

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

**AJUSTE DE RELÉS DIFERENCIALES DE LÍNEA Y COORDINACIÓN  
DE RELÉS DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE EN EL  
SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EMPRESA ELÉCTRICA  
AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.**

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

**BYRON ORLANDO PALATE MOYOLEMA**

[byron963@hotmail.com](mailto:byron963@hotmail.com)

**DIRECTOR: Dr.-Ing. FABIÁN ERNESTO PÉREZ YAULI**

[fabian.perez@epn.edu.ec](mailto:fabian.perez@epn.edu.ec)

**Quito, Agosto 2017**

## **DECLARACIÓN**

Yo Byron Orlando Palate Moyolema, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

---

Byron Orlando Palate Moyolema

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Byron Orlando Palate Moyolema, bajo mi supervisión.

---

**Dr. – Ing. Fabián Ernesto Pérez Yauli**  
**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por no dejarme caer en tiempos difíciles y seguir en la lucha por cumplir mis objetivos.

A mis padres, Rodrigo y Carmen, por el apoyo incondicional en todo momento, velando por mi bienestar y ayudándome a superar todos los obstáculos de la vida.

A mi hermana Pamela, que es un pilar fundamental en mi vida, por los consejos y sugerencias brindadas.

Al Doctor Fabián Pérez por brindar su apoyo y compartir sus conocimientos para poder culminar mi trabajo de titulación.

Al Ingeniero Antonio Ortiz por haberme brindado su ayuda y guiado de manera correcta en la realización del proyecto.

*Byron Palate*

## **DEDICATORIA**

Este trabajo está dedicado:

A Dios, por no dejarme rendir nunca y seguir luchando por nuevos objetivos.

A mis padres, quienes son un pilar fundamental en mi vida.

A mi hermana, por darme ánimo para superarme día a día.

A mis tías y tíos por guiarme cuando necesite un apoyo.

A toda mi familia y amigos que me han apoyado en cada momento.

## ÍNDICE DE CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	I
CERTIFICACIÓN .....	II
AGRADECIMIENTOS .....	III
DEDICATORIA.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
RESUMEN .....	IX
PRESENTACIÓN .....	X
CAPÍTULO I .....	1
GENERALIDADES.....	1
1.1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.2. OBJETIVOS .....	1
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	1
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	2
1.3. PLANTEAMIENTO .....	2
1.4. JUSTIFICACIÓN .....	3
CAPÍTULO II .....	4
MARCO TEÓRICO.....	4
2.1. DEFINICIONES.....	4
2.1.1. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN .....	4
2.1.1.1. Configuración Radial.....	4
2.1.1.2. Configuración en Anillo .....	5
2.1.1.3. Configuración en Malla .....	7
2.1.2. SUBESTACIONES .....	8
2.1.2.1 Elementos de una Subestación.....	9
2.1.2.2. Líneas de Subtransmisión.....	10
2.1.2.3. Transformadores de Potencia .....	11
2.1.2.4. Equipos de medición.....	11
2.1.2.5. Alimentadores .....	13
2.1.2.6. Interruptores de potencia .....	15
2.2. EQUIVALENTES DE RED .....	15

2.3. CONTINGENCIAS .....	17
2.3.1. FALLAS .....	18
2.4. SISTEMAS DE PROTECCIÓN .....	21
2.4.1. PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN .....	21
2.5. FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN.....	22
2.5.1. ZONAS DE PROTECCIÓN .....	23
2.6. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN .....	25
2.6.1. FUSIBLES .....	25
2.6.2. RELÉS DE SOBRECORRIENTE .....	26
2.6.3. TIPOS DE COORDINACIÓN.....	29
2.6.3.1. Coordinación Fusible-Relé .....	30
2.6.3.2. Coordinación Relé-Relé a alto y medio voltaje.....	31
2.6.3.3. Coordinación Relé-Relé al mismo voltaje.....	32
CAPÍTULO 3 .....	33
DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA .....	33
3.1. EQUIVALENTES DE RED MODELADOS .....	33
3.2. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EEASA .....	38
3.2.1. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE GENERACIÓN INTERNA	38
3.2.2. ALIMENTACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO .....	39
3.2.3. LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA.....	39
3.2.3.1. Líneas nuevas a modelar en la EEASA .....	40
3.2.4. ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA .....	42
3.2.5. TRANSFORMADORES EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA....	42
3.2.6. ALIMENTADORES PRIMARIOS EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA	44
3.2.6.1. Alimentadores primarios nuevos a construirse en algunas subestaciones de la EEASA .....	44
3.2.7. RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA .....	46
3.2.7.1. Relés de sobrecorriente direccionales nuevos a implementarse en las subestaciones de la EEASA .....	46

3.2.8. RELÉS DIFERENCIALES DE LÍNEA EN LAS SUBESTACIONES DE CELEC EP-TRANSELECTRIC .....	48
3.2.9. RELÉS DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA.....	48
3.2.10. RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA .....	49
3.3. ESTUDIO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA .....	50
3.3.1. CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA .....	53
3.3.1.1. Flujos de potencia en el sistema de subtransmisión .....	56
3.3.1.2. Potencia entregada en el sistema eléctrico.....	57
3.3.2. CONDICIÓN PROPUESTA PARA EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA .....	58
3.4. ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE LA EEASA .....	61
3.4.1. CONDICIÓN CRÍTICA PARA SALIDA DE ALGUNA SUBESTACIÓN DE CELEC EP-TRANSELECTRIC .....	62
CAPÍTULO IV.....	64
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	64
4.1. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA OPERACIÓN EN MALLA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA .....	65
4.1.1. CORTOCIRCUITOS EN LAS BARRAS DE 69 kV y 13,8 kV.....	65
4.1.2. MODELACIÓN DE LOS TCs Y TPs EN LAS BAHÍAS DE 69 kV y 13,8 kV .....	69
4.1.2.1. Transformadores de Corriente .....	69
4.1.2.2. Transformadores de Voltaje .....	71
4.2. AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN CONFIGURACIÓN MALLADA .....	72
4.2.1. AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN .....	73
4.2.2. AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS .....	76
4.2.3. AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	78
4.3. COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE DEL SISTEMA EN MALLA.....	80



4.3.1. COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN A LA SALIDA DE CADA SUBESTACIÓN Y RELÉS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE CELEC EP-TRANSELECTRIC.	80
4.3.2. COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL EN LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN	82
4.3.2.1. Coordinación de los relés en una ruta de la bahía Ambato salida-1 en la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC	83
4.3.2.2. Coordinación de relés de sobrecorriente para alimentadores primarios y transformadores de potencia de la subestación Batán.	92
4.3.2.3. Análisis de Resultados	96
4.4. AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DIFERENCIALES DE LÍNEA	96
4.4.1. AJUSTES DE LOS RELÉS DIFERENCIALES DE LÍNEA	97
4.4.1.1. Selección del relé diferencial de línea	97
4.4.1.2. Relé diferencial de línea SIEMENS 7SD5	98
4.4.1.3. Ajustes del relé diferencial de la línea Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC – Oriente/Derivación	104
4.4.1.4. Análisis de Resultados	113
CAPÍTULO 5	115
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	115
5.1. CONCLUSIONES	115
5.2. RECOMENDACIONES	116
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	118
ANEXO 1	120
SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA	120

## RESUMEN

En el presente trabajo de titulación, se realizó un levantamiento de información en el sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA para modelar la red y cambiar la topología de configuración radial a mallada.

El propósito de este trabajo, consiste en ajustar y coordinar relés de sobrecorriente direccional en reemplazo de relés de sobrecorriente convencional en la red de la EEASA y ante eventos de cortocircuitos eliminen la falla y aíslen la zona afectada sin interrumpir el flujo de potencia al sistema.

Para mejorar la confiabilidad, seguridad y versatilidad del sistema, se implementó relés de protección diferencial en las salidas de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC.

Los ajustes propuestos para los relés diferenciales modelados en las líneas que conectan a las redes de la EEASA con las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC (el transmisor), permiten que estos equipos de protección actúen instantáneamente ante fallas presentadas dentro de su zona de supervisión.

Las corrientes de cortocircuito obtenidas mediante simulación en la red eléctrica de la EEASA conectado a los equivalentes y al SNI, establecieron las relaciones de transformación adecuadas de los transformadores de medida (transformadores de corriente y potencial, TCs y TPs), en cada extremo de la línea protegida.

## **PRESENTACIÓN**

En el trabajo de titulación, se desarrolló un estudio de ajuste y coordinación en el sistema de protecciones de la red de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., detallando a continuación:

En el primer capítulo se exponen las generalidades del presente proyecto, en el que constan, el objetivo general y los objetivos específicos, incluido el planteamiento del problema con la justificación.

En el segundo capítulo, se presenta el marco teórico, considerando los principales conceptos requeridos para el desarrollo del trabajo, siendo estos: dispositivos de protección, sus propiedades y funcionamiento, equipos de corte y elementos de una subestación

En el tercer capítulo, se detalla la descripción del sistema eléctrico de la EEASA, haciendo referencia al análisis del comportamiento de la red para configuración radial, realizando el levantamiento de todos los dispositivos instalados en el sistema de subtransmisión, para posterior a eso modelar la red como configuración mallada en el programa computacional PowerFactory. A través de flujos de potencia, verificar que el voltaje entregado cumpla con la normativa emitida por el ente regulador ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) mediante regulación 004/01 de calidad del servicio eléctrico de distribución. Al final de este capítulo se presenta una comparación de las dos configuraciones (radial y mallada).

En el cuarto capítulo, se detallan los criterios de ajustes de los relés de protección en las líneas de subtransmisión, alimentadores primarios y transformadores de potencia, para luego coordinar las diferentes rutas que presenta la configuración mallada. Se realiza simulaciones de fallas en el sistema de subtransmisión de la EEASA, demostrando con casos prácticos el comportamiento de la red analizada, por medio de figuras y tablas representativas. En esta sección se incluyen los ajustes de los relés diferenciales de línea para las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, realizando el análisis en el programa Microsoft Excel.

En el Capítulo 5, se presentan las principales conclusiones y recomendaciones obtenidas al finalizar el presente trabajo de titulación.

Como parte final se presentan los anexos del trabajo que detallan: el diagrama unifilar de la red de subtransmisión de la EEASA aplicado en el trabajo.

# **CAPÍTULO I**

## **GENERALIDADES**

### **1.1. INTRODUCCIÓN**

El avance de la tecnología en sistemas eléctricos de potencia, determina que los dispositivos de protección deben continuar funcionando de manera segura, incrementando la confiabilidad del sistema al que se protege.

Los sistemas de protecciones deben operar de manera correcta, ya que pueden existir fallas que afectan la normal circulación de flujo de potencia, ocasionando por ejemplo que la red pierda estabilidad o, que algunos equipos instalados en las subestaciones puedan sobrecargarse y deteriorar su vida útil.

De esta manera los equipos en los sistemas de protecciones deben estar adecuadamente ajustados y coordinados.

El sistema de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA) actualmente opera en configuración radial y, a futuro se plantea la posibilidad de una operación en configuración mallada, esto con el propósito de incrementar la calidad de servicio a sus usuarios finales. Dada esta posibilidad, es un requerimiento vital analizar el funcionamiento de las protecciones bajo tal configuración. Para esto, en el presente estudio técnico se analizarán relés diferenciales y de sobrecorriente direccionales para protección de las líneas de subtransmisión y relés de sobrecorriente para transformadores de potencia y alimentadores primarios, adicional a éstos, fusibles a las salidas de los alimentadores primarios.

### **1.2. OBJETIVOS**

#### **1.2.1. OBJETIVO GENERAL**

Realizar un estudio de coordinación de protecciones para determinar los ajustes de los relés diferenciales y de sobrecorriente direccional que se instalarán en el sistema mallado de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

### **1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Modelar en el programa computacional PowerFactory, la red eléctrica de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A., considerando su operación futura como sistema mallado.
- Realizar un estudio de coordinación de protecciones con el fin de establecer los ajustes de los relés de sobrecorriente direccional que se instalarán en el sistema de potencia modelado.
- Determinar los ajustes de los relés diferenciales que se instalarán en las líneas del sistema eléctrico en estudio.

### **1.3. PLANTEAMIENTO**

Los sistemas de subtransmisión y distribución del país, optan por modernizar los servicios de red a fin de desarrollar un servicio de alta calidad, confiabilidad y continuidad, apoyando el crecimiento económico y social de sus usuarios.

El sistema eléctrico de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA) actualmente opera de forma radial con la desventaja que, ante contingencias presentadas en sus líneas se deja sin abastecimiento a la subestación ubicada en el extremo alejado a la fuente, originando pérdida en el suministro de energía eléctrica y saliendo de funcionamiento todas las demás subestaciones aguas abajo, la cual no brinda confiabilidad al sistema.

Como propuesta de mejoramiento a futuro, la EEASA ha considerado cambiar la configuración de su sistema de subtransmisión de radial a mallado, lo cual se logrará interconectando todas sus subestaciones y las del transmisor CELEC EP – TRANSELECTRIC. Con la puesta en práctica de esta configuración en malla, debe considerarse entre otros aspectos de suma importancia, que los sistemas de protecciones implementados deben tener un buen funcionamiento, ya que al ocurrir

alguna contingencia, deberán aislar completamente el tramo en el que ha ocurrido la falla y continuar con el suministro en el resto del sistema.

El trabajo de titulación propuesto se ocupará de realizar los estudios requeridos a fin de determinar los ajustes de las protecciones con el cambio de configuración a ejecutarse.

#### **1.4. JUSTIFICACIÓN**

El cambio de configuración de radial ha mallado del sistema de subtransmisión de la EEASA, trae consigo una cantidad de retos técnicos que se deben solventar. Uno de ellos está directamente relacionado con el funcionamiento de los sistemas de protección implementados en la red.

Dado que la EEASA ha seleccionado relés de sobrecorriente direccional para que se instalen en las subestaciones que conformaran la malla eléctrica, además de relés diferenciales en aquellas líneas que se conectan con las subestaciones del transmisor, es necesario realizar un estudio de coordinación de protecciones en el que establezcan los ajustes requeridos que aseguren una operación apropiada de estos dispositivos.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

En este capítulo, se detallan los conceptos relacionados con el trabajo de titulación, especificando definiciones de equipos de protecciones eléctricas, su principio de funcionamiento, así como su ajuste y coordinación.

De esta manera, se procura contar con el conocimiento adecuado, útil para el desarrollo del presente trabajo de titulación.

#### **2.1. DEFINICIONES**

Desde el punto de vista de este trabajo, es conveniente conocer como está conformado el sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. (EEASA), describiendo los componentes más relevantes del sistema. Se mencionan los elementos principales de mencionada red, con el objetivo de establecer la definición de cada uno de ellos, mientras que la descripción más detallada del mismo se encuentra en el Capítulo 3.

##### **2.1.1. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

Los sistemas de distribución operan bajo diferentes configuraciones, a saber:

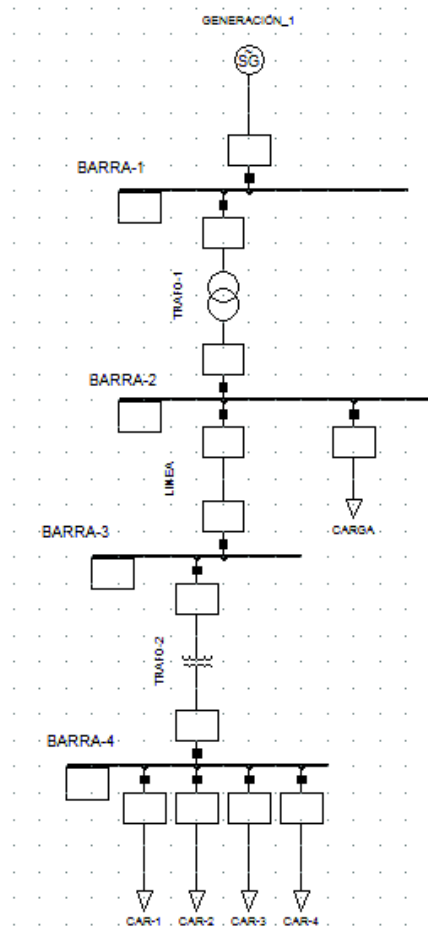
- Radial.
- Anillo.
- Malla.

###### **2.1.1.1. Configuración Radial**

Esta configuración se conforma por un conjunto de elementos como: líneas, barras, seccionadores, etc., cuyo trazado se expande en una sola dirección, por lo tanto, la corriente circula en un solo sentido, no brindando suficiente confiabilidad a la red que sea aplicada [1].

La Figura 2.1 representa el ejemplo de un sistema eléctrico en configuración radial.





**Figura 2.1.** Configuración radial [Elaboración Propia].

Es la configuración más económica, debido a la cantidad de dispositivos utilizados, por tal razón, se emplea en muchos sistemas eléctricos, generalmente en los sistemas de distribución [1].

Los sistemas a los que se aplica estas configuraciones son [1]:

- Radiales aéreos, usados en zonas urbanas o rurales; y,
- Radiales subterráneos, empleados en su mayoría en los centros de las ciudades, eliminando el cableado y la mala imagen que representa.

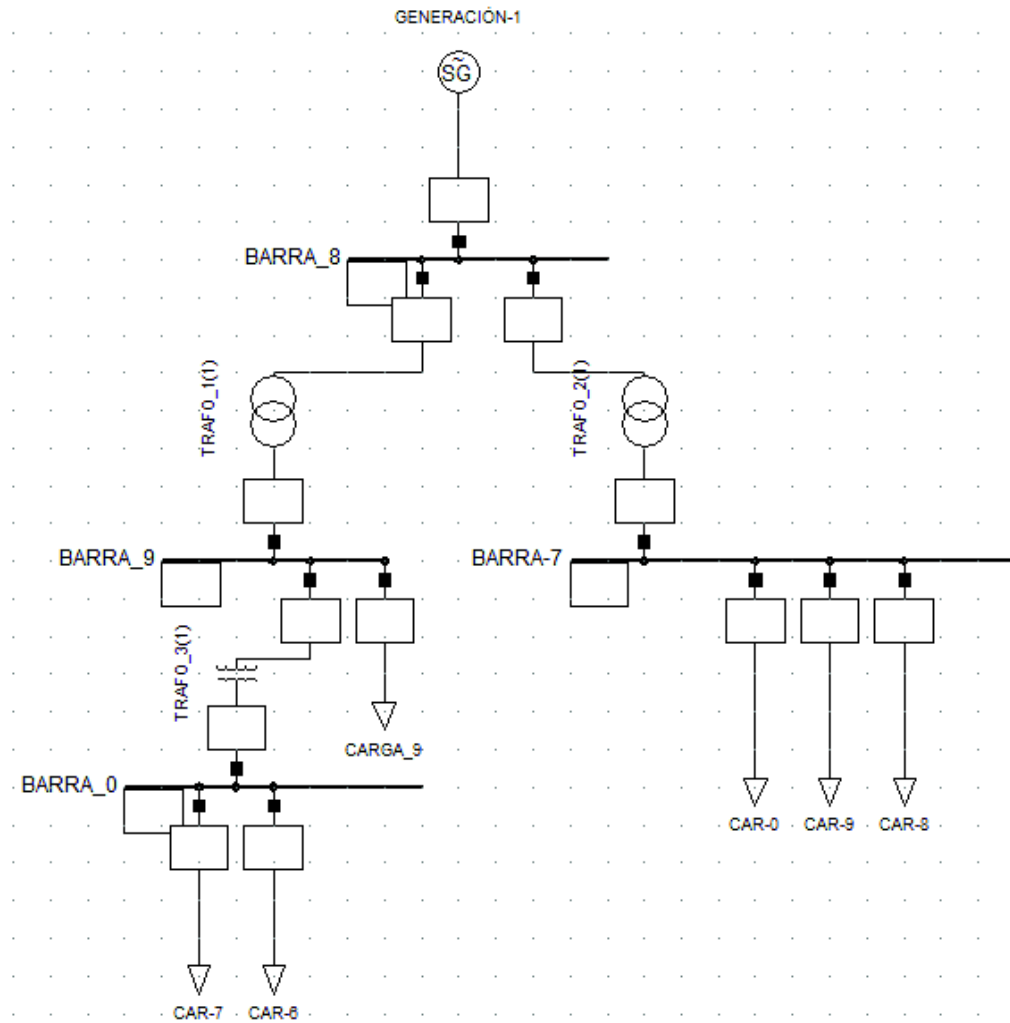
### 2.1.1.2. Configuración en Anillo

El camino de esta configuración si tiene retorno, comienza en la subestación principal, recorriendo todo el sistema hasta llegar al mismo punto de inicio. Es aplicable en redes

eléctricas que proporcionan energía eléctrica a los consumidores, sin interrumpir el servicio [1].

Tiene más de una trayectoria, alimentando a la carga de uno o varios puntos de conexión [1].

La Figura 2.2 representa la configuración de un sistema en anillo.



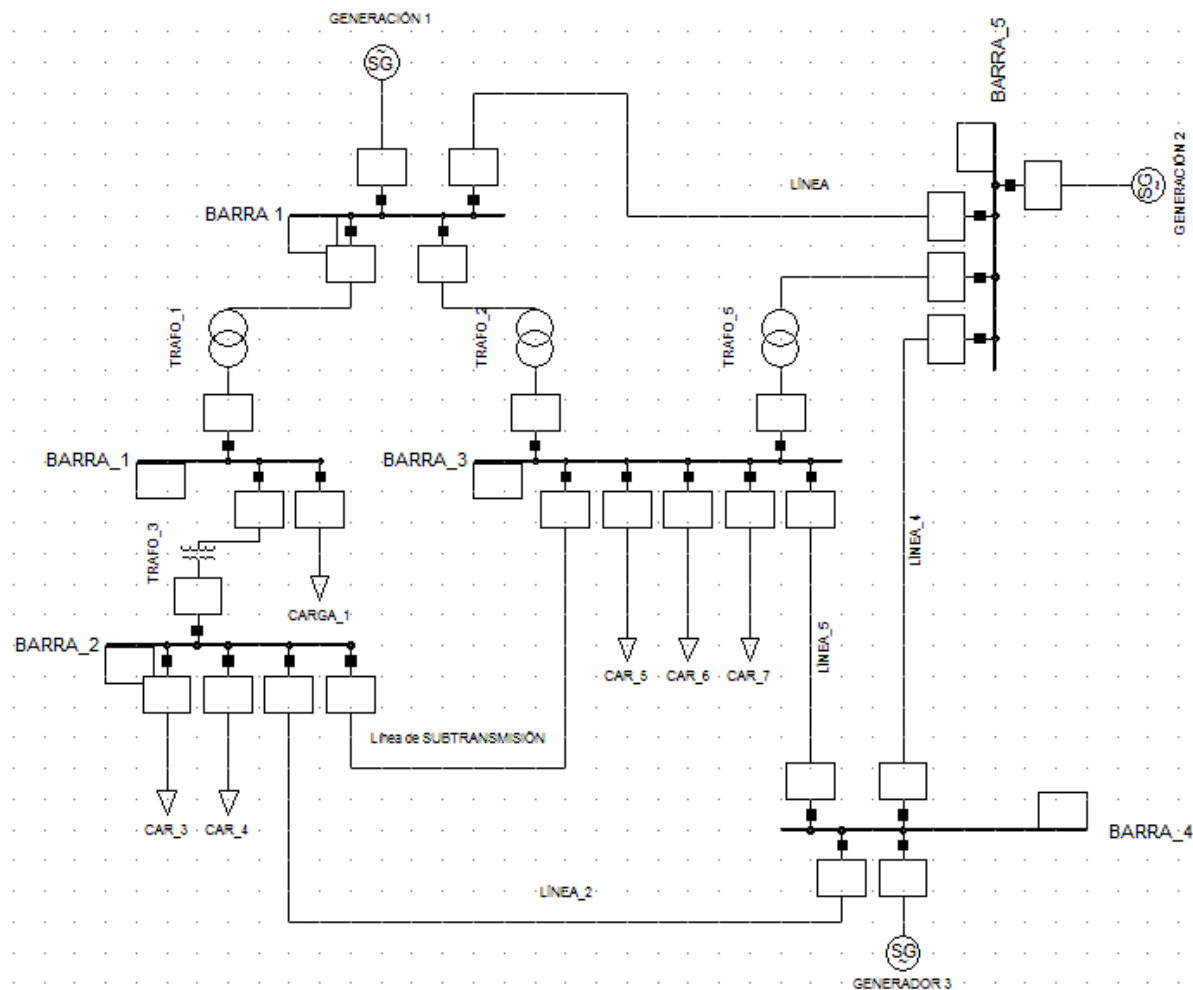
**Figura 2.2.** Configuración en anillo [Elaboración Propia].

En esta configuración, al ocurrir una falla no programada, se desconecta el elemento involucrado sin dejar de proporcionar energía al resto del sistema, brindando mayor continuidad en flujo de potencia, con mejor regulación de voltaje pero a mayor costo económico, en comparación a la configuración radial.

### 2.1.1.3. Configuración en Malla

La configuración en malla ofrece más confiabilidad al sistema eléctrico de potencia a diferencia de las dos configuraciones mencionadas anteriormente. Cuenta con dos o más fuentes de generación y tiene alimentación para cada subestación por ambos extremos de la línea en sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución. El flujo de potencia no debe ser interrumpido en ningún momento [1].

La Figura 2.3 representa un sistema eléctrico en configuración mallada.



**Figura 2.3.** Configuración en malla [Elaboración Propia].

En la Tabla 2.1, se expresan algunas ventajas y desventajas de operar en configuración radial y mallada. Se detallan únicamente estas dos configuraciones pues son aquellas que intervienen en el presente estudio.

**Tabla 2.1.** Ventajas y desventajas de tipos de configuraciones de redes [2].

<b>Configuración</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Radial	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Factor económico inferior.</li> <li>- Menos cantidad de dispositivos.</li> <li>- Simplicidad en el cálculo de circuitos eléctricos.</li> <li>- Construcción del sistema lo más simple posible.</li> <li>- Sistema de protecciones simple.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No tiene suficiente confiabilidad.</li> <li>- Propenso a sufrir interrupción de energía eléctrica.</li> <li>- Transferencia de carga de otra troncal.</li> <li>- No brinda suficiente flexibilidad de alimentación.</li> </ul>
Mallada	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistema más confiable.</li> <li>- Flujo de potencia continuo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Factor económico, más elevado.</li> <li>- Mayor cantidad de dispositivos.</li> <li>- Complejidad en el cálculo de circuitos eléctricos.</li> <li>- Construcción del sistema más complicado.</li> <li>- Sistema de protecciones complejo.</li> </ul>

### **2.1.2. SUBESTACIONES**

Es un conjunto de equipos de conexión y protección, conformado por conductores, barras, transformadores, etc., que sirven para transmitir o distribuir energía eléctrica.

Una subestación es un nodo eléctrico donde se cambian las características de: voltaje, corriente, impedancia, etc., incrementando o disminuyendo el voltaje de acuerdo a las exigencias requeridas [3]. Se expresan los siguientes tipos de subestaciones.

#### *Subestación de Generación*

Es considerada como una subestación de elevación, en el que mediante un transformador de potencia se eleva el voltaje (voltaje de generación), a niveles altos (voltaje de transmisión) [3].

#### *Subestación de Transmisión*

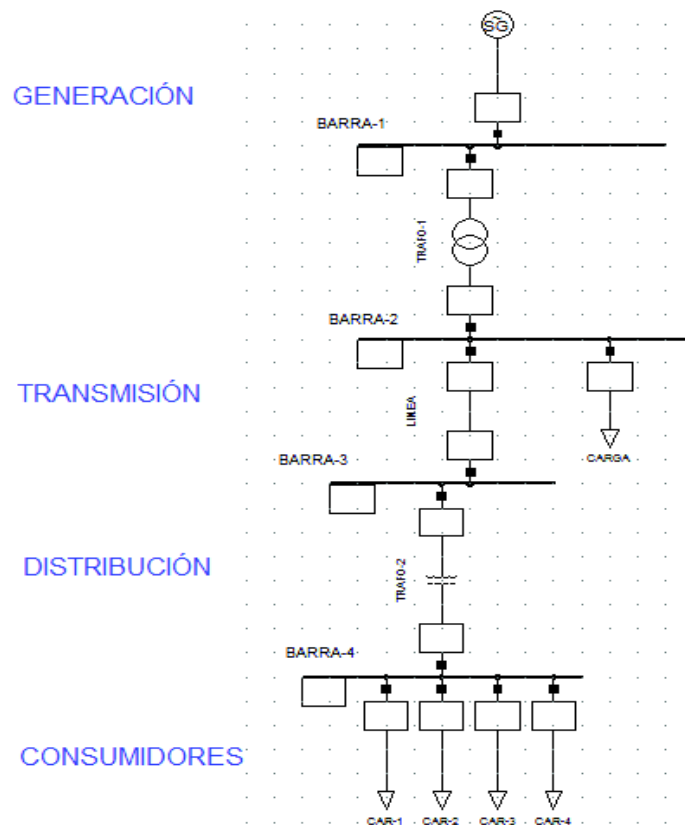
Es una subestación de transformación, interconectada por líneas de transporte provenientes de las centrales de generación. Su función es reducir de alto (transmisión) a medio (subtransmisión o distribución) voltaje. El voltaje primario de los

transformadores de potencia depende del voltaje de la línea de transporte, y el secundario está condicionada por el voltaje de las líneas de subtransmisión o distribución [4].

### *Subestación de Distribución*

Están ubicadas mayormente en las zonas urbanas y rurales de la ciudad, y se encargan de distribuir energía a los alimentadores primarios, para posteriormente abastecer de potencia a los consumidores finales [4].

La Figura 2.4 ilustra un sistema eléctrico de potencia con los diferentes tipos de subestaciones mencionadas en esta sección.



**Figura 2.4.** Tipos de subestaciones del Sistema Eléctrico de Potencia [Elaboración Propia].

#### **2.1.2.1 Elementos de una Subestación**

Dentro de las subestaciones se encuentran varios elementos que son necesarios para su implementación y funcionamiento, de los que les se puede mencionar por ejemplo:

- Bahías de Líneas de Subtransmisión.
- Transformador de potencia.
- Equipos de medición.
- Bahías de Alimentadores Primarios.
- Interruptores de potencia, etc.

Existen más elementos en una subestación, sin embargo, estos cinco son de interés para el desarrollo del estudio.

#### **2.1.2.2. Líneas de Subtransmisión**

Es el enlace físico entre dos subestaciones, transportan energía eléctrica a los centros de consumo, conectando nodos terminales de transmisión con nodos de distribución primaria [1].

Permiten conectar subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión (SNT) con las subestaciones de la empresa distribuidora [4].

La Figura 2.5 representa un ejemplo de una torre a una línea de subtransmisión.



**Figura 2.5.** Línea de transmisión vista desde una torre [Elaboración propia].

### **2.1.2.3. Transformadores de Potencia**

Son equipos que permiten cambiar las características de voltaje y corriente en un punto del sistema, encargados de aumentar o reducir el voltaje a su salida con el propósito de satisfacer las necesidades de transmisión o distribución [3].

Se implementan en sistemas eléctricos de potencia, ya sea como transformadores de potencia trifásicos o bancos de transformadores monofásicos, utilizando en redes con configuración radial, en anillo o en malla.

### **2.1.2.4. Equipos de medición**

Estos equipos corresponden a diferentes tipos de transformadores utilizados para medir señales de corriente y voltaje. Así, al ocurrir contingencias en el sistema de potencia, las señales eléctricas presentes en las redes de alto voltaje son reproducidas (cambiadas de nivel) en señales mucho más pequeñas a las cuales los dispositivos de medición (amperímetros, voltímetros, etc.) trabajan.

### **Transformadores de corriente (TCs)**

Son instrumentos de medida, en el que el devanado del primario se conecta en serie con el sistema de potencia en alto voltaje y; en el devanado del secundario se conectan en serie las bobinas de los equipos de medición y protección (relé) a ser energizados. Para que mencionados dispositivos operen de manera segura, se considera el tipo de operación, mantenimiento y reparación de los TCs en caso de alguna emergencia, por último, el sitio y el espacio de instalación [5].

Cabe resaltar que el circuito secundario de un TC, no debe abrirse si el primario esta energizado, puesto que pueden presentar sobrecorrientes extremas que causen daño a este equipo.

Los transformadores de corriente están sujetos a diferentes clases de precisión, estableciendo el error máximo en la medida, siempre que el TC trabaje dentro de los rangos permitidos por el fabricante. Una de las causas principales para que los dispositivos de protección funcionen de manera incorrecta, es que éstos sean

alimentados por señales de corriente que provienen de un TC saturado, los que producen un error excesivo en la medición de valores [5]:

#### *Normalización de corrientes:*

El diseño y construcción de los TCs, considera los valores nominales de corriente establecidos en normas internacionales. Así:

- Las corrientes primarias, definen los siguientes valores según [6]: 10, 12.5, 15, 20, 25, 30, 40, 50, 60 y 75 A y sus múltiplos o submúltiplos decimales.
- Para corrientes secundarias, los valores normalizados son 1, 2 y 5 A, pero el más usado en sistemas de potencia es el último, debido al error de diseño [6].

#### *Determinación de la relación de transformación*

Para determinar la relación de transformación de un TC de protección, se requiere un factor límite de precisión (FLP) que establece la máxima corriente que pasa por el primario del TC sin entrar en saturación.

De esta manera, se considera la siguiente ecuación para el cálculo de la corriente primaria del TC [5]:

$$I_{TC\_primario} = \frac{I_{PCC}}{\text{Factor límite de precisión (FLP)}} \quad (2.1)$$

Donde:

$I_{TC\_primario}$ : Corriente nominal en el primario del TC.

$I_{PCC}$ : Valor pico de la máxima corriente de cortocircuito.

$FLP$ : Factor límite de precisión.

Los valores nominales para el FLP según [6] son: 5, 10, 15, 20 y 30.

El valor estándar de la corriente secundaria podrá ser 1,2 o 5 A, conforme la corriente nominal de los dispositivos de medida y protección que se conectarán al TC.

#### **Transformadores de voltaje (TPs)**



Los transformadores de voltaje tienen un solo núcleo magnético y están formados solamente por un arrollamiento secundario. Los TPs puestos a tierra (monofásicos) tienen un arrollamiento de voltaje residual aparte del arrollamiento secundario.

Un transformador de voltaje es un dispositivo que detecta mínimas señales de voltaje, diseñados para alimentar a los relés de protección. Los transformadores de voltaje, no deben tener dos arrollamientos separados como los transformadores de corriente, con el que cumplan la clase de precisión establecida por la norma [7].

Los TPs para varios valores de voltaje primario solo se conectan a un secundario, debido a condiciones de aislamiento.

Estos instrumentos de medida están diseñados para que la caída de voltaje en los devanados sean pequeñas y la densidad de flujo del núcleo este por debajo del valor de saturación y no envíe valores erróneos al relé [5].

#### *Normalización de voltajes:*

El diseño y construcción de TPs, considera los valores nominales de voltaje establecidos por normas internacionales, tales como:

- En voltajes primarios, se definen los valores de acuerdo al voltaje nominal (0,8 a 1,2  $V_n$ ) más alto en el sistema que se instala el TP.
- Para voltajes secundarios, los valores normalizados son: 100 V y 110 V; 200 V para circuitos secundarios largos [7].

La potencia normalizada de los TP según [7] son: 10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500 VA.

#### **2.1.2.5. Alimentadores**

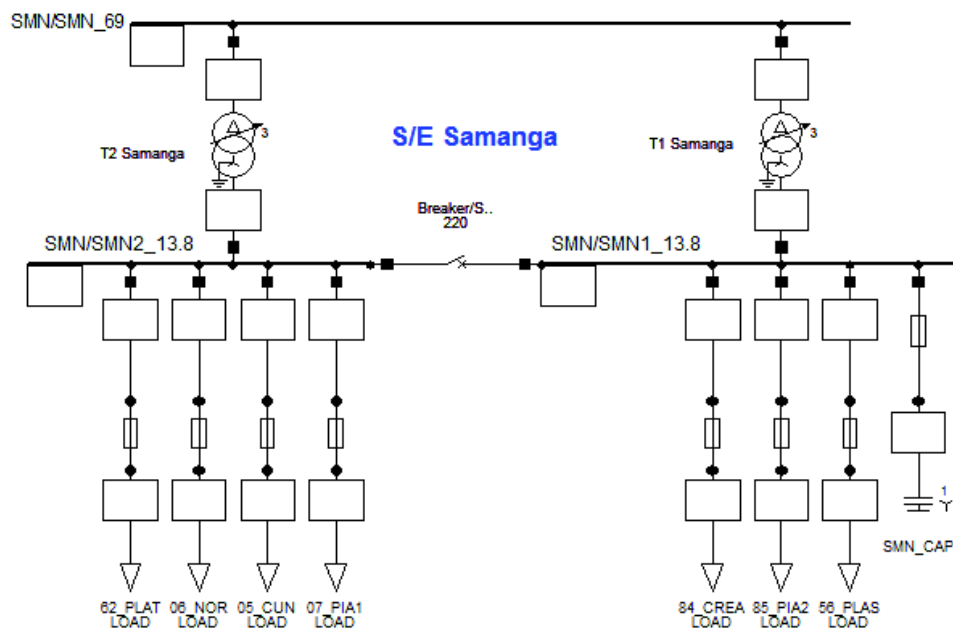
Los alimentadores primarios y secundarios están distribuidos para zonas rurales y urbanas. En zona urbana es más complejo realizar un cálculo eléctrico (planificación y diseño), ya que estas poseen gran cantidad de circuitos secundarios ubicados cerca del transformador de distribución, presentando una caída de voltaje permitida, que permanece entre los límites establecidos por la Agencia de Regulación y Control de

Electricidad (ARCONEL). En cambio, en las zonas rurales no existen muchos circuitos secundarios, las cargas están alejadas unas de otras, el transformador está ubicado en un punto concéntrico con referencia hacia todas las cargas a alimentar, debido a estas consideraciones la caída de voltaje llega a ser más considerable que en la zona urbana.

Los circuitos primarios, son los encargados de transportar energía hasta los circuitos secundarios y posteriormente llegar a los consumidores finales. La diferencia con los circuitos secundarios es que en estos, los conductores están diseñados para operar en bajo voltaje.

