

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y  
ELECTRÓNICA**

**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE  
SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA PARA EL CASO DE  
TRANSFERENCIA DE CARGA ENTRE LAS SUBESTACIONES  
AMBATO Y TOTORAS-TRANSELECTRIC**

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

**OSCAR PAÚL RODRÍGUEZ SÁNCHEZ**

oscar\_prs@hotmail.com

**DIRECTOR: LUIS ANTONIO BAYAS PAREDES**

antoniobayas@hotmail.com

**Quito, marzo 2014**

## DECLARACIÓN

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

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

---

OSCAR PAÚL RODRÍGUEZ SÁNCHEZ

## **CERTIFICACIÓN**

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Oscar Paúl Rodríguez Sánchez, bajo mi supervisión.

---

ING. ANTONIO BAYAS PAREDES

DIRECTOR DE PROYECTO

## DEDICATORIA

DEDICADO A MIS PADRES, POR SU ESFUERZO PARA QUE YO PUDIERA LOGRAR  
MIS OBJETIVOS, A ELLOS POR SIEMPRE MI GRATITUD.

## **AGRADECIMIENTO**

A **DIOS** POR ACOMPAÑARME SIEMPRE.

A MI **FAMILIA** POR TODA SU AYUDA Y APOYO PARA LOGRAR TODOS MIS  
OBJETIVOS.

A LA **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL** POR PERMITIR REALIZAR MI CARRERA  
PROFESIONAL.

A MI DIRECTOR **ANTONIO BAYAS** POR SUS RECOMENDACIONES Y  
COLABORACIÓN PARA LA CULMINACIÓN DE ESTE PROYECTO.

A LA **EEASA** POR LAS FACILIDADES BRINDADAS PARA EL DESARROLLO DE ESTE  
PROYECTO.

## CONTENIDO

<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. GENERALIDADES.....	1
1.2. OBJETIVOS.....	2
1.2.1. OBJETIVO GENERAL.....	2
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	2
1.3. ALCANCE .....	3
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	4
<b>2. CAPÍTULO 2.....</b>	<b>6</b>
<b>DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE PROTECCIONES PARA TRANSFERENCIA DE CARGA ENTRE LAS SUBESTACIONES AMBATO Y TOTORAS-TRANSELECTRIC DE LA EEASA .....</b>	<b>6</b>
2.1. INTRODUCCIÓN .....	6
2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA.....	6
2.2.1. ÁREA DE CONCESIÓN .....	6
2.2.2. CONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN SNT .....	7
2.2.3. GENERACIÓN.....	7
2.2.4. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN.....	8
2.3. FUNDAMENTOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	10
2.3.1. FUNCIÓN PRINCIPAL DE LAS PROTECCIONES .....	10
2.3.2. OBJETIVOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	11
2.3.3. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA PROTECCIONES ELÉCTRICAS	12
2.3.4. EQUIPOS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO .....	14
2.3.5. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS .....	19
2.3.6. ANÁLISIS DE SISTEMAS DE PROTECCIONES.....	25
2.3.7. FALLAS EN EL SISTEMAS ELÉCTRICOS .....	26
2.4. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA .....	33
2.4.1. SUBESTACIONES DE TRANSELECTRIC .....	33
2.4.2. CENTRALES DE GENERACIÓN DE LA EEASA.....	33
2.4.3. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA.....	34
2.4.4. EQUIPOS DE PROTECCIÓN.....	36

2.5.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA.....	38
2.5.1.	ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA.....	38
2.5.2.	RESULTADOS DE SIMULACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA...	40
2.5.3.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA .....	44
2.5.4.	ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS .....	48
2.5.5.	RESULTADOS DE SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITOS .....	49
2.5.6.	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITOS.....	51
2.5.7.	ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES .....	52
<b>3.</b>	<b>CAPÍTULO 3.....</b>	<b>54</b>
	<b>CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES UTILIZANDO EL RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL Y SELECTIVIDAD LÓGICA .....</b>	<b>54</b>
3.1.	INTRODUCCIÓN .....	54
3.2.	CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.....	55
3.2.1.	PROTECCIONES LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN .....	55
3.2.2.	SISTEMAS PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN.....	55
3.2.3.	PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONAL .....	56
3.2.4.	PARÁMETROS DE AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONAL.....	59
3.2.5.	CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LAS FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA .....	62
3.2.6.	COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN REDES RADIALES .....	68
3.2.7.	CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL .....	73
3.3.	APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA EN PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	76
3.3.1.	SELECTIVIDAD LÓGICA <sup>[12]</sup> .....	76
3.3.2.	VENTAJAS DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA <sup>[12]</sup> .....	78
3.4.	FUNCIÓN DE RECIERRE DE UN INTERRUPTOR .....	79
3.5.	CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ DIGITAL .....	80
3.5.1.	RELÉ DIGITAL ABB REF 630 <sup>[18]</sup> .....	81

3.5.2. RELÉ DIGITAL ABB REF 541 <sup>[18]</sup> .....	85
3.6. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN.....	89
3.6.1. REDES DE COMUNICACIÓN.....	89
3.6.2. MEDIOS DE TRANSMISIÓN DE DATOS .....	90
3.6.3. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN .....	90
3.6.4. PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN DNP3 (DISTRIBUTED NETWORK PROTOCOL).....	92
3.6.5. SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN .....	92
<b>4. CAPÍTULO 4.....</b>	<b>94</b>
<b>ESTUDIO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA PARA TRANSFERENCIA DE CARGA ENTRE LAS SUBESTACIONES AMBATO Y TOTORAS.....</b>	<b>94</b>
4.1. INTRODUCCIÓN .....	94
4.2. AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS CASOS DE TRANSFERENCIA DE CARGA A LA S/E AMBATO Y TOTORAS TRANSELECTRIC.....	95
4.2.1. TRANSFERENCIA CARGA A LA S/E AMBATO .....	96
4.2.2. TRANSFERENCIA CARGA A LA S/E TOTORAS.....	111
4.3. APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA EN EL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA....	121
4.3.1. AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA PARA LA APLICACIÓN SELECTIVIDAD LÓGICA.....	122
<b>5. CAPITULO 5.....</b>	<b>150</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>150</b>
5.1. CONCLUSIONES .....	150
5.2. RECOMENDACIONES .....	151
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>153</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>155</b>

## RESUMEN

En este proyecto se presenta el estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los relés digitales del sistema de subtransmisión de la EEASA para los circuitos de las bahías Ambato-1 y Montalvo mediante la función de sobrecorriente direccional y funciones lógicas, con el propósito que el esquema de protección diseñado opere correctamente cuando se realice transferencia de carga entre las subestaciones Ambato y Totoras mediante sus bahías respectivas.

Se describen los fundamentos principales de las protecciones eléctricas y se efectúan los análisis de flujos de potencia y cortocircuitos para determinar el estado actual del sistema de protecciones definiendo que es necesario realizar un esquema protecciones mediante funciones de sobrecorriente direccional para los circuitos de las bahías Ambato-1 y Montalvo.

Adicional a esto, se ejecuta la descripción de los criterios de la función de protección de sobrecorriente direccional, selectividad lógica y las características de los equipos de protección que dispone la EEASA, a partir de esto y de los análisis de flujos de potencia y cortocircuito permitirá efectuar correctamente el ajuste y coordinación de las protecciones del sistema de subtransmisión de la EEASA, con los resultados obtenidos se verifica que, mediante las curvas características de los relés de sobrecorriente el esquema diseñado de protecciones operará correctamente ante fallas.

Además, se ha implementado la selectividad lógica mediante funciones lógicas y de control, donde estas funciones operarán en conjunto con la función de protección de sobrecorriente, las comunicaciones entre relés son sobre un sistema de comunicación que la EEASA está implementando mediante fibra óptica y protocolo DNP3. Para desarrollar las simulaciones de flujos de potencia, cortocircuitos y coordinación de protecciones se utiliza el programa **CYME** el cual dispone la EEASA.

## PRESENTACIÓN

El presente proyecto se presenta en cinco capítulos, donde cada capítulo muestra el siguiente alcance:

En el Capítulo 1 se realiza la introducción de este trabajo, en el cual se definen los objetivos, alcance y justificación de este proyecto.

En el Capítulo 2 se realiza la descripción de los componentes eléctricos del sistema de subtransmisión de la EEASA tabulando los requerimientos necesarios para modelar el Sistema de Subtransmisión, con el fin de determinar las condiciones existentes del sistema de protecciones de los circuitos de las bahías Ambato-1 y Montalvo para los casos de transferencia de carga entre las subestaciones Ambato y Totoras respectivamente, esto a partir de las simulaciones obtenidas de flujos de potencia y cortocircuitos.

En el Capítulo 3 se describen los criterios necesarios de la función de sobrecorriente direccional y de la selectividad lógica para llevar a cabo el estudio de ajuste y coordinación de protecciones, también se describen las características más importantes de los relés digitales ABB REF-630 y REF-541 en los cuales la EEASA implementará los ajustes realizados en este trabajo, toda esta información se ha sido considerada de las referencias bibliográficas citadas.

En el Capítulo 4 se efectúa el estudio de ajuste y coordinación de protecciones a partir de los criterios de protecciones descritos en el capítulo 3 y a los análisis de flujos de potencia y cortocircuitos efectuados de tal manera que con los ajustes obtenidos el esquema de protección resguarde correctamente a los circuitos de las bahías Ambato-1 y Montalvo en todos sus casos de operación radial, finalmente se presenta una tabla de los ajustes obtenidos los cuales han sido simulados y comprobados mediante las curvas de operación de los relés de sobrecorriente.

Por último en el capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones de este proyecto.

# CAPÍTULO 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. GENERALIDADES

Para que un Sistema Eléctrico de Potencia (*SEP*) opere adecuadamente con niveles de calidad y confiabilidad es necesario que todos sus componentes también operen correctamente, debido a que siempre habrán aspectos que determinarán una condición de falla en el sistema eléctrico, fallas que traen consecuencias indeseables como pérdida de estabilidad del sistema, corte del servicio eléctrico, daño de equipos eléctricos entre otros. Por esto, es necesario que un sistema de protecciones opere conjuntamente con el SEP, para que ante una falla en el sistema eléctrico esta sea aislada rápidamente evitando que se propague para impedir que se produzcan daños en los equipos.

Por lo tanto, se deberá tener un sistema de protecciones que asegure la operación confiable de un sistema eléctrico y garantice que sus componentes están protegidos ante fallas.

La operación del Sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. (**EEASA**) se constituye de varios circuitos radiales, alimentando a las subestaciones de distribución de la EEASA desde las subestaciones de TRANSELECTRIC Ambato, Totoras, Puyo y Tena, ya que por razones de mantenimiento de equipos se debe realizar transferencia de carga entre las subestaciones de TRANSELECTRIC, generando esto varios casos de operación del sistema subtransmisión de la EEASA. Por lo tanto, es necesario que el sistema de protecciones del sistema de subtransmisión de la EEASA actúe correctamente para todos los casos de operación.

Con el desarrollo de este proyecto se pretende determinar los ajustes y coordinación de protecciones adecuados del sistema de subtransmisión de la

EEASA para los casos de transferencia de carga entre los circuitos de las bahías Ambato y Montalvo teniendo como equipo principal de protección al relé digital de sobrecorriente direccional.

El esquema de protecciones será mediante la implementación de las funciones 67/67N, con esto se verificará que exista coordinación entre los relés de las líneas de subtransmisión utilizando las curvas características de tiempo-corriente, adicionalmente se aplicará la técnica de selectividad lógica en unión con las funciones de sobrecorriente en los casos en donde solo la coordinación mediante curvas de tiempo-corriente no sea apropiada para cumplir con los requerimientos de un sistema de protecciones, la implementación de selectividad lógica es posible ya que el relé digital es un dispositivo inteligente de protección (*IED*).

En la Tabla 2.1 se muestran las posibles configuraciones de operación del Sistema Eléctrico de Subtransmisión de la EEASA para los casos de transferencia de carga entre las subestaciones Ambato y Totoras.

## **1.2. OBJETIVOS**

### **1.2.1. OBJETIVO GENERAL**

- Desarrollar un estudio para la coordinación de protecciones eléctricas para transferencia de carga entre las bahías Ambato-1 de la subestación Ambato y la bahía Montalvo de la subestación Totoras del Sistema de Subtransmisión de la EEASA, utilizando el relé digital de sobrecorriente direccional y la técnica de selectividad lógica.

### **1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Determinar la situación actual del sistema de protecciones eléctricas en el sistema de subtransmisión de la EEASA para transferencia de carga entre las subestaciones Ambato-TRANSELECTRIC bahía Ambato-1 y la subestación Totoras- TRANSELECTRIC bahía Montalvo.

- Realizar los flujos de potencia y cortocircuitos en el sistema de subtransmisión de la EEASA, para determinar los valores de corriente en demanda máxima y corrientes de cortocircuito.
- Realizar el análisis y aplicación de la coordinación de protecciones, utilizando relés de sobrecorriente direccional y para el caso que fuese necesario aplicar la técnica de selectividad lógica, mediante la implementación de funciones de protección 67/67N y selectividad lógica para transferencia de carga entre las bahías Ambato-1 de la subestación Ambato-TRANSELECTRIC y la bahía Montalvo de la subestación Totoras-TRANSELECTRIC en el sistema de subtransmisión de la EEASA.
- Realizar las simulaciones mediante el software computacional CYME el cual dispone la empresa para los análisis de flujos de potencia, cortocircuitos y coordinación de protecciones.
- Definir las características principales de los IED's y de su protocolo de comunicación, los cuales están instalados en el sistema de Subtransmisión de la EEASA y serán utilizados para la coordinación de protecciones.

### **1.3. ALCANCE**

El alcance de este trabajo se realizará en el sistema de Subtransmisión de la EEASA, entre las bahías Ambato-1 de la subestación Ambato y la bahía Montalvo de la subestación Totoras cuando se realice transferencia de carga, en el cual se determinarán las condiciones actuales del sistema de protecciones con el propósito de verificar si existe coordinación en estas condiciones de operación, de lo contrario, establecer un sistema mediante relés digitales de sobrecorriente direccional, que integren funciones de protección y lógicas, que se programarán con el software respectivo del equipo, de tal manera que al realizar transferencia de carga entre las subestaciones Ambato y Totoras se tenga selectividad, sensibilidad y velocidad en la operación del sistema de protecciones.

Se realizará un resumen técnico del relé digital de sobrecorriente direccional, indicando las características y funciones de protección y comunicación que serán

utilizadas para este proyecto. La comunicación entre los IED's y las subestaciones de la EEASA será mediante el protocolo que la empresa dispone y a través de fibra óptica, la cual se está implementando en la Red de Subtransmisión de esta empresa. Los estudios de flujo de potencia, cortocircuito y coordinación de protecciones se realizará en el programa CYME de propiedad de la EEASA.

#### **1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

El objetivo de este estudio de coordinación de protecciones es obtener los ajustes de los relés los circuitos de las bahías Ambato-1 y Montalvo para que al realizar transferencia de carga entre subestaciones de TRANSELECTRIC Ambato y Totoras mediante sus respectivas bahías los circuitos del sistema de subtransmisión antes mencionados queden correctamente protegidos ante fallas.

Un Sistema Eléctrico de Potencia está compuesto por varios componentes, cumpliendo cada uno de estos con una función específica y necesaria para la correcta operación del sistema, entre estos componentes tenemos las subestaciones, en la cual una de sus funciones es interconectar circuitos con diferentes niveles de voltaje, permitiendo la transferencia de potencia en el sistema eléctrico.

Considerando que las subestaciones son componentes importantes dentro del sistema de potencia y que además contienen equipos de un alto costo económico es necesario aplicar un adecuado mantenimiento a sus equipos con el propósito de bajar la frecuencia de fallas y disminuir sus consecuencias. Para cumplir con el objetivo de continuidad de servicio ante un mantenimiento de la subestación de TRANSELECTRIC Ambato o Totoras es necesario la interconexión entre circuitos dentro del sistema eléctrico, es decir, transferir la carga entre las subestaciones Ambato y Totoras, asegurando que el suministro de energía no sea afectado durante el mantenimiento de estas subestaciones.

Para los circuitos conformados en el sistema de subtransmisión cuando se realice transferencia de carga será necesario realizar coordinación de protecciones

eléctricas, utilizando relés digitales de sobrecorriente direccional que la empresa dispone, efectuando el ajuste y coordinación mediante los análisis de flujos de potencia, cortocircuito y equipos de protección disponibles. La coordinación de protecciones se realizará mediante la implementación de la función de sobrecorriente direccional, y para el caso que en las curvas características de tiempo-corriente no sea posible la coordinación considerando que no se puede superar los límites de las curvas características establecidas por los relés de TRANSELECTRIC se aplicará selectividad lógica en conjunto con las funciones de sobrecorriente para obtener coordinación entre los relés de las líneas de subtransmisión sin superar los ajustes de los relés de TRANSELECTRIC.

## **CAPÍTULO 2**

### **DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL DE PROTECCIONES PARA TRANSFERENCIA DE CARGA ENTRE LAS SUBESTACIONES AMBATO Y TOTORAS- TRANSELECTRIC DE LA EEASA**

#### **2.1. INTRODUCCIÓN**

Mediante el análisis de flujos de potencia, cortocircuito y equipos de protección instalados en el sistema eléctrico de la EEASA, se podrá determinar cuál es el estado actual del sistema de protecciones, para verificar si el ajuste y coordinación en el Sistema de Subtransmisión de la EEASA son las correctas para los diferentes casos de operación del sistema eléctrico. Se realiza también la descripción de los componentes del sistema eléctrico de la EEASA, mediante el levantamiento de información y tabulación de estos valores para luego modelar el Sistema de Subtransmisión de la EEASA en el programa “*CYME 5.04 Power Engineering Software*” a fin de llevar a cabo los análisis de cortocircuitos y flujos de potencia.

#### **2.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEASA**

##### **2.2.1. ÁREA DE CONCESIÓN**

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., (*EEASA-RCN*), al ser una empresa distribuidora de energía eléctrica cumple con el servicio brindar el servicio de energía eléctrica a sus 300.000 clientes con los índices adecuados de calidad, confiabilidad, eficiencia y economía a todos sus clientes que están distribuidos en las provincias de Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago y Napo cubriendo una área de concesión superior a 41.000 km<sup>2</sup> otorgada por CELEC-EP-TRANSELECTRIC como se muestra en *Figura 2.1*.



Figura 2.1 Área de Concesión de la EEASA

### 2.2.2. CONEXIÓN AL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN SNT

Los puntos de interconexión del sistema de subtransmisión de la EEASA al *Sistema Nacional de Transmisión (SNT)* son cuatro todos a 69 kV, los cuales son en las subestaciones (S/E) de TRANSELECTRIC: Ambato, Totoras, Puyo y Tena, alimentando a las subestaciones de distribución de la EEASA desde estos puntos de conexión del SNT. De cada una de las S/E de TRANSELECTRIC se derivan circuitos mediante líneas de subtransmisión con un nivel de voltaje de 69 kV hasta llegar a las S/E de distribución de la EEASA formando un anillo.

Las posiciones o bahías de la S/E Ambato son tres: la bahía Ambato-1 a la S/E Samanga, la bahía Ambato-2 a la S/E Oriente y la bahía Latacunga, esta última no es parte del sistema eléctrico de la EEASA. Las bahías de la S/E Totoras son tres a las S/E Oriente con el alimentador Ambato, a la S/E Montalvo con el alimentador Montalvo y a la S/E Pelileo con el alimentador Baños. Las subestaciones Tena y Puyo tiene una bahía cada una hacia las S/E Tena y Puyo de la EEASA respectivamente, el resto de subestaciones de distribución se interconectan formando un sistema eléctrico en anillo.

### 2.2.3. GENERACIÓN

La EEASA tiene dos centros de generación propia que son de característica hidráulica y térmica las cuales son: la Central Térmica Lligua con una potencia de 5000 kVA y nivel de voltaje de 4.16 kV y la Central Hidráulica Península con una potencia de 3750 kVA a un nivel de voltaje de 6.9 kV, generalmente la operación de la central hidráulica es mediante los generadores número 1 y 4, mientras que la central Térmica no está operando.

#### **2.2.4. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN**

Todos los circuitos de subtransmisión están a 69 kV, resultando la longitud de todos los circuitos a 69[kV] de 126[km], con este voltaje se llega hasta las subestaciones de distribución de la EEASA en la cuales se tiene 13.8[kV] para los alimentadores de distribución, para esto la EEASA dispone de 14 S/E de distribución, de las cuales 12 son reductoras de 69/13.8 kV y dos que son de las centrales Lligua y Península con niveles de voltaje de 4.16/13.8 kV y 6.9/13.8 kV respectivamente. Con las 14 S/E del sistema eléctrico de la EEASA la potencia total instalada es de 167 MVA, transmitiendo satisfactoriamente la energía requerida a todos sus clientes. Adicional a esto se está construyendo la S/E Quero con un transformador de 12 MVA para cuatro alimentadores.

El sistema de subtransmisión de la EEASA es un sistema en anillo a nivel de subtransmisión, pero su operación es mediante *circuitos radiales* alimentando desde los puntos de interconexión de las subestaciones de TRANSELECTRIC a las subestaciones de distribución de la EEASA. En la *Figura 2.2* se muestra un esquema unifilar simplificado con las subestaciones de las EEASA que interviene en la coordinación de este proyecto. Se consideran tres casos de operación con característica de topología radial de los circuitos de subtransmisión, en los flujos de potencia se analizara también la posibilidad de que el sistema de subtransmisión de la EEASA sea mallado.

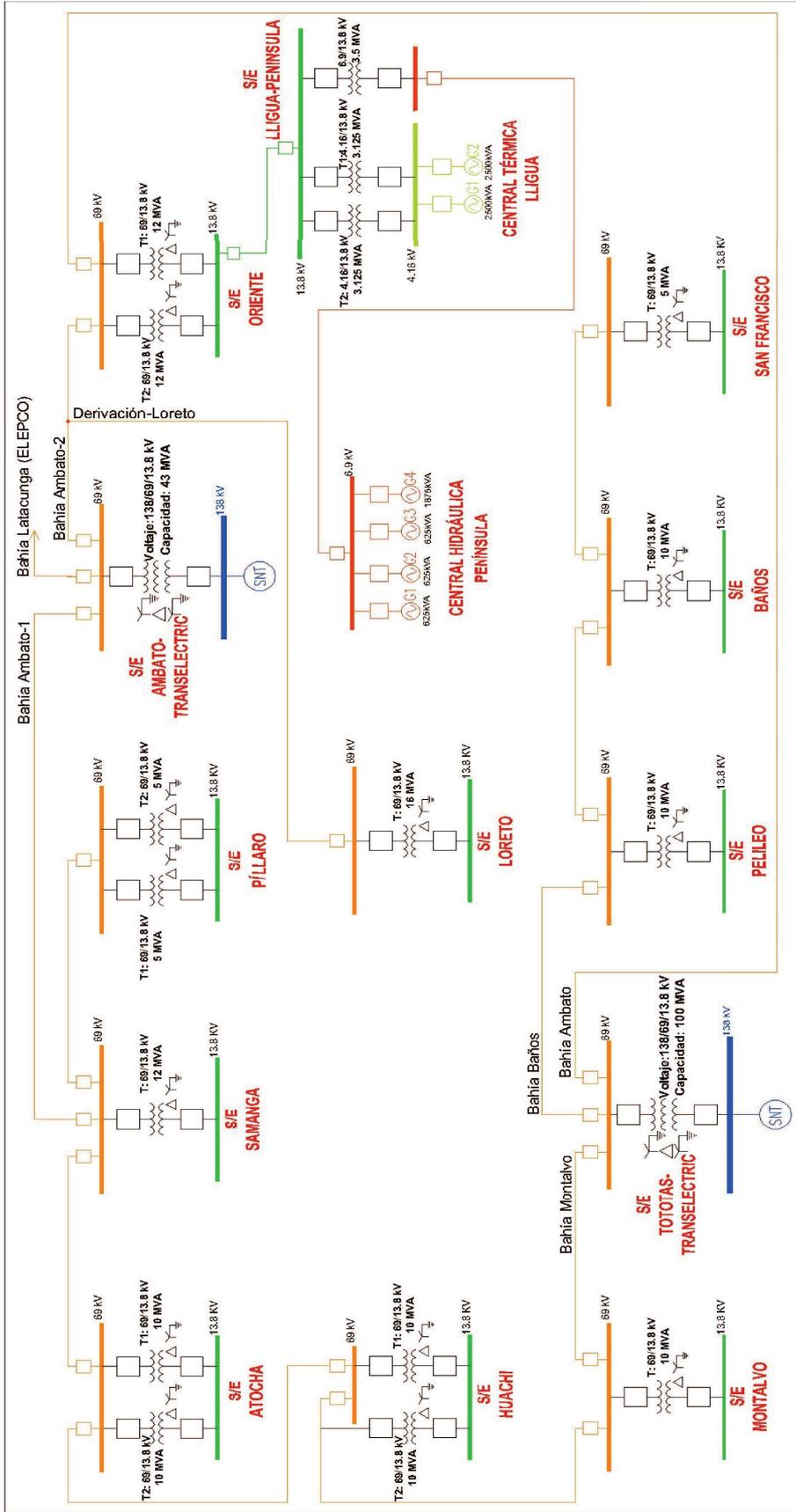


Figura 2.2 Diagrama unifilar simplificado del sistema de subtransmisión de la EEASA

En la Tabla 2.1 se muestra la conexión de las subestaciones de la EEASA describiendo los circuitos radiales en cada caso de operación para realizar transferencia de carga. Para el caso de las centrales de generación Lligua y Península estas se conectan a sus subestaciones respectivas, para luego conectarse a la barra de 13.8 kV de la Central Península, para poder conectarse con la S/E Oriente en la barra de 13.8 kV como se observa en la *Figura 2.1*.

N°	PUNTO DE CONEXIÓN AL SNT(S/E)	SALIDA/ BAHÍA (69 kV)	S/E DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA CONECTADAS		
			CONDICIÓN ACTUAL	TRANSFERENCIA A LA S/E AMBATO	TRANSFERENCIA A LA S/E TOTORAS
1	Ambato-TRANSELECTRIC	<b>Ambato-1</b>	Samanga, Píllaro	Samanga, Píllaro, Atocha, Huachi, Montalvo	-----
		Ambato-2	-----	Oriente, Loreto	-----
		Latacunga	-----	-----	-----
2	Totoras-TRANSELECTRIC	<b>Montalvo</b>	Montalvo, Huachi, Atocha	-----	Montalvo, Huachi, Atocha, Samanga, Píllaro.
		Baños	Pelileo, Baños	-----	-----
		Ambato	Oriente, Loreto	-----	Oriente, Loreto
3	Puyo-TRANSELECTRIC	Puyo	Puyo, Mushullacta	-----	-----
4	Tena-TRANSELECTRIC	Tena	Tena	-----	-----

*Tabla 2.1 Conformación de los Circuitos Radiales de la EEASA*

En el **ANEXO # 4** se muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de la EEASA a nivel de subtransmisión con todas las subestaciones que componen el sistema eléctrico de la EEASA con todos sus alimentadores y equipos de seccionamiento.

## **2.3. FUNDAMENTOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

### **2.3.1. FUNCIÓN PRINCIPAL DE LAS PROTECCIONES**

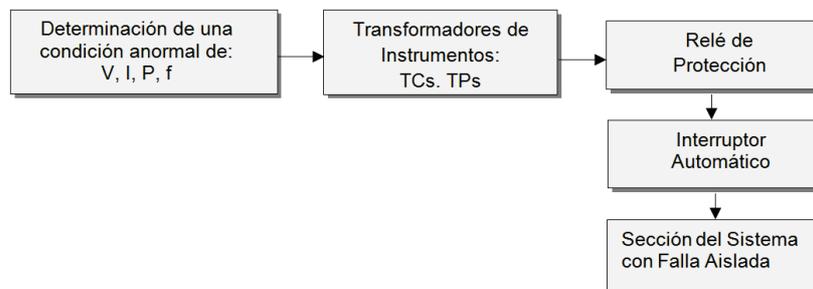
Puesto que un sistema eléctrico esta siempre expuesto a un sinnúmero de fallas durante su operación, es obligatorio cumplir con requerimientos que aseguren los índices adecuados de calidad y confiabilidad del servicio eléctrico mediante el cumplimiento de normas y requerimientos, para que, ante un evento de falla el sistema de protecciones pueda responder adecuadamente, en donde la función principal que debe cumplir las protecciones es aislar la falla en el menor tiempo posible para que esta no se propague y no haya daño de equipos por causa de esfuerzos mecánicos eléctricos y térmicos causadas por una corriente de cortocircuito.

### 2.3.2. OBJETIVOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Entre los objetivos principales que las protecciones de un sistema eléctrico deben cumplir <sup>[4]</sup> <sup>[5]</sup> <sup>[6]</sup>:

- Resguardar adecuadamente a las personas y equipos.
- Remover del sistema eléctrico una falla en el menor tiempo posible.
- Aislar la sección con falla del sistema eléctrico.
- Cubrir la totalidad del Sistema Eléctrico.

La *Figura 2.3* muestra la actuación de los equipos de protección ante una condición de falla, sean estas causadas por un evento anormal de: corriente, voltaje, frecuencia etc., las cuales detectará la falla el relé mediante transformadores de instrumentos (TC's, TP's) con valores adecuados de voltaje y corriente para que el relé de la orden de disparo al disyuntor para finalmente aislar la sección del sistema con falla.



*Figura 2.3 Actuación de los equipos de protección ante una falla*

Todos los sistemas de protecciones eléctricas deben cumplir requerimientos para poder detectar y sacar de operación a los elementos del sistema eléctrico que estén en condición de falla, los requerimientos que deben cumplir se describen a continuación:

#### **2.3.2.1. Selectividad**

Permite diferenciar las condiciones para las cuales se requiere la operación del equipo de protección y para cual no se requiere la operación de dependiendo de su zona de protección.

#### **2.3.2.2. Sensibilidad**

Define los valores mínimos (pick-up) de operación del equipo de protección, para poder diferenciar una condición anormal y la operación normal.

#### **2.3.2.3. Velocidad**

Es la característica que está relacionada con el tiempo requerido para emitir la orden de operación del relé o sistema de protección.

Para cumplir con todos estos requerimientos es preciso que los ajustes de las protecciones sean los correctos y que los tiempos de coordinación sean adecuados, para esto es necesario conocer los valores de flujos de potencia y los de cortocircuito y además de los equipos para implementar el esquema de protección requerido por el sistema eléctrico dependiendo de su configuración.

### **2.3.3. ESTRUCTURA DE UN SISTEMA PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

#### **2.3.3.1. Zonas de protección**

El requerimiento importante que deben cumplir los esquemas de protecciones es cubrir la totalidad del Sistema Eléctrico de Potencia (**SEP**), con esto se asegura que todos los elementos quedarán protegidos ante fallas.

Para limitar la sección del sistema eléctrico que es desconectada al aislar una falla la cobertura de las protecciones se implementan mediante zonas las cuales tienen una sección de traslape a fin de que ninguna zona quede desprotegida ante fallas, de tal manera que la protección operará en su zona como función principal, y por si algún motivo hubiese un fallo en la protección principal se debe asegurar que la falla será asilada mediante una protección de respaldo ubicada en una zona adyacente a la zona de la protección principal (esto para protecciones graduadas).

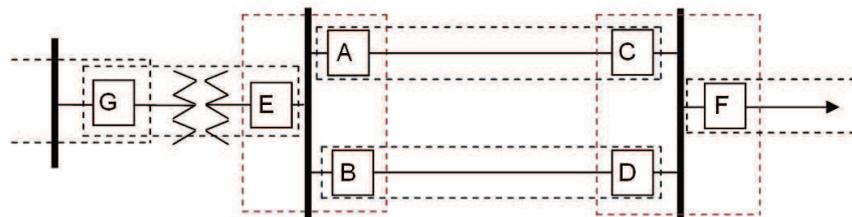


Figura 2.4 Zonas de protección

#### 2.3.3.2. Protección principal

La función de la protección principal es despejar la falla cuando esta ocurre dentro de su zona de protección como primera línea de defensa ante fallas.

#### 2.3.3.3. Protección de respaldo

La función de la protección de respaldo es despejar la falla que no ha podido ser despejada por la protección principal a través de su interruptor asociado, claro que la protección de respaldo no actuará al mismo instante que la protección principal, pues deberá tener un intervalo de tiempo de tal manera que del tiempo necesario para que la protección principal pueda despejar la falla de su zona de cobertura.<sup>[5]</sup>

Un fallo en la protección principal puede originarse por diferentes causas como<sup>[6]</sup>:

- Falla en la alimentación al Relé de Protección.
- Falla en el Relé de Protección.
- Falla en el circuito de disparo del interruptor.
- Falla en las señales de envío y recepción Relé-Interruptor.

Para un fallo de cualquiera de estos casos de la protección principal operará la protección de respaldo.

#### **2.3.4. EQUIPOS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

Con las siguientes definiciones se muestra la diferencia entre equipo de protección y sistema de protección.

##### **2.3.4.1. Equipo de protección**

Es el equipo o conjunto de equipos de protección que están diseñados para desempeñar una o varias funciones de protección definidas y que además forman parte del sistema de protecciones.



*Figura 2.5 Relé como equipo de protección (ABB REF-630)*

##### **2.3.4.2. Sistema o esquema de protección**

Es el conjunto de equipos de protección en el cual se incluyen transformadores de medida, circuitos de disparo, baterías, sistemas auxiliares, sistemas de comunicación entre otros, siendo todo este conjunto de equipos indispensables para realizar funciones de protección específicas. De este conjunto de equipos se excluye al *disyuntor* o interruptor automático.



Figura 2.6 Sistema de Protecciones del SEP

### 2.3.4.3. Fusible

El fusible es uno de los elementos más utilizados en la protección de sistemas eléctricos, su función es interrumpir la corriente de falla y disponer de un ambiente dieléctrico para prevenir el restablecimiento del arco eléctrico. El fusible tiene la característica de operación de corriente inversamente proporcional al tiempo.

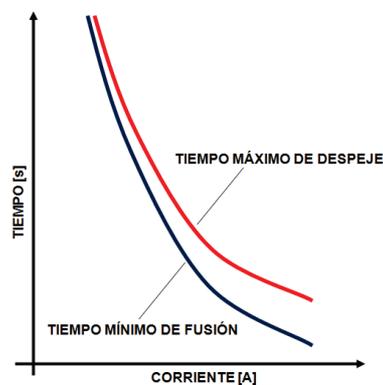


Figura 2.7 Curvas de un Fusible

Cuando por el elemento fusible circula una sobrecorriente el tiempo desde que detecta la sobrecorriente hasta que el fusible empieza a fundirse se llama *Tiempo Mínimo de Fusión* y el intervalo de tiempo que le toma fundirse se denomina *Tiempo Máximo de Despeje*. En base a esto el elemento fusible tendrá dos curvas de relación tiempo corriente:

- Curva de tiempo mínimo de fusión.

- Curva de tiempo máximo de despeje.

En donde el tiempo máximo de despeje es igual al tiempo mínimo de fusión más tiempo de duración del arco. La aplicación de los fusibles es tanto para sistemas eléctricos de potencia y sistemas de distribución.

#### 2.3.4.3.1. Fusible de potencia

Usados para niveles de voltaje altos instalados en subestaciones.

#### 2.3.4.3.2. Fusibles de distribución

Usados en alimentadores, estos fusibles por su construcción pueden ser:

- De expulsión: Usado principalmente donde la expulsión de los gases no causa problemas como en los circuitos aéreos y equipos no cubiertos.
- Limitadores de corriente: Usados en interiores, para proteger transformadores Pad Mounted, equipos encerrados donde se requiere limitación de energía ( $I^2 \cdot t$ ).

En sistemas de distribución se debe considerar los siguientes factores al momento de seleccionar el elemento fusible:

- Corriente nominal, corriente de sobrecarga y las armónicas presentes.
- Corrientes transitorias por energización de transformadores y energización de carga en frio.



Figura 2.8 Fusible tipo expulsión y fusible limitador de corriente

De acuerdo a la velocidad de operación los fusibles pueden ser

- Tipo K, son fusibles rápidos, con una relación de velocidad entre: 6 – 8.1
- Tipo T, son fusibles lentos, con una relación de velocidad entre: 10 – 13.1

- Tipo H, son fusible muy lentos, con relación de velocidad entre: 6 – 18

Para sistemas de distribución la selección del fusible depende de las condiciones del circuito, generalmente se usan los fusibles tipo K los cuales despejan la falla en un tiempo corto y coordinan mejor con relés. Por otro lado los fusibles tipo T soportan mayores corrientes como corrientes transitorias.

#### 2.3.4.4. Relés de Protección

Los relés son equipos de protección que están conectados al SEP para detectar y dar la orden de apertura a su interruptor asociado ante condiciones anormales o intolerables dentro del área de protección asignada al relé.

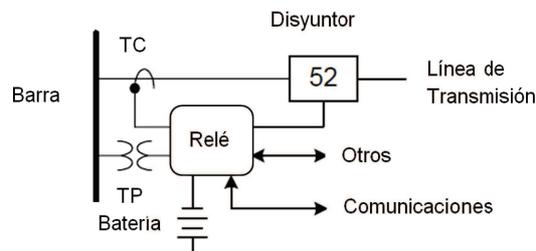


Figura 2.9 Conexión del Relé de Protección al SEP

El relé de protección para el cumplimiento de su correcto funcionamiento debe desarrollar internamente tres etapas fundamentales como se muestra en la Figura 2.10. <sup>[5]</sup>

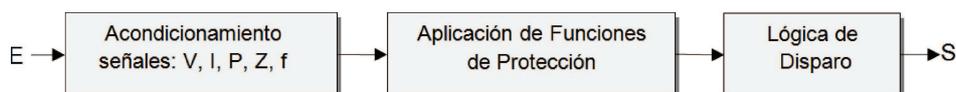


Figura 2.10 Etapas Internas para el funcionamiento del relé

Mediante la etapa de acondicionamiento de señales se ajustan las señales obtenidas de los transformadores de instrumentos TC's y TP's que generalmente son valores instantáneos de voltaje y corriente a valores requeridos por el relé, por ejemplo componentes de secuencia.

En la siguiente etapa de función de protección el relé aplicará la función requerida para el tipo de falla que se ha especificado al relé. Los resultados de la aplicación

de funciones se analizan con la lógica de disparo determinando cómo y cuándo operará la protección, el disparo de la protección actuará mediante sistema auxiliar de relé, si la señal de disparo ha sido emitida por el relé esta se transmitirá hasta los contactos de control del interruptor para finalmente aislar al circuito con falla.

#### **2.3.4.5. Clasificación de los relés**

La posibilidad de diferentes fallas que puede existir en un sistema eléctrico es muy amplia, a causa de esto existe una gran variedad de relés con diferentes funciones de protección, los relés deben responder a los requerimientos del sistema eléctrico cumpliendo las funciones para lo que fueron instalados.

Existen diferentes formas de clasificar a los relés por ejemplo de acuerdo a sus características y funciones <sup>[5]</sup>:

- De acuerdo a la función
- De acuerdo a su construcción
- De acuerdo a la señal de entrada
- De acuerdo a la tipo de funcionamiento

Las características y funciones de los relés se han ido mejorando en los últimos años con el avance de la tecnología, los relés digitales y numéricos han ido reemplazando los relés electromecánicos, teniendo como resultado una mejor funcionalidad de los sistemas de protección y menor tamaño de los equipos.

La clasificación de los relés de protección según su construcción o tecnología puede ser:

- Electromecánico
- Estático
- Digital
- Numérico

En el Capítulo 3 se describe las características principales de un relé digital, realizando un resumen de las principales funciones del relé digital ABB REF-630 y REF-541 que se utiliza para efectuar coordinación de protecciones.

### 2.3.5. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Son equipos eléctricos que permiten reducir los valores de voltaje y corriente del sistema eléctrico de potencia a valores adecuados para los equipos de protección y medida, ya que las magnitudes del SEP son demasiado grandes los equipos de medida y protección no pueden realizar directamente el análisis de estas magnitudes.

Mediante los transformadores de corriente (TC's) y de voltaje (TP's) se replicará las magnitudes del SEP en alto voltaje a valores proporcionales en el lado secundario que generalmente son de 1 a 5 [A] para las bobinas de corriente y 120 [V] para la bobina de voltaje, además los TC's y TP's permiten aislar los equipos de protección y medida del alto voltaje.

Entre los aspectos que hay que tener en cuenta para la selección de los transformadores de medida y protección son <sup>[7]</sup>:

- Burden: es la potencia del circuito conectado al secundario del transformador que a veces se expresa en (VA) o en ( $\Omega$ ).
- Burden Nominal: Es el que asegura la exactitud del transformador.
- Relación de transformación Nominal: Es la relación entre los valores nominales primarios y secundarios de voltaje y corriente correspondientes al TP y TC.
- Relación de transformación Real: Es la relación entre los valores reales primarios y secundarios de voltaje y corriente correspondientes al TP y TC.
- Clase: es la precisión normalizada para los equipos de medición y protección definiéndose como el error máximo admisible expresada en porcentaje.
- Error: Es el error de voltaje o corriente según corresponda al TP o TC, y es el resultado de que la relación de transformación real no es igual a la relación de transformación nominal mostrado en la placa. Este error puede ser expresado por las siguientes expresiones:

$$E_{\%Voltaje} = \frac{V_S - V_P}{V_P} * 100\%; \quad E_{\%Corriente} = \frac{I_S - I_P}{I_P} * 100\%;$$

Además para la selección de TC's y TP's también deben especificarse:

- Valores primarios y secundarios nominales: corriente para TC's y voltaje para TP's.
- Frecuencia nominal: 60Hz
- Nivel de aislamiento interno y externo.
- Nivel de contaminación

### 2.3.5.1. Transformadores de corriente (TC's)

Los transformadores de corriente transforman los valores de corriente medidos en el SEP a valores proporcionales en el secundario, el primario del TC se conecta en serie con el circuito de alto voltaje y en el secundario se conectan todas las bobinas de los equipos de protección y medida.

Un aspecto importante que hay que tomar muy en cuenta en los TC's es la saturación ya que afectará directamente en el error, esto ocurre cuando en la rama de magnetización circula una corriente elevada provocando que el núcleo del transformador se sature y la corriente de magnetización llega a ser lo suficientemente alta para producir un error excesivo lo que podrían causar una operación incorrecta de las protecciones.

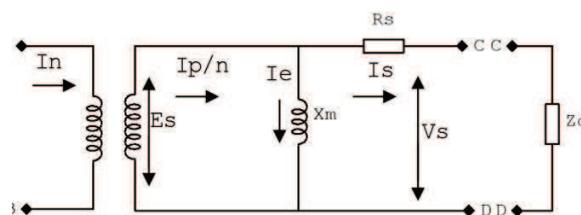


Figura 2.11 Circuito equivalente de un TC

Para esto hay que considerar que el núcleo sea de buena calidad para que se sature con altos valores de corriente y no se sature rápidamente, además siempre que se vaya a trabajar con TC's es necesario que el secundario este cortocircuitado para no tener altos voltajes en el secundario a causa de una

corriente de magnetización circulando por la alta impedancia de magnetización cuando el secundario del TC está abierto.

En el secundario del transformador pueden conectarse equipos de medida y protección para lo que deberá definirse la función que va a cumplir y la carga admisible que debe conectarse en el secundario para no afectar la precisión, debido a esto se debe especificar si el TC es para medida o protección.

#### 2.3.5.1.1. TC para medida

El primario de este transformador se conecta en serie al circuito que se desea medir la corriente y en el secundario se conectan los equipos de medida, estos TC's de medida deben garantizar una precisión desde un valor mínimo del 10% hasta un valor máximo del 120% de la corriente nominal. <sup>[10]</sup>

Los TC's de medida deben reflejar los valores de corriente del primario al secundario con gran precisión para realizar mediciones de potencia activa, reactiva, factor de potencia y energía, en condiciones de operación normal se requiere que los TC's se saturaren con valores de cinco veces la corriente nominal para asegurar la precisión de la medición.

#### 2.3.5.1.2. Precisión para TC's de medida

La clase o precisión del TC de medida se designa por el error máximo aceptable en porcentaje que el TC puede introducir con valores de corriente y frecuencia nominales.

CLASE DE PRECISIÓN	(+/-) % DE ERROR DE RELACIÓN PARA EL VALOR % DE LA $I_{NOMINAL}$				ERROR DE FASE EN MINUTOS PARA EL VALOR % DE LA $I_{NOMINAL}$			
	5 %	20 %	100 %	120 %	5 %	20 %	100 %	120 %
0.1	0.4	0.2	0.1	0.1	15	8	5	5
0.2	0.75	0.35	0.2	0.2	30	15	10	10
0.5	1.5	0.75	0.5	0.5	90	45	30	30
1	3	1.5	1.0	1.0	180	60	60	60

Tabla 2.2 Valores de presión para TC's de medición

La clase de precisión de los TC's que se utiliza para alimentación a las bobinas de corriente de los aparatos de medición en general, indicadores o registradores y relés de las protecciones es de 1 según Norma ANSI.

