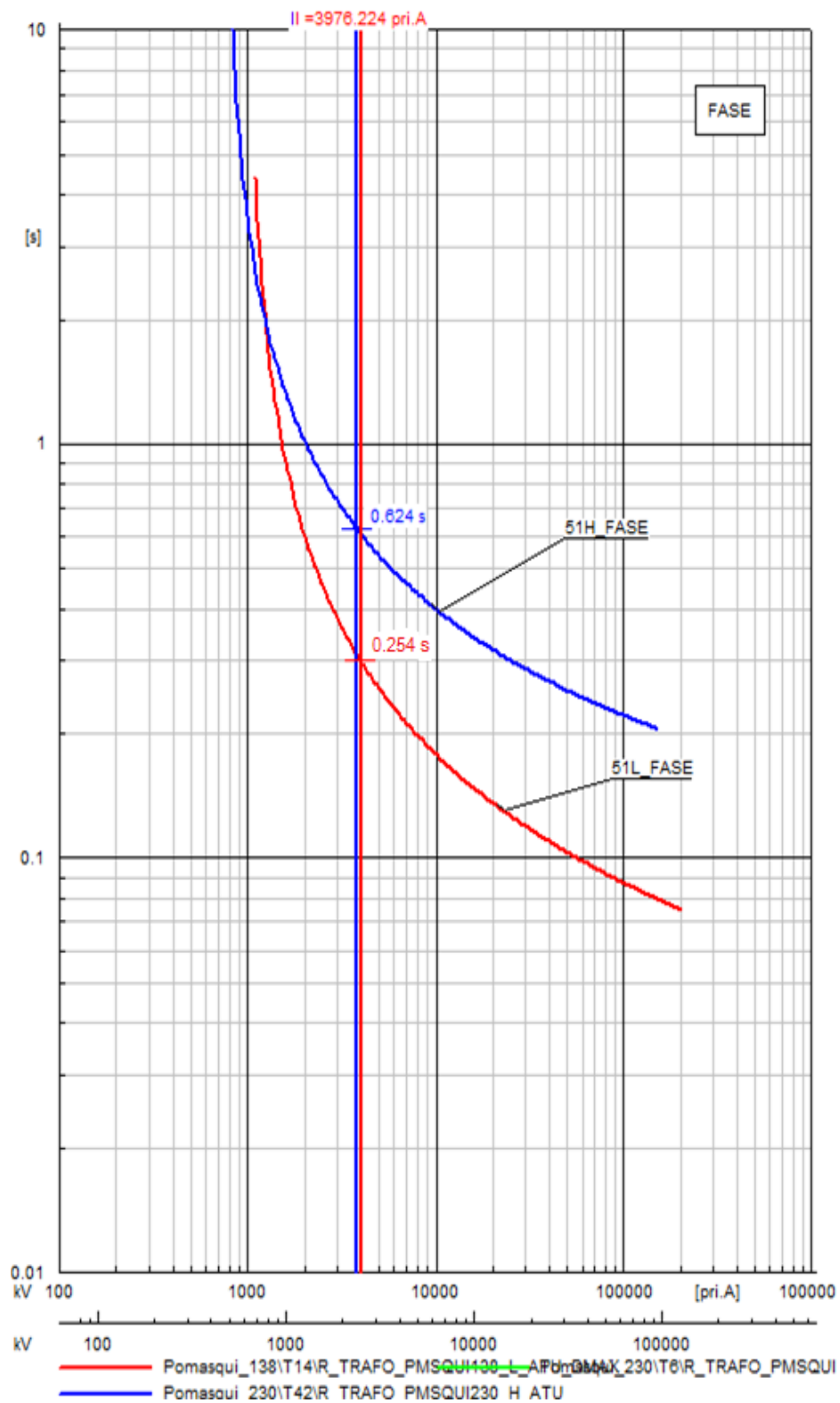
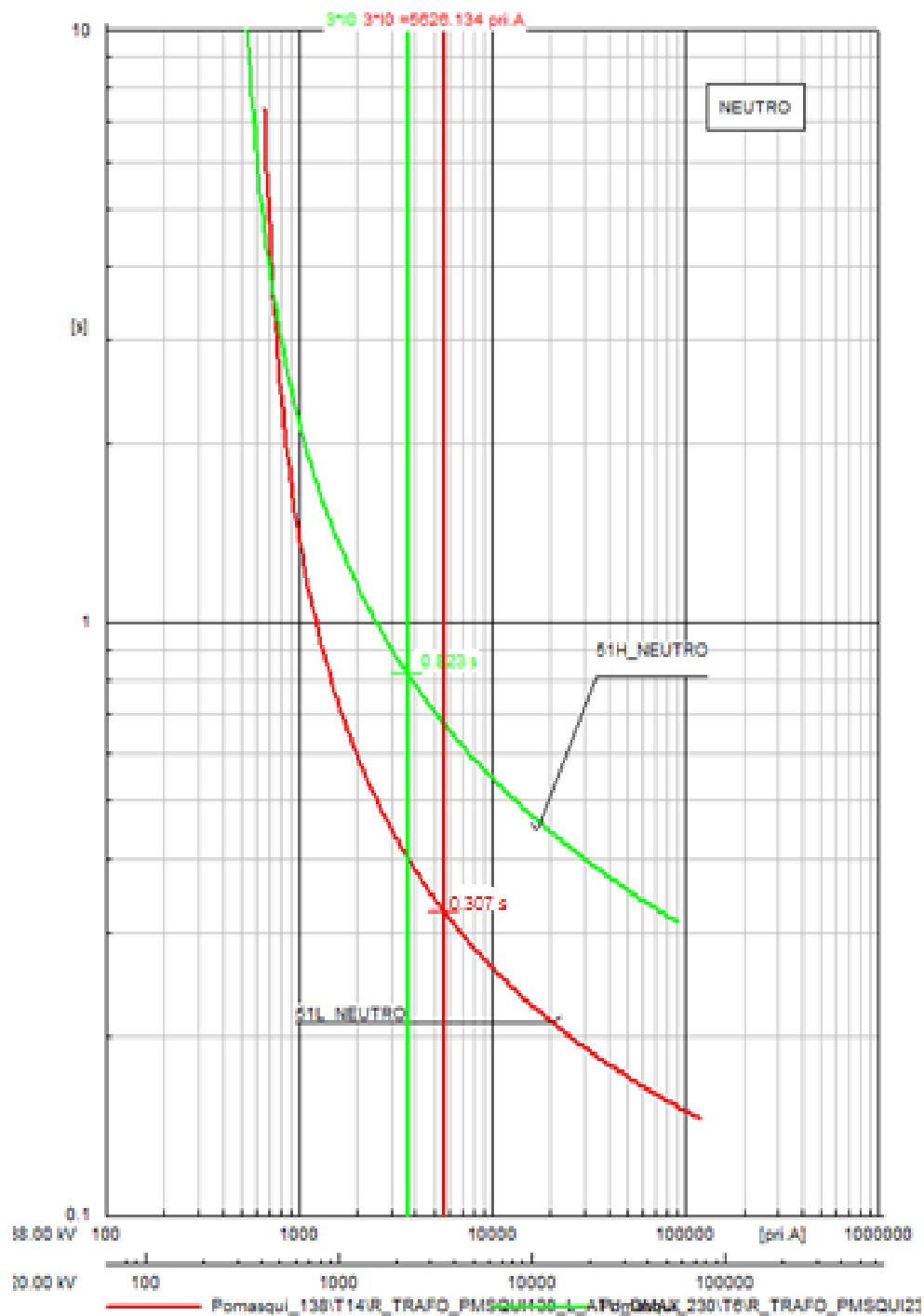


Figura 4.119. Curvas características de fase de los transformadores de Pomasqui (51L y 51H)



**Figura 4.120.** Curvas características de neutro de los transformadores de Pomasqui (51NL y 51NH)

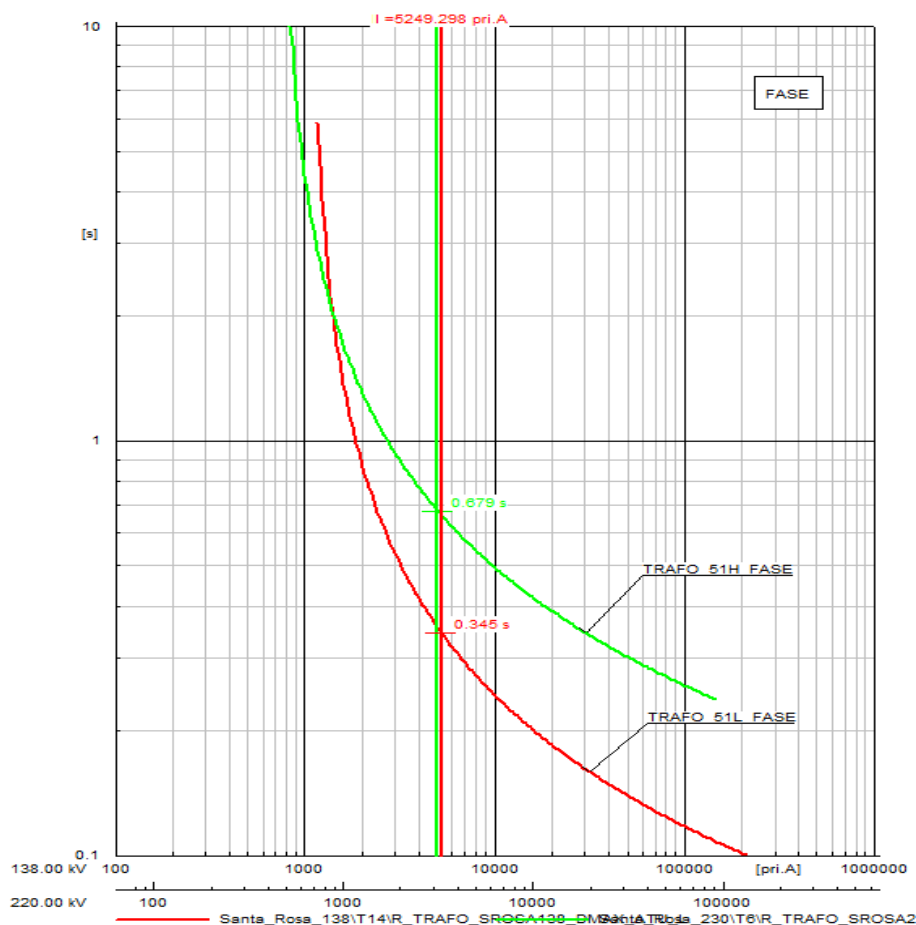
Para lograr la operación indicada en las figuras anteriores, el Dial del 51H ajustarse en 0.14 s y el Dial del 51NH en 0.25 s.