Según [8] y [9], en los alimentadores primarios se considera las siguientes características: conductores rígidos para dar más flexibilidad al sistema, utilización de menor cantidad de acero para evitar pérdidas de potencia, aisladores pedestales para facilitar su mantenimiento y estructuras más sencillas para reducir costos de inversión.

La Figura 2.6 representa el modelo de una subestación en la que constan: barras, transformadores de potencia y alimentadores primarios, observando que los elementos mencionados se conectan entre sí a través de interruptores de potencia.



**Figura 2.6.** Ejemplo de una subestación eléctrica [Elaboración Propia].

### 2.1.2.6. Interruptores de potencia

Son equipos instalados en las subestaciones de generación, transmisión, subtransmisión y distribución, abriendo o cerrando circuitos con carga en condiciones normales de operación o ante eventos de contingencia.

Este equipo es uno de los más importantes en la subestación, ya que determina el nivel de confiabilidad del sistema [10].

## 2.2. EQUIVALENTES DE RED

El sistema de energía eléctrica es uno de los que tiene mayor grado de complejidad, por tal razón, es necesario desarrollar modelos equivalentes que representen una red completa [11].

El uso de equivalentes de red de un sistema complejo, es indispensable para simplificar cálculos largos y analizar con mayor facilidad el sistema.

Para obtener el equivalente de un sistema, se realiza un estudio de cortocircuitos, encontrando los datos necesarios para la modelación del mismo. Mediante análisis de fallas trifásicas, se demuestran los equivalentes Thévenin en un sistema de secuencia positiva, y consecuentemente determinar las impedancias de secuencia negativa y secuencia cero a través del cálculo de fallas monofásicas [11].

La información que se necesita para determinar el equivalente de Thévenin en un sistema eléctrico es:

- Fasor de corriente de cortocircuito trifásico.
- Fasor de corriente de cortocircuito monofásico.
- Voltaje nominal del sistema.

Con la información de cortocircuitos monofásicos y trifásicos, se emplean las ecuaciones necesarias para determinar los siguientes parámetros de secuencia [11]:

$$\bar{Z}_1 = \frac{V_f \angle \theta_f}{I_{f3\phi} \angle \theta_{3\phi}} \quad (2.2)$$

$$\overline{Z}_1 = \overline{Z}_2 \quad (2.3)$$

$$R_1 = |\overline{Z}_1| \times \cos(\theta_f - \theta_{3\phi}) \quad (2.4)$$

$$R_1 = R_2 \quad (2.5)$$

$$X_1 = |\overline{Z}_1| \times \text{sen}(\theta_f - \theta_{3\phi}) \quad (2.6)$$

$$X_1 = X_2 \quad (2.7)$$

$$\overline{Z}_0 = \frac{V_f \angle \theta_f}{\frac{I_{f1\phi} \angle \theta_{1\phi}}{3}} - 2 \times Z_1 \quad (2.8)$$

$$R_0 = |\overline{Z}_0| \times \cos(\theta_f - \theta_{1\phi}) \quad (2.9)$$

$$X_0 = |\overline{Z}_0| \times \text{sen}(\theta_f - \theta_{1\phi}) \quad (2.10)$$

De las mencionadas ecuaciones, los siguientes parámetros son:

$\overline{Z}_1$ : Impedancia de secuencia positiva.

$\overline{Z}_2$ : Impedancia de secuencia negativa.

$X_1$ : Reactancia de secuencia positiva.

$X_2$ : Reactancia de secuencia negativa.

$R_1$ : Resistencia de secuencia positiva.

$R_2$ : Resistencia de secuencia negativa.

$\overline{Z}_0$ : Impedancia de secuencia cero.

$R_0$ : Resistencia de secuencia cero.

$X_0$ : Reactancia de secuencia cero.

$V_f$ : Voltaje de falla.

$\theta_f$ : Ángulo de falla.

$I_{f3\phi}$ : Corriente de falla trifásica.

$\theta_{3\phi}$ : Ángulo de falla trifásica.

$I_{f1\phi}$ : Corriente de falla monofásica.

$\theta_{1\phi}$ : Ángulo de falla monofásica.

### 2.3. CONTINGENCIAS

Son eventos no programados, que afectan la disponibilidad de servicio, al ocurrir uno o varios al mismo instante de tiempo sacando de operación una gran parte o la totalidad del sistema. Las contingencias se clasifican bajo diferentes criterios, como por ejemplo [12]:

Por su duración:

- Breves: Duración menor o igual a tres minutos.
- Largas: Duración mayor a tres minutos.

Por su origen:

- Externas al sistema de distribución:
  - Transmisor.
  - Otra Distribuidora.
  - Generación.
  - Restricción de carga.
  - Baja frecuencia.
  - Otras.
- Internas al sistema de distribución:
  - Programadas.
  - No programadas.

Por su causa:

- Programadas:
  - Mantenimiento.
  - Ampliaciones.

- Maniobras.
- Otras.
- No programadas:
  - Climáticas.
  - Ambientales.
  - Terceros.
  - Red de alto voltaje.
  - Red de medio voltaje
  - Red de bajo voltaje.
  - Otras.

Por el voltaje nominal:

- Bajo voltaje.
- Medio voltaje.
- Alto voltaje.

El análisis de contingencias evalúa la seguridad que ofrece un sistema eléctrico, constatando que estos eventos presentados en la red no afecten al sistema o a algunos equipos del mismo. Los principales inconvenientes expuestos son: altos niveles de sobrecarga, pérdidas de voltaje, inestabilidad del sistema, aumento y disminución de frecuencia, entre los principales [12].

### **2.3.1. FALLAS**

Un sistema eléctrico está propenso a sufrir daños originados por causas internas o externas, y como resultado, la red presente inconvenientes en la entrega de voltaje a los usuarios [5].

Según [5] las fallas son:

- En la red: sobrecargas moderadas, cargas asimétricas, oscilaciones pequeñas, rayos, fluctuaciones de carga.
- Extrañas al sistema de potencia: errores de protección, errores de ajuste de protecciones.
- En el sistema de potencia: abiertas, por cortocircuitos simétricos (trifásicos) y asimétricos (bifásicos, monofásicos o bifásicos a tierra).

Se producen cortocircuitos por varias circunstancias como:

- Pérdida de aislamiento en la instalación o defectos de los dispositivos al operar inadecuadamente.
- Por causas atmosféricas: vientos elevados que hacen chocar los conductores o humedad muy elevada en cada conductor.

Las fallas pueden ocasionarse también por; origen mecánico, ruptura de conductores, caída de ramas en las líneas eléctricas aéreas o golpes de picos sobre cables subterráneos.

Un cortocircuito se lo caracteriza como una conexión de poca impedancia entre dos puntos, en el que exista una diferencia de potencial entre estos, dando origen a una corriente de alta intensidad muy diferente a la que soportan los equipos de protección del circuito eléctrico. Se producen los siguientes tipos de cortocircuitos más comunes:

- Cortocircuito trifásico: El cortocircuito producido se pone en contacto con las tres fases en un mismo punto del sistema donde se concentra toda la sobrecorriente.
- Cortocircuito bifásico: El cortocircuito producido se pone en contacto con dos fases de un sistema trifásico o bifásico.
- Cortocircuito monofásico: El cortocircuito producido se pone en contacto con una fase cualquiera de un sistema trifásico o bifásico, considerando la conexión con la tierra de la red.

- Cortocircuito bifásico a tierra: El cortocircuito producido se pone en contacto con dos fases del sistema trifásico y estas dos fases deben tener conexión con la tierra de la red.

Las siguientes ecuaciones representan el cálculo de la corriente de falla para varios tipos de cortocircuitos [13]:

- Fallas línea-tierra:

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \quad (2.11)$$

$$I_{fa}^{(1)} = I_{fa}^{(2)} \quad (2.12)$$

$$I_{fa}^{(0)} = I_{fa}^{(1)} \quad (2.13)$$

- Fallas línea-línea:

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + Z_f} \quad (2.14)$$

$$I_{fa}^{(1)} = -I_{fa}^{(2)} \quad (2.15)$$

$$I_{fa}^{(0)} = 0 \quad (2.16)$$

- Fallas bifásica-tierra:

$$I_{fa}^{(1)} = \frac{V_f}{Z_{kk}^{(1)} + Z_{kk}^{(2)} + (Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f)} \quad (2.17)$$

$$I_{fa}^{(2)} = -I_{fa}^{(1)} \frac{Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \quad (2.18)$$

$$I_{fa}^{(0)} = -I_{fa}^{(1)} \frac{Z_{kk}^{(2)}}{Z_{kk}^{(2)} + Z_{kk}^{(0)} + 3Z_f} \quad (2.19)$$

Los parámetros que se indican en las ecuaciones se listan a continuación:

$I_{fa}^{(1)}$ : Corriente de falla de secuencia positiva en la fase a.

$I_{fa}^{(2)}$ : Corriente de falla de secuencia negativa en la fase a.



$I_{fa}^{(0)}$ : Corriente de falla de secuencia cero en la fase a.

$V_f$ : Voltaje en el punto de falla.

$Z_f$ : Impedancia de falla.

$Z_{kk}^{(1)}$ : Impedancia de secuencia positiva en la fase a.

$Z_{kk}^{(2)}$ : Impedancia de secuencia negativa en la fase a.

$Z_{kk}^{(0)}$ : Impedancia de secuencia cero en la fase a.

## **2.4. SISTEMAS DE PROTECCIÓN**

Son conjuntos de equipos de protección (relés, interruptores, seccionadores, etc.) y otros dispositivos de medida (TCs, TPs, etc.), que detectan situaciones no programadas en el sistema eléctrico, eliminando fallas sin perturbar la red y evitando daños en las instalaciones del sistema [14].

### **2.4.1. PROPIEDADES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN**

Todo sistema de protecciones debe ser diseñado e implementado, de tal forma que cumpla las siguientes propiedades básicas [5], [14] y [15]:

- Confiabilidad.
  - Dependabilidad.
  - Seguridad.
- Selectividad.
- Sensibilidad.
- Economía.
- Simplicidad.
- Disponibilidad.

**Confiabilidad del sistema de protecciones:** Es la capacidad del de realizar una función específica, evitando la operación innecesaria de los equipos durante una falla en la red, la cual tiene dos aspectos:

- Dependabilidad: Es la probabilidad para que el relé opere siempre y correctamente dentro de su zona de protección.
- Seguridad: Para que no afecte la continuidad de servicio eléctrico ante alguna contingencia presentada o mediante; desbalances de carga, puesta en marcha del sistema en frío o armónicos ocasionados en la red, etc.

**Selectividad:** Define únicamente la operación de los equipos de protección necesarios para aislar la falla, manteniendo el suministro energético.

**Sensibilidad:** Es el nivel de operación mínima, detectando valores de corriente, voltaje, potencia, etc., por más incipientes que estos sean.

**Economía:** Tener la máxima protección en el sistema eléctrico, al menor costo posible.

**Simplicidad:** El sistema de protecciones eléctrico debe ser lo más simple, considerando una mejor precisión para una correcta operación de los equipos.

**Disponibilidad:** Determina la capacidad de una instalación eléctrica para proporcionar servicio, ya sea que el sistema requiera o no su funcionamiento.

**Velocidad:** Aislar la falla tan rápido como sea posible, sin interrumpir la continuidad de servicio.

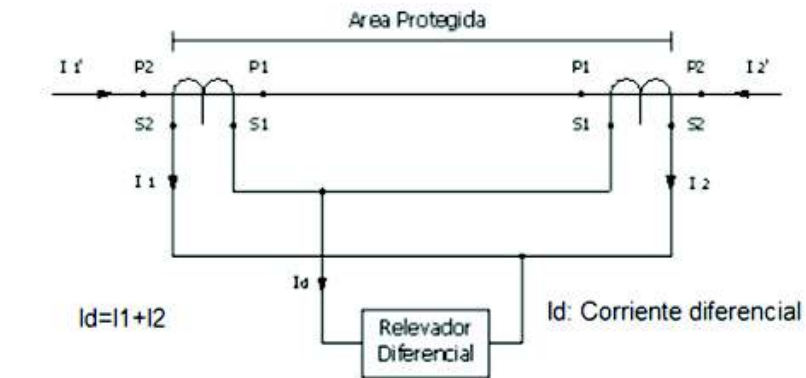
## 2.5. FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

Los equipos de protección utilizados en los sistemas eléctricos de subtransmisión (SES) y distribución (SED), deben [15]:

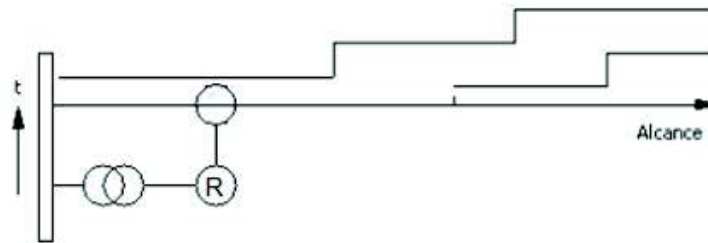
- Detectar y aislar la falla lo más pronto, para proteger los equipos instalados en las subestaciones.
- Detectar y alarmar las malas condiciones de operación de los equipos y dependiendo el daño, aislar el o los dispositivos completamente.

- Minimizar la probabilidad de rotura de conductores y falla disruptiva.
- Minimizar riesgos para los operadores y personas en general.

La Figura 2.7 ilustra los tipos de protección de un relé, en el que también se observa la conexión de los transformadores de medida (TC y TP).



a) PROTECCIÓN ABSOLUTAMENTE SELECTIVA



b) PROTECCIÓN RELATIVAMENTE SELECTIVA

**Figura 2.7.** Tipos de protecciones: a) Protección absolutamente selectiva y; b) Protección relativamente selectiva [5].

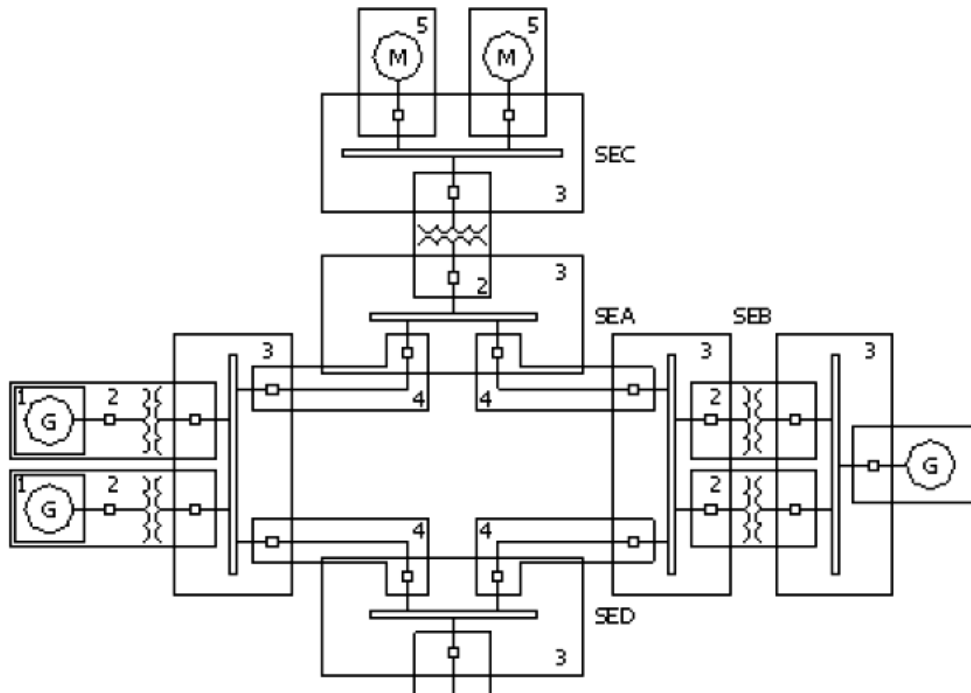
### 2.5.1. ZONAS DE PROTECCIÓN

Los relés de protección operan al presentarse contingencias simultáneas, por ejemplo: cuando se produce un evento de falla en el sistema eléctrico y posterior a eso otra falla en el dispositivo de protección, al mismo instante de tiempo. Se consideran las siguientes características de protección, como [15]:

- Sistema de protección principal (primaria o secundaria): actúa de forma instantánea, cada vez que se presente una falla dentro de su zona de protección establecida.

- Sistema de protección de respaldo, esta protección actúa en segunda instancia, en el que exista un intervalo de tiempo adecuado para que primero opere la protección principal.

La Figura 2.8 ilustra las zonas de protección primaria que establecidas en un sistema de potencia.



**Figura 2.8.** Zonas de protección [5].

Las características de las zonas de protección de respaldo inician en un punto y se van abriendo en una dirección que son zonas más amplias.

Un sistema de protecciones consta de dos aplicaciones [5] y [15]:

*Protección absolutamente selectiva (unitaria)*

- Son protecciones totalmente selectivas porque ven fallas solo en su zona de protección.
- No actúan como protección de respaldo, porque solo detectan fallas en una zona determinada de operación.

- Particularmente se aplica con relés diferenciales, debido a que en la zona de protección miden una diferencia de corrientes que entran y salen.

*Protección relativamente selectiva (escalonada o graduada)*

- Son protecciones relativamente selectivas porque ven fallas más allá de su zona de protección.
- Actúan como protección de respaldo, sensando corrientes de falla en zonas aledañas.
- Son escalonadas porque (miden corrientes, voltajes, etc.), dependiendo del tiempo de actuación, van graduando los relés de protección uno tras otro.

## **2.6. DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN**

En esta sección se hace mención únicamente a aquellos dispositivos utilizados dentro del trabajo de titulación realizado, estos son: fusibles y relés de sobrecorriente direccional.

### **2.6.1. FUSIBLES**

Son los dispositivos de protección más usados contra fallas ocasionadas en el sistema eléctrico, ya que es el más sencillo para interrumpir corrientes de cortocircuito, en altos, medios y bajos voltajes.

Está fabricado para que actúen con corrientes iguales o superiores a las de fusión, en el que el equipo se funda (tiempo total de despeje), para que la corriente no siga fluyendo a otros dispositivos o al sistema en general [1].

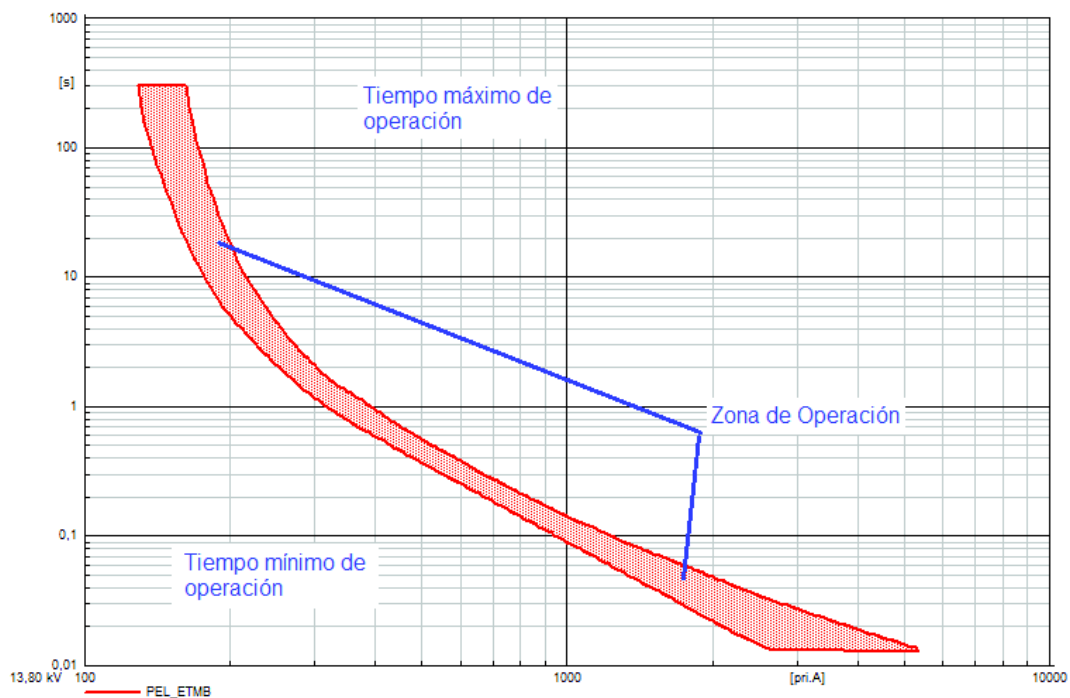
Existen varios tipos de fusibles para el voltaje requerido, mencionando los más importantes [10]:

- **Tipo K:** Llamados fusibles con elemento rápido, actúan en un rango de 150% veces a la corriente nominal.
- **Tipo H:** Llamados fusibles extra rápidos, actúan en un rango de 100% la corriente nominal.

- **Tipo T:** Operan de forma más lenta que los tipos K.
- **Tipo N:** Actúan en un rango de 100% la corriente nominal, operan de forma más rápida que los tipo H.
- **Tipo X:** Previstos de un elemento dual, son permisivos a las fluctuaciones de corriente.
- **Tipo Dual:** Su forma de operación es extra lenta.

Las Figuras de los fusibles son diferentes, ya que cada una depende de la corriente y el tipo a utilizar. El comportamiento de un fusible tipo K es similar a uno tipo T.

La Figura 2.9 ilustra la curva de operación de un fusible.



**Figura 2.9.** Curva de operación del fusible [Elaboración Propia].

## 2.6.2. RELÉS DE SOBRECORRIENTE

### Relés de sobrecorriente

Son dispositivos de protección que funcionan a la par con los interruptores ubicados a la salida de cada subestación. Es el encargado de detectar señales para que actúe

inmediatamente al ocurrir alguna falla, con un valor de corriente igual o superior al pre-configurado.

Son los más utilizados en la protección de sistemas eléctricos, por ser económicos, confiables y muy sencillos para su aplicación. Funcionan por medio de un ajuste previamente establecido, para que no opere al circular corriente en condiciones normales de operación. Debido al manejo excesivo de corrientes, los relés de protección presentan errores al procesar señales reiteradamente.

Para ajustar los relés de protección se definen los umbrales de las señales de entrada, los que determinaran la operación de la protección, ante contingencias y anomalías ocasionadas en el sistema o por las condiciones indeseadas de los equipos

El ajuste de las protecciones está determinado de acuerdo a la capacidad de los equipos instalados en el sistema eléctrico, operando en cualquier condición de falla, sean temporales o permanentes [5], [10] y [15].

Según [16], las ecuaciones para el cálculo de la corriente de ajuste de los relés de sobrecorriente para protección de las líneas de subtransmisión, transformadores de potencia y alimentadores primarios, son las siguientes:

$$I_{carga} = \frac{S_{transformador}}{V_L} \quad (2.20)$$

$$I_{carga} = \frac{S_{transformador}}{V_f \times \sqrt{3}} \quad (2.21)$$

$$I_{ajuste} = I_{carga} \times f_s \quad (2.22)$$

Donde:

$I_{carga}$ :	Corriente de carga.
$I_{ajuste}$ :	Corriente para ajustar el pickup del relé de sobrecorriente.
$S_{transformador}$ :	Potencia aparente del transformador.
$V_L$ :	Voltaje de línea en el sistema eléctrico

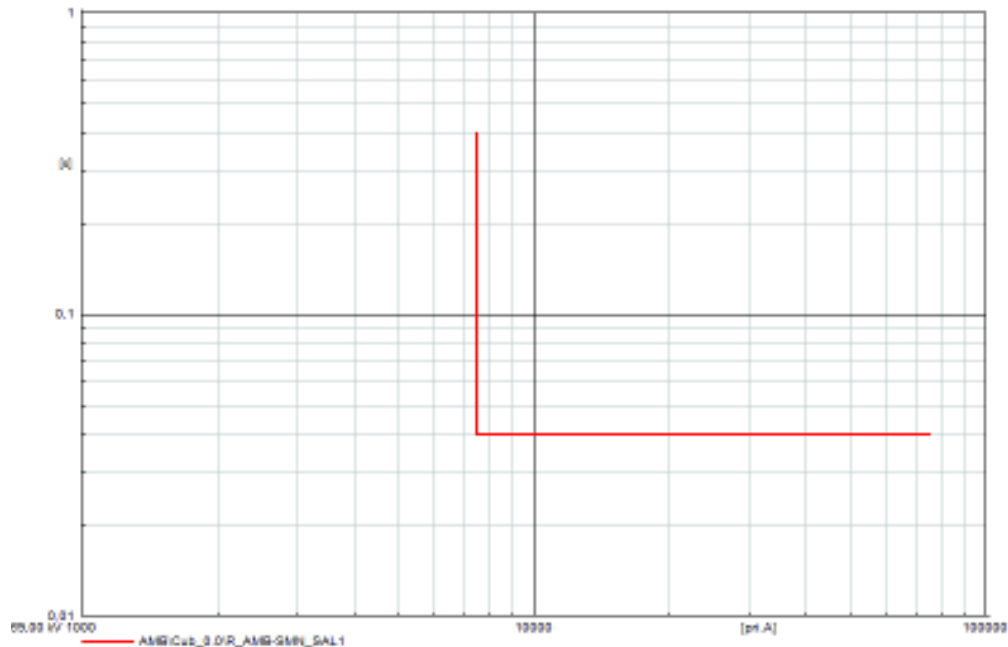
- $V_f$ : Voltaje de fase en el sistema eléctrico.
- $\sqrt{3}$ : Constante para multiplicar por el voltaje de fase.
- $f_s$ : Factor de seguridad.

### Tipos de relés de sobrecorriente

Existen dos tipos de relés de sobrecorriente [5]:

- Instantáneo.
- Temporizado.

La Figura 2.10 ilustra un relé de sobrecorriente instantáneo tipo copa de inducción, en el que su tiempo máximo de operación es de 100 ms.



**Figura 2.10.** Curva de tiempo-corriente de un relé instantáneo [Elaboración Propia].

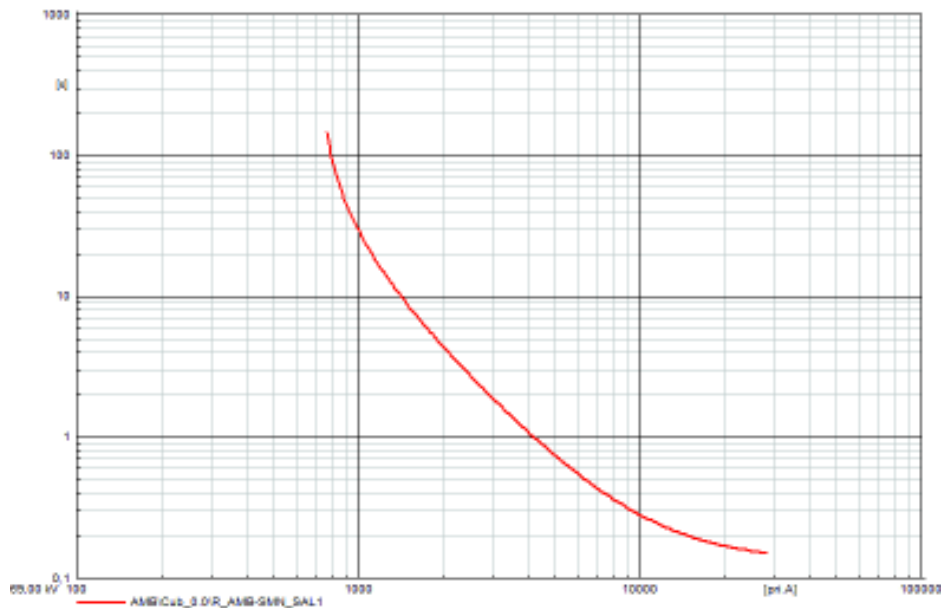
Un relé temporizado de sobrecorriente tiene varias características de operación, siendo inversamente proporcional a la corriente que fluye por el relé. Los tiempos de operación inversa varían de acuerdo a la curva presentada.

Los tipos de relés de sobrecorriente se identifican como [5]:



- De tiempo inverso.
  - Normalmente inverso.
  - Inverso.
  - Muy inverso.
  - Extremadamente inverso, etc.

La Figura 2.11 ilustra el relé de sobrecorriente temporizado.



**Figura 2.11.** Curva de operación de un relé de tiempo Inverso [Elaboración Propia].

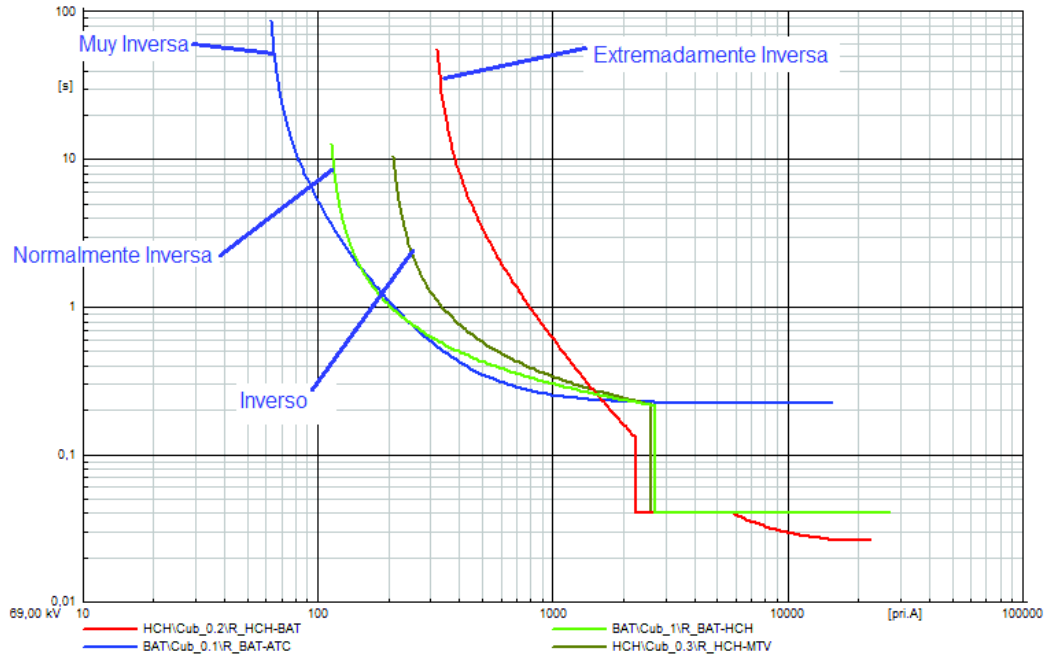
### Relés de sobrecorriente de tiempo inverso

El tiempo de operación de los relés es inversamente proporcional a la corriente de falla, determinando que mientras más alta sea la corriente de cortocircuito, menor es el tiempo de operación [5].

### 2.6.3. TIPOS DE COORDINACIÓN

La coordinación de protecciones determina la secuencia y los tiempos de operación de los equipos para despejar una falla, desconectando la zona afectada y evitando que la sobrecorriente afecte a los demás dispositivos del sistema eléctrico [10].

La Figura 2.12 representa los tipos de curvas de los relés de sobrecorriente de tiempo inverso, utilizables en la coordinación de relés.



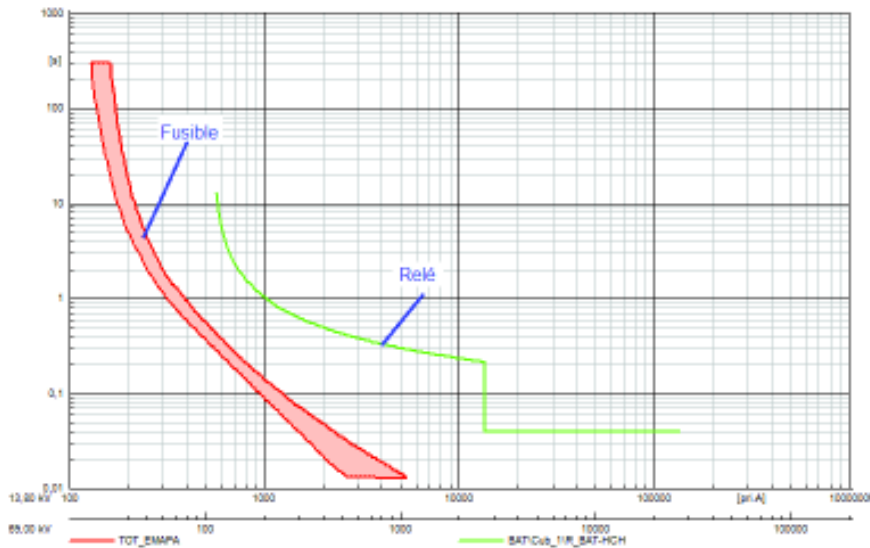
**Figura 2.12.** Tipos de relés de sobrecorriente temporizada [Elaboración Propia].

### 2.6.3.1. Coordinación Fusible-Relé

Este tipo de coordinación se utiliza como protección del alimentador primario, donde están instalados un relé y un fusible a la salida de la subestación en bajo voltaje. En dicho criterio de coordinación, los tiempos de operación para despejar la falla permanecen en un intervalo de 120 ms a 300 ms [17].

Su principio operacional se da al mismo nivel de voltaje, en el que no existe un transformador de potencia entre los equipos a coordinar. En fallas presentadas aguas abajo del alimentador primario, como protección principal, primero opera el fusible, para que no siga circulando sobrecorrientes aguas arriba del sistema, si este equipo no interviene, el relé del alimentador tiene que despejar la falla, actuando como protección de respaldo [10] y [14].

La Figura 2.13 ilustra la coordinación entre fusible-relé en el programa computacional PowerFactory.

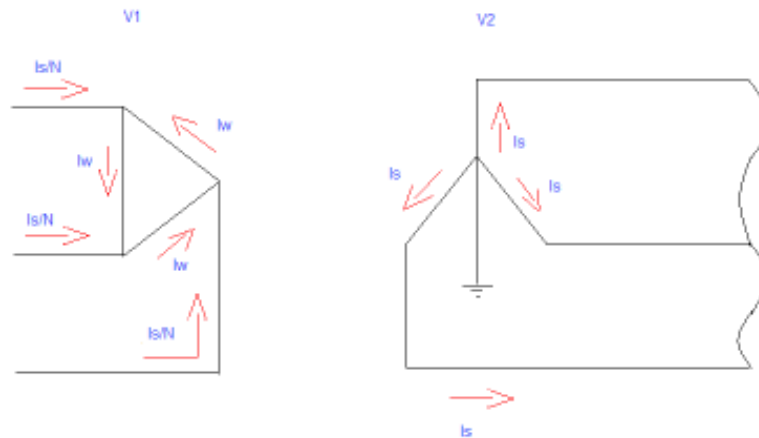


**Figura 2.13.** Coordinación entre fusible-relé [Elaboración Propia].

### 2.6.3.2. Coordinación Relé-Relé a alto y medio voltaje

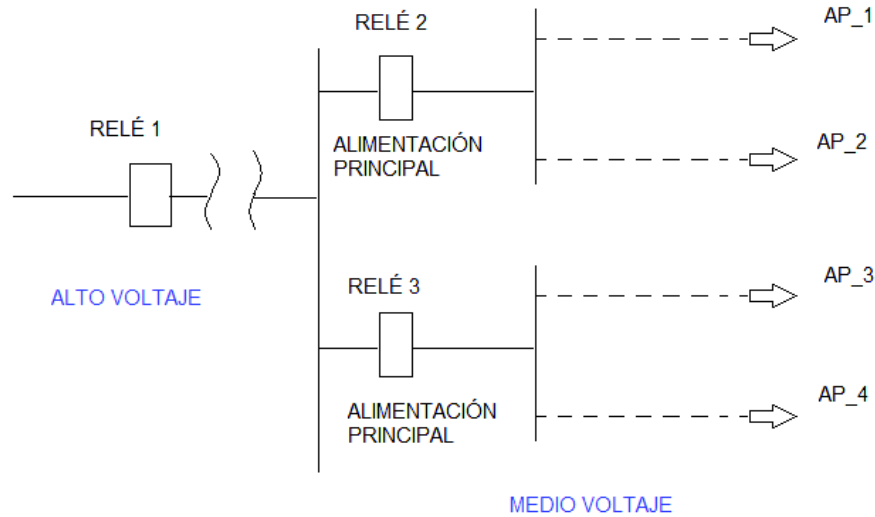
Este tipo de coordinación se utiliza cuando en una subestación existe un transformador de potencia entre los equipos que se van a coordinar, como por ejemplo: el relé de las líneas de subtransmisión y el relé del transformador de potencia, actuando como protección principal o de respaldo, respectivamente. La coordinación de relés debe tener el mismo tipo de curvas, preferiblemente de tiempo inverso (extremadamente inversas, muy inversas, etc.) [10] y [14].

La Figura 2.14 representa la conexión de un transformador de potencia en una subestación.



**Figura 2.14.** Conexión del transformador de potencia [Elaboración Propia].

La Figura 2.15 representa la coordinación de relés en alto y medio voltaje, con un transformador de potencia entre los dispositivos.

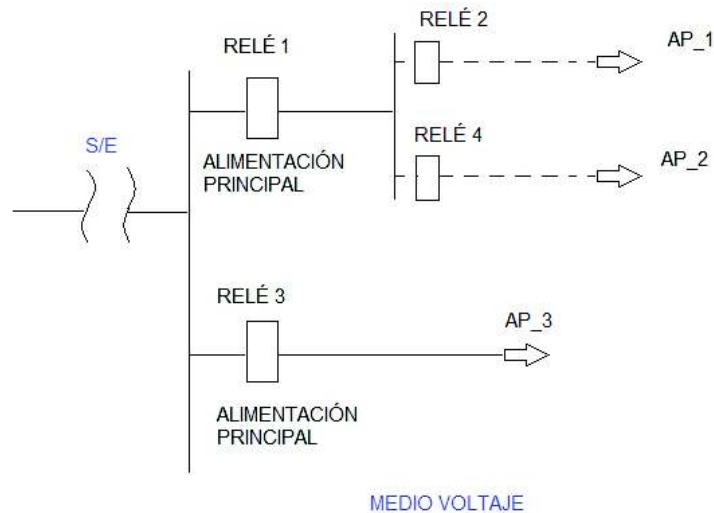


**Figura 2.15.** Coordinación de relés a diferente voltaje [Elaboración Propia].

### 2.6.3.3. Coordinación Relé-Relé al mismo voltaje

Este tipo de coordinación se utiliza cuando no existe ningún transformador de potencia entre los equipos que se van a coordinar; por ejemplo en las líneas de subtransmisión, donde el nivel de voltaje es el mismo [10] y [14].