#### 2.3.5.1.3. TC para protección

En el secundario se conectarán en serie los relés de protección, por lo que el transformador debe asegurar que la relación de transformación sea correcta durante un cortocircuito, es decir debe asegurar la precisión durante una falla ya que circulará altas corrientes por el TC, dicho esto será necesario que el núcleo del TC sea de buena calidad para que se sature con valores de diez hasta treinta veces la corriente nominal.

#### 2.3.5.1.4. Precisión para TC's de protección

La precisión de los TC's de protección debe ser tal que debe asegurar un valor de corriente proporcional a la primaria en condición de falla con valores de hasta 30 veces la corriente nominal. Las clases de precisión normalizadas son 5P y 10P, y los *Límites de Precisión* son: 5, 10, 15, 20 y 30 representando estos valores las veces de la corriente nominal. *Por ejemplo* un **TC** especificado como un **10P20** representa: que es un TC de protección asegurando un 10% de error hasta el valor de 20 veces la corriente nominal.

CLASE	(+/-) % ERROR DE RELACIÓN PARA LA CORRIENTE NOMINAL	+/- ERROR DE FASE EN MINUTOS PARA LA CORRIENTE NOMINAL	% ERROR COMPUESTO PARA LA CORRIENTE COMO LÍMITE DE PRECISIÓN
5P	1	60	5
10P	3	60	10

Tabla 2.3 Valores de presión para TC's de protección

También existen **TC's mixtos** que combinan funciones de protección y medida los cuales tienen características de gran precisión para medida y para protección que se sature con altos valores de corriente.

Para la selección de un TC hay que especificar los valores nominales primarios y secundarios, los valores primarios están definidos por norma IEC o ANSI y son

valores para los cuales han sido diseñados. Los valores de las corrientes primarias y secundarias nominales están normalizados según el estándar **IEEE C57.13-1997** y se muestran en la siguiente tabla.

RELACIÓN SENCILLA		RELACIÓN DOBLE CON DEVANADO PRIMARIO SERIE-PARALELO	RELACIÓN DOBLE CON TAPS EN EL DEVANADO SECUNDARIO
10:5	800:5	25 x 50:5	25/50:5
15:5	1200:5	50 x 100:5	50/100:5
25:5	1500:5	100 x 200:5	100/200:5
50:5	2000:5	200 x 400:5	200/400:5
75:5	3000:5	400 x 800:5	400/800:5
100:5	4000:5	600 x 1200:5	600/1200:5
200:5	5000:5	1000 x 2000:5	1000/2000:5
300:5	6000:5	2000 x 4000:5	1500/3000:5
400:5	8000:5		2000/4000:5
600:5	12000:5		

Tabla 2.4 Valores normalizados de los TC's

Puesto que a un TC se conectan en el lado secundario equipos de medida y de protección, existen transformadores de corriente con varios núcleos en el secundario en los que generalmente un núcleo es para medida y los otros dos para protección. En la *Figura 2.12* se muestra un TC con tres núcleos en el secundario, en donde la Norma **IEC 60185** define la nomenclatura de los bornes del TC.

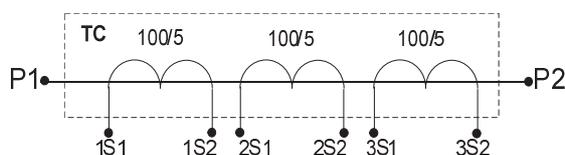


Figura 2.12 Identificación de bornes secundarios de un TC con 3 núcleos

### 2.3.5.2. Transformadores de Voltaje (TP's)

El transformador de voltaje o de potencial se conecta en paralelo al circuito de alto voltaje dando como resultado un voltaje proporcional en el secundario en magnitud y ángulo de fase, en el secundario del TP se conectarán en paralelo las bobinas

de los equipos de medición y protección requeridos. Para la selección del TP su voltaje nominal deberá ser igual al voltaje del sistema de potencia al cual está conectado esto para el bobinado primario y para el secundario el voltaje deberá ser especificado para equipos de protección y medición. De acuerdo a características eléctricas constructivas los TP's pueden ser inductivos y capacitivos.

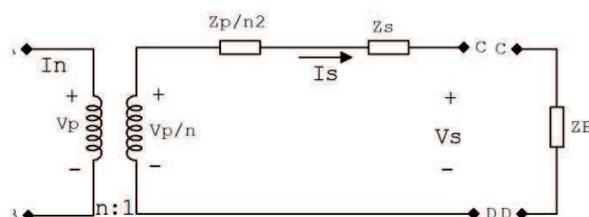


Figura 2.13 Circuito equivalente de un TP

Para los transformadores de medida y protección se deberá tener las especificaciones técnicas en base a las normas establecidas que permitan la selección correcta de estos equipos.

#### 2.3.5.2.1. TP's para Medición

Se utilizan cuando en el secundario se conectan equipos de medida, por lo que debe determinarse la clase de exactitud del TP operando en condiciones nominales para el sistema eléctrico, en base a esto la norma IEC define que la precisión debe estar entre el 80% al 120% del voltaje nominal en el primario cuando la carga nominal conectada en el secundario del TP este entre el 25% y el 100%. La precisión de los TP's se muestra en la siguiente tabla definidas por la IEC.

CLASE DE PRECISIÓN	(+/-) % ERROR DE RELACIÓN DE VOLTAJE	(+/-) ERROR DEL ÁNGULO DE FASE EN MINUTOS
0.1	0.1	5
0.2	0.2	10
0.3	0.3	20
1	1	40

Tabla 2.5 Precisión para TP's de medición

### 2.3.5.2.2. TP's para Protección

Se utilizan cuando en el secundario se conectarán relés de protección, la característica de este tipo de transformadores es que deben cumplir con las mismas características de los TP's de. Las clase de precisión estándares definidas por la IEC son 3P y 6P.

CLASE DE PRECISIÓN	(+/-) % ERROR DE RELACIÓN DE VOLTAJE	(+/-) ERROR DEL ÁNGULO FASE EN MINUTOS
0.1	3	120
0.2	6	240

Tabla 2.6 Precisión para TP's de protección

## 2.3.6. ANÁLISIS DE SISTEMAS DE PROTECCIONES

El análisis de un sistema de protecciones tiene por objetivo determinar las corrientes de carga en demanda máxima y las corrientes de cortocircuitos mínimas y máximas, las cuales se utilizarán para el ajuste y coordinación de las protecciones eléctricas, considerando para esto todo los casos de operación que tiene el sistema eléctrico, esto permitirá que en caso de falla los circuitos afectados sean aislados por la protección requerida.

### 2.3.6.1. Aplicación de los Sistemas de Protección Eléctrica

Para la aplicación de un esquema de protección en un sistema eléctrico es necesario conocer sus características para realizar el diseño del esquema de protecciones que se aplicará, entre las principales características que se debe conocer son<sup>[4] [5]</sup>:

- Configuración del sistema eléctrico
- Sistema de protecciones existentes
- Operación del sistema eléctrico
- Análisis de los flujos de potencia y crecimiento de carga
- Análisis de fallas (Cortocircuitos)
- Parámetros de los elementos del sistema eléctrico (Impedancias)

- Conexiones y relaciones de los transformadores de potencia
- Tecnología de los equipos de protección

En general, dependiendo de la configuración de un sistema eléctrico y del sistema o equipo que protege una protección, los esquemas de protecciones pueden ser aplicados mediante protecciones unitarias o protecciones graduadas.

#### *2.3.6.1.1. Protecciones unitarias*

Estas protecciones solo detectan falla en su zona de protección y tiene las siguientes características. <sup>[14]</sup>

- Son totalmente selectivas
- Operan con el principio diferencial, calculando la diferencia de corriente que entra y sale a la zona de la protección aplicada.
- No cumplen función de respaldo

#### *2.3.6.1.2. Protecciones graduadas*

Este tipo de protecciones opera más allá de su zona propia de protección y tiene las siguientes características: <sup>[14]</sup>

- Son relativamente selectivas.
- Operan mediante la graduación de corriente, impedancia, voltaje, etc. en un tiempo determinado.
- Cumplen funciones de respaldo, ya que en caso de falla todas las protecciones que detectan la falla empiezan a integrar el tiempo para despejarla.

### **2.3.7. FALLAS EN EL SISTEMAS ELÉCTRICOS**

El estudio de las protecciones eléctricas de un sistema eléctrico, obliga a proteger a todos los componentes de este sistema mediante equipos de protección, de manera que mediante la selección, el ajuste y coordinación de los equipos de protección estos resguarden al sistema eléctrico de fallas, para que ante la

presencia de una falla esta sea despejada en el menor tiempo posible para evitar daños en equipos y sin afectar a los elementos sin falla del sistema eléctrico.

#### 2.3.7.1. Casusas de las fallas <sup>[13]</sup>

Entre las causas de las fallas que pueden afectar a un elemento del sistema eléctrico pueden ser resultado de:

- Perforación de aislamiento: causadas por envejecimiento del aislamiento, sobrevoltajes transitorios.
- Causas externas: como caída de árboles, accidentes, etc.

#### 2.3.7.2. Tipos de fallas <sup>[13]</sup>

Entre los tipos de fallas que se analizan en un sistema eléctrico son:

- Transitorias: causadas por sobrevoltajes transitorios, descargas atmosféricas, cortocircuitos, etc.
- Semitransitorias: producidas por causas externas.
- Permanentes: causadas por ruptura de conductores, perforación del aislamiento, contacto permanente entre fases, representando un 20% del total de fallas.

Debido a que la mayoría de fallas presentes en un sistema son transitorias y semitransitorias presentándose con una frecuencia del 80% es necesaria recierre automático del interruptor, para niveles de alto voltaje en especial la EEASA no realiza el recierre en su sistema de 69 [kV]. En la *Tabla 2.7* se muestra la cantidad de fallas que sufren los elementos de un sistema eléctrico y sobre cual elemento hay mayor incidencia de ellas. <sup>[11]</sup>

ELEMENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	FALLAS %
Líneas de Transmisión	33
Cable	9
Equipos de Maniobra	10
Equipos de Generación	7
Equipos de Transformación	12
Redes de Distribución	29

*Tabla 2.7 Cantidad de fallas sobre elementos del SEP*

En una falla el parámetro más utilizado para determinar el despeje del circuito es la corriente de cortocircuito, para esto es necesario determinar todos los tipos de cortocircuito que se originan por una falla, generalmente mediante simulaciones se obtienen los valores de las corrientes de cortocircuito las cuales se realizan en las condiciones más desfavorables del sistema eléctrico con el fin de que los equipos de corte sean dimensionados correctamente.

### **2.3.7.3. Corrientes de cortocircuito**

Según una definición de vocablo electrotécnico un cortocircuito es una conexión accidental o intencional de baja impedancia entre dos puntos de diferente potencial.

Ahora, a la corriente de cortocircuito se define como una sobrecorriente debido a una falla en una instalación eléctrica. Por lo tanto, las corrientes de cortocircuito son valores muy altos comparados con las corrientes de carga, generando esto grandes esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos a los componentes de una instalación eléctrica.

Por consiguiente es necesario saber las corrientes de cortocircuito que puede aparecer en un sistema eléctrico ya que estas pueden causar daños importantes en los componentes eléctricos, el conocimiento de estas magnitudes de corriente determinará en tener un sistema de protecciones correctamente diseñado para que estas corrientes sean eliminadas rápidamente del sistema eléctrico.

#### *2.3.7.3.1. Cálculo de las corrientes de cortocircuito*

Para determinar las corrientes de cortocircuito se presentan los siguientes métodos de cálculo de las corrientes de cortocircuito para alto voltaje.<sup>[15]</sup>

- *IEC60909-2001*

Se aplica a todas las redes radiales o malladas, su cálculo se basa en el método de Teorema de Thevenin determinando una fuente equivalente.<sup>[15]</sup>

- *IEC909-1988*

Igual que la anterior se aplica para redes radiales y malladas para sistemas trifásicos de bajo y alto voltaje hasta 230 [kV], su cálculo se basa en el método de las componentes simétricas.<sup>[15]</sup>

Cuando se aplica el estándar **IEC-909** en este método de cálculo se definen las corrientes de cortocircuito máximas y mínimas según su magnitud.

Donde las máximas corrientes de cortocircuito se utilizan para definir la capacidad de los equipos eléctricos. Mientras que las corrientes de cortocircuito mínimas se utilizan para la selección y ajuste de los equipos de protección.<sup>[15]</sup>

- *ANSI/IEEE C37.010-1999*
- *ANSI/IEEE C37.013-1997.*

En las normas ANSI-C37 detallan que para el cálculo de las corrientes de cortocircuito se debe considerar el número de ciclos para el cálculo. Entonces las corrientes de cortocircuito que define el estándar una vez iniciada la falla son:

- Corrientes momentánea,
- Corriente de interrupción y
- Corriente de tiempo retardado

#### **2.3.7.4. Clasificación de los cortocircuitos.**

De acuerdo con el número de fases involucradas los cortocircuitos pueden ser:

- Trifásicos: Cuando hay contacto entre las tres fases, es una falla simétrica y es el cortocircuito menos frecuente pues representa el 5% del total de fallas.
- Bifásicos: Cuando hay contacto entre dos fases sin involucrar la tierra. Producen las menores corrientes de cortocircuito y representan el 10% del total de fallas.
- Bifásicos a tierra: Cuando hay contacto a tierra de dos fases. Es una falla asimétrica y representa el 20% del total de fallas.

- Monofásico a tierra: Cuando hay contacto de una fase a tierra y es una falla asimétrica, este tipo de falla es la más frecuente y representa el 65% del total de fallas. Se utilizan en el ajuste de las protecciones y la selección de interruptores porque producen junto con los cortocircuitos trifásicos las mayores corrientes.

Para limitar los efectos de las corrientes de cortocircuito generalmente se emplean dos métodos:

1. Eliminar rápidamente la falla utilizando protecciones rápidas y selectivas, pero los tiempos de eliminación de las fallas varían de acuerdo a la tecnología de los equipos de protección utilizado.
2. Limitar la corriente de cortocircuito utilizando diferentes métodos de puesta a tierra a través de una impedancia del neutro de los generadores y los transformadores conectados en estrella.

#### **2.3.7.5. Ajuste y Coordinación de Protecciones Eléctricas <sup>[14]</sup>**

Para la correcta operación de un esquema de protección en un sistema eléctrico tanto el ajuste como la coordinación deben ser definidos correctamente para que al momento de la aplicación de los criterios de protección esta se desarrolle satisfactoriamente, por lo tanto se define lo que es ajuste de una protección y coordinación de una protección.

##### *2.3.7.5.1. Ajuste de las Protecciones*

El ajuste determinará los límites con los cuales el relé iniciará la operación de despeje de la falla desde el momento que ésta ha sido detectada.

##### *2.3.7.5.2. Coordinación de las Protecciones*

La coordinación define la graduación de los tiempos las protecciones principales y de respaldo para la correcta operación de los relés para despejar fallas.

Para la coordinación de las protecciones principales o primarias los tiempos que se deben considerar son:

- Tiempo de operación del relé depende si es electromecánico o estático.
- Tiempo de operación del interruptor: entre 2 y 5 ciclos dependiendo del nivel de voltaje.

Ya que los transformadores de instrumentos TC's y TP's presentan errores en la relación de transformación de magnitud y ángulo se debe considera estos errores al momento de realizar el ajuste y coordinación de los relés.

#### *2.3.7.5.3. Errores en el Ajuste de Protecciones<sup>[14]</sup>*

En transformadores de corriente se tienen errores de fase y relación debido a la corriente de excitación necesaria para magnetizar sus núcleos, el resultado es que la corriente en el secundario del TC no es una réplica a escala idéntica de la corriente primaria, esto lleva a errores en la operación de los relés especialmente en el tiempo de operación.

Para el ajuste de los relés se debe tomar en cuenta un margen de error debido al proceso que cumple el sistema de protecciones para despejar una falla. Para un esquema de protección que es implementado mediante relés de sobrecorriente se debe tomar en cuenta:

- Error del TC: 5%
- Error del relé: 1%
- Tolerancia del cálculo: 5%

Por lo tanto se debe considerar un error aproximado del **+/- 12%** en la medida de la corriente. Para el caso de los transformadores de voltaje se tomará un error de **+/- 10%**.

#### *2.3.7.5.4. Intervalo de Tiempo de Coordinación entre relés de sobrecorriente*

Para la coordinación entre las protección principal y de respaldo se introduce un retraso de tiempo de manera que la falla sea despejada por el relé más cercano a la falla, en el caso de que la protección primaria no opere la falla será despejada por la protección de respaldo luego de un intervalo de tiempo, llamado intervalo de tiempo de coordinación (**CTI**).

Este tiempo de coordinación involucra el tiempo de apertura del interruptor con extinción del arco, errores de calibración, el tiempo de sobrecarrera para el caso de los relés electromecánicos y un margen de seguridad.

Como práctica se tiene 500 ms para despejar fallas, esto como límite de exigencia para las corrientes de cortocircuitos, con el propósito de proteger la vida útil de los equipos. En esquemas de protección moderna el despeje de una falla puede realizarse en intervalos de tiempo muy cortos alrededor de los 120 ms, esto permitirá evitar el daño a los equipos en su vida útil a causa de una falla.

Cuando se realiza la coordinación de relés de sobrecorriente el estándar “*IEEE Std. 242-2001*” especifica el tiempo de coordinación entre relés, un margen de 300ms que es utilizado ampliamente en relés electromecánicos con interruptores de 5 ciclos, cuando el esquema de protección de sobrecorriente es implementado mediante relés estáticos el tiempo de sobrecarrera del disco del relé electromecánico se elimina logrando reducir el tiempo de coordinación a 250ms.<sup>[8]</sup>

COMPONENTES	CTI's SIN PRUEBAS DE CAMPO		CTI's CON PRUEBAS DE CAMPO	
	Relé Electromecánico	Relé Estático	Relé Electromecánico	Relé Estático
Tiempo de Apertura del Interruptor (5 ciclos)	0.080 s	0.080 s	0.080 s	0.080 s
Sobrecarrera del relé	0.100 s	0.000 s	0.100 s	0.000 s
Tolerancia del Relé y Errores de Ajuste	0.170 s	0.170 s	0.120 s	0.120 s
<b>Total CTI</b>	<b>0.350 s</b>	<b>0.250 s</b>	<b>0.300 s</b>	<b>0.200 s</b>

Tabla 2.8 CTI's definidos por el estándar “*IEEE Std. 242-2001*”

En la *Tabla 2.8* se especifica los valores definidos por el estándar “*IEEE Std. 242-2001*” donde se muestra el **CTI** para relés electromecánicos y estáticos con pruebas de campo y sin pruebas de campo en las cuales se determina el intervalo de tiempo que debe existir para la coordinación adecuada entre relés. Sin embargo el estándar anterior expone que cuando se realiza un esquema de protecciones utilizando relés estáticos el intervalo de coordinación puede ser de **120ms**.

## 2.4. LEVANTAMIENTO DE INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

Todos los datos tabulados son obtenidos de la base de *Datos del Departamento de Operación y Mantenimiento de la EEASA* tales como: potencia de las centrales de generación propia, potencia de los alimentadores de las subestaciones, tipo de conductores en las líneas subtransmisión, potencia y conexión de transformadores, relés de protección asociados con sus transformadores de voltaje y corriente entre otros, para el caso de los relés de protección y reporte de potencias de las instalaciones del SNT de las subestaciones de TRANSELECTRIC Ambato y Totoras la información se ha tomado de la base de datos de los equipos de protección de la página oficial de TRANSELECTRIC.

### 2.4.1. SUBESTACIONES DE TRANSELECTRIC

TRANSFORMADORES DE LAS SUBESTACIONES DE TRANSELECTRIC							LIMITE TRANSFERENCIA MÁXIMA [A] A 69 kV	
S/E	Designación	Tipo	Voltaje (kV)		Capacidad (MVA)			
AMBATO	AT1	Autotransformador 1 Trifásico	AV	BV	Continua	Emergencia	Continua	Emergencia
			138	69	43	48.1	<b>360</b>	402
TOTORAS	ATQ	Autotransformador 4 Monofásicos	AV	BV	Continua	Emergencia	Continua	Emergencia
			138	69	99.9	99.9	<b>836</b>	836

Tabla 2.9 Capacidad de los transformadores potencia de TRANSELECTRIC

### 2.4.2. CENTRALES DE GENERACIÓN DE LA EEASA

CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR						VALORES NOMINALES				
N°	Tipo de Generador	Tipo	Tipo de Conexión	Barra de Conexión	N° de Generador	Voltaje [kV]	Corriente [A]	Potencia [kVA]	Potencia [kW]	FP %
1	Hidráulico	3φ	Y	Península	G1	6.9	52.29	625	500	80
2	Hidráulico	3φ	Y	Península	G2	6.9	52.29	625	500	80
3	Hidráulico	3φ	Y	Península	G3	6.9	52.29	625	500	80
4	Hidráulico	3φ	Y	Península	G4	6.9	156.8	1875	1500	80

Tabla 2.10 Central de Generación Península

CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR						VALORES NOMINALES				
N°	Tipo de Generador	Tipo	Tipo de Conexión	Barra de Conexión	N° de Generador	Voltaje [kV]	Corriente [A]	Potencia [kVA]	Potencia [kW]	FP %
1	Térmico	3φ	Y	Lligua	G1	4.16	346	2500	2000	80
2	Térmico	3φ	Y	Lligua	G2	4.16	346	2500	2000	80

Tabla 2.11 Central de Generación Lligua

## 2.4.3. SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

### 2.4.3.1. Subestaciones de la EEASA

N°	S/E EEASA	Potencia [MVA]	Voltaje [kV]	Característica S/E	Compensación Barra 13,8 kV [kVAr]	Localización Geográfica
1	Atocha	20	69/13.8	Reductora	1800	Cantón Ambato
2	Samanga	12	69/13.8	Reductora	0	Cantón Ambato
3	Píllaro	10	69/13.8	Reductora	0	Cantón Píllaro
4	Oriente	24	69/13.8	Reductora	2700	Cantón Ambato
5	Lligua	7.5	4.16/13.8	Elevadora	0	Cantón Ambato
	Península	3.5	6.9/13.9	Elevadora	0	Cantón Ambato
6	Huachi	20	69/13.8	Reductora	1800	Cantón Ambato
7	Loreto	10	69/13.8	Reductora	0	Cantón Ambato
8	Montalvo	10	69/13.8	Reductora	1200	Cantón Ambato
9	Pelileo	10	69/13.8	Reductora	0	Cantón Pelileo
10	Baños	10	69/13.8	Reductora	0	Cantón Baños
11	Puyo	10	69/13.8	Reductora	2250	Cantón Puyo
12	Tena	10	69/13.8	Reductora	1800	Cantón Tena
13	Mushullacta	5	69/13.8	Reductora	0	Cantón Puyo
14	San Francisco <sup>i</sup>	--	--	--	--	Cantón Baños

Tabla 2.12 Subestaciones del Sistema de Subtransmisión de la EEASA

<sup>i</sup> La subestación San Francisco esta fuera de operación.

N°	S/E DE LA EEASA	POTENCIA TOTAL (MVA)	TRANSFORMADORES				Impedancia secuencia		N° de Alimentadores (13.8 kV)
			Cantidad/ Designación	Tipo	Descripción	Configuración /Conexión	Z1 %	Zo %	
1	Atocha	20	T1	3φ	10/12.5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	8.2	8.2	6
			T2	3φ	10/12.5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	6.85	6.85	
2	Samanga	12	T	3φ	12/15.5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	9.36	9.36	4
			T1	3φ	5/6.25MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.2	7.2	
3	Píllaro	10	T2	3φ	5/6.25MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.3	7.3	3
			T1	3φ	12/15MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.35	7.35	
4	Oriente	24	T2	3φ	12/15MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.0	7.0	6
			T1	3φ	3.125MVA - 4.16/13.8kV	(Y-Δ) - Ynd11	5.81	5.81	
5	Ligua	7.5	T2	3φ	3.125MVA - 4.16/13.8kV	(Y-Δ) - Ynd11	5.81	5.81	3
			T	3φ	3.5MVA - 6.9/13.8kV	(Y-Δ) - Ynd11	5.46	5.46	
6	Huachi	20	T1	3φ	10/12.5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.67	7.67	5
			T2	3φ	10/12.5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.67	7.67	
7	Loreto	10	T	3φ	16/20MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.33	7.33	6
			T	3φ	10/12.5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.67	7.67	
8	Pelileo	10	T	3φ	10/12.5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	8.2	7.91	4
			T	3φ	10/5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.0	7.0	
10	Puyo	15	T1	3φ	10MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.0	7.0	6
			T2	3φ	5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.3	7.3	
12	Tena	10	T	3φ	10/12.5MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.67	7.67	4
			T	3φ	5/6.25MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.47	7.67	
14	San Francisco	5	T	3φ	5/6.25MVA - 69/13.8kV	(Δ-Y) - DYn1	7.2	7.2	--

Tabla 2.13 Descripción de los Transformadores de las S/E de la EEASA

## 2.4.3.2. Líneas de Subtransmisión

CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN		IMPEDANCIA DE LA LÍNEA EN [Ω/km]			SUSEPTANCIA DE LA LÍNEA EN [ms/km]				
		Secuencia positiva	Secuencia cero	Secuencia positiva	Secuencia cero				
N°	Líneas de Transmisión	Voltaje [kV]	Longitud [km]	Tipo Conductor	I <sub>nominal</sub> [A]	IMPEDANCIA DE LA LÍNEA EN [Ω/km]		SUSEPTANCIA DE LA LÍNEA EN [ms/km]	
						Secuencia positiva	Secuencia cero	Secuencia positiva	Secuencia cero
1	Totoras T - Montalvo	69	6.072	477 MCM	577	0.1236 + j0.437	0.406 + j1.253	j3.781	j1.89
2	Montalvo- Huachi	69	6.709	477 MCM	577	0.1236 + j0.437	0.406 + j1.253	j3.781	j1.89
3	Huachi - Atocha	69	8.152	477 MCM	577	0.1236 + j0.437	0.406 + j1.253	j3.781	j1.89
4	Atocha - Samanga	69	5.113	477 MCM	577	0.1236 + j0.437	0.406 + j1.253	j3.781	j1.89
5	Samanga - Pillaro	69	5.66	266.8 MCM	401	0.219 + j0.4594	0.501 + j1.275	j3.571	j1.89
6	Ambato T - Samanga	69	4.802	559.5 MCM	730	0.1058 + j0.431	0.388 + j1.247	j3.781	j1.89
7	Ambato T - Derivación	69	1.566	300 MCM	451	0.1941 + j0.455	0.476 + j1.271	j3.571	j1.89
8	Derivación - Loreto	69	3.406	300 MCM	451	0.1941 + j0.455	0.476 + j1.271	j3.571	j1.89
9	Oriente - Derivación	69	2.651	300 MCM	451	0.1941 + j0.455	0.476 + j1.271	j3.571	j1.89
10	Totoras T - Oriente	69	6.23	266.8 MCM	401	0.219 + j0.4594	0.501 + j1.275	j3.571	j1.89
11	Totoras T - Pelileo	69	8.33	266.8 MCM	401	0.219 + j0.4594	0.501 + j1.275	j3.571	j1.89
12	Pelileo - Baños	69	18.096	266.8 MCM	401	0.219 + j0.4594	0.501 + j1.275	j3.571	j1.89
13	Baños - San Francis.	69	6.77	266.8 MCM	401	0.219 + j0.4594	0.501 + j1.275	j3.571	j1.89
14	Puyo T-Puyo	69	5	336.4 MCM	460	0.2196 + j0.422	0.525 + j1.282	j3.991	j1.89
15	Puyo - Mushullacta	69	37.84	336.4 MCM	460	0.2189 + j0.439	0.501 + j1.275	j3.571	j1.89
16	Tena T. - Tena	69	0.015	477 MCM	577	0.1236 + j0.437	0.406 + j1.253	j3.781	j1.89
17	Oriente - Lligua	13.8	2.9	2/0 ACSR	243	0.4364 + j0.424	0.611 + j1.923	j3.913	j1.89

Tabla 2.14 Líneas del Sistema de Subtransmisión de la EEASA

## 2.4.4. EQUIPOS DE PROTECCIÓN

## 2.4.4.1. Relés en Líneas de Subtransmisión a 69 kV

S/E	SALIDA/ BAHÍA (69 [kV])	LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN		TC	TP	RELÉ DE SOBRECORRIENTE			
		Barra Salida	Barra Llegada			RTC	RTP	Designación	Relé Tipo
Ambato-T.	Ambato-1	Ambato	Samanga	300/5	-----	R_A1	Electromecánico	GE-IAC53B	50/51-50N/51N
		Samanga	Atocha	300/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_A1_SAM1	Digital	ABB-REF541	67/67N
		Atocha	Huachi	300/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_A1_ATO	Digital	ABB-REF630	67/67N
		Huachi	Montalvo	400/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_A1_HUA	Digital	ABB-REF630	67/67N
		Samanga	Pillaro	150/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_A1M_SAM	Digital	ABB-REF541	67/67N
		Ambato	Oriente	300/5	-----	R_A2	Electromecánico	GE-IAC53B	50/51-50N/51N
Totoras-T.	Montalvo	Ambato	Latacunga	300/5	-----	R_L	-----	-----	-----
		Totoras	Montalvo	600/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_67_022	Electromecánico	GEC-CDD	67/67N
		Montalvo	Huachi	400/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_M_MON	Digital	ABB-REF630	67/67N
		Huachi	Atocha	300/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_M_HUA	Digital	ABB-REF630	67/67N
		Atocha	Samanga	300/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_M_ATO	Digital	ABB-REF630	67/67N
		Totoras	Oriente	600/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_67_012	Electromecánico	GEC-CDD	67/67N
Puyo-T.	Baños	Oriente	Loreto	600/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_A_ORI	Digital	ABB-REF541	67/67N
		Totoras	Peilleo	600/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_67_032	Electromecánico	GEC-CDD	67/67N
		Peilleo	Baños	150/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_B_PEL	Digital	ABB-REF541	67/67N
		Puyo-T.	Puyo- EEASA	600/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_67_012	Digital	SIEMENS 7SJ622	67/67N
Tena-T.	Tena	Tena-T EEASA	600/5	$(69/\sqrt{3})/(115/\sqrt{3})$	R_67_022	Digital	SIEMENS 7SJ622	67/67N	

Tabla 2.15 Equipos de Protección de Líneas de Subtransmisión de 69 kV

#### 2.4.4.2. Relés en Transformadores de la EEASA <sup>ii</sup>

N°	S/E EEASA	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	TC RTC	RELÉ DE SOBRECORRIENTE			
				Designación	Relé Tipo	Fabricante/ Modelo	Función
1	Atocha	T1-10MVA	600/5	R_T1_ATO	Digital	ABB-RET630	50/50-50N/51N
		T2-10MVA	600/5	R_T2_ATO	Digital	ABB-RET630	50/50-50N/51N
2	Samanga	T1-12MVA	800/5	R_T1_SAM	Digital	ABB-RET543	50/50-50N/51N
3	Huachi	T1-10MVA	600/5	R_T1_HUA	Digital	SIEMENS 7SJ621	50/50-50N/51N
		T2-10MVA	600/5	R_T2_HUA	Digital	ABB-RET630	50/50-50N/51N
4	Montalvo	T1-10MVA	600/5	R_T1_MON	Digital	ABB-RET630	50/50-50N/51N
5	Pelileo	T1-10MVA	600/5	R_T1_PEL	Digital	ABB-RET543	50/50-50N/51N
6	Baños	T1-10MVA	600/5	R_T1_BAÑ	Digital	ABB-RET541	50/50-50N/51N
7	Píllaro	T1-5MVA	600/5	R_T1_PILL	Digital	ABB- SPAJ140C	50/50-50N/51N
		T2-5MVA					
8	Oriente	T1-12MVA	800/5	R_T1_ORI	Digital	ABB-RET541	50/50-50N/51N
		T2-12MVA	800/5	R_T1_ORI	Digital	ABB-RET541	50/50-50N/51N
9	Loreto	T1-16MVA	800/5	R_T1_LOR	Digital	ABB-RET630	50/50-50N/51N
10	Lligua- Península	T-3.5MVA	800/5	R_T1_LLIG	Digital	ABB-RET630	50/50-50N/51N

Tabla 2.16 Equipos de Protección de los Transformadores de las S/E de la EEASA

## 2.5. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA

### 2.5.1. ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA

El cálculo del flujo de potencia en el Sistema de subtransmisión de la EEASA permitirá entender el estado actual y para los casos de transferencia de su operación en base a los resultados que se obtienen de:

- Magnitud de voltaje y ángulo en cada barra
- Potencia activa y reactiva que fluyen en cada línea
- Potencia activa y reactiva que fluyen en cada transformador

<sup>ii</sup> Solo se describe el equipo de protección de sobrecorriente ya que el estudio de coordinación de protecciones se realizará en base a esta función, excluyendo a la protección diferencial de los transformadores que ya se encuentra implementada y calibrada correctamente en todos transformadores de las subestaciones de distribución de la EEASA.

- Factor de Potencia

El cálculo del flujo de potencia se realiza mediante la simulación en el software CYME para un caso de un día típico en demanda máxima <sup>iii</sup>, donde se considera la demanda de potencia de la carga para la hora pico en el intervalo de 19:15 a 19:30 y para demanda media

En este caso la potencia requerida por los alimentadores para la simulación es obtenida de los medidores de energía de cada una de las subestaciones de la EEASA valores que están registrados en el *Informe Diario de las Subestaciones* emitido por el *Departamento de Operación y Mantenimiento* de la EEASA. Con los resultados del flujo de potencia del sistema se determinará si existen condiciones de sobrecarga en las líneas y transformadores en base a las corrientes de carga en demanda máxima que además en conjunto con las corrientes de cortocircuito se definirán los valores de ajuste de las protecciones.

Ya que las condiciones de un “*sistema mallado*” mejoran la confiabilidad de un sistema eléctrico, se realiza la simulación del flujo de potencia mallando el sistema de subtransmisión de la EEASA en el cual se verificará si el sistema de subtransmisión tiene las condiciones para llevar a cabo este propósito. Si las condiciones no son las adecuadas para que sistema de subtransmisión opere mallado, se considera que la operación será mediante circuitos radiales como está establecido en la Tabla 2.1.

Entonces se realizan las simulaciones para cuatro escenarios los cuales son: el primero es mallando el sistema de subtransmisión, y los tres restantes mediante circuitos radiales para los casos de operación definidos en la *Tabla 2.1*.

---

<sup>iii</sup> El día típico considerado para las simulaciones es el 8 de mayo del 2013 para un día de trabajo y el 11 de mayo del 2013 para un fin de semana.

### 2.5.1.1. Consideraciones para simulación del flujo de potencia

- CYME dispone de varios métodos para la solución del cálculo de flujo de potencia, para lo que se considera un sistema eléctrico equilibrado, resolviendo el flujo de potencia por el método *Newton Raphson*.
- Para verificar que el voltaje en las barras este dentro de los límites permitidos se utiliza la *REGULACIÓN CONELEC 004/01*, el cual define que para barras de 69 kV el nivel de voltaje debe tener una desviación máxima entre +/- 3% del voltaje nominal es decir 1.03 pu y 0.97 pu, y para las barras de 13.8 kV una desviación del voltaje nominal de +/- 5%, esto es 1.05 pu y 0.95 pu.<sup>[17]</sup>
- Para determinar si las líneas y transformadores están sobrecargados en cada elemento se expresa la carga que está transmitiendo referente a su carga nominal en porcentaje.
- Para el caso de generación propia de la EEASA se considera que solo operan los generadores G1 y G4 de la Central Península, y el resto de generadores como G2 y G3 estarán fuera de operación a igual que los generadores G1 y G2 de la central termina.
- Para las simulaciones cuando el sistema de subtransmisión sea mallado se considera que todas las bahías de la subestaciones de TRANSELECTRIC deben estar operando con el propósito de determinar la cargabilidad de los transformadores Ambato y Totoras.

Los resultados obtenidos del de la simulación del flujo de potencia se muestran en las siguientes tablas para los cuatro casos de operación del sistema de subtransmisión.

## 2.5.2. RESULTADOS DE SIMULACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA

### 2.5.2.1. Operación del Sistema de Subtransmisión mallado

N°	S/E	BARRA DE 69 KV				BARRA DE 13.8 KV			
		V <sub>Nominal</sub> [kV]	V <sub>Flujo</sub> [kV]	V PU	Desfase V°	V <sub>Nominal</sub> [kV]	V <sub>Flujo</sub> [kV]	V PU	Desfase V°
1	Ambato-T.	69	69	1.0	0	--	--	--	--
2	Totoras-T.	69	69.69	1.01	0	--	--	--	--
3	Samanga	69	68.86	0.998	-0.6	13.8	13.94	1.01	-34
4	Atocha	69	68.79	0.997	-0.9	13.8	13.69	0.992	-32
5	Huachi	69	69.00	1.0	-0.9	13.8	13.72	0.994	-32
6	Montalvo	69	69.35	1.005	-0.6	13.8	13.84	1.003	-34
7	Píllaro	69	68.72	0.996	-0.8	13.8	13.68	0.991	-33
8	Oriente	69	69.21	1.003	-0.2	13.8	13.92	1.009	-32
9	Loreto	69	68.93	0.999	-0.2	13.8	13.63	0.988	-32
10	Pelileo	69	69.21	1.003	-0.5	13.8	13.47	0.976	-34
11	Baños	69	68.86	0.998	-0.8	13.8	13.69	0.992	-32
12	Ligua-Península	--	--	--	--	13.8	13.92	1.009	-32

Tabla 2.17 Flujo de potencia en Barras de 69 kV y 13.8 kV para sistema mallado

N°	LÍNEA DE S/T A 69 KV		CORRIENTE NOMINAL		FLUJO DE POTENCIA			
	Barra 1	Barra 2	I <sub>Nominal cable</sub> [A]	I <sub>Flujo</sub> [A]	Potencia P + jQ [kVA]	Potencia S [kVA]	Pérdidas [kW]	Carga %
1	Ambato-T.	Samanga	730	208	24851 - j532	24857	66	29
2	Ambato-T.	Latacunga	--	130	15000 + j5000	15811	--	--
3	Ambato-T	Derivación	451	109.3	10857 - j7259	13061	11	25
4	Samanga	Píllaro	401	47.4	5649 + j296	5657	8.4	12
5	Samanga	Atocha	577	92	10505 - j2570	10902	16	16
6	Atocha	Huachi	577	30.6	-1070 - j3484	3646	2.7	6
7	Huachi	Montalvo	577	99.3	-11119 - j4147	11868	26	18
8	Totoras-T.	Montalvo	577	165	-19381 - j4042	19798	61	29
9	Totoras-T.	Pelileo	401	106	12247 + j3339	12694	61	27
10	Totoras-T	Oriente	401	104	9350 + j7620	12196	44	26
11	Pelileo	Baños	401	33	3869 + j416	3892	12	9
12	Oriente	Derivación	451	78	-1771 + j9175	9345	10	18
13	Derivación	Loreto	451	77.5	9066 + j1940	9271	12	18

Tabla 2.18 Flujo de potencia en Líneas de Subtransmisión para sistema mallado

N°	VALORES NOMINALES				FLUJO DE POTENCIA				
	S/E EEASA	Designación	Potencia [MVA]	$I_{3\phi-69[kV]}$ [A]	$I_{3\phi-69[kV]}$ [A]	Potencia [kW]	Potencia [kVA]	Pérdidas [kW]	Carga %
1	Samanga	T	12	100.41	74.3	8542	8820	44.0	74
2	Atocha	T1	10	83.67	45	5304	5323	14.6	53
		T2	10	83.67	53.3	6353	6371	19.5	65
3	Huachi	T1	10	83.67	61.9	7115	7422	29.1	73
		T2	10	83.67	24.7	2865	2954	4.7	29
4	Montalvo	T	10	83.67	69	8238	8318	31.9	82
5	Píllaro	T1	5	41.84	22.6	2676	2682	9.0	53
		T2	5	41.84	25.1	2965	2971	10.9	59
6	Oriente	T1	12	100.41	48	5509	5525	24	47
		T2	12	100.41	49	5788	5799	23	49
7	Loreto	T	16	133.88	77	9053	9264	20.1	58
8	Pelileo	T1	10	83.67	73.2	8312	8818	53.9	86
9	Baños	T	10	83.67	32.8	3857	3941	12.9	39

Tabla 2.19 Flujo de potencia en Transformadores de potencia de la EEASA

### 2.5.2.2. Operación del Sistema de Subtransmisión mediante circuitos radiales.

En la simulación cuando el sistema opera mediante circuitos radiales se realizan las simulaciones en los tres casos de operación establecidos: en situación actual, transferencia de carga a la S/E Ambato y por último transferencia de carga a la S/E Totoras.

N°	S/E	BARRA DE 69 KV				BARRA DE 13.8 KV			
		$V_{Nominal}$ [kV]	$V_{Flujo}$ [kV]	$V$ p.u.	Desfase $V$ (°)	$V_{Nominal}$ [kV]	$V_{Flujo}$ [kV]	$V$ p.u.	Desfase $V$ (°)
<b>ESTADO ACTUAL</b>									
1	Ambato-T.	69	69	1.0	0	-	-	-	-
2	Totoras-T.	69	69.7	1.01	0	-	-	-	-
3	Samanga	69	68.8	0.997	-0.5	13.8	13.8	1.0	-34
4	Píllaro	69	68.7	0.996	-1.2	13.8	13.66	0.99	-34
5	Atocha	69	68.73	0.996	-2.1	13.8	13.67	0.991	-34
6	Huachi	69	69.13	1.002	-1.6	13.8	13.7	0.996	-32
7	Montalvo	69	69.3	1.004	-1	13.8	13.84	1.003	-34
<b>TRANSFERENCIA DE CARGA A LA S/E AMBATO</b>									
1	Ambato-T.	69	69	1.0	0	-	-	-	-
2	Totoras-T.	69	69.7	1.01	0	-	-	-	-
3	Samanga	69	68.5	0.993	-1	13.8	13.8	1.0	-34

4	Píllaro	69	68.38	0.991	-1.2	13.8	13.61	0.986	-34
5	Atocha	69	68.17	0.988	-2.1	13.8	13.6	0.982	-34
6	Huachi	69	67.83	0.983	-2.6	13.8	13.52	0.98	-32
7	Montalvo	69	67.76	0.982	-3	13.8	13.52	0.98	-34
<b>TRANSFERENCIA DE CARGA A LA S/E TOTORAS</b>									
1	Ambato-T.	69	69	1.0	0	-	-	-	-
2	Totoras-T.	69	69.7	1.01	0	-	-	-	-
3	Samanga	69	67.62	0.98	-4	13.8	13.62	0.987	-37
4	Píllaro	69	67.41	0.977	-4.2	13.8	13.42	0.972	-36
5	Atocha	69	67.76	0.982	-3.7	13.8	13.47	0.976	-36
6	Huachi	69	68.31	0.99	-2.6	13.8	13.62	0.987	-35
7	Montalvo	69	69	1.0	-1.3	13.8	13.77	0.998	-35

Tabla 2.20 Flujo de potencia en Barras de 69 kV y 13.8 kV para sistema radial

N°	LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN		CORRIENTE NOMINAL	FLUJO DE POTENCIA				
	Barra 1	Barra 2	I <sub>Nominal cable</sub> [A]	I <sub>Flujo</sub> [A]	Potencia P + jQ [kVA]	Potencia S [kVA]	Pérdidas [kW]	Carga %
<b>SITUACIÓN ACTUAL</b>								
1	Ambato-T.	Samanga	730	120	14214 +j2499	14432	22.5	17
2	Ambato-T.	Latacunga	--	130	15000+ j5000	15811	--	--
3	Ambato-T	Derivación	451	<i>línea de S/T desconectada</i>				
4	Samanga	Píllaro	401	48	5650+j299	5658	8.5	12
5	Samanga	Atocha	577	<i>línea de S/T desconectada</i>				
6	Atocha	Huachi	577	98	11685+j896	11719	28.9.8	17
7	Huachi	Montalvo	577	183	21807 + j1980	21889	83	32
8	Totoras-T.	Montalvo	577	251	30192+j5227	30641	143	44
9	Totoras-T.	Pelileo	401	106	12246+j3438	12720	60	26
10	Totoras-T	Oriente	401	170	20487+j1234	20520	116	43
<b>TRANSFERENCIA DE CARGA A LA S/E AMBATO</b>								
1	Ambato-T.	Samanga	730	375	44560 + 6830	45084	218.9	52
2	Ambato-T.	Latacunga	--	130	15000+ j5000	15811	--	--
3	Ambato-T	Derivación	451	171	20405 + j1207	20435	27	39
4	Samanga	Píllaro	401	48	5650 + j303	5658	8.5	12
5	Samanga	Atocha	577	255	30150 + j3520	30357	125.4	45
6	Atocha	Huachi	577	156	18367 + j2146	18494	75	27
7	Huachi	Montalvo	577	71	8253 + j1112	8328	13	12
8	Totoras-T.	Montalvo	577	<i>línea de S/T desconectada</i>				
9	Totoras-T.	Pelileo		106	12246+j3438	12720	60	26
10	Totoras-T	Oriente	401	<i>línea de S/T desconectada</i>				
<b>TRANSFERENCIA DE CARGA A LA S/E TOTORAS</b>								

1	Ambato-T.	Samanga	730	<i>línea de S/T desconectada</i>				
2	Ambato-T.	Latacunga	--	130	15000+ j5000	15811	--	--
3	Ambato-T	Derivación	451	<i>línea de S/T desconectada</i>				
4	Samanga	Pillaro	401	48	5650 + j305	5658	8.6	12
5	Samanga	Atocha	577	122	14222 + j2522	14443	28.5	21
6	Atocha	Huachi	577	222	26026 + j3898	26317	148	38
7	Huachi	Montalvo	577	306	36298 + j5422	36701	232	53
8	Totoras-T.	Montalvo	577	375	44853 + j7577	45488	316	65
9	Totoras-T.	Pelileo	401	106	12246+j3438	12720	60	26
10	Totoras-T	Oriente	401	170	20487+j1234	20520	116	43

*Tabla 2.21 Flujo de potencia en Líneas de Subtransmisión para sistema radial*

### 2.5.3. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE FLUJOS DE POTENCIA

#### 2.5.3.1. Operación del Sistema de Subtransmisión mallado

Referente al nivel de voltaje en las barras tanto de 69kV como las de 13.8kV están dentro de los límites establecidos de la regulación indicada.