Los mismos criterios se utilizaron para los relés de sobrecorriente de los transformadores de la subestación Santa Rosa. Los ajustes obtenidos se detallan en la Tabla 4.20.

**Tabla 4.20.** Ajuste de las protecciones de sobrecorriente de los transformadores de la subestación Santa Rosa

Protección	Tap	Dial
Trafo 51H-Fase	2,30	0,19
Trafo 51L- Fase	3,54	0,08
Trafo 51H-Neutro	1,38	0,27
Trafo 51L-Neutro	2,12	0,11

En la Figura 4.121 y Figura 4.122 se muestra el disparo o actuación del relé de sobrecorriente de fase y neutro, de los transformadores de la subestación de Santa Rosa, las mismas que están operando en tiempo correcto, y cuyo ajuste es satisfactorio para impedir que los transformadores sufran algún tipo de daño y puedan despejar la falla en el tiempo correcto.



**Figura 4.121.** Curva característica de fase de los transformadores de Santa Rosa (51L y 51H)

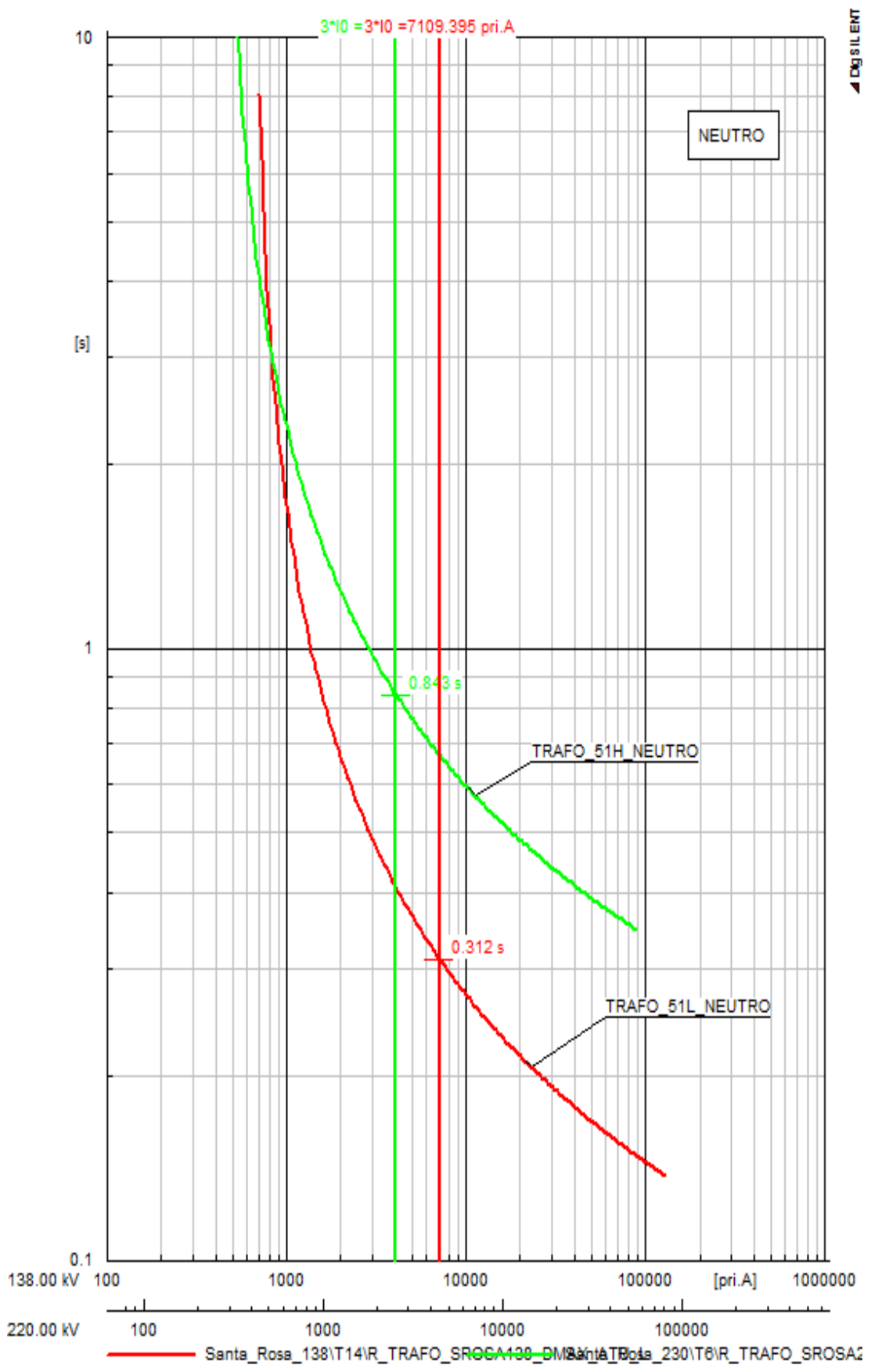


Figura 4.122. Curva característica de neutro de los transformadores de Santa Rosa (51NL/ 51NH)

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1 CONCLUSIONES

- Con la inclusión de la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair y la primera etapa del sistema de 500 kV, fue necesario un reajuste de las protecciones de la zona norte del país debido a que existió una variación en la topología de la red. Es decir, las relaciones de transformación cambiaron de manera significativa al igual que las potencias de cortocircuito tanto en demanda mínima como en demanda máxima.
- Es muy importante considerar una protección principal y una protección de respaldo, debido a que como se mostró en el ejemplo al momento de no detectar el relé de distancia la falla y no actuar en ninguna de sus tres zonas de operación, debe actuar el relé de respaldo que en este caso es el relé de sobrecorriente direccional. Con este criterio se previene la indisponibilidad por falla permanente de la línea de transmisión o de transformadores de potencia debido a una avería de una protección principal.
- Es necesario señalar que para el análisis del ajuste del relé de sobrecorriente direccional al considerar un cortocircuito al 1% quiere decir que se está buscando la máxima corriente de cortocircuito y con esta corriente se debe asegurar que el relé opere en un tiempo mínimo de 300 ms, debido a que funciona como protección de respaldo. Se utiliza una resistencia de falla diferente de cero ohmios para ajustar el Tap de los relés de sobrecorriente.
- Las corrientes de falla en barra local y barra remota sirven para establecer los límites de corriente de falla que pueden presentarse en la protección, las fallas fuera de la línea protegida presentarán valores de corriente de falla inferiores a los establecidos, los cuales sirven de referencia para la coordinación con las demás protecciones de respaldo.
- Al aplicar la coordinación de protecciones propuesta se obtendrá un conjunto de elementos con adecuada selectividad, sensibilidad y rapidez,

asegurando que existan menos perturbaciones, las mismas que se pueden presentar en la zona norte del Sistema Nacional de Transmisión del Ecuador.

- Del análisis realizado se concluye que al comparar los datos obtenidos por el programa PowerFactory de DlgSILENT con los parámetros calculados, se observó que los resultados son similares, por lo tanto se concluye que la modelación para los sistemas de: 500kV, 230 kV, 138 kV de simple y doble circuito es correcta y no es necesario realizar cambios inmediatos.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Se deben dimensionar los transformadores de corriente tomando en cuenta la posibilidad que deben ser capaces de soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos impuestos por las corrientes de corta duración.
- Es recomendable simular varios tipos de falla, variando la resistencia de falla en todos las cercanías de la zona protegida para evaluar si la protección de distancia se encuentra actuando en alguna de sus zonas, o si el tiempo de operación del relé de sobrecorriente direccional es parecido a alguna de las zonas del relé de distancia, si fuera el caso hay que reajustar para evitar una mala operación.
- No es viable ajustar directamente las zonas de operación del relé de distancia, se debe simular varios tipos de falla en las barras que se encuentren alejadas en el lado de bajo voltaje de los transformadores y variar la resistencia de falla dependiendo si se trata de fase o neutro desde cero hasta veinte ohmios, así se integran algunas fallas posibles en los puntos que se encuentren fuera de la zona protegida, a la vez se puede agrandar el alcance resistivo directamente en la gráfica y el tiempo de despeje de la falla según corresponda.
- Para la coordinación y ajuste de protecciones se sugiere simular los diferentes tipos de falla con las corrientes de cortocircuito mínimas ( $I_{cc_{min}}$ ), debido a que dichas corrientes se utilizan para coordinación de protecciones, mientras que las corrientes de cortocircuito máximas ( $I_{cc_{max}}$ ), se utilizan para dimensionamiento de equipos.