La Figura 2.16 representa la coordinación de relés de protección a medio voltaje.



**Figura 2.16.** Coordinación de relés al mismo voltaje [Elaboración Propia].

## **CAPÍTULO 3**

### **DESCRIPCIÓN Y MODELACIÓN DEL SISTEMA**

Se realizó un levantamiento de los dispositivos de protección instalados actualmente en el sistema de subtransmisión de la EEASA.

Una vez modelado el sistema de protecciones en el programa computacional PowerFactory, con los equipos instalados y los que se implementaron en el trabajo de titulación para operación de la red en configuración mallada, se procedió a simular cortocircuitos en las líneas de subtransmisión, barras de 69 kV, 13.8 kV y aguas abajo en los alimentadores primarios, para verificar el comportamiento de la red y consecuentemente exponer las diferencias entre la configuración radial y mallada.

Actualmente, el sistema de subtransmisión no presenta suficiente confiabilidad, debido que la red opera en configuración radial, por tal razón, se analizó el comportamiento en configuración mallada, ya que el sistema es más confiable y asegura la continuidad del servicio de energía eléctrica en el caso de existir alguna contingencia en uno de sus tramos.

El sistema de subtransmisión de la EEASA consta de: 12 subestaciones que se encuentran en funcionamiento y 2 nuevas que están en construcción, incluidas en el presente estudio, adicional a esto, existen 3 subestaciones pertenecientes a CELEC EP-TRANSELECTRIC, encargadas de alimentar a la red eléctrica de la provincia de Tungurahua.

#### **3.1. EQUIVALENTES DE RED MODELADOS**

Con el fin de no modelar todo el Sistema Nacional Interconectado (SNI), se obtuvieron equivalentes de red para las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, permitiendo así tener mayor versatilidad en el trabajo.

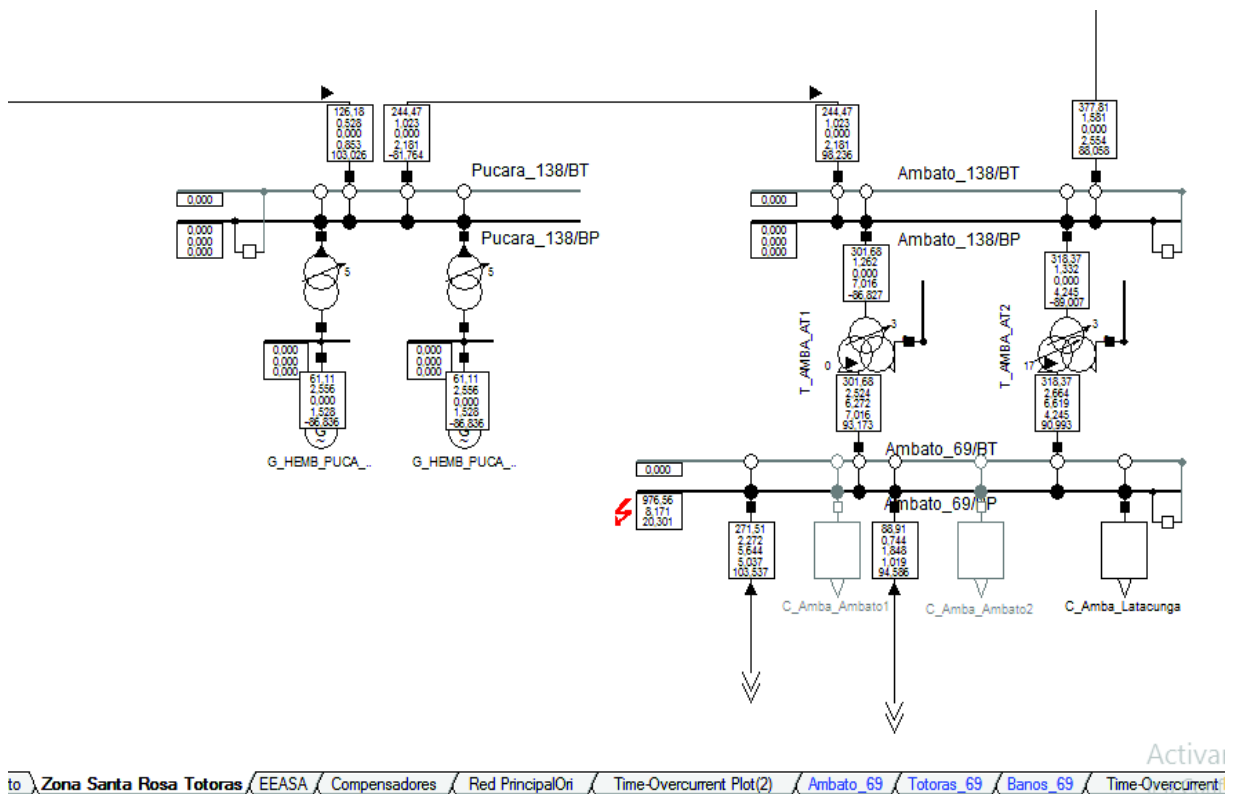
Las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC conectadas con el sistema de subtransmisión de la EEASA para operación en configuración mallada en la provincia

de Tungurahua son: Ambato, Baños y Totoras, mientras que las subestaciones Puyo y Tena seguirán operando en configuración radial.

En las barras de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC: Ambato, Totoras, Baños, Puyo y Tena, se presenta el sistema nacional interconectado de cada subestación como un equivalente de red.

El equivalente de red de la subestación Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC, se modeló con los valores de cortocircuitos de la Tabla 3.1 facilitados por la empresa transmisora. Los datos se determinaron al simular eventos de cortocircuitos en la barra de 69 kV del SNI.

La Figura 3.1, presenta la subestación Ambato en el SNI.



**Figura 3.1.** Simulación de un cortocircuito en la subestación Ambato en la barra de 69 kV [Impresión de pantalla de PowerFactory].

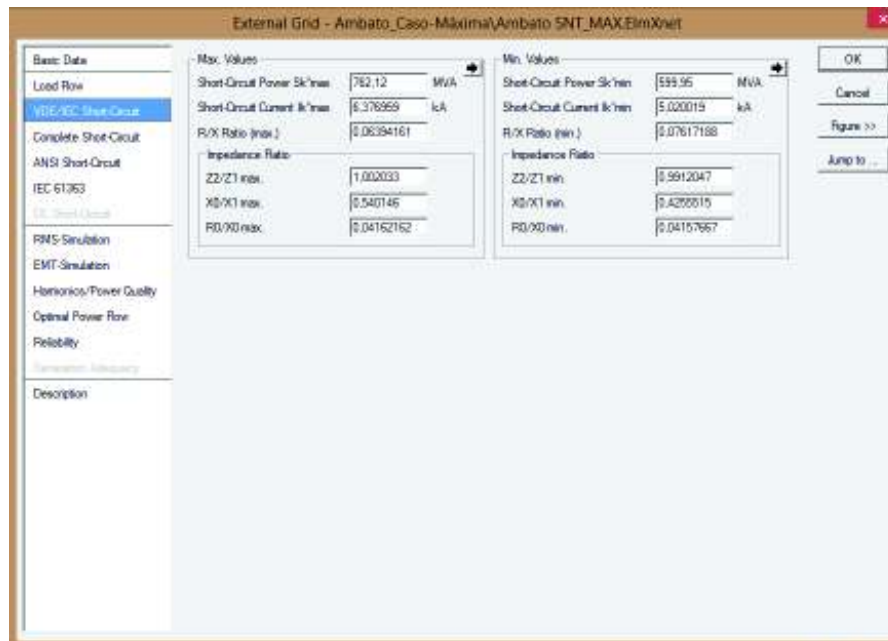
Al simular un cortocircuito trifásico en la subestación Ambato, se determinó los valores presentados en la Tabla 3.1.

**Tabla 3.1.** Datos de la simulación de un cortocircuito trifásico en la subestación Ambato a 69 kV [Elaboración Propia].

DlgSILENT   Project:		PowerFactory									
15.1.7		Date: 10/11/2017									
Fault Locations with Feeders											
Short-Circuit Calculation / Method : IEC 60909		3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents									
Asynchronous Motors		Grid Identification									
Always Considered		Automatic									
		Short-Circuit Duration									
		Break Time 0,10 s									
		Fault Clearing Time (lth) 1,00 s									
Decaying Aperiodic Component (idc)		Conductor Temperature									
Using Method B		User Defined No									
Grid: Zona Santa Rosa - To System Stage: Zona Santa Rosa		User Defined No									
		Annex: / 1									
rtd.V.	Voltage	c-	Sk"	Ik"	Ip	Ib	Sb	Ik	Ith		
[kV]	[kV]	[deg]	Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[kA]	[kA]
69,00	0,00	0,00	1,10	976,56	8,17	-84,54	20,30	8,14	973,42	8,17	8,29
B_AMB_6_BP				271,51	2,27	103,54	5,64				
				88,91	0,74	94,56	1,85				
T_AMBA_AT1	B_AMB_1_T5										
B_AMB_AT1_				301,68	2,52	93,17	6,27				
T_AMBA_AT2	B_AMB_1_T1										
B_AMB_AT2_				318,37	2,66	90,99	6,62				

Los datos determinados de la simulación trifásica en la subestación Ambato, sirven para modelar un equivalente de red en un sistema de bajo voltaje, evitando el análisis de circuitos grandes en el SNI.

La Figura 3.2, presenta la ventana del programa PowerFactory, donde se ingresa los parámetros de cortocircuitos determinados.

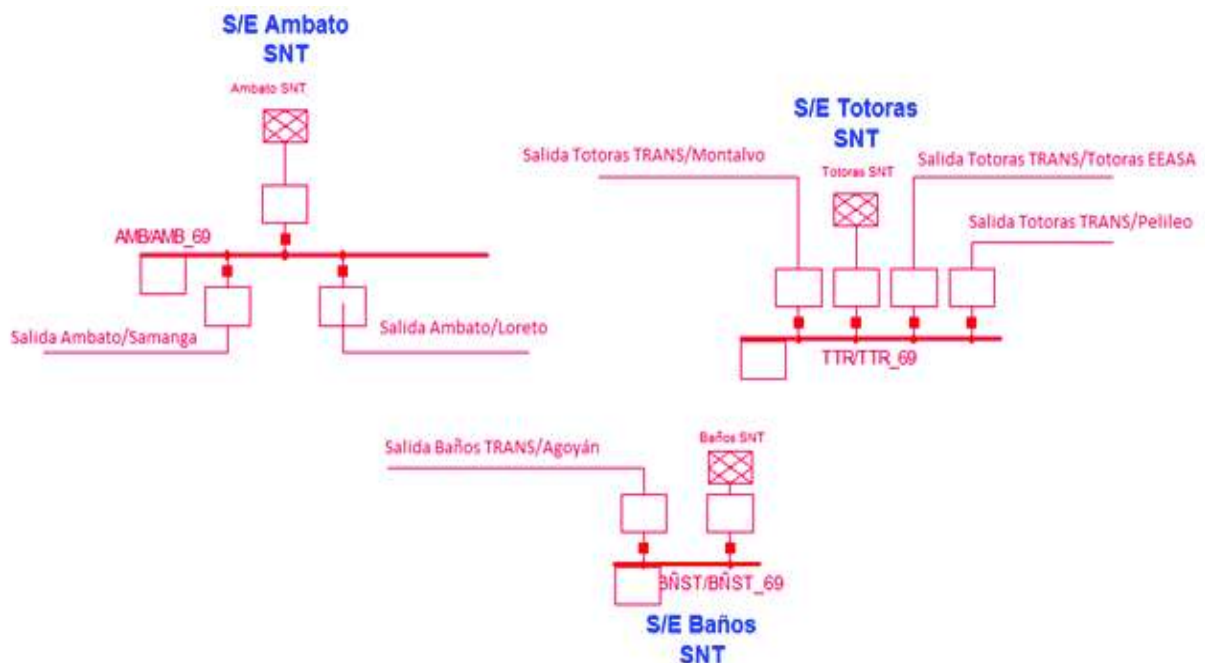


**Figura 3.2.** Ventana del programa PowerFactory para modelar el equivalente de red [Impresión de pantalla de PowerFactory].

En las subestaciones Baños y Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, se realizó el mismo criterio para modelar el equivalente de red en la subestación Ambato.

En el Capítulo 4, se presenta el análisis de la coordinación de protecciones de la red eléctrica de la EEASA conectado a los equivalentes y al Sistema Nacional Interconectado.

La Figura 3.3, ilustra los 3 equivalentes de red para la provincia de Tungurahua, con las líneas de subtransmisión en la salida de cada subestación de CELEC EP-TRANSELECTRIC (Ambato, Baños y Totoras).



**Figura 3.3.** Equivalentes de red de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC [Elaboración Propia].

Los datos de cortocircuito determinados mediante la conexión del sistema a los equivalentes y al SNI son diferentes, debido a que la simulación realizada por la empresa transmisora no concuerda con el modelo planteado del SNI.

La Tabla 3.2, ilustra los datos de cortocircuitos con los que se modelaron los equivalentes de red en las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC para la provincia de Tungurahua.



**Tabla. 3.2.** Equivalentes de Red de las Subestaciones de TRANSELECTRIC EP [18].

S/E AMBATO TRANSELECTRIC															
	Ik"	Sk"	ip	R	X	Z	Rk0	Xk0	Zk0	Rk1	Xk1	Zk1	Rk2	Xk2	Zk2
Máxima	6,3770	762,1200	15,9425	0,4380	6,8500	6,8640	0,1540	3,7000	3,7032	0,4380	6,8500	6,8640	0,4680	6,8620	6,8779
Mínima	5,02	599,95	12,5500	0,663	8,704	8,7292	0,154	3,704	3,7072	0,6630	8,7040	8,7292	0,663	8,627	8,6524
	<b>Sk max</b>	<b>Ik max</b>	<b>R/X max</b>	<b>X/R max</b>	<b>Z/Z1 max</b>	<b>X0/X1 max</b>	<b>R0/X0 max</b>								
Máxima	762,12	6,377	0,06394161	15,6392694	1,0020326	0,54014599	0,04162162								
Mínima	599,95	5,02	0,07617188	13,1282051	0,99120475	0,42555147	0,04157667								
S/E BAÑOS TRANSELECTRIC															
	Ik"	Sk"	ip	R	X	Z	Rk0	Xk0	Zk0	Rk1	Xk1	Zk1	Rk2	Xk2	Zk2
Máxima	3,371	402,9	8,4275	0,704	12,979	12,9981	0,101	9,009	9,0096	0,7040	12,9790	12,9981	0,682	12,909	12,9270
Mínima	2,838	339,17	7,0950	1,145	15,396	15,4385	0,101	9,01	9,0106	1,1450	15,3960	15,4385	1,193	15,406	15,4521
	<b>Sk max</b>	<b>Ik max</b>	<b>R/X max</b>	<b>X/R max</b>	<b>Z/Z1 max</b>	<b>X0/X1 max</b>	<b>R0/X0 max</b>								
Máxima	402,9	3,371	0,05424147	18,4360795	0,9945318	0,69412127	0,01121101								
Mínima	339,17	2,838	0,07436997	13,4462882	1,00088119	0,58521694	0,01120977								
S/E TOTORAS TRANSELECTRIC															
	Ik"	Sk"	ip	R	X	Z	Rk0	Xk0	Zk0	Rk1	Xk1	Zk1	Rk2	Xk2	Zk2
Máxima	6,092	728,06	15,2300	0,215	7,19	7,1932	0,07	3,916	3,9166	0,2150	7,1900	7,1932	0,229	7,174	7,1777
Mínima	5,17	617,87	12,9250	0,361	8,468	8,4757	0,07	3,918	3,9186	0,3610	8,4680	8,4757	0,41	8,48	8,4899
	<b>Sk max</b>	<b>Ik max</b>	<b>R/X max</b>	<b>X/R max</b>	<b>Z/Z1 max</b>	<b>X0/X1 max</b>	<b>R0/X0 max</b>								
Máxima	728,06	6,092	0,02990264	33,4418605	0,99783688	0,54464534	0,01787538								
Mínima	617,87	5,17	0,04263108	23,4570637	1,00167707	0,46268304	0,01786626								

### 3.2. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA EEASA

Mediante información proporcionada por el departamento de Subestaciones de la EEASA y por medio del levantamiento de los equipos de protección, se obtuvieron los datos necesarios para modelar la red eléctrica, como: carga de los alimentadores en demanda máxima y mínima, tipo de fusible en cada alimentador primario, número y denominación de cada alimentador, potencia entregada, tipo de conexión del transformador de potencia de cada una de las subestaciones, equipos de medida: TCs y TPs, tipo de relé ubicado en cada subestación y más equipos que permitan el correcto funcionamiento del sistema y su posterior aplicación.

#### 3.2.1. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DE GENERACIÓN INTERNA

La EEASA cuenta con dos subestaciones de generación localizadas en el cantón Ambato. La primera central está ubicada en el barrio Lligua, esta subestación de generación térmica, tiene dos generadores que están fuera de operación.

La siguiente central de generación hidráulica está ubicada en la parroquia La Península, en dicha central están instalados cuatro generadores y tres se encuentran en operación.

El sistema eléctrico de la EEASA con las dos subestaciones de generación mencionadas, se observa en el Anexo 1.

Las Tablas 3.3 y 3.4, presentan los datos característicos de generación interna térmica e hidráulica de la EEASA, respectivamente.

**Tabla 3.3.** Generación Térmica de la EEASA [16].

Central	Capacidad [MVA]	Voltaje [kV]	Conex.	Tipo	No. Unidades	Unidades en Operación	Ubicación
Lligua	2,5	4,16	3Φ	Térmica	G1	0	La Península-Ambato
					G2		

**Tabla 3.4.** Generación Hidráulica de la EEASA [16].

Central	Capacidad [MVA]	Voltaje [kV]	Con ex.	Tipo	No. Uni.	Uni. Opera.	Ubicación
Península	0,625	6,9	3Φ	Hidráulica	G1	3	La Península-Ambato
	0,625				G2		
	0,625				G3		
	1,875				G4		

### 3.2.2. ALIMENTACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

Las subestaciones de subtransmisión (Ambato, Baños, Totoras) de CELEC EP-TRANSELECTRIC en 69 kV, son las que entregan potencia al sistema de la EEASA por medio de los transformadores de potencia que están ubicados en el patio de cada una de estas subestaciones.

La Tabla 3.5, presenta la capacidad de potencia que entregan los transformadores de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC.

**Tabla 3.5.** Transformadores de potencia en las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC [18].

S/E	Denominación	Tipo de Transformador	Voltaje [kV]	Capacidad de transferencia [MVA]
<b>AMBATO</b>	AT1/AT2	AUTOTRANSFORMADOR	138/69	45/60/75
<b>TOTORAS</b>	ATQ/ATT	AUTOTRANSFORMADOR	138/69	60/80/100
<b>BAÑOS</b>	ATQ	AUTOTRANSFORMADOR	138/69	20/27/33

### 3.2.3. LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

Actualmente, el sistema de la EEASA opera en configuración radial, presentando una cargabilidad del 33% en las líneas de subtransmisión, este porcentaje no determina sobrecarga en las líneas, pero con el tiempo podría aumentar, debido al incremento continuo de demanda.

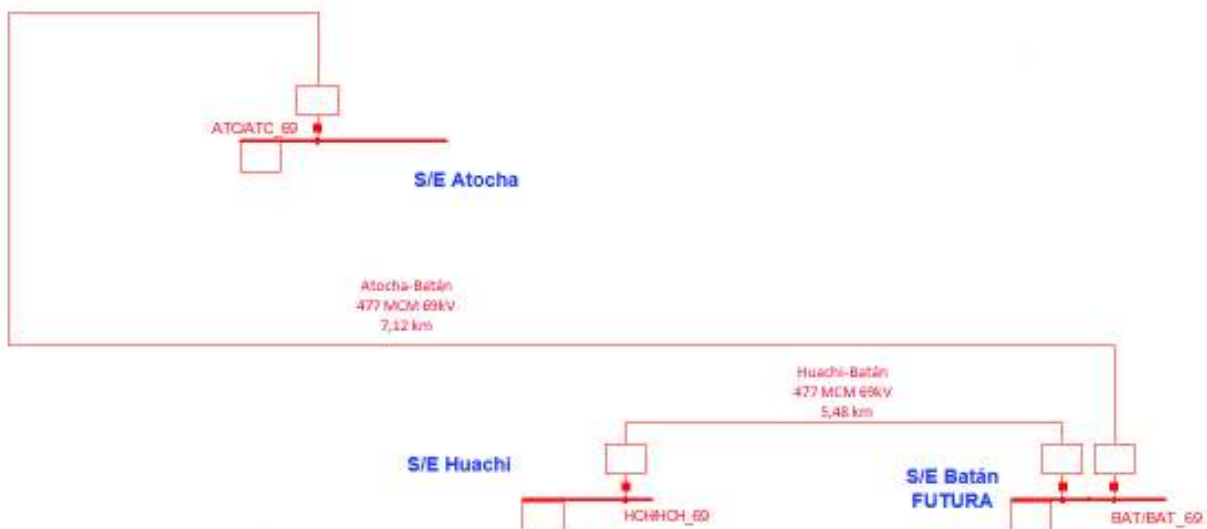
Las líneas de subtransmisión están conectadas entre sí uniendo centrales de energía eléctrica con un nivel de voltaje de 69 kV, cuya longitud en la provincia de Tungurahua es 101,19 km.

### 3.2.3.1. Líneas nuevas a modelar en la EEASA

Las nuevas líneas de subtransmisión implementadas en el sistema eléctrico, permitirán mejorar la distribución de carga en la zona urbana de la ciudad y parte de la rural. Las Figuras 3.4 y 3.5, ilustran las líneas modeladas en el programa computacional PowerFactory, respectivamente.

Las nuevas subestaciones a implementarse en la EEASA determinaron nuevas líneas de subtransmisión, en el que constan: ubicación geográfica, sitio donde están instaladas las torres o postes, distancia entre la nueva subestación y las ya existentes, dispositivos de protección, etc. Estas líneas son:

- El Batán – Atocha.
- El Batán – Huachi.
- Agoyán – Baños EEASA.
- Agoyán – Baños CELEC EP-TRANSELECTRIC.

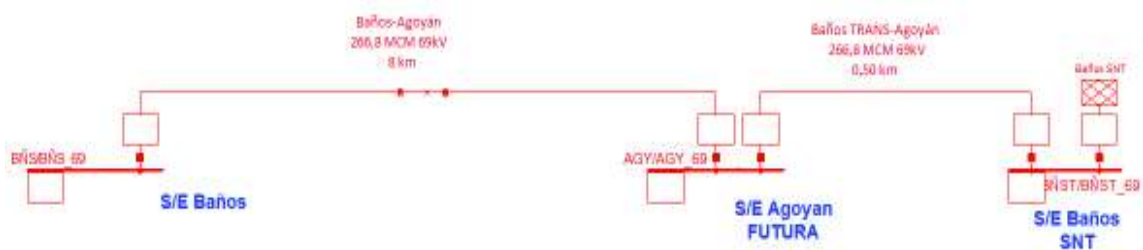


**Figura 3.4.** Nuevas líneas de subtransmisión a implementarse desde la S/E Batán  
[Elaboración Propia].

En la Tabla 3.6, se indican los datos de las líneas modeladas que interconectan las subestaciones de la EEASA.

**Tabla. 3.6.** Líneas de Subtransmisión de la EEASA [16].

Líneas de Subtransmisión	Longitud [km]	Voltaje [kV]	Tipo de Conductor	Capacidad [A]	Secuencia Positiva [ $\Omega$ ]	Secuencia Cero [ $\Omega$ ]
Ambato-Samanga	4,8	69	559,5 MCM	730	0,5080+j2,0715	1,8650+j5,9900
Samanga-Pillaro	5,66	69	266 MCM	460	1,2395+j2,6002	2,8384+j7,2187
Samanga-Atocha	5,11	69	477 MCM	670	0,6319+j2,2359	2,0763+j6,4081
Atocha-Batán	7,12	69	477 MCM	670	0,8800+j3,1135	2,8914+j8,9234
Batán-Huachi	5,48	69	477 MCM	670	0,6773+j2,3964	2,2254+j6,8680
Huachi-Montalvo	6,72	69	477 MCM	670	0,8292+j2,9338	2,7245+j8,4083
Montalvo-Quero	8,35	69	300MCM ACAR	459	1,6761+j3,5632	4,1187+j10,7021
Montalvo-Totoras TRANSELECTRIC	6,07	69	477 MCM	670	0,7504+j2,6552	2,4658+j7,6100
Totoras TRANS-Totoras EEASA	1,3	69	266,8 MCM	460	0,2847+j0,5972	0,6519+j1,6580
Totoras EEASA-Oriente	5,1	69	266,8 MCM	460	1,1169+j2,3429	2,5576+j6,5045
Oriente-Der/Loreto	2,65	69	300 MCM	500	0,5145+j1,2062	1,2634+j3,3694
Ambato-Der/Loreto	1,57	69	300 MCM	500	0,3039+j0,7125	0,7463+j1,9903
Loreto-Der/Oriente	3,41	69	300 MCM	500	0,6611+j1,5497	1,6232+j4,3290
Totoras TRANS-Pelileo	8,33	69	266,8 MCM	460	1,8242+j3,8268	4,1776+j10,6240
Pelileo-Baños EEASA	18,1	69	266,8 MCM	460	3,9630+j8,3133	9,0751+j23,0796
Baños EEASA-Agoyán	8	69	266,8 MCM	460	0,1095+j0,2297	0,2507+j0,6377
Agoyán-Baños TRANSELECTRIC	0,5	69	266,8 MCM	460	0,1686+j0,3537	0,3861+j0,982



**Figura 3.5.** Nuevas líneas de subtransmisión a implementarse desde la subestación Agoyán [Elaboración Propia].

### 3.2.4. ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA

En las subestaciones de la EEASA, se encuentran instalados compensadores reactivos para solventar las caídas de voltaje en los puntos donde existen mayor cantidad de alimentadores primarios, de esta manera, éstas subestaciones operen con un valor dentro de las condiciones establecidas por el ente regulador.

La Tabla 3.7 presenta las características de los capacitores instalados en algunas subestaciones de la EEASA.

**Tabla. 3.7.** Datos característicos de los bancos de capacitores en las subestaciones de la EEASA [16].

N.-	S/E's de la EEASA	Potencia Nominal [Mvar]	Banco de Capacitores		
			Tipo	Conexión	Voltaje [kV]
1	Samanga	1,8	3Φ	Y	13,8
2	Atocha	1,8			
3	Huachi	1,8			
4	Montalvo	1,2			
5	Oriente	2,7			

### 3.2.5. TRANSFORMADORES EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA

Cada subestación de la EEASA contiene un transformador de potencia encargado de reducir el voltaje de 69 kV a 13,8 kV, manteniendo la frecuencia y potencia constante, para luego conectarse a las barras de bajo voltaje que direccionan el flujo de potencia a cada alimentador primario.

En el sistema de subtransmisión de la EEASA, se planteó la creación de dos nuevas subestaciones: la subestación El Batán, en la cual se modeló un transformador de potencia de 16 MVA que tomará parte de la carga de la subestación Loreto y de manera similar la creación de la subestación Agoyán, con un transformador de potencia de capacidad de 5 MVA, ubicada en el cantón Baños, la que tomará parte de carga de la subestación Baños EEASA.

Los datos más representativos de los transformadores de potencia instalados en las subestaciones están expresados en la Tabla 3.8.

**Tabla. 3.8.** Datos Característicos de los Transformadores en cada Subestación de la EEASA [16].

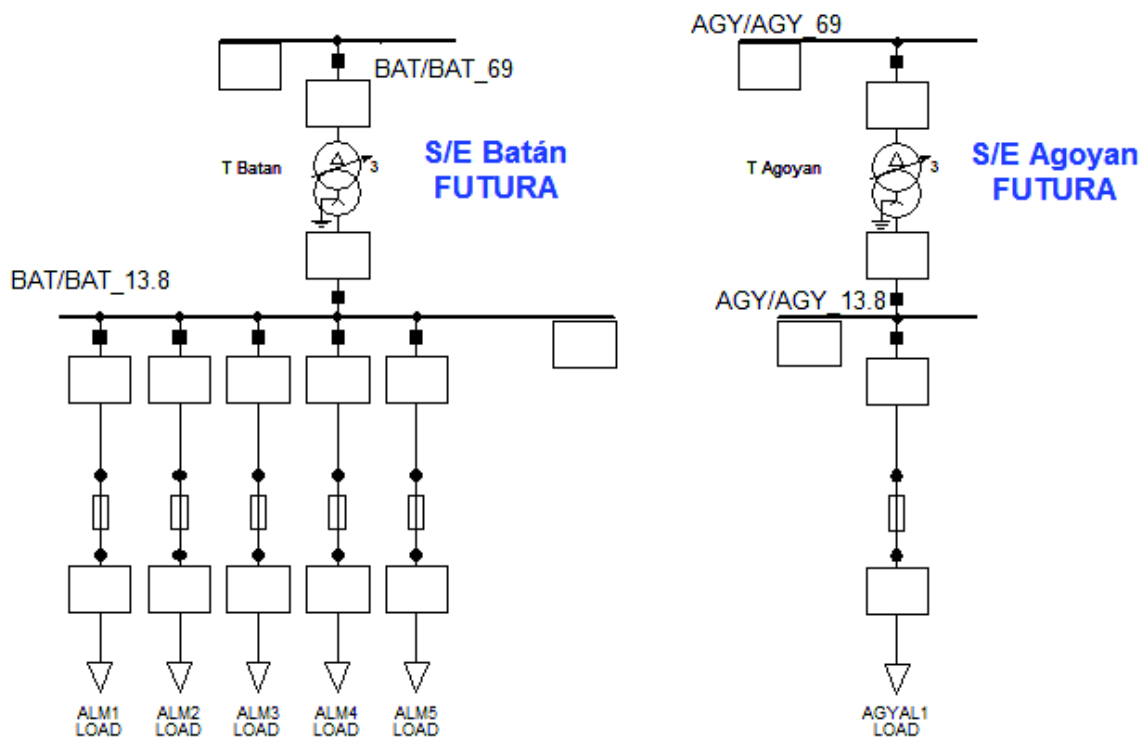
N.-	S/E's de la EEASA	Potencia Nominal [MVA]	Transformadores					
			Cantidad	Tipo	Conexión	Marca	Voltaje [kV]	
1	Samanga	12/16,5	2	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	ABB	69/13,8
		12/16,5		T2	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	SHENDA	69/13,8
2	Píllaro	5/6,25	2	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	T	69/13,8
		5/6,25		T2	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	T	69/13,8
3	Atocha	10/12,5	2	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	OSAKA	69/13,8
		10/12,5		T2	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	SIEMENS	69/13,8
4	El Batán	10/12,5	1	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	SIEMENS	69/13,8
5	Huachi	10/12,5	2	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	MITSUBISHI	69/13,8
		10/12,5		T2	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	WEG	69/13,8
6	Montalvo	10/12,5	1	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	WEG	69/13,8
7	Quero	10/12,5	1	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	SHENDA	69/13,8
8	Totoras	16/20	1	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	SHENDA	69/13,8
9	Oriente	12/15.	2	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	SIEMENS	69/13,8
		12/15.		T2	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	SHENDA	69/13,8
10	Loreto	16/20	2	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	PAUWELLS	69/13,8
		16/20		T2	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	SHENDA	69/13,8
11	Peninsula	3,5/3,5	1	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	T	6,9/13,8
12	Lligua	3,125/3,125	2	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	T	4,16/13,8
		3,125/3,125		T2	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	T	69/13,8
13	Pelileo	16/20	1	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	T	69/13,8
14	Baños	10/12,5	1	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	T	69/13,8
15	Agoyán	5/6,25	1	T1	3Φ	(Δ-Y)-DYn1	T	69/13,8

### 3.2.6. ALIMENTADORES PRIMARIOS EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA

Cada subestación de la EEASA contiene un número determinado de alimentadores primarios, los que transportan energía eléctrica a través de sus ramales a las zonas rurales y urbanas de cada sector, representados a la salida de cada subestación, aguas abajo del sistema.

#### 3.2.6.1. Alimentadores primarios nuevos a construirse en algunas subestaciones de la EEASA

La Figura 3.6, ilustra las dos nuevas subestaciones de la EEASA actualmente en construcción con sus respectivas barras, transformadores de potencia, alimentadores primarios, etc.



**Figura 3.6.** Nuevos transformadores de potencia y alimentadores primarios a implementarse en las subestaciones de la EEASA [Elaboración Propia].

La Tabla 3.9, presenta el tipo de conexión, tipo de fusible y voltaje de operación de todos los alimentadores primarios actuales y de las nuevas subestaciones para la provincia de Tungurahua.



**Tabla. 3.9.** Datos Característicos de los alimentadores primarios en las subestaciones de la EEASA [16].

S/E's de la EEASA	Alimentadores Primarios				Fusibles				S/E's de la EEASA	Alimentadores Primarios				Fusibles	
	Cantidad	N.-	Tipo	Voltaje [kV]	Tipo	Conexión	Voltaje [kV]	Tipo		N.-	Tipo	Voltaje [kV]	Tipo	Conexión	
Samanga	7	5	Cunchibamba	13,8	F-65K	30	Quero	4	17	Benitez	13,8	F-65K	30		
		6	Norte	13,8	F-65K	30			18	Quero	13,8	F-65K	30		
		7	PIA1	13,8	F-65K	30			19	Cevallos	13,8	F-65K	30		
		62	Paso Lateral	13,8	F-65K	30			21	Mocha	13,8	F-65K	30		
		56	Plasticaucho	13,8	F-65K	30			46	Totoras	13,8	F-65K	30		
		84	Camino Real	13,8	F-65K	30			47	Salasaca	13,8	F-65K	30		
		85	PIA2	13,8	F-65K	30			69	Palahua	13,8	F-65K	30		
Pillaro	3	50	Pillaro	13,8	F-65K	30	Totoras	6	70	Picahua	13,8	F-65K	30		
		51	San Andrés	13,8	F-65K	30			71	San Francisco	13,8	F-65K	30		
		52	San Miguelito	13,8	F-65K	30			72	EMAPA	13,8	F-65K	30		
		8	Pillishurco	13,8	F-65K	30			4	Peninsula	13,8	F-65K	30		
Atocha	6	9	Ficoa	13,8	F-65K	30	Ligua-Peninsula	2	48	Izamba	13,8	F-65K	30		
		10	Quisapincha	13,8	F-65K	30			1	Olimpica	13,8	F-65K	30		
		12	Martinez	13,8	F-65K	30			2	Universidad	13,8	F-65K	30		
		38	Victoria	13,8	F-65K	30			3	La joya	13,8	F-65K	30		
		44	Salida2	13,8	F-65K	30			11	Bolivariana	13,8	F-65K	30		
			ALM_1	13,8	F-65K	30			58	Techo Propic	13,8	F-65K	30		
Batán	5		ALM_2	13,8	F-65K	30	Oriente	5	13	Catiglata	13,8	F-65K	30		
			ALM_3	13,8	F-65K	30			14	Bellavista	13,8	F-65K	30		
			ALM_4	13,8	F-65K	30			15	Subterránea	13,8	F-65K	30		
			ALM_5	13,8	F-65K	30			16	Ferroviana	13,8	F-65K	30		
		33	Pasa	13,8	F-65K	30			20	Vicentina	13,8	F-65K	30		
Huachi Trafo 1	5	34	Industrial	13,8	F-65K	30	Loreto	7	41	Cashapamba	13,8	F-65K	30		
		35	Santa Rosa	13,8	F-65K	30			42	de Noviembre	13,8	F-65K	30		
		39	Atahualpa	13,8	F-65K	30			23	Huambalo	13,8	F-65K	30		
		49	Magdalena	13,8	F-65K	30			24	Patate	13,8	F-65K	30		
		57	Miraflores	13,8	F-65K	30			25	Pelileo	13,8	F-65K	30		
Huachi Trafo 2	4	59	Mall de los Andes	13,8	F-65K	30	Pelileo	3	63	El Tambo	13,8	F-65K	30		
		60	Hospital	13,8	F-65K	30			26	Baños	13,8	F-65K	30		
		67	España	13,8	F-65K	30			27	Rio Verde	13,8	F-65K	30		
		22	Montalvo	13,8	F-65K	30			28	Pittitic	13,8	F-65K	30		
Montalvo	3	36	Sur	13,8	F-65K	30	Agoayán	1							
		44	Tisaleo	13,8	F-65K	30				ALM_1	13,8	F-65K	30		

Con el fin de disminuir carga de los alimentadores primarios de la subestación Loreto, la cual está localizada en el centro de la ciudad de Ambato, se ha implementado seis nuevos alimentadores en la subestación El Batán.

Por otro lado, se modeló un nuevo alimentador primario en la subestación Agoyán, tratando de disminuir carga en la subestación Baños EEASA, realizando transferencia entre los alimentadores de mencionadas subestaciones.

### **3.2.7. RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA**

En el sistema de subtransmisión de la EEASA, se realizó el levantamiento de los dispositivos de protección instalados a las salidas de las subestaciones que están en operación.

Antes de ejecutar las simulaciones de cortocircuitos en la red de la EEASA, es necesario modelar el sistema de protecciones con todos los dispositivos previstos en el análisis (levantamiento y propuesto), considerando que se requieren más equipos para protección de las líneas de subtransmisión en configuración mallada, ya que ocupan un mayor espacio de instalación a diferencia de la configuración radial.

La Tabla 3.10 ilustra los datos característicos de los relés de sobrecorriente direccionales y de los equipos de medida (RTCs y RTPs), implementados a las salidas de las subestaciones.

#### **3.2.7.1. Relés de sobrecorriente direccionales nuevos a implementarse en las subestaciones de la EEASA**

Para operación en configuración mallada, se modeló un sistema de protecciones que permita a la red de subtransmisión de la EEASA operar correctamente. De esta manera, al existir alguna contingencia en una línea entre las subestaciones que se interconectan o aguas abajo en el alimentador primario, opere el relé más próximo al punto de falla y así no se propague el cortocircuito hasta el transformador de potencia o viceversa.