Sobre la cargabilidad, la potencia que transmiten las líneas de subtransmisión está por debajo de su capacidad nominal presentando un vasto margen de reserva en este modo de operación. Para el caso de los transformadores potencia de la EEASA estos también tienen una carga menor a su capacidad nominal.

En el caso de los transformadores de potencia de TRANSELECTRIC de las subestaciones Ambato y Totoras se ha determinado lo siguiente:

##### 2.5.3.1.1. Transformador de la S/E Ambato

En el caso del transformador de la S/E Ambato con sus valores nominales detallados en la *Tabla 2.9*, se compara entre el límite de transferencia que se puede realizar a este transformador el cual es de 360 (A) con la corriente total de todas las bahías que tiene esta subestación, este valor es 442 (A).

$$I_{TOTAL\_BAHÍAS} = I_{B. Ambato-1} + I_{B. Ambato-2} + I_{B. Latacunga} = 208 + 109 + 125 = 442 [A]$$

De esto se puede decir que en el sistema mallado propuesto las tres bahías no pueden operar al mismo tiempo, para que todo el sistema opere se deberá desconectar la bahía Ambato-2 y la carga que esta bahía está tomando se transfiere a la bahía Ambato de la S/E Totoras, resultando esto que la operación de esta última bahía sea como circuito radial como opera actualmente.

Ahora, ante una posibilidad de contingencia se analiza si el transformador de la S/E Ambato tiene la capacidad de tomar la carga que está conectada a la S/E Totoras con la Bahía Montalvo, considerando el peor de los casos de una posibilidad de contingencia el cual sería cuando se pierda la línea de subtransmisión Totoras-Montalvo (Bahía Montalvo) o se pierda el transformador de la S/E Totoras, en este caso la corriente que circula por la bahía Ambato-1 es 375 (A), este valor se toma del caso de operación de transferencia de carga hacia la S/E Ambato.

Como se puede ver solo transfiriendo toda la carga que se pueda conectar al circuito de la bahía Ambato-1 se supera el valor límite de transferencia máxima del transformador de la S/E Ambato de 360 (A). Por lo tanto no es posible que la bahía Latacunga y Ambato-1 estén operando al mismo tiempo en demanda máxima cuando esta última bahía tiene toda la carga conectada a su circuito.

#### 2.5.3.1.2. Transformador de la S/E Totoras

Realizando el mismo análisis que el anterior, primero se compara el límite de transferencia máxima detallado en la *Tabla 2.9* que se puede realizar a este transformador el cual es de 836 (A) con el valor de la corriente total de las bahías el cual es de 375 (A).

$$I_{TOTAL\_BAHÍAS} = I_{B. Montalvo} + I_{B. Ambato} + I_{B. Baños} = 165 + 170 + 106 = 441 [A]$$

Comparando estos dos valores se define que el transformador de la S/E totoras en este caso de operación tiene una cargabilidad del 53%, es decir presenta un amplio margen de reserva.

Ahora analizando para el caso de una posibilidad de contingencia la cual se define para las peores condiciones que podrían ocurrir, es decir, una falla en la línea de subtransmisión Ambato-Samanga (Bahía Ambato-1) o la pérdida del transformador de la S/E Ambato, en este caso la carga de la bahía Ambato-1 se transfiere a la bahía Montalvo. El valor de la corriente que circularía por la Bahía Montalvo cuando se produzca la transferencia es de 375 (A).

Sumando este valor con las corrientes de 170 (A) y 106 (A) de las bahías Ambato y Baños respectivamente la corriente total es 651 (A), esto representa una carga de 70% del transformador de S/E la Totoras. De esto se puede decir que el este transformador tiene la capacidad para abastecer la carga de las bahías Ambato-1 y Ambato-2 de la S/E Ambato en un caso de contingencia de esta última subestación. La corriente de la bahía Ambato se tomó de 170(A) ya que esta bahía toma la carga de la bahía Ambato-2 para operar como circuito radial como se definió anteriormente.

Concluyendo para el caso que opere mallado el sistema de subtransmisión, se determina que en condiciones normales el sistema opera correctamente, pero al considerar la posibilidad de una contingencia y en el caso específico de producirse una falla en la bahía Montalvo, la S/E Ambato no tiene la capacidad prevista para abastecer a la carga conectada a esta última bahía.

#### **2.5.3.2. Operación del Sistema de Subtransmisión mediante circuitos radiales**

Con respecto al nivel de voltaje en las barras de 69kV y 13.8kV se encuentra en los límites establecidos por la regulación, además los bancos de capacitores instalados suplen los kVAr requeridos para mantener el nivel de voltaje y el factor de potencia dentro de los límites establecidos en las barras en las que ha sido instalado para compensación en cada caso de operación.

Lo referente a cargabilidad, todas las líneas de subtransmisión de 69kV están transmitiendo una carga menor a su capacidad nominal presentando márgenes considerables de reserva *esto para todas las líneas en los tres casos de operación*

*radial*. Para los transformadores de la EEASA como se determinó en el modo de operación mallado, éstos tienen una carga menor a su capacidad nominal.

Ahora se analiza si la capacidad de los transformadores de potencia de las subestaciones Ambato y Totoras es la adecuada para que sus bahías operen mediante circuitos radiales.

#### 2.5.3.2.1. *Transferencia de carga a la S/E Ambato: Transformador de la S/E Ambato*

Realizando el mismo procedimiento como para el caso de operación mallado, se compara el valor del límite de transferencia máxima para este transformador el cual es de 360 (A) con el valor de la corriente total de las bahía el cual es 676 (A).

$$I_{TOTAL\_BAHÍAS} = I_{B. Ambato-1} + I_{B. Ambato-2} + I_{B. Latacunga} = 375 + 171 + 130 = 676 [A]$$

De esto se puede decir que el transformador no tiene la capacidad para abastecer la carga de las tres bahías, y en particular para la carga que se tiene previsto transferir a la bahía Ambato-1.

Siendo el objetivo de este proyecto que todos los circuitos queden correctamente protegidos, se restringirá la transferencia de toda la carga prevista en demanda máxima pero se realizan nuevas simulaciones para demanda máxima, media y mínima tanto para un día de trabajo como para un fin de semana y se detallará la carga que se deberá transferir dependiendo de la demanda, esto con la intención de no superar el límite de transferencia máxima de los transformadores, un aspecto importante que también se toma en cuenta es el ajuste del pickup del relé de la bahía Ambato-1, en el *CAPÍTULO 4* de ajuste y coordinación de protecciones se analiza las opciones de transferencia de carga hacia la S/E Ambato.

#### 2.5.3.2.2. *Transferencia de carga a la S/E Totoras: Transformador de la S/E Totoras*

Comparando el valor del límite de transferencia máxima para el transformador de la S/E Totoras el cual es de 836 (A) con el valor de la corriente total de las bahía el cual es 650 (A).

$$I_{TOTAL\_BAHÍAS} = I_{B. Montalvo} + I_{B. Ambato} + I_{B. Baños} = 375 + 170 + 106 = 651 [A]$$

Comparando estos valores se determina que el transformador de la S/E Totoras esta con una carga del 79% de su capacidad nominal. De esto se concluye que se puede realizar toda la transferencia de carga prevista a la S/E Totoras sin ningún inconveniente.

#### 2.5.3.2.3. *Condiciones actuales de los circuitos de las bahías Ambato-I y Montalvo*

En condiciones actuales los porcentajes de carga en demanda máxima que tiene el transformador de la S/E Ambato son 30(MVA) que representa el 70% de carga, mientras que el transformador de la S/E Totoras son 64 (MVA) que representa el 64% de su carga nominal.

#### 2.5.4. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS

La simulación de cortocircuitos se realiza igual manera que el de flujos de potencia en el software CYME para las mismas condiciones de carga y casos antes descritos para flujos de potencia. Mediante la simulación de cortocircuito en todas las barras a 69[kV] y 13.8 que interviene en el estudio de coordinación se podrá determinar la corriente de cortocircuito en todas las barras y nodos mediante el método de cálculo empleado por CYME.

Los tipos de fallas que se aplicarán en todas las barras de 69 kV son: Trifásica, Monofásica a tierra, Bifásica y Bifásica a tierra, esto permitirá determinar los ajustes tanto para los relés de sobrecorriente de fase y neutro de las unidades temporizadas y unidades instantáneas. Para el cálculo del cortocircuito en el programa CYME se toma las siguientes consideraciones:

- La solución de este cálculo se realiza por *cortocircuito tipo ANSI*.
- El voltaje de pre-falla es el voltaje nominal de la barra 69 kV o 13.8 kV, es decir *1,0 p.u.*
- Los generadores durante la falla son representados con sus impedancias subtransitorias.
- La fuente del diagrama unifilar se considerará como fuentes infinitas limitadas solo por su impedancia conectada en serie.

- Respecto a la generación propia de la EEASA la central Hidráulica operará con 3 generadores G1, G2 y G3 y la central Térmica solo con el generador G1.

En las siguientes tablas se presentas los valores de corriente de cortocircuito especificadas para los cuatro casos de estudio.

## 2.5.5. RESULTADOS DE SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITOS

### 2.5.5.1. Operación del Sistema de Subtransmisión Mallado

S/E DE LA EEASA		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO $I_{cc}$ [A]					
N°	Barra	Falla LLL	Falla LL	Falla LT		Falla LLT	
		Fase	Fase	Fase	In=3lo	Fase	In=3lo
<b>CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DE 69 [kV]</b>							
1	Ambato-T.	7923	6861	8175	8175	8083	8445
2	Totoras-T.	9048	7836	10317	10317	9944	12000
5	Samanga	6297	5493	5560	5560	6118	4972
6	Atocha	4608	4814	4608	4608	5329	3929
7	Huachi	5476	4742	4501	4501	5251	3816
8	Montalvo	6400	5542	5668	5668	6268	5080
9	Píllaro	4370	3785	3436	3436	4097	2829
<b>CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DE 13.8 [kV]</b>							
1	Samanga	4585	3971	4818	4818	4730	5076
2	Atocha	7990	6922	8839	8839	8567	9883
3	Huachi	4550	4941	4817	4817	4718	5115
4	Montalvo	4662	4037	4899	4899	4807	5162
5	Píllaro	4794	4252	5169	5169	5056	5608

Tabla 2.22 Corrientes de cortocircuito para el sistema mallado

### 2.5.5.2. Operación del Sistema de Subtransmisión mediante circuitos radiales

#### 2.5.5.2.1. Condiciones actuales

S/E DE LA EEASA		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO $I_{cc}$ [A]					
N°	Barra	Falla LLL	Falla LL	Falla LT		Falla LLT	
		Fase	Fase	Fase	In=3lo	Fase	In=3lo
<b>CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DE 69 [kV]</b>							
1	Ambato-T.	4083	3536	4685	4685	4499	5420
2	Totoras-T.	6247	5410	7442	7442	7144	9202
3	Samanga	3230	2798	3181	3181	3257	3131
4	Atocha	2520	2182	1918	1918	2373	1546
5	Huachi	3288	2847	2704	2704	3160	2293
6	Montalvo	4384	3797	4074	4074	4384	3799
7	Píllaro	2642	2288	2357	2357	2574	2127
<b>CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DE 13.8 [kV]</b>							
1	Samanga	4028	3488	4392	4392	4257	4829
2	Atocha	5926	5132	7042	7032	6824	8663
3	Huachi	4099	3550	4470	4470	4343	4913
4	Montalvo	4370	3784	4680	4680	4559	5037
5	Píllaro	4189	3627	4682	4682	4528	5309

Tabla 2.23 Corrientes de cortocircuito para situación actual

2.5.5.2.2. Transferencia de carga a la S/E Ambato

S/E DE LA EEASA		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO $I_{cc}$ [A]					
N°	Barra	Falla LLL	Falla LL	Falla LT		Falla LLT	
		Fase	Fase	Fase	In=3lo	Fase	In=3lo
<b>CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DE 69 [kV]</b>							
1	Ambato-T.	4280	3707	4827	4827	4678	5533
2	Totoras-T.	6642	5752	7967	7967	7634	9952
3	Samanga	3368	2914	3268	3266	3366	3172
4	Atocha	2818	2441	2497	2497	2742	2241
5	Huachi	2236	1937	1814	1814	2126	1524
6	Montalvo	1911	1655	1479	1479	1797	1206
7	Píllaro	2731	2365	2403	2403	2644	2145
<b>CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DE 13.8 [kV]</b>							
1	Samanga	4069	3524	4425	4425	4294	4849
2	Atocha	6240	5404	7322	7322	7047	8862
3	Huachi	3671	3179	4120	4120	3987	4694
4	Montalvo	3478	3012	3957	3957	3832	4587
5	Píllaro	4234	3667	4720	4720	4569	5330

Tabla 2.24 Corrientes de cortocircuito para transferencia de carga a la S/E Ambato

2.5.5.2.3. *Transferencia de carga a la S/E Totoras*

S/E DE LA EEASA		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO $I_{cc}$ [A]					
N°	Barra	Falla LLL	Falla LL	Falla LT		Falla LLT	
		Fase	Fase	Fase	In=3Io	Fase	In=3Io
<b>CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DE 69 [kV]</b>							
1	Ambato-T.	4083	3536	4685	4685	4499	5420
2	Totoras-T.	6832	5916	8147	8147	7814	10091
5	Samanga	2198	1904	1622	1622	2055	1283
6	Atocha	2520	2182	1917	1917	2373	1545
7	Huachi	3288	2847	2703	2703	3160	2292
8	Montalvo	4384	3797	4074	4074	4384	3799
9	Pillaro	1904	1649	1373	1373	1765	1073
<b>CORTOCIRCUITOS EN BARRAS DE 13.8 [kV]</b>							
1	Samanga	3613	3129	4055	4055	3937	4618
2	Atocha	5926	5132	7032	7032	6803	8655
3	Huachi	4099	3550	4470	4470	4343	4913
4	Montalvo	4370	3784	4680	4680	4559	5037
5	Pillaro	3737	3237	4297	4297	4167	5053

Tabla 2.25 Corrientes de cortocircuito para transferencia de carga a la S/E Totoras

## 2.5.6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES DE CORTOCIRCUITOS

Realizando una comparación entre la operación e circuitos radiales con la operación mallado del sistema de subtransmisión se determina que los valores de las corrientes de cortocircuitos en el sistema mallado son casi el doble que cuando el sistema opera solo mediante circuitos radiales, esto se cumple para todas las barras de 69 y 13.8kV. Con el primer modo de operación se tendría que cambiar todos los ajustes de las protecciones de los circuitos de los alimentadores a 13.8kV de las subestaciones a causa de cambio de los niveles de cortocircuito.

*Por lo tanto la coordinación de protecciones se realizara con las corrientes de cortocircuitos para los casos de operación radial del sistema de subtransmisión. Se utilizará las máximas corrientes en las fases y neutro donde se observa que son*

valores muy por encima de los valores de corriente de carga, siendo necesario despejar las fallas de forma rápida.

### **2.5.7. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES**

Una vez determinado las corrientes de carga en demanda máxima y las corrientes de cortocircuito se establece que el sistema eléctrico de la EEASA se encuentra operando correctamente para el caso de operación en condiciones actuales mediante circuitos radiales, en donde el ajuste de las protecciones de los circuitos conformados es correcto para este caso de operación, pero para realizar la transferencia de carga al circuito de la bahía Ambato-1 o al circuito de la Bahía Montalvo mediante casos de operación independientes la EEASA requiere de los esquemas de ajuste y coordinación de protecciones para las condiciones para realizar la transferencia de toda carga que se puede conectar a los circuitos de las bahías Ambato-1 y Montalvo.

En base a los análisis de flujos de potencia y cortocircuito en este trabajo se realizará el ajuste y coordinación de las protecciones de los circuitos de las bahías Montalvo y Ambato-1 para los casos de transferencia de carga mediante operación de circuitos radiales, de tal manera que el esquema de protecciones funcione correctamente en los casos de transferencia de carga en el sistema de subtransmisión de la EEASA, para cumplir esto se analizará todos los factores que intervienen para la realización del estudio de protecciones como configuración del sistema eléctrico, equipos de protección disponibles, estudio de fallas y flujos de potencia entre otros.

Además se debe considerar que los relés de TRANSELECTRIC ya están calibrados y no puede ser modificados por la EEASA resultando esto un aspecto muy importante ya que los ajustes de estos relés no deberán ser superados por los ajustes de los relés de la EEASA, por lo tanto se realizará el ajuste de coordinación de protecciones que cumpla con los requerimientos de un sistema de protecciones y además sin superar los ajustes de los relés de TRANSELECTRIC.

La coordinación de los equipos de protección se inicia desde los relés de sobrecorriente de los transformadores de las subestaciones de la EEASA, en donde se debe considerar también que los ajustes de los relés de sobrecorriente de los alimentadores a 13.8kV de las subestaciones ya están calibrados y estos a su vez están coordinados con los fusibles instalados debajo de estos relés.

## **CAPÍTULO 3**

# **CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES UTILIZANDO EL RELÉ DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL Y SELECTIVIDAD LÓGICA**

### **3.1. INTRODUCCIÓN**

Una vez determinado la condición del sistema de protecciones del sistema de subtransmisión de la EEASA para realizar transferencia de carga entre las subestaciones Ambato y Totoras, se ha determinado que es necesario un estudio de ajuste y coordinación de protecciones, para que el nuevo esquema implementado actúe correctamente en todos los casos de operación del sistema eléctrico de subtransmisión, para lograr este objetivo en este capítulo se describen los criterios necesarios para realizar el ajuste y la coordinación de protecciones utilizando funciones de sobrecorriente direccional y selectividad lógica en sistemas eléctricos radiales.

El esquema de protecciones implementado en el sistema de subtransmisión de la EEASA será en base a las función de sobrecorriente direccional (67/67N), habiendo determinado que en las condiciones actuales el sistema opera normalmente pero para los casos de transferencia de carga a las bahías Ambato 1 y Montalvo se requiere de los ajustes de las protecciones, por lo que es necesario un estudio de ajuste y coordinación de protecciones.

La operación de todos los circuitos de subtransmisión de la EEASA a 69[kV] es radial, donde las diferentes formas de operación del Sistema de subtransmisión de la EEASA en los casos de transferencia de los circuitos de la Bahía Ambato-1 y la Bahía Montalvo dan como resultado que:

- En el caso de transferencia de carga la a la S/E Ambato la operación será mediante un circuito radial iniciando desde la S/E Ambato hasta la S/E Montalvo y con una derivación desde la S/E Samanga hasta la S/E Píllaro.
- Para el caso de transferencia de carga la a la S/E Totoras la operación será mediante un circuito radial iniciando desde la S/E Totoras hasta la S/E Píllaro.

Esto define que en los dos casos de transferencia de carga la operación se realiza mediante circuitos radiales independientes, *esto justifica que el sistema de protecciones tenga característica direccional.*

### **3.2. CRITERIOS PARA EL AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL**

#### **3.2.1. PROTECCIONES LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN**

Las líneas de subtransmisión como todo elemento del sistema eléctrico está expuestos a fallas que puede ocurrir debido a diferentes causas pudiendo ser estas: transitorias, subtransitorias o permanentes.

Entre las causas de fallas que pueden producirse en un sistema de transmisión y subtransmisión se tiene <sup>[4]</sup>:

- Descargas Atmosféricas: Generan sobrevoltajes en la línea y en sus barras.
- Cortocircuitos: Generan una sobrecorriente afectando mecánica y eléctricamente al sistema.
- Sobrecarga: Genera un valor de corriente elevado que si se mantiene puede transformarse en un cortocircuito.

#### **3.2.2. SISTEMAS PROTECCIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN**

Entre los esquemas de protecciones que se utilizan en líneas de transmisión son:

- Protección contra sobrevoltajes debido a descargas atmosféricas: Se realiza un diseño de apantallamiento de las líneas.
- Protección de distancia<sup>iv</sup>: se utiliza relés de distancia para determinar la impedancia de las líneas y determinar si existe una falla.
- Protección de sobrecorriente: se utiliza relés de sobrecorriente para determinar el valor de la corriente de cortocircuito en condición de falla.

### 3.2.3. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONAL

La protección de sobrecorriente es una de las protecciones más simples, el funcionamiento de esta protección se basa en medir el parámetro de corriente comparando el valor de sobrecorriente a causa de una falla con el valor de la corriente nominal o ajuste en el punto de instalación del relé.

El equipo de protección que censa cualquier cambio en el valor ajuste de la corriente es el *relé de sobrecorriente*, este relé operará cuando el valor de la corriente es mayor que el valor ajustado, es decir que ante una falla que genere un valor de sobrecorriente el relé emitirá la orden de operación al interruptor para aislar la falla. Para que el relé opere en condición de falla, en el relé de sobrecorriente debe definirse dos parámetros:

- La corriente de inicio de operación del relé.
- El tiempo que el relé toma después de haber iniciado su operación

Cualquiera que sea la construcción del relé de sobrecorriente (electromecánico, electrónico, digital o numérico) su objetivo es detectar una falla y dar la orden de despeje al interruptor, por esto el relé de sobrecorriente puede ser de <sup>[5]</sup> [10]:

- Corriente definida
- Tiempo definido

---

<sup>iv</sup> La protección de distancia y sobrecorriente son protecciones tipo graduadas por lo que actúan en más de una zona es decir cumplen funciones de respaldo.

- Tiempo-Corriente ( $I_{CC}$  inversamente proporcional al Tiempo)



Figura 3.1 Curvas características del relé de sobrecorriente

### 3.2.3.1. Relés de corriente definida

Esta característica del relé de sobrecorriente determina que una vez superado el valor de la corriente de ajuste el relé emitirá la orden de apertura al interruptor, en circuitos radiales el ajuste se realiza desde el relé más alejado de la fuente con el ajuste más bajo y luego ir subiendo hasta llegar al relé de la fuente.

Entre las desventajas que pueden tener los esquemas de protección mediante este tipo de relés son:

- Para altos valores de corrientes de fallas el sistema no es selectivo.
- Para líneas con una impedancia insignificante el uso de estos relés no es una buena práctica.

Por estos inconvenientes estos relés se usan en unión con otra función temporizada, resaltando la característica del relé de tiempo definido como una unidad instantánea.

La protección mediante relés de corriente definida o instantánea se caracteriza porque operan de forma inmediata cuando la corriente de falla supera al valor ajustado, en relés modernos es posible dar un retardo de tiempo intencionado a la función de protección instantánea, claro que para esto se debe considerar el tiempo interno de procesamiento de la función de protección.

### 3.2.3.2. Relés de tiempo definido

El ajuste en estos relés se realiza mediante diferentes tiempos de operación dependiendo del nivel de cortocircuito, al igual que para el relé de corriente definida este relé se ajustará con el tiempo más bajo para el relé más alejado de la fuente y luego dar un retardo de tiempo a cada relé hasta llegar al relé de la fuente.

La desventaja que presenta el sistema de protección con este tipo de relé es que para fallas cercanas a la fuente el tiempo de despeje es muy grande sabiendo que el valor de la corriente de falla es muy elevado cerca de la fuente.

### 3.2.3.3. Relés de tiempo inverso al valor de la $I_{CC}$

La principal característica de estos relés es que el tiempo de operación depende del valor de corriente de falla, es decir, mientras el valor de corriente suba el tiempo de operación será menor, resultando esto una *curva característica* de tiempo de operación inverso al valor de corriente. Dependiendo del fabricante del relé existen varias curvas características de tiempo inverso las cuales están normalizadas por la IEC, IEEE y ANSI, estas curvas definirán la velocidad de operación del relé dependiendo del ajuste y del tipo de curva que se elija.

### 3.2.3.4. Diagrama de conexión de los relés de sobrecorriente

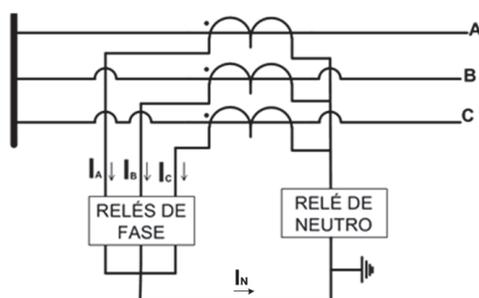


Figura 3.2 Conexión de los relés de sobrecorriente

La conexión típica de los relés es en estrella, donde la conexión de los relés es uno por cada fase otro para el neutro. El relé de fase detectará el valor de la

sobrecorriente de fase para fallas simétricas y el *relé del neutro o falla a tierra* detectará fallas desequilibradas calculando la suma de las corrientes de fase en el neutro como se muestra en la *Figura 3.2.* <sup>[11]</sup>

### **3.2.4. PARÁMETROS DE AJUSTE DE LOS RELÉS DE SOBRECORRIENTE NO DIRECCIONAL**

Los relés de sobrecorriente generalmente están compuestos de una unidad instantánea y una unidad de retardo de tiempo, todo esto dentro del mismo relé, donde los parámetros de ajustes que se debe realizar al relé de sobrecorriente son para la protección temporizada y la protección instantánea. <sup>[4] [5]</sup>

#### Para la Protección instantánea (50 ANSI)

- Ajuste de la unidad Instantánea

#### Para la Protección Temporizada (51 ANSI)

- Ajuste del multiplicador de corriente: Tap
- Ajuste del multiplicador de tiempo: Dial

Todos estos ajustes se realizan en el relé de sobrecorriente, en el cual dependiendo de la tecnología puede usarse un relé para cada fase y otro relé para el neutro residual (relés de falla a tierra), o también se usa un solo relé con las tres unidades de fase y la unidad del neutro esto se logra en relés estáticos.

Normalmente los ajustes del Tap y el Dial se realizan para relés de tiempo inverso y relés de tiempo definido pues estos tienen la característica de retardo de tiempo desde el inicio de operación del relé.

#### **3.2.4.1. Multiplicador de Corriente TAP**

Tap es el valor de ajuste de la corriente con el cual el relé inicia la operación (cierre de contactos del relé) para despejar una falla. El ajuste en los relés puede ser directo o porcentual, esto representa la corriente que circula por el relé en valor directo o un porcentaje.

### 3.2.4.2. Multiplicador del Tiempo DIAL

Dial es el valor del retardo de tiempo en el que el relé actuará una vez iniciado su operación. El dial representa las curvas características tiempo-corriente con las cuales el relé puede ajustarse.

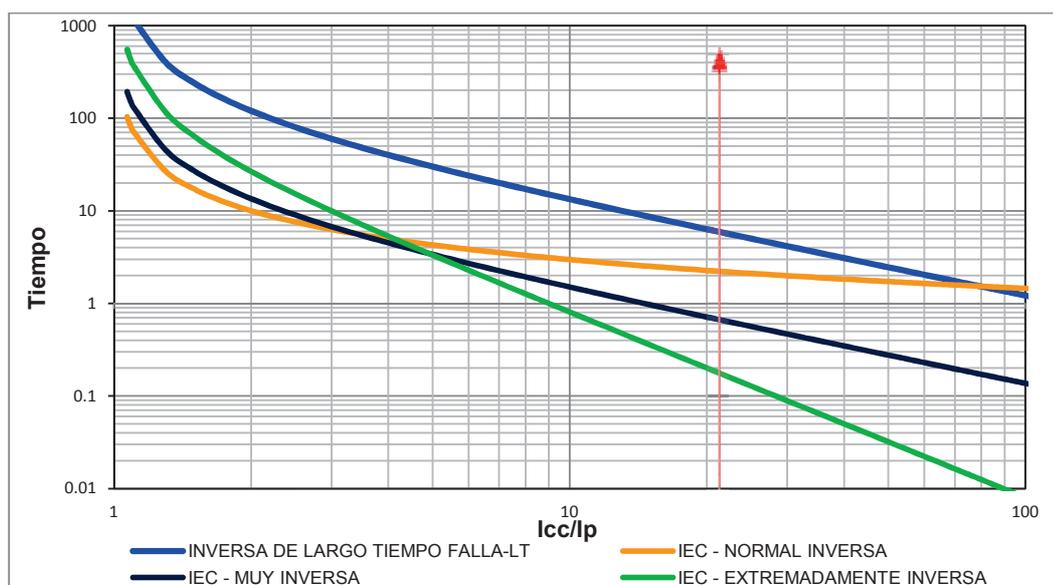


Figura 3.3 Curvas de Tiempo Inverso del estándar IEC

Existen diferentes tipos de curvas características de tiempo inverso unas más rápidas que otras las cuales dependen del fabricante del relé. Las curvas características de tiempo inverso generalmente usadas son:

- Normal inversa (SI)
- Muy Inversa (VI)
- Extremadamente inversa (EI)
- Tiempo definido (DT)

Por ejemplo en un tipo de curva normalizada se puede tener diferentes tiempos de operación mediante los ajustes del dial como se muestra en la *Figura 3.4* donde se tiene que para la *curva estándar "IEC Normalmente Inversa"* a un mismo valor de corriente de cortocircuito la operación es diferente debido al tipo del Dial diferente, es

decir mediante la selección del dial la operación de relé de protección puede ser más rápida con un dial de menor valor.

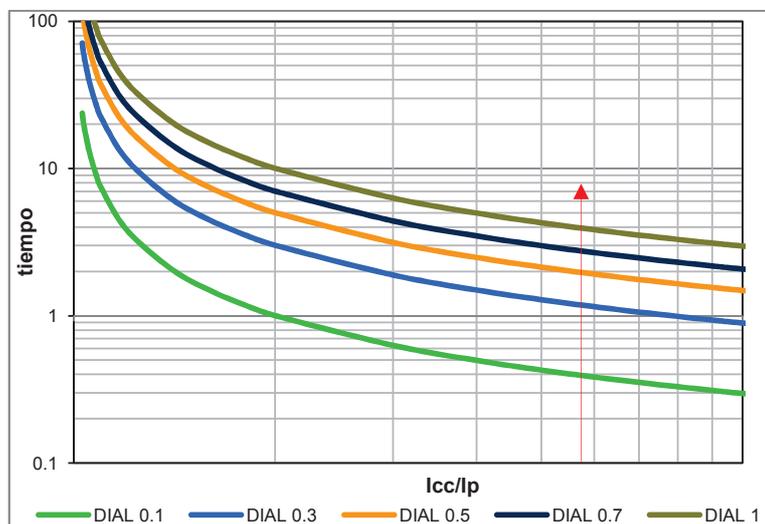


Figura 3.4 Curva estándar IEC Normal Inversa con diferente Dial

Los valores del dial dependen del rango de ajuste definido por el fabricante del relé y también de la tecnología.

Las curvas establecidas por los estándares IEC, IEEE y ANSI describen una función exponencial, por ejemplo la norma IEC está definida por las expresiones mostradas en la siguiente tabla [4][18]:

CURVA CARACTERÍSTICA DEL RELÉ	ECUACIÓN IEC 60255
Normal Inversa	$t = TMS * \frac{0.14}{(I_f/I_p)^{0.02} - 1} [s]$
Muy Inversa	$t = TMS * \frac{13.5}{(I_f/I_p) - 1} [s]$
Extremadamente Inversa	$t = TMS * \frac{80}{(I_f/I_p)^2 - 1} [s]$
Inversa de largo tiempo	$t = TMS * \frac{120}{(I_f/I_p) - 1} [s]$

Tabla 3.1 Ecuaciones de las curvas de tiempo inverso según IEC 60255

Dónde:

- $TMS$  : Ajuste del multiplicador de tiempo (Dial)
- $I_f$  : Corriente de falla

- $I_p$ : Corriente de ajuste del relé

Generalmente existen valores normalizados del dial, según norma IEC el rango va desde 0.05 hasta 1 y para la norma IEC el rango va desde 0.5 hasta 10 para ANSI/IEEE, esto variará dependiendo del fabricante y tecnología del relé.

#### **3.2.4.3. Unidad Instantánea**

El principal objetivo de la aplicación del ajuste instantáneo es eliminar de forma casi instantánea fallas severas, logrando con esto reducir el tiempo de operación del relé de sobrecorriente para despejar fallas, el retardo de tiempo que tiene este ajuste es debido al procesamiento interno de la función de protección del relé.

El uso de la unidad instantánea reduce el tiempo de operación para la mayoría de las fallas y permite escoger una curva inferior ya que el intervalo de coordinación se aplica hasta el punto de cubrimiento del ajuste de la unidad instantánea.

### **3.2.5. CRITERIOS PARA EL AJUSTE DE LAS FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA**

Entre los factores que se debe analizar al momento de realizar el ajuste y coordinación de las protecciones se tiene:

#### **3.2.5.1. Corrientes de carga en frío**

Este factor genera una sobrecorriente debido al arranque simultáneo de todas las cargas ya que después de un corte prolongado del servicio eléctrico se pierde el *factor de diversidad*, debido a que la mayoría de las cargas generalmente constituidas por motores al momento de re-energizar todas estas cargas se encenderán generando esto un valor de sobrecorriente debido al arranque simultáneo. Por esto en los esquemas de protección en alimentadores para el ajuste y coordinación se considerará la carga en frío, para lo que deberán garantizar que el ajuste del relé no opere cuando se realiza la re-energización. <sup>[9]</sup>

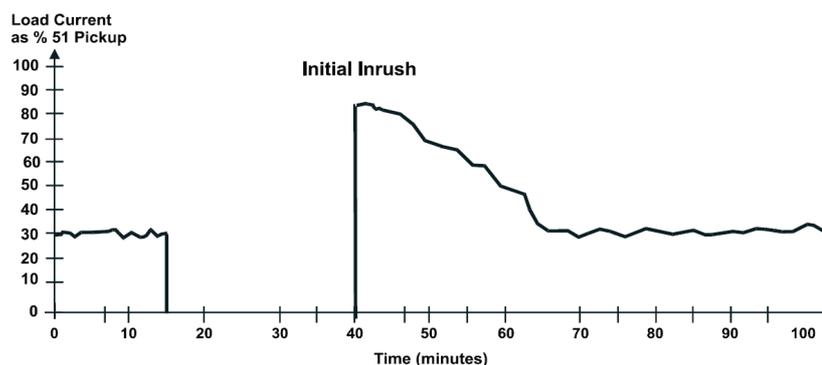


Figura 3.5 Correinante de energización en frío expresada como % del ajuste de la unidad temporizada

### 3.2.5.2. Energización del transformador

Cuando se energiza un transformador la corriente sufre una distorsión debido a la característica no lineal del mismo a causa del ciclo de histéresis y por un magnetismo residual en el transformador. La distorsión de la corriente se debe a la presencia de una componente DC y corrientes armónicas en especial la segunda la cual representa el 63% de la onda fundamental.

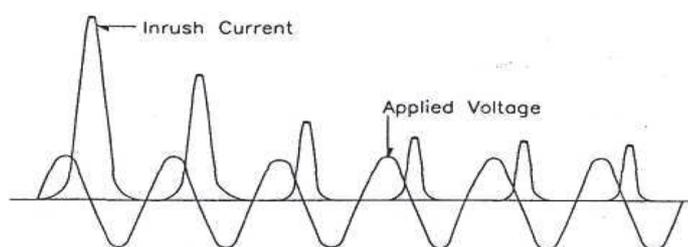


Figura 3.6 Corriente de energización en un transformador

Durante la energización la corriente del transformador llega a alcanzar valores muy por encima de la corriente nominal, mediante pruebas se han determinado que esta corriente puede tomar valores de 12 hasta 25 veces la corriente nominal, para lo que se determina un periodo de tiempo al cual puede estar sometido el transformador sin daño, estos valores se muestran en la *Tabla 3.2*.

EVENTO	VECES CORRIENTE DE CARGA	TIEMPO (s)
Corriente	25	0.01
Inrush	12	0.1

*Tabla 3.2 Valores de I-t de energización de transformador*

Para la correcta coordinación entre relés los puntos de energización deben estar por debajo de la curva de operación del relé aguas arriba para evitar una operación no deseada, también se puede bloquear la operación del relé aguas arriba durante tiempo de energización del transformador cuando el punto de energización está por encima de la curva de sobrecorriente.

### 3.2.5.3. Daño térmico del transformador

Con los años, las protecciones han estado utilizando la curva de daño del transformador como una guía para determinar el nivel de protección de un transformador. Esta curva representa los puntos que combinan tanto las capacidades de resistencia térmica y mecánica de los transformadores de potencia. La exposición de los transformadores a una corriente de falla durante un tiempo que supere el valor mostrado en la curva no causa un daño inmediato del transformador, esta curva de daño es más un indicador de la reducción de la vida útil del transformador.

CATEGORÍA	CAPACIDAD DE LOS TRANSFORMADORES EN [KVA]	
	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1667	501 - 5000
III	1668 - 10000	5000 - 30000
IV	Sobre 10000	Sobre 30000

*Tabla 3.3 Categorías de los transformadores según Std. ANSI C57.12.00*

La Norma **ANSI C57.12.00** define cuatro categorías de transformadores basándose en la capacidad (KVA) de los transformadores monofásicos y trifásicos para definir la curva de daño.

Cada categoría tiene su curva representativa de daño del transformador. En el **ANEXO 1** se muestra el gráfico de la curva de daño de un transformador para la

categoría II y III, que son las categorías que abarcan las capacidades de los transformadores de las subestaciones de la EEASA.

#### 3.2.5.4. Criterio para el ajuste de función de sobrecorriente temporizada 51

El ajuste de las protecciones se realiza en base a la configuración del sistema eléctrico, considerando todos sus casos de operación. Las funciones de sobrecorriente no direccional se emplean generalmente en sistemas eléctricos radiales quedando establecido que la corriente proviene de una sola fuente.

En el ajuste se definen los límites de las señales de entrada de corriente al relé, los cuales darán la orden de despeje al interruptor en caso de falla. El ajuste de las funciones de sobrecorriente debe hacerse considerando:

- Corriente de carga en demanda máxima.
- Corriente de energización en transformadores
- Corriente de carga de arranque en frío
- Corriente nominal del conductor (cable).

Por lo tanto el ajuste de los relés se debe considerar los factores anteriores para que en eventos transitorios como la energización transformador la protección de sobrecorriente no opere innecesariamente.

El valor del Tap para los relés de fase es ajustado con un margen de seguridad sobre el valor de la corriente nominal. La ecuación del ajuste del Tap de fase es: <sup>[5] [8] [10]</sup>

$$TAP_{Fase} = I_{Ajuste} = K \times \frac{I_{nominal}}{RTC}$$

Dónde:

- $I_{nominal}$ : Corriente nominal del circuito
- $RTC$ : Relación de transformación del TC
- $K$ : Factor de seguridad

El factor K representa el margen de seguridad para los aspectos de sobrecarga y algunos eventos transitorios. El rango de este factor puede estar entre 1.25 y 2 todo

dependerá de las condiciones del circuito. La corriente nominal representa la corriente de carga en demanda máxima, ya que para estas condiciones se debe asegurar que las protecciones no realicen una operación innecesaria.

El ajuste del relé del neutro o falla a tierra debe realizarse considerando un desbalance máximo entre las fases, el desbalance típico entre fases es **20%** de la corriente nominal, resultando la sumatoria de las corrientes de fase en el punto neutro o la corriente residual **3\*I<sub>o</sub>**. La ecuación del ajuste del Tap del neutro es: <sup>[5] [10]</sup>

$$TAP_{Neutro} = k \times \frac{I_{nominal}}{RTC}$$

Dónde:

- *k*: Factor de seguridad de ajuste del neutro normalmente se toma 0.2.

Tanto para relés de fase como de neutro el ajuste del dial está determinado por la curva característica que se emplee, por lo que en una falla al superar la corriente de ajuste el relé operará luego del retardo de tiempo definido por el día y la corriente de ajuste Tap.

### 3.2.5.5. Ajuste de la unidad instantánea 50

El ajuste de las unidades instantáneas depende de la localización de la falla y del elemento protegido por lo que se describe para líneas entre subestaciones, alimentadores y para transformadores.

#### 3.2.5.5.1. Para Líneas de subtransmisión entre Subestaciones

El ajuste de las unidades instantáneas para líneas de subtransmisión entre subestaciones se realiza tomando el 125% del valor de la corriente máxima de falla en la barra remota, empezando desde la barra más alejada de la fuente siguiendo el procedimiento hasta llegar al relé de más cercano a la fuente. <sup>[5] [10]</sup>

El margen del 25% evita una sobre-posición de la unidad instantánea aguas abajo si una componente DC considerable está presente, esto cuando la razón X/R tiene un alto valor resultando que la componente DC sea elevado. <sup>[10]</sup>

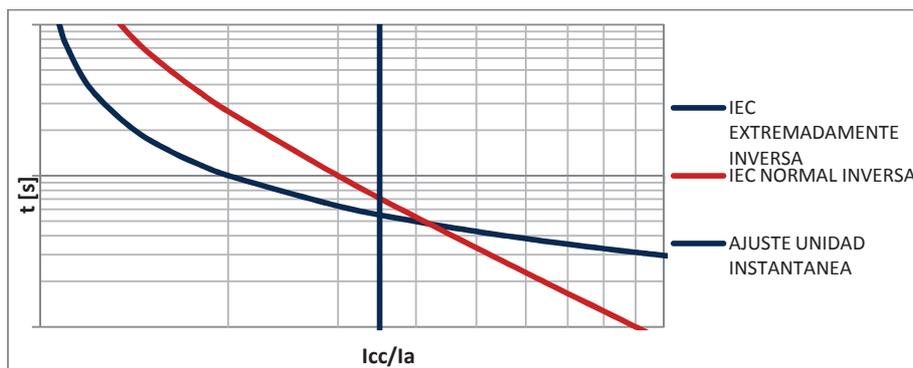


Figura 3.7 Selectividad de la unidad instantánea

Cuando dos curvas de tiempo inverso de características diferentes se cruzan, se ajustará a la unidad instantánea antes del cruce de las curvas para evitar perder la selectividad como se muestra en la *Figura 3.7*, esto para el ajuste previsto de la unidad instantánea donde el nivel de cortocircuito supera el punto de cruce entre las curvas. <sup>[10]</sup>

#### 3.2.5.5.2. Para Alimentadores de Distribución

Para el caso de alimentadores de distribución el ajuste de la unidad instantánea generalmente se realiza con el 50% de valor del máximo cortocircuito en el punto de instalación del relé. <sup>[10]</sup>

#### 3.2.5.5.3. En Transformadores

Para los transformadores en el caso que tenga el relé de sobrecorriente instalado en el lado secundario de transformador, el ajuste de la unidad instantánea será diferente entre el relé del transformador y de los alimentadores pese a que tienen los mismos niveles de cortocircuito, por lo tanto el ajuste del relé del transformador será mayor con el objetivo de evitar la pérdida de selectividad. <sup>[10]</sup>

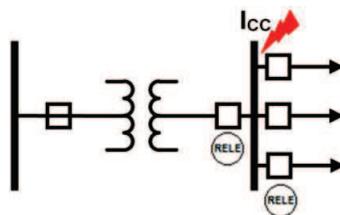


Figura 3.8 Ajuste de las unidades instantáneas

### 3.2.5.6. Protección contra falla en el Interruptor 50BF

Esta protección operará para el caso en el que falla el sistema de protección principal (Relé-Interruptor) de un alimentador de una subestación, esta protección despejará la falla abriendo el relé de sobrecorriente del transformador. La operación de esta protección es la siguiente:

Al presentarse una falla en un alimentador la protección 50-BF1 iniciará su operación igual que la protección principal de dicho alimentador, la protección 50-BF deberá dar un retardo de tiempo necesario para que actúe la primera protección aguas arriba de la falla y que además no deberá interferir con los recierres del interruptor si la falla es temporal. Si la falla no ha sido despejada por la protección principal debido a un fallo en este sistema, la protección 50-BF2 procederá a dar al orden de apertura del interruptor del transformador para despejar la falla. <sup>[14]</sup>

## 3.2.6. COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE EN REDES RADIALES

### 3.2.6.1. Coordinación Relé-Fusible

Para la coordinación entre un relé de una subestación y un fusible de un alimentador se debe cumplir que el fusible operará primero antes que el relé cuando la falla es en la zona de protección del fusible, por lo que la curva de despeje máximo del fusible deberá estar debajo de la curva de tiempo inverso del relé.