- Para la coordinación de protecciones se sugiere utilizar el mismo tipo de curva con la finalidad de facilitar la coordinación entre equipos principales y equipos redundantes o de respaldo. En la protección de distancia se sugiere utilizar el relé tipo poligonal para poder conseguir mayores alcances resistivos.



## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] CORDOVA PAZMIÑO, Jorge Leonardo. FARINANGO QUILCA, Washington Orlando. “Estudio de ajuste y coordinación de protecciones con relés digitales (IED) del Sistema Eléctrico Quito en niveles de voltaje de 138 kV y 46 kV”. Repositorio Digital EPN – FIEE. 2008, p. 48-70.
- [2] CHANATASIG GUANOLUISA, Luis Eduardo. Coordinación de protecciones de los alimentadores primarios a 13.8 kV de la s/e Pujilí para la empresa eléctrica provincial Cotopaxi. Repositorio Digital EPN – FIEE. 2016. P. 115- 145.
- [3] N. Cella, A. Musto. “Estudio de coordinación de protecciones CH LOS HIERROS II”. Proyecto EE-2014-073 Informe técnico EE-ES-2014-0597 Revisión C. Estudios eléctricos. [En línea]. Disponible en internet:  
  
[http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2014/10/EE-ES-2014-0597-RC\\_Protecciones-CH-Los-Hierros-II-Informe-Principal.pdf?1cde53](http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2014/10/EE-ES-2014-0597-RC_Protecciones-CH-Los-Hierros-II-Informe-Principal.pdf?1cde53)
- [4] GUAMBO COELLO, Erica Carolina. “Análisis de calidad de voltaje en barras del S.N.I. en estado estable considerando el sistema de 500 kV”. Repositorio Digital EPN – FIEE. 2014, p. 129-144.
- [5] ZAMBRANO, Richard. “Sistema de protecciones eléctricas a nivel de 500kV aplicación subestación Pifo”. Repositorio Digital EPN-FIEE. 2009, p. 123-148.
- [6] ESTRADA CENTENO, Jorge Enrique. “Diseño del sistema de protecciones para el sistema eléctrico de la Empresa Regional de Sucumbíos S.A”. Repositorio Digital EPN – FIEE. 2001, p. 65-96.
- [7] SUEIRO DOMINGUEZ, José Antonio. “Contribución a la coordinación de los relés de protección de redes eléctricas”. Universidad de Vigo Febrero, 2006, p. 14-43.
- [8] Estudio de coordinación protecciones de la central hidroeléctrica Pacarenca, 2003, p. 22-26.

- [9] SOTO TORRES, Carmen Elisa. “Estudio de coordinación y ajuste de protecciones en tres circuitos de la subestación Turén en 13.8 kV”. Sartenejas, Octubre 2005, p. 21-30.
- [10] TAMASCO AMADOR, Renzo. Protecciones eléctricas. Agosto 2007, p. 11-44.
- [11] ROMERO SÁNCHEZ, Camilo Gabriel. “Estudio de Cortocircuitos y Calibración de Protecciones Eléctricas en el Sistema de Transmisión de la Empresa Pública Metropolitana de Agua Potable y Saneamiento”. Quito, Febrero 2012, p. 20-114.
- [12] AGUIRRE CÁRDENAS, Christian Wladimir. “Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la carrera de Ingeniería Eléctrica utilizando el Software Power Factory 13.1 de DIgSILENT”. Quito, Julio 2012, p. 26-50.
- [13] TORRES BREFFE, Orlys “Protecciones de los Sistemas Eléctricos de Distribución”. Cuarta Edición. México, p. 10-20.
- [14] CARRILLO CAICEDO, Gilberto. “Protecciones Eléctricas”, Notas de clase. Bucaramanga, octubre 2017, p. 7-125.
- [15] CALERO FREIRE, Iván Ramiro. “Protección de Generadores Eléctricos mediante Relés Microprocesados Multifuncionales”. Quito, julio 2008, p. 219-223.
- [16] CORPORACIÓN “CENACE”. “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia y Automatismos”. Modulo VI. Fundación Universidad Nacional de San Juan Instituto de Energía Eléctrica. Quito, julio 2001.
- [17] VASCONCELLOS PAREDES, José Enrique. VERA MERCHANCANO, Ricardo Daniel. “Modelos Dependientes de la Frecuencia para el Análisis de Energización y Descargas Atmosféricas en Líneas de Transmisión de 500kV”. Informe de materia de graduación. p 50-114.

- [18] ZAPATA CENTENO, Julio César. “Análisis de las Líneas de Transmisión en Estado Permanente”. Universidad Veracruzana. Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica. Junio 2012, p. 17-57.
- [19] CHÁVEZ ENRÍQUEZ, Andrés Leonardo. “Estudio de Prefactibilidad de la Inclusión de la Línea El Inga – Vicentina a 138 kV, en el Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito”. Repositorio Digital EPN-FIEE. Quito, junio 2016, p. 117-123.
- [20] RAMÍREZ CASTAÑO, Samuel. “Protección de Sistemas Eléctricos”. Universidad Nacional de Colombia Manizales. Primera Edición, p. 17-58.
- [21] Ing. RICCIUTO, Miguel Ángel. “Selección y Regulación de Protecciones en Sistemas Eléctricos de Distribución y Transmisión Mediante el Software DlgSILENT”. p. 1-17.
- [22] Ing. MUÑANTE AQUIJE, Alberto. “Operación de los Sistemas de Transmisión en 500 kV”. Gerencia de Operación y Mantenimiento – REP. Septiembre 2011, p. 66 - 84.
- [23] RODRÍGUEZ FERRERO, Manuel Víctor. “Protecciones Eléctricas en DlgSILENT”. Modelos de fabricantes españoles (I). Junio 2012, p. 22-51.
- [24] LEMA CHILQUINGA, Francisco Andrés. VISCARRA CALERO, Damián Jahiel. “Modelamiento de relés genéricos de sobrecorriente y de distancia utilizando lenguaje de simulación DlgSILENT – DSL en el programa computacional Power Factory”. Repositorio Digital EPN – FIEE. 2017, p. 120-138.
- [25] MAFLA TUTILLO, Horacio Eduardo. “Estudio de Coordinación de Protecciones para la Línea de Transmisión de tres terminales Mandariacu-Santo Domingo-Los Bancos a 69 kV”. Repositorio Digital EPN – FIEE. 2017, p. 34-46.
- [26] GRAINGER, John. STEVENSON, William Libro de “Análisis de Sistemas de Potencia”, p. 142-148,707.

- [27] CELEC EP CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR “TRANSELECTRIC”. “Subgerencia de Operación y Mantenimiento”. Sección de Ingeniería. Quito, mayo 2017.
- [28] Departamento de Sistemas y Potencia EEQ «Plan de expansión 2015-2024 del Sistema Eléctrico Quito».2016.

## ANEXOS

### Anexo 1

#### MODELACIÓN TIPO TORRE PARA EL SISTEMA DE 500 kV

Para modelar una L/T de 500 kV se ha considerado la L/T Coca Codo Sinclair-San Rafael\_500 kV, la misma que tiene como parámetros eléctricos a los siguientes:

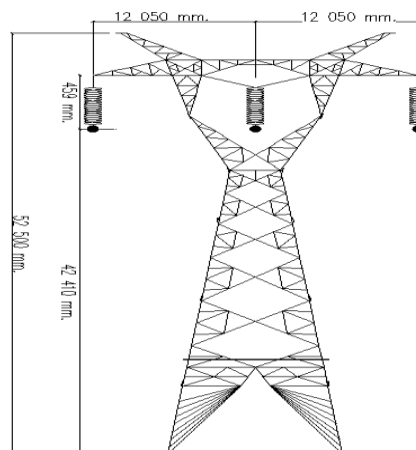
**Tabla A.1** Parámetros de la L/T Coca Codo Sinclair-San Rafael\_500 kV

Línea de Transmisión	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
				R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [uS/km]	R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [uS/km]
Coca Codo Sinclair-San Rafael	2,9	7	500	0,107961	2,325673	4,9857	1,60713	6,62655	3,155231

Conformado por dos líneas de transmisión que parten desde la subestación Coca Codo Sinclair y llega hasta la subestación San Rafael, las características eléctricas son las siguientes:

- Dos líneas de transmisión a 500 kV, con una longitud de 7 km cada línea, una corriente nominal de 2,9 kA, a una frecuencia de 60 Hz de tres fases, en las cuales cada fase está constituido por un haz de tres subconductores de aleación de aluminio ACAR 1100 MCM 18/19.
- Cada una de las líneas de transmisión consta dos cables de guarda, uno de acero y el otro OPGW para transferencia de datos.

De acuerdo a datos proporcionados por la unidad de negocio CELEC EP-TRANSELECTRIC, se tiene:



**Figura A.2.** Disposición geométrica de la torre de transmisión de 500 kV

## SUBROUTINA PARA CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS

El programa Power Factory de DigSilent posee una subrutina para cálculos de parámetros eléctricos de las líneas de transmisión, a continuación se describe el procedimiento:


### Crear usuario

Ingresar el nombre de un nuevo usuario



Figura A.2. Creación de usuario

### Crear un proyecto

Hacer clic sobre el botón “*Nuevo gestor de datos*” , y en la ventana que aparece hacer clic izquierdo sobre el usuario que se acaba de crear y seleccionar “*Nuevo Proyecto*”.