**Tabla. 3.10. Datos de los relés de sobrecorriente a las salidas de las Subestaciones de la EEASA [16].**

Línea de Subtransmisión de S/E a S/E		TCs		TPs		Relés				Localización Geográfica	Voltaje [kV]
Salida	Entrada	RTC	Conexión	RTP	Conexión	Tipo	Característica	Aplicación	Fabricante		
Ambato	Samanga	400/5 700/5		69000/115	Yn	Electromecánico	IAC53B812A	Instalado	IAC	Ambato	
Ambato	Derivación/Loreto	300/5 700/5		69000/115	Yn	Electromecánico	SIEMENS 7UT85	A Instalar	SIEMENS	Ambato	
Samanga	Pillaro	350/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Samanga	Atocha	350/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Samanga	Ambato	350/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Ambato	
Atocha	Batán	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Ambato	
Atocha	Samanga	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Batán	Huachi	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Ambato	
Batán	Atocha	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Ambato	
Huachi	Montalvo	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Huachi	Batán	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Ambato	
Montalvo	Quero	400/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Montalvo	Totoras TRANSELECTRIC	400/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Ambato	
Montalvo	Huachi	400/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Totoras TRANSELECTRIC	Totoras EEASA	300/5 700/5	Y	69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7UT85	A Instalar	SIEMENS	Ambato	
Totoras TRANSELECTRIC		700/5		69000/115	Yn	Electromecánico	CDG11-5A (2.5-10) F	Instalado	CDG	Ambato	69
Totoras TRANSELECTRIC	Montalvo	700/5		69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7UT85	A Instalar	SIEMENS	Ambato	
Totoras TRANSELECTRIC		300/5		69000/115	Yn	Electromecánico	CDG11-5A (2.5-10) F	Instalado	CDG	Ambato	
Totoras TRANSELECTRIC	Pelileo	300/5 700/5		69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7UT85	A Instalar	SIEMENS	Ambato	
Totoras EEASA	Oriente	500/5		69000/115	Yn	Electromecánico	CDG11-5A (2.5-10) F	Instalado	CDG	Ambato	
Totoras EEASA	Totoras TRANSELECTRIC	500/5		69000/115	Yn	Digital	SEL-541	Instalado	SEL	Ambato	
Interconexión Ligua	Oriente	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Oriente	Derivación/Loreto	450/5		69000/115	Yn	Digital	REF-541 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Oriente	Totoras EEASA	450/5		69000/115	Yn	Digital	REF-541 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Oriente	Interconexión Ligua	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-541 DIRECCIONAL	Instalado	ABB	Ambato	
Pelileo	Totoras TRANSELECTRIC	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Pelileo	
Pelileo	Baños EEASA	300/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Pelileo	
Baños EEASA	Agoyán	200/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Baños	
Baños EEASA	Pelileo	200/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Baños	
Agoyán	Baños TRANSELECTRIC	250/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Baños	
Agoyán	Baños EEASA	250/5		69000/115	Yn	Digital	REF-630 DIRECCIONAL	A Instalar	ABB	Baños	
Baños TRANSELECTRIC	Agoyán	800/5		69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7UT85	Instalado	SIEMENS	Baños	

### 3.2.8. RELÉS DIFERENCIALES DE LÍNEA EN LAS SUBESTACIONES DE CELEC EP-TRANSELECTRIC

A las salidas de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, se encuentran instalados relés de sobrecorriente electromecánicos, por tal razón y considerando mejorar la confiabilidad y seguridad de la red, se modeló relés diferenciales de línea, ya que no necesitan coordinar con otros dispositivos y funcionan directamente como protección principal.

En la Tabla 3.11, se ilustra los datos característicos de los relés diferenciales de línea implementados.

**Tabla. 3.11.** Datos característicos de los relés diferenciales de línea a implementarse a las salidas de las Subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC [16].

S/E's de la EEASA	Salidas	Cantidad	TCs		TPs		Relés				
			RTC	Conexión	RTP	Conexión	Tipo	Característica	Aplicación	Voltaje [kV]	Localización Geográfica
Ambato	Salida Derivación /Loreto	1	700/5	Y	69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7SD5	A Instalar	69	Ambato
	Salida Samanga	1	700/5	Y	69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7SD5	A Instalar	69	Ambato
Totoras	Salida Montalvo	1	700/5	Y	69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7SD5	A Instalar	69	Ambato
	Salida Totoras EEASA	1	700/5	Y	69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7SD5	A Instalar	69	Ambato
	Salida Pelileo	1	700/5	Y	69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7SD5	A Instalar	69	Ambato
Baños	Salida Agoyán	1	800/5	Y	69000/115	Yn	Digital	SIEMENS 7SD5	A Instalar	69	Baños

### 3.2.9. RELÉS DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES EN LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA

Se implementaron relés de sobrecorriente en el lado de bajo voltaje del transformador de potencia, para que la respuesta como protección de respaldo, al relé del alimentador primario sea en un tiempo corto y permitido, así la falla desaparezca completamente sin que la sobrecorriente circule por el sistema, afectando a otros equipos de mayor costo económico o interrumpiendo el flujo de potencia a los usuarios finales.

La Tabla 3.12, presenta las características de los relés de sobrecorriente modelados, que protegen a los transformadores de potencia ubicados en la respectiva subestación de la EEASA.

**Tabla. 3.12.** Datos característicos de los relés instalados para protección de los transformadores de potencia [16].

S/E's de la EEASA	Cantidad	TCs		Relés	
		RTC	Conexión	Tipo	Característica
Samanga	T1	800/5	Y	Digital	RET-630
	T2				
Píllaro	T1	600/5	Y	Digital	RET-630
	T2				
Atocha	T1	600/5	Y	Digital	RET-630
	T2				
El Batán	T1	1000/5	Y	Digital	SIEMENS 7UT85
Huachi	T1	600/5	Y	Digital	RET-630
	T2				SIEMENS 7UT85
Montalvo	T1	600/5	Y	Digital	RET-630
Quero	T1	600/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Totoras	T1	600/5	Y	Digital	SEL-541
Oriente	T1	800/5	Y	Digital	RET-541
	T2				
Loreto	T1	1000/5	Y	Digital	RET-630
	T2				
Peninsula	T1	600/5	Y	Digital	RET-630
Pelileo	T1	600/5	Y	Digital	RET-543
Baños	T1	600/5	Y	Digital	RET-543
Agoyán	T1	600/5	Y	Digital	RET-543

### 3.2.10. RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS DE LAS SUBESTACIONES DE LA EEASA

A las salidas de las subestaciones en cada circuito primario, se encuentran instaladas las protecciones de sobrecorriente, para interrumpir la corriente de cortocircuito que fluye por el sistema ante alguna contingencia presentada en la red.

Los datos de los relés de los alimentadores primarios y la capacidad de relación de transformación (RTC), se observan en la Tabla 3.13.

**Tabla. 3.13.** Datos característicos de los relés de sobrecorriente que protegen a los alimentadores primarios instalados a las salidas de las subestaciones [16].

S/E's de la EEASA	Alimentadores		TCs		Relés	
	Cantidad	Voltaje [kV]	RTC	Conexión	Tipo	Característica
Samanga	7	13,8	300/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Píllaro	3	13,8	200/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Atocha	6	13,8	300/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Batán	5	13,8	300/5	Y	Digital	SIEMENS 7SJ622
Huachi Trafo 1	5	13,8	300/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Huachi Trafo 2	4	13,8	300/5	Y	Digital	SIEMENS 7SJ622
Montalvo	3	13,8	250/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Quero	4	13,8	300/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Totoras	6	13,8	400/5	Y	Digital	SEL-541
Ligua-Peninsula	2	13,8	250/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Oriente	5	13,8	600/5	Y	Digital	REF-541_DIRECCIONAL
Loreto	7	13,8	400/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Pelileo	3	13,8	300/5	Y	Digital	REF-541_DIRECCIONAL
Baños	3	13,8	300/5	Y	Digital	REF-630_DIRECCIONAL
Agoyán	1	13,8	300/5	Y	Digital	REF-541_DIRECCIONAL

### 3.3. ESTUDIO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

El análisis de esta Sección (3.3), presenta las condiciones de flujo de potencia normal en estado estacionario en el software computacional PowerFactory, para configuración radial y posteriormente se verifica el comportamiento del sistema en configuración mallada,

El estudio del sistema de subtransmisión de la EEASA, se realizó en una sección, de la cual se hizo una comparación entre las dos configuraciones (radial y malla), determinando las principales ventajas y desventajas de cada una:

- Condición actual (radial).
- Condición futura (malla).

La nueva red planteada y modelada (configuración en malla), debe suplir todos los defectos que conduzca el sistema radial, principalmente en la entrega de voltaje a los terminales de cada ramal, en el cual al ocurrir alguna falla no se pierda confiabilidad en la red y siga entregando voltaje ininterrumpidamente, es decir, que nunca deje de suministrar flujo de potencia.

El sistema de protecciones en configuración mallada debe estar bien implementado, ya que al presentarse alguna contingencia en la red, los equipos despejen la falla completamente y así el voltaje en la subestación afectada sea alimentado por otro ramal o derivación, tratando de que el resto de dispositivos reciban el menor daño posible debido a sobrecorrientes producidas en la red.

Al analizar flujos de potencia en configuración radial, las corrientes que circulan por todos los ramales son diferentes en la configuración mallada, en esta última, la corriente que fluye en las líneas de subtransmisión disminuye y por ende la cargabilidad en: dichas líneas, transformadores de potencia y alimentadores primarios.

Los consumos de las demandas se proyectaron para el año 2016, constatando un incremento de demanda de 1% por año, por el aumento de usuarios en la provincia de Tungurahua, con la mayor tasa de crecimiento en las zonas rurales y alejadas a la provincia.

Las lecturas de las cargas de potencia, energía, voltaje, etc., de cada alimentador primario, se tomaron de los medidores localizados a la cabecera de cada uno de los circuitos primarios. En el programa computacional PowerFactory, se ejecutaron flujos de carga para la demanda máxima mensual del mes de Noviembre de 2016, mientras que para demanda mínima se consideró el consumo más bajo de mencionado mes, datos con los que se modelaron las cargas.

Las lecturas fueron proporcionadas por la EEASA a través del Área de subestaciones, mientras que con las nuevas cargas que tomarán las subestaciones en construcción Agoyán y Batán, se realizó una relación con la demanda actual de las subestaciones a ser transferidas Baños y Loreto, respectivamente, las que se incluyen en el presente estudio.

En las Tablas 3.14 y 3.15, se indican los datos de las demandas máximas y mínimas de flujos de potencia en los alimentadores primarios de cada subestación, incluido las implementadas a futuro.

**Tabla 3.14.** Lecturas de consumo de los alimentadores primarios de las subestaciones para demanda máxima [16].

LECTURAS DE POTENCIA DE ALIMENTADORES PRIMARIOS 18 DE NOVIEMBRE DEL 2016								
Alimentadores Primarios	P[MW]	Q[Mvar]	Alimentadores Primarios	P[MW]	Q[Mvar]	Alimentadores Primarios	P[MW]	Q[Mvar]
04_PEN	0,7631794	0,033099	38_VIC	2,143793	0,2192132	72_EMAP	0	0
05_CUN	1,127285	0,1510175	39_ATH	1,19666	0,1664329	73_UBAS	0,1404941	0,0146197
06_NOR	1,135937	4,34E-06	3_LJOY	1,986686	0,1429867	74_LMER	0,9608254	0,2339349
07_PIA1	0,9285431	0,0636875	40_TSL	1,30911	0	75_EALF	1,010605	0,2037159
10_QSP	2,101598	0,1282018	41_CASH	1,998811	0,2368047	76_ARJ	0,578183	0,0552243
11_BOL	1,087028	0,1535261	42_12NV	1,888599	0,2312657	77_VER	0	0
12_MRT	1,320851	0,1617092	43_MAC	0,149227	0,0189682	78_CLV	0,3501359	0,0380998
13_CAT	0,6062881	0,194928	44_SAL2	1,274253	0,1709716	79_SUM	0,7463729	0,1489054
14_BELL	1,452293	0,2383916	46_TOT	0,5275576	0,0360313	80_MUY	1,823097	0,4465952
15_SUB	2,361289	0,3690159	47_SAL	0,0169917	0	81_ARC	0,9163477	0,2280657
16_FER	1,324083	0,2023707	48_IZA	0,8320232	0,0001894	82_JUM	0,208928	0,0600164
17_BNT	1,709605	0	49_MGL	2,728266	0,1837545	83_RES	0	0
18_QRO	1,258255	0,019812	50_PLL	1,927454	0	84_CREA	1,051625	0,047144
19_CVA	1,425885	0,0186972	51_S-AND	2,057853	0,2078788	85_PIA2	0,9710312	0,1572388
1_OLI	0,8162099	0,0786151	52_MIG	1,627124	0	86_RES	0	0
20_VCT	1,408789	0,2104132	53_AMZ	1,466837	0,3892934	87_RES	0	0
21_MCH	0,5493914	0	54_MIS	1,4116	0,4304162	88_ING	0	0
22_MTV	0,4955934	0,0206543	55_PER	0,6320161	0,1833046	89_PRA	0	0
23_HUA	1,887141	0,1800671	56_PLAS	1,72806	0,7400708	8_PIL	0,3994082	0,034945
24_PAT	2,102544	0,2264246	57_MRF	1,586303	0,1440967	90_CMON	0	0
25_PEL	1,375848	0,1979832	58_TPRO	2,003711	0,1373226	91_CUM	0	0
26_BÑS	2,745607	0,5460415	59_MAND	0,9383282	0,2110971	9_FCA	3,185137	0,5058726
27_VER	0,8213481	0,449322	60_HOS	0,012831	0	AGYAL1	3	0,5499
28_PTT	1,090612	0,0708358	61_PAU	1,67234	0,4596546	ALM1	0,8	0,11024
29_CRV	1,491178	0,3546244	62_PLAT	1,06754	0,1139912	ALM2	0,8	0,11024
2_UNI	1,710837	0,1811415	63_ETMB	2,910561	0,3494777	ALM3	0,8	0,11024
30_CNT	1,691218	0,3392244	64_SM-BOL	0,178355	0,0142739	ALM4	0,8	0,11024
31_MRA	1,903245	0,4711115	65_PLRA	1,319514	0,207161	ALM5	0,8	0,11024
32_CAP	0,9453846	0,1895005	66_CONS	0,0918812	0	ALM6	0	0
33_PAS	2,635002	0	67_ESP	1,940412	0,3058805	FAI	1,8	0,5
34_IND	0,9709341	0,1592772	68_TOL	1,045826	0,2178642	P-EC	0	0
35_SRS	1,541718	0,2600838	69_PAL	0,7142192	3,536E-05			
36_SUR	2,118706	0,1254281	70_PIC	1,136371	0,1931456			
37_TAR	1,411393	0,1611374	71_SFR	1,547837	0,2425039			

Los datos determinados de las cargas que registran los tres equivalentes de red para demanda máxima en la provincia de Tungurahua representan un total en potencia de 92,38 MW y 10,82 MVAR (114,53 MW y 15,59 MVAR para toda la zona de abastecimiento, rural y urbana) y para demanda mínima un total de potencia de 57,37



MW y 7,65 MVar (71,46 MW y 11,77 MVar para toda la zona de abastecimiento, rural y urbana), de los alimentadores primarios, en las salidas de las subestaciones de la EEASA.

**Tabla. 3.15.** Lecturas de consumo de los alimentadores primarios de las subestaciones para demanda mínima [16].

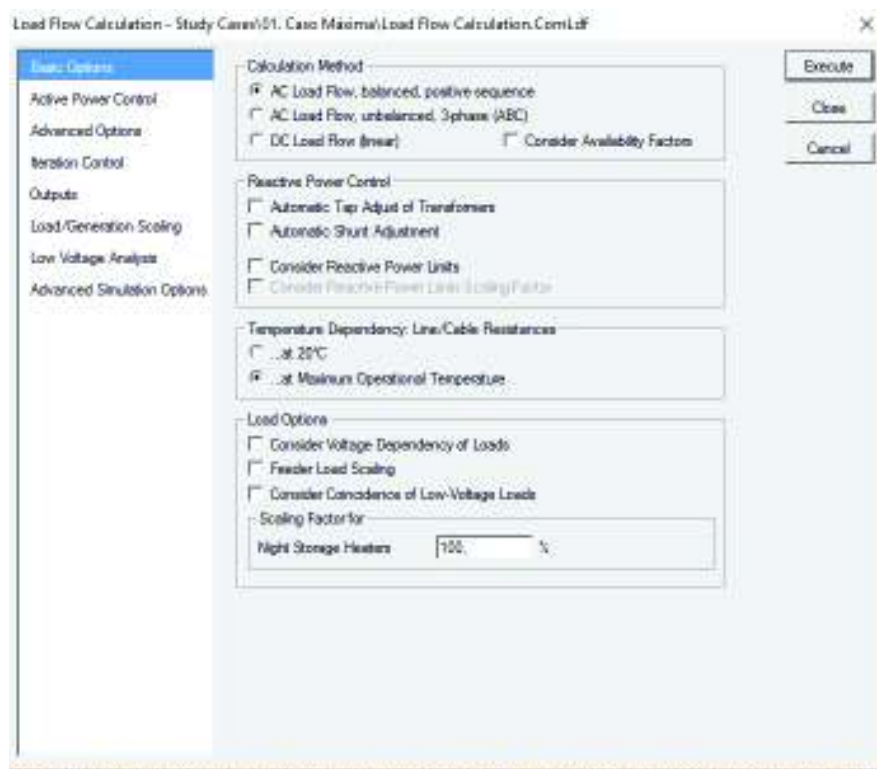
LECTURAS DE POTENCIA DE ALIMENTADORES PRIMARIOS 18 DE NOVIEMBRE DEL 2016								
Alimentadores Primarios	P[MW]	Q[Mvar]	Alimentadores Primarios	P[MW]	Q[Mvar]	Alimentadores Primarios	P[MW]	Q[Mvar]
04_PEN	0,4965857	1,6E-07	38_VIC	1,482355	0,1411248	72_EMAP	0	0
05_CUN	1,127282	0,1510172	39_ATH	0,7504354	0,1481842	73_UBAS	0,1021439	0,0170467
06_NOR	0,6585256	4E-08	3_LJOY	1,032895	0,090941	74_LMER	0,7068002	0,2130765
07_PIA1	1,077607	0,1597749	40_TSL	0,6326849	1,4E-07	75_EALF	0,7610274	0,1765527
10_QSP	1,105777	0,0072856	41_CASH	1,235096	0,15704	76_ARJ	0,3769414	0,0183946
11_BOL	0,6085753	0,0934523	42_12NV	0,9682702	0,1220312	77_VER	0	0
12_MRT	0,8991613	0,1341329	43_MAC	0,1040043	0,0269054	78_CLV	0,2642703	0,028135
13_CAT	0,2282509	0,004312	44_SAL2	0,6866722	0,1056427	79_SUM	0,4833059	0,1195072
14_BELL	0,9808767	0,2221611	46_TOT	0,316207	0,0022952	80_MUY	1,296525	0,3870943
15_SUB	1,125722	0,2107063	47_SAL	0,0161465	0	81_ARC	0,599186	0,2020538
16_FER	0,824315	0,1674111	48_IZA	0,4897084	1,6E-07	82_JUM	0,1681813	0,0586191
17_BNT	1,215284	6,8E-07	49_MGL	1,617155	0,128366	83_RES	0	0
18_QRO	0,5692193	0,0000003	50_PLL	1,013872	1,1E-07	84_CREA	0,7139237	0,0267863
19_CVA	0,780559	4,2E-07	51_S-AND	1,00065	0,1017897	85_PIA2	0,7192366	0,0815314
1_OLI	0,5268584	0,0684973	52_MIG	1,202006	1,4E-07	86_RES	0	0
20_VCT	0,9707286	0,1957771	53_AMZ	0,9511184	0,3601524	87_RES	0	0
21_MCH	0,54934	2,9E-07	54_MIS	0,9651787	0,3065544	88_ING	0	0
22_MTV	0,2800171	0,0114667	55_PER	0,4626966	0,1773366	89_PRA	0	0
23_HUA	0,8222483	0,0368676	56_PLAS	1,728058	0,7400695	8_PIL	0,2661588	0,0218436
24_PAT	1,323036	0,1750815	57_MRF	1,017789	0,1056971	90_CMON	0	0
25_PEL	0,7254264	0,1128962	58_TPRO	1,130906	0,0729119	91_CUM	0	0
26_BÑS	1,761085	0,4341468	59_MAND	0,3381794	0,1239028	9_FCA	2,027993	0,3746995
27_VER	0,5895732	0,49428	60_HOS	0,0064374	0	AGYAL1	1,630734	0,2812735
28_PTT	0,6145191	0,0365895	61_PAU	1,06344	0,3954886	ALM1	0,4348624	0,0563877
29_CRV	0,9900816	0,3128791	62_PLAT	1,067537	0,113991	ALM2	0,4348624	0,0563877
2_UNI	1,12907	0,1236799	63_ETMB	1,616827	0,1320932	ALM3	0,4348624	0,0563877
30_CNT	1,062703	0,3025158	64_SM-BOL	0,1111591	0,0132436	ALM4	0,4348624	0,0563877
31_MRA	1,286347	0,3895393	65_PLRA	0,8254189	0,141889	ALM5	0,4348624	0,0563877
32_CAP	0,6703839	0,1384862	66_CONS	0,0585426	0	ALM6	0,4348624	0,0563877
33_PAS	1,116781	4,4E-07	67_ESP	1,304486	0,2838988	FAI	1,799999	0,4999996
34_IND	0,9362854	0,1776771	68_TOL	0,7468244	0,1810873	P-EC	0	0
35_SRS	0,9261904	0,1709635	69_PAL	0,3807937	2E-08			
36_SUR	1,212536	0,0043265	70_PIC	0,7570565	0,1314884			
37_TAR	0,9410155	0,1572486	71_SFR	1,063165	0,1845411			

### 3.3.1. CONDICIONES ACTUALES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

En condiciones normales de operación, el sistema de subtransmisión de la EEASA ha presentado problemas al operar en configuración radial, en el cual, las protecciones

actúan normalmente al ocurrir alguna contingencia en una de sus líneas, con la desventaja de dejar sin abastecimiento a la subestación ubicada en el extremo alejado de la fuente, originando pérdida en el suministro de energía y saliendo de funcionamiento todas las demás subestaciones aguas abajo del punto de falla.

La Figura 3.7 ilustra una ventana con el tipo de flujo de carga que se simuló en el programa computacional.



**Figura. 3.7.** Ventana del programa PowerFactory para simular flujos de potencia [19].

Los equivalentes modelados en las tres subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC se consideraron como barras SL, ya que mantienen los voltajes y ángulos constantes, con voltaje de 1,00 pu y un ángulo de  $0^{\circ}$ , siendo referencia para las subestaciones de la EEASA. La Tabla 3.16 presenta los datos característicos de las líneas de subtransmisión.

1

<sup>1</sup> \*SL: Barra de compensación, slack (infinita) o de referencia.

**Tabla. 3.16.** Datos del flujo de potencia de las líneas de subtransmisión para sistema radial [16].

Líneas de Subtransmisión	Datos Característicos de las Líneas de Subtransmisión					Demanda Máxima			Demanda Mínima		
	Longitud [km]	Voltaje [kV]	Tipo de Conductor	Corriente Nom [A]	Corriente carga [A]	P [MW]+jQ [Mvar]	Cargabilidad [%]	Corriente carga [A]	P [MW]+jQ [Mvar]	Cargabilidad %	
Ambato-Samanga	4,8	69	559,5 MCM	730	204	24,261+j1,835	27,985	142	16,93+j0,625	27,985	
Samanga-Pillaro	5,66	69	266 MCM	460	48	5,675+j0,366	11,928	27	3,241+j1,05	11,928	
Samanga-Atocha	5,11	69	477 MCM	670	89	10,514+j1,55	15,492	55	6,503+j0,799	15,492	
Atocha-Batán	7,12	69	477 MCM	670	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
Batán-Huachi	5,48	69	477 MCM	670	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
Huachi-Montalvo	6,72	69	477 MCM	670	115	13,731+j0,452	19,355	68	8,085+j0,490	20,015	
Montalvo-Quero	8,35	69	300MCM ACAR	459	42	4,987+j0,127	9,144	26	3,138+j0,030	9,144	
Montalvo-Totoras TRANS	6,07	69	477 MCM	670	191	22,780+j0,147	33,035	113	13,403+j1,662	33,035	
Totoras TRANS-Totoras EEASA	1,3	69	266,8 MCM	460	27	11,581+j1,064	24,267	55	6,339+j1,821	24,267	
Totoras EEASA-Oriente	5,1	69	266,8 MCM	460	65	7,6+j1,623	16,228	36	3,783+j2,189	16,228	
Oriente-Derivación/Loreto	2,65	69	300 MCM	500	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
Ambato-Derivación/Loreto	1,57	69	300 MCM	500	96	11,207+j2,297	21,235	55	6,407+j1,305	21,235	
Totoras TRANS-Pelileo	8,33	69	266,8 MCM	460	-----	-----	-----	-----	-----	-----	
Pelileo-Baños EEASA	18,1	69	266,8 MCM	460	73	8,457+j1,278	18,106	38	4,546+j0,235	17,984	
Baños EEASA-Baños TRANSELECTRIC	8	69	266,8 MCM	460	113	13,241+j2,566	28,147	64	7,558+j1,229	28,072	
Agoyán-Baños TRANS	0,5	69	266,8 MCM	460	-----	-----	-----	-----	-----	-----	

El análisis de flujos de potencia, se realizó en el programa computacional PowerFactory, basado en el método de Newton Raphson, considerando al sistema eléctrico como balanceado, verificando que los valores de voltaje en las barras de 13,8 kV y 69 kV, no estén por debajo o sobre los límites establecidos.

Para modelación en el programa computacional PowerFactory, el voltaje en sistema por unidad debe oscilar entre 0,95 y 1,05 pu., valor establecido por la ARCONEL.

La Tabla 3.17, presenta los datos al simular flujos de potencia en el sistema de subtransmisión de la EEASA a 69 kV, para configuración radial.

**Tabla. 3.17.** Datos al simular flujos de potencia en las barras de 69 kV del sistema de subtransmisión en configuración radial [16].

S/E's de TRANSELECTRIC EP	S/E's de la EEASA	Volt nom [kV]	Demanda Máxima			Demanda Mínima			
			Voltaje referencia [kV]	Ángulo de desfase [°]	Índice de Calidad [%]	Volt nom [kV]	Voltaje ref [kV]	Ángulo desfase [°]	Índice de Calidad [%]
AMBATO	Samanga	69	68,725	-0,595	0,3985507	69	68,827	-0,418	0,2507246
	Pillaro	69	68,582	-0,767	0,6057971	69	68,749	-0,517	0,3637681
	Atocha	69	68,554	-0,866	0,6463768	69	68,726	-0,586	0,3971014
	Loreto	69	68,728	-0,272	0,3942029	69	68,844	-0,155	0,226087
TOTORAS	Huachi	69	68,476	-0,992	0,7594203	69	68,781	-0,74	0,3173913
	Montalvo	69	68,701	-0,732	0,4333333	69	68,883	-0,447	0,1695652
	Quero	69	68,541	-0,943	0,6652174	69	68,786	-0,581	0,3101449
	Totoras	69	68,95	-0,088	0,0724638	69	68,983	-0,053	0,0246377
BAÑOS	Oriente	69	68,851	-0,329	0,215942	69	68,98	-0,195	0,0289855
	Pelileo	69	67,615	-1,335	2,0072464	69	68,293	-0,758	1,0246377
	Baños	69	68,391	-0,551	0,8826087	69	68,664	-0,139	0,4869565

### 3.3.1.1. Flujos de potencia en el sistema de subtransmisión

La operación del sistema de subtransmisión en configuración radial para demanda máxima, determinó que el factor de potencia disminuye de 0,981 a 0,978 en condiciones normales de operación, mientras que para demanda mínima disminuyó de 0,986 a 0,978 en partes del sistema alejadas a la fuente, presentando limitaciones en la red (no altas), ya que se trata de mantener el factor de potencia en 1,00 para no prolongar pérdidas económicas en la empresa distribuidora.

Al realizar flujos de potencia en configuración radial, se analizó el comportamiento del sistema y se determinó la calidad (buena o mala) de servicio entregada a los usuarios.

Un inconveniente para que el índice de calidad incremente, es el de dejar sin servicio de energía eléctrica a los alimentadores primarios al ocurrir alguna contingencia o al existir caídas de voltaje considerables en sus terminales, exponiendo problemas en los conductores, sobrecargando más del límite permitido o aumentando la cantidad de pérdidas técnicas en la red.

El voltaje que toman las subestaciones de la EEASA, para demanda máxima y mínima está presentado en la Tabla 3.18.

**Tabla. 3.18.** Datos al simular flujos de carga en las barras de 13,8 kV en configuración radial [16].

S/E's de la EEASA	Barras	Voltaje nominal [kV]	Demanda Máxima			Demanda Mínima		
			Voltaje de referencia [kV]	Ángulo de desfase [°]	Índice de Calidad [%]	Voltaje de referencia [kV]	Ángulo de desfase [°]	Índice de Calidad [%]
Samanga	B1	13,8	13,78	-32,33	0,14493	13,819	-31,935	0,13768
	B2	13,8	13,644	-32,51	1,13043	13,658	-32,222	1,02899
Píllaro	B	13,8	13,633	27,114	1,21014	13,703	28,231	0,70290
Atocha	B	13,8	13,558	-33,256	1,75362	13,647	-32,153	1,10870
Huachi	B1	13,8	13,633	-35,344	1,21014	13,777	-33,183	0,16667
	B2	13,8	13,541	-33,194	1,87681	13,639	-31,909	1,16667
Montalvo	B	13,8	13,771	-32,542	0,21014	13,853	-31,472	0,38406
Quero	B	13,8	13,631	-32,963	1,22464	13,705	-31,849	0,68841
Totoras	B	13,8	13,713	-31,189	0,63043	13,746	-30,741	0,39130
Oriente	B	13,8	13,791	-31,671	0,06522	13,856	-30,805	0,40580
Loreto	B1	13,8	13,508	-32,957	2,11594	13,621	-31,72	1,29710
	B2	13,8	13,722	-30,421	0,56522	13,762	-30,236	0,27536
Lligua-Peninsula	B	13,8	13,792	-31,585	0,05797	13,947	-30,568	1,06522
Pelileo	B	13,8	13,245	-35,408	4,02174	13,636	-32,289	1,18841
Baños	B	13,8	13,498	-32,418	2,18841	13,627	-31,293	1,25362

### 3.3.1.2. Potencia entregada en el sistema eléctrico

Las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC y de la EEASA entregan potencia a los consumidores (demanda) de la provincia de Tungurahua donde se realizó el estudio, considerando las pérdidas que existen en cada circuito primario y si el calibre del conductor soporta la carga necesaria (cargabilidad) para un voltaje permitido.

En la Tabla 3.19, se presenta los valores de potencia que entregan los equivalentes de red de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC y las que generan las máquinas sincrónicas de la EEASA, para abastecer a todos los alimentadores primarios y secundarios, cuando la demanda llegue a la hora pico de consumo y de la misma manera cuando este consumo sea bajo.

**Tabla. 3.19.** Potencia para los alimentadores primarios en demanda mínima y máxima en configuración radial [16].

Propiedad	S/Es	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
		P[MW]	Q[Mvar]	P[MW]	Q[Mvar]
CELEC EP- TRANSELECTRIC	AMBATO	37,37	4,515	25,159	2,313
	BAÑOS	16,258	3,202	7,56	1,223
	TOTORAS	38,462	0,283	19,742	3,482
EEASA	LLIGUA	1,7	0,006	1,7	0,1

Estos datos se determinaron al realizar flujos de potencia en el software computacional PowerFactory. Para obtener un mejor panorama gráfico del sistema eléctrico, se puede observar en dicho programa.

### 3.3.2. CONDICIÓN PROPUESTA PARA EL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

La configuración radial presenta un análisis con varios déficits de los que se puede solventar la mayoría (ya fueron expuestos algunas deficiencias), proponiendo un método bien manejado y con pocas complicaciones: sistemas mallados, aunque estas configuraciones necesitan más presupuesto económico que la red radial, mantienen el flujo de potencia continuo, ante posibles contingencias presentadas en la red.

El plan de expansión consta de la construcción de nuevas: subestaciones, líneas de subtransmisión, transformadores de potencia, alimentadores primarios y dispositivos de protección, adicional a esto y como prioridad fundamental mallar el sistema. Luego de haber realizado las simulaciones y pruebas correspondientes constatar que es aplicable el trabajo, evidenciando que la operación en configuración mallada tiene más ventajas y características ya mencionadas anteriormente, que incentiven la aplicación de la misma.

La Tabla 3.20, ilustra los datos característicos de los flujos de potencia en las líneas de subtransmisión de la EEASA para operación del sistema en configuración mallada, considerando la potencia que circula por cada una de estas (líneas) para demanda máxima y mínima.

**Tabla. 3.20.** Datos del flujo de potencia en las líneas de subtransmisión para configuración mallada [16].

Datos Característicos de las Líneas de Subtransmisión				Demanda Máxima			Demanda Mínima		
Líneas de Subtransmisión	Volt [kV]	Corriente Nominal [A]	Corriente carga [A]	P [MW]+jQ [Mvar]	Cargabilidad [%]	Corriente carga [A]	P [MW]+jQ [Mvar]	Cargabilidad [%]	
Ambato-Samanga	69	730	237	28,25+j2,083	32,475	157	18,740+j0,401	32,478	
Samanga-Pillaro	69	460	48	5,675+j0,366	11,935	27	3,241+j0,105	11,935	
Samanga-Atocha	69	670	122	14,396+j1,705	21,135	70	8,305+j0,546	21,139	
Atocha-Batán	69	670	33	3,866+j0,019	5,653	15	1,979+j0,267	5,655	
Batán-Huachi	69	670	5	0,166+j0,510	0,921	6	0,395+j0,552	0,932	
Huachi-Montalvo	69	670	117	13,898+j1,067	20,322	71	8,481+j0,168	20,326	
Montalvo-Quero	69	459	42	4,987+j0,127	9,147	26	3,136+j0,031	9,148	
Montalvo-Totoras TRANSELECTRIC	69	670	192	22,949+j0,474	33,289	106	13,801+j0,997	33,292	
Totoras TRANS-Totoras EEASA	69	460	67	8,041+j0,009	16,779	39	4,612+j0,455	16,779	
Totoras EEASA-Oriente	69	460	34	4,066+j0,542	8,564	18	2,058+j0,800	8,564	
Oriente-Der/Loreto	69	500	31	3,522+j1,106	6,885	19	1,721+j1,375	6,885	
Ambato-Der/Loreto	69	500	124	14,738+j1,207	27,439	68	8,103+j0,065	27,439	
Loreto-Der/Oriente	69	500	96	11,197+j2,349	21,276	55	6,396+j1,414	21,277	
Totoras TRANS-Pelileo	69	460	65	7,601+j1,290	16,139	35	4,209+j0,489	16,053	
Pelileo-Baños EEASA	69	460	7	0,804+j0,124	1,726	3	0,324+j0,284	1,712	
Baños EEASA-Agoyán	69	460	47	5,512+j1,045	11,736	28	3,313+j0,673	11,734	
Agoyán-Baños TRANSELECTRIC	69	460	73	8,528+j1,672	18,136	42	4,950+j0,972	18,107	

Con el fin de brindar un servicio continuo y de calidad, cumpliendo los objetivos previamente establecidos; como prioridad, se propuso mejorar los aspectos eléctricos que sean convenientes para aumentar la versatilidad en el sistema de subtransmisión de la EEASA.

La Tabla 3.21, presenta los aportes de potencia al sistema de subtransmisión, en la que constan, la central de generación de la EEASA y la potencia que entregan las subestaciones de subtransmisión de CELEC EP-TRANSELECTRIC para operación en configuración mallada en la provincia de Tungurahua.

**Tabla 3.21.** Potencia para demanda máxima y mínima [16].

Propiedad	S/Es	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
		P[MW]	Q[Mvar]	P[MW]	Q[Mvar]
CELEC EP- TRANSELECTRIC	AMBATO	44,811	3,673	28,693	0,719
	BAÑOS	8,528	1,672	4,95	0,972
	TOTORAS	38,592	1,772	22,623	0,963
EEASA	LLIGUA	1,7	0,006	1,7	0,1

La Tabla 3.22 expresa los datos determinados de flujos de potencia en las barras de 69 kV para el sistema operando en malla.

**Tabla. 3.22.** Datos al simular flujos de carga en las barras de 69 kV del sistema de subtransmisión en configuración mallada [16].

S/E's CELEC-EP TRANSELE CTRIC	S/E's de la EEASA	Voltaje nominal [kV]	Demanda Máxima			Demanda Mínima		
			Voltaje de referencia [kV]	Ángulo de desfase [°]	Índice de Calidad [%]	Voltaje de referencia [kV]	Ángulo de desfase [°]	Índice de Calidad [%]
AMBATO- TOTORAS- BAÑOS	Samanga	69	68,683	-0,691	0,45942	68,818	-0,465	0,26377
	Píllaro	69	68,54	-0,863	0,66667	68,739	-0,564	0,37826
	Atocha	69	68,463	-1,067	0,77826	68,704	-0,684	0,42899
	Loreto	69	68,72	-0,307	0,40580	68,849	-0,176	0,21884
	Batán	69	68,399	-1,213	0,87101	68,691	-0,757	0,44783
	Huachi	69	68,421	-1,214	0,83913	68,716	-0,751	0,41159
	Montalvo	69	68,675	-0,731	0,47101	68,852	-0,453	0,21449
	Quero	69	68,514	-0,942	0,70435	68,755	-0,587	0,35507
	Totoras	69	68,959	-0,058	0,05942	68,98	-0,035	0,02899
	Oriente	69	68,894	-0,181	0,15362	68,965	-0,106	0,05072
	Pelileo	69	67,676	-0,314	1,91884	68,831	-0,179	0,24493
	Baños	69	68,737	-0,235	0,38116	68,838	-0,139	0,23478
Agoján	69	68,978	-0,021	0,03188	68,897	-0,012	0,14928	



La Tabla 3.23, presenta los datos en las barras de 13,8 kV, del análisis de flujos de potencia en demanda máxima y mínima, para operación en configuración mallada.