La coordinación entre relé y un fusible se realiza mediante las curvas características de tiempo inverso, para esto debe tomar un tiempo de coordinación entre 200ms y

300ms, donde la curva del relé de característica muy inversa se utiliza para coordinación con fusibles tipo expulsión y las curvas extremadamente inversa para coordinar con fusibles limitadores de corriente.

### 3.2.6.2. Coordinación entre relés

Existen varios métodos de coordinación de protecciones contra sobrecorriente con esquemas de relés de protección dependiendo del relé de sobrecorriente en los cuales se despeja una falla usando discriminación por tiempo, discriminación por corriente o por una combinación de los dos es decir mediante curvas de tiempo inverso.

#### 3.2.6.2.1. Discriminación por corriente

El ajuste se realiza utilizando relés de corriente definida en función de la ubicación en la falla determinando la máxima corriente de cortocircuito para el relé más cercano a la fuente la menor corriente de cortocircuito para el relé más alejado de la fuente, en base a esto se ajustará a los relés para que el más cercano a la falla opere y despeje la falla, entonces el ajuste más bajo será para el relé más alejado de la fuente y el ajuste más alto para el relé más cerca a la fuente.

#### 3.2.6.2.2. Discriminación por tiempo

En la discriminación se realiza con relés de tiempo definido, y consiste que a cada relé se da un retardo de tiempo adecuado, asegurando que el relé más cercano a la falla actuará. El ajuste de tiempo más bajo será para el relé más alejado de la fuente, luego los relés ubicados hacia la fuente irán incrementado el tiempo conforme se acerca a la fuente.

Para la correcta coordinación con relés de corriente definida mostrado de un sistema radial el ajuste debe cumplir que las corrientes de ajuste sean:

$$I_{ajuste R1} > I_{ajuste R2} > I_{ajuste R3} > I_{ajuste R4}$$

Mientras que para la coordinación por tiempo el ajuste debe cumplir que:

$$t_{operación R1} > t_{operación R2} > t_{operación R3} > t_{operación R4}$$

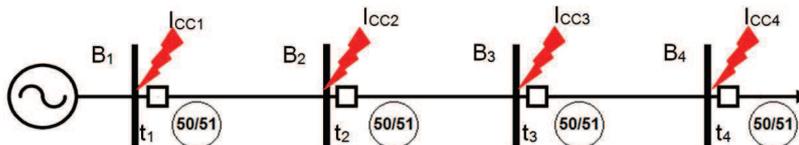


Figura 3.9 Sistema Eléctrico Radial

### 3.2.6.2.3. Discriminación por tiempo-corriente

A causa de las limitaciones presentadas de los métodos anteriores, la coordinación se realiza mediante una combinación de características de tiempo y corriente, resultando una operación con característica de tiempo inverso, en donde el relé actuará en un tiempo de acuerdo al valor de la corriente de falla, es decir el relé operará en un tiempo inversamente proporcional al valor de la corriente de falla.

Para la coordinación de protecciones contra sobrecorriente mediante la aplicación de curvas características de tiempo-corriente se debe considerar el uso apropiado de la curva por ejemplo:

- Curva característica normal inversa: se utiliza en los casos donde la corriente de falla solo es función de la capacidad de generación.
- Curva característica muy inversa: se utiliza en casos donde la corriente de falla depende de la localización.
- Curva característica extremadamente inversa: se utiliza en casos donde se coordina relés de sobrecorriente con fusibles de distribución.

En sistemas de potencia generalmente se usan curvas inversa y muy Inversa, cuando se realiza coordinación con fusibles se usa característica extremadamente Inversa.

### 3.2.6.3. Criterio para la Coordinación de Protección de Sobrecorriente en Redes Radiales

Los criterios de coordinación de protecciones de sobrecorriente para redes radiales usando características de corriente-tiempo que se describen son válidos para relés de tiempo inverso y relés de tiempo definido.

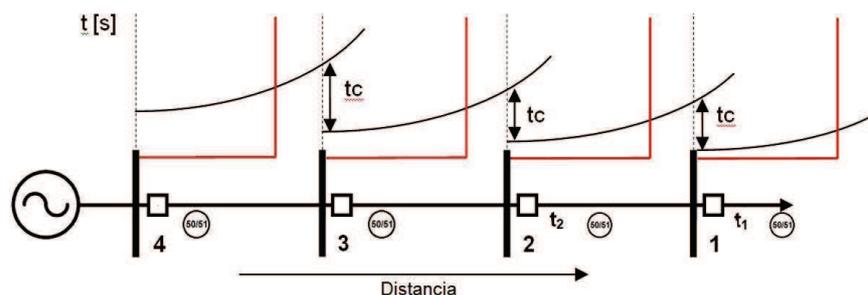


Figura 3.10 Coordinación de protección de un Sistema Radial

Se describe el procedimiento que se debe seguir para realizar la coordinación entre los relés de sobrecorriente de un sistema radial. <sup>[10]</sup>

1. Determinar el ajuste del TAP de fase y neutro más adecuado de los relés de sobrecorriente asociado a cada interruptor del circuito analizado.
2. Determinar el tiempo de operación del relé más alejado de la fuente para su máximo cortocircuito mediante el ajuste del Tap y la curva de tiempo inverso seleccionada escogiendo el Dial más bajo, además considerando el nivel de cortocircuito máximo en la barra remota para el arranque de la unidad instantánea. Para el caso de re-energización o carga en frío el valor del dial puede ser tomar un valor más alto, para que durante la energización la protección no opere innecesariamente.
3. Determinar el tiempo de operación del siguiente relé hacia la fuente para que opere como función de respaldo en caso del que la protección primaria no despeje una falla de su zona, para esto se debe considerar un margen de tiempo, en el cual debe actuar la protección primaria. El tiempo de operación del relé como protección de respaldo puede ser determinado por:

$$t_{Relé2} = t_{Relé1} + t_c$$

$$t_c = t_{D1} + SC + F$$

Dónde:

- $t_{Relé1}$ : Tiempo de operación del relé 1(principal)
- $t_{Relé2}$ : Tiempo de operación del relé 2 (como respaldo para una falla del relé 1)
- $t_c = CTI$ : Intervalo de tiempo de coordinación
- $t_{D1}$ : Tiempo de apertura del Interruptor 1
- $SC$ : sobrecarrera del relé.
- $F$ : factor de seguridad

Los valores típicos definidos para los siguientes parámetros son:

$t_D$  : El tiempo de apertura de un interruptor está entre 2 y 5 ciclos.

$SC$ : Es definido para relé de respaldo, el tiempo de sobre carrera es de 100 a 150 ms para relés electromecánicos y de 10 a 20 ms para relés numéricos.

$F$ : Se toma un factor de seguridad entre 100 y 150 ms.

Tomando en cuenta todos estos parámetros se puede considerar un tiempo de coordinación  $t_c$  entre 200 ms y 400 ms, generalmente el valor típico es de 300 ms usado frecuentemente en relés electromecánicos.

Para el caso de este estudio de protecciones del sistema de subtransmisión de la EEASA el tiempo de coordinación que se toma es de **220 ms**, este valor se justifica basándose en el estándar “**IEEE Std. 242-2001**” y con las características de los equipos de protección que dispone la EEASA, en la siguiente tabla se explica la determinación del CTI.

COMPONENTE	RELÉ DIGITAL ABB
Tiempo de Apertura del Interruptor (3 ciclos)	50 ms
Operación Interna del relé	25 - 50 ms
Tolerancia del Relé y Errores de Ajuste	120 ms
<b>CTI Total</b>	<b>220 ms</b>

Tabla 3.4 CTI para relés digitales ABB REF-630 y REF-541 de la EEASA

Para la coordinación el relé que ofrece respaldo operará para la máxima corriente de falla vista por el relé principal después de cumplirse el tiempo de coordinación en el caso que la protección principal fallará.

4. Una vez determinado el tiempo de operación del relé 2 como respaldo y con el valor del Tap definido para este relé se determina el valor del Dial, de tal manera que exista el tiempo de coordinación definido entre las dos curvas del relé 2 y 1.
5. Ahora hay que determinar el tiempo de operación del relé 2 pero con el valor del cortocircuito máximo en su zona para que actúe como protección principal, con este tiempo más el intervalo de coordinación de este relé se obtendrá el dial para el relé 3 para que actúe como respaldo al relé 2.
6. Continuar con el procedimiento, empezando desde el tercer paso para los relés instalación hacia la fuente.

### **3.2.7. CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL**

La protección de sobrecorriente direccional (67/67N) cumple con las mismas funciones de sobrecorriente agregando la característica de direccionalidad, esta protección se utiliza en sistemas eléctricos mallados y en anillo, donde la corriente puede fluir en las dos direcciones, por esta razón la coordinación se realiza para que ante una sobrecorriente y una dirección preestablecida de la corriente la protección opere, caso contrario el relé no operará.

#### **3.2.7.1. Características de Relé Direccional**

Para poder determinar la dirección del flujo de corriente el relé lo realiza reconociendo las diferencias del ángulo entre la corriente y una magnitud de polarización, esta magnitud de polarización puede ser voltaje o corriente, pero debe cumplir la condición de no cambiar de polaridad para cualquiera que fuera la dirección de la corriente, generalmente como señal de polarización se toma al voltaje.

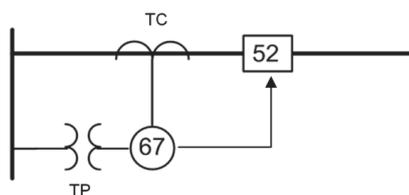


Figura 3.11 Relé Direccional

### 3.2.7.2. Ajustes de la unidad direccional

Para la construcción de los relés de sobrecorriente direccional se necesita una unidad de sobrecorriente y una unidad que permita definir la dirección del flujo, por esto a la protección de sobrecorriente direccional se realiza los mismos ajustes de las funciones 50 y 51 es decir es decir ajuste del Tap, Dial y el ajuste de la unidad instantánea, tanto para los relés de fase y neutro. Para determinar la direccionalidad el ajuste se realizará mediante ajuste del Ángulo de Torque Máximo (**RCA**) el cual corresponde al punto de mayor sensibilidad del relé.

El ángulo de máximo torque es el ángulo por el que este desplazamiento produce el máximo torque y por tanto, estará siempre alineado con el voltaje de polarización. <sup>[5]</sup>

### 3.2.7.3. Diagramas de Conexión

La conexión del relé de sobrecorriente direccional dependerá del ángulo de fase con el cual la corriente adelanta al voltaje de polarización considerando un factor de potencia unitario entre la corriente de fase y el voltaje de esa misma fase. Para determinar el ángulo de máximo torque en la unidad direccional el relé necesita señales de corriente y de voltaje, las señales de los relés de fase son las corrientes respectivas de cada fase y la señal de voltaje que generalmente es de otra fase, o un voltaje compuesto de las fases restantes.

Para la unidad direccional en los relés del neutro las señales que determinan la direccionalidad son mediante la corriente residual y una magnitud de polarización que puede ser:

- Voltaje de secuencia cero (residual).
- Corriente de neutro de una fuente de corriente de secuencia cero.
- Voltaje de secuencia negativa (en unión con corriente de secuencia cero).

Los requerimientos de las señales de la unidad direccional determinan los diferentes tipos de conexión que pueden tener los relés direccionales. Entre los diferentes tipos de conexión que se pueden realizar a los relés direccionales son:

- Conexión  $30^\circ$  ( $0^\circ$  RCA)
- Conexión  $60^\circ$  ( $0^\circ$  RCA)
- Conexión cuadratura ( $90^\circ$ ) - característica  $30^\circ$  RCA
- Conexión cuadratura ( $90^\circ$ ) - característica  $45^\circ$  RCA

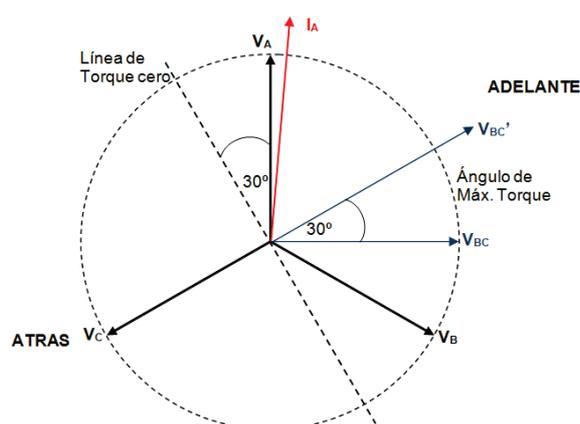


Figura 3.12 Diagrama fasorial para conexión cuadratura-característica  $30^\circ$ .

La conexión en cuadratura es la más habitual y consiste que a cada corriente fase se le aplica el voltaje de polarización que está desfasado  $90^\circ$  con respecto al voltaje de esa fase. En la Figura 3.12 se muestra el diagrama fasorial de un relé direccional en conexión cuadratura con característica  $30^\circ$ .

En la Tabla 3.5 se muestra las señales de alimentación al relé direccional de sobrecorriente para obtener la conexión respectiva dependiendo de la señal de polarización.

TIPO DE CONEXIÓN	RELÉ FASE A		RELÉ FASE B		RELÉ FASE C	
	Corriente	Señal polarización	Corriente	Señal polarización	Corriente	Señal polarización
30° - (0° RCA)	$I_A$	$V_{AC}$	$I_B$	$V_{BC}$	$I_C$	$V_{CA}$
60° - (0° RCA)	$I_A$	$V_{AC}$	$I_B$	$V_{BA}$	$I_C$	$V_{CB}$
Cuadratura - (30° RCA)	$I_A$	$V_{BC} + 30^\circ$	$I_B$	$V_{CA} + 30^\circ$	$I_C$	$V_{AB} + 30^\circ$
Cuadratura - (45° RCA)	$I_A$	$V_{BC} + 45^\circ$	$I_B$	$V_{CA} + 45^\circ$	$I_C$	$V_{AB} + 45^\circ$

Tabla 3.5 Señales de entrada para los relés direccionales

#### 3.2.7.4. Protección Direccional Fase-Tierra <sup>[5]</sup>

Esta protección tiene como objetivo despejar las fallas a tierra de los circuitos midiendo la corriente en el neutro, la corriente que circula por el neutro se denomina corriente residual y es igual a tres veces la corriente de secuencia cero resultante de una falla asimétrica.

La construcción de estos relés se basa en que el voltaje residual es igual a tres veces la caída de voltaje de secuencia cero en la impedancia fuente y desplazado con respecto a la corriente residual por el ángulo característico de la impedancia fuente. Para la conexión de los relés direccionales a tierra mediante la corriente residual y el voltaje residual ( $3V_0$ ), donde el voltaje  $3V_0$  se obtiene de la suma de los voltajes de fase mediante una conexión de los bobinados secundarios de los TP's en delta abierto.

Cuando un conjunto de TP apropiados no es útil para obtener el voltaje de polarización, la polarización de corriente es obtenida usando la corriente de tierra de un transformador local conectado a tierra.

### 3.3. APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA EN PROTECCIONES ELÉCTRICAS

#### 3.3.1. SELECTIVIDAD LÓGICA <sup>[12]</sup>

Con un ejemplo se describe la teoría de la selectividad lógica en el siguiente caso: En un sistema radial al producirse una falla en un tramo todas las protecciones aguas arriba desde el punto de falla serán solicitadas para despejar la falla considerado que:

- Las protecciones instaladas abajo del punto de falla no serán requeridas.
- La protección instalada inmediatamente aguas arriba de la falla será quien despeje la falla.

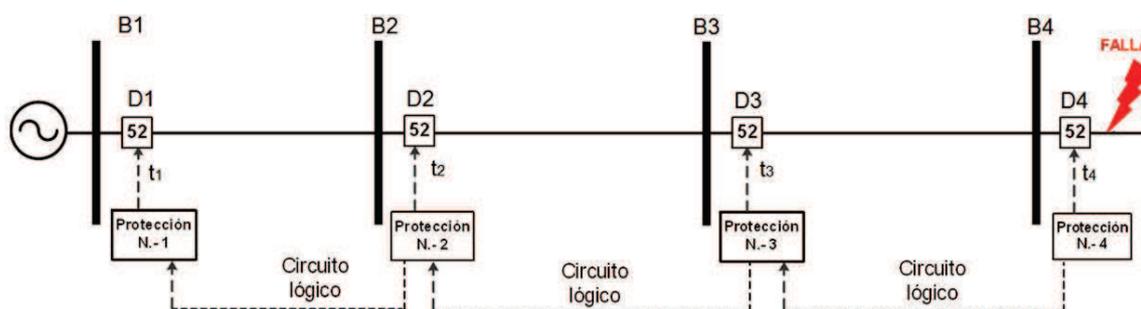


Figura 3.13 Circuito radial utilizando selectividad lógica

Para esto, a cada interruptor se le asociará una protección lógica mediante su respectivo relé, de tal manera que pueda emitir o recibir una orden de retardo de tiempo, por lo tanto al producirse una falla la protección que debe operar será la que está ubicada inmediatamente arriba de la falla, para despejar la falla esta protección dará la orden de la apertura del interruptor y también emitirá una orden de espera lógica a las protecciones instaladas aguas arriba.

Del ejemplo de la *Figura 3.13* al producirse una falla abajo del interruptor N°4 todas las protecciones instaladas hacia la fuente son requeridas para despejar la falla, la protección N° 4 emite una orden de espera lógica a las protecciones instaladas hacia la fuente y también emite la orden de apertura del interruptor D4 para despejar la falla.

Las protecciones N°2, N°3 y N°4 emiten una orden de espera lógica desde aguas abajo dirigida aguas arriba, a la vez que reciben una señal lógica que les induce a dar la orden de disparo de los disyuntores D2, D3, D4 asociados.

El interruptor D4 del relé 4 elimina la falla según el tiempo previsto para la corriente de cortocircuito originada en un tiempo de: <sup>[12]</sup>

$$t_{CD4} = T'_4 + t_4$$

Dónde:

- $t_{CD4}$ : Tiempo de apertura del interruptor automático D4
- $T'_4$ : Temporización (retardo) de la protección N°4
- $t_4$  : Tiempo propio de apertura de D4, incluido tiempo del arco.

Las temporizaciones  $T'_4, T'_3, T'_2, T'_1$  de las protecciones no intervienen en la selectividad y solo están concebidas para la función de protección, pero lo que deben considerar es el tiempo interno que se demora el procesamiento de la función de protección. Con el sistema de selectividad lógica el tiempo de eliminación de las fallas puede ser así muy reducido y ser independiente del número de etapas. <sup>[12]</sup>

La función *espera lógica* corresponde al aumento de la temporización propia de los relés aguas arriba. Por cuestión de seguridad, la duración de la espera debe ser limitada, ya que la protección ha de permitir el funcionamiento de respaldo a la protección que debe operar como principal en su zona de operación. <sup>[12]</sup>

### 3.3.2. VENTAJAS DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA <sup>[12]</sup>

- Permite dar una temporización o retardo apropiado a los relés de un circuito radial desde el relé más alejado de la fuente hasta el relé de la fuente, proporcionando esto gran fiabilidad al sistema de protecciones.
- La operación de la selectividad lógica no es compleja, pues es implementada en sistemas de protección digital y además presentan adaptabilidad para nuevos proyectos sobre instalaciones existentes.
- Las comunicaciones se realizan por un hilo piloto entre los equipos de protección permitiendo esto ampliaciones las cuales deben cumplir con las regulaciones.

- Además, al ser el sistema independiente del número de etapas protegidas, la concepción de las redes se hace en función de las necesidades reales del usuario y no en función de las exigencias del distribuidor.

### **3.4. FUNCIÓN DE RECIERRE DE UN INTERRUPTOR**

Debido a que la mayoría de fallas que experimenta las líneas de transmisión aéreas son transitorias es necesario una función de recierre después de la apertura de sus contactos al despejar fallas censadas por un relé, si la falla es temporal la re-energización del circuito resultará exitosa, el recierre se ejecutará luego que un relé de protección ha operado.

El recierre en líneas de transmisión es necesaria ya que mediante este recurso se mejora la confiabilidad del sistema, siendo las descargas atmosféricas las fallas más comunes en líneas aéreas el recierre será imprescindible ya que las descargas tienden a auto-extinguirse.

El recierre automático se puede realizar de dos formas:

- Mediante un interruptor automático (recierre automático)
- Mediante un relé con función de recierre AC (79 ANSI)

Los interruptores automáticos son equipos diseñados para soportar la corriente nominal y sobrecorriente durante un cierto intervalo de tiempo, ejecutando la apertura o cierre de sus contactos de forma manual o automática mediante la señal de un relé. Los relés de recierre por su construcción pueden ser: de motor sincrónico o electrónico. Mediante operaciones de apertura se determinará si la falla es temporal o permanente, en el caso de ser permanente el relé dará la señal de apertura definitiva del interruptor.

Mediante la función de recierre de un interruptor ante fallas transitorias permitirá la re-energización del circuito asociado, para esto se debe considerar que el disparo no debe ser instantáneo pues se fijará un tiempo tal que el arco producido por la falla en el interruptor se extinga, de lo contrario la falla continuará. El tiempo cuando el

interrupción está abierta se denomina tiempo muerto, luego de este tiempo se producirá el recierre. La extinción o apagado del arco puede ser llevado a cabo mediante diferentes mecanismos como: en vacío, SF<sub>6</sub>, sople magnético.

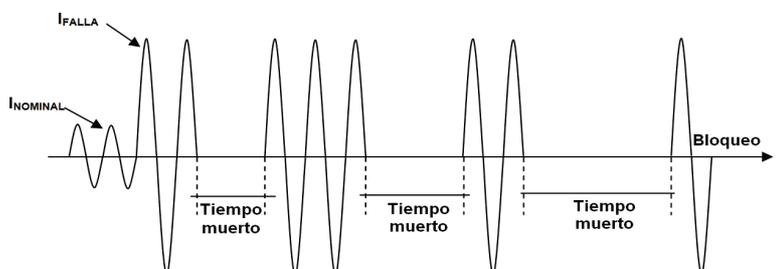


Figura 3.14 Operación recierre del interruptor

En la *Figura 3.14* muestra ante una falla como se produce el recierre del interruptor, si la falla es transitoria la re-energización será exitosa pero si la falla es permanente luego de tres aperturas de los contactos del interruptor esta abrirá definitivamente. El tiempo muerto dependerá del nivel de voltaje, pues hasta que el arco no haya sido apagado totalmente (deionización completa) el recierre no deberá ejecutarse. En líneas de alto voltaje el tiempo muerto que normalmente se emplea es de 400ms, en líneas de distribución los recierres trifásicos se emplean tiempos desde los 2 segundos hasta los 3 minutos.

### 3.5. CARACTERÍSTICAS DEL RELÉ DIGITAL

Los relés de protección han experimentado un gran desarrollo con el avance de la tecnología, en donde los relés digitales han remplazado a los relés electromecánicos en gran parte de sus aplicaciones, la tecnología digital ha permitido que los equipos de protección integren varias funciones como: protección, control, medición y monitoreo en tiempo real entre otras todo esto gracias a que los relés digitales son sistemas microprocesados.

En general describiendo las características de un relé digital se puede decir que estos elementos dieron un gran cambio importante en la tecnología de las protecciones eléctricas, pues cambiaron los circuitos análogos usados en los relés

electrónicos por microprocesadores y microcontroladores en los cuales se implementa varias funciones que antes eran implementadas en varios equipos.

Entre los aspectos que destacan aun relé digital se tiene <sup>[4]</sup> <sup>[5]</sup>:

- Alta confiabilidad a causa que las operaciones incorrectas son menores.
- Los relés digitales tienen capacidad de autodiagnóstico.
- Tienen una gran flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones, como las de medición, control y supervisión.
- Registro de eventos y disturbios: pueden producir registros de eventos cada vez que existe una operación de la función de protección del relé.
- Protección adaptable: Con la capacidad de programación y de comunicación de los sistemas digitales mediante programación adaptable.

A continuación se describen las características del relé digital ABB-REF630 y REF-541 que permiten la aplicación de sus funciones de protección, control y comunicación para cumplir con el desarrollo de este estudio de coordinación desprotecciones.

### **3.5.1. RELÉ DIGITAL ABB REF 630 <sup>[18]</sup>**

#### **3.5.1.1. Descripción**

EL relé ABB REF630 es un IED con funciones de control protección, medida y supervisión de redes de medio voltaje.

#### **3.5.1.2. Aplicación**

El relé REF630 proporciona protección principal para líneas aéreas y alimentadores de redes de distribución. El IED soporta redes con neutro aislado y redes con neutros puestos a tierra con resistencia o impedancia. Están disponibles 4 configuraciones pre-definidas para satisfacer requerimientos de protección y control de líneas de transmisión, las configuraciones pueden ser predefinidas para el requerimiento del sistema o agregar una nueva mediante funciones que se requieran.

### **3.5.1.3. Funciones de Control**

El IED incorpora funciones de control local y remoto, ofrece una cantidad de entradas/salidas binarias asignable libremente y circuitos lógicos para establecer control de bahía y funciones de enclavamiento para interruptores de circuito y seccionadores, desconectores operados con motor.

### **3.5.1.4. Funciones de Medida**

El IED mide continuamente las corrientes de fase, corrientes de secuencia positiva, negativa y corriente residual. El IED mide además tensiones fase a tierra o fase a fase, tensiones de secuencia positiva y negativa y tensión residual. Adicionalmente, el IED monitorea potencia activa, reactiva y aparente, factor de potencia, valor de demanda de potencia sobre un tramo de tiempo preajustado seleccionable por el usuario, así como energía acumulativa activa y reactiva de ambas direcciones

### **3.5.1.5. Funciones de Comunicación**

Los IED's serie 630 soportan la nueva norma de automatización IEC-61850 incluyendo comunicación horizontal GOOSE y el protocolo de comunicación DNP3 ofreciendo conectividad para automatización de subestación y sistemas SCADA.

Adicionalmente, el IED envía y recibe señales binarias de otros IED's usando el perfil IEC61850-8-1 GOOSE.

El IED se conecta a sistemas de comunicaciones basadas en Ethernet a través del conector RJ-45 (100BASE-TX) o el conector de fibra óptica multimodo LC (100BASE-FX).

### **3.5.1.6. Resumen de las Funciones de Protección**

El IED ofrece protección selectiva de cortocircuito y sobrecorriente incluyendo protección de sobrecorriente trifásica direccional con 3 etapas independientes. Adicionalmente, el IED incluye detección de pico de corriente trifásica para bloqueo

de etapas seleccionadas de protección de sobrecorriente o incremento temporal de valores de ajuste.

FUNCIONES DE PROTECCIÓN	IEC 61850	IEC 60617	ANSI
Protección sobrecorriente trifásica no-direccional, etapa baja	PHLPTOC	3I>	51P-1
Protección sobrecorriente trifásica no-direccional, etapa alta	PHHPTOC	3I>>	51P-2
Protección sobrecorriente trifásica no-direccional, etapa instantánea	PHIPTOC	3I>>>	50P/51P
Protección sobrecorriente trifásica direccional, etapa baja	DPHLPDOC	3I> →	67-1
Protección sobrecorriente trifásica direccional, etapa alta	DPHHPDOC	3I>> →	67-2
Protección falla a tierra, no-direccional, etapa baja	EFLPTOC	I0>	51N-1
Protección falla a tierra, no-direccional, etapa alta	EFHPTOC	I0>>	51N-2
Protección falla a tierra, no-direccional, etapa instantánea	EFIPTOC	I0>>>	50N/51N
Protección falla a tierra, direccional, etapa baja	DEFLPDEF	I0> →	67N-1
Protección falla a tierra, direccional, etapa alta	DEFHPDEF	I0>> →	67N-2
Protección falla a tierra, transitoria/intermitente	INTRPTEF	I0> → IEF	67NIEF
Protección sobrecorriente secuencia negativa	NSPTOC	I2>	46
Sobrecarga térmica trifásica para alimentadores	T1PTTR	3Ith>F	49F
Protección sobre tensión trifásica	PHPTOV	3U>	59
Protección baja tensión trifásica	PHPTUV	3U<	27
Protección sobre tensión secuencia positiva	PSPTOV	U1>	47O+
Protección baja tensión secuencia positiva	PSPTUV	U1<	47U+
Sobre tensión secuencia negativa	NSPTOV	U2>	47O-
Sobre tensión residual	RAPTO	U0>	59G
Gradiente de frecuencia	DAPFRC	df/dt>	81R
Sobre frecuencia	DAPTOF	f>	81O
Baja frecuencia	DAPTUF	f<	81U
Rechazo de carga	LSHDPFRQ	UFLS/R	81LSH
Localizador de falla	SCEFRFLO	FLOC	21FL
Protección distancia	DSTPDIS	Z<	21, 21P, 21N
Conmutación automática hacia lógica de falla	CVRSOF	SOTF	SOTF
Discontinuidad de fase	PDNSPTOC	I2/I1>	46PD
Detección pico corriente trifásico	INRPHAR	3I2f>	68
Protección falla interruptor circuito	CCBRBRF	3I>/I0>BF	51BF/51NBF
-recierre	DARREC	O → I	79
Lógica disparo	TRPPTRC	I → O	94/86

Tabla 3.6 Funciones de Protección en el REF-630

### 3.5.1.7. Parámetros para el ajuste del relé ABB REF-630 <sup>[18]</sup>

CARACTERÍSTICA		VALOR
Precisión operación	DPHLPDOC	A la frecuencia $f = f_n$
		Corriente: $\pm 1.5\%$ de valor de ajuste o $\pm 0.002 \times I_n$
		Tensión: $\pm 1.5\%$ de valor de ajuste o $\pm 0.002 \times V_n$
		Angulo de fase: $\pm 2^\circ$
	DPHHPDOC	Corriente: (a corrientes en el rango de $10 \dots 40 \times I_n$ ) $\pm 1.5\%$ de valor de ajuste o $\pm 0.002 \times I_n \pm 5.0\%$ de valor de ajuste
		Tensión: $\pm 1.5\%$ de valor de ajuste o $\pm 0.002 \times V_n$
Angulo de fase: $\pm 2^\circ$		
Tiempo enganche	$I_{FALLA} = 2.0 \times$ ajuste valor enganche	Típico: 24 ms ( $\pm 5$ ms) para falla trifásica, Típico: 54 ms ( $\pm 15$ ms) para fallas a tierra
Tiempo reposición		< 40 ms
Relación reposición		Típico 0.96
Tiempo retardo		< 35 ms –Fase , < 30 ms Falla Tierra
Precisión tiempo operación en modo tiempo definido		$\pm 1.0\%$ de valor de ajuste o $\pm 20$ ms
Precisión tiempo operación en modo tiempo inverso		$\pm 5.0\%$ de valor teórico o $\pm 20$ ms

Tabla 3.7 Protección de sobrecorriente trifásica direccional del ABB-REF-630

PARÁMETRO	FUNCIÓN	VALOR (RANGO)	PASOS
Valor enganche	DPHxPDOC	0.05...5.00 x pu	0.01
Multiplicador tiempo	DPHxPDOC	0.05...15.00	0.05
Tiempo retardo operación	DPHxPDOC	0.04...200.00 ms	0.01
Modo direccional	DPHxPDOC	1 = No-direccional 2 = Adelante 3 = Atrás	
Angulo característico	DPHxPDOC	-179...180 grados	
Tipo curva operación	DPHLPDOC	Tiempo definido o inverso	
		Tipo de curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DPHHPDOC	Tiempo definido o inverso	
		Tipo de curva: 1, 3, 5, 9, 10, 12, 15, 17	

Tabla 3.8 Ajustes de función de sobrecorriente trifásica direccional del ABB-REF-630

PARÁMETRO	FUNCIÓN	VALOR (RANGO)	PASOS
Valor enganche	DEFLPDEF	0.010...5.000 pu	0.005
	DEFHPDEF	0.10...40.00 pu	0.01
Modo direccional	DEFLPDEF y DEFHPDEF	1=No-direccional 3=Atrás 2=Adelante	-
Multiplicador tiempo	DEFLPDEF	0.05...15.00	0.05
	DEFHPDEF	0.05...15.00	0.05
Tiempo retardo	DEFLPDEF	0.06...200.00 s	0.01

operación	DEFHPDEF	0.06...200.00 s	0.01
Tipo curva operación	DEFLPDEF	Tiempo definido o inverso Tipo curva: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 17, 18, 19	
	DEFHPDEF	Tiempo definido o inverso, Tipo curva:1, 3, 5, 15, 17	
Modo operación	DEFLPDEF y DEFHPDEF	1=Angulo fase 2=I0Sen 3=I0Cos	4=Angulo fase 80 5=Angulo fase 88

*Tabla 3.9 Ajustes de la protección falla a tierra direccional del ABB-REF-630*

PARÁMETRO	VALORES (RANGO)		
Tipo curva operación	1=ANSI Ext. inv.	7=L.T.V. inv.	13=IEC S.T. inv.
	2=ANSI Muy inv.	8=L.T. inv.	14=IEC L.T. inv.
	3=ANSI Norm. inv.	9=IEC Norm. inv.	15=IEC Tiempo definido
	4=ANSI Mod. inv.	10=IEC Muy inv.	17=Programable
	5=ANSI Tiempo definido	11=IEC inv.	18=tipo RI
	6=L.T.E. inv.	12=IEC Ext. inv.	19=tipo RD

*Tabla 3.10 Curvas características de operación del ABB-REF-630*

### 3.5.2. RELÉ DIGITAL ABB REF 541<sup>[18]</sup>

#### 3.5.2.1. Descripción

EL relé ABB REF541 es un IED con funciones de control protección, medida y supervisión de redes de medio voltaje. Permite medir voltajes y corriente mediante TC's y TP's sensores de intensidad y divisores de voltaje. Puede realizar medida de las corrientes de fase, voltajes fase-a-fase y fase-a-neutro, corrientes de neutro y voltaje residual.

#### 3.5.2.2. Aplicación

Las funciones de protección permiten diferentes tipos de redes como por ejemplo en redes con neutro aislado, redes puestas a tierra mediante resonancia y redes parcialmente puestas a tierra.

#### 3.5.2.3. Funciones de control

Las funciones de control se utilizan para indicar la posición de los dispositivos de conmutación, es decir, interruptores y seccionadores, y ejecutar las órdenes de

apertura y cierre para dispositivos de conmutación controlables en la instalación de distribución. Además, hay funciones suplementarias para necesidades de lógica de control.

#### **3.5.2.4. Funciones de medida**

Las funciones de medida incluyen intensidades trifásicas, intensidad de neutro, tensiones trifásicas, tensión residual, frecuencia, potencia activa y reactiva y factor de potencia. Adicionalmente, otras funciones de medida están disponibles. Como característica estándar, el terminal REF 541 incluye entradas de contador de pulsos.

#### **3.5.2.5. Funciones de comunicación**

Las características de comunicación incluyen las siguientes comunicaciones: SPA bus, LON bus, CEI 60870-5-103, CEI 61850, Profibus-DPV1, DNP 3.0 ó comunicación Modbus con los equipos de nivel superior.

En una configuración del terminal de línea específica del cliente, los eventos especiales pueden ser generados a través de una función de evento EVENT230. Comunicación sobre tres interfaces de comunicación: uno para comunicación local con un PC y dos para comunicación por puerto dual simultáneo con, por ejemplo, un sistema de comunicación de subestación y un sistema de monitorización de subestación.

#### **3.5.2.6. Resumen de las Funciones de protección<sup>[18]</sup>**

La protección es una de las funciones más importantes del terminal de línea REF 541. Los bloques de función de protección son independientes entre ellos y tienen sus propios grupos de ajuste y registro de datos.

FUNCIÓN	SÍMBOLO ANSI	SÍMBOLO IEC	DESCRIPCIÓN
AR5Func	79	O-->I	Función reenganche automático (5 intentos)
CUB1Cap	51NC-1	dI>C	Protección de desequilibrio de intensidad para baterías de condensadores shunt
CUB3Cap	51NC-2	3dI>C	Protección trifásica de desequilibrio de intensidad para condensador shunt conectado en puente-en-H
CUB3Low	46	Iub>	Protección de discontinuidad de fase
DEF2Low	67N-1	Io>-->	Protección de falta a tierra direccional, etapa ajuste bajo
DEF2High	67N-2	Io>>-->	Protección de falta a tierra direccional, etapa ajuste alto
DEF2Inst	67N-3	Io>>>-->	Protección de falta a tierra direccional, etapa instantánea
DOC6Low	67-1	3I>-->	Protección de sobrecorriente direccional trifásica, etapa de ajuste bajo
DOC6High	67-2	3I>>-->	Protección de sobrecorriente direccional trifásica, etapa de ajuste alto
DOC6Inst	67-3	3I>>>-->	Protección de sobrecorriente direccional trifásica, etapa instantánea
FLOC	21FL	FLOC	Localizador de falta
Freq1St1	81-1	f1	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 1
Freq1St2	81-2	f2	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 2
Freq1St3	81-3	f3	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 3
Freq1St4	81-4	f4	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 4
Freq1St5	81-5	f5	Protección de subfrecuencia o sobrefrecuencia, etapa 5
FuseFail	60	FUSEF	Supervisión de fallo fusible
Inrush3	68	3I2f>	Detector trifásico de inserción de transformador y de intensidad de arranque de motor
MotStart	48	Is2t n<	Supervisión trifásica de arranque para motores
NEF1Low	51N-1	Io>	Protección de falta a tierra no direccional, etapa ajuste bajo
NEF1High	51N-2	Io>>	Protección de falta a tierra no direccional, etapa ajuste alto
NEF1Inst	51N-3	Io>>>	Protección de falta a tierra no direccional, etapa instantánea
NOC3Low	51-1	3I>	Protección de sobrecorriente no direccional trifásica, etapa de ajuste bajo
NOC3High	51-2	I>>	Protección de sobrecorriente no direccional trifásica, etapa de ajuste alto
NOC3Inst	51-3	3I>>>	Protección de sobrecorriente no direccional trifásica, etapa instantánea
OL3Cap	51C	3I>3I<	Protección trifásica de sobrecarga para baterías de condensadores shunt
OV3Low	59-1	3U>	Protección de sobretensión trifásica, etapa de ajuste bajo
OV3High	59-2	3U>>	Protección de sobretensión trifásica, etapa de ajuste alto
PSV3St1	47-1	U1U2<>_1	Protección de tensión de secuencia de fase, etapa 1
PSV3St2	47-2	U1U2<>_2	Protección de tensión de secuencia de fase, etapa 2
ROV1Low	59N-1	Uo>	Protección de sobretensión residual, etapa de ajuste bajo
ROV1High	59N-2	Uo>>	Protección de sobretensión residual, etapa de ajuste alto
ROV1Inst	59N-3	Uo>>>	Protección de sobretensión residual, etapa instantánea
TOL3Cab	49F	3Ith>	Protección de sobrecarga térmica trifásica para cables
TOL3Dev 2)	49M/G/T	3Ithdev>	Protección de sobrecarga térmica trifásica equipos

Tabla 3.11 Funciones de Protección del relé ABB REF-541

### 3.5.2.7. Parámetros para el ajuste del relé ABB REF-541

PARÁMETRO	VALOR (RANGO)
Intensidad de arranque	0.05...40.00 x In
Tiempo de operación	0.05...300.00 s
Multiplicador de tiempo	0.05...1.00
Angulo básico $\phi_b$	0...90°
Dirección de operación	Adelante, atrás
Protección de falta a tierra	Desactivada, Activada
Modo de medida	Tensiones fase-a-fase, medida de pico a pico
	Tensiones fase-a-fase, medida frec. fundamental
	Tensiones fase-a-tierra, medida de pico a pico
	Tensiones fase-a-tierra, medida frec. fundamental
Precisión de operación	¡Nota! Los valores inferiores aplican cuando $f/f_n = 0.95...1.05$ $0.1...10 \times I_n: \pm 2.5\%$ del valor ajustado ó $\pm 0.01 \times I_n$ $10...40 \times I_n: \pm 5.0\%$ del valor ajustado $\pm 2.5\%$ de la tensión medida ó $\pm 0.01 \times U_n \pm 2^\circ$
Tiempo de arranque	Intensidades inyectadas > 2.0 x intensidad de arranque: tiempo interno < 42 ms; Tiempo total < 50 ms
Tiempo de reposición	40...1000 ms (depende de la mínima anchura de pulso ajustada para la salida de disparo)
Relación de reposición, típica	0.95
Tiempo de retardo	< 45 ms
Precisión del tiempo de operación en modo DT	$\pm 2\%$ del valor ajustado ó $\pm 20$ ms
Índice de clase de precisión E en modo IDMT	Índice de clase E = 5.0 ó $\pm 20$ ms

Tabla 3.12 Ajustes de la función de sobrecorriente direccional trifásica del ABB-REF-541

PARÁMETRO	VALOR (RANGO)
Intensidad de arranque	1.0...500.0% de In
Tensión de arranque	2.0...100.0% de Un
Tiempo de operación en modo DT	0.1...300.0 s
Multiplicador de tiempo en modo IDMT	0.05...1.00
Criterio de operación	Angulo básico & Uo, Angulo básico, loSin/Cos & Uo, loSin/Cos, lo no direccional, Uo no direccional
Dirección de operación	Adelante, atrás
Angulo básico $\phi_b$	-90° ...0°
Característica de operación	loSin( $\phi$ ), loCos( $\phi$ )
Falta a tierra intermitente	No activa, Activa
Modo de medida	Pico a pico, Frecuencia fundamental
Tiempo de recaída del contador de tiempo de operación	0...1000 ms

Tabla 3.13 Ajustes de la función de sobrecorriente direccional a tierra del ABB-REF-541

PARÁMETRO	VALORES (RANGO)		
TIPO DE CURVA OPERACIÓN	Tiempo definido	Inversa tipo-RI	Extremamente inversa de corta duración IEEE
	IEC Extremamente inversa	Inversa tipo-RD	Extremamente inversa de larga duración IEEE
	IEC Muy inversa	Extremamente inversa IEEE	Muy inversa de larga duración IEEE
	IEC Normal inversa	Muy inversa IEEE	Inversa de larga duración IEEE
	IEC Inversa de larga duración	Inversa de corta duración IEEE	

Tabla 3.14 Curvas Características de operación del ABB-REF-541

### 3.6. SISTEMAS DE COMUNICACIÓN

El objetivo principal de un sistema de comunicaciones de datos es intercambiar información entre dos agentes. En la Figura 3.15 se muestra un sistema de comunicaciones simple en donde la fuente es la que genera la información que se va a transmitir, el transmisor transforma las señales electromagnéticas susceptibles de ser enviadas a través de una red, la red es un sistema de recursos que permiten la transmisión de datos, el elemento receptor capta las señales de la red y la transforma al formato según la necesidad del tipo de datos del destino, el destino es quien recibe la información enviada por la fuente.

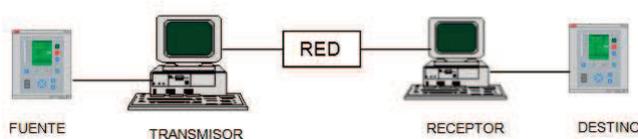


Figura 3.15 Sistema de comunicación de datos

#### 3.6.1. REDES DE COMUNICACIÓN

Un red de comunicación de datos está compuesta por un conjunto de nodos que se encuentran interconectados ya sea en forma cableada o inalámbrica, con el objetivo principal de comunicarse e intercambiar datos.

De la manera más simple la comunicación entre dos equipos ocurre conectados directamente por un medio de transmisión, en la práctica conectar dos equipos que

pueden estar muy alejados no es lógico conectarlos directamente, la solución a este inconveniente es conectar a los dispositivos por una Red de Comunicaciones.

### 3.6.2. MEDIOS DE TRANSMISIÓN DE DATOS

El medio de transmisión permite se transmitan los datos desde la fuente de emisión de datos hasta el destino o receptor. Los medios de transmisión pueden ser guiados o no guiados:

- Guiados: Las ondas electromagnéticas se confinan dentro de un medio sólido, los medios de transmisión guiados son: par trenzado, cable coaxial o fibra óptica
- No guiados: Se transmiten señales sin confinar en ningún elemento (aire o vacío), los medios de transmisión no guiados son: microondas terrestres, las microondas satelitales y el radio.

### 3.6.3. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

Para que dos sistemas o equipos heterogéneos puedan comunicarse entre sí es necesario que se rijan a unas mismas características de comunicación, estas características están definidas por protocolos de comunicación los cuales establecen los mecanismos de comunicación entre equipos. <sup>[7]</sup>

Por lo tanto un protocolo de comunicación es un conjunto de normas mutuamente aceptadas las cuales permiten el dialogo entre equipos, en donde estas normas definen: el formato de datos que se transmiten, codificación y tipos de datos.