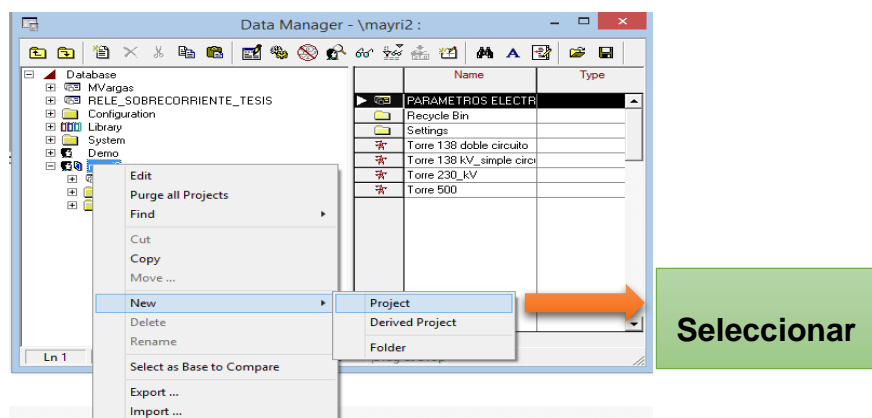


Figura A.3. Creación del proyecto

## Identificar el proyecto

Después, aparecerá una nueva ventana en donde se coloca el nombre del proyecto, para este caso “Parámetros eléctricos”, y se da clic en OK.

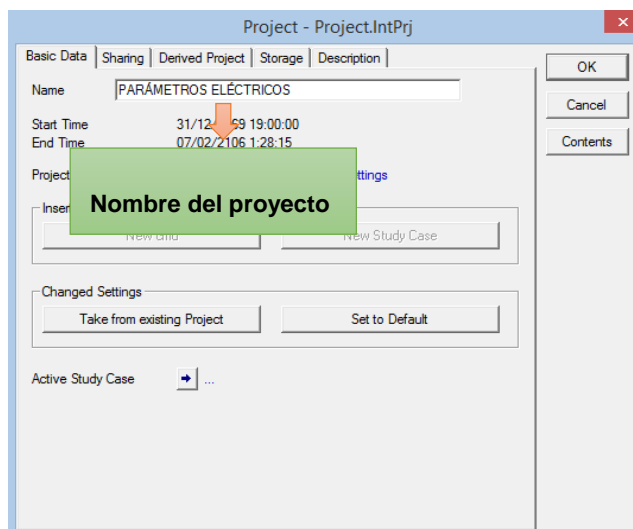


Figura A.4. Nombre del proyecto

## Crear nuevo tipo de elemento (Subrutina)

En la ventana que aparece, se selecciona “Librería” y se hace clic sobre el botón

“Nuevo objeto”  :

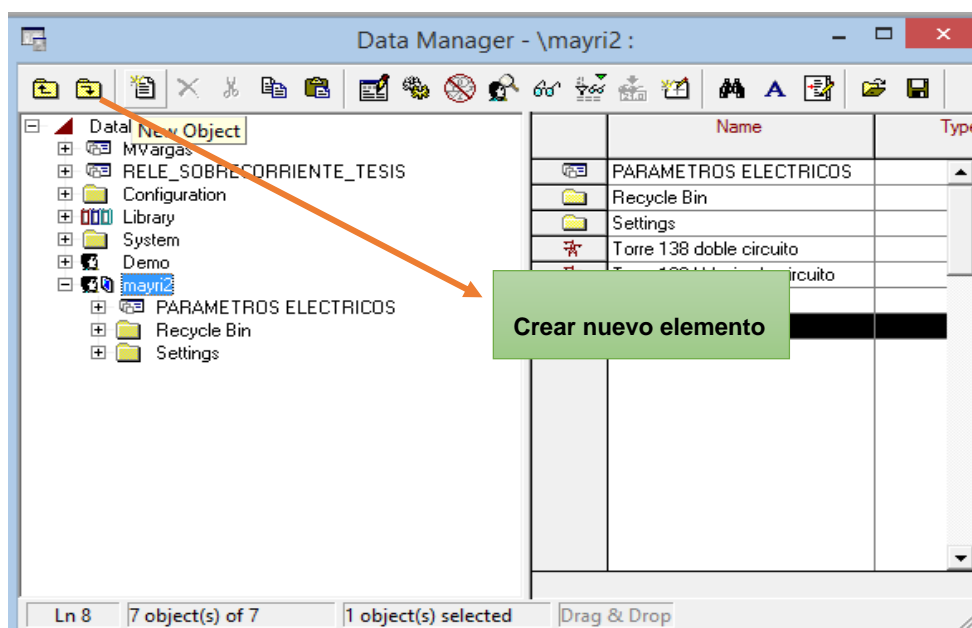
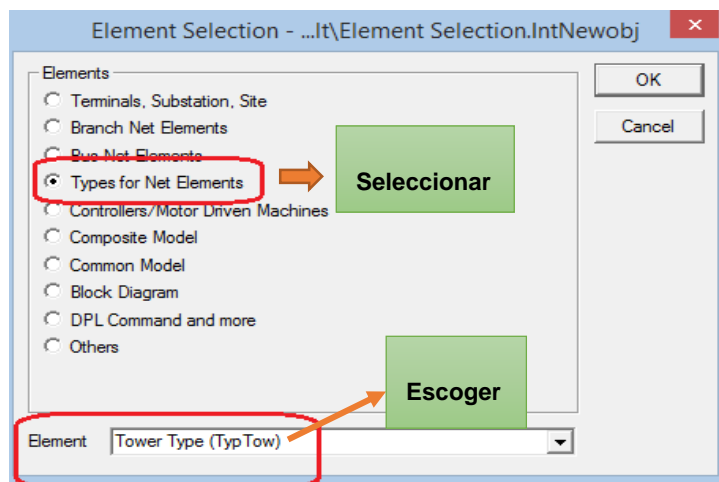


Figura A.5. Creación de un nuevo objeto

## Crear tipo torre

A continuación, se selecciona la opción “*Tipos de elementos de red*” y escoge “Tipo de Torre” (TypTow).



**Figura A.6.** Selección del tipo de torre

## Parámetros a ingresar

En la ventana que aparece colocar los siguientes parámetros:

Tabla A.2 Parámetros de la Torre de 500 kV

PARÁMETROS	
NOMBRE DE LA ESTRUCTURA	Torre 500_kV
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz
NÚMERO DE CONDUCTORES DE TIERRA	2
NÚMERO DE CIRCUITOS	1
RESISTIVIDAD	1300 ohmm
TRANSPOSICIÓN	perfecta



Types of Earth Conductors:	
	Conductor Types TypCon
▶Earth Conductor 1	Hilo de guarda acero_500 kV
Earth Conductor 2	Hilo de guarda OPGW_500 kV


Conductor Types of Line Circuits:			
	Conductor Types TypCon	Num. of Phases	Transposition
▶Circuit 1	Conductor de fase_500 kV	3	<input checked="" type="checkbox"/>

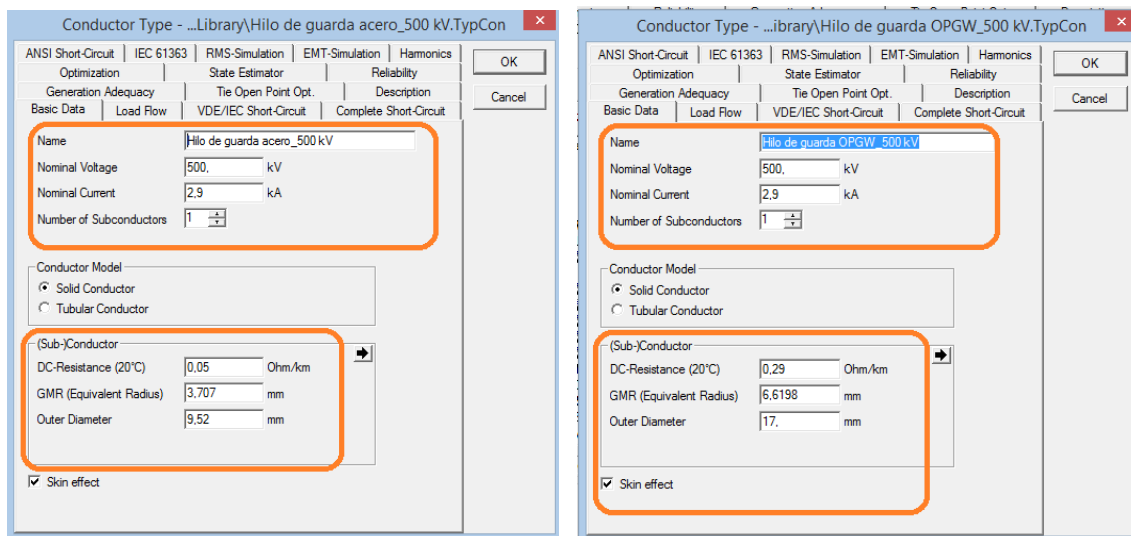
Figura A.7. Ingreso de parámetros Torre\_500 kV

### Crear tipo de conductor

En la ventana anterior se debe hacer clic sobre cada de los espacios junto a cada uno de los tipos de conductor, para este caso dos conductores de tierra y uno de línea, y hacer doble clic.