Los índices de calidad, determinan que por las barras de 13,8 kV circula un voltaje permitido sin afectar a las cargas aguas abajo.

**Tabla. 3.23.** Datos al simular flujos de carga en las barras de 13,8 kV del sistema de subtransmisión en configuración mallada [16].

S/E's de la EEASA	Barras	Voltaje nominal [kV]	Demanda Máxima			Demanda Mínima		
			Voltaje de referencia [kV]	Ángulo de desfase [°]	Índice de Calidad [%]	Voltaje de referencia [kV]	Ángulo de desfase [°]	Índice de Calidad [%]
Samanga	B1	13,8	13,771	-32,428	0,21014	13,819	-31,935	0,13768
	B2	13,8	13,635	-32,61	1,19565	13,658	-32,222	1,02899
Píllaro	B	13,8	13,624	27,015	1,27536	13,703	28,231	0,70290
Atocha	B	13,8	13,539	-33,464	1,89130	13,647	-32,153	1,10870
El Batán	B	13,8	13,591	-32,242	1,51449	13,69	-31,311	0,79710
Huachi	B1	13,8	13,621	-35,348	1,29710	13,777	-33,183	0,16667
	B2	13,8	13,53	-33,194	1,95652	13,639	-31,909	1,16667
Montalvo	B	13,8	13,766	-32,542	0,24638	13,853	-31,472	0,38406
Quero	B	13,8	13,626	-32,963	1,26087	13,705	-31,849	0,68841
Totoras	B	13,8	13,714	-31,159	0,62319	13,746	-30,741	0,39130
Oriente	B	13,8	13,799	-31,522	0,00725	13,856	-30,805	0,40580
Loreto	B1	13,8	13,507	-32,993	2,12319	13,621	-31,72	1,29710
	B2	13,8	13,72	-30,456	0,57971	13,762	-30,236	0,27536
Lligua-Peninsula	B	13,8	13,801	-31,436	0,00725	13,947	-30,568	1,06522
Pelileo	B	13,8	13,464	-34,26	2,43478	13,636	-32,289	1,18841
Baños	B	13,8	13,569	-32,084	1,67391	13,627	-31,293	1,25362
Agoyán	B	13,8	13,669	-31,443	0,94928	13,732	-30,783	0,49275

Las siguientes Tablas de la Sección 3.3.2, permiten comparar los valores que arrojaron los flujos de potencia en configuración mallada, para el análisis con la configuración actual (radial).

### 3.4. ANÁLISIS DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DE LA EEASA

Al tener tabulado los datos más importantes del sistema de subtransmisión de la EEASA, se visualizó las diferencias que existe al simular flujos de potencia para configuración radial y mallada.

La cargabilidad que existe en las líneas de subtransmisión de las dos configuraciones (radial y mallada) tiende a variar una de otra, ya que se distribuyen carga entre las tres subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, manteniendo el flujo de potencia constante, lo cual hace que por un sistema mallado fluya corriente mucho menor a la

configuración radial en ciertos sectores del sistema, muy diferente a la que puede soportar el conductor.

Por medio de la transferencia de carga realizada entre las dos nuevas subestaciones en construcción, se estimó no sobrecargar los transformadores de potencia de las subestaciones; Loreto y Baños EEASA, y así cumplan la vida útil presentada por los fabricantes.

Se analizó la condición más crítica, considerando que el flujo de potencia siga abasteciendo por medio de los transformadores de potencia de la subestación Ambato o Totoras, ya que estos (transformadores) son los que más potencia aportan al sistema de la EEASA, donde no se prevee que una de estas subestaciones deje de operar (Totoras o Ambato) y suministre a toda la carga dispuesta en la red, determinando serios problemas en caídas de voltaje. Este inconveniente sería un caso difícil de solventar, debido a que se requiere mantener el flujo de potencia con el menor número de interrupciones posibles en el año.

Los índices de calidad determinados para las barras de 69 kV y 13,8 kV en configuración mallada son mejores que los datos determinados en configuración radial, porque no existen cortes o caídas de voltaje en las subestaciones más lejanas a la fuente principal o por el aumento de carga, sobrecargando las líneas de subtransmisión a más del 80%. Esta comparación es un buen indicio para la operación de la red en configuración mallada.

#### **3.4.1. CONDICIÓN CRÍTICA PARA SALIDA DE ALGUNA SUBESTACIÓN DE CELEC EP-TRANSELECTRIC**

Para el caso más drástico no esperado, en que la única subestación considerable quede fuera de funcionamiento (Ambato) y la que permanezca en operación sea Totoras y Baños CELEC EP-TRANSELECTRIC, se analizó que el transformador de potencia pueda soportar la mayor carga con una potencia en funcionamiento de 92,957 MW y 93,425 MVar y con menor capacidad Baños CELEC EP-TRANSELECTRIC. Al comparar dichos valores con la Tabla 3.5, se observa que la subestación Totoras puede abastecer al sistema en sí, con caídas de voltaje altas, no operando en el límite

establecido, pero llegando a suministrar voltaje hasta la subestación más alejada de esta fuente.

De manera similar, se analizó el sistema con la salida de la subestación Totoras, mediante el criterio de contingencias de n-1, donde la toda la carga estimada para la provincia de Tungurahua tome la subestación Ambato, con una capacidad en potencia de 93,021 MW y 93,513 MVAr y respectivamente con menor capacidad Baños CELEC EP-TRANSELECTRIC. La consideración mencionada, determinó que el transformador de potencia instalado no abastece a la red completamente, pero suministra potencia aún sobrecargado. Este transformador (Totoras) está diseñado para soportar una sobrecarga del 25% (93,75 MVA, el de mayor potencia) adicional a la capacidad establecida de acuerdo al dato de placa, llegando a operar en el límite, ocasionando que se deteriore más rápido al esperado o determinado por el fabricante.

Existe abismal diferencia para que en esta condición crítica (n-1), la subestación Baños llegue a abastecer a todo el sistema, ya que el transformador de potencia instalado en el patio no es de gran capacidad en comparación con los (transformadores) de las otras subestaciones: Ambato y Totoras, en el cual, la máxima carga que podría alimentar es hasta 41,25 MVA, (esta potencia es con el 25% de sobrecarga), dejando a la mayoría de subestaciones de la EEASA sin energía eléctrica. Sería una complicación que salgan de funcionamiento la subestación Ambato o Totoras, que son las que más aportes de potencia entregan al sistema.

Se analizó como peor condición (n-1) realizar este análisis, y que cada subestación de CELEC EP-TRANSELECTRIC consuma toda la carga posible, con el fin de verificar su funcionamiento, considerando las dos nuevas subestaciones ya en implementación, con la nueva carga estimada que tomará cada alimentador.

## **CAPÍTULO IV**

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

La simulación de cortocircuitos y flujos de potencia en una red eléctrica, determinan valores característicos de corriente necesarios para ajustar y coordinar los equipos de protección.

Los dispositivos de protección, diferenciales y de sobrecorriente, se modelaron considerando varios aspectos como: corrientes de cortocircuito, capacidad nominal de los dispositivos instalados en las subestaciones, crecimiento del sistema de subtransmisión, etc., debido a la operación de la red eléctrica de la EEASA en configuración mallada.

Para validar los ajustes y verificar la coordinación de los relés de sobrecorriente entre la ruta de cada bahía, se simuló eventos de cortocircuitos en demanda máxima y en las figuras presentadas se observó el comportamiento de las curvas características de corriente vs tiempo. Los tiempos en los que actúan estas protecciones, respetan el límite de operación establecido en la norma [17], la misma que se aplicó en el presente estudio para asegurar la coordinación de los relés.

El límite mencionado señala que el intervalo de tiempo mínimo entre la operación de relés de estado sólido es de 250 ms.

Para validar los ajustes de los relés diferenciales implementados, se simuló diferentes tipos de cortocircuito en las líneas de subtransmisión que unen las subestaciones de la EEASA con las de CELEC EP-TRANSELECTRIC consideradas estas como fallas internas, y las que se presentan fuera de las líneas como externas. Por medio de la característica de operación se verificó el correcto funcionamiento de los equipos.

Bajo las consideraciones mencionadas, el trabajo realizado en la red eléctrica de la EEASA en alimentadores primarios, transformadores de potencia y líneas de subtransmisión, determina que el sistema de protecciones opera correctamente bajo condiciones de falla, sin interrumpir la continuidad del flujo de potencia en la red.

## **4.1. EQUIPOS DE PROTECCIÓN PARA OPERACIÓN EN MALLA DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA**

Los equipos de protección de la EEASA modelados son:

- Relés diferenciales para las líneas de subtransmisión que se conectan con el transmisor.
- Relés de sobrecorriente direccional para las líneas de subtransmisión a la salida de cada subestación.
- Relés de sobrecorriente para:
  - Los transformadores de potencia en el lado de bajo voltaje.
  - Los alimentadores primarios a la salida de cada subestación de la EEASA.
- Fusibles aguas abajo del punto de conexión del relé del alimentador primario.

La coordinación de los relés se desarrolló de tal manera que actúe primero la protección más cercana al punto de contingencia, en caso de no operar este dispositivo, deberá hacerlo el relé instalado aguas arriba del punto de falla.

### **4.1.1. CORTOCIRCUITOS EN LAS BARRAS DE 69 kV y 13,8 kV**

Los niveles de cortocircuito determinados por simulación en las barras de las subestaciones de la EEASA, establecen la capacidad operativa de todos los equipos instalados en cada una de dichas subestaciones, soportando algún tipo de sobrecorriente presentado en la red. Además, los niveles de sobrecorriente encontrados forman parte de la información base para el presente estudio, garantizando que los ajustes de los relés de protección estén correctamente definidos.

La corriente primaria de los transformadores de corriente en las barras de 69 kV y 13,8 kV, se ajustaron de acuerdo al mayor valor de la corriente de cortocircuito simulada, de tal manera que estos equipos midan la sobrecorriente que circula en la red y posteriormente los relés de protección operen. Los cálculos determinados de cada TC para diferente voltaje se presentan en la sección 4.1.2.1.

Mediante los datos facilitados por la empresa transmisora del país, se modelaron los equivalentes presentados en las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, con el fin de no conectar todo el Sistema Nacional Interconectado. Se simuló cortocircuitos en las barras de la EEASA, obteniendo los valores que se especifican en las Tablas 4.1 y 4.2, respectivamente, los utilizados para ajustar los relés de protección instantáneos.

La Tabla 4.1 presenta los valores de corriente de cortocircuitos simulados en demanda máxima en las barras de las subestaciones de la EEASA a 69 kV.

**Tabla. 4.1.** Niveles de cortocircuitos en las barras de 69 kV [Elaboración Propia].

No	Barra	Falla Trifásica	Falla Bifásica	Falla Monofásica		Falla Bifásica a Tierra	
		Fase (kA)	Fase (kA)	Fase (kA)	3lo (kA)	Fase (kA)	3lo (kA)
1	Ambato TRANSELE CTRIC	10,535	8,65	10,985	10,985	10,717	12,227
2	Píllaro	4,869	4,013	3,543	3,543	4,329	2,869
3	Samanga	7,199	6,226	6,221	6,221	6,998	5,482
4	Atocha	5,968	5,163	4,716	4,716	5,681	3,899
5	Batan	5,457	4,722	4,153	4,153	5,153	3,351
6	Huachi Transforma dor 1	5,682	4,917	4,368	4,368	5,375	3,547
7	Quero	4,001	3,463	2,867	2,867	3,678	2,235
8	Montalvo	6,932	5,998	5,743	5,743	6,663	4,903
9	Totoras TRANSELE CTRIC	10,622	9,188	11,465	11,465	11,23	12,485
10	Pelileo	6,055	5,242	4,826	4,826	5,691	4,013
11	Baños EEASA	4,428	3,836	3,733	3,733	4,183	3,224
12	Agoyán	4,719	4,091	4,799	4,799	4,897	4,867
13	Baños TRANSELE CTRIC	4,756	4,122	4,923	4,923	5,016	5,084
14	Totoras EEASA	9,905	8,568	9,871	9,871	10,05	9,857
15	Oriente	9,001	7,785	8,33	8,33	8,954	7,762
16	Loreto	6,627	5,732	5,625	5,625	6,362	4,892

Las corrientes de cortocircuito indicadas en la Tabla 4.1, se obtuvieron de las simulaciones en las barras de 69 kV en demanda máxima, permitiendo calcular la corriente primaria de los TCs, para posteriormente determinar la relación de transformación de los transformadores de corriente a las salidas de las subestaciones de la EEASA.

Se simuló cortocircuitos en demanda máxima en las barras de 13,8 kV. Datos (Tabla 4.2) que establecieron la relación de transformación de los transformadores de corriente de los alimentadores primarios a las salidas de cada subestación de la EEASA en bajo voltaje.

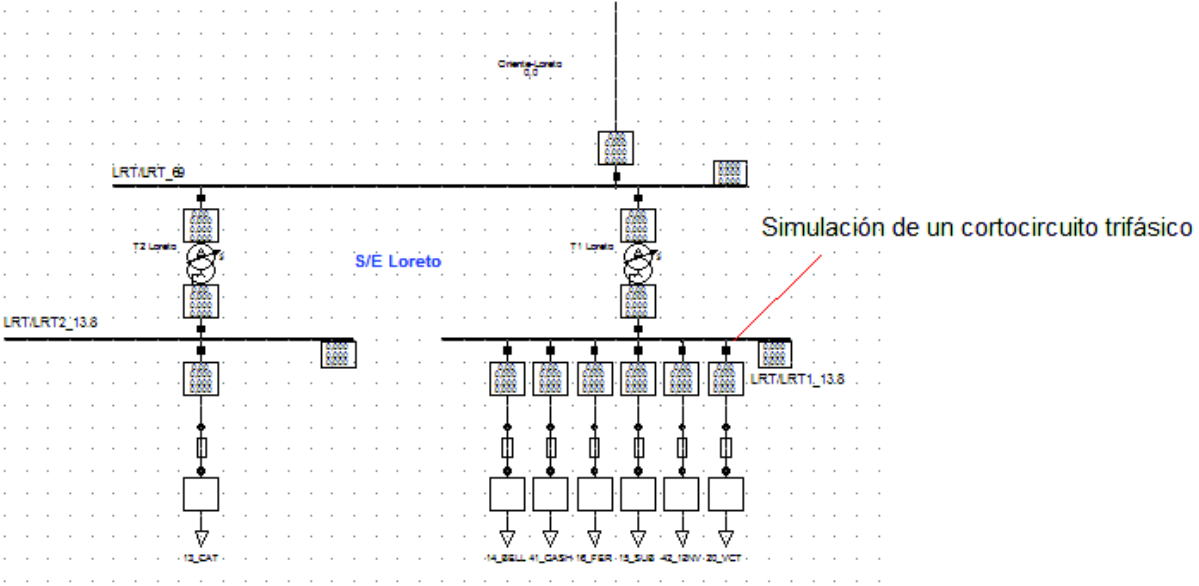
La Tabla 4.2 presenta los valores de cortocircuitos en las barras de las subestaciones de la EEASA a 13,8 kV.

**Tabla. 4.2.** Niveles de cortocircuitos en las barras de 13,8 kV [Elaboración Propia].

<b>NIVELES DE CORTOCIRCUITOS EN LAS BARRAS DE 13,8 kV</b>							
<b>N</b>	<b>Barra</b>	<b>Falla Trifásica</b>	<b>Falla Bifásica</b>	<b>Falla Monofásica</b>		<b>Falla Bifásica a Tierra</b>	
		Fase (kA)	Fase (kA)	Fase (kA)	3lo (kA)	Fase (kA)	3lo (kA)
1	Pillaro	4,779	4,138	5,128	5,128	5,015	5,535
2	Samanga T2	4,482	3,881	4,675	4,675	4,596	4,888
3	Samanga T1	4,482	3,881	4,675	4,675	4,596	4,888
4	Atocha	7,492	6,486	8,173	8,173	7,493	8,994
5	Batan	6,591	5,707	7,166	7,166	6,947	7,856
6	Huachi T1	4,362	3,777	4,596	4,596	4,508	4,858
7	Huachi T2	4,361	3,776	4,595	4,595	4,505	4,857
8	Quero	4,408	3,817	4,752	4,752	4,667	5,153
9	Montalvo	4,475	3,875	4,676	4,676	4,589	4,897
10	Pelileo	6,802	5,892	7,463	7,463	7,212	8,264
11	Baños EEASA	4,494	3,892	4,816	4,816	4,724	5,188
12	Agoyán	3,82	3,309	4,039	4,039	3,949	4,282
13	Totoras EEASA	6,889	5,965	7,223	7,223	7,078	7,594
14	Oriente	10,523	9,115	11,463	11,463	11,081	12,581
15	Lligua	3,087	2,675	3,249	3,249	3,512	3,362
16	Loreto T1	6,887	5,963	7,397	7,397	7,215	7,993
17	Loreto T2	6,887	5,963	7,397	7,397	7,215	7,993

Se consideró como ejemplo la barra de 13,8 kV en la subestación Loreto, determinando valores de corriente de cortocircuito en el sistema de subtransmisión de la EEASA conectado al SNI.

La Figura 4.1 presenta el ejemplo demostrativo al simular un cortocircuito en la barra de 13,8 kV de la subestación Loreto.



**Figura 4.1.** Subestación Loreto, tomada como ejemplo para la simulación de un cortocircuito. [Elaboración Propia].

Los valores de diferentes tipos de cortocircuitos determinados en mencionada barra se presentan en la Tabla 4.3.

**Tabla. 4.3.** Niveles de cortocircuitos en la barra de 13,8 kV de la subestación Loreto [Elaboración Propia].

NIVELES DE CORTOCIRCUITOS EN LA BARRA DE 13,8 kV							
N	Barra	Falla Trifásica	Falla Bifásica	Falla Monofásica		Falla Bifásica a Tierra	
		Fase (kA)	Fase (kA)	Fase (kA)	3xIo (kA)	Fase (kA)	3xIo (kA)
1	Loreto T1	7,545	6,534	8,230	8,230	7,946	9,054

Comparando los valores de la simulación de cortocircuitos en el sistema de la EEASA conectado al SNI con los determinados de las redes equivalentes, se observó que la



diferencia no es muy considerable, por tal razón las RTCs calculadas de los transformadores de corriente no cambia.

La Tabla 4.4 presenta la diferencia de corriente que existe en la barra de 13,8 kV en la subestación Loreto.

**Tabla. 4.4.** Diferencia de niveles de cortocircuitos en la barra de 13,8 kV de la subestación Loreto [Elaboración Propia].

<b>DIFERENCIA DE CORRIENTES DE CORTOCIRCUITOS EN LA BARRA DE 13,8 kV</b>							
<b>N</b>	<b>Barra</b>	<b>Falla Trifásica</b>	<b>Falla Bifásica</b>	<b>Falla Monofásica</b>		<b>Falla Bifásica a Tierra</b>	
		Fase (A)	Fase (A)	Fase (A)	3xlo (A)	Fase (A)	3xlo (A)
1	Loreto T1	376	326	295	295	303	175

El análisis realizado para las barras de todas las subestaciones de la EEASA y de CELEC EP-TRANSELECTRIC es el mismo. Los datos, se observan en el anexo digital 2.

#### **4.1.2. MODELACIÓN DE LOS TCs Y TPs EN LAS BAHÍAS DE 69 kV y 13,8 kV**

##### **4.1.2.1. Transformadores de Corriente**

Los transformadores de corriente implementados en el sistema de subtransmisión de la EEASA miden los valores de corriente nominal y sobrecorrientes que circulan por la red.

La relación de transformación (RTC) de los transformadores de corriente, se determinó mediante la ecuación fijada en el Capítulo 2 (Ecuación 2.1).

*Ejemplo de cálculo de la RTC, en las barras de 69 kV y de 13,8 kV de la subestación Samanga.*

Potencia Aparente: 20 VA.

Clase de precisión: 5P.

Factor límite de precisión: 20.

Especificación: 20 VA Clase 5P20.

La especificación implica que, a 20 veces la corriente nominal del TC, se garantiza un 5% de error en la medición, si la corriente sobrepasa este valor (20 veces la nominal), el TC presenta saturación y por ende no se asegura el error máximo indicado por el fabricante.

De la ecuación 2.1, se realiza el cálculo de la corriente en el primario y posteriormente la relación de transformación del TC:

- Para la barra de Samanga 69 kV.

$$I_{TC\_primario} = \frac{7199 A}{20} = 359,95 A \quad \gg \quad RTC = 400/5$$

Donde:

*RTC*: Relación de transformación del TC.

7199 A: Es la mayor corriente de cortocircuito (de la Tabla 4.1) simulada en la bahía de la barra de 69 kV en la subestación Samanga.

20: Factor límite de precisión (Cap.2).

400 A: El valor estándar de la corriente primaria del transformador de corriente (Cap.2).

5 A: El valor de la corriente secundaria del TC (Cap.2).

Una vez establecida la RTC, se compara el valor de la corriente primaria del TC con la corriente máxima de carga que pasa por este transformador siendo inferior a la primera. En caso que la corriente de demanda máxima sea mayor a la corriente del primario del TC, se modifica la RTC de modo que se satisfaga esta condición.

- Para la barra de Samanga 13,8 kV, en el transformador 1.

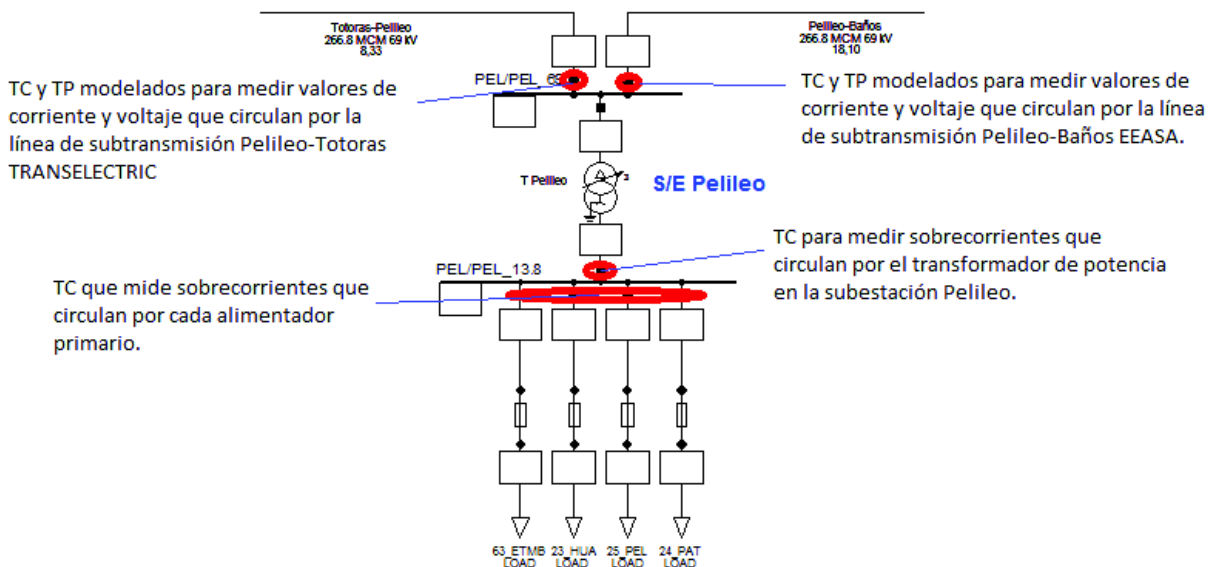
$$I_{TC\_primario} = \frac{4888 A}{20} = 244,4 A \quad \gg \quad RTC = 300/5$$

Donde:

- RTC*: Relación de transformación del TC.
- 20: Su factor límite de precisión (Cap.2).
- 4888 A: Es la mayor corriente de cortocircuito (de la Tabla 4.2) simulada en la bahía de la barra de 13,8 kV en la subestación Samanga.
- 300 A: El valor estándar de la corriente primaria del TC (Cap.2).
- 5 A: El valor de la corriente secundaria del TC (Cap. 2).

Se consideró un dato aproximado a uno normalizado, hacia arriba del valor calculado para determinar las RTCs en las bahías de 69 kV y 13,8 kV, considerando el error que presenta el TC según el dato de placa.

En la Figura 4.2, se observa los TCs y TPs modelados en las bahías de 69 kV y 13,8 kV en la subestación Pelileo.



**Figura 4.2.** Subestación Pelileo, con los puntos indicados donde se modelaron los equipos de medida. [Elaboración Propia].

#### 4.1.2.2. Transformadores de Voltaje

Dado que a nivel de 69 kV (redes de subtransmisión), se implementaron relés de sobrecorriente direccional para la operación en malla del sistema, es necesario contar

con transformadores de voltaje que alimenten a dichos relés, de modo que se habilite la función de direccionalidad.

La relación de transformación de los TPs, queda establecida de acuerdo al voltaje nominal del sistema (voltaje del primario del TP) y al voltaje nominal de los relés de protección (voltaje del secundario del TP). Es decir, para el sistema bajo estudio, todas las RTPs corresponden a un valor de 69000 V/ 115 V.

#### **4.2. AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE EN CONFIGURACIÓN MALLADA**

En base a los análisis de flujos de potencia y simulación de cortocircuitos en la red, se realizó los ajustes de los equipos de protección para la operación del sistema en configuración mallada, manteniendo un intervalo mínimo de tiempos de coordinación entre los relés de sobrecorriente.

La Tabla 4.5 presenta el error de ajuste de los relés de sobrecorriente.

**Tabla 4.5.** Error de ajuste de los relés de protección [15].

<b>Componente</b>	<b>Porcentaje de error [%]</b>
Error de los transformadores de corriente	5
Error del relé	1
Tolerancia de cálculo	5
Total	11% Aproximación al 20%

Por criterio del autor del presente trabajo, se consideró la posibilidad de que en los ajustes de los relés de sobrecorriente exista un margen de diferencia que puede llegar al 20 % del valor calculado.

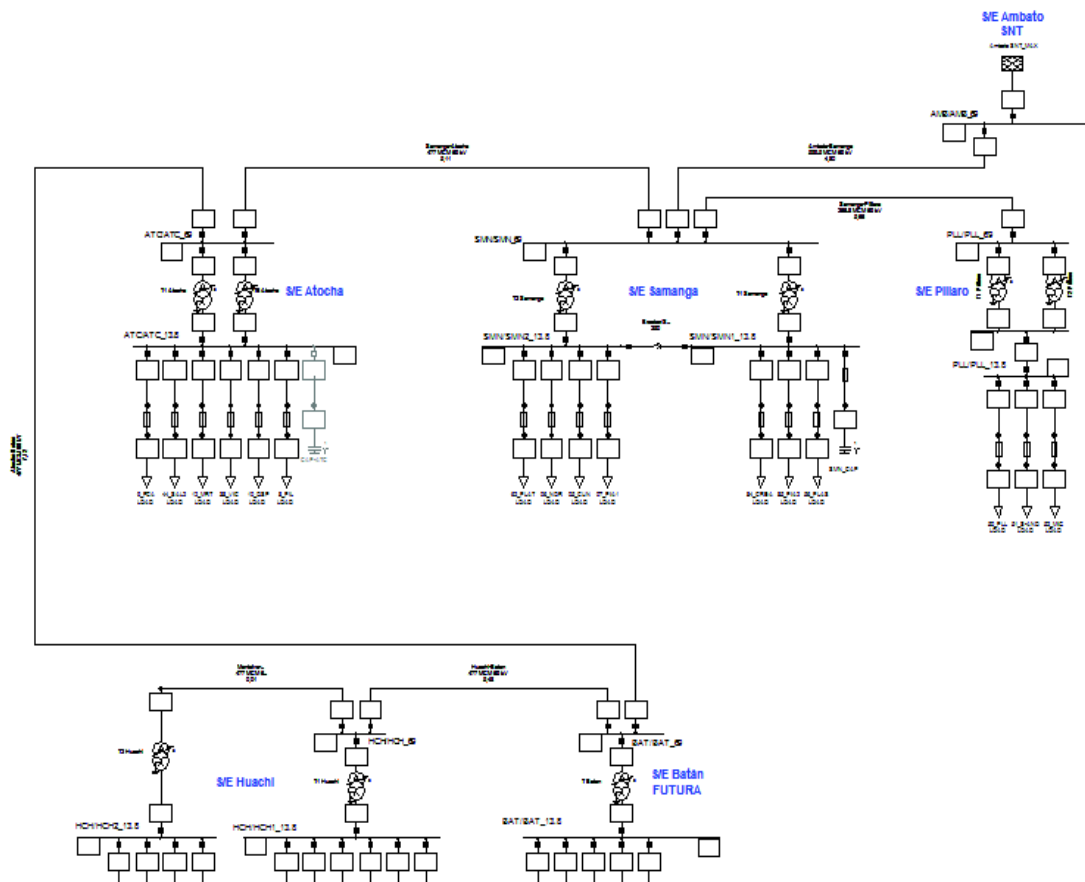
En las siguientes secciones, se detalla la metodología aplicada para ajustar las protecciones modeladas, describiendo el criterio considerado dentro de la filosofía de protección de la EEASA.

#### 4.2.1. AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL PARA PROTECCIÓN DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN

Los equipos que protegen las líneas de subtransmisión a las salidas de las subestaciones, se modelaron con relés de sobrecorriente direccional (67 y 67N), operando cómo protección principal o de respaldo.

Los relés de protección tienen activados la función direccional y operan al detectar sobrecorrientes solo al frente del punto donde están instalados estos equipos, asegurando mayor selectividad en el sistema.

La Figura 4.3 ilustra la bahía Huachi en la subestación Batán con los transformadores de potencia en mención, necesarios para ajustar los relés que protegen las líneas de subtransmisión



**Figura 4.3.** Bahía Huachi en la subestación Batán, con los transformadores mencionados [Elaboración Propia].

Según el criterio de la EEASA, los ajustes de los relés de sobrecorriente temporizados de fase que protegen a las líneas de subtransmisión, se determinaron de acuerdo a la corriente de carga nominal que soportan los transformadores de potencia sin sobrecarga, comprobando que estos dispositivos no operen al existir flujo de potencia en condiciones normales de operación.

Aplicando las ecuaciones establecidas en el Capítulo 2, se realizó el cálculo de la corriente de arranque (pickup) del relé de sobrecorriente direccional de fase de la bahía Huachi en la subestación Batán.

Potencia del transformador de la subestación Samanga:	2×12	MVA
Potencia del transformador de la subestación Píllaro:	2×5	MVA
Potencia del transformador de la subestación Atocha:	2×10	MVA
Potencia del transformador de la subestación Batán:	10	MVA
Total de potencia:	64	MVA
Voltaje de fase:	69	kV

De la ecuación 2.21:

$$I_{carga} = \frac{64000 \text{ kVA}}{69 \text{ kV} \times \sqrt{3}}$$

$$I_{carga} = 535,51 \text{ A}$$

El dato obtenido de corriente nominal de carga, se multiplica por un factor de seguridad, aplicando la ecuación 2.22, se tiene:

$$I_{ajuste} = 535,51 \text{ A} \times 1,25$$

$$I_{ajuste} = 669,4 \text{ A}$$

El valor calculado determina el ajuste de la corriente de arranque del relé de sobrecorriente direccional.

Donde:

64000 kVA: Potencia total de los transformadores de las subestaciones de la EEASA.

69 kV: Voltaje de línea en la bahía de la subestación Totoras.

$\sqrt{3}$ : Constante para multiplicar por el voltaje.

1,25: Factor de seguridad.

535,51 A: Corriente de carga de la bahía.

669,4 A: Corriente primaria para ajustar el relé de sobrecorriente direccional.

Los cálculos para los restantes relés de sobrecorriente direccional temporizados, se realizaron de manera similar al ejemplo presentado en esta sección.

Los valores referenciales con los que se ajustaron los relés de sobrecorriente direccional, se observan en la Tabla 4.6.

**Tabla 4.6.** Corriente de referencia para ajustar los relés de sobrecorriente direccional temporizados de fase que protegen las líneas de subtransmisión [Elaboración Propia].

Línea de Subtransmisión de S/E a S/E		Flujo de carga	
Salida	Entrada	Corriente [A]	Voltaje [kV]
Ambato TRANSELECTRIC	Samanga	700	69
	Derivación/Loreto	632,8	69
Samanga	Píllaro	105	69
	Atocha	585,71	69
	Ambato	200,9	69
Atocha	Batán	418,36	69
	Samanga	285	69
Batán	Huachi	235,2	69
	Atocha	451,8	69
Huachi	Montalvo	168	69
	Batán	535,51	69
Montalvo	Quero	104,8	69
	Totoras TRANSELECTRIC	119,51	69
	Huachi	661,6	69
Totoras TRANSELECTRIC	Totoras EEASA	632,8	69

	Montalvo	700	69
	Pelileo	260,4	69
Totoras EEASA	Oriente	500	69
	Totoras TRANSELECTRIC	105	69
Oriente	Derivación/Loreto	268,2	69
	Totoras EEASA	134,1	69
Pelileo	Totoras TRANSELECTRIC	105	69
	Baños EEASA	126	69
Baños EEASA	Pelileo	134	69
	Agoyán	76	69
Agoyán	Baños TRANSELECTRIC	70	69
	Baños EEASA	218	69
Baños TRANSELECTRIC	Agoyán	260,8	69

Según el criterio de la EEASA, los relés de sobrecorriente direccional temporizados de tierra (67N), se ajustaron del 40% al 60% de la corriente de arranque de fase (67).

Los ajustes de los relés de sobrecorriente direccional instantáneos para protección de las líneas, se determinaron con los valores de la corriente (de la Tabla 4.1) de falla simulados al frente del punto (siguiente bahía de la barra de 69 kV) donde se implementaron los dispositivos, multiplicando por un factor de seguridad de 1,25, para [16]:

- Fase: El mayor valor de la corriente de cortocircuito al simular una falla: trifásica, bifásica, monofásica o bifásica-tierra.
- Tierra: El mayor valor de la corriente de cortocircuito de secuencia cero al simular una falla bifásica o monofásica a tierra.

#### **4.2.2. AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS**

Los ajustes de los relés de sobrecorriente temporizados de fase que protegen a los alimentadores primarios, se determinaron de acuerdo a la corriente base del calibre de la troncal principal que soporta cada conductor. Estos valores que se encuentran en la Tabla 4.7 (corriente de los conductores), se multiplicaron por un factor de seguridad de 1,25. Los cálculos se aplicaron con la ecuación 2.22 del Capítulo 2, similar al



ejemplo de análisis de ajuste de los relés de sobrecorriente direccional que protegen a las líneas de subtransmisión.

El siguiente cálculo muestra la corriente de ajuste del pickup del relé de sobrecorriente de fase del alimentador primario Cunchibamba en la subestación Samanga.

$$I_{ajuste} = 216 A \times 1,25$$

$$I_{ajuste} = 270 A$$

Donde:

216 A: Corriente del calibre para el alimentador Cunchibamba.

1,25: Factor de seguridad.

270 A: Corriente primaria para ajustar el relé de sobrecorriente.

Los relés de sobrecorriente temporizados de tierra, se ajustaron con un valor de entre el 30% al 50% de la corriente de arranque de los relés de fase. La función direccional de los relés de sobrecorriente se desactivó, para que estos dispositivos operen al detectar corrientes de cortocircuito en cualquier dirección.

La Tabla 4.7 presenta las intensidades de corriente referenciales para calcular los ajustes de los relés de sobrecorriente que protegen a los alimentadores primarios.

**Tabla. 4.7.** Intensidad de corriente referencial para ajustar los relés [Elaboración Propia].

Subestaciones de la EEASA	Cantidad de Alimentadores Primarios	RTC	Voltaje [kV]	Corriente [A]
Samanga	7	300/5	13,8	216
Píllaro	3	200/5	13,8	184
Atocha	6	300/5	13,8	264
Batán	5	300/5	13,8	216
Huachi Trafo 1	5	300/5	13,8	240
Huachi Trafo 2	4	300/5	13,8	240
Montalvo	3	250/5	13,8	216
Quero	4	300/5	13,8	200
Totoras	6	400/5	13,8	216

Lligua-Peninsula	2	250/5	13,8	216
Oriente	5	600/5	13,8	216
Loreto	7	400/5	13,8	216
Pelileo	3	300/5	13,8	216
Baños	3	300/5	13,8	208
Agoyán	1	300/5	13,8	160

En los relés de sobrecorriente para fase y tierra (50 y 50N), se desactivó la función instantánea, debido a que se pierde selectividad cuando existen fallas aguas abajo de la troncal principal cerca del primer fusible instalado, ocasionando que opere el fusible y relé de protección al mismo tiempo.

#### 4.2.3. AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE PARA PROTECCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Los ajustes de operación mínima de los relés de sobrecorriente de fase que protegen a los transformadores de potencia, se obtuvieron multiplicando los valores de corriente nominal de la Tabla 4.8 por un factor de seguridad de valor igual a 1,5, aplicando la ecuación 2.22 del Capítulo 2. El factor de seguridad seleccionado es mayor a los considerados anteriormente, para mejor la seguridad de protección del equipo.

El ajuste del pickup del relé de sobrecorriente de fase del transformador de potencia (T1) de la subestación Samanga, se calculó de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = 437 A \times 1,5$$

$$I_{ajuste} = 656 A$$

Donde:

437 A: Corriente nominal de operación del transformador de potencia de la subestación Samanga.

1,5: Factor de seguridad.

656 A: Corriente primaria con la cual se ajustó el relé de sobrecorriente del transformador de potencia.

El cálculo para ajustar cada relé de sobrecorriente de fase que protege al transformador de potencia en cada subestación, se aplicó bajo el mismo procedimiento.

En los relés de sobrecorriente no se activaron: la función instantánea 50 y 50N, ni la función direccional, esta última para que el relé de protección opere al detectar algún valor de corriente de cortocircuito que circule por la red, en cualquier sentido.

Para ajustar los relés de sobrecorriente de tierra (51N), se consideró un valor del 30% al 60% de la corriente de arranque de los relés de sobrecorriente de fase.

Los datos de la Tabla 4.8, se determinaron de acuerdo a la capacidad operativa de los transformadores de potencia.