Debido que algunos fabricantes crearon sus propios protocolos de comunicación, el **Modelo de Referencia OSI** ha definido la arquitectura de un protocolo de comunicación para utilizarse como referencia mundial. Este modelo de referencia ha dividido al sistema de comunicaciones en niveles. <sup>[7]</sup>

### 3.6.3.1. Modelo de referencia OSI

Este es un modelo genérico realiza la descomposición de un sistema de comunicación en siete niveles (físico, enlace, red, transporte, presentación, sesión y aplicación) cada nivel concentra funciones relacionadas, por lo que cada nivel usa las funciones del nivel inferior para cumplir sus funciones. <sup>[7]</sup>

#### 3.6.3.1.1. Nivel físico

Este nivel utiliza un medio físico para enviar y recibir datos, es decir es el tendido y los cables, este nivel se encarga de las conexiones eléctricas y comunicaciones, el protocolo más conocido en este nivel es el **RS232** el cual permite la comunicación punto a punto entre un relé y un módulo de control y adquisición de datos.

#### 3.6.3.1.2. Nivel de enlace

Realiza funciones de control y detección de errores, realiza también la delimitación de tramas, este nivel junta los caracteres para formar las tramas y comprueba antes de enviarlas. Los protocolos de comunicación de este nivel son el HLDC y el ADCCP.

#### 3.6.3.1.3. Nivel de red

Permite la transmisión y recepción de datos de extremo a extremo, este nivel se encarga por donde viajan los datos físicamente en función de la red.

#### 3.6.3.1.4. Nivel de Transporte

Realiza funciones similares al nivel de red, cumple funciones de detectar bloqueos y colapso del sistema y busca rutas alternativas hasta restablecer la comunicación.

#### 3.6.3.1.5. Nivel de sesión

Realiza funciones de sincronización y organización de las comunicaciones, este nivel cumple tarea de identificación de usuario y entrada al sistema.

#### *3.6.3.1.6. Nivel de presentación*

Realiza la codificación de datos y los formatos especiales de ficheros, para que todos los equipos que reciben la información interpreten de la misma forma.

#### *3.6.3.1.7. Nivel de aplicación:*

Este nivel permite compartir ficheros, gestión de cuentas y de bases de datos.

### **3.6.4. PROTOCOLO DE COMUNICACIÓN DNP3 (DISTRIBUTED NETWORK PROTOCOL)**

Es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos electrónicos inteligentes y sistemas SCADA, DNP3 es un protocolo abierto y público, este protocolo está basado en tres niveles del modelo OSI: nivel transporte, nivel de enlace y nivel de aplicación. Debido a que DNP3 cumple con los requisitos del IEC870-5, DNP3 es aplicable a el ambiente entero del sistema SCADA, esto incluye RTU a las comunicaciones de los dispositivos inteligentes, comunicaciones maestro esclavo y usos de la red.

El formato de trama utilizado está basado en el FT3 recogido en las especificaciones IEC 60870-5, este formato especifica el uso de un encabezado de 10 bytes, seguido opcionalmente de 16 bloques de datos.

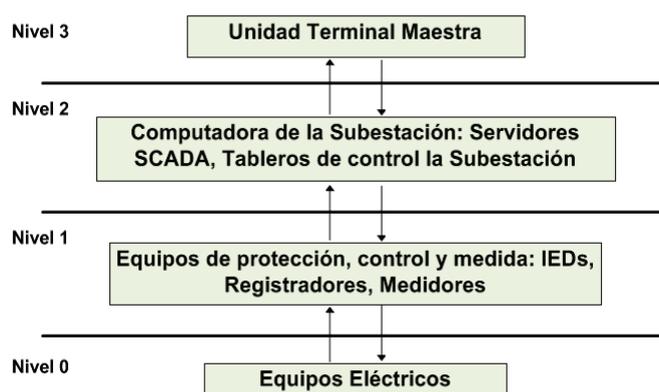
### **3.6.5. SISTEMAS INTEGRADOS DE PROTECCIÓN, CONTROL Y MEDICIÓN**

Los sistemas digitales en las subestaciones eléctricas permiten la integración de funciones de protección, control y medición de los sistemas eléctricos, este sistema integrado debe cumplir las siguientes funciones:

- Control remoto de los elementos eléctricos primarios de la subestación como: disyuntores, seccionadores.
- Control y supervisión integral de la subestación desde su tablero principal.

- Formación y manejo de archivos de datos: históricos, secuencias de eventos y maniobras.
- Supervisión y visualización de: diagrama unificar de la subestación.

En la *Figura 3.16* se muestra la estructura jerárquica de un sistema integrado de funciones con cuatro niveles.



*Figura 3.16 Configuración de un sistema Integrado de funciones de una S/E*

**Nivel 0:** En este nivel se están todos los equipos eléctricos de la subestación como disyuntores, seccionadores, transformadores de instrumentos etc.

**Nivel 1:** Éste están los IED's, registradores y medidores que se conectan a los equipos eléctricos del nivel 0.

**Nivel 2:** en este nivel están los tableros de control de la subestación que permiten tener el control de la S/E, también están los Servidores SCADA, que permitirán la comunicación con los centros de control del nivel 3.

**Nivel 3:** Este nivel se encuentra fuera de la subestación. En él se sitúan las UTM's (Unidades Terminales Maestras) en donde se recolectan y procesan datos, se realizan análisis de secuencia de eventos y se organizan las comunicaciones con el nivel inferior.

## **CAPÍTULO 4**

### **ESTUDIO DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA PARA TRANSFERENCIA DE CARGA ENTRE LAS SUBESTACIONES AMBATO Y TOTORAS**

#### **4.1. INTRODUCCIÓN**

Una vez determinados los valores de corriente de carga y cortocircuito, se procede a determinar los ajustes y coordinación de protecciones para las condiciones de transferencia de carga a las Subestaciones Ambato y Totoras TRANSELECTRIC en base a los criterios de protecciones descritos y las características de los relés digitales ABB descritos.

Con los valores de flujos de potencia permitirá conocer en qué condiciones se puede realizar la transferencia de carga, de tal manera que para los circuitos conformados el sistema de protecciones opere correctamente en caso de falla. El ajuste y coordinación de protecciones se realiza en el Programa CYME según las características de los relés digitales empleados.

Para poder determinar si los ajustes son los correctos en cada caso de operación de los circuitos de subtransmisión se presentan las curvas características de tiempo corriente considerando que, como límite superior para la coordinación de protecciones se tienen las curvas de los relés electromecánicos de las subestaciones de TRANSELECTRIC Ambato y Totoras, esto se deberá considerar como límite ya que los ajustes de estos relés no pueden ser modificados por la EEASA.

Además, se verificará que tanto las corrientes de carga en demanda máxima como los ajustes de corriente de los relés sean menores que la capacidad nominal de las líneas de subtransmisión con el propósito de asegurar la protección del cable.

#### 4.2. AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA LOS CASOS DE TRANSFERENCIA DE CARGA A LA S/E AMBATO Y TOTORAS TRANSELECTRIC

La *carga* que se transfiere *son las subestaciones* de distribución de la EEASA: Montalvo, Huachi, Atocha, Samanga y Píllaro las cuales intervienen en la transferencia de carga hacia las subestaciones de TRANSELECTRIC Ambato o Totoras operando mediante circuitos radiales independientes, por las características de la configuración del sistema de subtransmisión de la EEASA se determina que para el circuito radial conformado por las subestaciones de distribución antes mencionadas puedan ser alimentadas por un extremo por la S/E Ambato con la bahía Ambato-1 y por el otro extremo por la S/E Totoras con la Bahía Montalvo.

Es decir que cuando la carga está conectada al circuito de la bahía Ambato-1 la bahía Montalvo estará desconectada y en el otro caso cuando la carga está conectada al circuito de la bahía Montalvo la bahía Ambato-1 estará desconectada.

De lo anterior se deriva que los relés de las líneas de subtransmisión asociadas a cada circuito deberán tener *característica direccional*, es decir solo operarán cuando la corriente fluya en la dirección correspondiente a cada circuito establecido por los casos de transferencia de carga.

De la teoría de protecciones de sobrecorriente direccional descrita en el capítulo anterior se detallan los siguientes criterios que se utilizan para el ajuste y coordinación de protecciones para realizar transferencia de carga entre las subestaciones Ambato y Totoras de tal manera que se cumpla con los requerimientos de un sistema de protecciones en los casos de transferencia de carga entre las subestaciones de TRANSELECTRIC. <sup>[4] [8] [10] [11]</sup>

- Para la coordinación el ajuste de las unidades de fase será con las corrientes de cortocircuito trifásicas máximas y para las unidades de neutro con las máximas corrientes de cortocircuito que circulan por el neutro a tierra.

- El ajuste de corriente de la unidad temporizada se realizará tomando entre el 1.25 a 2 veces la corriente de carga nominal en cada uno de los relés de las líneas de subtransmisión.
- Para el ajuste de la protección instantánea se realiza considerando como mínimo el 120% del máximo cortocircuito en la barra remota.
- El intervalo de coordinación que se considera entre relés es *220ms* siendo este un valor definido por las características de los equipos de protección de la EEASA *determinados* en base al estándar “*IEEE Std. 242-2001*”

#### 4.2.1. TRANSFERENCIA CARGA A LA S/E AMBATO

##### 4.2.1.1. Ajustes de los relés del circuito de la bahía Ambato-1

Primero se deberá comprobar que para el caso de transferir todas las subestaciones de la EEASA que puede alimentar la S/E Ambato mediante la bahía Ambato-1 la corriente de carga no sobrepase el ajuste de corriente (Tap) del relé de esta bahía, ajuste que se muestra en la *Tabla 4.1*.

RELÉS DE SOBRECORRIENTE DE FASE								
RELÉ TIPO	FABRICANTE /MODELO	TC	RTC	I <sub>AJUSTE-PRIMARIO</sub>	TAP FASE	CURVA	DIAL	INSTANTÁNEO PRIMARIO
Electromecánico	GE-IAC53B	300/5	60	360 [A]	6	GE - VI	3	3900 [A]
RELÉ DE SOBRECORRIENTE					AJUSTES RELÉ DE NEUTRO			
RELÉ TIPO	FABRICANTE /MODELO	TC	RTC	I <sub>AJUSTE-PRIMARIO</sub>	TAP NEUTRO	CURVA	DIAL	INSTANTÁNEO PRIMARIO
Electromecánico	GE-IAC53B	300/5	60	120 [A]	2	GE - VI	7	BLQ

*Tabla 4.1 Ajustes del Relé de la bahía Ambato-1*

Al comparar el ajuste del Tap del relé de la Bahía Ambato-1 el cual es 360(A) con la corriente en demanda máxima obtenida de la simulación de los flujos de potencia para esta bahía el cual es de 375(A), se determina que:

- No es posible realizar toda la transferencia de carga prevista ya que se estaría superando el ajuste del Tap del relé de la bahía Ambato lo que ocasionaría la operación del relé en condiciones de operación normal, además existe la

restricción que el Tap no puede ser elevado ya que está ajustado con el límite de transferencia máxima del transformador de la S/E Ambato.

En la siguiente tabla se detallan los valores de corriente dependiendo de la demanda de las bahías Ambato-1 y Latacunga, con esto se podrá realizar el análisis de transferencia de carga dependiendo del horario, *con este análisis se garantiza de no exceder el límite de transferencia máxima del transformador de la S/E Ambato ni tampoco superar el ajuste del pick up del relé de la bahía Ambato-1*. Además como un aspecto importante cuando se transfiera carga a la S/E Ambato mediante la bahía Ambato-1 se considera que la bahía Ambato-2 estará desconectada, como se determinó en los análisis de flujos de potencia, el transformador de la S/E Totoras mediante la bahía Ambato tiene la capacidad suficiente para servir la carga de la bahía Ambato-2.

BAHÍA O LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN	CORRIENTE		FLUJO POTENCIA		CARGABILIDAD [%]		
	I Nominal cable [A]	I PICK UP 51 DE LA BAHÍA [A]	Potencia S [MVA]	I Flujo [A]	BAHÍA	Transformador de S/E Ambato	
<b>DEMANDA MÁXIMA DE LUNES A VIERNES</b>							
Ambato-1	730	360	44.8	375	52	104	140%
Latacunga	--	300	15.5	130	--	36	
<b>DEMANDA MEDIA DE LUNES A VIERNES</b>							
Ambato-1	730	360	33.7	282	37	79	108%
Latacunga	--	300	12.1	102	--	29	
<b>DEMANDA MÍNIMA DE LUNES A VIERNES</b>							
Ambato-1	730	360	28.74	241	33	67	87%
Latacunga	--	300	8.6	72	--	20	
<b>DEMANDA MÁXIMA PARA FIN DE SEMANA</b>							
Ambato-1	730	360	39.44	330	46	92	124%
Latacunga	--	300	13.6	115	--	32	
<b>DEMANDA MEDIA PARA FIN DE SEMANA</b>							
Ambato-1	730	360	27.8	232	32	64	90%
Latacunga	--	300	10.8	92	--	26	
<b>DEMANDA MÍNIMA PARA FIN DE SEMANA</b>							
Ambato-1	730	360	24.75	207	29	56	81%
Latacunga	--	300	10.7	90	--	25	

Tabla 4.2 Corrientes de carga en las bahías de la S/E Ambato

Después de los análisis respectivos en base flujos de potencia para todos los tipos de demanda de carga en el **ANEXO 3** se especifica la transferencia de carga que se

puede realizar a la S/E Ambato con alimentador Ambato-1, en donde para los casos de demanda máxima se ha determinado que: No se puede transferir toda la carga prevista ya que la corriente de carga *supera el Tap* de ajuste del relé de la bahía Ambato-1.

Una vez determinado que subestaciones se puede transferir dependiendo de la demanda se realiza el ajuste y coordinación de las protecciones de sobrecorriente direccional considerando que:

- Para el ajuste de las corrientes de arranque o pickup de los relés de los circuitos de la bahía Ambato-1 se realizará con las corrientes de demanda máxima mostradas en la *Tabla 2.21* pero la transferencia de carga se debe realizar según lo indicado en el **ANEXO 3**.

Sobre los resultados del flujo de potencia obtenidos se realiza la comparación entre las corrientes nominales de los conductores y las corrientes la carga en demanda máxima y se concluye que: Las líneas están con corrientes de carga menores que la capacidad nominal de los conductores, es decir presentan un amplio margen de reserva.

Considerando todos estos aspectos se inicia la coordinación de protecciones para el caso de transferencia de carga a la S/E Ambato. Debido a que el circuito de la Bahía Ambato-1 tiene una derivación en la S/E Samanga se realizará la coordinación de dos circuitos como se muestra en la **Figura 4.1**. Los circuitos son:

1. Circuito 1: Desde la S/E Ambato hasta la S/E Montalvo
2. Circuito 2: Desde la S/E Ambato hasta la S/E Píllaro

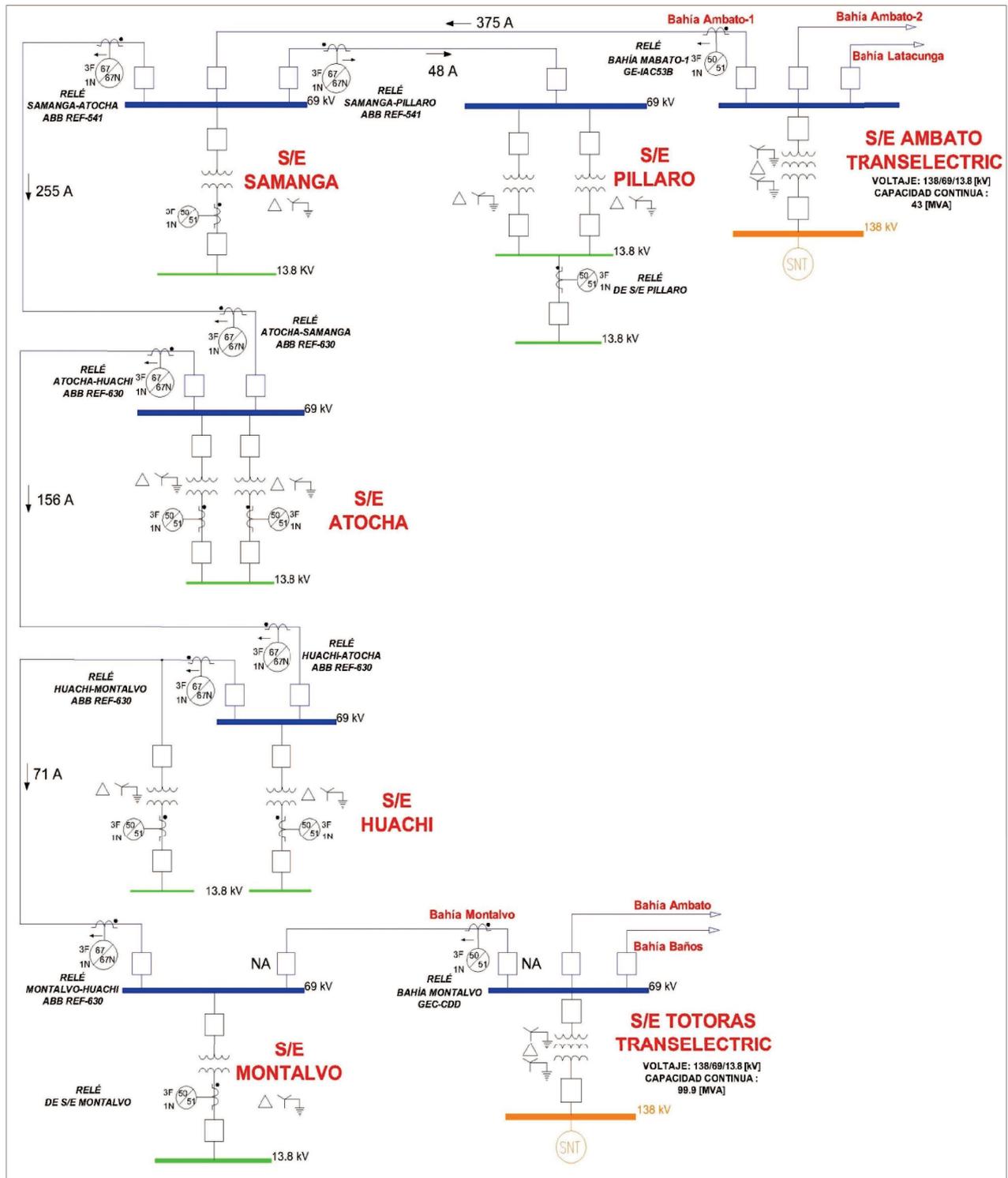


Figura 4.1 Circuito de la bahía Ambato-1

#### 4.2.1.2. Circuito 1 de la Bahía Ambato-1 formado por las S/E: Ambato, Samanga, Atocha, Huachi y Montalvo.

##### 4.2.1.2.1. Ajuste y Coordinación Relés de Fase

La coordinación se inicia con el relé del transformador de la S/E Montalvo hacia el relé de la bahía Ambato-1, en base a los criterios de ajuste y coordinación de protecciones los resultados obtenidos son los siguientes:

##### Relé S/E Montalvo

$$I_{pick-up\ 51} = 522 [A]$$

Curva: IEC – EI; Dial = 0.5

$$I_{pick-up\ 50} = \text{Bloqueado} [A]$$

##### Relé: Línea Huachi-Montalvo

$$I_{pick-up\ 51} = 148 [A]$$

Curva: IEC – EI; Dial = 0.4

$$I_{pick-up\ 50} = 1000 [A]$$

##### Relé Línea Atocha-Huachi

$$I_{pick-up\ 51} = 234 [A]$$

Curva: ANSI – EI; Dial = 0.55

$$I_{pick-up\ 50} = 2601 [A]$$

##### Relé Línea Samanga-Atocha

$$I_{pick-up\ 51} = 321 [A]$$

Curva: IEEE – VI; Dial = 3.6

$$I_{pick-up\ 50} = \text{Bloqueado}$$

##### Relé: R-Bahía Ambato.1 (Relé de TRANSELECTRIC)

Siendo este el relé Transelectric de la bahía Ambato-1 con los ajustes ya definidos al graficar la curva de este relé se verifica que *no existe coordinación* entre este relé y el relé Samanga-Atocha como se observa en la **Figura 4.5**, es decir que entre estos dos relés no se cumple el CTI de 220ms, por lo tanto se sugiere a TRANSELECTRIC subir el dial del relé de fase de la Bahía Ambato-1 de 3a 4 para lograr una coordinación adecuada, caso contrario mediante la selectividad lógica se realizará un nuevo ajuste y coordinación para no superar el ajuste del relé de la Bahía Ambato.1

En la **Figura 4.6** se muestra las curvas de los relés de fase este circuito con el reajuste del relé de TRANSELECTRIC.

#### 4.2.1.2.2. Ajuste de la unidad direccional de fase

Para fijar la operación de los relés de fase de este circuito se determina que la conexión de los relés direccionales es mediante la conexión en cuadratura característica  $30^\circ$ , donde el voltaje aplicado al relé es desfasado  $30^\circ$  en dirección anti horaria.

Las señales de alimentación a los relés de fase para obtener la conexión son:

- Fase A:  $I_a, V_{bc} + 30$
- Fase B:  $I_b, V_{ca} + 30$
- Fase C:  $I_c, V_{ab} + 30$

En este caso la máxima sensibilidad ocurre cuando la corriente está  $60^\circ$  en atraso con el voltaje. La zona de operación del relé corresponde cuando la corriente está  $30^\circ$  en adelanto o  $150^\circ$  en atraso.

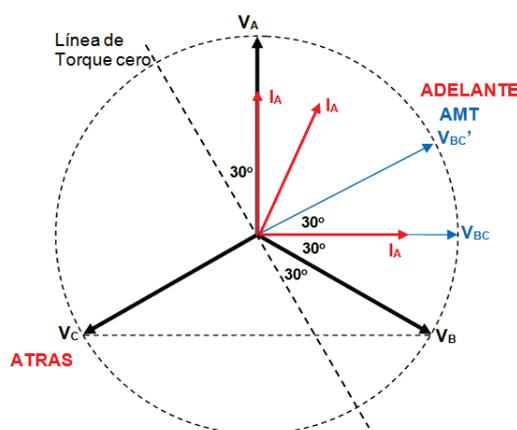


Figura 4.2 Diagrama Fasorial de los relés de fase del circuito bahía Ambato-1

La conexión de los transformadores de corriente (TC's) fijará la dirección de las corrientes secundarias, para esto se define que la polaridad sea concordante con el flujo de corriente cuando las líneas estén energizadas desde la S/E Ambato, de tal manera que los relés del circuito de la bahía Ambato-1 solo operen cuando las líneas de subtransmisión estén energizadas por la S/E Ambato, y los relés de la bahía

Montalvo solo operarán cuando las líneas de subtransmisión estén energizadas desde la S/E Totoras.

Esta conexión se aplicará a todos los relés que intervienen el circuito de la bahía Ambato-1. Por ejemplo para un cortocircuito en la barra de Atocha deberá operar el relé Samanga-Atocha y el relé Atocha-Samanga estará bloqueado. Los modos de operación de los relés digitales ABB están definidos como: No direccional, Adelante y Atrás, por lo que el modo de operación de los relés del circuito de la Ambato-1 es **hacia adelante**. (Figura 4.2)

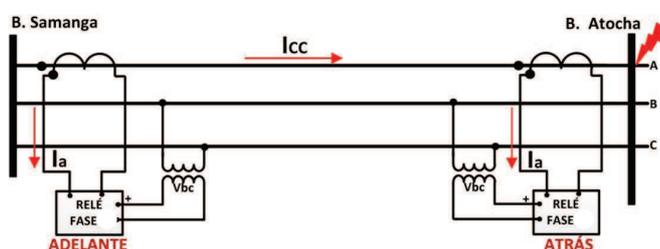


Figura 4.3 Conexión de los relés de fase del circuito de la bahía Ambato-1

#### 4.2.1.2.3. Coordinación de Relés de Neutro

Al igual que para los relés de fase se realiza la coordinación de las unidades de neutro considerando un  $CTI = 220ms$  entre curvas, referente al ajuste del Tap del neutro será determinado tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema bajo las condiciones de operación normal. Se tomará un desbalance típico entre el 20% y 40% de la corriente nominal.

El ajuste se inicia con el relé Huachi-Montalvo y no desde el relé del transformador de la S/E Montalvo como se realizó para los de fase debido a la conexión DYN1 de los transformadores de potencia de las subestaciones de la EEASA, esto permitirá seleccionar el dial más bajo para el primer relé con el cual se inicia la coordinación.

Esto se justifica al producirse una falla en la barra de 13.8 KV existen corrientes de secuencia cero en el secundario del transformador, pero en el primario la corriente de secuencia cero queda encerrada en la delta del transformador, es decir una falla

monofásicas en el lado de la estrella de un transformador DY no son detectadas en el lado de la delta. En base a esto los resultados son:

Relé: R-Huachi-Montalvo

$$I_{pick-up\ 51N} = 48 [A]$$

Curva: IEC – VI; Dial = 0.05

$$I_{pick-up\ 50N} = 1700 [A]$$

Relé: R-Atocha-Huachi

$$I_{pick-up\ 51N} = 81 [A]$$

Curva: ANSI – VI; Dial = 0.55

$$I_{pick-up\ 50N} = 2202 [A]$$

Relé: R-Samanga-Atocha

$$I_{pick-up\ 51N} = 108 [A]$$

Curva: IEEE – VI; Dial = 6.1

$$I_{pick-up\ 50N} = 3000 [A]$$

Relé: R-Bahía Ambato.1 (Relé de TRANSELECTRIC)

De la gráfica de curvas se determina que existe un intervalo de coordinación entre los relés de neutro de la bahía Ambato-1 y Samanga-Atocha de **CTI=300ms** para una corriente de cortocircuito máxima en este último relé, por lo que se concluye que existe una adecuada coordinación entre los relés de falla a tierra de este circuito con los CTI esperados, es decir no se requiere subir el dial del relé de neutro de la bahía Ambato-1. En la **Figura 4.7** se muestra las curvas de los relés de falla a tierra de este circuito.

4.2.1.2.4. *Ajuste de la unidad direccional del Neutro*

Para poder despejar una falla a tierra con protección direccional se utiliza el mismo método aplicado para los relés de fase pero las señales que determinan la operación del relé de falla a tierra son la corriente residual **3I<sub>0</sub>** y el voltaje residual **3V<sub>0</sub>**.

La corriente residual circulará por el neutro formado por la conexión en estrella de las unidades de fase, mientras que el voltaje residual se lo obtendrá de mediante la conexión en delta abierto de los transformadores de potencial, en donde el voltaje

residual se representa como la suma vectorial de los voltajes de fase, en condiciones normales y con el sistema equilibrado el voltaje residual resulta cero, también resulta cero para fallas simétricas en donde el voltaje de las tres fases es cero y en estos casos no operará el relé de fallas a tierra, por lo tanto *el modo de operación de los relés de falla a tierra de este circuito será hacia adelante.*

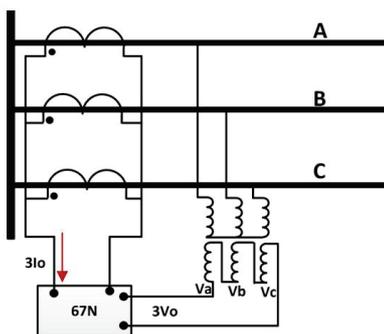


Figura 4.4 Conexión en delta abierto para obtener el voltaje residual

#### 4.2.1.3. Circuito 2 de la Bahía Ambato-1 formado por las S/E: Ambato, Samanga y Píllaro.

##### 4.2.1.3.1. Ajuste y Coordinación Relés de Fase

##### Relé: R T-S/E Píllaro

$$I_{pick-up\ 51} = 522 [A]$$

Curva: IEC – EI; Dial = 0.41

$$I_{pick-up\ 50} = \text{Bloqueado} [A]$$

##### Relé: R-Samanga-Píllaro

$$I_{pick-up\ 51} = 105 [A]$$

Curva: IEEE – EI; Dial = 6.4

$$I_{pick-up\ 50} = 1101 [A]$$

##### Relé: R-Bahía Ambato.1 (Relé de TRANSELECTRIC)

Ya que el relé de la bahía Ambato-1 debe coordinar con los relés Samanga-Atocha y Samanga-Píllaro, con el ajustes antes sugerido el CTI=220ms entre los relés de este circuito se cumple. *En la Figura 4.8 se muestra las curvas de los relés de fase de este circuito.*

#### 4.2.1.3.2. Ajuste de la unidad direccional de fase

El ajuste direccional de los relés de fase de este circuito es el mismo que aplicado para los relés de fase del circuito de la bahía Ambato-1.

#### 4.2.1.3.3. Coordinación de Relés de Neutro

##### Relé: R-Samanga-Píllaro

$$I_{pick-up\ 51N} = 30 [A]$$

Curva: IEC – VI; Dial = 0.05

$$I_{pick-up\ 50N} = 1101 [A]$$

##### Relé: R-Bahía Ambato.1 (Relé de TRANSELECTRIC)

Al relé de neutro de la bahía Ambato-1 se ha verificado que cumpla con el CTI con los relés del neutro de Samanga-Atocha y Samanga-Píllaro, por lo tanto los relés de este circuito cumplen con el CTI requerido. *En la Figura 4.9 se muestra las curvas de los relés de falla a tierra este circuito.*

#### 4.2.1.3.4. Ajuste de la unidad direccional de neutro

El ajuste direccional de los relés de falla a tierra de este circuito es el mismo que aplicado para los relés de falla a tierra del circuito de la bahía Ambato-1.

#### 4.2.1.4. Curvas de coordinación de los relés de fase y neutro de los Circuito de la Bahía Ambato-1

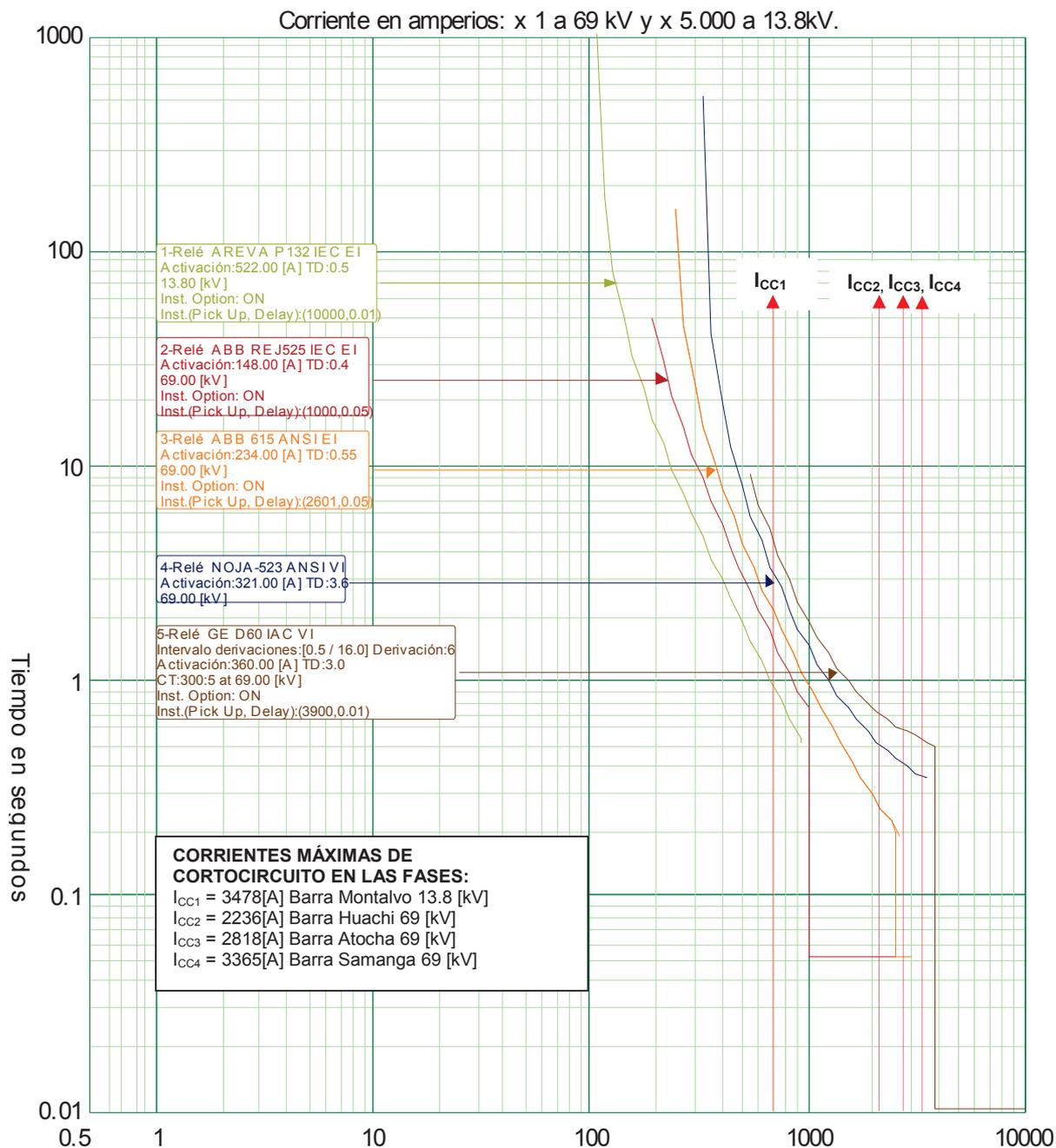


Figura 4.5 Curvas de los relés de fase del Circuito 1 de la Bahía Ambato-1 con CTI=220ms sin coordinación

1. Relé del transformador de la S/E Montalvo
2. Relé Huachi-Montalvo
3. Relé Atocha-Huachi
4. Relé Samanga-Atocha
5. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

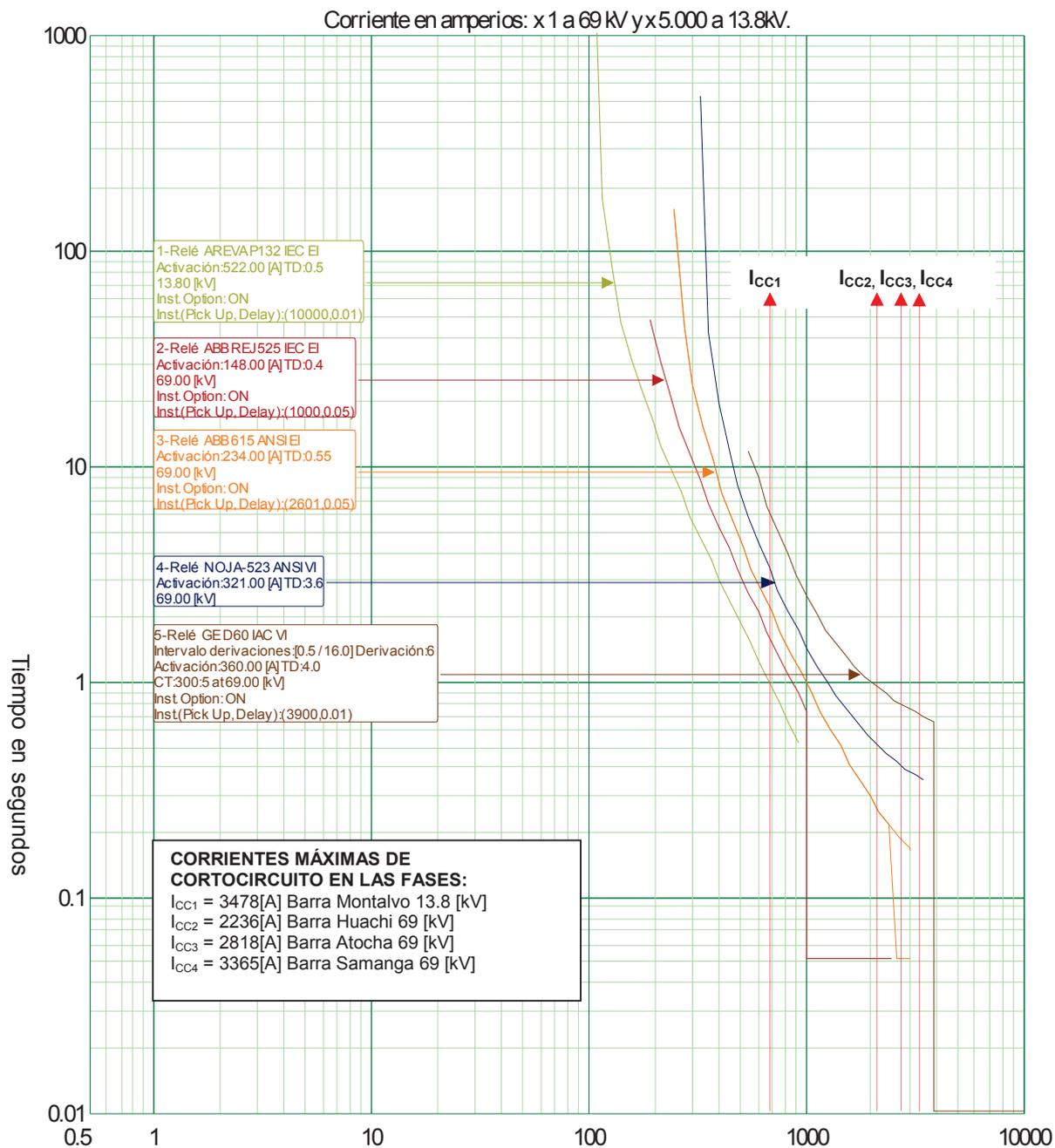


Figura 4.6 Curvas de los relés de fase del Circuito1 de la Bahía Ambato-1 con CTI=220ms

1. Relé del transformador de la S/E Montalvo
2. Relé Huachi-Montalvo
3. Relé Atocha-Huachi
4. Relé Samanga-Atocha
6. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

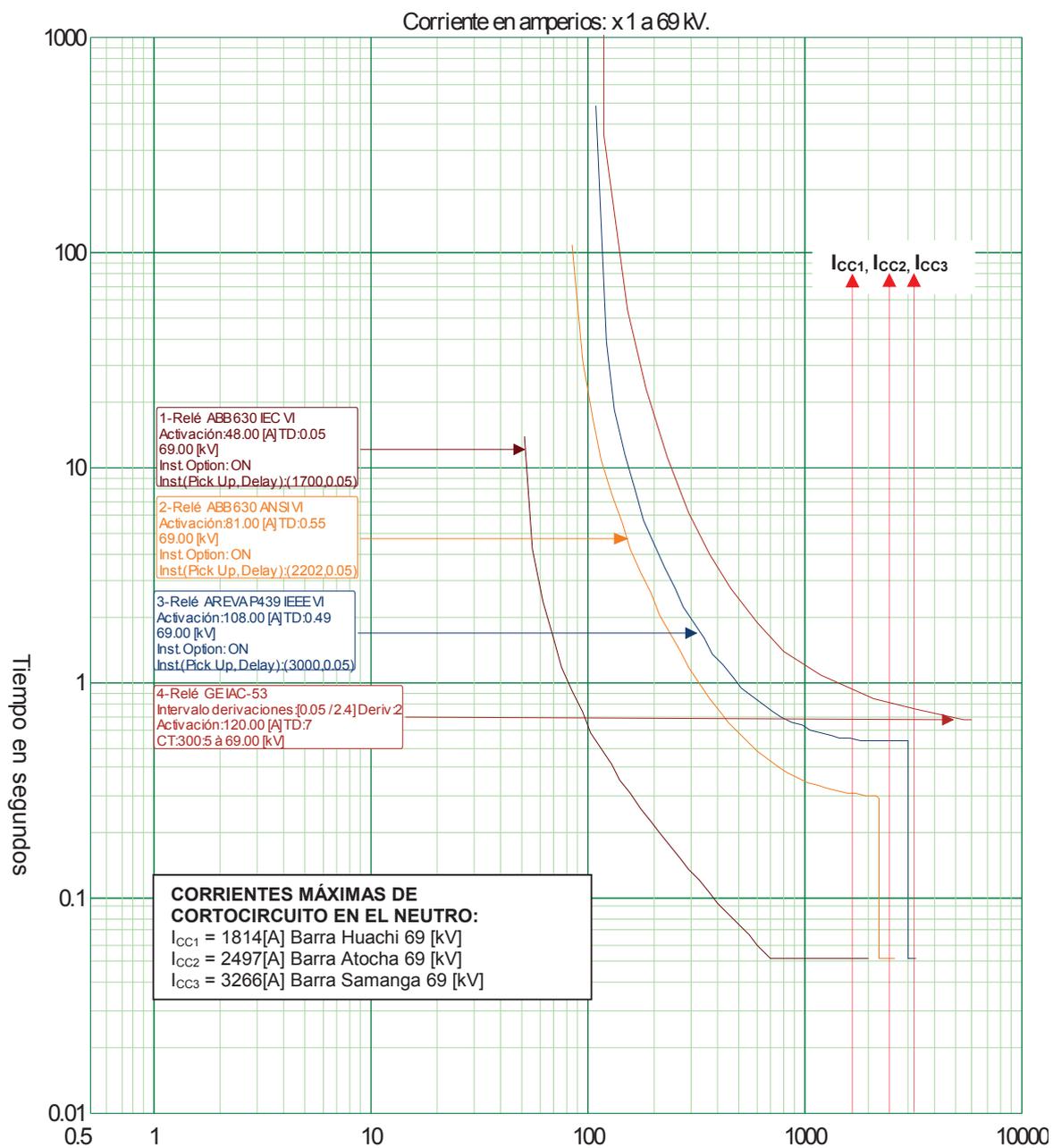


Figura 4.7 Curvas de los relés de neutro del circuito 1 de la Bahía Ambato-1 con CTI=220ms

1. Relé Huachi-Montalvo
2. Relé Atocha-Huachi
3. Relé Samanga-Atocha
4. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

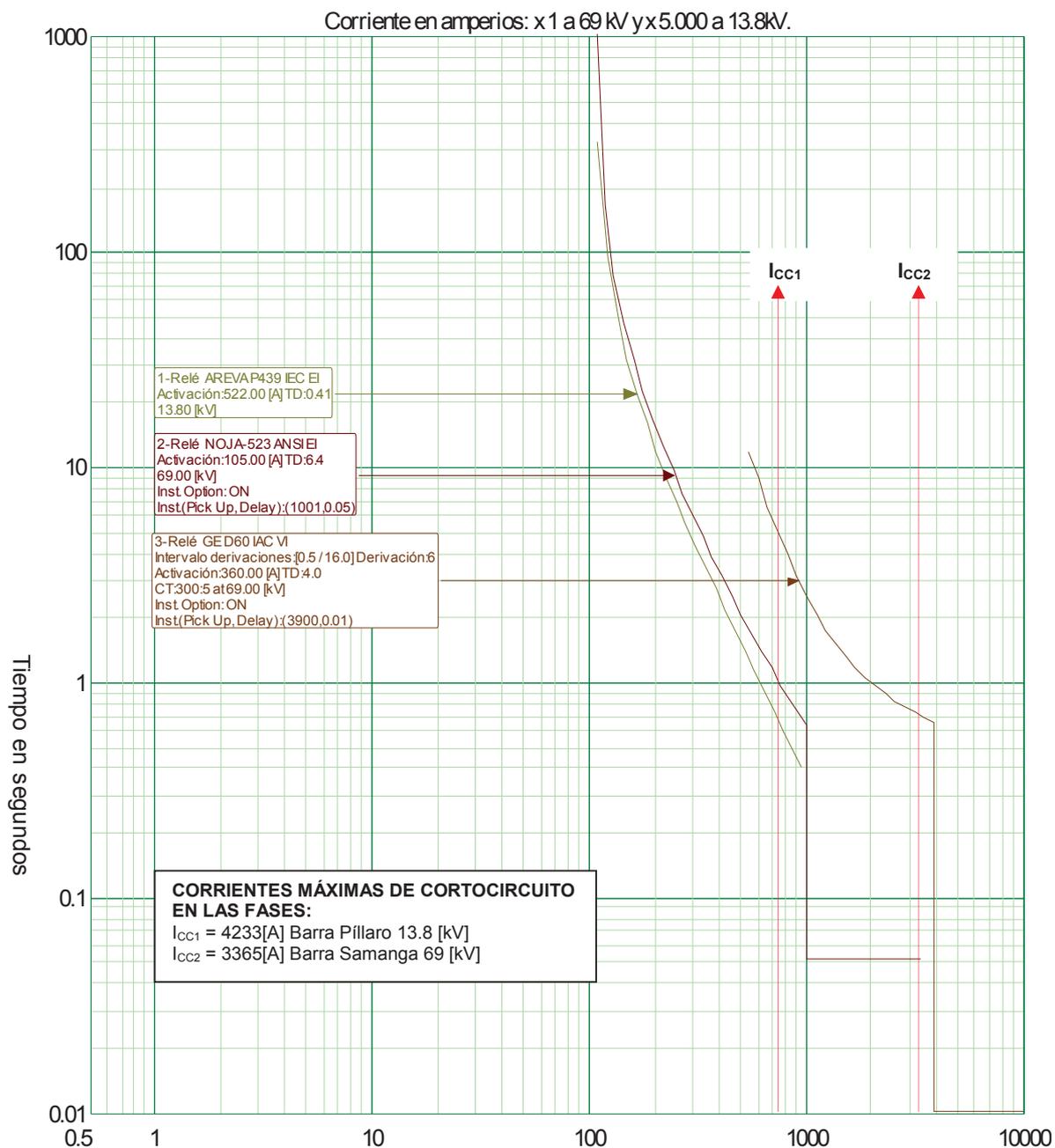


Figura 4.8 Curvas de los relés de fase del circuito 2 de la Bahía Ambato-1 con CTI=220ms

1. Relé de la S/E Píllaro
2. Relé Samanga-Píllaro
3. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

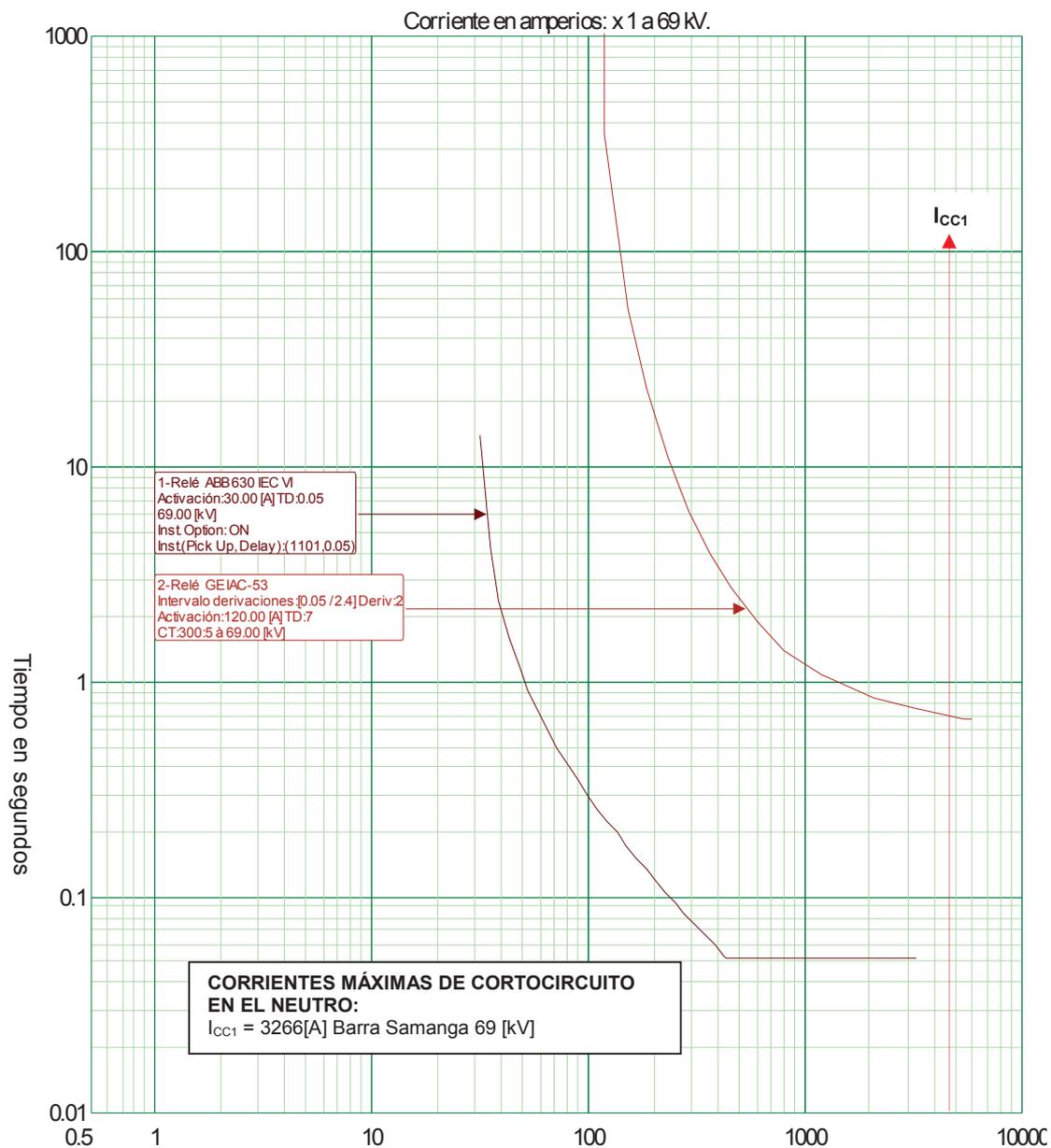


Figura 4.9 Curvas de los relés de neutro del circuito 2 de Bahía Ambato-1 con CTI=220ms

1. Relé Samanga-Pillaro
2. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

## 4.2.2. TRANSFERENCIA CARGA A LA S/E TOTORAS

### 4.2.2.1. Ajustes de los relés del circuito de la bahía Montalvo

De igual manera como se realizó que para el circuito de la Bahía Ambato-1 se verificará primero que el valor de la corriente en demanda máxima transfiriendo al circuito de la Bahía Montalvo todas las S/E que pueden conectarse a este circuito no se sobrepase el valor del ajuste de la corriente del relé de esta bahía, caso contrario se analizarán opciones para este caso. Las subestaciones que conformarían este circuito son: Totoras, Montalvo, Huachi, Atocha, Samanga y Píllaro.