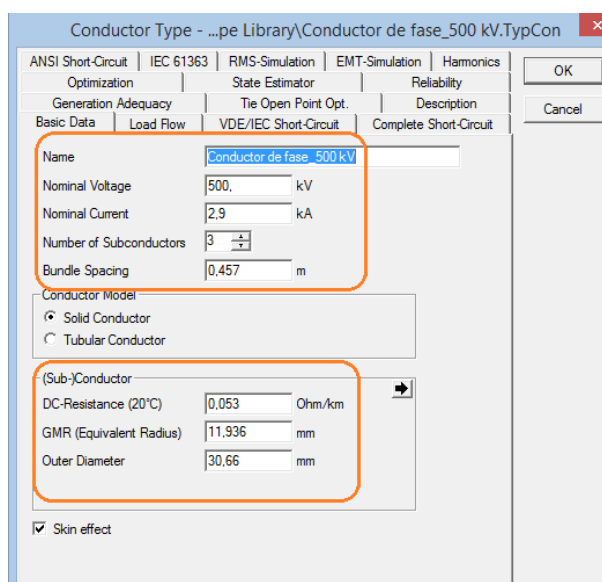
Figura A.8. Ingreso de conductores Torre\_500 kV

Seleccionar “Nuevo objeto”  , y en la nueva ventana se debe ingresar los parámetros descritos en la Tabla A.1 utilizando datos del datasheet del ACAR para cada uno de los conductores que se van a utilizar.



**Figura A.9** Modelación cable de guarda 500 kV

En la Figura A.10 se observa que para el conductor de fase de 500 kV se coloca un número de tres subconductores, este valor se justifica en la Figura 3.11 en donde se puede observar a la torre de transmisión 323 de la línea de transmisión Inga-Tisaleo\_500 kV




**Figura A.10.** Modelación cable de fase 500 kV



**Figura A.11.** Torre de transmisión 323 de la L/T Inga-Tisaleo\_500 kV

Se ha considerado como punto de referencia el centro de la torre para el eje horizontal, en donde se sitúa el haz de conductores de la fase *B* y a partir de este punto se sitúan de forma simétrica las otras dos fases. Las alturas de los conductores están referenciadas al suelo, donde es necesario tener en cuenta que los conductores están soportados por una cadena de aisladores de vidrio templado.

Una vez creado el tipo de conductor tanto para los hilos de guarda como para el conductor de fase, importar en cada uno de los tipos de conductores en la ventana del “Tipo de Torre” (TypTow).

En la ventana del “Tipo de Torre” (TypTow), hacer clic sobre el botón  y se despliega una nueva ventana como se muestra a continuación:

**Tower Type - Torre 500.TypTow \***

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization  
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Name: Torre 500  
 Nominal Frequency: 60 Hz  
 Number of Earth Wires: 2  
 Number of Line Circuits: 1 | Transposition: perfect

Input Mode:  
 Geometrical Parameter  
 Electrical Parameter

Earth Resistivity: 1300 Ohmm

Types of Earth Conductors:

Earth Conductor	Conductor Types TypCon
Earth Conductor 1	Hilo de guarda acero_500 kV
Earth Conductor 2	Hilo de guarda OPGW_500 kV

Conductor Types of Line Circuits:

Circuit	Conductor Types TypCon	Num. of Phases	Transposition
Circuit 1	Conductor de fase_500 kV	3	

Buttons: OK, Cancel, Calculate

Ingreso de la distribución geométrica de los conductores en la Torre de 500 kV

Figura A.14. Ingreso de los conductores en la torre de 500 kV

Utilizando los datos de la Figura A1, para cada uno de los conductores se ingresa:

**Tower Type - Torre 500.TypTow \***

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization  
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description

Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Coordinate of Earth Conductors [m:]

	X	Y
Earth Conductor 1	-10,4	
Earth Conductor 2	10,4	52,5

Coordinate of Line Circuits [m:]

	X1	X2	X3	Y1	Y2	Y3
Circuit 1	-12,05	0	12,05	39,74	39,74	39,74

Buttons: OK, Cancel, Calculate

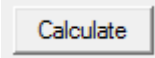
**Distribución hilo de guarda de acero**

**Distribución hilo de guarda OPGW**

**Distribución de conductores de fase**

Figura A.15. Ingreso de datos de los conductores en la torre de 500 kV

## CÁLCULO DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS

Para calcular los parámetros eléctricos en la ventana del “Tipo de Torre” (TypTow), se debe hacer clic sobre el botón  y observar los resultados en la ventana de salida.

Utilizando la subrutina para el cálculo de parámetros eléctricos en las líneas se establecen las siguientes matrices:

- $Z_p$  Matriz reducida de impedancias, Ohm/ km
- $Y_p$  Matriz reducida de admitancias,  $\mu\text{S}/ \text{km}$
- $Z_s$  Matriz de impedancias simétricas, Ohm/ km
- $Y_s$  Matriz de admitancias simétricas,  $\mu\text{S}/ \text{km}$

A continuación, se presentan las siguientes matrices de donde se obtiene los siguientes datos de resistencia, reactancia y susceptancia de secuencia cero, positiva y negativa respectivamente.

$$Z_s = \begin{bmatrix} 1,6057 + 6,5823j & 0 & 0 \\ 0,00277 + 0j & 0,10694 + 2,3135j & 0 + 0,00208j \\ 0 + 0,00387j & 0 + 0,00277j & +0,10694 + 2,3135j \end{bmatrix}$$

$$Y_s = \begin{bmatrix} 0 + 3,1211j & 0 & 0 \\ -0,0011 + 0,0011j & 0 + 4,917j & 0 \\ 0,0011 + 0,0011j & 0 & 0 + 4,917j \end{bmatrix}$$

Tabla A.3 Parámetros calculados de la L/T Coca Codo Sinclair-San Rafael\_500 kV

Línea de transmisión	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
		R [ $\Omega/\text{km}$ ]	$X_L$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	$B_C$ [ $\mu\text{S}/\text{km}$ ]	R [ $\Omega/\text{km}$ ]	$X_L$ [ $\Omega/\text{km}$ ]	$B_C$ [ $\mu\text{S}/\text{km}$ ]
Coca Codo Sinclair-San Rafael	500	0,10694	2,3135	4,917	1,6057	6,5823	3,1211

Al comparar los datos obtenidos por el programa Power Factory de DigSILENT con los parámetros calculados que se encuentran en la Tabla A.3 se observa que los resultados son similares, por lo tanto se concluye que la modelación para el sistema de 500 kV es correcta.

## MODELACIÓN TIPO TORRE PARA EL SISTEMA DE 230 kV

Para la modelación tipo torre del sistema de 230 kV se realiza el mismo procedimiento que se realizó para el ingreso de parámetros y datos de la modelación del sistema de 500 kV.

Se toma como referencia a la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV, la misma que tiene como parámetros eléctricos los siguientes:

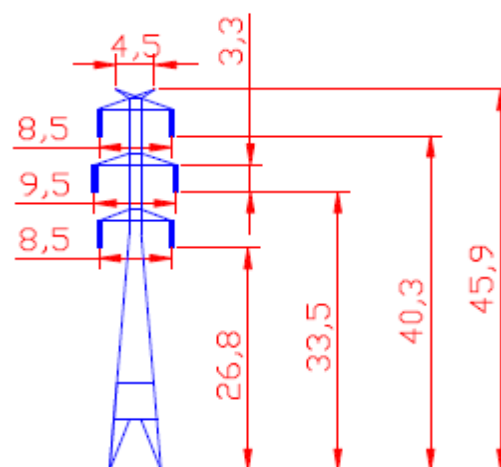
**Tabla A.4** Parámetros de la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV

Línea de Transmisión	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
				R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_c$ [uS/km]	R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_c$ [uS/km]
Santa Rosa-Pomasqui	0,8334	45,9	230	2,514659	22,79633	3,38235	14,28362	67,88013	2,25419

Conformado por dos circuitos de transmisión que van desde la subestación Santa Rosa y llega hasta la subestación Pomasqui, las características eléctricas son las siguientes:

- Dos circuitos a 230 kV, con una longitud de 45,9 km, una corriente nominal de 0,8334 kA, a una frecuencia de 60 Hz de tres fases, en las cuales cada fase está constituido por un conductor de aleación de aluminio ACAR 1200 MCM.
- la línea de transmisión tiene dos cables de guarda, uno es de acero y el otro es OPGW para transferencia de datos.

De acuerdo a datos proporcionados por la corporación CELEC EP-TRANSELECTRIC, se tiene:



**Figura A.36.** Disposición geométrica. Torre de 230 kV

La subrutina para el cálculo de parámetros eléctricos en el programa Power Factory de DlgSILENT es el mismo que para el sistema de 500 kV, únicamente se cambian los parámetros ingresados para una torre de 230 kV, los mismos que se ilustran en la Tabla A.4.

## TIPOS DE CONDUCTOR

Para la modelación tipo torre existen diversos tipos de conductores dependiendo el nivel de voltaje de la línea de transmisión, en este caso para la línea de transmisión en estudio existen (y por lo tanto se modelan los siguientes conductores) los siguientes tipos de conductores [25].