**Tabla. 4.8.** Niveles de corriente referenciales para ajustar los relés de los transformadores de potencia [Elaboración Propia].

Subestaciones de la EEASA	Potencia Nominal [MVA]	Cantidad		Corriente [A]	RTC
Samanga	12/16,5	2	T1	437	800/5
			T2		
Píllaro	5/6,25	2	T1	348	600/5
			T2		
Atocha	10/12,5	2	T1	348	600/5
	10/12,5		T2		
El Batán	16/20	1	T1	560	1000/5
Huachi	10/12,5	2	T1	348	600/5
	10/12,5		T2		
Montalvo	10/12,5	1	T1	348	600/5
Quero	10/12,5	1	T1	348	600/5
Totoras	16/20	1	T1	556	600/5
Oriente	12/15.	2	T1	416	800/5
	12/15.		T2		
Loreto	16/20	2	T1	560	1000/5
	16/20		T2		
Peninsula	3,5/3,5	1	T1	480	600/5
Pelileo	10/12,5	1	T1	348	600/5
Baños	10/12,5	1	T1	348	600/5
Agoyán	5/6,25	1	T1	348	600/5

### **4.3. COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE DEL SISTEMA EN MALLA**

Las Figuras que se muestran en las siguientes secciones presentan la coordinación de los relés de sobrecorriente, observando el comportamiento de los equipos de protección del sistema de subtransmisión (en las líneas de subtransmisión, transformadores de potencia y alimentadores primarios) de la EEASA. El tipo de fusible utilizado es idéntico para cada alimentador primario, con el mismo intervalo de tiempo de operación entre el fusible y el relé de protección.

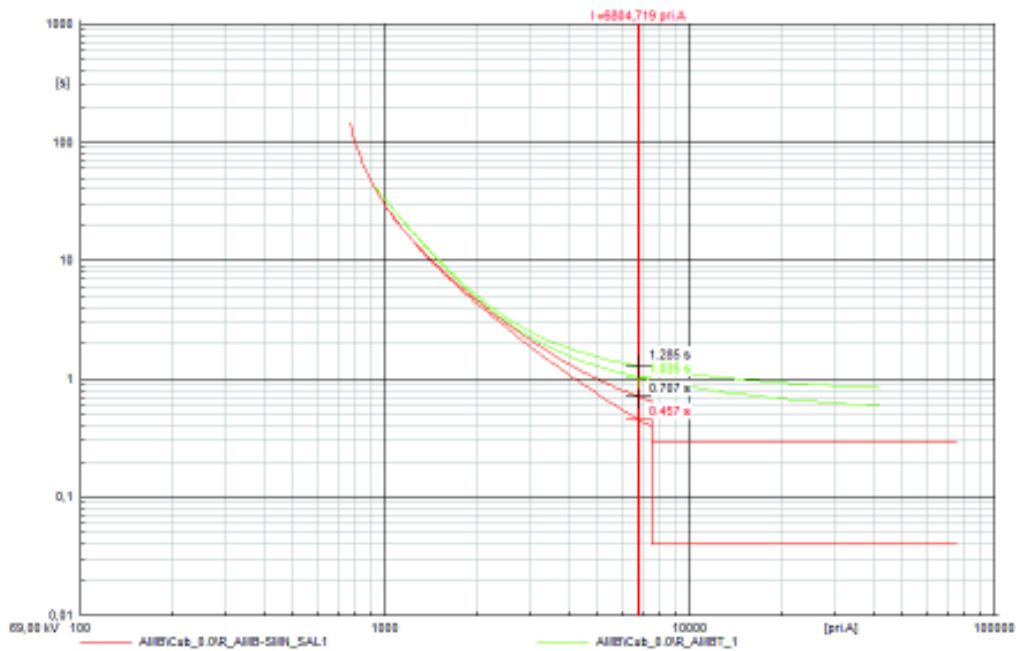
Los tiempos de operación de los relés en el sistema eléctrico de la EEASA conectado al SNI y a los equivalentes, se observan en las Figuras presentadas en las siguientes secciones.

#### **4.3.1. COORDINACIÓN DE RELÉS DE SOBRECORRIENTE DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN A LA SALIDA DE CADA SUBESTACIÓN Y RELÉS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE CELEC EP-TRANSELECTRIC**

La coordinación de los relés de sobrecorriente direccional, determinaría que se eleve o no el DIAL de los relés de sobrecorriente electromecánicos que protegen a los transformadores de potencia en las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, para futuro aumento de la red. En la coordinación, se consideró que tales curvas no sobrepasen la curva de daño de mencionados transformadores y de esta manera no tener problemas con los ajustes ya establecidos por la empresa transmisora.

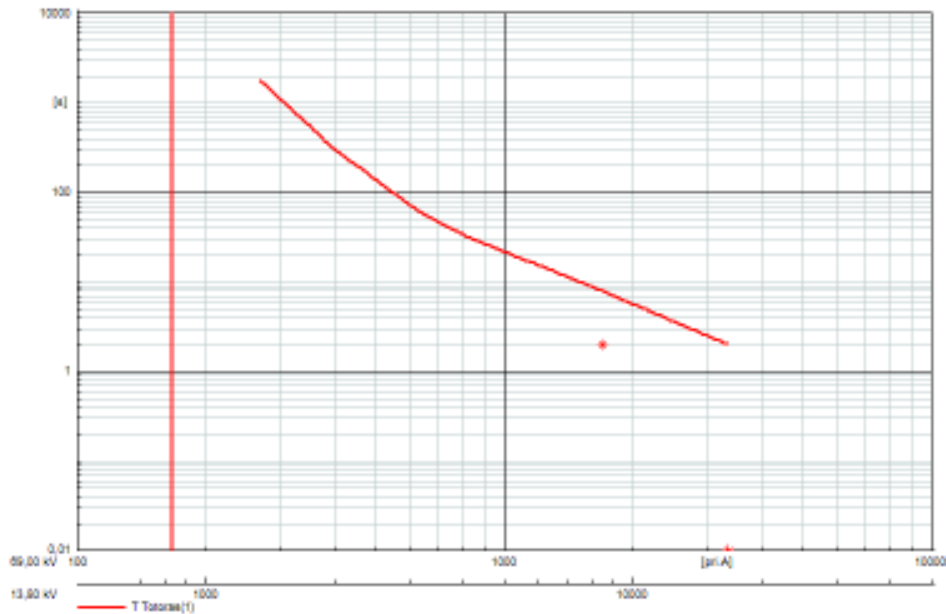
La coordinación propuesta en los equipos de protección de las líneas de subtransmisión, no sobrepasa los ajustes de los relés de sobrecorriente de los transformadores de potencia ubicados en las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC.

La Figura 4.4 ilustra la coordinación entre el relé de sobrecorriente direccional a la salida de la subestación y el relé de sobrecorriente que protege al transformador de potencia de CELEC EP-TRANSELECTRIC.



**Figura 4.4.** Coordinación entre el relé de sobrecorriente direccional que protege a la línea de subtransmisión y el relé de sobrecorriente del transformador de potencia en la subestación Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.5 ilustra un ejemplo de la curva de daño de un transformador de potencia.



**Figura 4.5.** Curva de daño de un transformador de potencia [Impresión de pantalla de PowerFactory].

#### **4.3.2. COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL EN LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN**

Los valores de cortocircuitos simulados en las diferentes barras del sistema de subtransmisión de la EEASA, conectado a los equivalentes o al SNI, no presentan mucha diferencia, determinando que la coordinación es aplicable.

Se simuló eventos de cortocircuito en las líneas de subtransmisión a las salidas de cada subestación de la EEASA y CELEC EP-TRANSELECTRIC, al 80% de cada subestación a proteger, para verificar el funcionamiento de los relés direccionales instantáneos y temporizados.

Al realizar las primeras simulaciones, se observó que no existe coordinación entre las curvas de los relés que protegen las líneas de subtransmisión, por tal razón, se reajustaron los valores de estos equipos y se realizó nuevamente las simulaciones, comprobando que el comportamiento de los equipos de protección permanezca en el intervalo de tiempo permitido.

Las Figuras mostradas en las siguientes secciones, presentan los resultados de la coordinación de los relés de sobrecorriente direccional.

En base al estudio del sistema de protecciones de la EEASA, a continuación se detallan los siguientes ejemplos demostrativos analizados:

- La bahía Ambato salida-1 en la subestación Totoras perteneciente a CELEC EP-TRANSELECTRIC, simulando fallas en la línea de subtransmisión a la salida de cada una de estas subestaciones (Ambato y Totoras).
- La bahía Ambato salida-2 en la subestación Totoras perteneciente a CELEC EP-TRANSELECTRIC, simulando fallas en la línea de subtransmisión a la salida de cada una de estas subestaciones (Ambato y Totoras).
- La bahía Totoras salida-3 en la subestación Baños perteneciente a CELEC EP-TRANSELECTRIC, simulando fallas en la línea de subtransmisión a la salida de cada una de estas subestaciones (Totoras y Baños).

#### **4.3.2.1. Coordinación de los relés en una ruta de la bahía Ambato salida-1 en la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC**

En las líneas de subtransmisión de la EEASA, se simuló los cuatro tipos de cortocircuitos, para verificar la coordinación de los relés de sobrecorriente direccional de fase y fase - tierra en cada subestación, demostrando que los resultados obtenidos son los correctos.

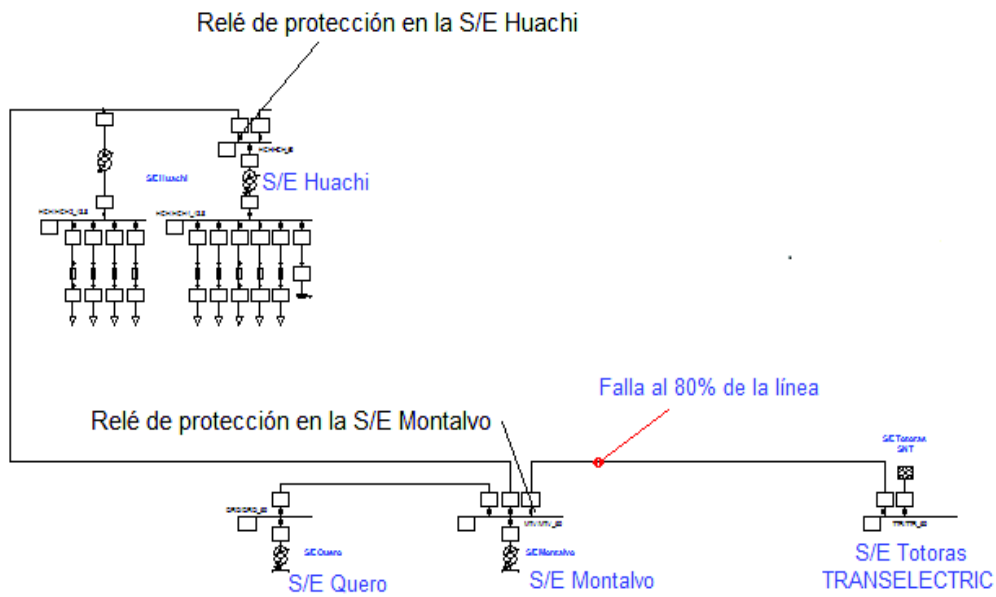
La simulación de contingencias en las líneas, barras y aguas abajo de los alimentadores primarios, determinó que se cumple uno de los objetivos planteados en el trabajo de titulación.

Al simular eventos de cortocircuitos en la red, se consideraron las siguientes características:

- Al presentarse fallas trifásicas y bifásicas en el sistema de subtransmisión en demanda máxima, los tiempos de coordinación de los relés no deben sobrepasar los 1100 ms y en demanda mínima, el máximo valor de operación del relé debe ser en 1500 ms, caso contrario se debe considerar alguna medida correctiva para proteger el relé principal.
- En fallas bifásicas y monofásicas a tierra debe operar el relé de sobrecorriente direccional de tierra como protección principal, y como respaldo el relé de fase; si en algún caso no funcionan estos equipos, el relé instalado aguas arriba deberá actuar como siguiente protección de respaldo.

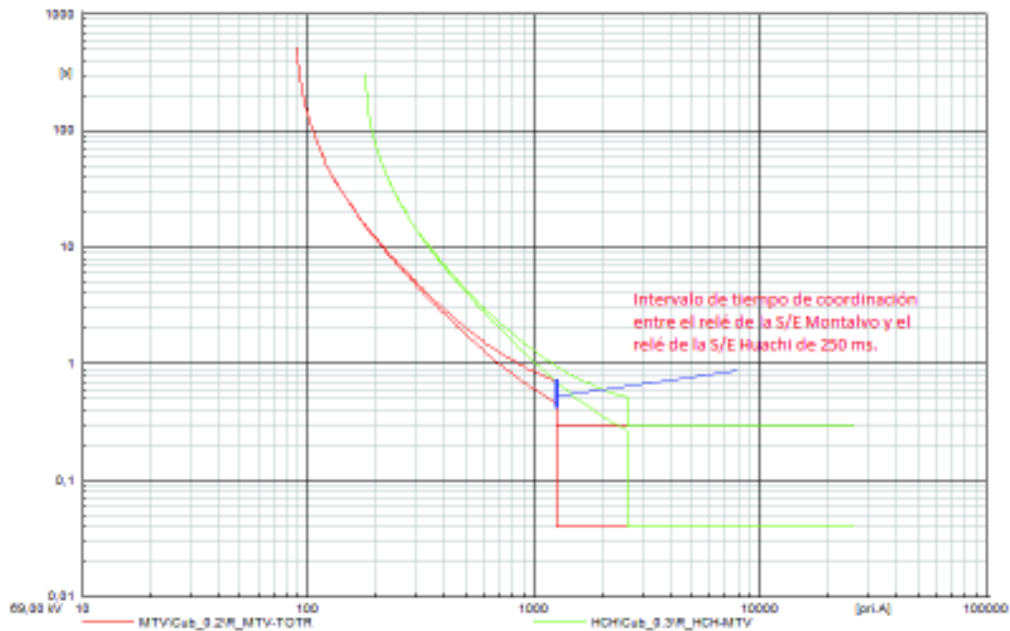
Los ejemplos presentados en las Figuras 4.6 y 4.7, indican el proceso de coordinación del relé de la posición Montalvo en la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, con los relés aguas arriba de la contingencia, indicando el intervalo de tiempo de operación que existe entre los equipos.

En la ruta considerada como ejemplo, se simuló los cuatro tipos de fallas en la línea de subtransmisión Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC – Montalvo, para coordinar el relé de sobrecorriente en la Subestación Montalvo, con el relé de la subestación Huachi, tal como se observa en la Figura 4.6.



**Figura 4.6.** Falla en la línea de subtransmisión Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC y los relés de protección [Impresión de pantalla de PowerFactory].

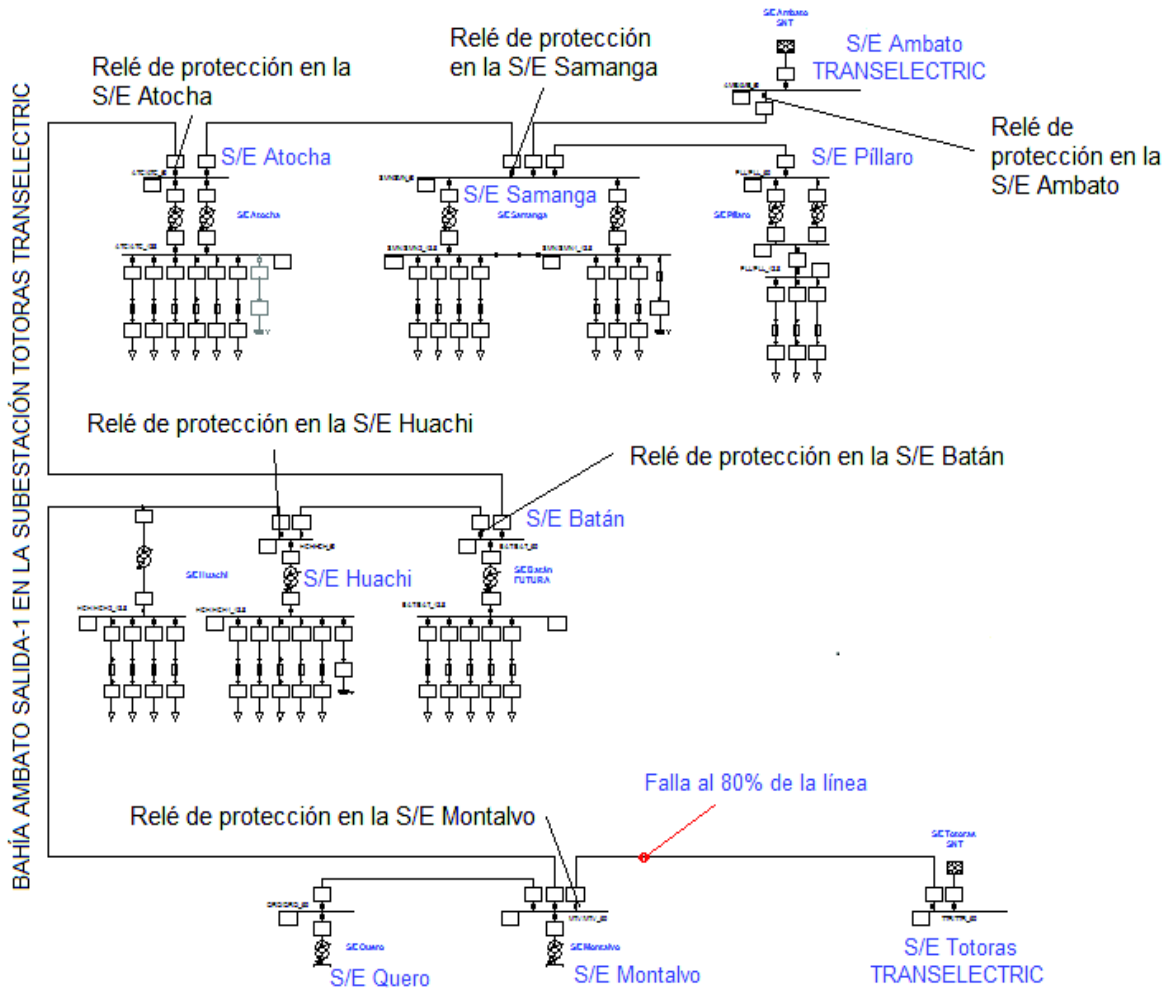
En la Figura 4.7 se presenta la coordinación de los relés de protección de las subestaciones Montalvo y Huachi.



**Figura 4.7.** Coordinación de tiempos entre el relé de la subestación Montalvo-Totoras CELEC EP\_TRANSELECTRIC y el relé de la subestación Huachi-Montalvo [Impresión de pantalla de PowerFactory].



Por medio de la Figura 4.8, la cual representa parte del sistema mallado de la EEASA, se calibró los relés de protección aguas arriba del punto de falla, en una ruta de la bahía Ambato salida-1 en la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC. Ajustando el DIAL de cada relé, para obtener un intervalo de coordinación.

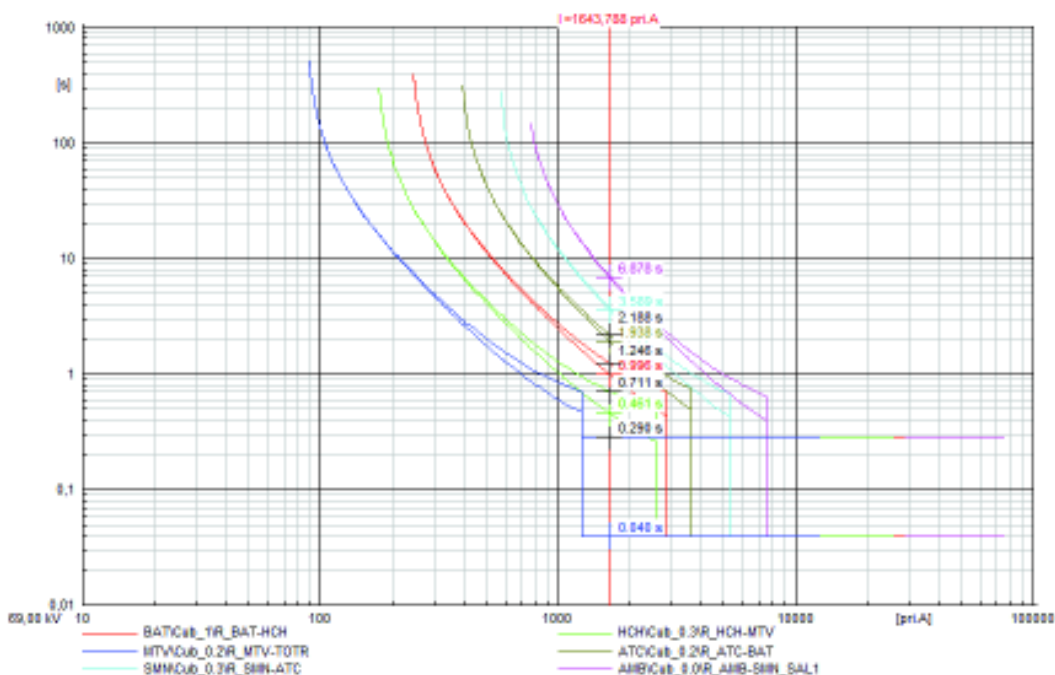


**Figura 4.8.** Fallas en la línea de subtransmisión, Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC y relés de protección [Impresión de pantalla de PowerFactory].

Se simuló eventos de cortocircuitos en el programa computacional PowerFactory, con el propósito de demostrar los tiempos de coordinación de los relés que protegen las líneas de subtransmisión de la ruta tomada como ejemplo, dentro del sistema mallado de la EEASA. Las Figuras a continuación, presentan la coordinación de relés de protección en el sistema eléctrico de la EEASA modelado con los equivalentes de red.

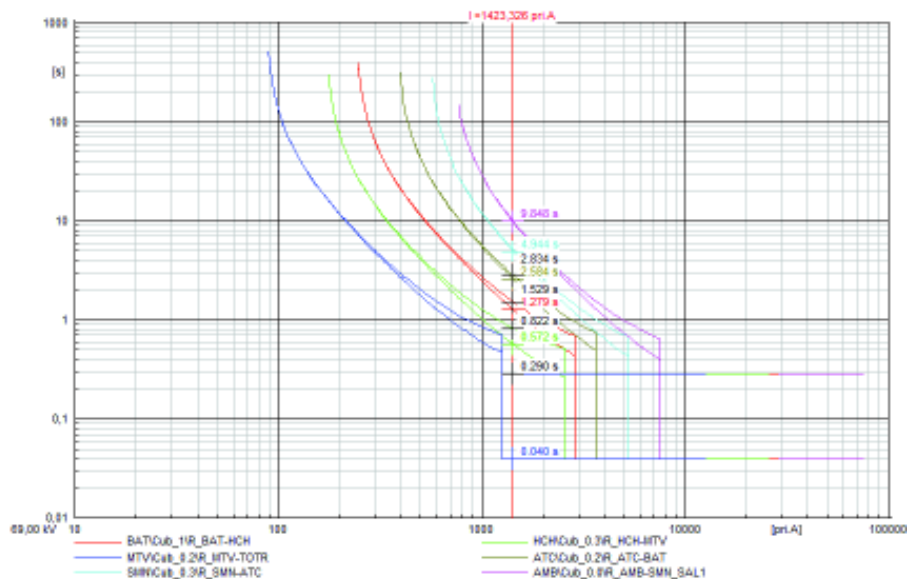
La coordinación realizada para la ruta de la bahía Ambato salida-1 en la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, con los relés de sobrecorriente direccional, determinan que existe un intervalo de tiempo mínimo de operación de 250 ms (considerando el tiempo de apertura del interruptor en 220 ms). En la Figuras a continuación, se observan los relés direccionales que pertenecen a mencionada ruta, estos son: Montalvo - Totoras, Huachi – Montalvo, Batán – Huachi, Atocha – Batán, Samanga – Atocha y Ambato – Samanga.

La Figura 4.9 presenta la coordinación de relés direccionales en una ruta hacia la bahía Ambato salida-1 de la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC para una falla trifásica al 80% de la línea de subtransmisión Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, desde la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.



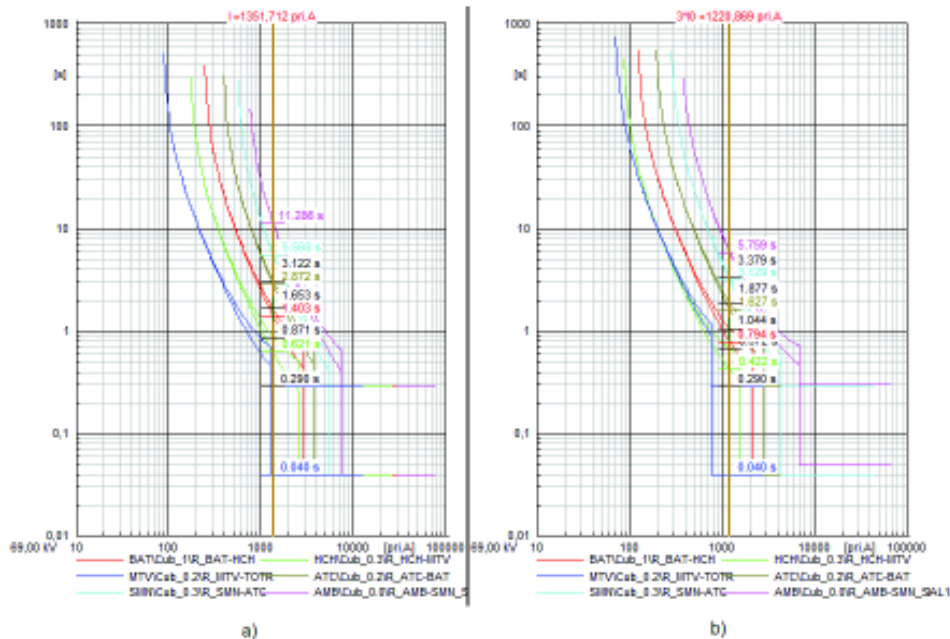
**Figura 4.9.** Operación de los relés de protección principal y respaldo ante una falla trifásica [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.10 presenta la coordinación de relés direccionales en una ruta hacia la bahía Ambato salida-1 de la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, para una falla bifásica al 80% de la línea de subtransmisión Montalvo - Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, desde la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.



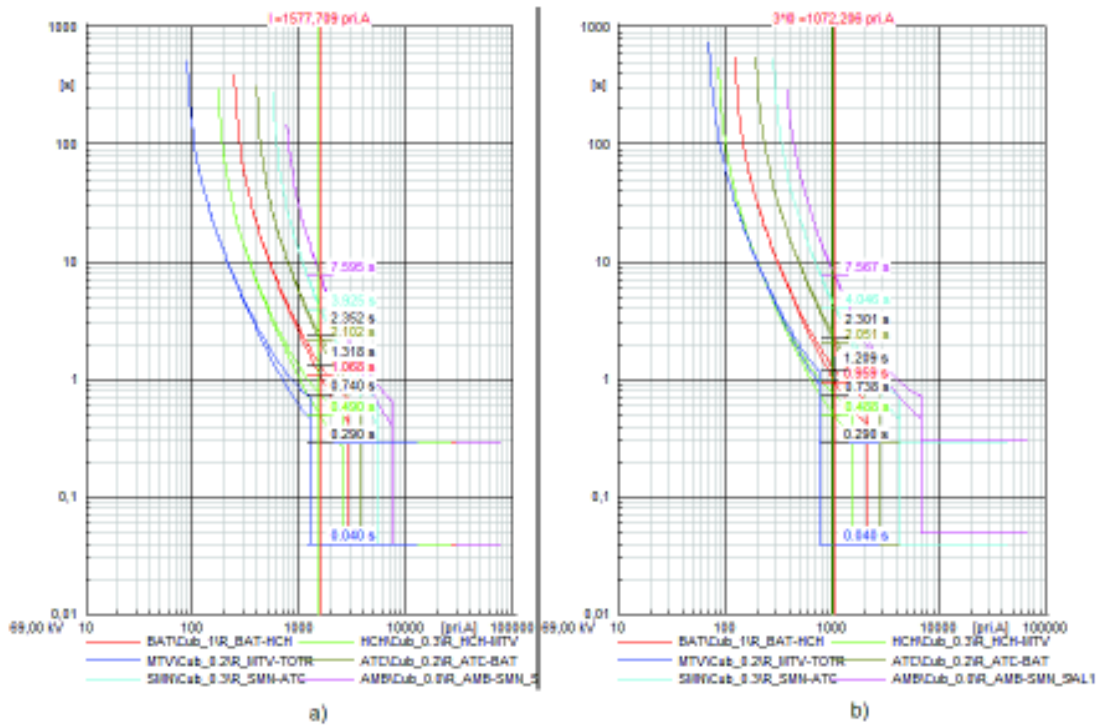
**Figura 4.10.** Operación de los relés de protección principal y respaldo, ante una falla bifásica [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.11 presenta la coordinación de relés de direccionales en una ruta hacia la bahía Ambato salida-1 de la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC para una falla monofásica al 80% de la línea de subtransmisión Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, desde la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.



**Figura 4.11.** Operación de los relés de protección principal y respaldo (a) fase y b) tierra) ante una falla monofásica [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.12 presenta la coordinación de relés direccionales en una ruta hacia la bahía Ambato salida-1 de la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC para una falla bifásica a tierra al 80% de la línea de subtransmisión Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, desde la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.



**Figura 4.12.** Operación de los relés de protección principal y respaldo (a) fase y b) tierra) ante una falla bifásica a tierra [Impresión de pantalla de PowerFactory].

En las figuras anteriores indicadas en esta sección, se observa que las curvas demuestran una correcta coordinación de tiempos entre los relés de la bahía Ambato-salida 1 en la subestación Totoras, al simular eventos de cortocircuito (trifásica, bifásica, monofásica a tierra y bifásica a tierra), para la operación del sistema en configuración mallada, evidenciando que el sistema de protecciones responde notablemente ante las exigencias requeridas por la empresa.

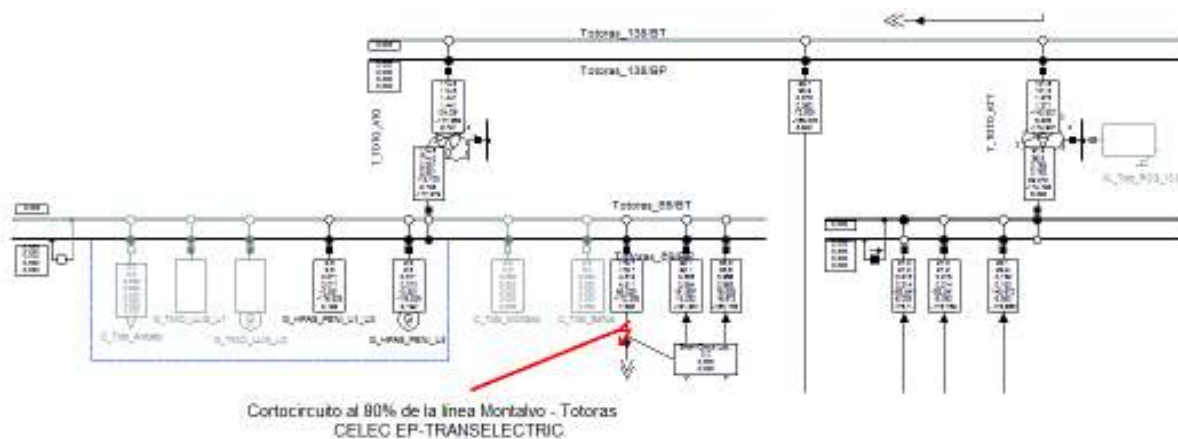
Se realizó un análisis exhaustivo de todos los relés de protección que conforman las rutas dentro del sistema mallado de la EEASA, demostrando la coordinación entre los dispositivos de protección.

Si se desea observar la coordinación de las rutas restantes dirigirse al anexo digital 3.

- Coordinación de relés en una ruta de la bahía Totoras salida-1 en la subestación Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- Coordinación de relés en una ruta de la bahía Ambato salida-2 en la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- Coordinación de relés en una ruta de la bahía Totoras salida-2 en la subestación Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- Coordinación de relés en una ruta de la bahía Totoras salida-3 en la subestación Baños CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- Coordinación de relés en una ruta de la bahía Baños en la subestación Totoras salida-3 CELEC EP-TRANSELECTRIC.

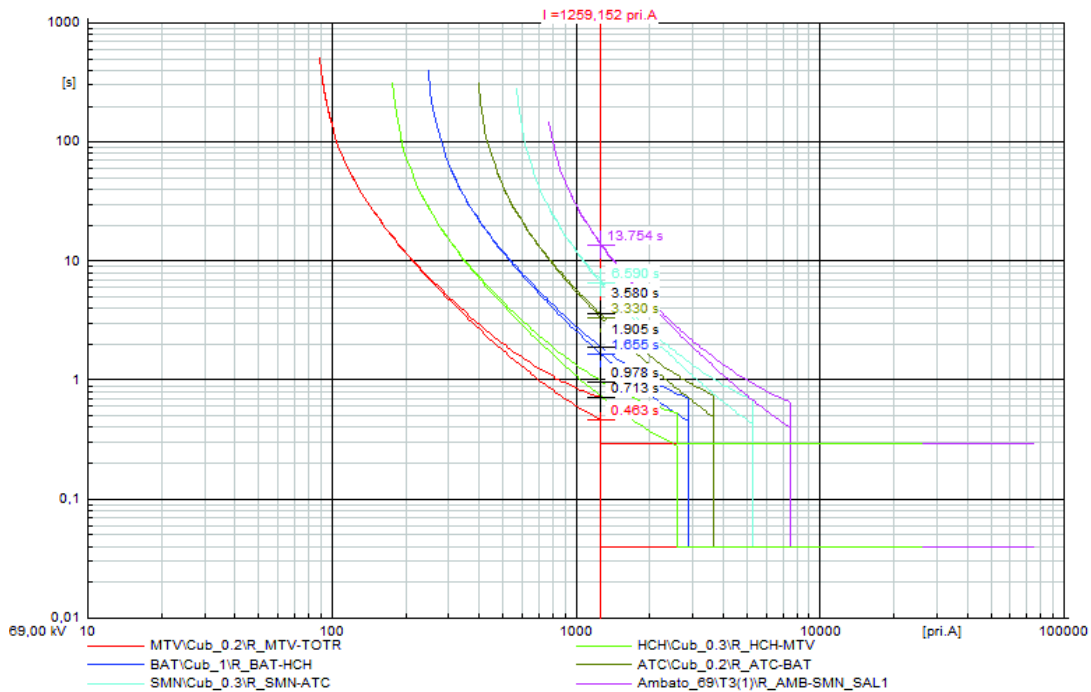
Las siguientes Figuras presentan la coordinación de relés en el sistema eléctrico mallado de la EEASA conectado al SNI, demostrando los tiempos de operación ante fallas presentados en la red de subtransmisión. El ejemplo indicado hace referencia a la ruta Ambato salida-1 en la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.

La Figura 4.13, presenta el punto en el cual, se simuló cortocircuitos en el sistema de subtransmisión de la EEASA conectado al Sistema Nacional Interconectado.



**Figura 4.13.** Falla en la línea, Montalvo – Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC [Impresión de pantalla de PowerFactory].

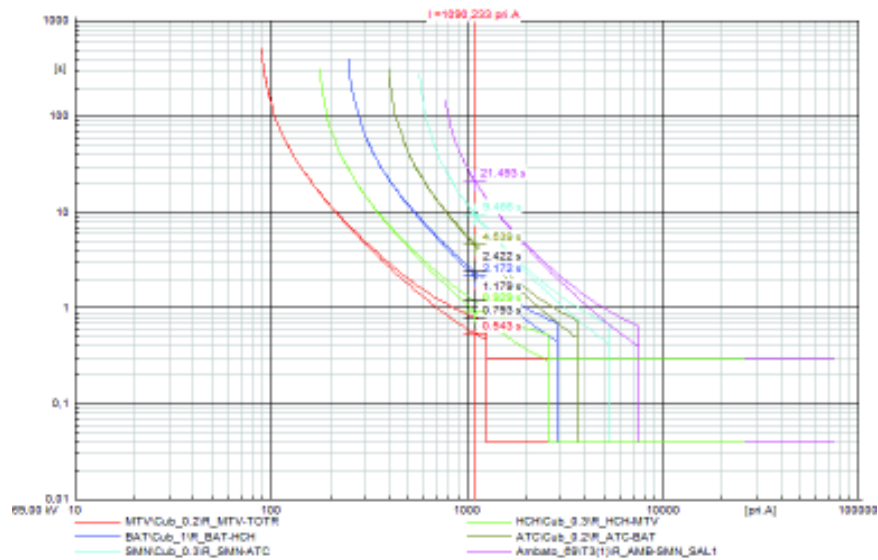
La Figura 4.14 presenta la coordinación de relés de sobrecorriente direccional en una ruta hacia la bahía Ambato salida-1 de la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC para una falla trifásica al 80% de la línea de subtransmisión Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, desde la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.



**Figura 4.14.** Operación de los relés de protección principal y respaldo ante una falla trifásica [Impresión de pantalla de PowerFactory].