Con respecto a la cargabilidad de las líneas se ha determinado que, todas las líneas están por debajo de su capacidad nominal quedando determinado que la protección se realice con la corriente de carga en demanda máxima valores que no afectan al cable. De los resultados del flujo de potencia realizado se determina el valor de la corriente de carga en demanda máxima en la bahía Montalvo es de 375 [A], este valor se compara con el ajuste del relé de esta bahía mostrado en la **Tabla 4.3**.

AJUSTES DEL RELÉ DE FASE								
RELÉ TIPO	FABRICANTE /MODELO	TC	RTC	I <sub>AJUSTE-PRIMARIO</sub>	TAP FASE	CURVA	DIAL	INSTANTÁNEO PRIMARIO
Electromecánico	GEC - CDD	600/5	120	600 [A]	5	GEC(1.3s) - I	0.45	Bloqueado
AJUSTES DEL RELÉ DEL NEUTRO								
RELÉ TIPO	FABRICANTE /MODELO	TC	RTC	I <sub>AJUSTE-PRIMARIO</sub>	TAP NEUTRO	CURVA	DIAL	INSTANTÁNEO PRIMARIO
Electromecánico	GEC - CDD	600/5	120	240 [A]	2	GEC(1.5s) - VI	0.45	Bloqueado

Tabla 4.3 Ajuste del relé de la bahía Montalvo

$$\frac{I_{\text{ajuste TRANSELECTRIC}}}{I_{\text{Demanda-Máx-B. Montalvo}}} = \frac{600}{375} = 1.6 \text{ veces}$$

Realizando la comparación entre la corriente de carga en demanda máxima con el ajuste de relé de TRANSELECTRIC del relé de la bahía Montalvo se determina que:

- El valor de la corriente de carga es mucho menor que el ajuste definido del Tap del relé de TRANSELECTRIC, entonces se determina que *es posible transferir todas las subestaciones previstas a la S/E Totoras en este caso de transferencia.*

Adicional a esto se tiene que, el Transformador de la S/E Totoras alimenta a tres bahías las cuales son: Montalvo, Ambato y Baños, estas bahías forman los circuitos del sistema de subtransmisión de la EEASA, de los resultados y análisis de flujos de potencia se determina que:

- Es posible que operen las tres bahías del transformador de la S/E Totoras al mismo tiempo en condiciones de demanda máxima.
- La transferencia a la S/E Totoras de todas las subestaciones de la EEASA que interviene en este caso puede realizarse sin ninguna restricción, precisando que es posible realizar la transferencia en cualquier horario o tipo de demanda.

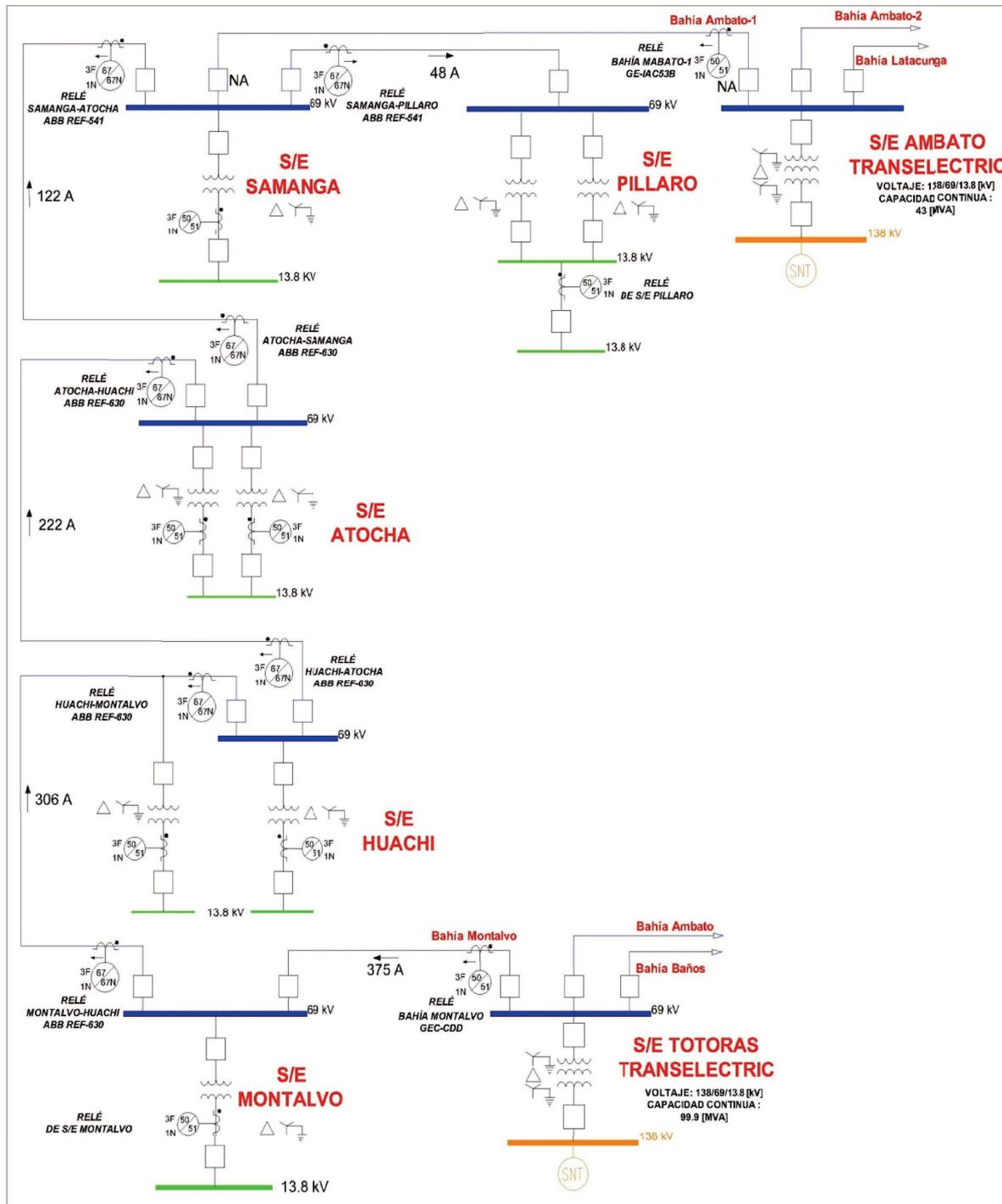


Figura 4.10 Circuito de la bahía Montalvo

#### 4.2.2.2. Circuito de la Bahía Montalvo formado por las S/E: Totoras, Montalvo, Huachi, Atocha, Samanga y Píllaro.

Todas las subestaciones de este caso forman un circuito radial, iniciando la coordinación de las protecciones desde el último relé del circuito que es el del transformador de la S/E Píllaro hasta el relé de la bahía Montalvo

Debido a que en el caso que se transfieren las subestaciones al bahía Ambato-1 el relé Samanga-Píllaro ya fue ajustado, entonces será este relé con el cual se inicia la coordinación.

##### 4.2.2.2.1. Ajuste y Coordinación Relés de Fase

###### Relé: Samanga-Píllaro

$$I_{pick-up\ 51} = 105 [A]$$

Curva: IEEE – EI; Dial = 6.4

$$I_{pick-up\ 50} = 1101 [A]$$

###### Relé: Atocha-Samanga

$$I_{pick-up\ 51} = 240 [A]$$

Curva: IEC – VI; Dial = 0.2

$$I_{pick-up\ 50} = \text{Bloqueado}$$

###### Relé: Huachi-Atocha

$$I_{pick-up\ 51} = 440 [A]$$

Curva: ANSI – NI; Dial = 2.15

$$I_{pick-up\ 50} = 3000 [A]$$

###### Relé: Montalvo-Huachi

$$I_{pick-up\ 51} = 500 [A]$$

Curva: ANSI – NI; Dial = 2.9

$$I_{pick-up\ 50} = 4000 [A]$$

###### Relé: de la Bahía Montalvo (Relé de TRANSELECTRIC)

De los resultados se concluye que no existe coordinación entre el relé Montalvo-Huachi relé y el de la bahía Montalvo como se observa en la **Figura 4.12**, por lo tanto se sugiere a TRANSELECTRIC subir el dial de 0.45 a 0.58. En la **Figura 4.13** se

muestra las curvas de los relés de fase de este circuito cumpliendo el CTI entre todas las curvas con el reajuste del relé de TRANSELECTRIC.

#### 4.2.2.2.2. Ajuste de la unidad direccional de fase

Para definir la característica que cumpla con la función de direccionalidad para el circuito de la bahía Montalvo también se realiza con la misma conexión cuadratura-característica-30° de los relés del circuito de la bahía Ambato-1 en donde se toma las mismas señales de alimentación a los relés de fase para obtener la conexión cuadratura.

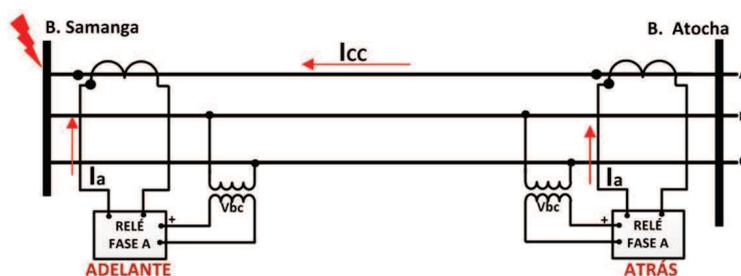


Figura 4.11 Conexión de los relés de fase del Circuito de la bahía Montalvo

El modo de operación de estos relés será hacia **atrás** como se muestra en la Figura 4.11, es decir la operación para una falla en la barra de Samanga el relé que opera es el Atocha-Samanga mientras que el Samanga-Atocha estará bloqueado ya que el modo de operación es hacia adelante de los relés del circuito de la bahía Ambato-1, la conexión cuadratura característica-30° y el modo de operación hacia atrás se aplicara a todos los relés del circuito de la bahía Montalvo excepto al relé de la Samanga-Píllaro.

#### 4.2.2.2.3. Ajuste y Coordinación de Relés de Neutro

##### Relé: Samanga-Píllaro

$$I_{pick-up\ 51N} = 30 [A]$$

$$Curva: IEC - VI; Dial = 0.05$$

$$I_{pick-up\ 50N} = 1101 [A]$$

##### Relé: Atocha-Samanga

$$I_{pick-up\ 51N} = 45 [A]$$

*Curva: ANSI – NI; Dial = 2.15*

$I_{pick-up\ 50N} = \text{Bloqueado}$

**Relé: Huachi-Atocha**

$I_{pick-up\ 51N} = 88 [A]$

*Curva: ANSI – NI; Dial = 3.2*

$I_{pick-up\ 50N} = 2344 [A]$

**Relé: Montalvo-Huachi**

$I_{pick-up\ 51N} = 136 [A]$

*Curva: ANSI – NI; Dial = 4.15*

$I_{pick-up\ 50N} = 3356 [A]$

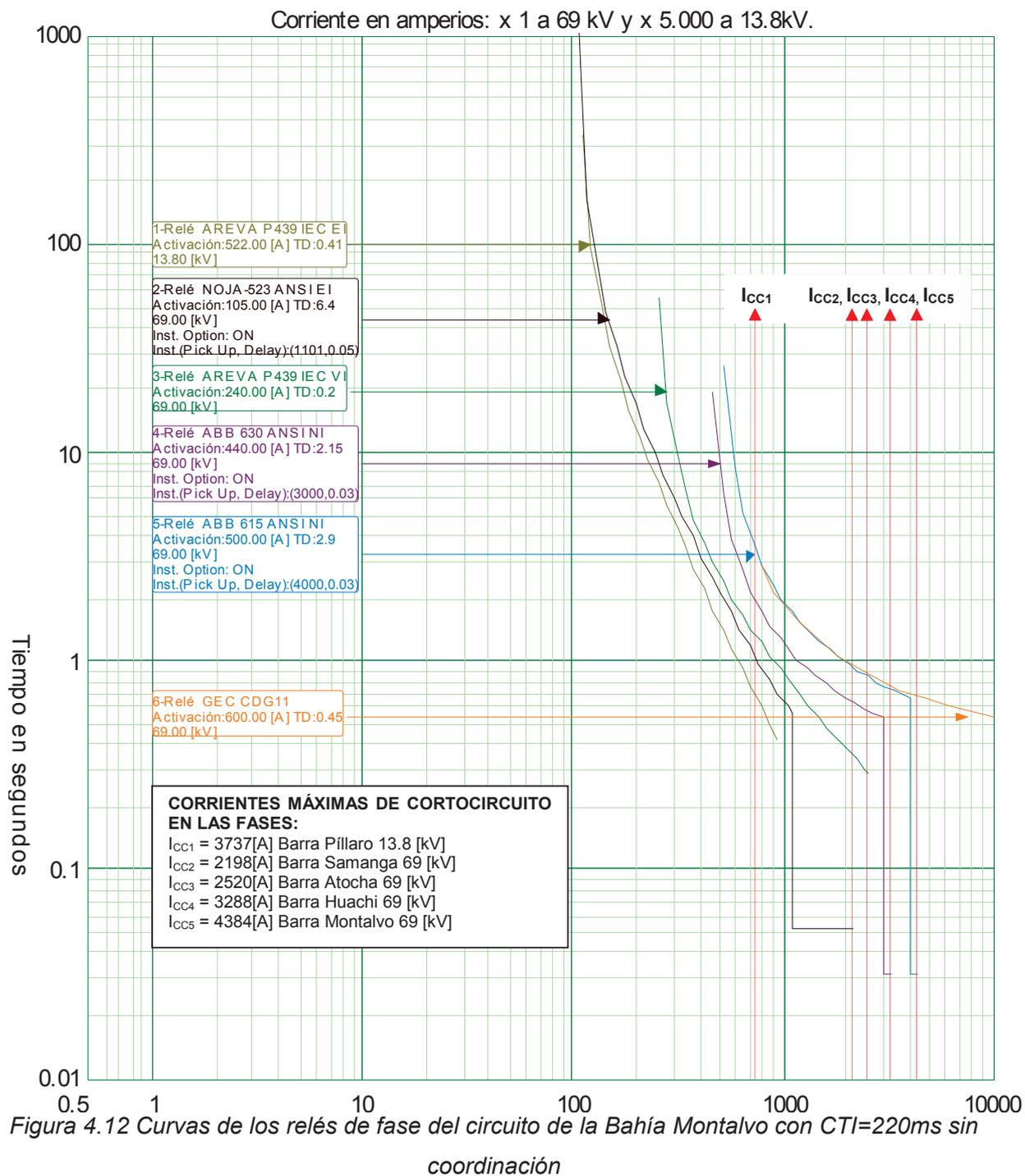
**Relé: de la Bahía Montalvo (Relé de TRANSELECTRIC)**

Comparando la curva del relé anterior con el de la bahía Montalvo se verifica que no existe un intervalo de coordinación de adecuado como se muestra en la **Figura 4.14**, por lo que se sugiere a TRANSELECTRIC subir el dial del relé del neutro de la bahía Montalvo de 0.45 a 0.63. En la **Figura 4.15** se muestra las curvas de los relés de falla a tierra de este circuito cumpliendo el CTI entre todas las curvas con el reajuste en la curva del Relé de TRANSELECTRIC.

*4.2.2.2.4. Ajuste de la unidad direccional de neutro*

Para el ajuste de la unidad direccional para los relés de falla a tierra del circuito de la bahía Montalvo se realiza con las señales de la corriente residual  $3I_0$  y el voltaje residual  $3V_0$  igual que para los relés de la bahía Ambato-1, la diferencia está en el modo de operación ya que para estos relés el modo de operación será **hacia atrás**.

**4.2.2.3. Curvas de coordinación de los relés de fase y neutro del circuito de la bahía Montalvo**



1. Relé de la S/E Píllaro
2. Relé Samanga-Píllaro
3. Relé Atocha-Samanga
4. Relé Huachi-Atocha
5. Relé Montalvo-Huachi
6. Relé de Bahía Montalvo (Relé de TRANSELECTRIC)

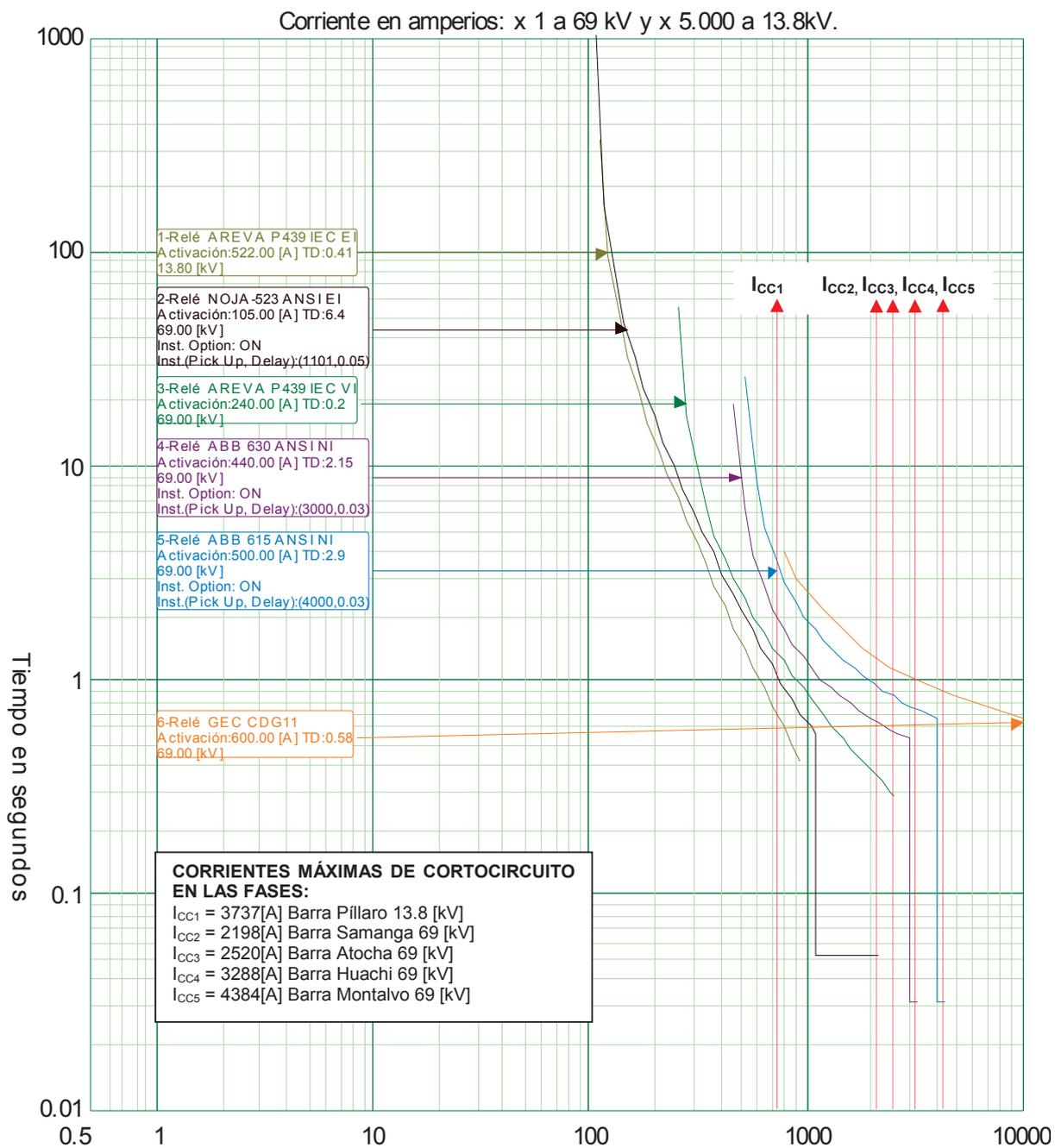


Figura 4.13 Curvas de los relés de fase del circuito de la Bahía Montalvo con CTI=220ms

1. Relé de la S/E Píllaro
2. Relé Samanga-Píllaro
3. Relé Atocha-Samanga
4. Relé Huachi-Atocha
5. Relé Montalvo-Huachi
6. Relé de Bahía Montalvo (Relé de TRANSELECTRIC)

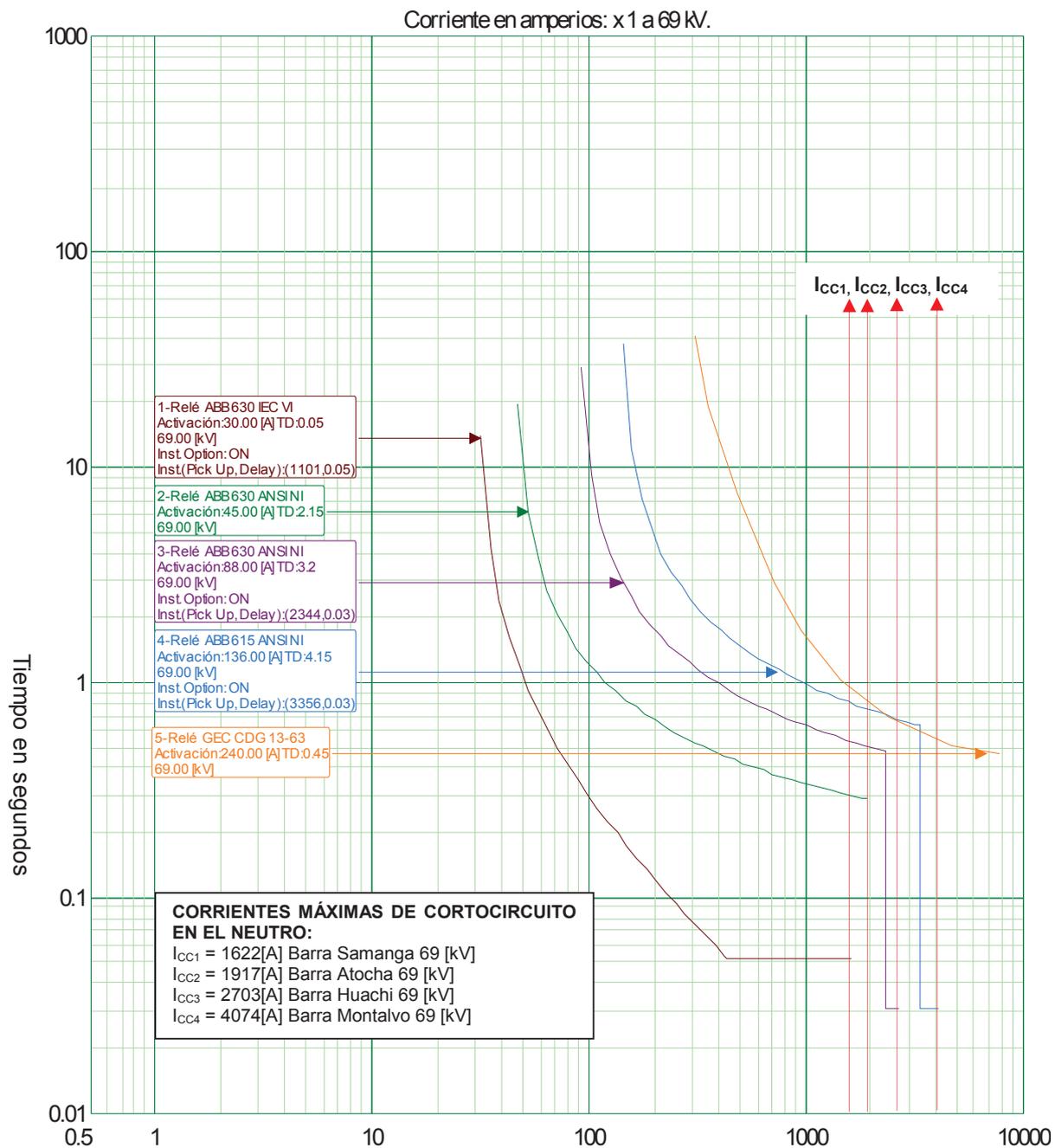


Figura 4.14 Curvas de los relés de neutro del circuito de la Bahía Montalvo con CTI=220ms sin coordinación

1. Relé Samanga-Píllaro
2. Relé Atocha-Samanga
3. Relé Huachi-Atocha
4. Relé Montalvo-Huachi
5. Relé de Bahía Montalvo (Relé de TRANSELECTRIC)

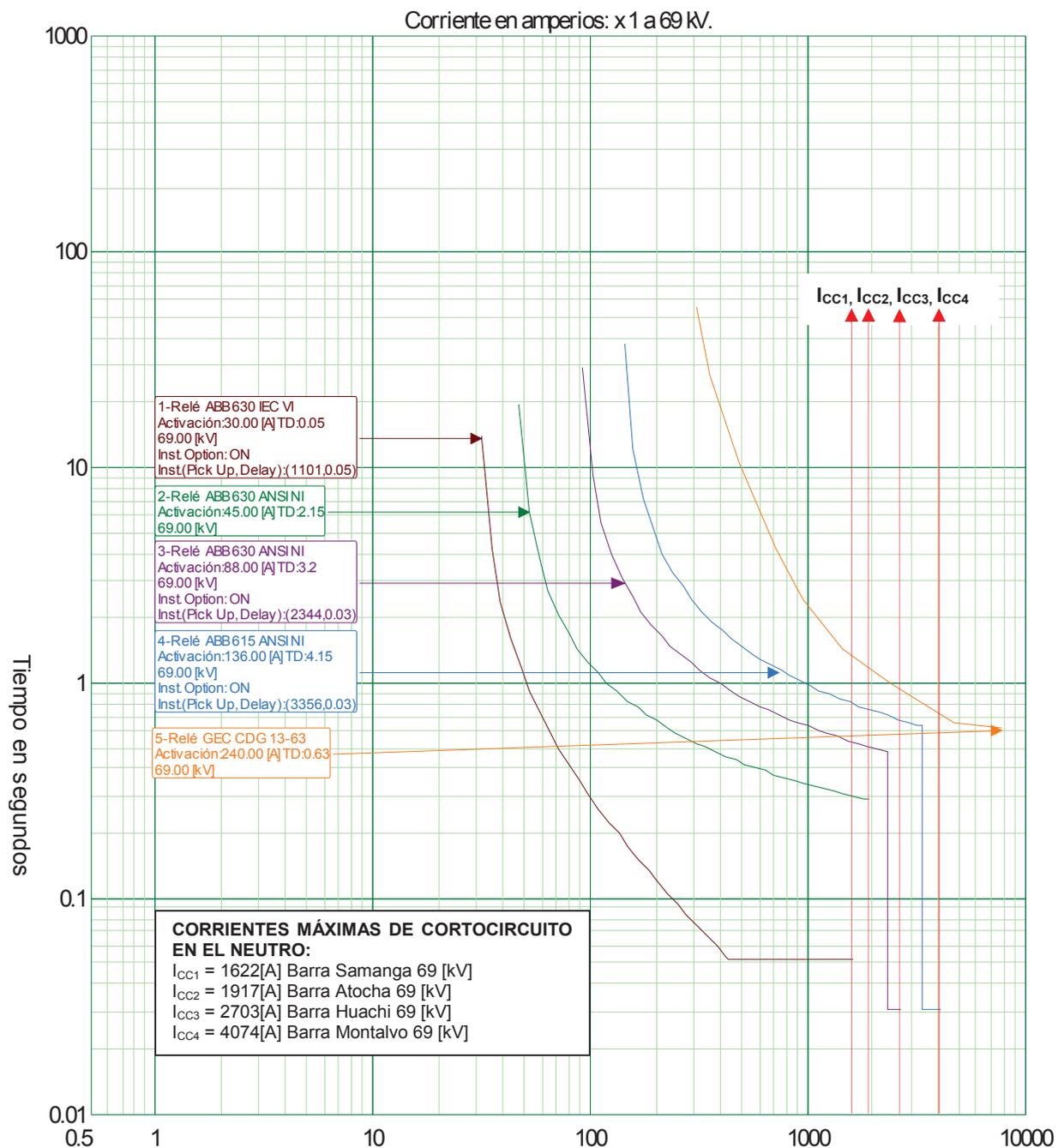


Figura 4.15 Curvas de los relés de Neutro del circuito de la Bahía Montalvo con CTI=220ms

1. Relé Samanga-Píllaro
2. Relé Atocha-Samanga
3. Relé Huachi-Atocha
4. Relé Montalvo-Huachi
5. Relé de Bahía Montalvo (Relé de TRANSELECTRIC)

### **4.3. APLICACIÓN DE LA SELECTIVIDAD LÓGICA EN EL SISTEMA DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA**

Una vez realizado los ajustes y coordinación cumpliendo con el intervalo de coordinación de 220ms entre relés cuando se transfiere las subestaciones de distribución de la EEASA a los circuitos de las bahías Ambato-1 y Montalvo se verifica que:

- En la coordinación de relés de fase cuando se transfiere toda la carga al a S/E Ambato se supera el ajuste del relé del circuito de la Bahía Ambato-1.
- En la coordinación de relés de fase y neutro (falla a tierra) cuando se transfiere toda la carga a la S/E Totoras se supera el ajuste de los relés del circuito de la Bahía Montalvo.

Ya que con el propósito de reducir los tiempos de despeje de fallas en el sistema de protecciones de la EEASA y en el sistema de protecciones del Sistema Nacional de Trasmisión (**SNT**) de TRANSELECTRIC, no es recomendable subir los ajustes de los relés de TRANSELECTRIC ya que se estaría perdiendo el principal objetivo de un sistema de protecciones el cual es aislar una falla en el menor tiempo posible.

Entonces es necesario realizar un nuevo ajuste de los relés del sistema de subtransmisión de la EEASA aplicando funciones de sobrecorriente y funciones lógicas mediante selectividad lógica para tener un CTI necesario entre relés para despejar fallas y además sin superar los ajustes de los relés de TRANSELECTRIC.

Se realiza un nuevo ajuste y coordinación de los relés de fase y neutro del circuito considerando un intervalo de tiempo de coordinación (CTI) menor que el definido anteriormente de 220ms hasta verificar que no se supere el ajuste de los relés de TRANSELECTRIC.

#### **4.3.1. AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LOS RELÉS DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA PARA LA APLICACIÓN SELECTIVIDAD LÓGICA**

Bajo las condiciones antes descritas se realiza el reajuste y coordinación de los relés de fase y neutro para los dos casos de transferencia aplicando los mismos criterios de coordinación de protecciones aplicados anteriormente pero con la diferencia que se aplicará con un CTI menor a 220ms.

Conociendo que los relés más cercanos a la fuente son electromecánicos y a estos relés no se puede aplicar funcione lógicas, con los nuevos ajustes se deberá garantizar que:

- Exista un CTI= 220ms entre la operación del relé electromecánico de la bahía Ambato-1 y el relé Samanga Atocha y el relé Samanga-Píllaro.
- Exista un CTI= 220ms entre la operación del relé electromecánico de la bahía Montalvo y el relé Montalvo-Huachi.

Puesto que en este nuevo ajuste se tiene para los relés tanto de fase como neutro de las líneas de subtransmisión nuevas curvas con valores del TAP y DIAL diferentes con respecto a los ajustes antes realizados con CTI=220ms, sin embargo los ajustes de la unidad direccional de los relés de fase y neutro se mantienen debido a que ya quedo definido la dirección de operación de relés para cada uno de los casos de transferencia.

Los valores obtenidos de los nuevos ajustes se muestran en las siguientes tablas y figuras con los cuales se ha comprobado que:

- Para el caso de transferencia a la S/E Ambato se tiene un CTI entre curvas de los relés de fase de las líneas de subtransmisión de *180ms*, mientras que para los relés de neutro el CTI es *220ms*.

- Para el caso de transferencia a la S/E Ambato entre las curvas de los relés Samanga-Atocha, Samanga Píllaro y el relé de la Bahía Ambato-1 se cumple con el CTI de 220ms.
- Para el caso de transferencia a la S/E Totoras se tiene un CTI entre curvas de los relés de fase y neutro de las líneas de subtransmisión de 180ms, esto para los intervalos de coordinación más cortos entre curvas.
- Para el caso de transferencia a la S/E Totoras entre las curvas de los relés Montalvo-Huachi y el relé de la Bahía Montalvo se cumple con el CTI de 220ms.

Según el estándar **IEEE Std. 242-2001** "Prácticas para Coordinación de Protección de Sistemas de Potencia Industrial y Comercial", basándose en el capítulo de protección de sobrecorriente el cual expresa que: cuando los esquemas de protección de sobrecorriente son implementados con **relés estáticos** el intervalo de tiempo de coordinación de los relés "*puede ser 120ms*".

Ahora una vez descrito y analizado las características de los equipos de protección que posee la EEASA en su sistema de subtransmisión puede decirse que: el estándar anterior es aplicable al esquema de sobrecorriente direccional protección del sistema de subtransmisión de la EEASA por las características de los equipos de protección que posee.

Con esto se precisa que los intervalos de tiempo de coordinación entre las curvas de los relés de los circuitos de la Bahía Ambato y Montalvo obtenidos para el despeje de una falla producido por el sistema de protección principal (Relé –Interruptor-TC'S, TP's) será satisfactorio y además cumpliendo con el objetivo que se propuso de no superar los ajustes de los relés de TRANSELECTRIC, sin embargo la implementación de la selectividad lógica permitirá tener mayor confiabilidad en el sistema de protecciones de tal manera que mediante la incorporación de funciones lógicas a las funciones de protección y control las protecciones principal y de respaldo según corresponda operen correctamente.

La aplicación de la selectividad lógica es posible ya que los relés de protección son dispositivos electrónicos inteligentes IED's, en los cuales mediante la combinación de las funciones protecciones de sobrecorriente, funciones de control y funciones lógicas estándar se podrá implementar la protección de sobrecorriente direccional para tener un sistema de protecciones que cumpla con los requerimientos de selectividad, confiabilidad y velocidad.

Para la implementación de las señales lógicas (binarias) se necesita un sistema de comunicaciones que cumpla con el protocolo de comunicación que emplea la EEASA que permita que se realicen las comunicaciones entre los relés del sistema de protección cumpliendo con los requerimientos para enviar señales implementadas en el sistema de protecciones.

Puesto que la EEASA se encuentra en un proceso de mejoramiento su sistema de automatización de sus subestaciones de distribución debido a su creciente desarrollo (interconexiones, ampliación del sistema), esto conlleva a que sea necesaria la integración de varios procesos como protección, comunicación, control y medición logrando con esto un sistema eléctrico más confiable y eficiente, permitiendo analizar la información y realizar el control local o remoto de una subestación en tiempo real, esto originará que un buen sistema de medida lleve a cabo la correcta operación de los sistemas de protección y de control.

Esto exigirá un sistema de comunicación rápido y seguro, debido a esto la EEASA esta implementado *Fibra Óptica* en su sistema de sistema de subtransmisión para realizar las comunicaciones entre sus componentes, aprovechando estas condiciones es posible la implementación de la selectividad lógica en el sistema de protecciones.

A continuación se tabulan los ajustes de protección recomendados para aplicar la selectividad lógica en los relés digitales de los circuitos de las Bahías Montalvo y Ambato.