- Tipo de conductor tipo ACAR1200 cuyos datos técnicos se detallan a continuación:

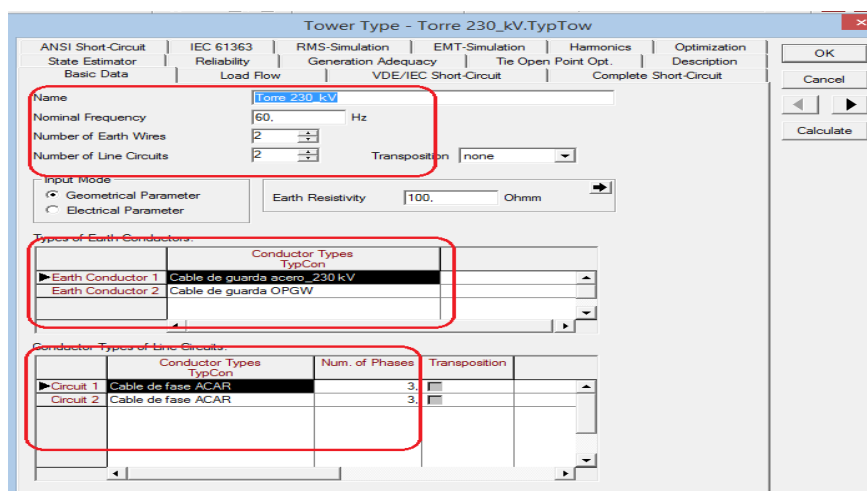
**Tabla A.5** Parámetros del conductor ACAR 1200 [26]

Nombre	Calibre AWG-MCM	GMR [mm]	Diámetro externo [mm]	Corriente [A]	Resistencia 20° C
ACAR	1200	15,99	31,99	619	0,04857

- Para el conductor de guarda se muestran las características del conductor 3/8 cuyos datos técnicos son:

Nombre	Calibre AWG-MCM	Sección mm <sup>2</sup>	Tensión [kg]	Corriente [A]	Resistencia 20° C
Guarda	3/8" 7 hilos	70.00	4600.00	500	0.05

**Tabla A.6** Parámetros del hilo de guarda [26]



**Figura A.17.** Ingreso de parámetros Torre\_230 kV

Con el uso de los datos descritos en la Tabla A.5 y Tabla A.6, también se utiliza los datos del datasheet del ACAR 1200 se procede a ingresar los parámetros necesarios para modelar la línea de transmisión Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV.

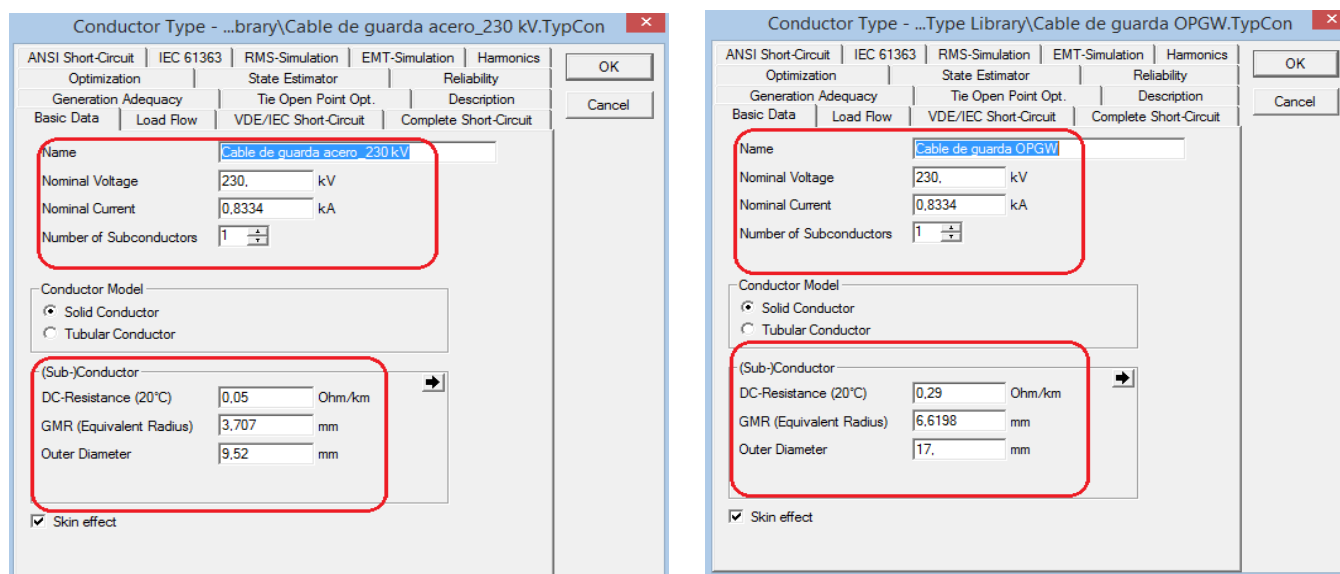


Figura A.18. Modelación cable de guarda

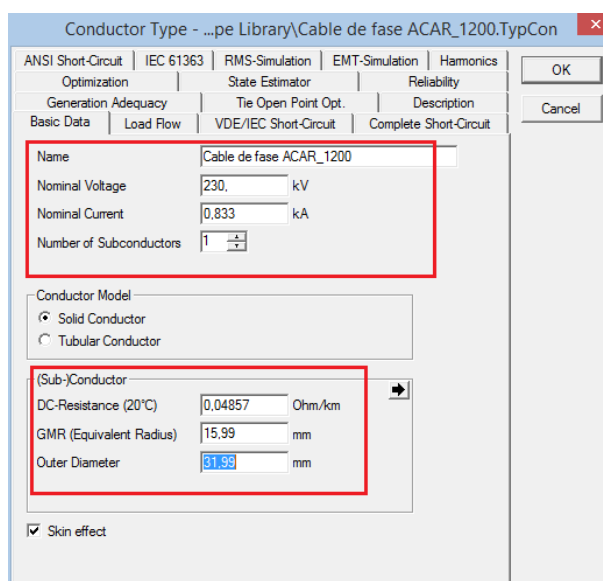
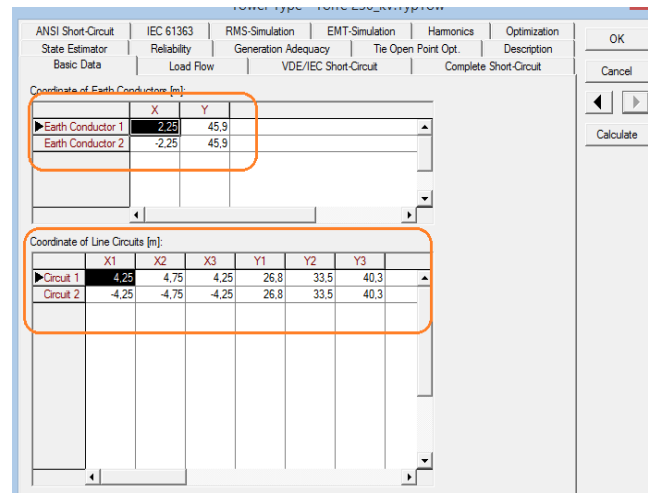


Figura A.19. Modelación conductor de fase

Observando la Figura A.16 se procede a ingresar la distribución geométrica de los conductores en la torre de 230 kV.





**Figura A.21.** Ingreso de datos de los Conductores en la torre de 230 kV

A continuación, se presentan las siguientes matrices de donde se obtiene los siguientes datos de resistencia, reactancia y susceptancia de secuencia cero, positiva y negativa.

$$Z_S = \begin{bmatrix} 14,14965 + 67,05794j & 0,0352 + 0,0165j & -0,0349 + 0,0170j \\ -0,03495 + 0,01706j & 2,14897 + 22,47100j & -0,02796 + 0,0166j \\ 0,0352 + 0,01652j & 0,02819 + 0,01589j & 2,14897 + 22,471004j \end{bmatrix}$$

$$Y_S = \begin{bmatrix} 0 + 2,2112j & -0,08962 + 0,01952j & 0,08962 + 0,01952j \\ 0,08962 + 0,01952j & -0,00555 + 3,40602j & 0,17870 - 1,09680j \\ -0,08962 + 0,01952j & -0,17870 - 1,09680j & 0,00555 + 3,40602j \end{bmatrix}$$

**Tabla A.7** Parámetros calculados de la L/T Santa Rosa-Pomasqui\_230 kV

Línea de transmisión	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
		R [Ω/km]	$X_L$ [Ω/km]	$B_C$ [uS/km]	R [Ω/km]	$X_L$ [Ω/km]	$B_C$ [uS/km]
Santa Rosa-Pomasqui	230	2,14897	22,47100	3,40602	14,14965	67,05794	2,2112

Al comparar los datos obtenidos por el programa Power Factory de DiGSILENT con los parámetros calculados que se encuentran en la Tabla A.7 se observa que los resultados son similares, por lo tanto se concluye que la modelación para el sistema de 230 kV es correcta.

## MODELACIÓN TIPO TORRE PARA EL SISTEMA DE 138 kV

### SISTEMA DE 138 kV SIMPLE CIRCUITO

Para la modelación tipo torre del sistema de 138 kV simple circuito se realiza el mismo procedimiento que se realizó para el ingreso de parámetros y datos de la modelación del sistema de 500 kV.