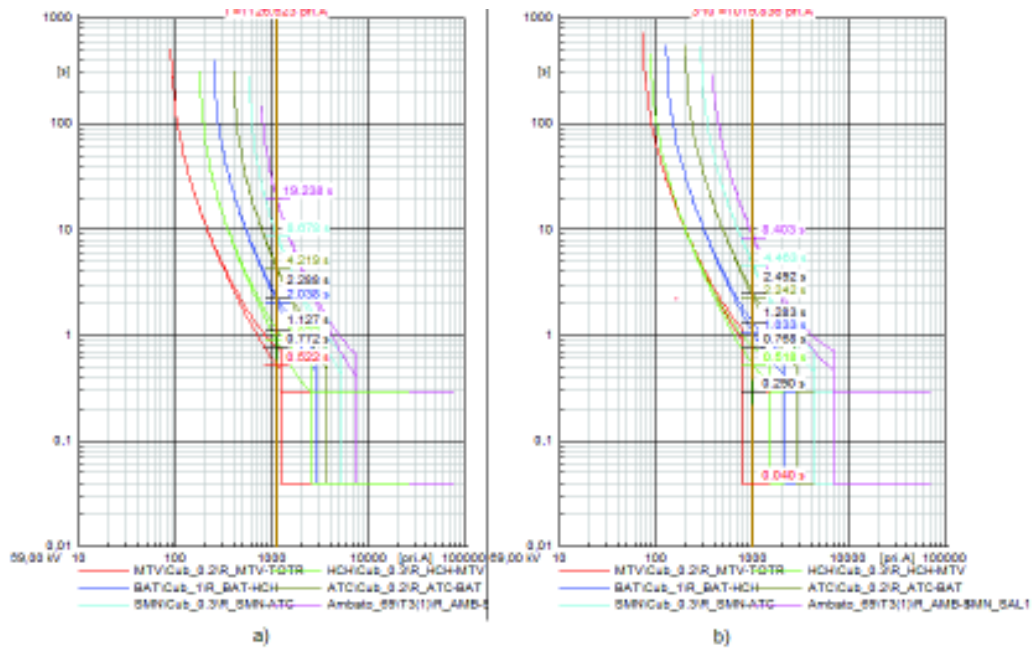
La Figura 4.15 presenta la coordinación de relés de sobrecorriente direccional en una ruta hacia la bahía Ambato salida-1 de la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC para una falla bifásica al 80% de la línea de subtransmisión Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, desde la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.

Los relés de protección coordinados para este caso son similares a los ejemplos que se consideraron en las Figuras anteriores (conectado a los equivalentes), cumpliendo el mismo intervalo de tiempo. Estos relés direccionales son: Montalvo – Totoras, Huachi – Montalvo, Batán – Huachi, Atocha – Batán, Samanga – Atocha y Ambato – Samanga.



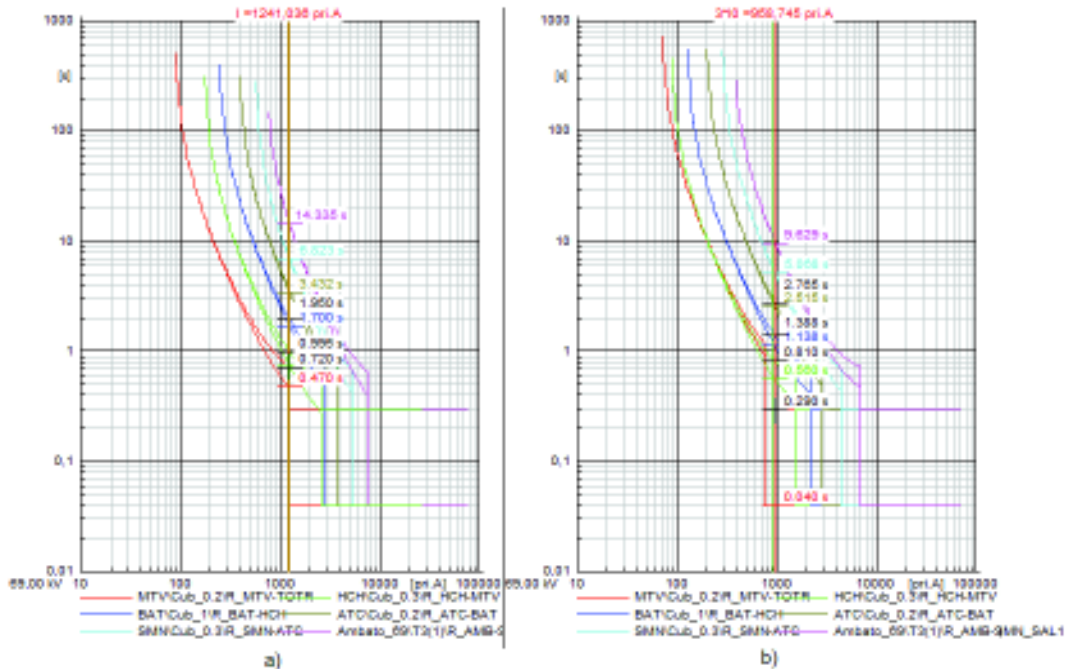
**Figura 4.15.** Operación de los relés de protección principal y respaldo ante una falla bifásica al 80% de la línea Montalvo-Totoras [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.16 presenta la coordinación de relés de sobrecorriente direccional en una ruta hacia la bahía Ambato salida-1 de la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC para una falla monofásica al 80% de la línea de subtransmisión Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.



**Figura 4.16.** Operación de los relés de protección principal y respaldo (a) fase y b) tierra) ante una falla monofásica [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.17, presenta la coordinación de relés de sobrecorriente direccional en una ruta hacia la bahía Ambato salida-1 de la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC para una falla bifásica a tierra al 80% de la línea de subtransmisión Montalvo-Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC, desde la subestación Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.



**Figura 4.17.** Operación de los relés de protección principal y respaldo (a) fase y b) tierra) ante una falla bifásica a tierra [Impresión de pantalla de PowerFactory].

Las Figuras ya mostradas en esta sección, determinan que existe poca diferencia en los tiempos de coordinación de los relés de protección, debido a los aportes de corriente de cortocircuitos que circulan por la red.

#### 4.3.2.2. Coordinación de relés de sobrecorriente para alimentadores primarios y transformadores de potencia de la subestación Batán.

Según [17], el tiempo de coordinación entre el fusible y el relé que protege al alimentador primario es igual o mayor a 120 ms, acorde con lo que establece la norma, para este trabajo, la coordinación se estableció en un intervalo de 130 ms. Al ocurrir algún tipo de falla aguas abajo del alimentador primario (AP), el fusible más próximo

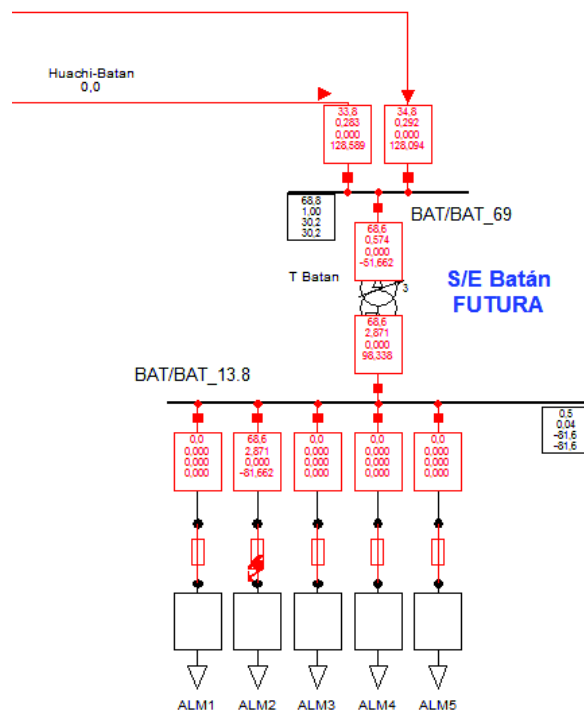


al relé debe fundirse en 13 ms. El transformador de corriente que mide la señal de sobrecorriente tiene un margen de error máximo de +/- 5%.

Para la provincia de Tungurahua, donde se realizó el estudio, la EEASA tiene implementados fusibles tipo 65K para voltaje de 13,8 kV.

La coordinación de los equipos que protegen a los alimentadores primarios, se realizó entre el fusible y el relé del AP, de esta manera, al ocurrir una falla en bajo voltaje, como protección principal, primero se funde el fusible, en caso de no operar este dispositivo, actuaría el relé de protección como respaldo.

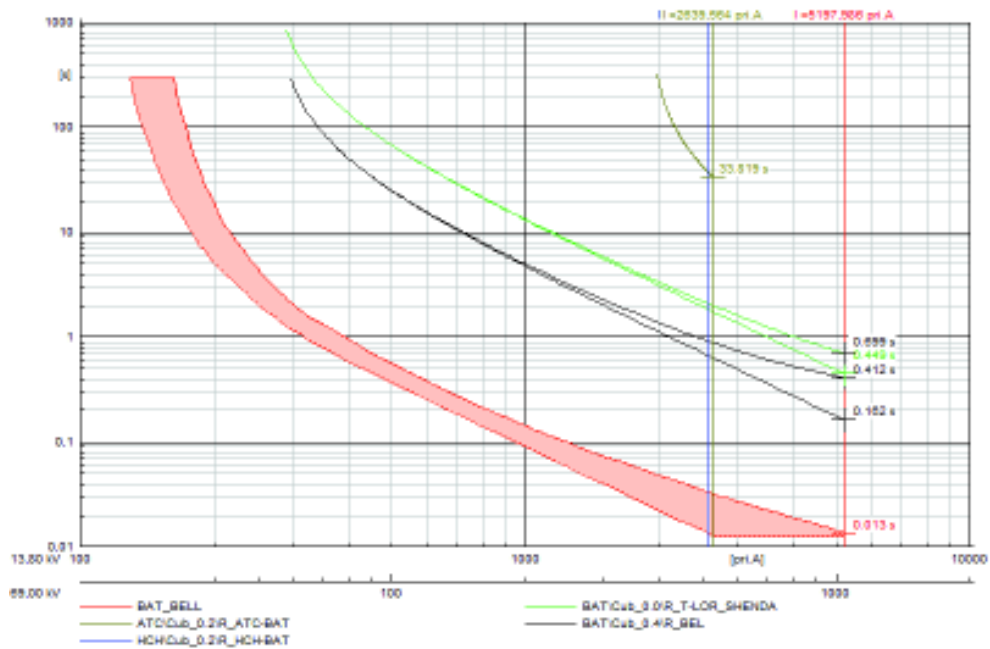
La Figura 4.18 muestra el diagrama unifilar de la subestación El Batán, considerada como ejemplo para simulación de fallas en alimentadores primarios.



**Figura 4.18.** Subestación El Batán [Impresión de pantalla de PowerFactory].

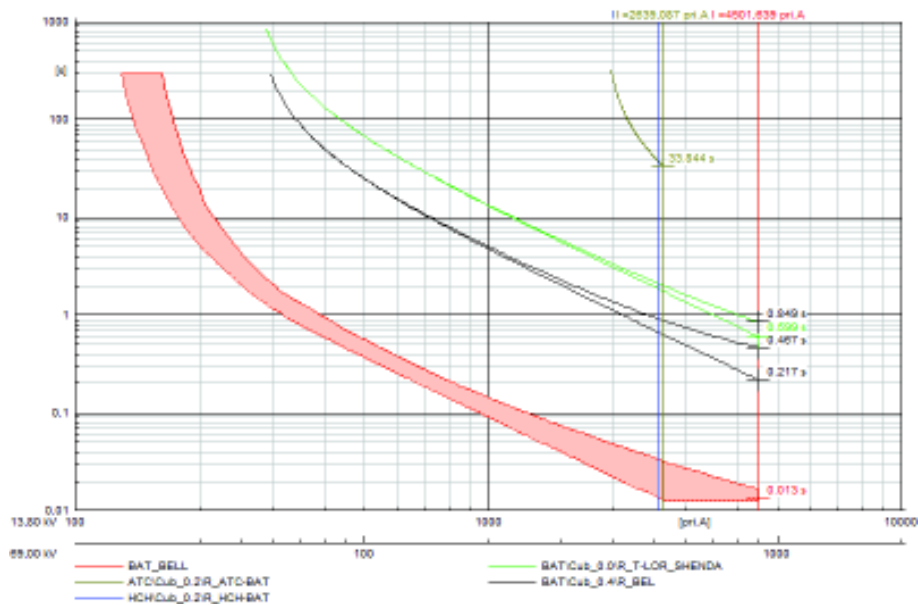
La coordinación de protecciones entre el relé del alimentador primario y el relé del transformador de potencia, llega a ser sucesivamente protección principal y de respaldo, si ocurre alguna falla aguas abajo del circuito primario.

La Figura 4.19 presenta una falla trifásica en el alimentador 2 que protege el fusible.



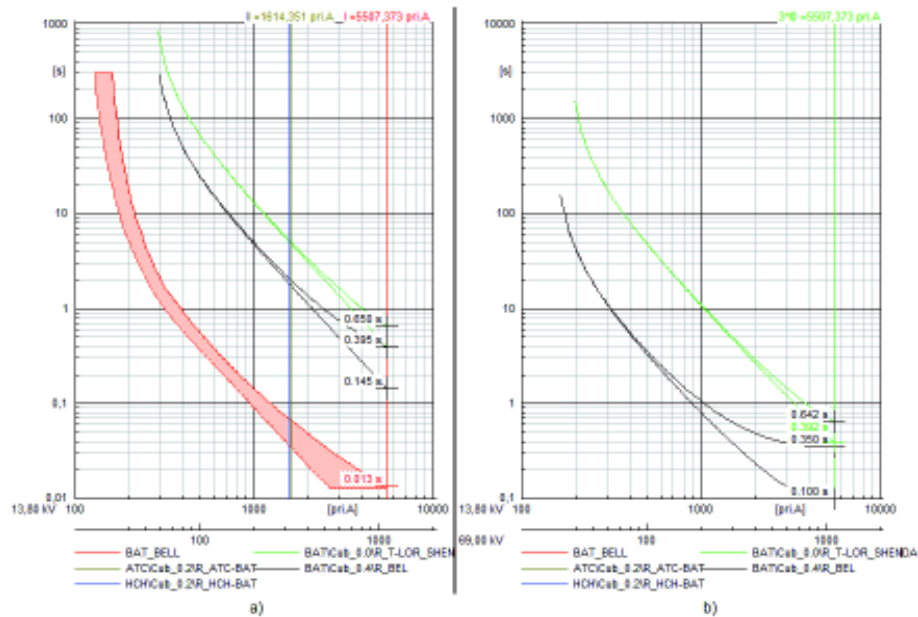
**Figura 4.19.** Falla trifásica simulada aguas abajo del punto de instalación del fusible en la subestación El Batán [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.20 presenta una falla bifásica en el alimentador 2 que protege el fusible.



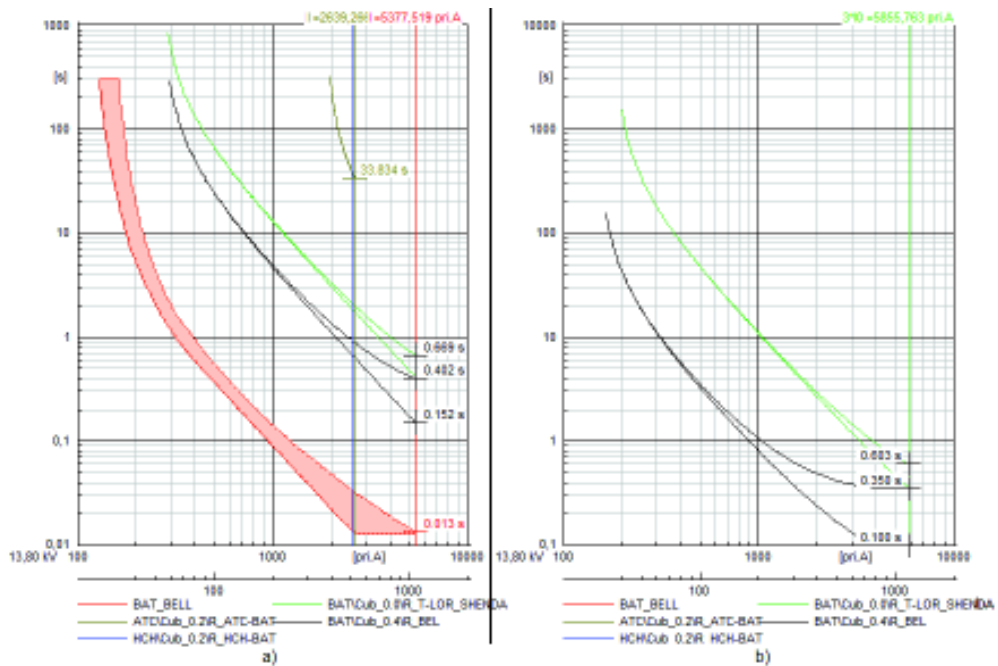
**Figura 4.20.** Falla bifásica simulada aguas abajo del punto de instalación del fusible en la subestación El Batán [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.21 presenta una falla monofásica en el alimentador 2 que protege el fusible.



**Figura 4.21.** Falla monofásica simulada aguas abajo del punto de instalación del fusible para: a) fase y b) tierra en la subestación El Batán [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.22 presenta una falla bifásica a tierra en el alimentador 2 que protege el fusible.



**Figura 4.22.** Falla bifásica-tierra simulada aguas abajo del punto de instalación del fusible para: a) fase y b) tierra en la subestación El Batán [Impresión de pantalla de PowerFactory].

#### **4.3.2.3. Análisis de Resultados**

La aplicación del sistema de protecciones en la red de subtransmisión de la EEASA para los dos casos (con los equivalentes y el SNI), estudiados en el presente trabajo, determinan una correcta operación de los equipos de protección y medida, permitiendo incrementar la confiabilidad, fiabilidad y seguridad.

Los relés de sobrecorriente direccional modelados a las salidas de las subestaciones Ambato y Totoras, actúan en un tiempo alto, cuando ocurre un evento no programado en la línea de subtransmisión que interconecta estas subestaciones, por tal razón, se presenta una alternativa de protección en la Sección 4.4.

Al simular eventos de cortocircuito en bajo voltaje, se comprobó que existe coordinación del fusible con el relé del alimentador primario y este equipo, con el relé del transformador de potencia. Los ajustes y coordinación de los relés para las demás subestaciones de la EEASA, que constan de: tipo de fusible utilizado, protección de alimentadores primarios, transformadores de potencia y líneas de subtransmisión, están presentados por tablas en formato Excel apreciables para el lector, permitiendo realizar un análisis objetivo de los mismos (Anexo Virtual 4).

Debido a que la conexión del transformador es delta-estrella, las corrientes de cortocircuito de desbalance para fallas monofásicas o bifásicas a tierra producidas aguas abajo del fusible no pueden circular a las líneas de subtransmisión, ya que estas sobrecorrientes se quedan en el delta del transformador de potencia, moviéndose dentro del mismo hasta ser casi despreciables.

#### **4.4. AJUSTE DE LAS PROTECCIONES DIFERENCIALES DE LÍNEA**

Mediante la simulación de cortocircuitos en el sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA para la provincia de Tungurahua, se modeló relés diferenciales de línea a las salidas de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, debido a que los relés de sobrecorriente direccional no presentan suficiente confiabilidad. El tiempo de operación del relé diferencial de línea se configuró en 30 ms, para que actúe como protección principal, disparando antes que el relé direccional instantáneo, con el fin de

evitar que ambas protecciones disparen simultáneamente ante fallas internas en su zona de protección.

Las Tablas 3.10 y 3.11, presentan toda la información de las RTCs y de los relés diferenciales implementados para protección de las líneas de subtransmisión a la salida de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC.

#### **4.4.1. AJUSTES DE LOS RELÉS DIFERENCIALES DE LÍNEA**

Se cambió la relación de transformación de los TCs actuales por otros de mayor capacidad, debido a que podrían saturarse y no detectar la corriente presente en el sistema. Los transformadores de corriente tienen la misma dimensión en ambos extremos de la línea a proteger, los cuales miden las señales de corriente que circula por cada ramal. Considerando esto, el primer TC se modeló a las salidas de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC (ya sea Ambato, Totoras o Baños) y el siguiente TC en el extremo de la próxima subestación de la EEASA (Agoyán, Montalvo, Oriente/Derivación, Pelileo, Samanga y Totoras), comprobando que la capacidad y la clase de precisión sean las mismas.

##### **4.4.1.1. Selección del relé diferencial de línea**

Al realizar un análisis económico y operativo de los siguientes tipos de relés (dos fabricantes), se determinó la mejor opción para su aplicación de entre:

- ABB RED670.
- SIEMENS 7SD60.
- SIEMENS 7SD5.

Se seleccionó y modeló el relé diferencial de línea del fabricante SIEMENS de serie 7SD5, considerando los siguientes aspectos en favor del sistema y de la empresa distribuidora, con el cual deba:

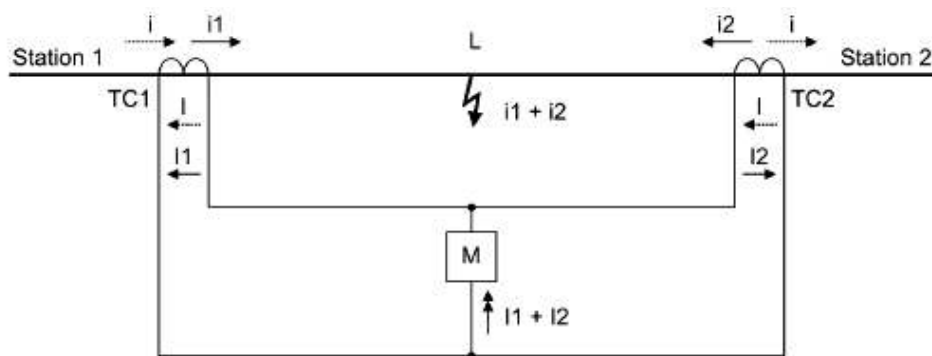
- Mejorar la versatilidad del sistema.
- Tener un factor económico aceptable.

- Tener comunicación con el usuario y otros dispositivos.
- Facilitar el análisis de corriente con circuitos no complicados.
- Tener ajustes mejor definidos ante fallas en el sistema.
- Operar en un tiempo corto (instantáneo) ante contingencias presentados en el sistema.

#### 4.4.1.2. Relé diferencial de línea SIEMENS 7SD5

Este relé opera como protección principal en las salidas de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC. Su funcionamiento se basa en la comparación de intensidades de corriente que fluyen por el sistema, siendo necesario instalar un equipo de medida (TC) en cada extremo de la zona a proteger.

En la Figura 4.23, se visualiza el principio de operación de un relé diferencial de línea, ante una falla presentada en la red.



**Figura 4.23.** Principio de operación de un relé diferencial con los TCs en ambos extremos [20].

Los parámetros que se indican en la Figura 4.22 se listan a continuación:

*Station 1:* Subestación 1.

*Station 2:* Subestación 2.

*i:* Corriente de alimentación que aporta la subestación 1.

*i<sub>1</sub>:* Corriente de falla que circula desde la subestación 1.

$i_2$ :	Corriente de falla que circula desde la subestación 2.
$TC_1$ :	Transformador de corriente en la subestación 1.
$TC_2$ :	Transformador de corriente en la subestación 2.
$M$ :	Elemento de medida.
$I$ :	Corriente secundaria que circula por ambos extremos.
$I_1$ :	Corriente proporcional a la corriente de falla que circula desde la subestación 1.
$I_2$ :	Corriente proporcional a la corriente de falla que circula desde la subestación 2.
$L$ :	Longitud de la línea.

### *Funcionamiento*

La operación de relé diferencial se basa en la comparación de corrientes, como se definió anteriormente. Sí, por el tramo de una línea circula un valor de corriente, por el otro extremo circulará la misma intensidad de corriente en condiciones normales de operación. No debe existir ninguna interferencia entre los equipos de medida, para que al comparar tales valores, se anulen y no actúe el relé de protección.

Al ocurrir un evento no programado en la línea de subtransmisión, la corriente de cortocircuito que circula por un extremo es diferente a la del otro extremo, por tal razón el equipo de medida realiza la comparación de corrientes, comprobando que esos valores medidos no sean los mismos y haciendo que el relé diferencial de línea dispare. Se consideró que en cada extremo de la línea a proteger la RTC sean de similares características [20].

### *Transmisión de valores*

Debido a que las líneas de subtransmisión son de longitudes medianas, el equipo debe tener una interfaz de datos de protección para seguir procesando información continuamente de extremo a extremo [20].

Es posible transmitir información con varios puntos de comunicación, para este caso, se consideró dos puntos debido a la configuración del sistema.

La Figura 4.24 presenta una línea con equipos de protección diferencial para dos terminales.



**Figura 4.24.** Protección diferencial para una línea con dos extremos [20].

A continuación, se presentan las ecuaciones para el cálculo de la corriente diferencial y de restricción, las que determinan la operación de los relés diferenciales de línea al ocurrir alguna contingencia [20].

$$\bar{I}_{diferencial} = |\bar{I}_1 + \bar{I}_2| \quad (4.1)$$

$$\bar{I}_{restricción} = |\bar{I}_1| + |\bar{I}_2| \quad (4.2)$$

Donde:

$\bar{I}_{diferencial}$ : Corriente diferencial del relé, es la suma fasorial de las corrientes de falla que circulan por cada extremo en condiciones normales de operación o al presentarse un cortocircuito en la línea de subtransmisión.

$\bar{I}_{restricción}$ : Corriente de restricción del relé, es la suma modular de las corrientes de falla que circula por cada extremo en condiciones normales de operación o al presentarse un cortocircuito en la línea de subtransmisión.

$\bar{I}_1$ : Corriente de falla (caso de cortocircuito) que mide el TC en el extremo 1.

$\bar{I}_2$ : Corriente de falla (caso de cortocircuito) que mide el TC en el extremo 2.



### *Errores de los dispositivos de medición*

Al procesar una cierta cantidad de datos, los equipos de medición llegan a dar valores erróneos, puesto que cada uno de los TCs mide en reiteradas ocasiones la corriente que circula en la red [20].

### *Indicaciones de Ajuste*

La sensibilidad de la corriente del relé, se ajustó bajo el criterio de la totalidad de corriente de cortocircuito que entra en la zona protegida.

El siguiente análisis presenta las ecuaciones para ajustar los relés diferenciales de línea modelados [20].

Se calcula la corriente de carga, de acuerdo a la capacidad operativa de la línea [20], mediante la siguiente ecuación:

$$I_{carga} = 3,63 \times 10^{-6} \times V_n \times f_n \times C_B \times L \quad [A] \quad (4.3)$$

Donde:

- $I_{carga}$ : Corriente de carga [A].
- $3,63 \times 10^{-6}$ : Constante capacitiva para eliminar los nF
- $V_n$ : Voltaje Nominal de línea [kV].
- $f_n$ : Frecuencia nominal de la red [Hz].
- $C_B$ : Capacidad operativa relativa de la línea [nF/km].
- $L$ : Longitud de la línea [km].

Si al ajustar el relé diferencial de línea, el valor de la corriente de carga está por debajo del 20% de la corriente nominal operativa, se aplica el valor de la corriente base ( $I_{base}$ ).

$$I_{carga} \geq 20\% \times I_{base} \quad (4.4)$$

### *Corriente de base*

La corriente de base ( $I_{base}$ ), se define como la corriente primaria del TC.

$$I_{base} = I_{TC \text{ primaria}} \quad (4.5)$$

### *Corriente diferencial mínima*

El umbral diferencial ( $I_{d\acute{m}in}$ ), se ajustó al 20% de la corriente nominal o base.

$$I_{d\acute{m}in} \geq 20\% \times I_{base} \quad (4.6)$$

### *Corriente diferencial alta*

El umbral de corriente diferencial ( $I_{d\acute{m}inhigh}$ ), es usado temporalmente cuando se energiza la línea, ajustando con el valor de la corriente nominal ( $I_{base}$ ), tomada como referencia.

$$I_{d\acute{m}inhigh} = 1 \times I_{base} \quad ; \text{ permanece activa durante 1 segundo.} \quad (4.7)$$

### *Límite de corriente de no restricción ( $I_{dunre}$ )*

El valor de la corriente de no restricción, se configuró con el 120% del valor más alto de la corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$ ), al simular una falla interna en la zona de protección al 50% de la línea.

$$I_{dunre} = 120\% \times I_{cc} \quad (4.8)$$

### *Pendiente de restricción*

El relé diferencial posee dos pendientes de restricción, las que se ajustaron de la siguiente manera:

- La primera pendiente, se ajustó de acuerdo a la ecuación (4.9):

$$P = \%eCT + \%er + MS\% \quad (4.9)$$

$P$ : Pendiente de restricción.

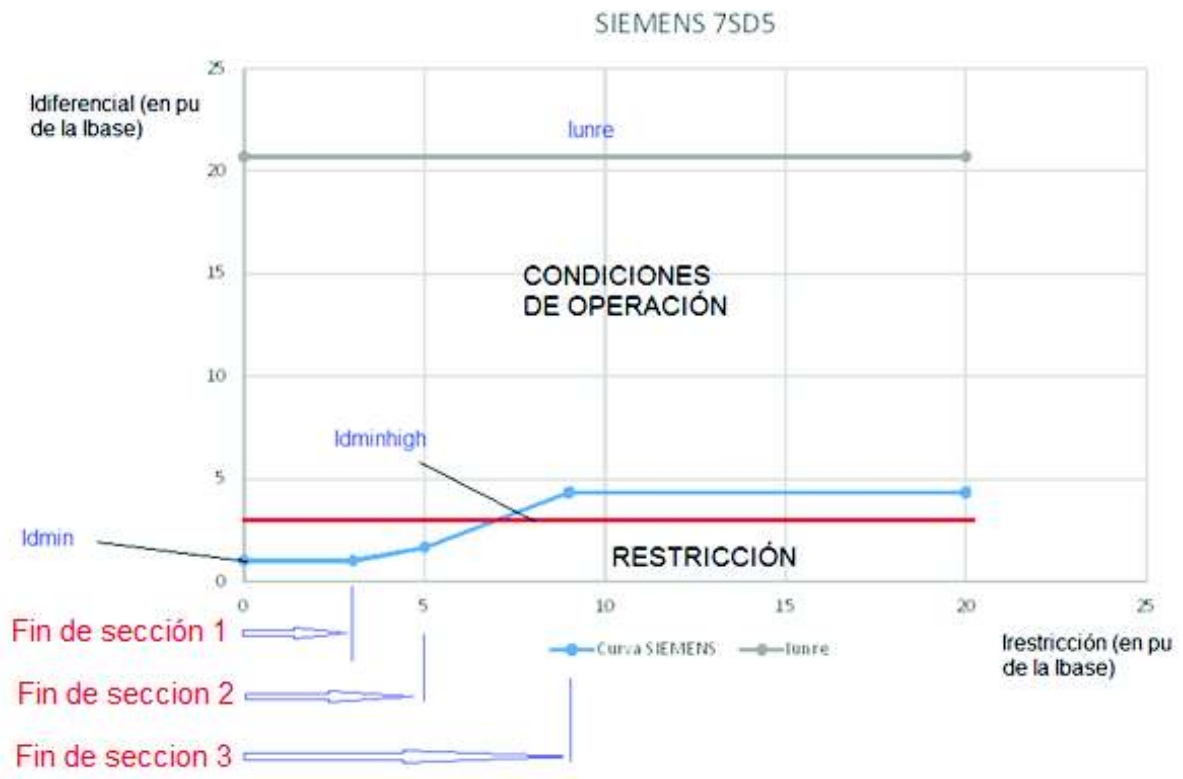
$\%eCT$ : Máximo error de los TCs (5% para el presente caso de estudio).

$\%er$ : Máximo error de la relación de transformación de los TCs (5%).

$MS\%$ : Margen de seguridad (5% para el presente caso de estudio).

- La segunda curva, con el propósito de incrementar la seguridad contra corrientes de cortocircuito altas, se ajustó aproximadamente el 40%.

La Figura 4.25 presenta las características de operación del relé diferencial de línea y sus zonas de operación y de restricción.



**Figura 4.25.** Curva característica de operación del relé diferencial de línea [Elaboración Propia].

*Fin de sección 1, 2, 3 (secciones de la característica de operación).*

Los alcances de la primera, segunda y tercera sección que conforman la característica de operación de la protección diferencial, se ajustaron de acuerdo a las siguientes ecuaciones:

$$Fin\ de\ sección1 = 3 \times I_{base} \quad (4.10)$$

$$Fin\ de\ sección2 = 5 \times I_{base} \quad (4.11)$$

$$Fin\ de\ sección3 = 9 \times I_{base} \quad (4.12)$$

#### 4.4.1.3. Ajustes del relé diferencial de la línea Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC – Oriente/Derivación

En la salida 1 de la subestación Ambato, se modeló un relé diferencial de línea para que actúe como protección principal ante fallas ocasionadas en el sistema de subtransmisión, debido a que el relé de sobrecorriente direccional presenta tiempos altos de operación.

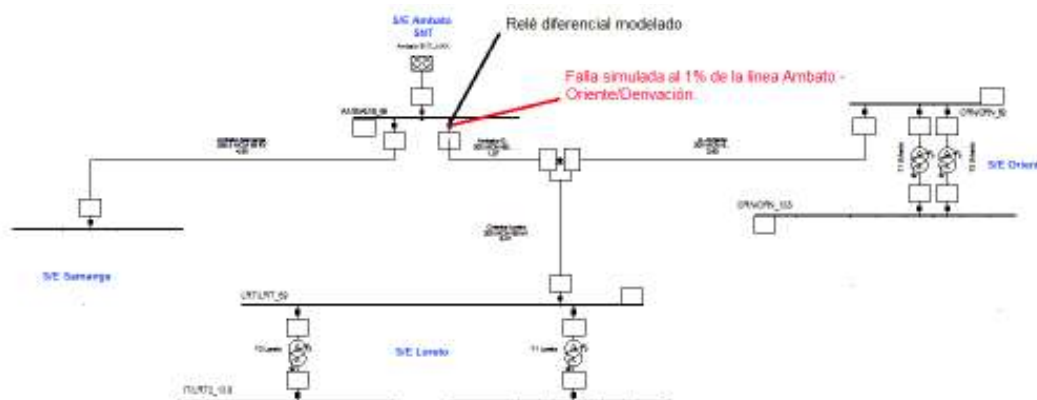
La Tabla 4.9 ilustra los ajustes del relé diferencial de línea para la salida-1 de la subestación Ambato.

**Tabla 4.9.** Ajustes del relé diferencial de la línea Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC – Oriente/Derivación [Elaboración Propia].

SIEMENS 7SD5			
<b>AMBATO CELEC EP-TRANSELECTRIC</b>		<b>Cálculos</b>	
Salida Ambato	Derivación/Oriente	Icarga=	3,63×10-6×69×60×9,47237×4,217
		Icarga=	0,60003 A
TC	700/5		
TP	69000/15	lbase=	700 A
Icarga	$3,63 \times 10^{-6} \times V_n \times f_n \times C_b \times L$	Icarga=	140 A <span style="float: right;">≥ 0,60003</span>
Vn	69000 V	Es menor, entonces la lbase se ocupa	
fn	60 Hz	ladmin≥	140 A
Cb	9,47237 nF/km	ladminHigh=	700 A
L	4,217 km	lunre=	12416,4 A
lbase	700 A	EndSection1=	2100 A
ladmin ≥ 2,5× Icarga		EndSection2=	3500 A
Sí Icarga es menor a 20% de lbase		EndSection3=	6300 A
ladmin ≥ 0,2× lbase			
ladminHigh =1× lbase	activa durante 1s	SlopeSection 2	20%
lunre=120% de la Iccmáx para una falla en el 50% de la línea		SlopeSection 3	40%
Iccmáx al 50% de la línea	10,347 kA		
EndSection1=3×lbase			
EndSection2=5×lbase			
EndSection3=9×lbase			
		<b>ladmin</b>	
		<b>lope</b>	<b>lrest</b>
		1	0
SlopeSection 2	20% 1/3 de pendiente	1	3
SlopeSection 3	40% 2/3 de pendiente	1,66666	5
		4,333333	9
Slope =	$\frac{\Delta l_{oper}}{\Delta l_{rest}} \times 100\%$	4,333333	20
		<b>ladminHigh</b>	<b>lunre</b>
		1	0
		1	20
		17,73771429	0
		17,73771429	20

A continuación, las Figuras presentadas en esta sección, ilustran el punto de falla al simular un tipo de cortocircuito en la línea de subtransmisión Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC - Oriente/Derivación, al conectar el sistema de subtransmisión de la EEASA a los equivalentes de red. En las respectivas Tablas, se presentan los datos de corriente diferencial y de restricción calculadas, para la operación o no del relé diferencial.

La Figura 4.26, ilustra la simulación de una falla, al 1% de la línea de subtransmisión Ambato – Oriente/Derivación.



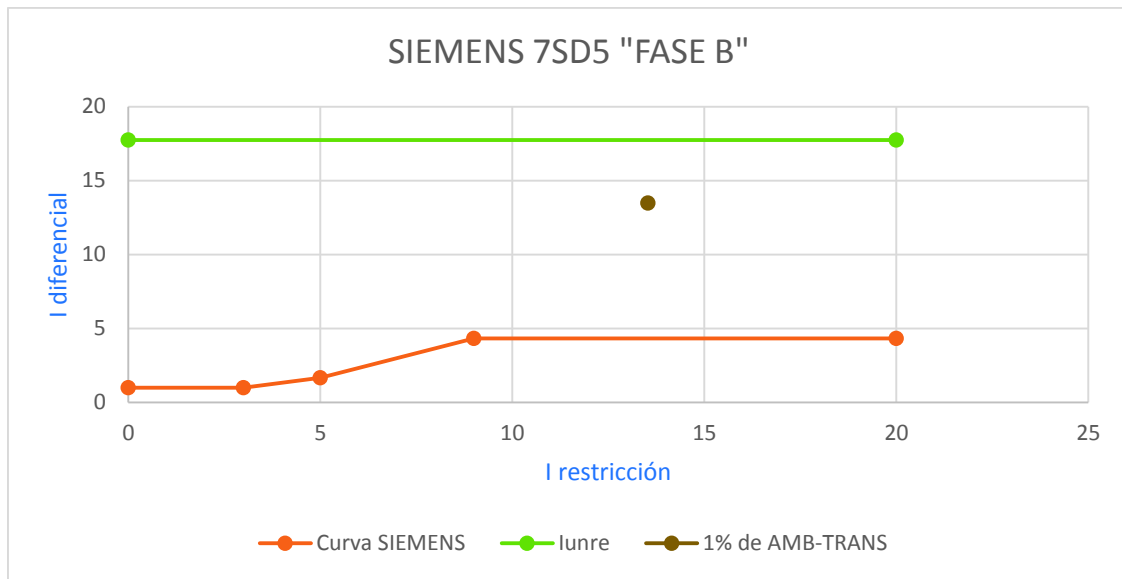
**Figura 4.26.** Simulación de una falla interna y punto del relé diferencial modelado [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Tabla 4.10, presenta la simulación de una falla bifásica interna a su zona de protección, al 1% de la línea de subtransmisión Ambato-Orientes/Derivación.