RELÉ DE FASE	CORRIENTE			TRANFOR. DE INSTRUMENTOS		AJUSTE EN UNIDAD TEMPORIZADA				AJUSTE EN UNIDAD INSTANTÁNEA			AJUSTE EN UNIDAD DIRECCIONAL		
	I <sub>NOMINAL</sub> [A]	I <sub>CARGA</sub> [A]	I <sub>CC MÁX.</sub> [A]	TC	TP	I <sub>PRIM.</sub> [A]	I <sub>SEC.</sub> [A]	CURVA	DIAL	I <sub>PRIM.</sub> [A]	I <sub>SEC.</sub> [A]	ALCANCE [%]	MODO OPERACIÓN	CONEXIÓN	ÁNGULO BÁSICO
ELEMENTO PROTEGIDO LÍNEA DE S/T HUACHI-MONTALVO	577	71	2236	400/5	(69/√3)/ (115/√3)	148	1.85	IEC - EI	0.35	1000	12.5	100	ADELANTE	CUADRATURA	30°
LÍNEA DE S/T ATOCHA- HUACHI	577	156	2818	300/5	(69/√3)/ (115/√3)	231	3.85	ANSI - NI	0.5	2601	43.35	18	ADELANTE	CUADRATURA	30°
LÍNEA DE S/T SAMANGA-ATOCHA	577	256.0	3365	300/5	(69/√3)/ (115/√3)	330	5.5	IEEE - VI	3.0	BLQ	BLQ	0	ADELANTE	CUADRATURA	30°
LÍNEA DE S/T SAMANGA-PÍLLARO	401	49	3365	150/5	(69/√3)/ (115/√3)	105	3.5	IEC - EI	0.63	1101	36.7	100	ADELANTE	CUADRATURA	30°

Tabla 4.4 Ajustes de los relés de fase de los circuitos de la Bahía Ambato-1

RELÉ NEUTRO (FALLA A TIERRA)	CORRIENTE			TRANFOR. DE INSTRUMENTOS		AJUSTE EN UNIDAD TEMPORIZADA				AJUSTE DE LA UNIDAD INSTANTÁNEA			AJUSTE EN UNIDAD DIRECCIONAL		
	I <sub>NOMINAL</sub> [A]	I <sub>CARGA</sub> [A]	I <sub>CC MÁX.</sub> [A]	TC	TP	I <sub>PRIM.</sub> [A]	I <sub>SEC.</sub> [A]	CURVA	DIAL	I <sub>PRIM.</sub> [A]	I <sub>SEC.</sub> [A]	ALCANCE [%]	MODO OPERACIÓN	CONEXIÓN	ÁNGULO BÁSICO
ELEMENTO PROTEGIDO LÍNEA DE S/T HUACHI-MONTALVO	577	71	1814	400/5	(69/√3)/ (115/√3)	48	0.6	IEC - VI	0.05	1700	21.25	100	ADELANTE	CUADRATURA	30°
LÍNEA DE S/T ATOCHA- HUACHI	577	156	2497	300/5	(69/√3)/ (115/√3)	81	1.35	ANSI - VI	0.55	2202	36.7	28	ADELANTE	CUADRATURA	30°
LÍNEA DE S/T SAMANGA-ATOCHA	577	256.0	3266	300/5	(69/√3)/ (115/√3)	120	2	IEC - NI	6.0	3000	50	18	ADELANTE	CUADRATURA	30°
LÍNEA DE S/T SAMANGA-PÍLLARO	401	49	3266	150/5	(69/√3)/ (115/√3)	30	1	IEC - VI	0.05	1002	33.4	100	ADELANTE	CUADRATURA	30°

Tabla 4.5 Ajustes de los relés de neutro de los circuitos de la Bahía Ambato-1

RELÉ DE FASE	CORRIENTE			TRANSFOR. DE INSTRUMENTOS		AJUSTE DE LA UNIDAD TEMPORIZADA				AJUSTE DE LA UNIDAD INSTANTÁNEA			AJUSTE DE LA UNIDAD DIRECCIONAL			
	I <sub>NOMINAL</sub> [A]	I <sub>CARGA</sub> [A]	I <sub>CC MÁX.</sub> [A]	TC	TP	I <sub>PRIM.</sub> [A]	I <sub>SEC.</sub> [A]	CURVA	DIAL	I <sub>PRIM.</sub> [A]	I <sub>SEC.</sub> [A]	ALCANCE [%]	MODO OPERACIÓN	CONEXIÓN	ÁNGULO BÁSICO	
ELEMENTO PROTEGIDO																
LÍNEA DE S/T SAMANGA PILLARO	410	49	2198	150/5	(69/√3)/ (115/√3)	105	3.5	IEC - EI	0.63	1101	36.7	100	ADELANTE	CUADRATURA	30°	
LÍNEA S/T ATOCHA - SAMANGA	577	122	2520	300/5	(69/√3)/ (115/√3)	222	3.7	ANSI - EI	0.55	BLQ	BLQ	0	ATRÁS	CUADRATURA	30°	
LÍNEA S/T HUACHI-ATOCHA	577.0	221.0	3288	400/5	(69/√3)/ (115/√3)	308	3.85	IEC - VI	0.2	3000	37.5	25	ATRÁS	CUADRATURA	30°	
LÍNEA S/T MONTALVO-HUACHI	577	305	4384	400/5	(69/√3)/ (115/√3)	500	6.25	IEC - STI	0.8	4000	50	23	ATRÁS	CUADRATURA	30°	

Tabla 4.6 Ajustes de los relés de fase del circuito de la Bahía Montalvo

RELÉ DE NEUTRO (FALLA A TIERRA)	CORRIENTE			TRANSFOR. DE INSTRUMENTOS		AJUSTE DE LA UNIDAD TEMPORIZADA				AJUSTE DE LA UNIDAD INSTANTÁNEA			AJUSTE DE LA UNIDAD DIRECCIONAL			
	I <sub>NOMINAL</sub> [A]	I <sub>CARGA</sub> [A]	I <sub>CC MÁX.</sub> [A]	TC	TP	I <sub>PRIM.</sub> [A]	I <sub>SEC.</sub> [A]	CURVA	DIAL	I <sub>PRIM.</sub> [A]	I <sub>SEC.</sub> [A]	ALCANCE [%]	MODO OPERACIÓN	CONEXIÓN	ÁNGULO BÁSICO	
ELEMENTO PROTEGIDO																
LÍNEA DE S/T SAMANGA PILLARO	410	49	1622	150/5	(69/√3)/ (115/√3)	30	1.0	IEC - VI	0.05	1002	33.4	100	ADELANTE	CUADRATURA	30°	
LÍNEA S/T ATOCHA - SAMANGA	577	122	1917	300/5	(69/√3)/ (115/√3)	57	0.95	ANSI - EI	1.15	BLQ	BLQ	0	ATRÁS	CUADRATURA	30°	
LÍNEA S/T HUACHI-ATOCHA	577.0	221.0	2703	400/5	(69/√3)/ (115/√3)	112	1.25	IEC - VI	0.45	2200	27.5	51	ATRÁS	CUADRATURA	30°	
LÍNEA S/T MONTALVO-HUACHI	577	305	4074	400/5	(69/√3)/ (115/√3)	140	1.75	IEC - VI	0.55	3300	41.25	44	ATRÁS	CUADRATURA	30°	

Tabla 4.7 Ajustes de los relés de neutro del circuito de la Bahía Montalvo

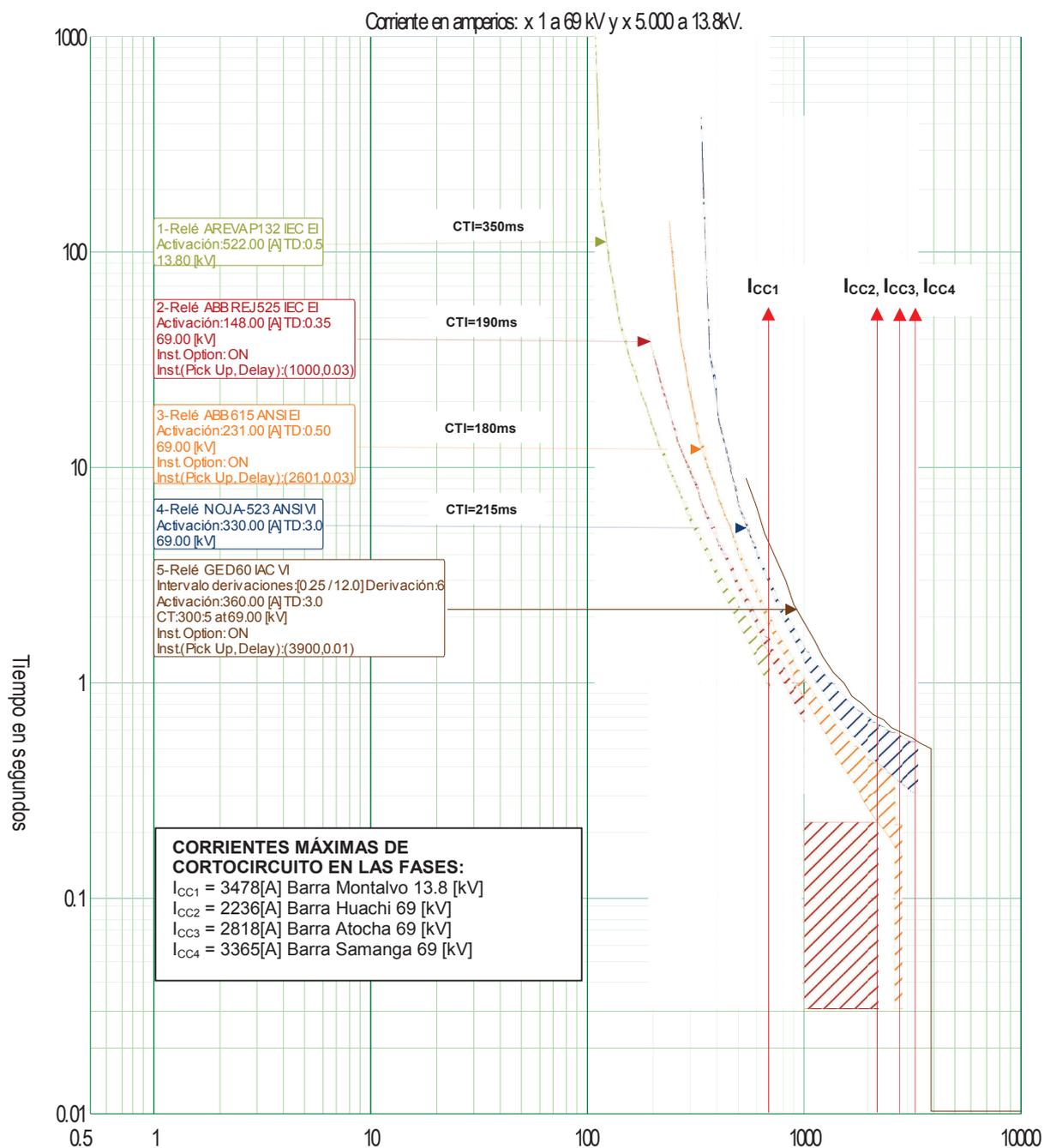


Figura 4.16 Curvas relés de fase del circuito-1 de la Bahía Ambato-1 para selectividad lógica

1. Relé del transformador de la S/E Montalvo
2. Relé Huachi-Montalvo
3. Relé Atocha-Huachi
4. Relé Samanga-Atocha
5. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

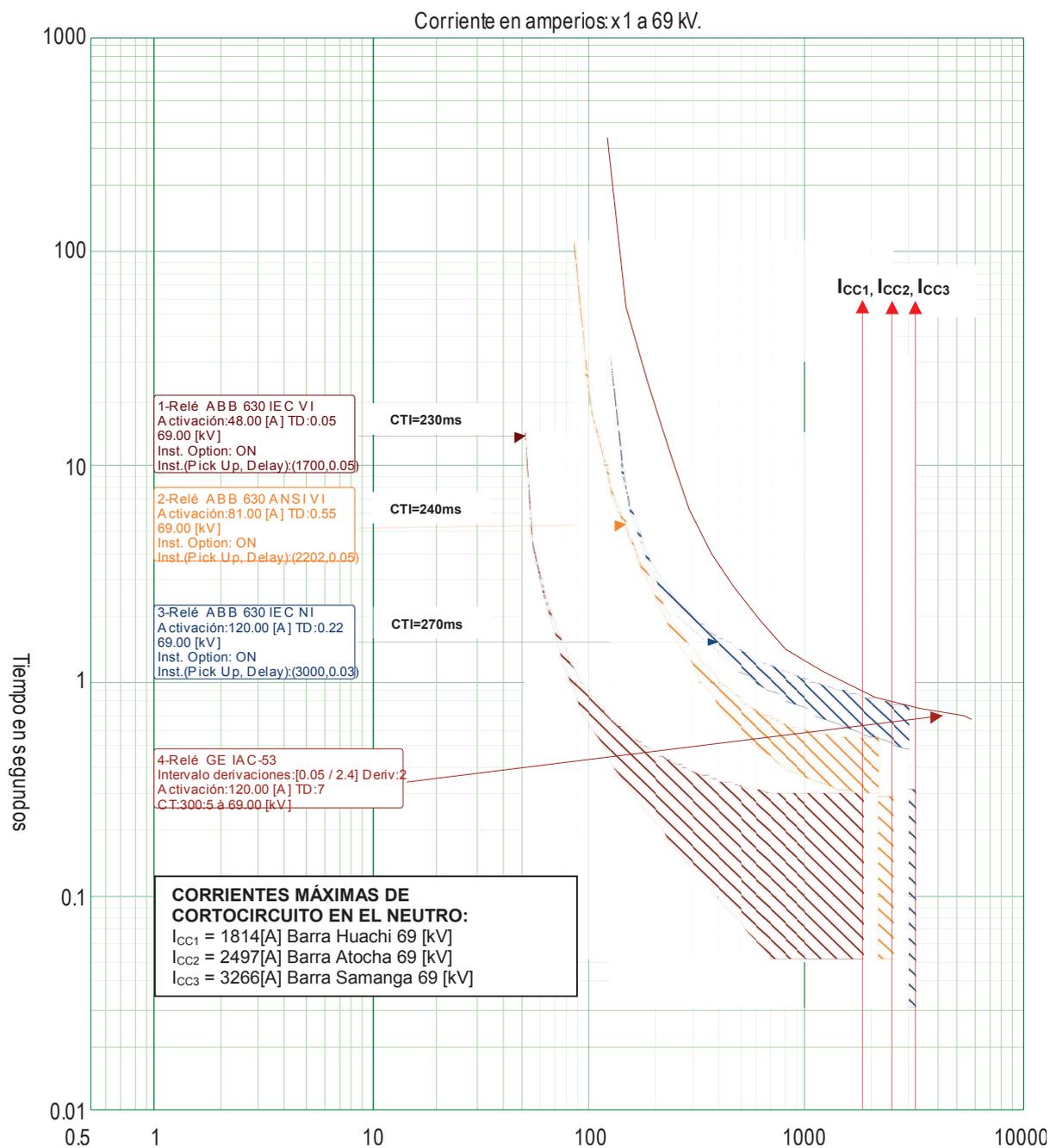


Figura 4.17 Curvas relés de neutro del circuito-1 de la Bahía Ambato-1 para selectividad lógica

1. Relé Huachi-Montalvo
2. Relé Atocha-Huachi
3. Relé Samanga-Atocha
4. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

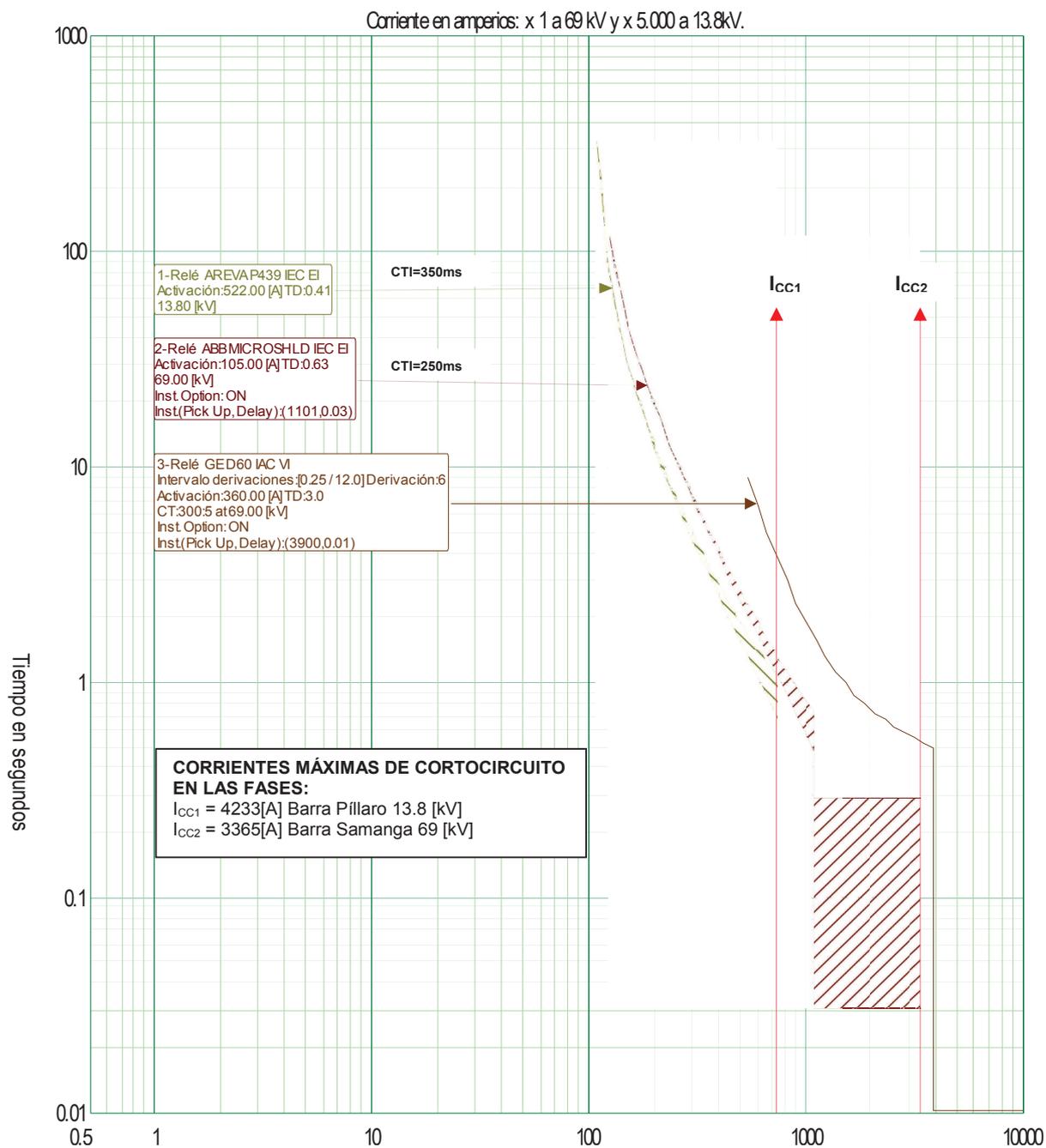


Figura 4.18 Curvas relés de fase del circuito-2 de la Bahía Ambato-1 para selectividad lógica

1. Relé de la S/E Píllaro
2. Relé Samanga-Píllaro
3. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

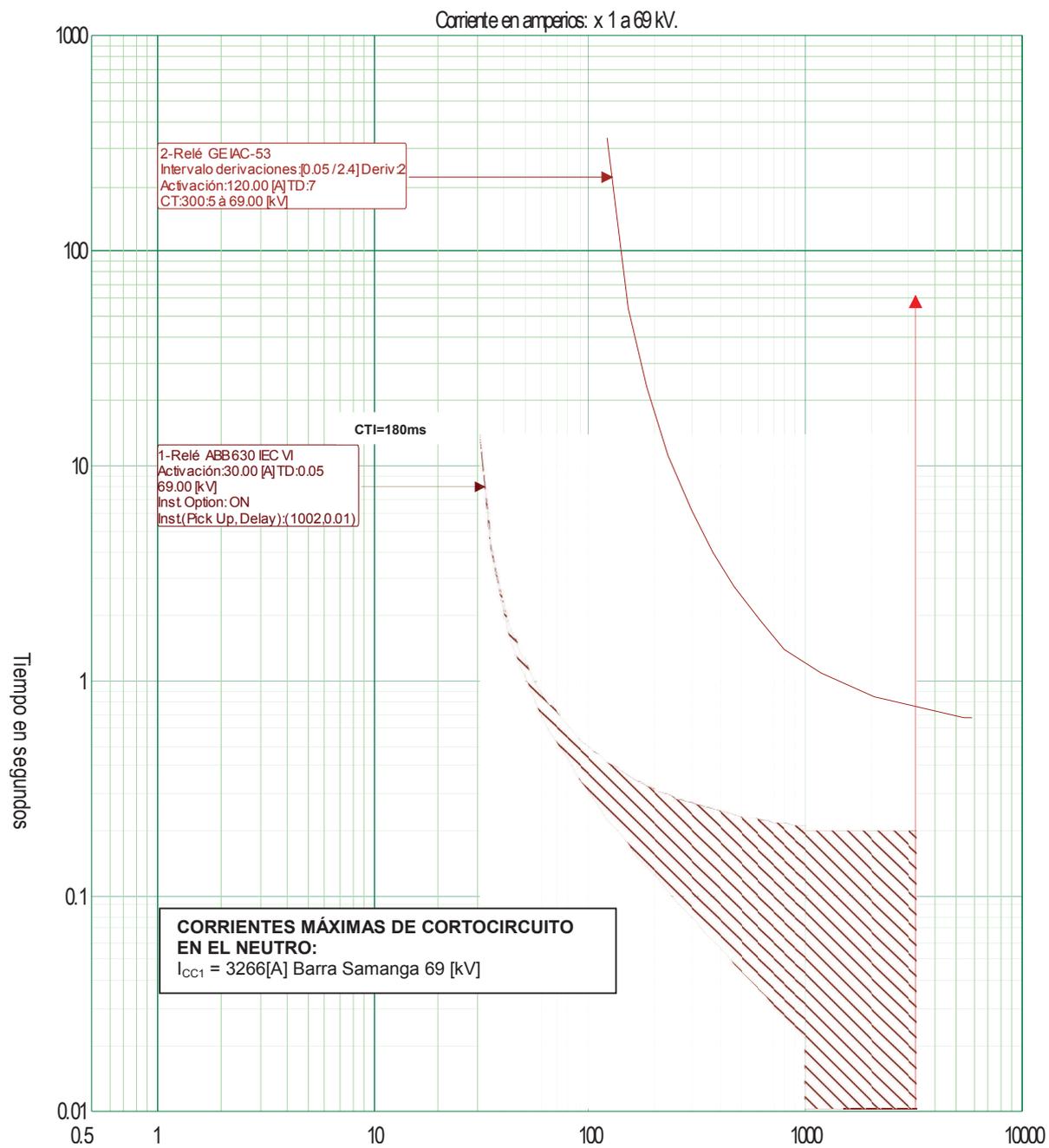


Figura 4.19 Curvas relés de neutro del circuito-2 de la Bahía Ambato-1 para selectividad lógica

1. Relé Samanga-Pillaro
2. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

$I_{CC1}$

CTI=250ms

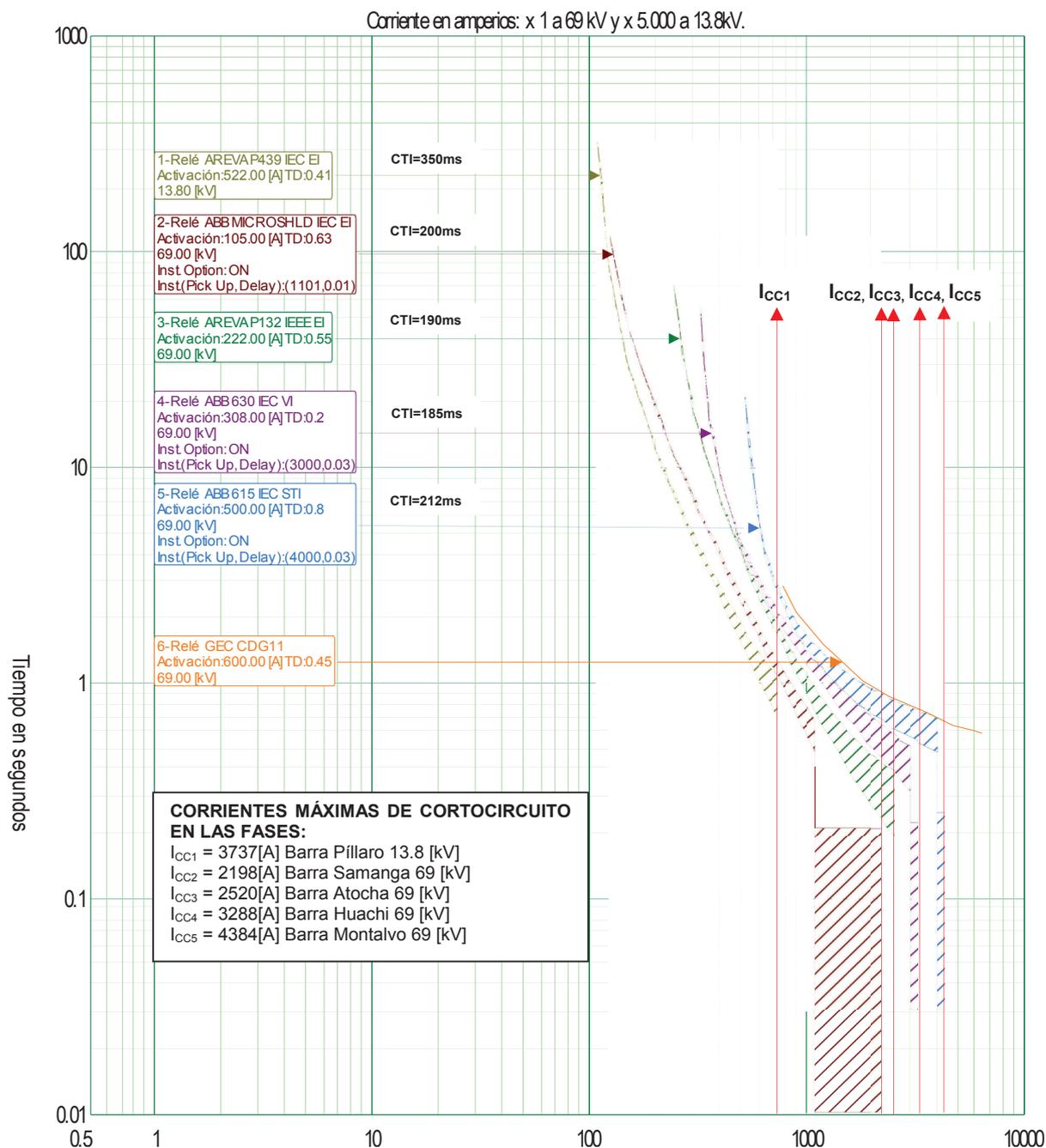


Figura 4.20 Curvas relés de fase del circuito de la Bahía Montalvo para selectividad lógica

1. Relé de la S/E Pillaro
2. Relé Samanga-Pillaro
3. Relé Atocha-Samanga
4. Relé Huachi-Atocha
5. Relé Montalvo-Huachi
6. Relé de Bahía Montalvo (Relé de TRANSELECTRIC)

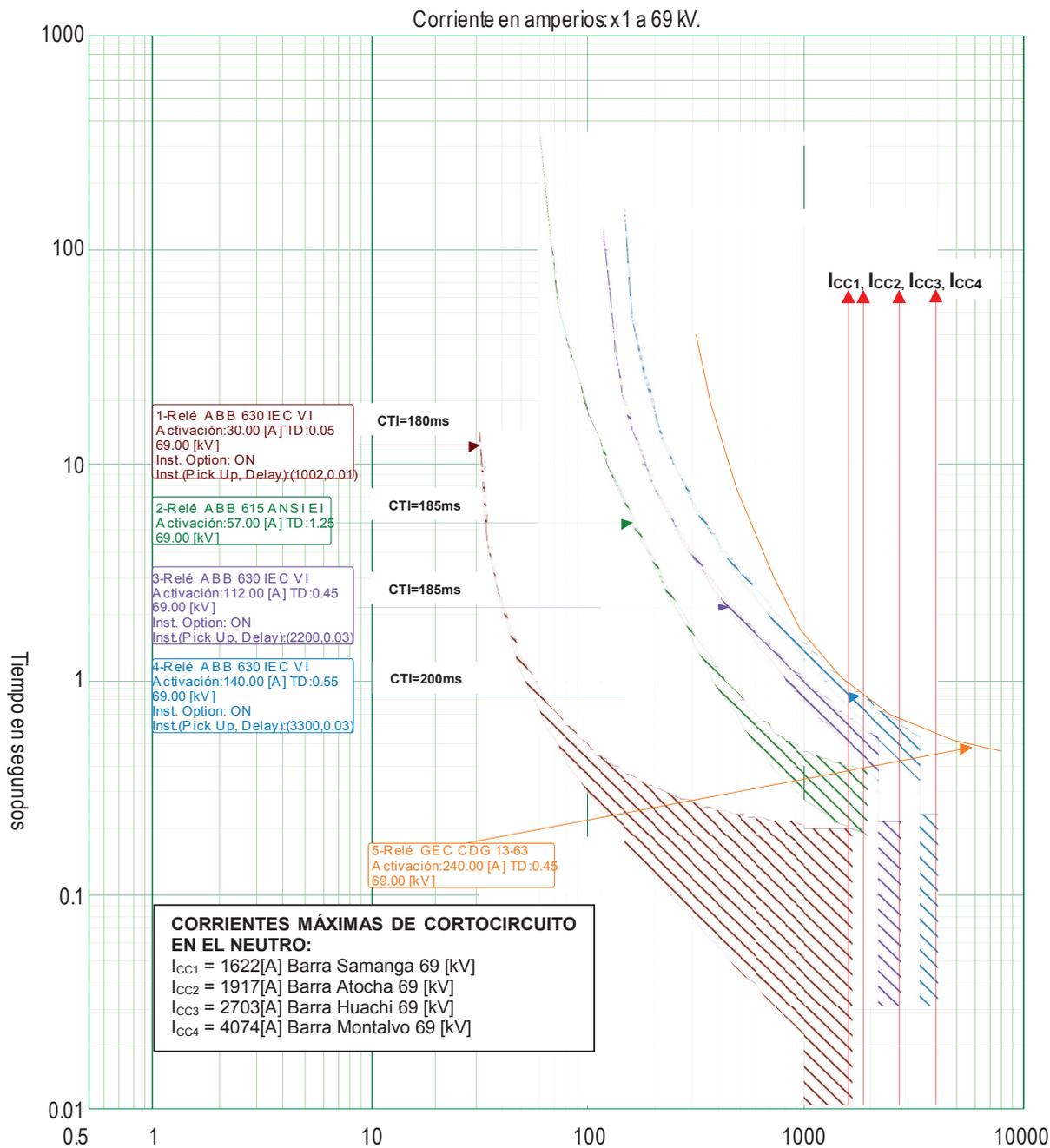


Figura 4.21 Curvas relés de neutro del circuito de la Bahía Montalvo para selectividad lógica

1. Relé Samanga-Pillaro
2. Relé Atocha-Samanga
3. Relé Huachi-Atocha
4. Relé Montalvo-Huachi
5. Relé de Bahía Montalvo (Relé de TRANSELECTRIC)

#### 4.3.1.1. Selectividad Lógica Aplicada a los Relés Digitales del Sistema de Subtransmisión de la EEASA

Se implementa la selectividad lógica en conjunto con la función de sobrecorriente direccional donde la aplicación de la selectividad lógica se basará en su principal concepto el cual define que:

Al producirse una falla en un circuito radial el equipo de protección más cercano emitirá la orden de apertura a su interruptor para despejar la falla y a la vez emitirá una señal de **espera lógica (bloqueo temporizado)** a los relés instalados aguas arriba, con esto se asegura que la falla sea despejada por la protección más cercana y que las protecciones instaladas aguas arriba operen como respaldo luego que la protección principal ha tenido el tiempo necesario para su despejar una falla y no lo ha realizado a causa un posible problema en el sistema de protección principal.

La aplicación de la selectividad lógica a los relés digitales será mediante envío de señales de bloqueo, y desbloqueo desde el relé más cercano a la falla (instalado inmediatamente arriba de la falla) a los relés instalados relé aguas arriba, esto se realiza mediante la creación de un diagrama de bloques de funciones de programación que permitan enviar señales, pero para esto es necesario conocer la operación de la función de sobrecorriente direccional de los relés digitales de fase y neutro con el propósito de que el diagrama de funciones de cada protección pueda realizar la transmisión de las señales durante el proceso de operación del relé más cercano a la falla.

En la figura siguiente se muestra el funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional mediante bloque de funciones del relé REF360. El funcionamiento de la protección de sobrecorriente direccional trifásica se puede describir mediante el uso de un diagrama de cada módulo.<sup>[18]</sup>

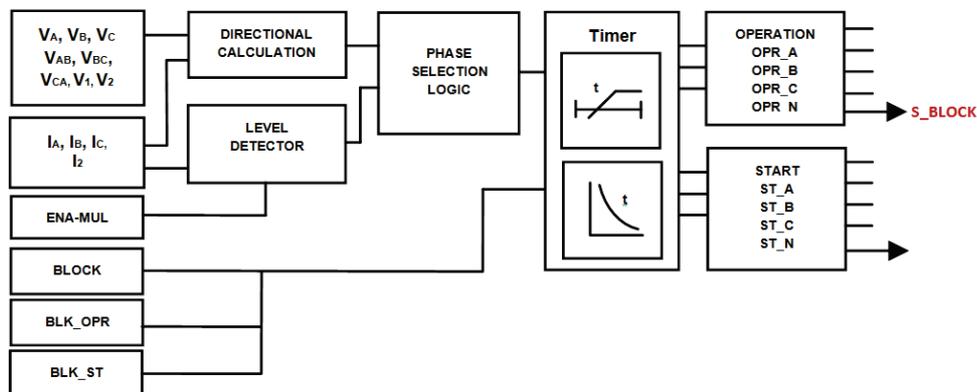


Figura 4.22 Principio de operación de la protección de sobrecorriente direccional

- **Detector de nivel:** Las corrientes de fase medidas se comparan con el valor de arranque ajustado, si el valor medido excede el valor de arranque ajustado, el detector de nivel informa de la superación del valor de la corriente al módulo de la lógica de selección de fase para que se active.
- **Direccionalidad:** compara la dirección de la corriente de falla con la dirección de ajuste establecida, si la dirección de la corriente de falla tiene la misma dirección de ajuste este módulo informa al módulo de la lógica de selección de fase para que se active.
- **Selección lógica de Fase:** Si se cumplen los criterios de falla en el detector de nivel y la direccionalidad, la lógica de selección de fase detecta la fase o fases o en el neutro en las que la corriente medida excede el ajuste. Si la información de fase coincide con el número de configuración de las fases de inicio, la lógica de selección de fase activa el módulo temporizador.
- **Temporizador:** Una vez activado el temporizador se activa la salida de arranque. Las salidas  $ST\_A$ ,  $ST\_B$ ,  $ST\_C$  y  $ST\_N$  se utilizan para indicar que inician la operación de la protección. Dependiendo del valor del ajuste del tipo de curva de funcionamiento, las características de tiempo están definidas como tiempo definido o tiempo inverso. Cuando la operación del temporizador ha alcanzado el valor del tiempo de operación en el modo de retardo del tiempo definido DT o el valor máximo definido por la curva de tiempo inverso,

la salida de operación se activa. Las salidas *OPR\_A*, *OPR\_B*, *OPR\_C* y *OPR\_N* se utilizan para indicar que la protección opera.<sup>[18]</sup>

Las señales de entrada de **corriente y voltaje** son obtenidas de los canales analógicos de entrada del relé las cuales se conectan a las entradas del bloque de función de corriente y voltaje de las funciones de protección, cabe diferenciar que las señales que recibirán las funciones de protección del relé de fase y neutro serán diferentes:

Las señales de alimentación a los relés de fase para obtener la conexión son:

- Fase A:  $I_a, V_{bc} + 30$
- Fase B:  $I_b, V_{ca} + 30$
- Fase C:  $I_c, V_{ab} + 30$

Las señales de alimentación a los relés de neutro residual para obtener la conexión son:  $3I_0$  y  $3V_0$ .

Las señales de entrada como *BLOCK*, *BLK\_OPR*, *BLK\_ST*, *ENA\_MULT* son entradas de tipo booleanas, estas entradas indican:<sup>[16]</sup>

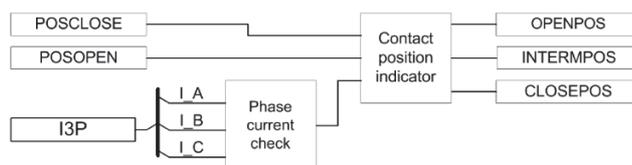
- *ENA\_MULT*: Activa la señal para el multiplicador de corriente.
- *BLOCK*: Señal de bloqueo para todas las salidas binarias.
- *BLK\_OPR*: Señal de bloqueo para operar salidas.
- *BLK\_ST*: Señal de bloqueo para las salidas de arranque.

Las señales de salida como: *START* y *OPERATION (TRIP)* son de tipo *booleanas* y se activan con un valor en alto.<sup>[18]</sup>

- *START*: Se activa cuando el relé ha detectado una falla para iniciar el proceso de operación de la protección.
- *OPERATION*: Se activa en el instante que el relé da la orden de apertura de al interruptor.

Mediante el bloque de función de control “SSCBR” del relé REF630 se podrá definir el estado del interruptor o disyuntor, esta función supervisa el estado del interruptor si está en posición de abierto o cerrado. Además este bloque de cumple otras

funciones como contador de operaciones, chequeo de alarmas, calcula la energía almacenada entre otras funciones, para este caso solo se utiliza los terminales del siguiente diagrama del bloque que posee la función “SSCBR” para determinar el estado del interruptor. [18]



4.23 Diagrama del bloque de función de control de estado del interruptor.

Las señales POSOPEN, POSCLOSE, OPENPOS, CLOSEPOS son tipo booleana, mientras que I3P son el grupo de señales de corrientes de entrada del relé. La descripción de las señales es: [16]

- POSOPEN: señal de posición abierta del Interruptor
- POSCLOSE: señal de posición cerrada del Interruptor
- OPENPOS: CB está en posición abierta
- CLOSEPOS: CB está en posición cerrada

Las funciones de protección, control y medición de los relés digitales están descritas en un lenguaje de diagramas de bloques de funciones empleando el software de configuración del relé. La configuración de todas las funciones está basada en la Norma **IEC 61131-3**, la cual define el lenguaje de programación el cual se basa en diagrama de bloque de funciones.

Mediante las funciones aplicadas al sistema eléctrico el relé operará para las condiciones requeridas en función de sus distintas aplicaciones, de acuerdo a esto el relé permite que los contactos de salida sean operados de acuerdo con el estado entradas lógicas y las salidas de las funciones de protección y control. Además el relé posee varias funciones de PLC las cuales permiten realizar diversas funciones de secuencias lógicas tales como enclavamientos y lógica de alarma.

Las funciones de PLC se programan utilizando las funciones estándares que posee el relé tales como funciones booleanas, temporizadores, contadores, comparadores, circuitos biestables, etc. configurados mediante diagrama de bloque de funciones.

#### **4.3.1.2. Criterio de Selectividad Lógica Aplicada a los Relés Digitales de los circuitos de las Bahías Ambato-1 y Montalvo**

La aplicación de la selectividad lógica se empleará en todos los relés del sistema de subtransmisión de la EEASA a 69[kV] y relés de sobrecorriente de los transformadores de potencia de las subestaciones, excluyendo a los relés de la bahía Montalvo y de la Bahía Ambato que son propiedad de TRANSELECTRIC y que además son electromecánicos.

Basándose en la teoría de selectividad lógica se explica el procedimiento del sistema de protecciones y cómo actuarán los relés en el caso de presentarse una falla en los circuitos radiales para cada caso de transferencia de carga. Pero antes de iniciar este procedimiento se describen los aspectos que se consideran para la selectividad lógica donde el tiempo de operación en que actuará una protección de respaldo será obtenida de:

El tiempo de espera lógica o retardo temporizado que tendrá cada una de las protecciones de respaldo será de 200ms, este tiempo resulta ser el intervalo de coordinación entre la protección principal y de respaldo, además en este intervalo se garantiza que la protección principal tendrá el tiempo necesario para despejar una falla en su zona.

En el intervalo de 200ms será suficiente para que la protección principal despeje la falla y emita la señal que la falla ha sido aislada, caso contrario operara la protección de respaldo si ésta sigue detectando que existe falla.

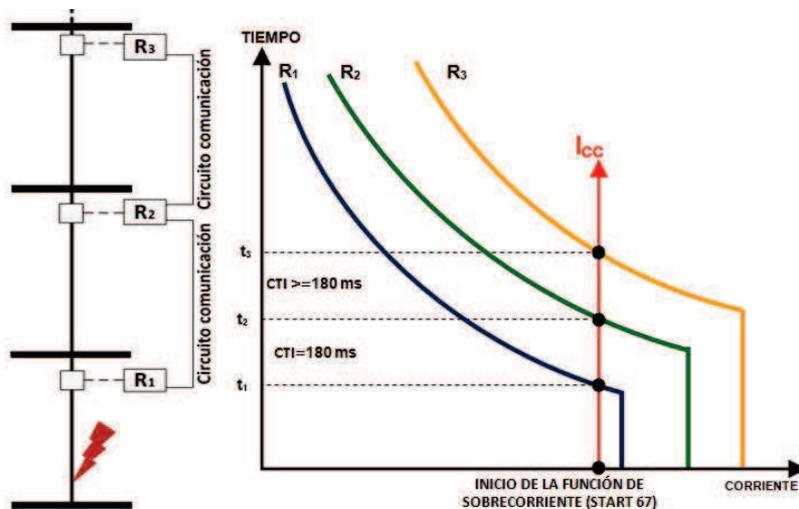


Figura 4.24 Curvas de los relés del sistema de subtransmisión de la EEASA

El proceso de operación del sistema de protecciones del sistema de subtransmisión apoyándose como ejemplo en la **Figura 4.24** será el siguiente:

Al presentarse una falla en el circuito radial todos los relés que censen que la corriente de falla ha superado su corriente de ajuste ( $I_{PICK-UP}$ ) iniciarán su operación mediante el inicio de su función de sobrecorriente direccional (**START**). Para el despeje de la falla el relé más cercano a la falla en este caso (**R<sub>1</sub>**) iniciará la operación de su función de protección y a la vez activará el diagrama de bloques de la función lógica que cumplirá con él envío de la señal de bloqueo al relé aguas arriba (**R<sub>2</sub>**) para que no opere con esto se logra que el R<sub>1</sub> tenga el CTI necesario para despejar una falla de su zona de protección principal para que el despeje de la falla satisfactorio por el R<sub>1</sub> y no opere de manera innecesaria el R<sub>2</sub>.

Una vez iniciado la función de la protección de sobrecorriente direccional y si el cortocircuito persiste la función de protección del R<sub>1</sub> seguirá su proceso de funcionamiento descrito en la **Figura 4.22** y en el punto de la curva de tiempo inverso donde el R<sub>1</sub> emite la señal de apertura del interruptor para despejar la falla también emitirá también una señal de espera lógica o bloqueo temporizado (**S\_BLOCK**) para que opere el R<sub>2</sub>.

Ya que el  $R_2$  como protección de respaldo deberá operar solo cuando tenga la seguridad de que el  $R_1$  no ha despejado la falla, caso contrario si la falla ha sido despejada por el  $R_1$  no deberá operar el  $R_2$  como respaldo, para que se cumpla esto el  $R_1$  deberá emitir otra señal ( $S\_RESET$ ) la cual indique que la falla ha sido o no aislada por el sistema de protecciones del  $R_1$ . Ya que el  $R_2$  también es capaz de detectar si la falla ha sido despejada por su propia función de protección mediante el valor de estado de la salida START.

El valor del estado binario 1 de la salida START de la función de protección indica que el relé está censando una falla, mientras que el valor 0 indica que ya no existe falla, pero el tiempo que un relé digital ABB tarda en reponerse de una falla es de 35ms. De todo esto resulta que el valor de la temporización que tendrá el relé  $R_1$  será de **200ms**.

En este caso la señal  $S\_RESET$  se obtendrá mediante una función de control que posee el relé y se emplea para indicar el estado de los dispositivos de conmutación como los interruptores automáticos, esta función servirá como indicador si la falla ha sido aislada por el interruptor del  $R_1$ .

Una vez enviada la  $S\_BLOCK$  desde el  $R_1$  al  $R_2$  y si la falla fue despejada correctamente por el  $R_1$  este mismo relé emitirá la  $S\_RESET$  al  $R_2$  para que no opere, es decir que el  $R_2$  ha recibido la señal  $S\_RESET$  enviada por él  $R_1$ . Por el contrario si la falla no ha sido despejada por el  $R_1$  entonces el  $R_2$  operará mediante un disparo instantáneo después de un tiempo de 200ms el cual considera el tiempo de coordinación más el tiempo que de reposición del relé o tiempo de retardo de la señal.

Ya que el esquema de protección es implementado en un sistema radial, los relés que actúen como protección principal serán capaces de enviar las señales de bloqueo y desbloqueo y mientras que operando como respaldo ser capaces de enviar y recibir las mismas señales. Siguiendo el procedimiento anterior si ha existido un fallo en el sistema de protección del  $R_1$  operará el  $R_2$  luego de 200ms

instantáneamente y al mismo instante que  $R_2$  envía la señal de apertura a su interruptor también emitirá la señal  $S\_BLOCK$  al  $R_3$  para que opere luego de 200ms si también fuera el caso que existiera un fallo en el sistema de protección del  $R_2$ , caso contrario  $R_3$  no operara, es decir que el  $R_2$  envió la señal que su interruptor está abierto a  $R_3$  o también el  $R_3$  detectará que ya no existe la falla, este proceso se cumplirá con todos los relés que están aguas arriba de la falla.

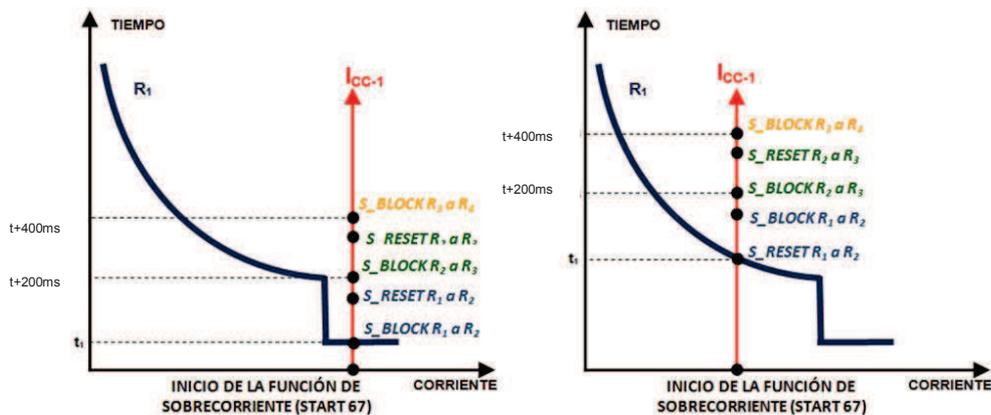


Figura 4.25 Coordinación de relés con selectividad lógica para diferentes niveles de  $I_{cc}$

Del método planteado da como resultado que la operación de los relés  $R_2$  y  $R_3, \dots R_n$  será como relés con curvas de tiempo definido con intervalos de coordinación de 200ms incluyendo el tiempo que tarda la señal o el tiempo de reposición del relé, pero con la ventaja que esto será para todos los niveles de cortocircuito que tendrá un relé en su zona de protección como se muestra en la figura 4.24.

Es decir que para todos los niveles de cortocircuito que tenga un relé, su protección de respaldo operará después de 200ms para todos los niveles de cortocircuito que tenga el relé principal en su zona de protección, esto se cumplirá para todas las protecciones que cumplan la función de respaldo mediante la implementación de la selectividad lógica.

Por lo tanto el sistema de comunicaciones de la EEASA para que se cumpla con el requerimiento en este sistema de protecciones deberá asegurar que el tiempo que se demora una señal desde que es enviada hasta que es receptada sea menor a 50ms,

en sistemas de comunicaciones implementadas en sistemas de protecciones se tiene que para señales enviadas mediante hilo piloto entre relés el tiempo está entre 10ms y 30ms, mediante sistemas de comunicaciones este tiempo puede ser menor por lo que se prevé que es posible obtener un tiempo menor a 30ms como tiempo de demora de una señal en el sistema de comunicaciones de la EEASA.

#### 4.3.1.3. Implementación de la selectividad lógica en diagrama de bloque de funciones

Basándose en las referencias técnicas de los relés digitales ABB las cuales muestran que se puede usar las señales de datos de las distintas funciones de protección y control, sobre el criterio descrito se realiza un diagrama de bloques de funciones en el administrador de configuración de herramientas del relé digital ABB que cumpla con los requerimientos planteados para el procediendo de despeje de una falla, todas las funciones que se han utilizado para la creación de diagrama de bloques ha sido tomada de la referencia técnica de los relés digitales ABB.

En los diagramas de bloque las funciones de sobrecorriente direccional y función de control de apertura del interruptor que se muestran son representaciones de todas de las funciones que se deben armar en los administradores de proyectos de cada relé *PCM600* y el *CAP505* para el relé ABB REF-630 y REF-541 respectivamente. Los diagramas están realizados para el ABB REF-630.