Se toma como referencia a la línea de transmisión Ibarra-Tulcán\_138 kV, la misma que tiene como parámetros eléctricos los siguientes:

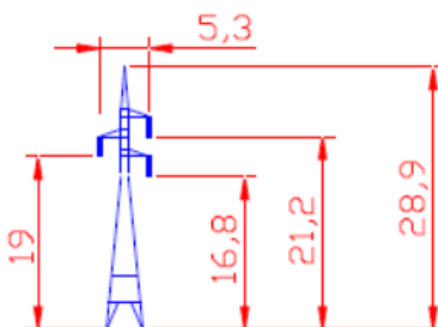
**Tabla A.8** Parámetros de la L/T Ibarra-Tulcán 138 kV

Línea de Transmisión simple circuito	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
				R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [ $\mu S/km$ ]	R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [ $\mu S/km$ ]
Ibarra-Tulcán	0,469	74.48	138	8,831839	35,98129	3,38235	25,9633	119,3616	2,25419

Conformado por una línea de transmisión que parten desde la subestación Ibarra llega hasta la subestación Tulcán, las características eléctricas son las siguientes:

- Una línea de transmisión de simple circuito a 138 kV, con una longitud de 74,48 km, una corriente nominal de 0,469 kA, frecuencia de 60 Hz de una fase, la misma que está constituido por un conductor de aleación de aluminio ACSR Flicker.
- La línea de transmisión tiene un cable de guarda que es el OPGW para transferencia de datos.

De acuerdo a datos proporcionados por la corporación CELEC EP-TRANSELECTRIC, se tiene:



**Figura A.22.** Disposición geométrica. Torre de 138 kV. Simple circuito

La subrutina para el cálculo de parámetros eléctricos en el programa Power Factory de DlgSILENT es el mismo que para el sistema de 500 kV, únicamente se cambian los parámetros ingresados para una torre de 138 kV de simple circuito, los mismos que se ilustran en la Tabla A.8.

### Tipos de conductor

Para la modelación tipo torre existen diversos tipos de conductores dependiendo el nivel de voltaje de la línea de transmisión, en este caso para la línea de transmisión en estudio existen (y por lo tanto se modelan los siguientes conductores) los siguientes tipos de conductores [25].

- Tipo de conductor tipo ACSR Flicker cuyos datos técnicos se detallan a continuación:

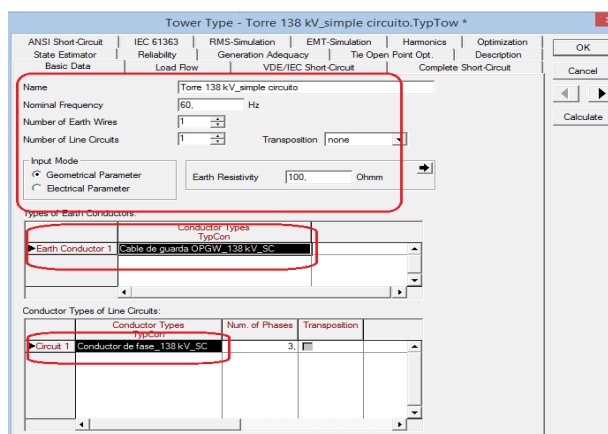
**Tabla A.9** Parámetros del conductor ACSR Flicker [26]

Nombre	GMR [mm]	Diámetro externo [mm]	Resistencia 20° C [ohm/ km]
ACSR Flicker	8,6585	21,4884	0,1206

- Para el conductor de guarda se muestran las características del conductor 3/8 cuyos datos técnicos son:

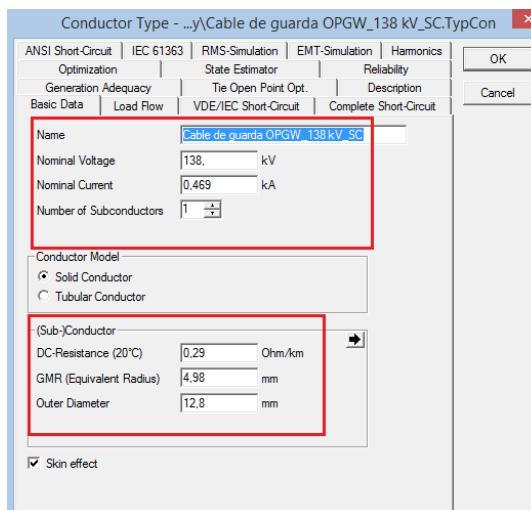
**Tabla A.10** Parámetros del hilo de guarda 138 kV [26]

Nombre	GMR [mm]	Diámetro externo [mm]	Resistencia 20° C [ohm/ km]
Guarda	4,98	12,8	0,29

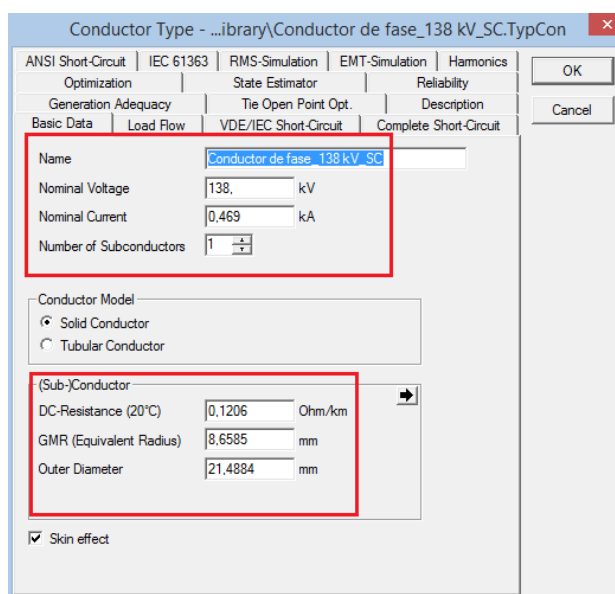


**Figura 3.23.** Ingreso de parámetros Torre\_138 kV

Con el uso de los datos descritos en la Tabla A.9 y Tabla A.10, también se utiliza los datos del datasheet del ACSR Flicker se procede a ingresar los parámetros necesarios para modelar la línea de transmisión Ibarra-Tulcán\_138 kV.

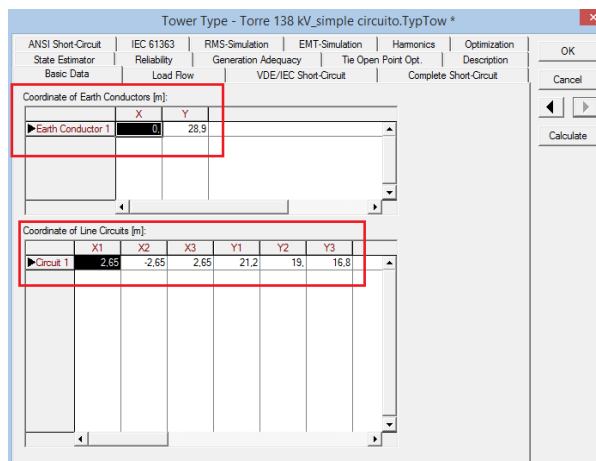


**Figura A.24.** Modelación cable de guarda 138 kV simple circuito



**Figura A.25.** Modelación conductor de fase 138 kV simple circuito

Observando la Figura 3.22 se procede a ingresar la distribución geométrica de los conductores en la torre de 138 kV.



**Figura A.26.** Ingreso de datos de los Conductores en la torre de 138 kV

A continuación, se presentan las siguientes matrices de donde se obtiene los siguientes datos de resistencia, reactancia y susceptancia de secuencia cero, positiva y negativa respectivamente.

$$Z_S = \begin{bmatrix} 25,30320 + 119,28233j & -0,00837 - 0,00568j & 0,01149 - 0,00412j \\ 0,01149 - 0,00412j & 8,22142 + 35,48284j & 0,01181 - 0,00674j \\ -0,00837 - 0,00568j & -0,01170 - 0,00689j & 8,22142 + 35,48284j \end{bmatrix}$$

$$Y_S = \begin{bmatrix} 0 + 2,1502j & 0,01649 - 0,01819j & -0,01649 - 0,01819j \\ -0,01649 - 0,01819j & -0,00416 + 3,3996j & -0,08625 + 0,04945j \\ 0,01649 - 0,01819j & 0,08625 + 0,04945j & 0,00416 + 3,3996j \end{bmatrix}$$

**Tabla A.11** Parámetros calculados de la L/T Ibarra-Tulcán\_138 kV

Línea de transmisión simple circuito	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
		R [Ω/km]	$X_L$ [Ω/km]	$B_C$ [uS/km]	R [Ω/km]	$X_L$ [Ω/km]	$B_C$ [uS/km]
Ibarra-Tulcán	138	8,22142	35,4828400	3,3996	25,3032	119,2823	2,1502

Al comparar los datos obtenidos por el programa Power Factory de DigSILENT con los parámetros calculados que se encuentran en la Tabla A.11 se observa que los resultados son similares, por lo tanto se concluye que la modelación para el sistema de 138 kV simple circuito es correcta.

## SISTEMA DE 138 kV DOBLE CIRCUITO

Para la modelación tipo torre del sistema de 138 kV doble circuito se realiza el mismo procedimiento que se realizó para el ingreso de parámetros y datos de la modelación del sistema de 500 kV.

Se toma como referencia a la línea de transmisión Ibarra-Pomasqui\_138 kV, la misma que tiene como parámetros eléctricos los siguientes:

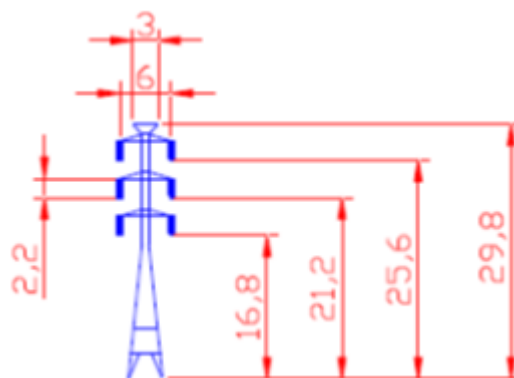
**Tabla A.12** Parámetros de la L/T Ibarra-Pomasqui 138 kV doble circuito

Línea de Transmisión doble circuito	Corriente Nominal [kA]	Longitud [km]	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
				R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [ $\mu S/km$ ]	R [ $\Omega$ ]	$X_L$ [ $\Omega$ ]	$B_C$ [ $\mu S/km$ ]
Ibarra-Pomasqui	0,469	60,575	138	7,198733	9,50608	3,38235	24,32753	93,75193	2,25419

Conformado por dos línea de transmisión que parten desde la subestación Ibarra y llega hasta la subestación Pomasqui, las características eléctricas son las siguientes:

- Una línea de transmisión de doble circuito a 138 kV, con una longitud de 60,575 km, una corriente nominal de 0,469 kA, frecuencia de 60 Hz, dos conductores de fase las mismas que están constituidos por el conductor de aleación de aluminio ACSR Flicker.
- La línea de transmisión tiene dos cable de guarda. El uno es de acero y el otro es OPGW para transferencia de datos.

De acuerdo a datos proporcionados por la corporación CELEC EP-TRANSELECTRIC, se tiene:



**Figura A.27.** Disposición geométrica. Torre de 138 kV. Doble circuito

La subrutina para el cálculo de parámetros eléctricos en el programa Power Factory de DIgSILENT es el mismo que para el sistema de 500 kV, únicamente se cambian los parámetros ingresados para una torre de 138 kV de doble circuito, los mismos que se ilustran en la Tabla A.12.

### **Tipos de conductor**

Para la modelación tipo torre existen diversos tipos de conductores dependiendo el nivel de voltaje de la línea de transmisión, en este caso para la línea de transmisión en estudio existen (y por lo tanto se modelan los siguientes conductores) los siguientes tipos de conductores [25].

- Tipo de conductor tipo ACSR Flicker cuyos datos técnicos se detallan a continuación:

**Tabla A.13** Parámetros del conductor ACSR Flicker [26]

<b>Nombre</b>	<b>GMR [mm]</b>	<b>Diámetro externo [mm]</b>	<b>Resistencia 20° C [ohm/ km]</b>
ACSR Flicker	8,6585	21,4884	0,1206

- Para el conductor de guarda se muestran las características del conductor 3/8 cuyos datos técnicos son:

**Tabla A.14** Parámetros del hilo de guarda 138 kV

<b>Nombre</b>	<b>GMR [mm]</b>	<b>Diámetro externo [mm]</b>	<b>Resistencia 20° C [ohm/ km]</b>
Guarda	4,98	12,8	0,29

**Tower Type - Torre 138 doble circuito.TypTow**

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization  
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description  
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Name: Torre 138 doble circuito  
 Nominal Frequency: 60 Hz  
 Number of Earth Wires: 2  
 Number of Line Circuits: 2 Transposition: none

Input Mode:  
 Geometrical Parameter  
 Electrical Parameter  
 Earth Resistivity: 100 Ohm

Types of Earth Conductors:

Conductor Types	TypCon
Earth Conductor 1	Hilo de guarda acero_138 DC
Earth Conductor 2	Hilo de guarda OPGW 138 DC

Conductor Types of Line Circuits:

Conductor Types	TypCon	Num. of Phases	Transposition
Circuit 1	Conductor de fase1_138 DC_ACSR Flicker	3	<input type="checkbox"/>
Circuit 2	Conductor de fase1_138 DC_ACSR Flicker	3	<input type="checkbox"/>

**Figura A.28.** Ingreso de parámetros Torre\_138 kV. Doble circuito

Con el uso de los datos descritos en la Tabla A.13 y Tabla A.14, también se utiliza los datos del datasheet del ACSR Flicker se procede a ingresar los parámetros necesarios para modelar la línea de transmisión Ibarra-Pomasqui\_138 kV.

**Conductor Type - ...library\Hilo de guarda acero\_138 DC.TypCon**

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization  
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description  
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Name: Hilo de guarda acero\_138 DC  
 Nominal Voltage: 138 kV  
 Nominal Current: 0.469 kA  
 Number of Subconductors: 1

Conductor Model:  
 Solid Conductor  
 Tubular Conductor

(Sub-)Conductor:  
 DC-Resistance (20°C): 0.0142 Ohm/km  
 GMR (Equivalent Radius): 3.71 mm  
 Outer Diameter: 18.36 mm

Skin effect

**Conductor Type - ...library\Hilo de guarda OPGW 138 DC.TypCon**

ANSI Short-Circuit | IEC 61363 | RMS-Simulation | EMT-Simulation | Harmonics | Optimization  
 State Estimator | Reliability | Generation Adequacy | Tie Open Point Opt. | Description  
 Basic Data | Load Flow | VDE/IEC Short-Circuit | Complete Short-Circuit

Name: Hilo de guarda OPGW 138 DC  
 Nominal Voltage: 138 kV  
 Nominal Current: 0.469 kA  
 Number of Subconductors: 1

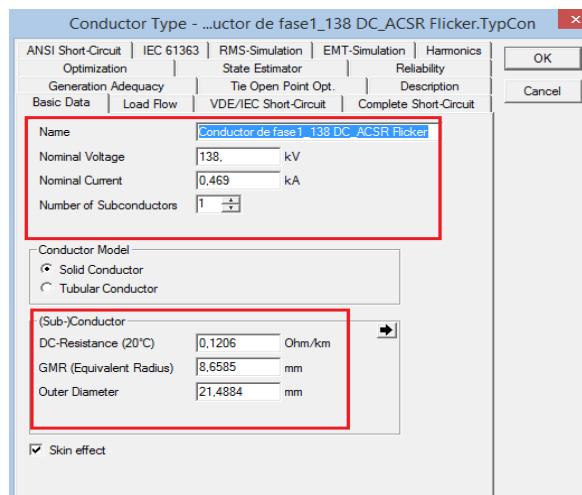
Conductor Model:  
 Solid Conductor  
 Tubular Conductor

(Sub-)Conductor:  
 DC-Resistance (20°C): 0.29 Ohm/km  
 GMR (Equivalent Radius): 4.98 mm  
 Outer Diameter: 12.8 mm

Skin effect

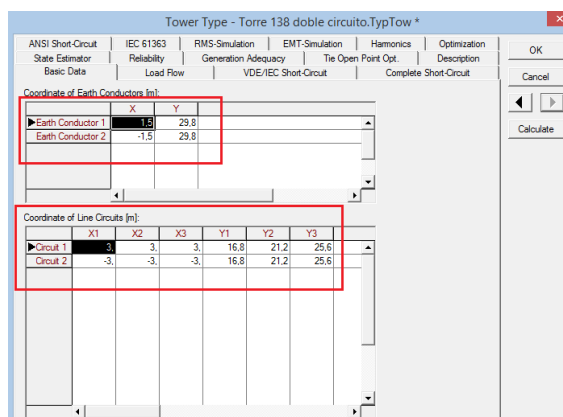
**Figura A.29.** Captura de pantalla. Modelación cable de guarda





**Figura A.30.** Modelación conductor de fase

Observando la Figura 3.27 se procede a ingresar la distribución geométrica de los conductores en la torre de 138 kV de doble circuito.



**Figura A.31.** Ingreso de datos de los Conductores en la torre de 138 kV. Doble circuito

A continuación, se presentan las siguientes matrices de donde se obtiene los siguientes datos de resistencia, reactancia y susceptancia de secuencia cero, positiva, y negativa respectivamente.

$$Z_S = \begin{bmatrix} 24,2165 + 93,69554j & 0,0345 + 0,01654j & -0,03403 + 0,01729j \\ -0,03403 + 0,01729j & 7,12162 + 9,48514j & -0,02813 + 0,01717j \\ 0,03451 + 0,01645j & 0,02833 + 0,0166j & 7,12162 + 9,48514j \end{bmatrix}$$

$$Y_s = \begin{bmatrix} 0 + 2,2101j & -0,08225 + 0,02054j & 0,08225 + 0,02054j \\ 0,08225 + 0,02054 & 0 + 3,42055j & 0,1829 - 0,11502j \\ -0,08225 + 0,02054j & -0,1829 - 0,11502j & 0 + 3,42055j \end{bmatrix}$$

Tabla A.15 Parámetros calculados de la L/T Ibarra-Pomasqui\_138 kV

Línea de transmisión doble circuito	Nivel de voltaje [kV]	Secuencia Positiva			Secuencia Cero		
		R [ $\Omega$ /km]	$X_L$ [ $\Omega$ /km]	$B_c$ [ $\mu$ S/km]	R [ $\Omega$ /km]	$X_L$ [ $\Omega$ /km]	$B_c$ [ $\mu$ S/km]
Ibarra-Pomasqui	138	7,12162	9,48514	3,42055	24,2165	93,69554	2,2101

Al comparar los datos obtenidos por el programa Power Factory de DlgSILENT con los parámetros calculados que se encuentran en la Tabla A.15 se observa que los resultados son similares, por lo tanto se concluye que la modelación para el sistema de 138 kV doble circuito es correcta.