**Tabla 4.10.** Corrientes diferencial y de restricción [Elaboración Propia].

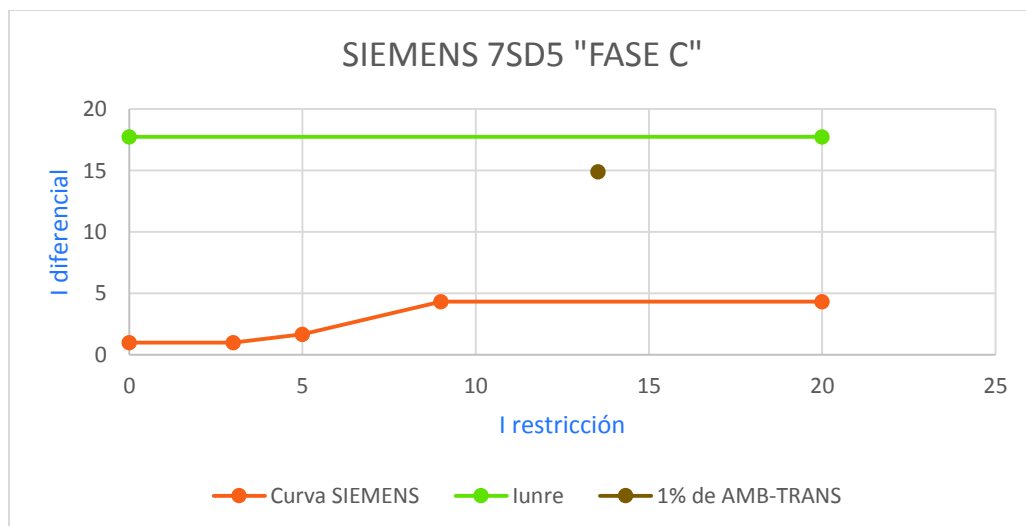
<i>Desde S/E AMBATO-TRANSELECTRIC, falla bifásica al 1% de la línea Ambato-Orientes</i>		
	<i><math>I_{dif}</math> [pu]</i>	<i><math>I_{rest}</math> [pu]</i>
Fase A	0	0,01333333
Fase B	13,4830714	13,5285714
Fase C	14,9033429	13,5285714

La Figura 4.27 presenta la característica de operación del relé diferencial de línea, detectando la falla dentro de los límites, entre los ejes de corriente diferencial (eje y) y de restricción (eje x) para la fase B.



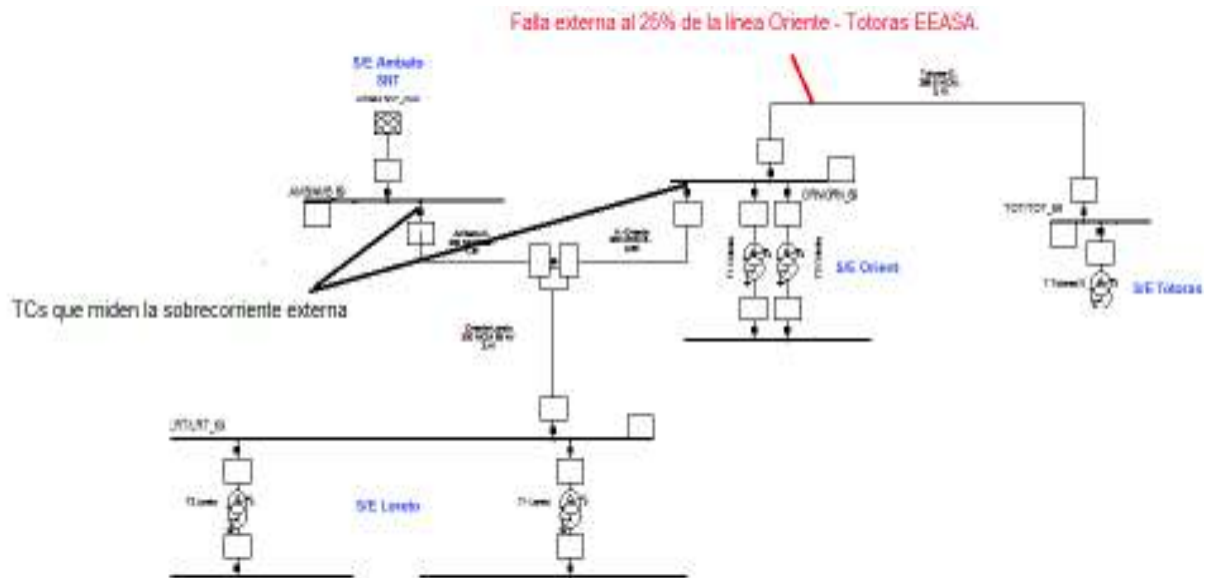
**Figura 4.27.** Característica de operación de la protección diferencial de línea para la fase *B*, al simular una falla bifásica interna, en su zona de protección [Impresión de pantalla de Microsoft Excel].

La Figura 4.28 representa la característica de operación del relé diferencial de línea, detectando la falla dentro de los límites fijados, entre los ejes de corriente diferencial (eje y) y de restricción (eje x), de la fase *C*.



**Figura 4.28.** Característica de operación de la protección diferencial de línea para la fase *C*, al simular una falla bifásica interna, en su zona de protección [Impresión de pantalla de Microsoft Excel].

La Figura 4.29, ilustra la simulación de una falla externa, al 25% de la línea de subtransmisión Oriente/Derivación – Totoras EEASA.



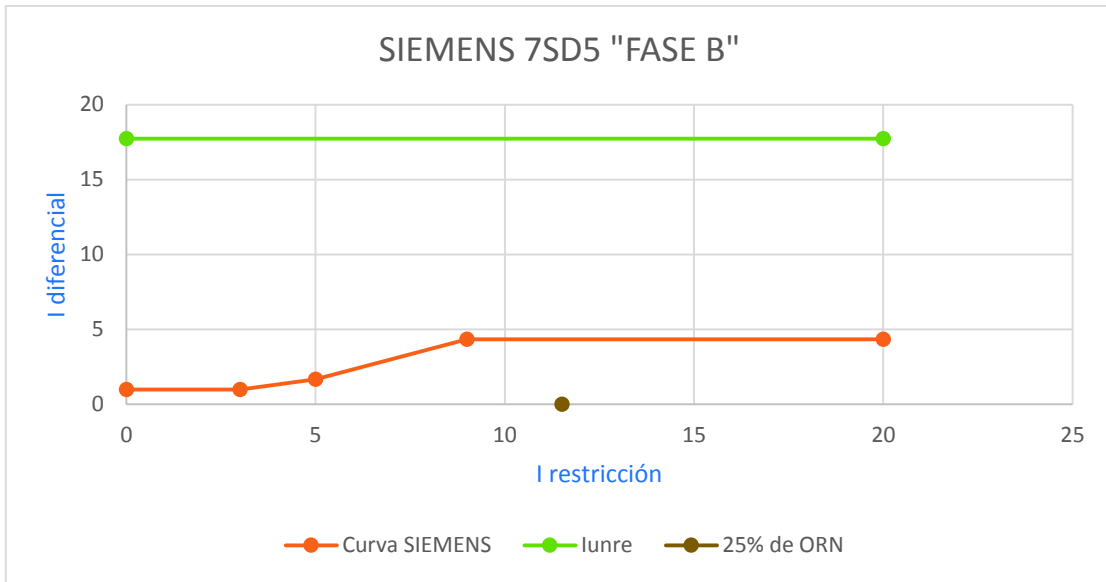
**Figura 4.29.** Simulación de una falla externa a su zona de protección, en la línea Oriente/Derivación – Totoras EEASA y puntos de los TCs modelados en las salidas de las subestaciones Ambato y Oriente [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Tabla 4.11, presenta las corrientes diferencial y de restricción, calculadas al simular una falla bifásica externa al 25% de la línea de subtransmisión Oriente/Derivación-Totoras EEASA, desde la subestación Oriente.

**Tabla 4.11.** Corrientes diferencial y de restricción [Elaboración Propia].

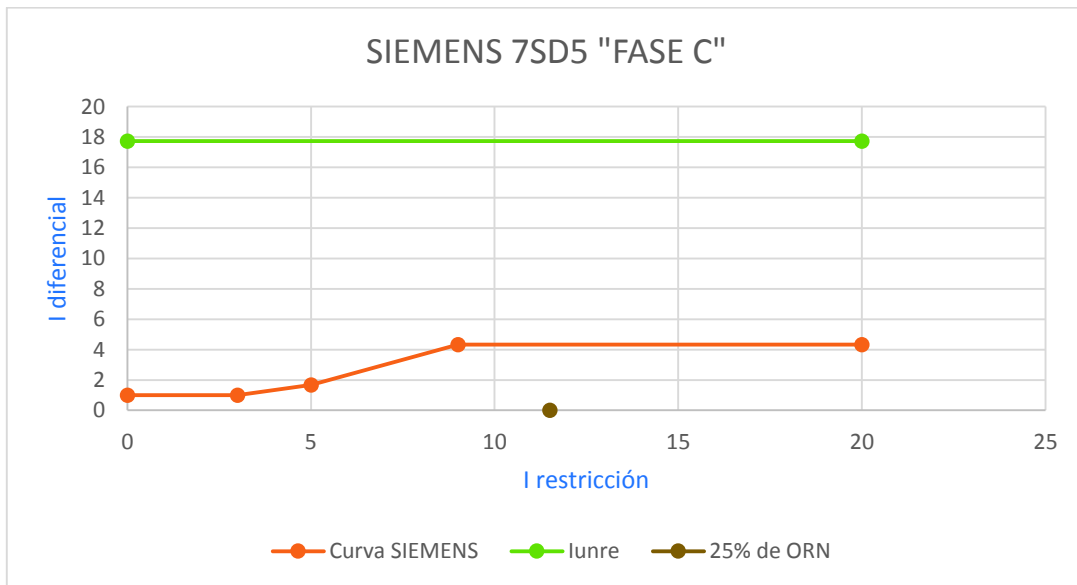
<i>Desde la S/E Oriente/Derivación, al 25% de la línea de subtransmisión Oriente-Totoras EEASA</i>		
	<i>Idif [pu]</i>	<i>Irest [pu]</i>
Fase A	0	0,0133333
Fase B	0	11,505714
Fase C	0	11,507143

La Figura 4.30, presenta la característica de operación del relé diferencial de línea, detectando la falla dentro de los límites determinados, entre los ejes de corriente diferencial (eje y) y de restricción (eje x) para la fase B.



**Figura 4.30.** Característica de operación de la protección diferencial de línea para la fase *B*, al simular una falla bifásica externa a su zona de protección [Impresión de pantalla de Microsoft Excel].

La Figura 4.31, presenta la característica de operación del relé diferencial de línea, detectando la falla dentro de los límites fijados, entre los ejes de corriente diferencial (eje y) y de restricción (eje x) para la fase *C*.



**Figura 4.31.** Característica de operación de la protección diferencial de línea para la fase *C*, al simular una falla bifásica externa a su zona de protección [Impresión de pantalla de Microsoft Excel].

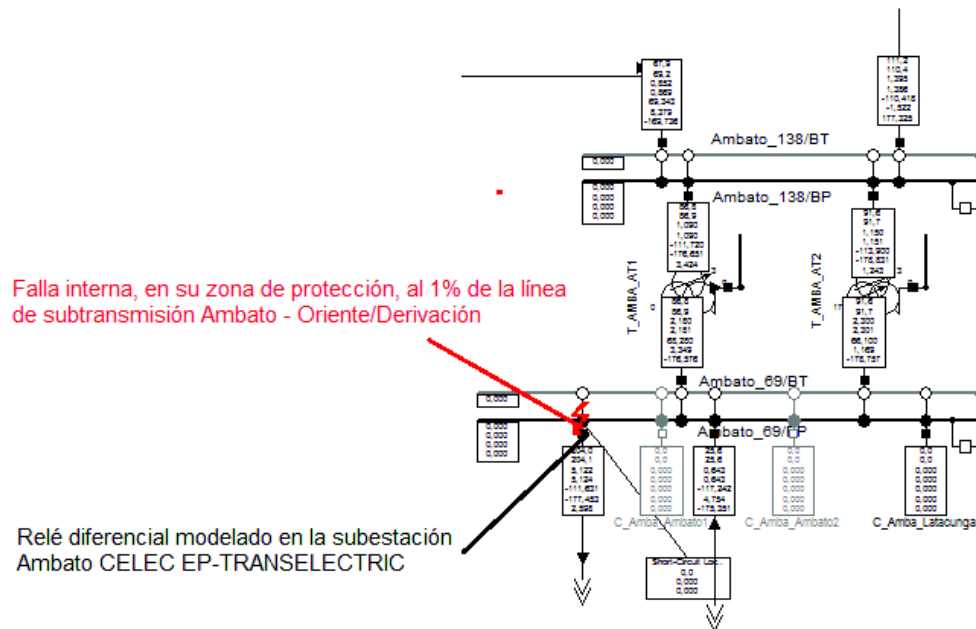


El análisis de los relés diferenciales modelados con los equivalentes de red en las salidas de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, se encuentran en el anexo digital 5. Los relés diferenciales ajustados son:

- De la línea Samanga – Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- De la línea Montalvo – Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- De la línea Totoras EEASA – Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- De la línea Pelileo – Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC.
- De la línea Agoyán – Baños CELEC EP-TRANSELECTRIC.

En las Figuras a continuación, se presentan los puntos en los cuales, se simularon eventos de cortocircuitos en el sistema de subtransmisión de la EEASA conectado al SNI, considerando que la curva característica determine si opera el relé diferencial dentro de la zona de protección fijada.

La Figura 4.32, ilustra la simulación de una falla al 1% de la línea de subtransmisión Ambato – Oriente/Derivación, en el sistema eléctrico de la EEASA conectado al SNI.



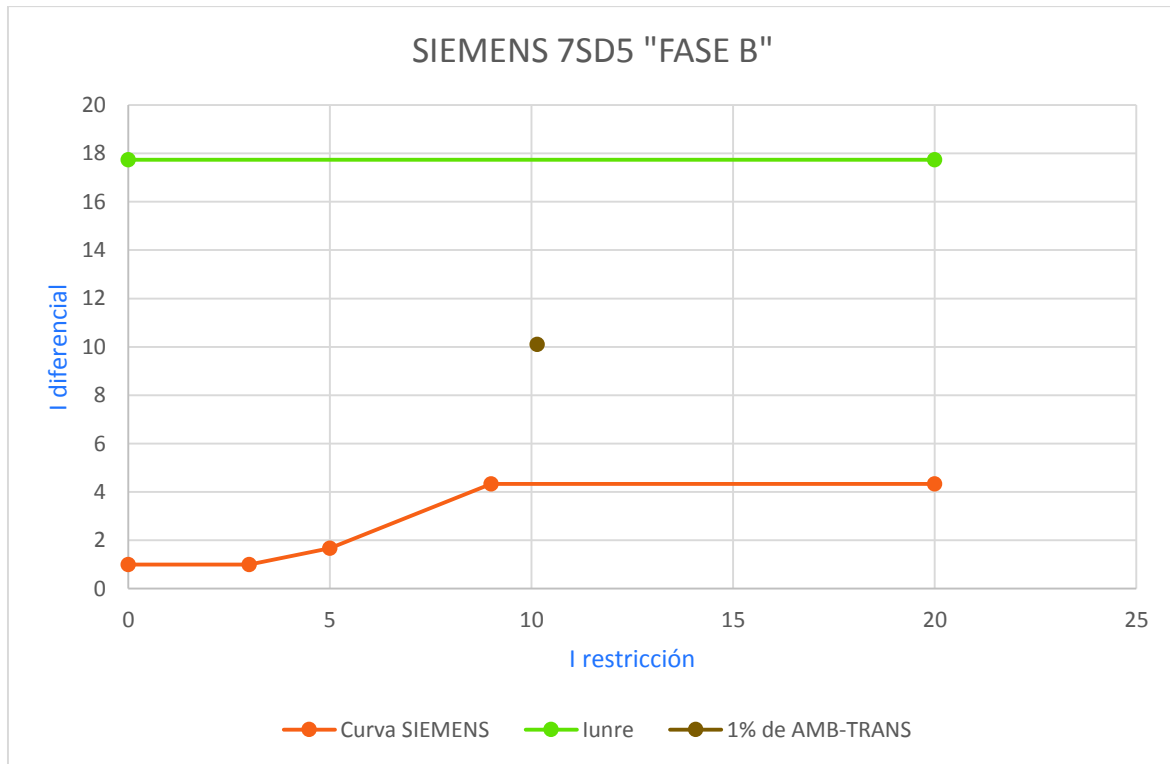
**Figura 4.32.** Simulación de una falla interna en su zona de protección y punto del relé diferencial modelado [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Tabla 4.12, ilustra la simulación de una falla bifásica interna, al 1% de la línea de subtransmisión Ambato-Oriente/Derivación, desde la subestación Ambato, en la zona Santa Rosa – Totoras.

**Tabla 4.12.** Corrientes diferencial y de restricción [Elaboración Propia].

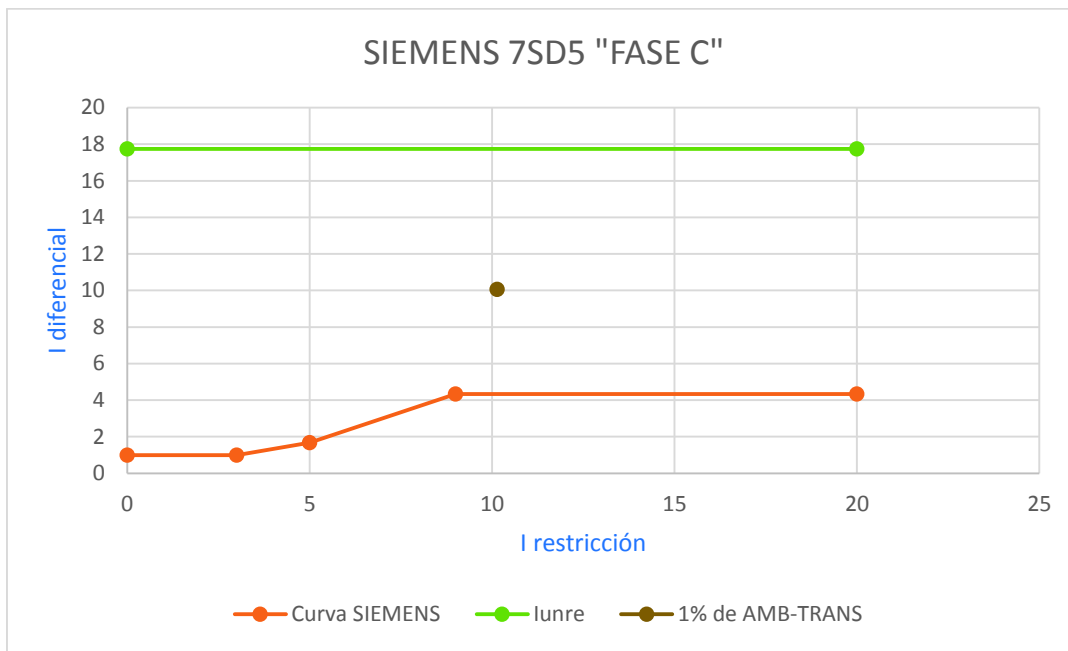
Desde S/E AMBATO-TRANSELECTRIC		
<i>Falla bifásica al 1% de la línea Ambato-Oriente</i>		
	<i>I<sub>dif</sub> [pu]</i>	<i>I<sub>rest</sub> [pu]</i>
Fase A	0	0,01333333
Fase B	10,1017143	10,14
Fase C	10,0527	10,14

La Figura 4.33, presenta la característica de operación del relé diferencial de línea, detectando la falla dentro de los límites, entre los ejes de corriente diferencial (eje y) y de restricción (eje x) para la fase B.



**Figura 4.33.** Característica de operación de la protección diferencial de línea para la fase B, al simular una falla bifásica interna a su zona de protección [Impresión de pantalla de Microsoft Excel].

La Figura 4.34, presenta la característica de operación del relé diferencial de línea, detectando la falla dentro de los límites, entre los ejes de corriente diferencial (eje y) y de restricción (eje x) para la fase C.



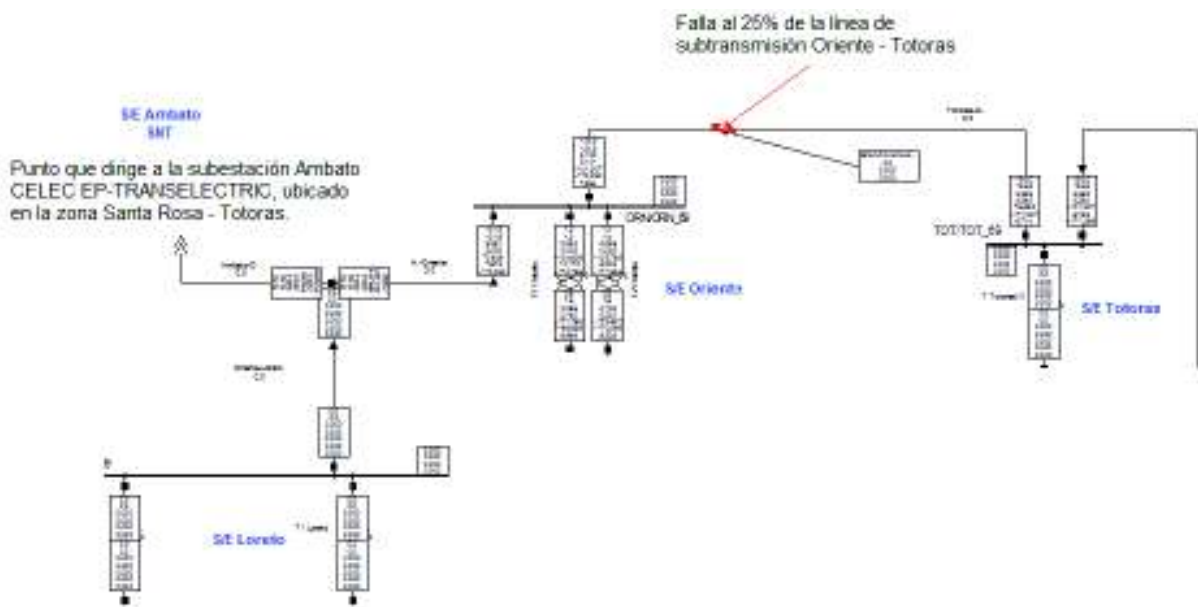
**Figura 4.34.** Característica de operación de la protección diferencial de línea para la fase C, al simular una falla bifásica interna a su zona de protección [Impresión de pantalla de Microsoft Excel].

La Tabla 4.13 presenta las corrientes diferencial y de restricción, calculadas al simular una falla bifásica externa al 25% de la línea de subtransmisión Oriente/Derivación-Totoras EEASA, desde la subestación Oriente.

**Tabla 4.13.** Corrientes diferencial y de restricción [Elaboración Propia].

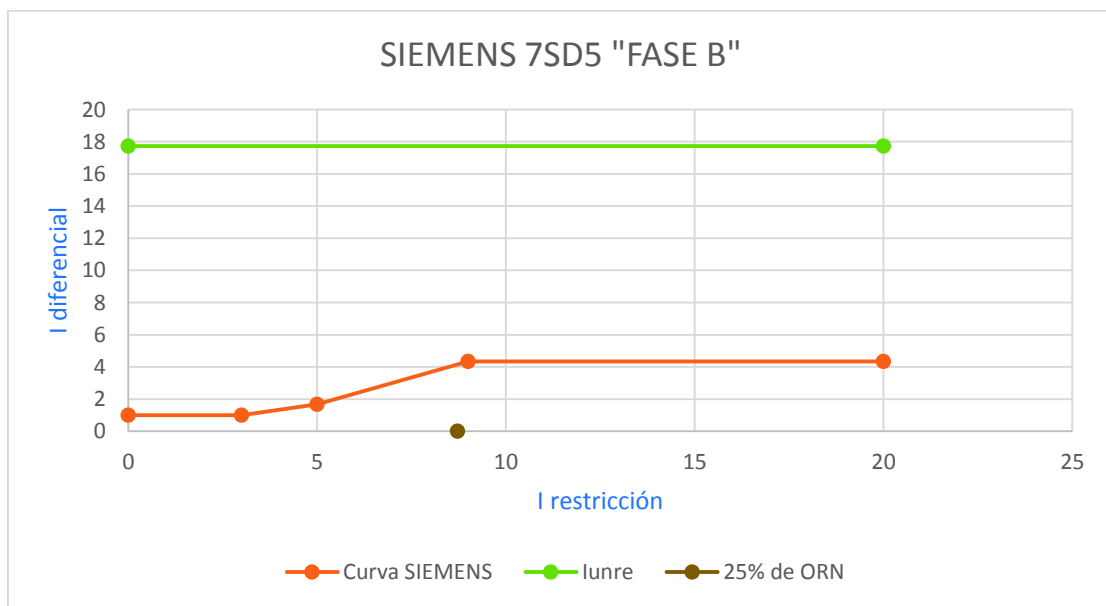
<i>Desde la S/E Oriente/Derivación, al 25% de la línea de subtransmisión Oriente-Totoras EEASA</i>		
	<i>Idif [pu]</i>	<i>Irest [pu]</i>
Fase A	0	0,01
Fase B	0	8,7171429
Fase C	0	8,8514286

La Figura 4.35, ilustra la simulación de una falla externa, al 25% de la línea de subtransmisión Oriente/Derivación – Totoras EEASA.



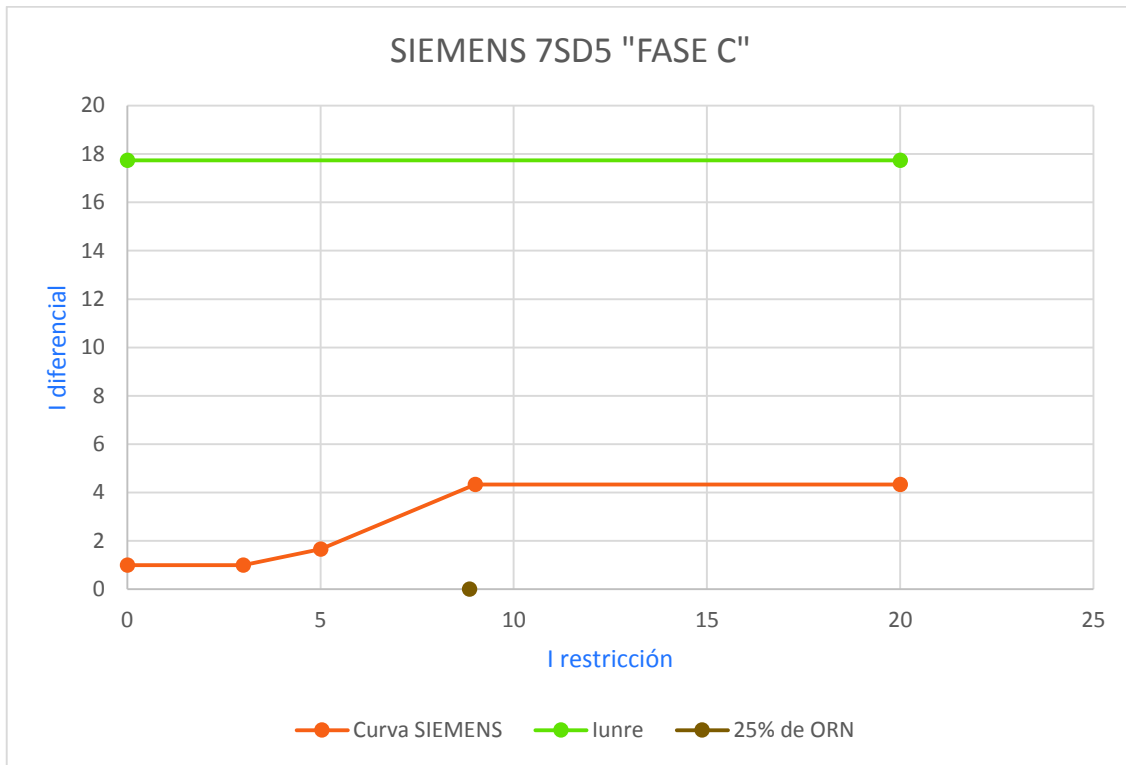
**Figura 4.35.** Simulación de una falla externa a su zona de protección, en la línea Oriente/Derivación – Totoras EEASA [Impresión de pantalla de PowerFactory].

La Figura 4.36, presenta la característica de operación del relé diferencial de línea, detectando la falla dentro de los límites determinados, entre los ejes de corriente diferencial (eje y) y de restricción (eje x) para la fase B.



**Figura 4.36.** Característica de operación de la protección diferencial de línea para la fase C, al simular una falla bifásica externa a su zona de protección [Impresión de pantalla de Microsoft Excel].

La Figura 4.37 presenta la característica de operación del relé diferencial de línea, detectando la falla dentro de los límites determinados, entre los ejes de corriente diferencial (eje y) y de restricción (eje x) para la fase *B*.



**Figura 4.37.** Característica de operación de la protección diferencial de línea para la fase *C*, al simular una falla bifásica externa a su zona de protección [Impresión de pantalla de Microsoft Excel].

#### 4.4.1.4. Análisis de Resultados

En esta sección, se tabuló y analizó las corrientes necesarias para ajustar el relé de protección diferencial a la salida de la subestación Ambato, considerada como ejemplo. Se realizó el mismo análisis para cada una de las salidas de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC.

En la Sección 4.3, se demostró que existe coordinación entre los relés de sobrecorriente, expresando mediante figuras representativas. Estos resultados, determinaron la aplicación del relé diferencial en el sistema eléctrico de subtransmisión de la EEASA.

Los relés diferenciales de línea no operan al presentarse contingencias externas a su zona de protección, debido a que los equipos de medida detectan el mismo módulo de corriente desfasada  $180^\circ$ , por lo tanto, la suma fasorial de la corriente diferencial es cero, mientras que la corriente de restricción, sí determina un valor en módulo.

En la subestación Baños, se implementará el relé diferencial de línea en años posteriores o de acuerdo al requerimiento solicitado, debido a la cantidad de recursos que destina la empresa.

Las Figuras de la Sección 4.4 presentan la correcta operación del relé diferencial de línea en sus respectivas zonas de protección (protección principal), modelados a la salida de cada subestación de CELEC EP-TRANSELECTRIC. La aplicación de estos equipos es favorable, ya que no se necesitan coordinar con otros relés de protección.

No fue posible modelar el relé diferencial de línea en el programa computacional PowerFactory, porque no existe el relé en la última versión del programa utilizado para este trabajo, por esta razón, las características de operación y la verificación de su correcto funcionamiento se lo realizó en el programa Microsoft Excel.

Los resultados presentados en el anexo virtual son:

- Anexo Digital 1: Manual de Relés de Protección.
- Anexo Digital 2: Tablas de la Corriente de Cortocircuitos.
- Anexo Digital 3: Coordinación de protecciones de las rutas mencionadas en la Sección 4.3.2.1.
- Anexo Digital 4: Tablas de los ajustes de las protecciones implementadas.
- Anexo Digital 5: Ajuste de los relés diferenciales en las salidas de las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC.

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

El trabajo realizado ha cumplido con los objetivos planteados, modelando, ajustando y coordinando el sistema de protecciones para operación en configuración mallada en la red de subtransmisión de la EEASA. De este trabajo se ha concluido lo siguiente:

- Los resultados obtenidos del análisis de flujos de potencia en el sistema eléctrico de subtransmisión al operar en configuración mallada permanecen dentro de los límites establecidos por el ente regulador ARCONEL, entre 0,95 y 1,05 pu., cumpliendo con uno de los principales requerimientos de la empresa, la cual espera no incrementar pérdidas técnicas y económicas en el sistema eléctrico de la EEASA:
- La operación de los dispositivos de protección en el sistema eléctrico de subtransmisión, al simular cortocircuitos es correcta, garantizando que los equipos de mayor costo no se sobrecarguen y su deterioro debido a fallas se no incremente. La coordinación de los equipos de protección, se realizó desde el fusible instalado más cercano a la barra de 13,8kV y no con todos fusibles implementados aguas abajo del alimentador.
- La potencia que entregan los dos autotransformadores de la subestación Ambato CELEC EP-TRANSELECTRIC es de 86 MVA de los 118 MVA disponibles. El menor de los valores mencionados (86 MVA), se tomó como límite para el ajuste del relé de sobrecorriente direccional a la salida de mencionada subestación.
- En el sistema de subtransmisión de la EEASA la coordinación se realizó con los relés de la subsiguiente bahía con un tiempo mayor o igual a 250 ms (el relé de la bahía Totoras CELEC EP-TRANSELECTRIC en la subestación Montalvo con el relé de la bahía Pelileo en la subestación Totoras CELEC EP-

TRANSELECTRIC) o 300 ms como estima la norma, asegurando selectividad entre los equipos de protección, aunque esto ocasiona que se suba los tiempos de las curvas (DIAL) de los relés de sobrecorriente que protegen a los transformadores de potencia en las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC. Estas variaciones en las protecciones de los transformadores no sobrepasa su curva de daño, si en algún caso esto sucede, se deberá solicitar a la empresa transmisora se realicen los cambios necesarios

- Los relés diferenciales de línea permiten brindar mayor seguridad en el sistema eléctrico, debido a que actúan instantáneamente ante fallas presentadas en la red, beneficiando a la empresa distribuidora y a los usuarios finales.
- En el programa computacional Microsoft Excel se realizó los cálculos la representación de la característica de operación de los relés diferenciales de línea. En este programa se realizó un análisis para obtener las corrientes (diferencial y de restricción) de falla, ante eventuales contingencias simuladas en el sistema eléctrico de la EEASA, verificando la correcta operación del relé como protección principal en su respectiva zona de operación.

## **5.2. RECOMENDACIONES**

- En las subestaciones de CELEC EP-TRANSELECTRIC, Ambato y Totoras, se recomienda la implementación de TCs de mayor capacidad, debido a que los transformadores de corriente actuales instalados, son de relación máxima (RTC) de 300/5, siendo no aplicables para los relés diferenciales de línea, llegando a saturarlos al presentarse corrientes de cortocircuito en la red,
- Al ajustar los relés de sobrecorriente implementados en el sistema de subtransmisión de la EEASA, se recomienda multiplicar por un factor de seguridad la corriente nominal de carga, para que los dispositivos de protección detecten altos valores de corrientes de cortocircuito ante posibles fallas presentadas en la red, brindando mayor sensibilidad en el sistema de la EEASA.



- Para mejor operación del sistema de protecciones, se recomienda analizar las condiciones más críticas en la red, al simular cortocircuitos periódicamente, de esta manera mantener el estudio en un promedio de 1-2 años aproximadamente, y que ante la inclusión de nuevas centrales de generación no se vea afectada en su totalidad.
- En el presente trabajo, mediante la incorporación de nuevos equipos de protección de mejor tecnología (relés diferenciales de línea), se recomienda que los dispositivos utilizados en este estudio sean analizados por la EEASA para su posible implementación en campo.
- Se recomienda realizar flujos de potencia en el sistema eléctrico regularmente, para poder determinar si están sobrecargados o subutilizados los dispositivos de la red, con el fin de solucionar los problemas de operación que puedan surgir debido al aumento progresivo de carga.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] A. Cuevas y J. Hernández, "*Coordinación de Protecciones de un Sistema de Distribución*", México, 2013.
- [2] A. Rifaldi y N. Sirabonian, "*Sistemas de Distribución*", Argentina, Universidad de la Plata.
- [3] J. Mar y E. Vidal, "*Descripción y Funcionamiento de una Subestación Eléctrica*", México, Universidad Veracruzana, 2011.
- [4] "Manual de Estadísticas Energéticas", Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), Canadá, 2011.
- [5] S. Castaño, "*Protección de Sistemas Eléctricos*", Manizales, Colombia, 2010.
- [6] "IEC Normalización de Corrientes", IEC 60044-1, Suiza, 2003.
- [7] "IEC Normalización de Voltajes", IEC 60044-2, Suiza, 1997.
- [8] J. Juárez, "*Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*", México, 1995.
- [9] J. Yebra "*Sistemas Eléctricos de Distribución*", España, 2003.
- [10] M. Pinos "*Coordinación Gráfica de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas Radiales de Distribución*", Quito, EPN, 1992.
- [11] A. Ortiz, "*Análisis de Estabilidad de Voltaje en Estado Estable del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Quito*", Quito, EPN, 2012.
- [12] "Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución", Regulación No. 004/01 Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL).
- [13] J. Grainger y J. Stevenson, "*Análisis de Sistemas de Potencia*", McGraw-Hill, México, 1998.
- [14] A. Renzo, "*Protecciones Eléctricas*", Colombia, 2007.
- [15] Comité de Operaciones del Sistema Nacional Interconectado, Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN, Perú, 2008.
- [16] Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte Sociedad Anónima (EEASA).
- [17] "Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems" IEEE Std 242, 2001 (ANSI).
- [18] Corporación Eléctrica del Ecuador Empresa Pública Estratégica, Unidad de Negocio (CELEC-EP – TRANSELECTRIC).
- [19] "*User Manual PowerFactory*", DlgSILENT, Alemania, 2014.
- [20] "Technical Manual SIEMENS", SIPROTEC SIEMENS AG Versión 4.7, Berlín, 2011.
- [21] "Technical Manual ABB", ABB Oy, Finlandia, 2014.
- [22] "Technical Manual SEL", Schweitzer Engineering Laboratories, Estados Unidos, 2010.

- [23] Corporación CENACE, Expansión de la Transmisión Parte 2, Quito, 2014.
- [24] E.S. Transmisión de Energía Eléctrica, “*Estudio de Ajustes y Coordinación de Protecciones*”, Chile, 2015.
- [25] C. Zapata y G. Mejía, “*Coordinación de Relés de Sobrecorriente en Sistemas Radiales Utilizando Programación Lineal*”, Universidad Tecnológica de Pereira, Risalda, Colombia 2003.
- [26] G. Nájera, “*Ajuste y Coordinación de Protecciones de Distancia y de Sobrecorriente para Líneas de Transmisión que Comparten el mismo Derecho de Vía*”, Instituto Politécnico Nacional, México, 2012.

## **ANEXO 1**

### **SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA**

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA EN  
CONFIGURACIÓN MALLADA