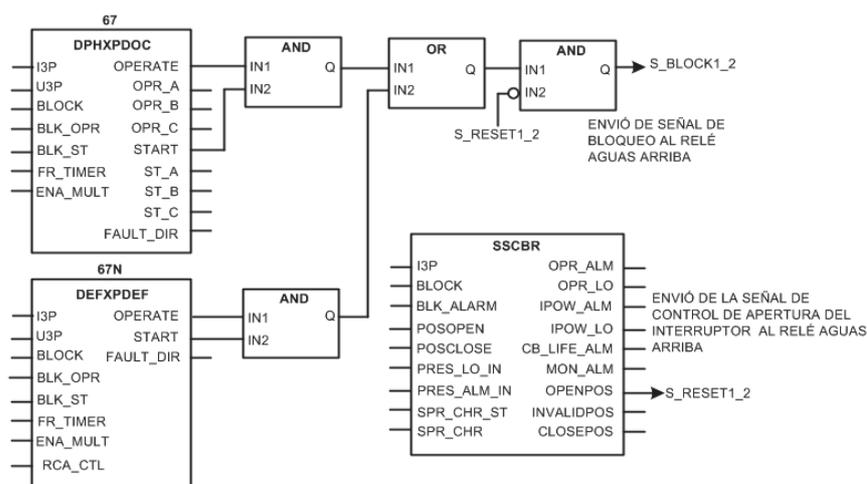


Figura 4.26 Diagrama de bloques para envío de la señal de bloqueo

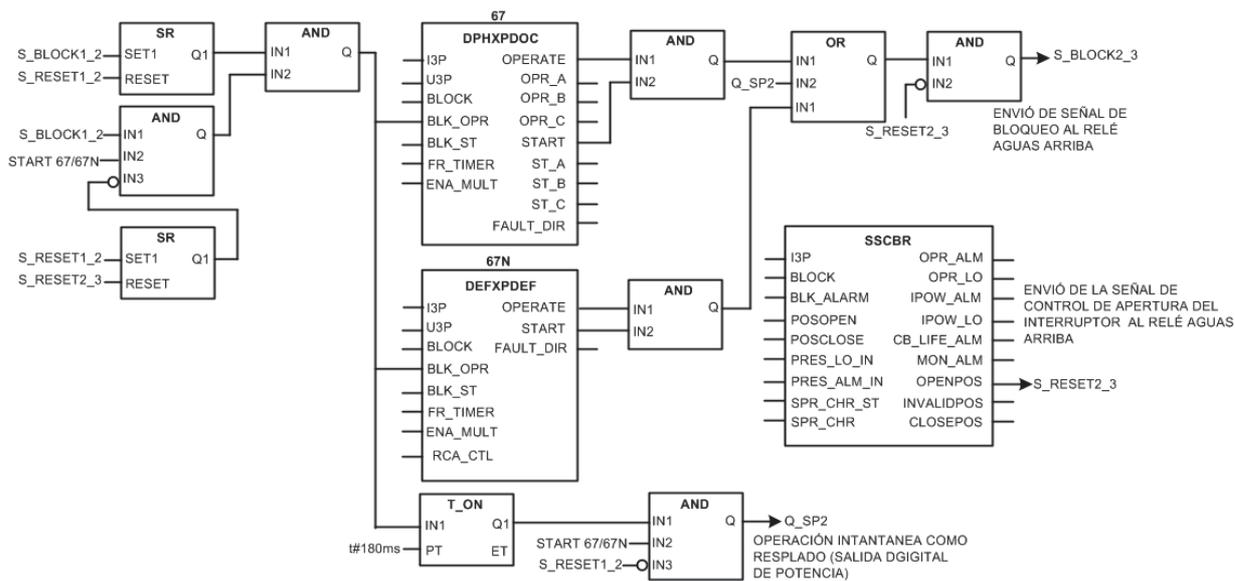


Figura 4.27 Diagrama de bloques para envío y recepción de la señal de bloqueo

Los diagramas de funciones mostrados solo son una representación de cómo debe realizarse la interconexión entre funciones, además se deberá tomar la función según corresponda al relé digital ABB REF-541o el REF-630 para la programación de cada relé ya que las funciones poseen diferente nomenclatura.

Ya que se definió que en el caso de operación de la protección de respaldo esta será instantánea, mediante un salida digital del relé la cual dará la orden de apertura del interruptor para despejar la falla, para esto también se especifica los tipos de salidas digitales que poseen los relés ABB las cuales están divididas en tres categorías las cuales son <sup>[15]</sup>:

- Salidas de potencia de alta velocidad: designadas para realizar el disparo y control de interruptores automáticos mediante contactos bipolares.
- Salidas de potencia: designadas para realizar el control del interruptor automático mediante contactos monopolares o bipolares.
- Salidas de señales: Mediante contactos NO y NO/NC.

Entonces se utilizará una señal de digital de potencia de alta velocidad para que se produzca el despeje de la falla con la apertura del interruptor del relé de respaldo.

#### 4.3.1.4. Sistema de Comunicaciones para la aplicación de la Selectividad Lógica

La EEASA requiere que el protocolo de comunicación para la transmisión de señales de la selectividad lógica sea un protocolo abierto en los distintos niveles del sistema de automatización de una subestación para llevar a cabo los procesos de protección, control y medida permitiendo la interoperabilidad entre los equipos del sistema eléctrico incluso cuando sean de diferentes fabricantes.

Los relés digitales ABB series REF proporcionan varios los protocolos de comunicación serie entre estos el DNP3 el cual servirá para especificar las características para realizar las comunicaciones entre equipos. El protocolo de comunicaciones que se utiliza para la implementación de la selectividad lógica es el DNP3, este protocolo se usa en todos niveles de comunicación.

Mediante las funciones de comunicación que poseen los relés digitales ABB es posible crear eventos especiales los cuales permiten en este caso realizar el envío de las señales del sistema de protección de sobrecorriente con la aplicación de la selectividad lógica, mediante estas funciones se enviará las señales lógicas desde el relé que actúa como protección principal al relé de respaldo mediante fibra óptica con una dirección específica. Estas funciones de comunicación al igual que el diagrama de bloque de funciones de la selectividad lógica se implementan en los relés mediante la aplicación de configuración de herramientas como esto realizándose en los administradores de proyectos *PCM600* y el *CAP505*.

Para la configuración de las señales del sistema de protecciones en los relés se utiliza el administrador de herramientas de comunicación, pero para esto previamente se selecciona mediante el parámetro de ajuste de protocolos que se habilita el protocolo DNP3 para los conectores por donde se envía las señales lógicas del sistema de protección.

#### 4.3.1.5. Protocolos para el sistema de comunicaciones

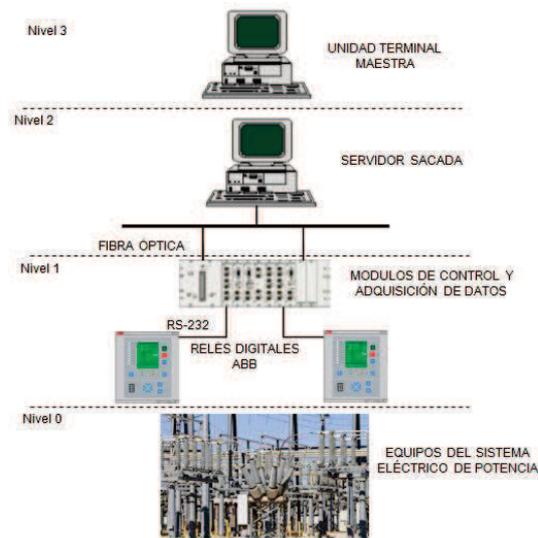
Basados en la arquitectura estándar de modelo OSI se describe los niveles de comunicación del protocolo de comunicación DNP3 para los relés digitales y componentes del sistema SCADA. Aquí se especifica el protocolo de comunicación entre los niveles del sistema de automatización de una subestación para la aplicación de la selectividad lógica.

En el nivel 1 en donde se encuentra los relés digitales, registradores, etc. también se encuentran las Unidades Terminales Remotas (**RTU**) las cuales cumplen funciones de control y comunicación, estos equipos permiten la comunicación entre los relés digitales y los niveles superiores. El protocolo de comunicación que se utilizará en este nivel es mediante el canal RS232 y RJ45 con el protocolo DNP3, en donde los relés digitales en su panel posterior poseen un conector X3.2 con el interfaz RS232 para el REF-541 y el conector X1 con el interfaz RJ45 para el REF-630 que permitirá la comunicación con el nivel superior.

En el nivel 2 donde las señales son enviadas desde las unidades terminales remotas hasta el Sistema SCADA el medio de transmisión que se utiliza es la Fibra Óptica mediante el protocolo DNP3 (en los niveles de enlace, aplicación y transporte).

En el nivel 3 el medio de comunicación que se utilizará será la fibra óptica cumpliendo con los requerimientos del protocolo DNP3.

Como se explicó anteriormente que la EEASA está en un proceso de Automatización de sus subestaciones, para que el sistema de comunicaciones sea más eficiente y rápido la EEASA está en proceso de estudio de equipos comunicación que presenten mayor funcionalidad a los equipos existentes.



4.28 Sistema de Automatización de la EEASA

Entre uno de estos equipos están las Unidades terminales remotas (RTU), equipo que será sustituido por un Módulos de Control y Adquisición de Datos, ya que este nuevo equipo será a quien se envíe las señales del sistema protección lógica desde los relés digitales se describe los requerimientos necesarios que deberán tener los “Módulos de Control y Adquisición de Datos” para que sea posible la implementación del esquema de protecciones diseñado. La función principal que cumplirá este equipo es la conversión analógica /digital de las señales de comunicación obtenidas de los IED’s para hacia los niveles superiores.

En este trabajo no se define directamente las características completas del equipo requerido ya que también deben cumplir con otras funciones de comunicación y control que el sistema de comunicaciones de la EEASA requiere. Por esto solo se detalla las características necesarias para implementar el sistema de protección sin especificar el modelo ni el fabricante del equipo requerido.

#### 4.3.1.6. Características del Módulo de Control y Adquisición de Datos para la implantación del Sistema de Protecciones Diseñado.

- Tener una CPU de uso industrial para almacenamiento en memoria RAM, memoria no volátil para el soporte del sistema operativo.

- Puertos para canales serie RS232 y RS485 y RJ45 para la comunicación con los IED's.
- Puertos para canales en fibra óptica para la comunicación con los elementos de los niveles superiores.
- Compatibilidad con el protocolo DNP 3.0
- Entradas y salidas digitales.

#### **4.3.1.7. Análisis del Sistema de Protecciones Diseñado**

De los resultados obtenidos del ajuste y coordinación de protecciones de los relés del sistema de subtransmisión de la EEASA mediante la función de sobrecorriente direccional se prevé que los relés operarán correctamente cuando se transfiera la carga a la subestación Ambato o a la Totoras.

El esquema de protección diseñado cumple con los requerimientos de un sistema de protecciones basados en normas y criterios de ajuste y coordinación de protecciones de sobrecorriente direccional, específicamente con el estándar "*IEEE Std. 242-2001*", en base a esto y con las características de los equipos de protección del sistema de subtransmisión de la EEASA se obtuvo generalmente intervalos coordinación de 185ms entre curvas para las máximas corrientes de cortocircuitos, este tiempo será suficiente para producir el despeje de una falla por la protección principal caso contrario operará la protección de respaldo.

Con los ajustes de la unidad direccional de los relés de los circuitos de las bahías Ambato-1 o Montalvo operarán según la dirección definida hacia adelante y hacia atrás respectivamente, dichos circuitos planteados como radiales operarán independientemente. Por lo tanto, con los ajustes obtenidos de los relés de sobrecorriente de la EEASA se cumplió con el objetivo planteado de no superar los ajustes de las curvas de los relés de TRANSELECTRIC.

La implementación de la selectividad lógica trabajará conjuntamente con la función de sobrecorriente direccional, la selectividad lógica ha sido realizado mediante funciones lógicas estándares y funciones de control, donde el esquema de protección

diseñado permite que la protección principal opere según la curva característica de tiempo-corriente y mientras que las protecciones de respaldo deberán operar luego de una temporización o *espera lógica* definida en la selectividad lógica según el procedimiento planteado en este trabajo, esta temporización se ha establecido en 200ms comprobando con este tiempo que no se superan los ajustes de los relés de TRANSELECTRIC en todos los casos de operación.

El sistema de comunicaciones de la EEASA deberá cumplir con los requerimientos del protocolo de comunicación DNP3 de tal manera que permita la interoperabilidad entre los equipos para que el sistema de protecciones con relés digitales pueda efectuarse mediante funciones de sobrecorriente direccional, funciones lógicas de control y comunicaciones.

En las siguientes figuras se muestra la comparación entre la operación de los relés solo con la función de sobrecorriente y la operación de los relés con la función de sobrecorriente y selectividad lógica, las curvas de los relés mostrados pertenecen al circuito de la bahía Ambtato-1 donde se realizó una falla trifásica en la barra de 13.8 [kV] de Montalvo. Mediante la operación de funciones lógicas y la función de sobrecorriente se logra reducir el tiempo de operación de las protecciones de respaldo en el sistema radial, logrando con esto evitar esfuerzos prolongados de los elementos del sistema eléctrico.

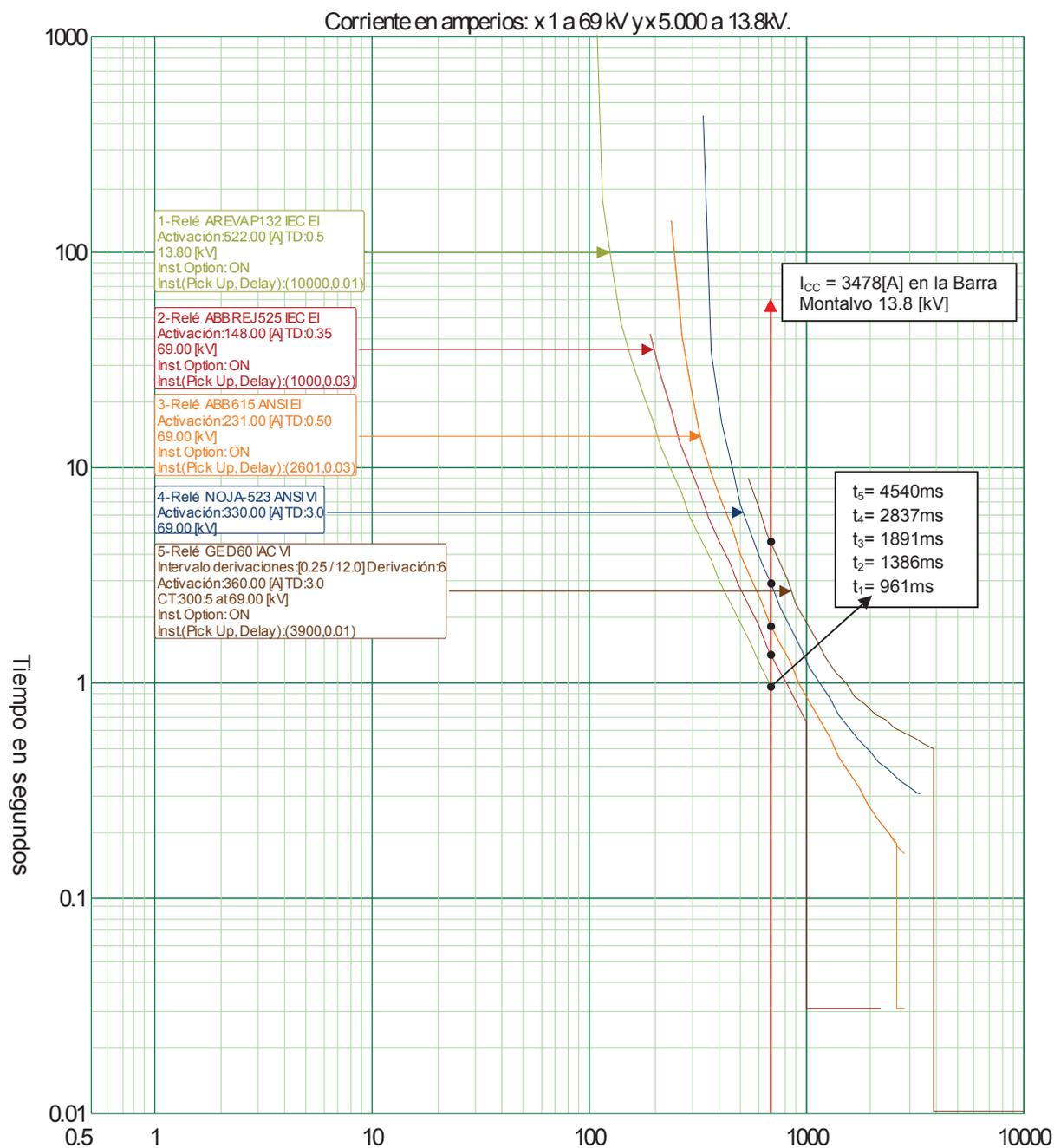


Figura 4.29 Operación de los relés solo con la función de sobrecorriente

1. Relé del transformador de la S/E Montalvo
2. Relé Huachi-Montalvo
3. Relé Atocha-Huachi
4. Relé Samanga-Atocha
5. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

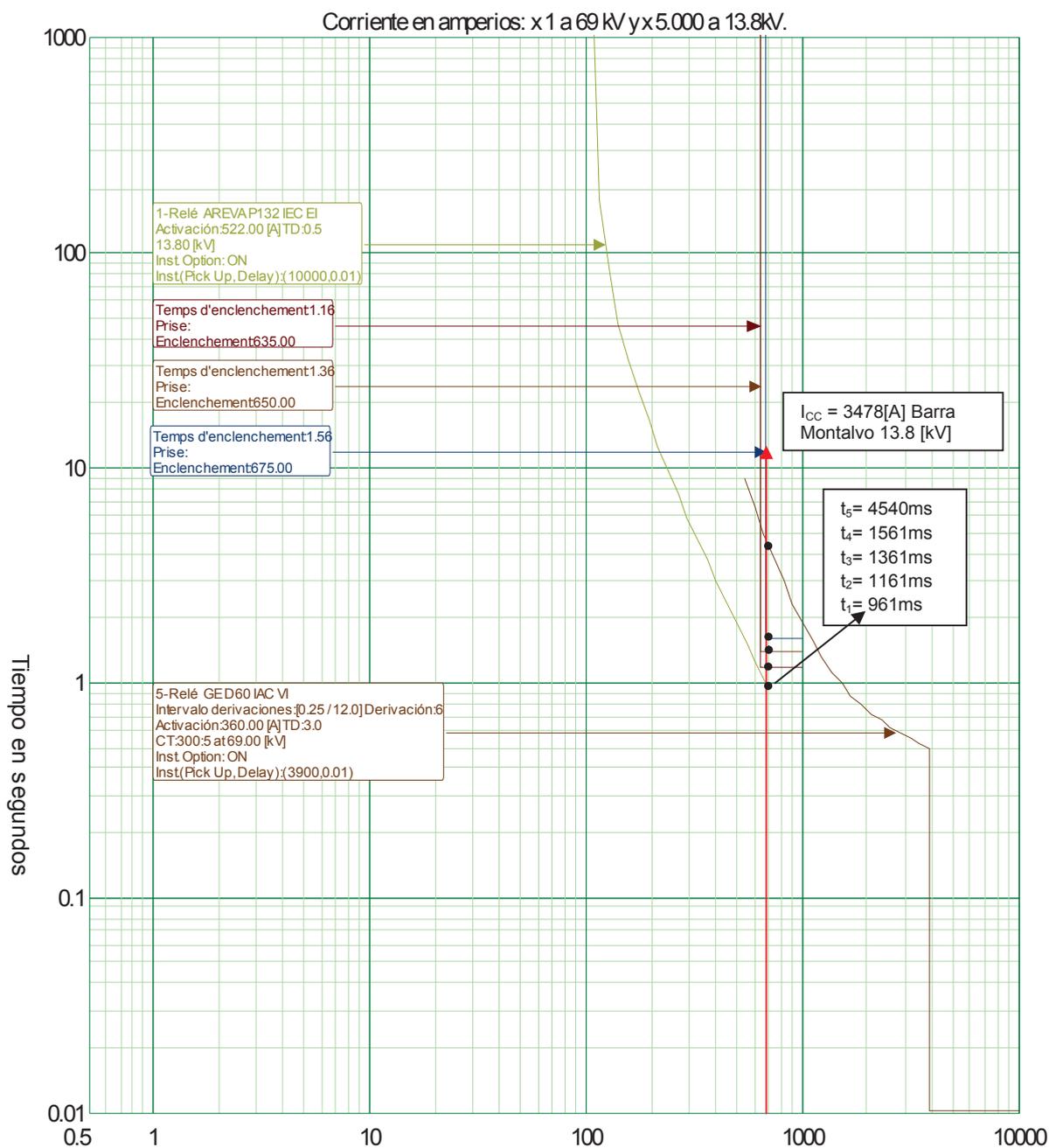


Figura 4.30 Operación de los relés con la función de sobrecorriente y funciones lógicas

1. Relé del transformador de la S/E Montalvo
2. Relé Huachi-Montalvo
3. Relé Atocha-Huachi
4. Relé Samanga-Atocha
5. Relé de Bahía Ambato-1 (Relé de TRANSELECTRIC)

## CAPÍTULO 5

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.1. CONCLUSIONES

Con la operación de las funciones de protección de sobrecorriente direccional en conjunto con la selectividad lógica se ha determinado que no es necesario subir los ajustes de los relés de TRANSELECTRIC.

Mediante el empleo de la característica direccional y con los ajustes realizados a las funciones de sobrecorriente se garantiza la operación correcta de los relés del sistema de subtransmisión en los casos de transferencia de carga entre las subestaciones Ambato y Totoras.

En este trabajo se realizó la aplicación de la selectividad lógica como una propuesta que trabaja en conjunto con la protección de sobrecorriente para tener la correcta operación de los relés con los intervalos de coordinación adecuados entre las protecciones principales y de respaldo.

En el sistema de protección diseñado la selectividad lógica permite reducir el tiempo de operación de las protecciones de respaldo en caso de un fallo en el sistema de la protección principal evitando con esto tener esfuerzos eléctricos, mecánicos y térmicos prolongados sobre los componentes del sistema eléctrico.

Para realizar transferencia de carga a las subestaciones Ambato o Totoras se lo realizará según lo detallado en la tabla del ANEXO 3, con el cumplimiento de esto se garantiza de no sobrepasar la capacidad nominal de los transformadores de potencia de TRANSELECTRIC ni los ajustes de los Taps de los relés de las bahías de estas subestaciones.

Una de las complicaciones que se tendrá si el sistema de subtransmisión de la EEASA es mallado es que las corrientes de cortocircuito son muy elevadas

comparadas con las obtenidas en operación radial, al ocurrir esto la coordinación con relés de sobrecorriente direccional en operación mallado se volverá muy complicada ya se tendría intervalos de tiempos de coordinación muy cortos lo que no garantizaría la operación correcta de las protecciones principales y las de respaldo, por lo que en este caso se deberá aplicar otro estema de protección.

## 5.2. RECOMENDACIONES

Ya que los relés digitales son capaces de almacenar datos donde se muestran los registros de eventos generados por el relé, se debe utilizar esta información para analizar la frecuencia, tipo y ubicación de fallas que detecta un relé digital siendo esto datos importantes para el mejoramiento del esquema de protecciones de un sistema eléctrico.

Realizar una revisión periódica del sistema de protección, con el objetivo de evitar cualquier imprevisto causados por diferentes causas como cambios en la generación o cambios en la configuración de la redes eléctricas.

Cuando se realice la energización de los transformadores de potencia de las Subestaciones de la EEASA se recomienda utilizar un filtro digital de segunda armónica, la cual detectará la corriente de Inrush y no operará la protección en la energización, mediante la habilitación de la función **INRPHAR** de los relés REF 630 se puede determinar la segunda armónica y bloquear la operación de relé cuando el transformador sea energizado.

Cuando se realice el diagrama de bloques para aplicación de envío y recepción de señales del sistema de protección diseñado se deberá dar alta prioridad a las señales en los bloques de funciones con el propósito de no incrementar el tiempo de envío de las señales.

En el “Plan Maestro de Electrificación 2012-2021” han definido que la S/E Ambato requiere ampliar la capacidad de su transformador actual de 138/69kV-33/43MVA por uno de 138/69 kV-45/60/75 MVA de capacidad, según los valores obtenidos en flujos

de potencia en este trabajo cuando se transfiere toda la carga a la S/E Ambato la potencia en demanda máxima que requieren las bahías Ambato-1, Ambato-2 y Latacunga es de 82 MVA, por lo que el nuevo transformador debe ser de 138/69kV-100MVA con esto se garantiza el abastecimiento de la demanda de la zona del centro del país en el mediano y largo plazo, además en un caso de contingencia en la S/E Totoras este nuevo transformador podrá tomar la carga de las bahías Montalvo y Ambato sin ningún problema.

Se recomienda a la EEASA instalar compensación reactiva en la barra de 13.8KV en la subestación Pelileo con el fin de mejorar el perfil del voltaje y el factor de potencia en esta barra y en los circuitos de 13.8kV de esta subestación, en la simulación de flujos de potencia se ha estimado que requiere instalar 1500KVAR para obtener 1.0 p.u. en su punto de instalación.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICA

### LIBROS

- [1] HEWITSON Les, Practical Power System Protections for Engineers and Technician, Revision 6, IDC Technologies.
- [2] Stevenson John, Stevenson William, Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, Primera Edición, McGRAW-HILL -1998.
- [3] POTOSI Rodrigo, Estudio de Coordinación de Protecciones Eléctricas para las Plataformas Tivacuno empleando Relés Digitales “GE MULTILIN-UR”, Proyecto de Titulación, E.P.N., Quito 2008.
- [4] ALSTOM, Network Protection & Automation Guide, Edition may 2011, ALSTOM GRID, [www.alstom.com/grid/sas](http://www.alstom.com/grid/sas).
- [5] RAMÍREZ Samuel, Protección de Sistemas Eléctricos, Primera Edición, Universidad Nacional de Colombia Manizales, Manizales 2010.
- [6] RAMÍREZ Margil, Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de la Universidad Autónoma de Nuevo León, México, julio 2005.
- [7] TAPIA LUIS, Ing. MSC. Operación de Subestaciones, Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, Quito 2005.

### NORMAS

- [8] IEEE Std. 242-2001, “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems”
- [9] IEEE Std. C37.230™ 2007, “IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines”

## ARTÍCULOS Y DOCUMENTOS

[10] CORPORACIÓN CENACE, Curso de Posgrado Modulo VI “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia y Automatismos”, Fundación Universidad Nacional de San Juan Instituto De Energía Eléctrica, Quito, julio 2001.

[11] RENZO Amador, Protecciones Eléctricas, Colombia, Agosto 2007.

[12] SAUTRIAU François, Cuaderno Técnico N°002 Protección de Redes por el Sistema de Selectividad Lógica, Schneider Electric, versión español marzo 2000.

[13] Fonseca Antonio, Protecciones Eléctricas, Departamento de Energía Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, Quito 2007.

[14] COES SINAC, Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN, Marzo 2008.

[15] DURAND Doug, PIENIAZEK Dominik, Overcurrent Protection & Coordination for Industrial Applications, Industry Applications Society Annual Meeting - Houston TX, October 3-7 2010.

[16] METZ-NOBLAT Benoît, DUMAS Frédéric, THOMASSET Georges, Cuaderno Técnico N°158, Cálculo de Corrientes de Cortocircuito, Schneider Electric España, versión español septiembre 2000.

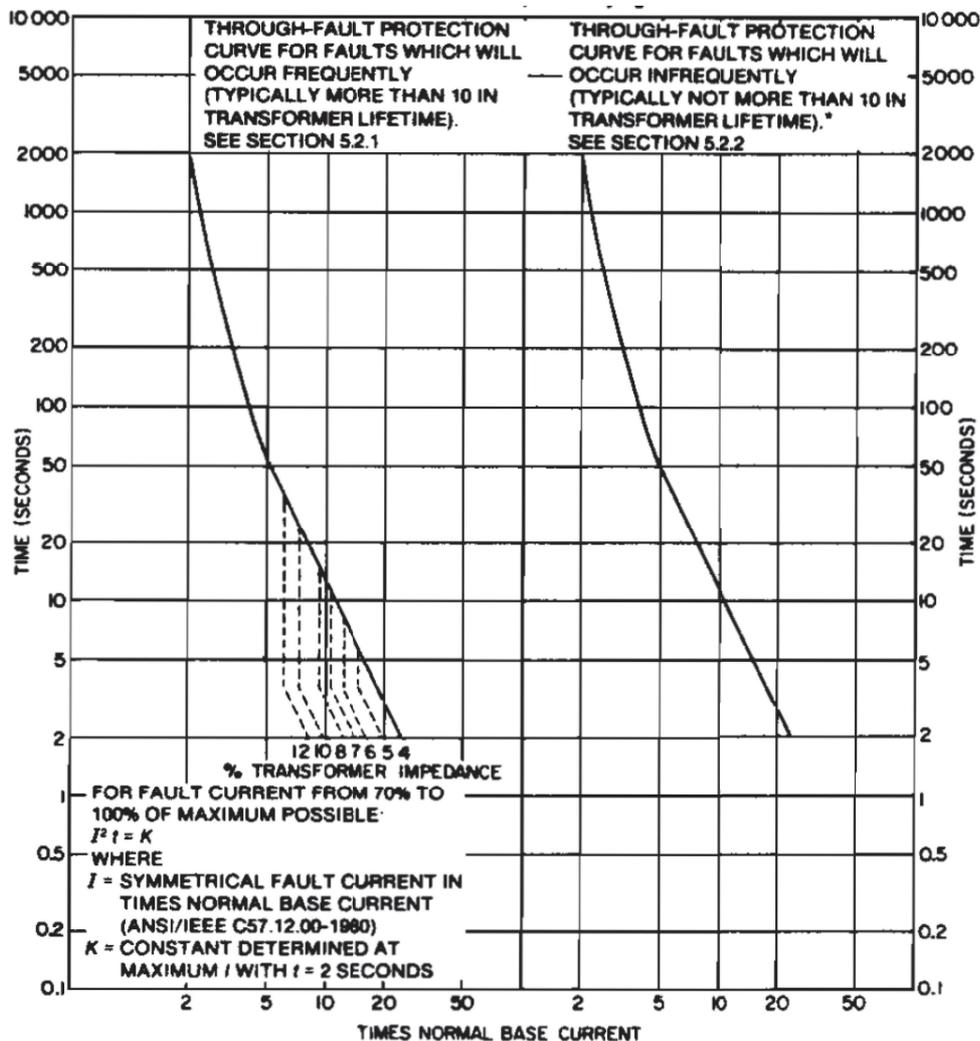
[17] MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS RENOVABLES, CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD (CONELEC), CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA (CENACE), CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR (CELEC-EP), “Plan Maestro de Electrificación 2012-202, Capítulo 6 Expansión de la Transmisión”

[18] Manuales de los Relés Digitales ABB

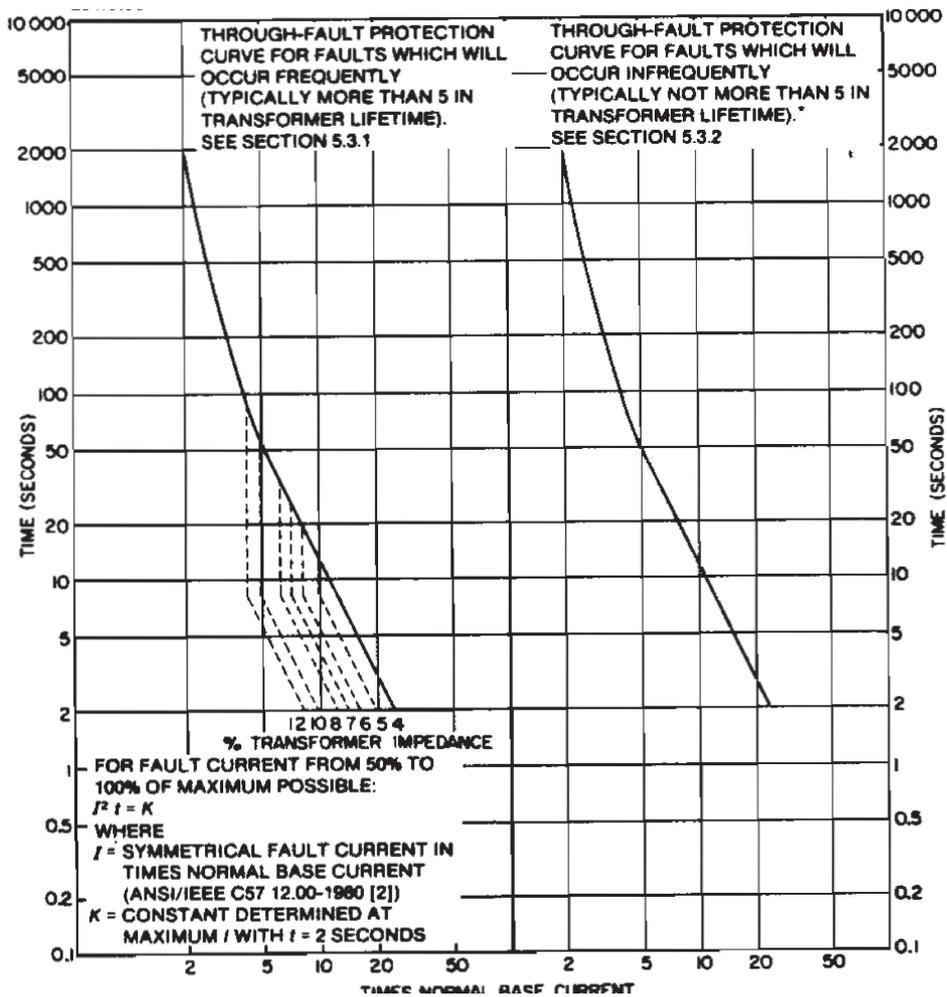
**ANEXOS**

# ANEXO # 1

## CURVAS DE DAÑO DE LOS TRANSFORMADORES



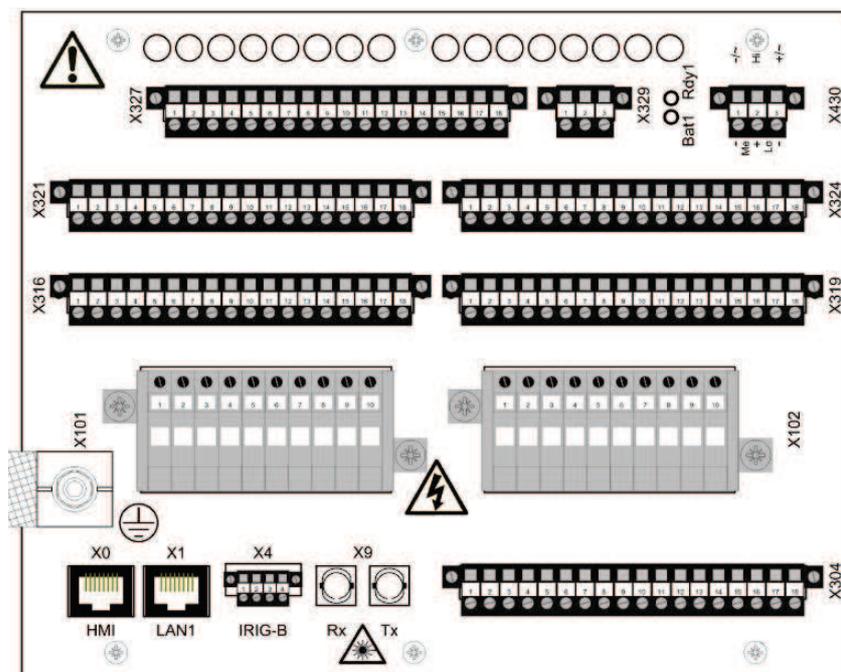
CATEGORÍA II (501 A 5000 kVA)



Categoría III (5001 a 30000 kVA)

## ANEXO # 2

### DIAGRAMA DE TERMINALES DE LOS RELÉS ABB

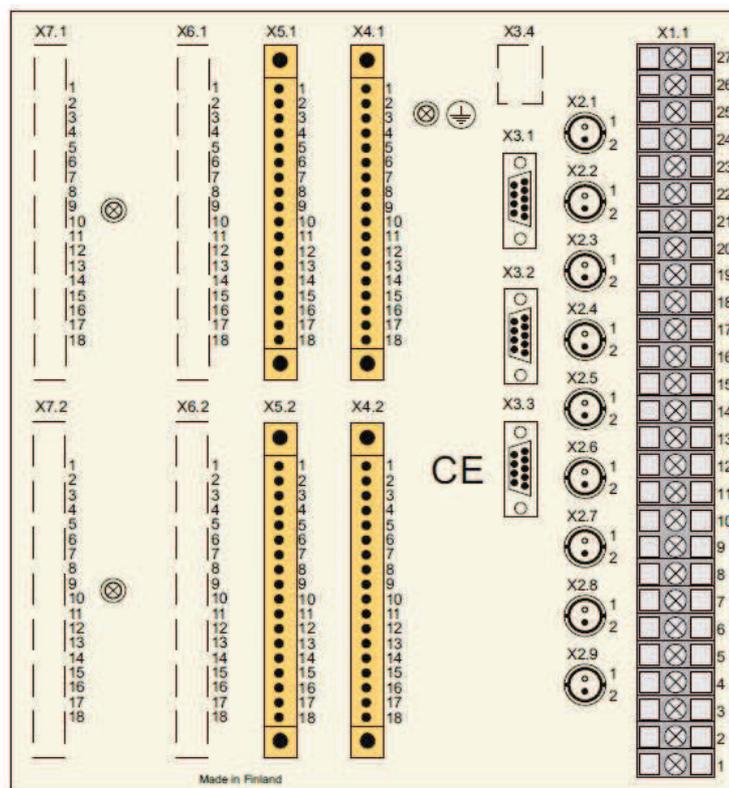


TERMINALES DEL REF-630

X9 RX	Emisor (Fibra óptica)
X9 TX	Receptor (Fibra óptica)
X1	LAN, conector para interfaz RJ45/100BASETX <sup>v</sup>
X0	LAN\HMI conector para interfaz RJ45

Interfaces y protocolos de comunicación compatibles	
Protocolo	Ethernet 100BASE-TX RJ-45
IEC 61850-8-1	si
DNP3	si

<sup>v</sup>100 BASE TX: medios de comunicación físicos definidos en el IEEE 802.3 Ethernet estándar para redes de área local (LAN) que utiliza cableado de par trenzado de categoría 5 o superior con conector RJ-45 conectores.



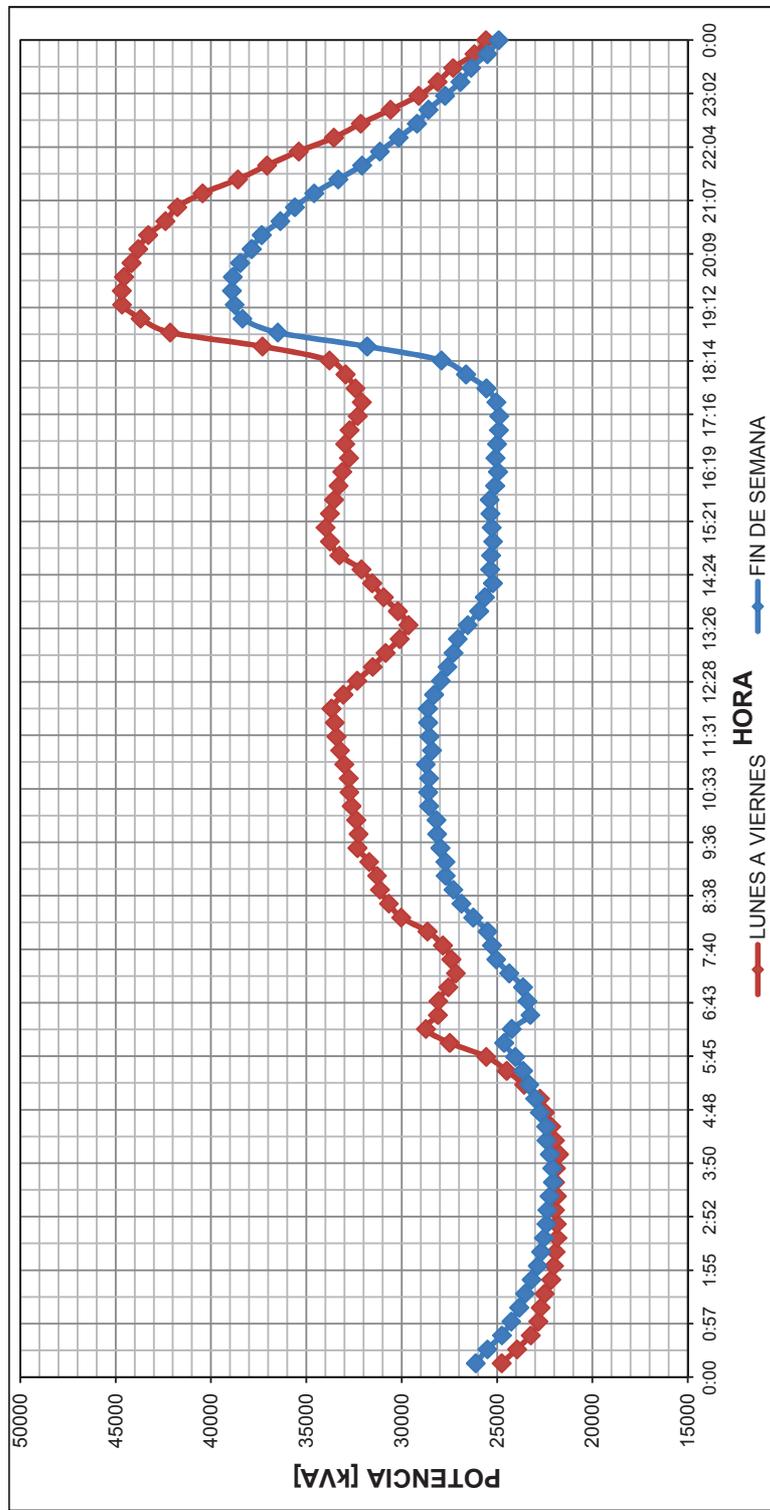
**TERMINALES DEL REF-541**

X3.2	conector para interfaz RS-232 (ranura 3)
X3.3	conector para interfaz RS-485 (ranura 3)

Conectores/Parámetros de comunicación	
X3.2/Protocolo 2	DNP3
X3.3/Protocolo 3	LON (SMS), SPA (SMS)

### ANEXO # 3

CURVAS DE DEMANDA DE CARGA DE LAS SUBESTACIONES DE LOS CIRCUITOS AMBATO-1 Y MONTALVO <sup>vi</sup>



<sup>vi</sup> Los valores de potencia son de las subestaciones de la EEASA que interviene para la transferencia de carga entre las subestaciones Ambato y S/E Totoras.

**CARGA QUE PUEDE TRANSFERIRSE A LAS SUBESTACIONES AMBATO Y TOTORAS SEGÚN LA DEMANDA**

<b>TRANSFERENCIAS DE SUBESTACIONES DE LA EEASA A LA BAHÍA AMBATO-1 DE LA S/E AMBATO TRANSELECTRIC</b>				
<b>CONDICIÓN EN LA S/E AMBATO</b>	<b>HORARIO/ DEMANDA</b>	<b>DEMANDA MÁXIMA 18:00 a 00:00</b>	<b>DEMANDA MEDIA 07:00 a 18:00</b>	<b>DEMANDA MÍNIMA 00:00 a 07:00</b>
1.) BAHÍA LATAJUNGA FUERA DE OPERACIÓN	LUNES A VIERNES	SAMANGA, PÍLLARO, Y ATOCHA (61 %) <sup>vii</sup>	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (80%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (67%)
2.) BAHÍA AMBATO-2 FUERA DE OPERACIÓN	FIN DE SEMANA	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA Y HUACHI (78%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (66%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (58%)
1.) BAHÍA LATAJUNGA OPERANDO	LUNES A VIERNES	SAMANGA, PÍLLARO Y ATOCHA (98%)	SAMANGA, PÍLLARO Y ATOCHA (82%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (87%)
2.) BAHÍA AMBATO-2 FUERA DE OPERACIÓN	FIN DE SEMANA	SAMANGA, PÍLLARO Y ATOCHA (84%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (90%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (83%)

<b>TRANSFERENCIAS DE SUBESTACIONES DE LA EEASA A LA BAHÍA MONTALVO DE LA S/E TOTORAS TRANSELECTRIC</b>				
<b>CONDICIÓN EN LA S/E TOTORAS</b>	<b>HORARIO/ DEMANDA</b>	<b>DEMANDA MÁXIMA 18:00 a 00:00</b>	<b>DEMANDA MEDIA 07:00 a 18:00</b>	<b>DEMANDA MÍNIMA 00:00 a 07:00</b>
1.) BAHÍAS AMBATO, BAÑOS Y MONTALVO OPERANDO	LUNES A VIERNES	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (78%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (62%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (49%)
	FIN DE SEMANA	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (69%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (51%)	SAMANGA, PÍLLARO, ATOCHA, HUACHI Y MONTALVO (46%)

<sup>vii</sup> Los porcentajes mostrados en cada celda corresponden a la cargabilidad sobre los transformadores de potencia de las subestaciones Ambato y Totoras según corresponda el caso de transferencia de carga.

## **ANEXO # 4**

DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE  
SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA