



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

**TRABAJO DE TITULACIÓN, PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TITULO
DE INGENIERO ELECTROMECAÁNICO**

**TEMA: ANÁLISIS ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA
DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA
PROVINCIAL COTOPAXI ELEPCO S.A., CON EL INGRESO DE
POTENCIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR Y OTRAS
INSTALACIONES**

AUTORES: LOMA UMAGINGA, JESSICA BELÉN

TOAPANTA CHILLAGANA, GERMÁNICO RUBÉN

DIRECTOR: ING. MULLO QUEVEDO, ÁLVARO SANTIAGO

LATACUNGA

2018



DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación, **“ANÁLISIS ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI ELEPCO S.A., CON EL INGRESO DE POTENCIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR Y OTRAS INSTALACIONES.”** Fue revisado en su totalidad y analizado por el software anti-plagio, el mismo que cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE, por lo tanto, me permito acreditarlos y autorizar al señor **GERMÁNICO RUBÉN TOAPANTA CHILLAGANA** y la señorita **JESSICA BELÉN LOMA UMAGINGA** para que lo sustente públicamente.

Latacunga, julio del 2018



Ing. Alvaro Mullo
DIRECTOR DEL PROYECTO




DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD

Nosotros, **JESSICA BELÉN LOMA UMAGINGA** y **GERMÁNICO RUBÉN TOAPANTA CHILLAGANA**, declaramos que este trabajo de titulación, “**ANÁLISIS ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI ELEPCO S.A., CON EL INGRESO DE POTENCIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR Y OTRAS INSTALACIONES.**” Se desarrolló considerando los métodos de investigación existentes, así como también se ha respetado los derechos intelectuales de terceros considerándose en las citas bibliográficas.

Consecuentemente declaramos que este trabajo es de nuestra autoría, en virtud de ello nos declaramos responsables del contenido, veracidad y alcance de la investigación mencionada.

Latacunga, julio del 2018



Jessica Belén Loma Umaginga
C.C.: 0503808321



Germánico Rubén Toapanta Chillagana
C.C.: 0503995227




DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

AUTORIZACIÓN

Nosotros, **JESSICA BELÉN LOMA UMAGINGA** y **GERMÁNICO RUBÉN TOAPANTA CHILLAGANA**, autorizamos a la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE publicar en el repositorio institucional el proyecto de titulación denominado, **“ANÁLISIS ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI ELEPCO S.A., CON EL INGRESO DE POTENCIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR Y OTRAS INSTALACIONES.”** Cuyo contenido, ideas y criterios son de nuestra autoría y responsabilidad.

Latacunga, julio del 2018



Jessica Belén Loma Umaginga
C.C.: 0503808321



Germánico Rubén Toapanta Chillagana
C.C.: 0503995227

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de especial manera a Dios por haberme dado salud y sabiduría y a mis padres, Segundo y Fanny, quienes me dieron la vida y siempre estuvieron en cada paso de mi vida y me brindaron su apoyo incondicional, a mi hermana Joselyn que siempre tuvo las palabras exactas en los momentos que me rendía, a mis hermanos de cuatro patas Stuart y Toby que en cada día al retornar de la universidad me recibían alegres y muy emocionados de verme moviendo sus colitas, a mis tíos Jorge y Clara, a mis primas Erika, Eli y Karen, todos ustedes me motivaron y siempre estuvieron cuando los necesitaba. A mi compañero de Proyecto de Titulación, compañero de carrera y amor de mi vida Germánico, que en cada nivel fue mi apoyo incondicional.

Jessy Belén

A Dios por cuidarme, brindarme salud, vida y sabiduría para poder levantarme todas las mañanas con esperanza, fe, entusiasmo y llegar a la culminación de una etapa de mi vida y del presente trabajo de titulación.

A mis padres Oswaldo Toapanta y Hortensia Chillagana por su amor infinito y esfuerzo sobrehumano para apoyarme a culminar mi carrera profesional.

A mis hermanos Juan Carlos, Carmen Amelia, Isaías Oswaldo, Néstor Ismael, Evelin Yolanda, María, Estefanía y Fernando quienes me brindaron consejos y apoyo incondicional en todo momento de mi vida.

A Jessy Belén quien fue una persona fundamental en mi vida, que con su alegría, motivación y ocurrencias supo ser mi inspiración para seguir adelante.

Rubén

AGRADECIMIENTO

Agradezco al Ing. Henry Calle por habernos dado la oportunidad de realizar este proyecto de titulación en la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi, ELEPCO S.A. y por habernos guiado para que este proyecto se lleve a cabo, a mi tutor académico Ing. Álvaro Mullo por compartir sus conocimientos en el desarrollo de éste proyecto. A mis docentes que supieron transmitir sus conocimientos y a mis compañeros de clases por las risas y apoyo que compartimos en el salón de clases.

Jessy Belén

El presente proyecto se desarrolló con la ayuda y motivación de personas amables y de gran corazón. Por este motivo mi agradecimiento al Ing Álvaro Mullo Director del proyecto de investigación y al Ing Henry Calle quienes compartieron sus conocimientos y experiencias para la realización y culminación del proyecto.

Rubén

ÍNDICE DE CONTENIDOS

CARÁTULA

CERTIFICACIÓN	ii
AUTORÍA DE RESPONSABILIDAD.....	iii
AUTORIZACIÓN	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE DE CONTENIDOS.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS	xx
ÍNDICE DE FIGURAS	xxiii
RESUMEN.....	xxvii
ABSTRACT.....	xxviii

CAPÍTULO I

CONTENIDOS GENERALES

1.1.	Planteamiento del Problema.....	1
1.2.	Antecedentes.....	1
1.3.	Justificación e importancia.....	3
1.4.	Objetivos	3

1.4.1.	Objetivo General.....	3
1.4.2.	Objetivos Específicos.....	4
1.5.	Hipótesis.....	4

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1.	Antecedentes Investigativos	5
2.2.	Fundamentación teórica	6
2.2.1.	Líneas de Transmisión.....	6
2.2.2.	Tipos de Conductores de Líneas de Transmisión.....	7
2.2.3.	Flujos de Potencia.....	9
2.2.4.	Tipos de Barras.....	10
2.2.5.	Valores por Unidad.....	13
2.2.6.	Cambio de Base en el Sistema por Unidad.....	13
2.2.7.	Importancia de Coordinación de Protecciones.....	14
2.2.8.	Criterios de Diseño de los Sistemas de Protección.....	15
2.2.9.	Fallas de cortocircuito.....	16
2.2.10.	Coordinación de Protecciones.....	17
a.	Protección Primaria (P.P)	17

b.	Protección de Respaldo (P.R)	18
2.2.11.	Protección de Sistemas de Subtransmisión.....	19
2.2.12.	Relé de Sobrecorriente	19
2.2.13.	Clasificación de los Relés de Sobrecorriente.....	19
a.	No Direccionales.....	20
b.	Direccionales.....	20
a.	Instantáneos.....	20
b.	Temporizados.....	20
a.	Relés de corriente definida.....	21
b.	Relés de corriente definida y tiempo definido.....	22
c.	Relés de tiempo inverso.....	22
2.2.14.	Curvas características de los relés de sobrecorrientes y tiempos de operación.	23
2.2.15.	Selección de relés de sobrecorrientes.....	25
2.2.16.	Ecuación característica del relé temporizados.....	26
2.2.17.	Definiciones básicas en la coordinación de relés de Sobrecorriente.....	28
a.	Corriente nominal (I_n)	28
b.	Corriente de arranque o pickup.....	28
c.	DIAL o TDS (Time Dial Setting)	29

d.	Relación de transformación del transformador de corriente (RTC).....	29
e.	Clase de Precisión.....	31
f.	Factor Límite de Precisión (FLP).....	31
2.2.18.	Área de Concesión.....	32
2.2.19.	Modo de Conexión de ELEPCO S.A con el Sistema Nacional Interconectado.....	32
2.2.20.	Sistema de Subtransmisión.....	33
2.2.21.	Programa Computacional ETAP.....	34
2.2.22.	Análisis de Flujos de Potencia en ETAP.....	35
2.2.23.	Análisis de Cortocircuitos en ETAP.....	36

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1.	Modalidad de investigación.....	37
3.1.1.	Bibliográfica.....	37
3.1.2.	De campo.....	38
3.2.	Tipo de investigación.....	38
3.2.1.	Investigación Cuantitativa.....	38
3.3.	Diseño de la investigación.....	39

3.4.	Población y muestra	39
3.5.	Técnica de recolección de datos	40
3.5.1.	Variables cuantitativas.....	40
3.5.2.	Valides y confiabilidad.....	40
3.6.	Técnica de análisis de datos.....	40
3.6.1.	Observación y simulación.....	40
3.7.	Técnica de comprobación de hipótesis.....	41
3.7.1.	Comprobación cuantitativa.....	41

CAPÍTULO IV

MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69KV Y SALIDAS

A 13.8 KV MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP

4.1.	Descripción de la modelación del Sistema Eléctrico de ELEPCO S.A.	42
4.2.	Recopilación de Datos.....	42
4.3.	Flujos de Potencia con ETAP	53
4.3.1.	Alimentadores, S/E El Calvario.....	53
4.3.2.	Alimentadores, S/E San Rafael	54
4.3.3.	Alimentadores, S/E Mulaló.....	56
4.3.4.	Alimentadores, S/E Lasso.....	57
4.3.5.	Alimentadores, S/E La Cocha.....	58

4.3.6.	Alimentadores, S/E Sigchos	59
4.3.7.	Alimentadores, S/E Pujilí	60
4.3.8.	Alimentadores, S/E Familia Sancela.....	61
4.3.9.	Alimentadores, S/E Centro Rehabilitación Social	62
4.3.10.	Información Requerida	64
4.3.11.	Metodología de análisis para Flujos de Potencia.....	65
a.	Casos Analizados.....	65
b.	Condiciones de Carga.....	65
c.	Condiciones de Generación de ELEPCO S.A.....	66
d.	Control De Voltaje y Factor de Potencia.....	66
e.	Taps de los Transformadores.....	66
4.3.12.	Resultados del Análisis de Flujos de Potencia	67
4.3.13.	Resultados del Análisis de Cortocircuitos Sistema Mulaló	71

CAPÍTULO V

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 50/51 – 50/51N DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69KV Y SALIDAS A 13.8 KV DEL SISTEMA MULALÓ MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP

5.1.	Generalidades	74
5.1.1.	Alcance de la Propuesta.....	74

5.1.2.	Objetivos de la Propuesta.....	74
5.2.	Metodología para la Coordinación de Protecciones	75
5.3.	Determinación de los parámetros de Protección del Sistema de Subtransmisión y Distribución 69/13.8 Kv, Sistema Mulaló.	76
a.	Relación de Transformación.....	77
b.	Factor Límite de Precisión (FLP)	78
c.	Comprobación del Factor Límite de Precisión (FLP).....	79
d.	Nivel de corriente mínima de operación o corriente Pickup para relé de sobrecorriente 50/51.....	80
e.	Nivel de corriente mínima de operación o corriente Pickup para relé de sobrecorriente 50/51N.....	81
f.	Tiempo de Operación del Relé o Dial.....	83
5.3.2.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló	83
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló.....	88
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló.....	89
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló.....	90
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló.....	91

5.3.3.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia	93
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 2: S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E FAMILIA.....	95
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia.....	96
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia.....	97
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia.....	99
5.3.4.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló- S/E Lasso	100
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso.....	102
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso.....	103
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso	104
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso.....	106

5.3.5.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló- S/E Sigchos.....	108
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos.....	111
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos.....	112
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos.....	113
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos.....	114
5.3.6.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló-Laigua - S/E La Cocha	115
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua- S/E La Cocha.....	119
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua - S/E La Cocha.....	120
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua - S/E La Cocha.....	121
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua - S/E La Cocha.....	123

5.3.7.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS.....	125
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS.....	127
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS.....	128
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS.....	129
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS.....	131
5.3.8.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael	132
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael.....	134
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael.....	135
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael.....	136
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael.....	138

5.3.9.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – San Rafael – S/E Pujilí	139
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí.....	142
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí.....	143
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí.....	144
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí.....	146
5.3.10.	Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario - Alimentadores.....	147
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario - Alimentadores.....	149
b.	Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario - Alimentadores.....	151
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Alimentadores.....	152

d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Alimentadores.....	153
5.3.11.	Datos actuales de los relés 50/51 para el Tramo 10: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi1.....	155
a.	Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 10: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 1.....	158
b.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 10: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 1.....	159
c.	Secuencia de operación de los relés 50/51 para el Tramo 10: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 1.....	160
5.3.12.	Datos actuales de los relés 51 y 51N para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2.....	161
a.	Ajuste de los relés 51 para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2.....	163
b.	Ajuste de los relés 51N para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2.....	164
c.	Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 51 y 51N para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2.....	165
d.	Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2.....	166
5.4.	Análisis Económico para la implementación del relé direccional 67	169

PRUEBA DE HIPÓTESIS	172
CONCLUSIONES.....	174
RECOMENDACIONES	176
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	178
ANEXOS	181

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	<i>Especificaciones de Barras de Flujos de Potencia.....</i>	12
Tabla 2	<i>Selección de relé de Sobrecorriente de acuerdo a su aplicación.....</i>	25
Tabla 3	<i>Constantes de forma para la ecuación exponencial – Norma IEC.....</i>	27
Tabla 4	<i>Constantes de forma para la ecuación exponencial – Norma ANSI.....</i>	27
Tabla 5	<i>RTC existentes en el mercado.....</i>	30
Tabla 6	<i>Clase de Precisión para TC.....</i>	31
Tabla 7	<i>Subestaciones ELEPCO S.A.</i>	33
Tabla 8	<i>Datos requeridos para el análisis de Flujos de Potencia.....</i>	35
Tabla 9	<i>Terminología de Parámetros Eléctricos.....</i>	43
Tabla 10	<i>Parámetros Eléctricos Sistema Nacional, Punto Frontera Mulaló Máxima Generación 2018.....</i>	44
Tabla 11	<i>Parámetros Eléctricos Sistema Nacional, Punto Frontera Mulaló Mínima Generación 2018.....</i>	45
Tabla 12	<i>Parámetros Eléctricos Sistema de ELEPCO S.A.....</i>	45
Tabla 13	<i>Parámetros de Líneas de Subtransmisión.....</i>	46
Tabla 14	<i>Parámetros de Transformadores.....</i>	47
Tabla 15	<i>Datos Técnicos de la Central Hidrosigchos.....</i>	48
Tabla 16	<i>Reactancias de una unidad de generación de Hidrosigchos.....</i>	49
Tabla 17	<i>Resumen Base de Datos para la Demanda Mínima.....</i>	49
Tabla 18	<i>Resumen Base de Datos para la Demanda Máxima.....</i>	51
Tabla 19	<i>Resumen de las demandas máximas y mínimas de las Subestaciones, año 2017.....</i>	52
Tabla 20	<i>Información requerida para el análisis de Flujos de Potencia.....</i>	64
Tabla 21	<i>Generación ELEPCO S.A.</i>	66
Tabla 22	<i>Voltajes en las Barra.....</i>	67
Tabla 23	<i>Cargabilidad de Transformadores, Demanda Máxima.....</i>	69
Tabla 24	<i>Cargabilidad de Transformadores, Demanda Mínima.....</i>	70
Tabla 25	<i>Pérdidas de la Línea.....</i>	71

Tabla 26	<i>Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas</i>	72
Tabla 27	<i>Datos Relé SNI Mulaló.....</i>	84
Tabla 28	<i>Datos de los relés de las S/E Mulaló.....</i>	85
Tabla 29	<i>Parámetros Nuevos para el tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló.....</i>	91
Tabla 30	<i>Datos de S/E Mulaló 69 kV</i>	93
Tabla 31	<i>Datos relé S/E Familia.....</i>	94
Tabla 32	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia</i>	98
Tabla 33	<i>Datos de S/E Lasso</i>	100
Tabla 34	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso</i>	105
Tabla 35	<i>Datos de S/E Lasso 69 Kv</i>	108
Tabla 36	<i>Datos relé S/E Familia.....</i>	109
Tabla 37	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 4: S/E SNT – S/E Mulaló – S/E Sigchos.....</i>	113
Tabla 38	<i>Datos relé S/E La Cocha.....</i>	116
Tabla 39	<i>Datos Relés S/E Mulaló</i>	118
Tabla 40	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 5: S/E SNT – S/E Mulaló – Laigua- S/E La Cocha.....</i>	122
Tabla 41	<i>Datos relé S/E Centro de Rehabilitación Social</i>	126
Tabla 42	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua- S/E Deriv. CRS-S/E CRS.</i>	130
Tabla 43	<i>Datos relé S/E San Rafael 69 kV</i>	132
Tabla 44	<i>Datos Relés S/E San Rafael 13,8 kV.....</i>	133
Tabla 45	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua – S/E San Rafael.....</i>	137
Tabla 46	<i>Datos relé S/E Pujilí 69 kV</i>	140
Tabla 47	<i>Datos Relés S/E Pujilí 13,8 kV.....</i>	141
Tabla 48	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 8: S/E SNI–S/E Mulaló–Laigua – SAN Rafael – S/E Pujilí</i>	145
Tabla 49	<i>Datos relé S/E El Calvario 13,8 kV.....</i>	148

Tabla 50	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 9: S/E La Cocha - S/E El Calvario -Alimentadores</i>	152
Tabla 51	<i>Datos relé S/E El Calvario 23 kV.....</i>	155
Tabla 52	<i>Datos Relé Generador Illuchi 1</i>	156
Tabla 53	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 10: S/E La Cocha - S/E El Calvario - Illuchi 1</i>	159
Tabla 54	<i>Datos Relé Generador Illuchi 2</i>	162
Tabla 55	<i>Parámetros nuevos para el Tramo 11: S/E La Cocha - S/E El Calvario – Illuchi 2</i>	165
Tabla 56	<i>Parámetros recomendados con el relé 67.....</i>	167
Tabla 57	<i>Cotización de la Propuesta</i>	170

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.	Líneas de Transmisión	7
Figura 2.	Ejemplo de Flujo de Potencia.....	10
Figura 3.	Barra Tipo P-Q	11
Figura 4.	Barra tipo P-V	12
Figura 5.	Fallas Eléctricas	17
Figura 6.	Protecciones Primarias.....	18
Figura 7.	Protección de Respaldo	18
Figura 8.	Relé de corriente definida.....	21
Figura 9.	Relé de corriente definida y tiempo definido.....	22
Figura 10.	Relé de tiempo Inverso.....	23
Figura 11.	Tipos de curvas del relé de tiempo inverso	23
Figura 12.	Característica tiempo-corriente de los relés de Sobrecorrientes	24
Figura 13:	Área de Concesión ELEPCO S.A.....	32
Figura 14.	Demanda Mínima Anual (MWh)	50
Figura 15.	Demanda Máxima Anual (MWh).....	51
Figura 16.	Alimentadores S/E El Clavario.....	54
Figura 17.	Modelación S/E El Calvario	54
Figura 18.	Alimentadores S/E San Rafael	55
Figura 19.	Modelación S/E San Rafael.....	55
Figura 20.	Alimentadores S/E Mulaló	56
Figura 21.	Modelación S/E Mulaló.....	56
Figura 22.	Alimentadores S/E Lasso	57
Figura 23.	Modelación S/E Lasso.....	58
Figura 24.	Alimentadores S/E La Cocha	58
Figura 25.	Modelación S/E La Cocha	59
Figura 26.	Alimentadores S/E Sigchos	59
Figura 27.	Modelación S/Sigchos	60
Figura 28.	Alimentadores S/E Pujilí	60

Figura 29.	Modelación S/E Pujilí.....	61
Figura 30.	Alimentadores S/E Familia Sancela	61
Figura 31.	Modelación S/E Familia Sancela	62
Figura 32.	Alimentadores S/E Centro Rehabilitación Social	62
Figura 33.	Modelación S/E Centro Rehabilitación Social	63
Figura 34.	Modelación del Sistema Mulaló	63
Figura 35.	Curva de Demanda Diaria SNI	65
Figura 36.	Metodología para Coordinación de Protecciones	75
Figura 37.	Curva del relé IAC 52	85
Figura 38.	Configuración de relé Multifunción OCR	86
Figura 39.	Modelación del Tramo 1 en ETAP.....	87
Figura 40.	Curva del relé Mitsubishi en la barra de 13,8 Mulaló.....	88
Figura 41.	Coordinación de Protección Trifásica para el Tramo 1	89
Figura 42.	Coordinación de Protección Monofásica para el Tramo 1	90
Figura 43.	Simulación de Operación de los relés para el tramo 1	92
Figura 44.	Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 1	93
Figura 45.	Modelación del Tramo 2 en ETAP.....	95
Figura 46.	Coordinación de Protecciones Trifásicas para el tramo 2	96
Figura 47.	Coordinación de Protecciones Monofásicas para el tramo 2.....	97
Figura 48.	Simulación de Operación de los relés para el tramo 2	99
Figura 49.	Tiempos de activación de los relés e interruptores para el tramo 2....	100
Figura 50.	Modelación del Tramo 3 en ETAP.....	102
Figura 51.	Coordinación de Protecciones Trifásica para el tramo 3	103
Figura 52.	Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 3	104
Figura 53.	Secuencia de operación de los relés para el tramo 3.....	107
Figura 54.	Tiempos de activación de los relés e interruptores para el tramo 3....	108
Figura 55.	Modelación del Tramo 4 en ETAP.....	110
Figura 56.	Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 4	111
Figura 57.	Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 4	112
Figura 58.	Secuencia de operación de los relés para el tramo 4.....	114

Figura 59.	Tiempo de Activación de los relés e interruptores para el tramo 4	115
Figura 60.	Modelación del Tramo 5 en ETAP	119
Figura 61.	Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 5	120
Figura 62.	Coordinación de Protecciones Monofásica para el tramo 5	121
Figura 63.	Secuencia de Operación para los relés del tramo 5	124
Figura 64.	Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 5 ...	125
Figura 65.	Modelación del Tramo 6 en ETAP	127
Figura 66.	Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 6	128
Figura 67.	Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 6	129
Figura 68.	Secuencia de Operación de los relés del Tramo 6	131
Figura 69.	<i>Tiempos de Activación de los relés e interruptores del tramo 6</i>	<i>132</i>
Figura 70.	Modelación del Tramo 7 en ETAP	134
Figura 71.	Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 7	135
Figura 72.	Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 7	136
Figura 73.	Secuencia de operación de los relés del Tramo 7	138
Figura 74.	<i>Tiempo de Activación de los relés e interruptores para el tramo 7</i>	<i>139</i>
Figura 75.	Modelación del Tramo 8 en ETAP	142
Figura 76.	Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 8	143
Figura 77.	Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 8	144
Figura 78.	Secuencia de Operación de los relés del tramo 8	146
Figura 79.	<i>Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 8 ...</i>	<i>147</i>
Figura 80.	Modelación del Tramo 9 en ETAP	149
Figura 81.	Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 9	150
Figura 82.	Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 9	151
Figura 83.	Secuencia de Operación de los relés del tramo 9	154
Figura 84.	Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 9 ...	155
Figura 85.	Modelación del Tramo 10 en ETAP	157
Figura 86.	Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 10	158
Figura 87.	Secuencia de Operación de los relés del tramo 10	160
Figura 88.	Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 10 .	161

Figura 89.	Modelación del Tramo 11 en ETAP	162
Figura 90.	Coordinación de Protecciones trifásico para el tramo 11	163
Figura 91.	Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 11	164
Figura 92.	Secuencia de Operación de los relés del tramo 9	166
Figura 93.	Tiempos de Activación de los relés e interruptores	167
Figura 94.	Secuencia de operación del relé 67	168

RESUMEN

En el presente proyecto de investigación se realizó el análisis de flujos de potencia y ajustes de protecciones de los relés de sobrecorriente en fase 50/51 y tierra 50/51N del Sistema de Subtransmisión a 69 kV y salidas a 13,8 kV del Sistema Mulaló perteneciente a ELEPCO S.A ante el ingreso de potencia de la central Coca Codo Sinclair, Hidrosigchos y otros centros de generación. Para el análisis de flujos de potencia se realizó en dos escenarios: máxima y mínima demanda presentados en el Sistema de Subtransmisión mediante el software computacional ETAP 16.0.0 y se determinó un sobrevoltaje de 70,2 kV en la barra de Sigchos 69 kV y un bajo voltaje de 67,06 kV en la barra Pujilí 69 kV, siendo los valores máximos y mínimos en todo el Sistema de Subtransmisión simulados, para el ajuste de las protecciones de los relés 50/51 y 50/51N se toma como referencia los parámetros dados por CELEC-Transelectric EP en la bahía ATQ Mulaló del relé IAC 52, en caso de fallas los relés deben operar a una secuencia de operación según la selectividad previamente establecida en la que se afecte a la menor parte del sistema. Finalmente se generó la propuesta de implementar los relés de tipo direccional (67) en las líneas de Subtransmisión de Illuchi 1 – El Calvario e Illuchi 2 – El Calvario teniendo un ahorro anual de 614,4 dólares además de garantizar la confiabilidad y la calidad del servicio eléctrico.

PALABRAS CLAVE:

- **SISTEMAS DE SUBTRANSMISIÓN**
- **FLUJOS DE POTENCIA**
- **PROTECCIONES ELÉCTRICAS**
- **REDES ELECTICAS**
- **ELEPCO S.A.**

ABSTRACT

In this research project, power flow analysis and protection settings of the overcurrent relays in phase 50/51 and ground 50 / 51N of the 69 kV Subtransmission System and 13.8 kV outputs of the Mulaló System were performed. belonging to ELEPCO SA before the power entrance of the Coca Codo Sinclair plant, Hidrosigchos and other generation centers. For the analysis of power flows, it was carried out in two scenarios: maximum and minimum demand presented in the Subtransmission System by means of the computer software ETAP 16.0.0 and an overvoltage of 70.2 kV was determined in the bar of Sigchos 69 kV and a low voltage of 67.06 kV in the bar Pujilí 69 kV, being the maximum and minimum values throughout the simulated Subtransmission System, for the adjustment of the protections of relays 50/51 and 50 / 51N the parameters are taken as reference given by CELEC-Transelectric EP in the ATQ Mulaló bay of the IAC 52 relay, in the event of faults, the relays must operate in a sequence of operation according to the previously established selectivity in which the smallest part of the system is affected. Finally, the proposal to implement the directional type relays (67) in the Subtransmission lines of Illuchi 1 - El Calvario and Illuchi 2 - El Calvario was generated with an annual saving of 614.4 dollars in addition to guaranteeing the reliability and quality of the electric service.

KEYWORDS:

- **SUB-TRANSMISSION SYSTEMS**
- **POWER FLOWS**
- **ELECTRIC PROTECTIONS**
- **ELECTION NETWORKS**
- **ELEPCO S.A.**

CAPÍTULO I

CONTENIDOS GENERALES

1.1. Planteamiento del Problema

Con la entrada de la central Coca Codo Sinclair, Hidrosigchos y otros centros de generación al Sistema Nacional Interconectado en noviembre del 2016 se ha originado un incremento de Potencia, por tal razón, los equivalentes de red o Thevenin ya no tienen los mismos parámetros que en el año 2014. El sistema de Subtransmisión de la Empresa Eléctrica Cotopaxi no cuenta con un análisis actual debido que el último estudio fue realizado en el año 2014 dando como resultado una variación de los parámetros de calibración de las protecciones del sistema pudiendo ocasionar daños a los equipos de protección, motivo por el cual es necesario un análisis técnico donde se detalle las condiciones de operación actual del Sistema, este estudio se realizara en las subestaciones de Pujilí, San Rafael, Sigchos, Lasso, Mulaló, La Cocha, que se encuentran conectados al Sistema Mulaló a nivel de 69 kV.

1.2. Antecedentes

Existe un crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica en nuestro país, por lo que, las empresas encargadas de la distribución tienen como propósito satisfacer de este recurso brindando un servicio continuo y confiable su área de concesión.

Para satisfacer dicha demanda se construyó la central Coca Codo Sinclair en julio del 2010 con una potencia de 1500 MW, que entro en funcionamiento el noviembre del 2016

aportando energía al Sistema Nacional Interconectado a través de dos líneas de transmisión de 500 KV, pasando a ser parte del plan del cambio de la matriz energética del Ecuador impulsada por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables.

La empresa eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A debe contar con una infraestructura y actualización de su sistema de Subtransmisión acorde a los cambios producidos por el aumento de la demanda y por consecuencia el ingreso de potencia al sistema.

El proyecto Illuchi situado en la parte oriental de Latacunga con 700KW fue inauguró en el año 1951 con 700Kw, en 1967 entró en operación la central Illuchi N° 2 con 1400 KW suministrando energía eléctrica a varias parroquias y recintos de la ciudad de Latacunga.

En el año de 1987 se realiza la ampliación de las centrales hidráulicas Illuchi con una potencia de 5 MW para ambos grupos de generación, satisfaciendo la creciente demanda de la época en la provincia de Cotopaxi.

ELEPCO S.A. toma la energía del sistema Nacional Interconectado en tres sitios diferentes: Ambato, Mulaló y Quevedo, esto hace que eléctricamente se formen tres subsistemas independientes con diferentes equivalentes de generación.

Desde el año 2014 hasta la actualidad, la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi para mejorar la calidad del servicio eléctrico ha ingresado el centro de generación Hidrosigchos al sistema de 69 kV, así como también la central de generación Coca Codo Sinclair entro en funcionamiento en el año 2016, pasando a ser parte del Sistema Nacional Interconectado.

1.3. Justificación e importancia

El presente proyecto está orientado y desarrollado para el Sistema de Sub-transmisión a 69 KV de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, ELEPCO S.A, a fin realizar actividades investigativas respecto al análisis de la simulación de flujos de Potencia, determinar corrientes de corto circuito, evaluar las protecciones del Sistema de Sub-transmisión y plantear conclusiones que aportaran a comprender el comportamiento que presenta el Sistema de Sub-transmisión ante la entrada de la central Coca Codo Sinclair, Hidrosigchos y otros centro de generación.

El sistema de Subtransmisión tiene una importancia fundamental dentro de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, ELEPCO S.A, por la responsabilidad que presenta la empresa ante los usuarios de entregar energía eléctrica suficiente confiable y continua, por tal motivo se llegará a determinar el ajuste de protecciones actuales mediante el modelamiento del Sistema de Subtransmisión en el software computacional ETAP

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo General

Realizar un análisis actual de las protecciones de sobrecorriente del Sistema de Subtransmisión a 69 Kv y salidas a 13,8 kV de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., mediante una simulación con el uso de un software computacional ETAP para establecer las nuevas condiciones de operación del Sistema Eléctrico de Subtransmisión.

1.4.2. Objetivos Específicos

- Recopilación de la información suministrada por la Empresa Eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A para el análisis del comportamiento actual del sistema de sub-transmisión.
- Utilizar el software computacional eléctrico ETAP como una herramienta de simulación de flujos de potencia y estudio de cortocircuito para analizar el sistema de Subtransmisión 69 KV y salidas a 13,8 kV de la Empresa Eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A. para los escenarios en demanda máxima y mínima ante el ingreso de la central Coca Codo Sinclair, Hidrosigchos y otros centros de generación.
- Realizar un análisis técnico de las curvas de los equipos de protección de sobrecorriente 50/51 y 50/51N y determinar los ajustes de dichos dispositivos del sistema de Subtransmisión 69 KV y Distribución 13,8 kV proporcionados por la Empresa Eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A.

1.5. Hipótesis

Con la modelación del Sistema de Subtransmisión a 69 KV y Salidas a 13,8 KV del Sistema Mulaló de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, distribución de la carga, estudio de flujos de potencia y cortocircuitos se podrá determinar parámetros de protección en condiciones de operación actual.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes Investigativos

El análisis de los parámetros de protección son de vital importancia dentro del Sistema Eléctrico debido a la responsabilidad con los usuarios en entregar energía eléctrica suficiente, confiable y continua, Según Edixon Stalin Arce Lazo (2010), de la Universidad Politécnica Salesiana, mediante su tema de investigación titulado “Estudio de coordinación de protecciones en alta y media tensión de la subestación Machala propiedad de la Corporación Nacional de Electricidad S.A. Regional El Oro.”, realizan la modelación de redes, estudios de flujos y potencia y distribución de la carga de la subestación Machala mediante el software SynerGEE Electrical 3.8, Arce menciona lo siguiente “la protección principal debe eliminar la falla permanente o temporal antes de que la protección de respaldo inicie su proceso de interrupción y opere hasta apertura definitiva”.

Por tal razón los tiempos de actuación de los equipos de protección deben ser adecuados para lograr una coordinación eficaz entre las protecciones del Sistema, es así que José Luis Soto Álvarez (2012), de la Universidad de Chile, con su tema de investigación titulado “Actualización y Modelación del sistema eléctrico de la planta concentradora de Codelco Chile mediante software de simulación Etap”, crea una modelación de dicho Sistema Eléctrico de la empresa CODELCO Chile a través del software ETAP, arrojando resultados muy similares a los reales, Soto menciona que “el

programa ETAP , permite realizar un estudio de todos los tipos de fallas en una barra particular, y también el caso en que ocurran fallas simultaneas en diferentes puntos del sistema.”.

El paquete computacional ETAP permite comprobar características de operación, confiabilidad y seguridad de un Sistema Eléctrico mediante una serie de análisis de parámetros eléctricos, Miguel Katny Agilar (2012) y Rodrigo Estrada Melo (2012), de la Universidad del Bío Bío Chile, con su tema de titulación “Aplicación didáctica del software Etap, para la solución de problemas eléctricos de potencia”, detallan el procedimiento teórico y práctico para el análisis de diferentes estudios en el sistema eléctrico tales como : análisis de cortocircuito, análisis de flujo de carga, coordinación de protecciones y estudio de Arc Flash, indican que “ ETAP es la solución más completa para el diseño, simulación y análisis de generación , trasmisión, distribución, sistemas industriales y de energía.”

En conclusión, los equipos de protección son esenciales dentro de un Sistema Eléctrico de Potencia, los mismos que deben tener tiempos de actuación correctamente seleccionados para los cuales se necesita un análisis previo en un software computacional que garantice confiabilidad y seguridad como lo es ETAP.

2.2. Fundamentación teórica

2.2.1. Líneas de Transmisión

Básicamente es una vía física por el cual son utilizadas para el transporte de energía eléctrica a grandes distancias de manera eficiente, constituyendo el enlace de unión entre

las centrales generadoras y redes de distribución. Las líneas de transmisión están formadas por conductores, cables de guarda, aisladores y estructuras de soporte. El uso exclusivamente de conductores metálicos desnudos es necesario para la construcción de estas líneas, así como también realizar un análisis detallado de impedancias y admitancias (Bustillos & Pérez, 2015)



Figura 1. Líneas de Transmisión

Fuente (Bustillos & Pérez, 2015)

2.2.2. Tipos de Conductores de Líneas de Transmisión

Los conductores de la línea de transmisión se fabrican en capas de hilos trenzados en direcciones contrarias para no permitir que las capas se desplieguen y que puedan tener mayor flexibilidad en conductores de grandes diámetros. La relación en cuanto a sus números de hilos del conductor, así como a su refuerzo permiten otorgar una designación, es decir, si un conductor está designado con los números 24/7, éste indica que existe 24 hilos conductores con 7 hilos de refuerzo. (Centeno, 2012)

Normalizados internacionalmente, los conductores se pueden clasificar en conductores de cobre y aluminio que se describen a continuación:

- **Conductores de cobre**

Es un conductor constituido de acero cubiertas de una gruesa capa de cobre que proporcionan la resistencia eléctrica y mecánica adecuada para su operación. Estos conductores también conocidos como Copperwld, son fabricados de dos hasta 19 alambres, debido que estos conductores son instalados en sectores de muy alta corrosión como son en las regiones costeras hacen que los mismos sean muy resistentes y fiables. Los vanos tienen una gran ventaja con este tipo de cable debido que se puede ampliar su distancia entre las estructuras metálicas debido que se reduce hasta un 50% de su peso, manteniéndose las características mecánicas que un conducto de cobre puro posee. (Centeno, 2012)

- **Conductores de aluminio**

Los conductores de cobre has sido reemplazado por los conductores de aluminio gracias a que estos conductores son menores en ligereza y en costos. Otra ventaja que presentan los conductores de aluminio es la alta resistencia mecánica, al igual que los conductores de cobre, permiten ampliar los vanos a grandes distancias, además que presenta una resistencia eléctrica similar a la del cobre , es decir que mientras más grande sea el diámetro de las líneas de flujo eléctrico hace que se separen más en la superficie, de este modo reduce el efecto corona. (Centeno, 2012)

Existen diferentes tipos de conductores de aluminio que se mencionan a continuación:

AAC. Conductor de aluminio.

ACSR. Conductor de aluminio con alma de acero.

AAAC. Conductor de aleación de aluminio.

ACAR. Conductor de aluminio con alma de aleación de aluminio.

2.2.3. Flujos de Potencia

Flujos de potencia es una herramienta fundamental para los análisis de redes eléctricas, también conocido como flujo de carga tiene varios propósitos como determinar los puntos con sobrecarga del sistema eléctrico, análisis en condición de carga máxima y carga mínima e identificación de los sectores más vulnerables que tiene el sistema. (León, 2014)

Los flujos de potencia son base para otros tipos de análisis como corrientes de cortocircuito, estabilidad y armónicos del sistema. El sistema eléctrico es muy complejo debido que está formado por varios ramales en serie y paralelo lo que hace que los cálculos se realicen con softwares dedicados específicamente para estas aplicaciones. (León, 2014)

Las técnicas de cálculo más utilizadas por las industrias que desarrollan los programas computacionales, para resolver las ecuaciones de barra son Gauss-Seidel y Newton-

Raphson, se debe especificar el tipo de barra cuando se realiza un análisis de flujo de potencia. (León, 2014)

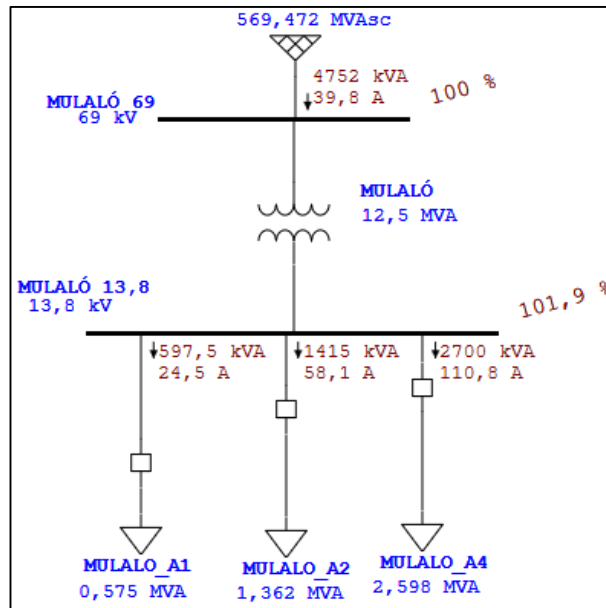


Figura 2. Ejemplo de Flujo de Potencia

Fuente: (ELEPCO, 2017)

2.2.4. Tipos de Barras

- **Slack Bus o Barra Flotante**

Conocida también como barra Swing por lo general en las empresas eléctricas se toma a esta barra en donde se encuentra conectado un gran generador. La ubicación de la barra Slack o Swing puede volver |más complejos los cálculos en esta barra se especifican parámetros de voltaje constante en magnitud y fase, se debe considerar como barra Slack cuando su potencia se aproxima a infinita. (Longatt, 2006)

- **Barra P-Q o Barra de Carga**

La barra P-Q también denominada barra de carga tiene parámetros conocidos como la potencia activa y la potencia reactiva ($P_{total}; Q_{total}$), también se puede conocer la potencia activa y su factor de potencia. En las barras P-Q mediante el método de flujos de potencia se encuentra el módulo de tensión y su ángulo ($V; \delta$) (Longatt, 2006)

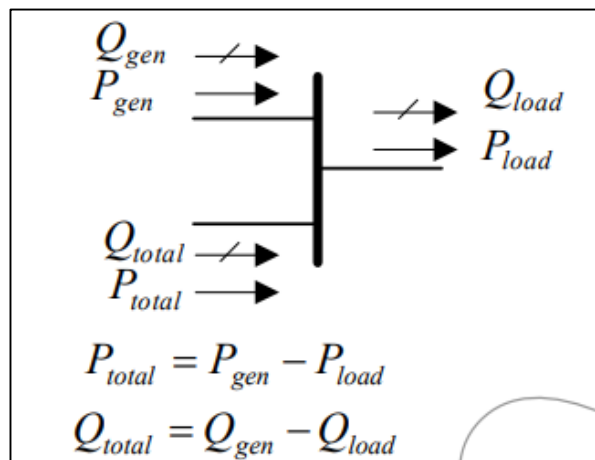


Figura 3. Barra Tipo P-Q

Fuente: (Longatt, 2006)

- **Barra Tipo P-V**

Conocido también como barra de generación en este tipo de barra normalmente se especifica el módulo de la tensión y la potencia activa ($P; V$) debido que son parámetros que se pueden controlar de un generador mediante un gobernador y la excitación.

La potencia reactiva total y el ángulo del voltaje son los parámetros desconocidos en este tipo de barra los cuales se pueden encontrar mediante flujo de carga. (Longatt, 2006)

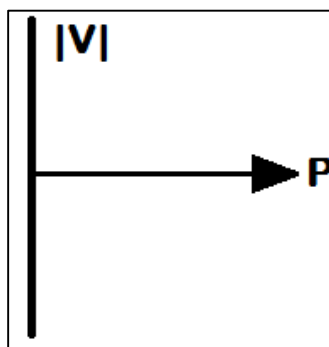


Figura 4. Barra tipo P-V

Fuente: (Longatt, 2006)

- **Barra Desconectada**

Este tipo de barra se encuentra desenergizada y es necesaria cuando se requiere dar mantenimiento a los equipos en una subestación y evitar cortes de energía al usuario, esta barra no es incluida cuando se requiere realizar flujos de potencia. (Longatt, 2006)

Tabla 1

Especificaciones de Barras de Flujos de Potencia

Tipo de Barra	Potencia Activa (P)	Potencia Reactiva (Q)	V	δ	Comentario
P-Q Carga	X	X			Representación de carga usual
P-V Generado o Condensador Sincrónico	X	Cuando: $Q_g < Q_{min}$ $Q_g > Q_{max}$	Cuando: $Q_{max} < Q_g$ $< Q_{min}$		Generador o condensador sincrónico. (P=0) con límite de Vars (Q_{max}) Límite superior (Q_{min}) Límite Inferior V es mantenida a lo largo de Q_g
Swing			X	X	La barra swing debe ajustar la potencia neta manteniendo el voltaje constante

Fuente: (Longatt, 2006)

2.2.5. Valores por Unidad

El valor numérico de los parámetros eléctricos de tensiones, potencias, impedancias y corrientes se encuentra expresado como un valor relativo cuando se va a realizar un análisis del Sistema Eléctrico ya sea en por unidad (pu) o en por ciento (%). Esto es resultado de la relación entre el valor medido y el valor base elegido como se indica en la ecuación 1. (Gonzales, 2015)

$$\text{Variable en (por unidad)} = \frac{\text{Valor Medido}}{\text{Valor Base Elegido}} \quad \text{Ec. (1)}$$

Expresar en valores por unidad los parámetros eléctricos tiene ciertas ventajas que son:

- Brinda información de magnitudes relativas.
- El cortocircuito equivalente puede ser simplificado
- Existe una mínima variación de las impedancias sin que se dependa del tamaño de transformadores o generadores, con lo cual se puede detectar errores de cálculo.

2.2.6. Cambio de Base en el Sistema por Unidad

Los valores nominales de potencia y tensión ya sea de un Transformador o un Generador son seleccionados como valores bases. Al realizar un análisis de un Sistema de potencia por lo general los valores de dicho sistema están en diferentes unidades, lo que complica su estudio, por tal motivo es necesario unificar todas las unidades a una

sola de este modo dicho análisis se lo puede realizar sin más complejo. La ecuación 2 indica el cambio de una base a otra. (Longatt, 2006)

$$Z_2[pu] = Z_1[pu] \frac{S_{base2}}{S_{base1}} \left(\frac{V_{base1}}{V_{base2}} \right)^2 \quad \text{Ec.(2)}$$

Sean:

$Z_1[pu]$: Impedancia en p.u considerándolos valores de base 1

$Z_2[pu]$: Impedancia en p.u considerando los valores de base 2

V_{base1}, S_{base1} : Valores para $Z_1[pu]$

V_{base2}, S_{base2} : Valores para $Z_2[p.u]$

2.2.7. Importancia de Coordinación de Protecciones

Los Sistemas Eléctricos experimentan sobrecorrientes que sobrecalientan y dañan los componentes del sistema como los aislamientos de equipos y conductores eléctricos. Las sobrecorrientes muy altas y con larga duración en el tiempo pueden fundir y dañar definitivamente los conductores causando frecuentemente fuego, explosiones, gases contaminantes y pérdidas económicas. Dichas sobrecorrientes no solo dañan el sistema eléctrico y equipos también pueden provocar la muerte del personal. Para reducir estos riesgos, el Código Nacional Eléctrico (NEC), regulaciones de la OSHA, Norma Oficial Mexicana (NOM) y otros códigos aplicables requieren protección contra sobrecorrientes la cual desconectará el equipo por sobrecarga o en una falla de equipo. La industria y organizaciones gubernamentales han tenido que desarrollar estándares para dispositivos

de protección de sobrecorrientes y procedimientos de prueba que muestran la compatibilidad con los estándares y con el NEC. Estas organizaciones son; National Electric Manufacturers Association (NEMA), The American National Standards Institute (ANSI), y la National Prevention Association (NFPA) trabajo con laboratorios de prueba reconocidos mundialmente como es Underwriters Laboratories (UL). (Meza, 2015)

2.2.8. Criterios de Diseño de los Sistemas de Protección

En los Sistemas Eléctricos de Subtransmisión es muy importante su protección debido a la exigencia de un servicio de calidad de suministro de energía eléctrica a los consumidores y al crecimiento acelerado de la demanda de energía eléctrica por lo que se requiere conocer varios conceptos como son:

- **Selectividad:** Tiene como objetivo identificar una falla y aislar la misma con el menor número de interrupciones o desconexiones ya que se busca brindar un servicio con un máximo de continuidad.
- **Confiabilidad:** El equipo de protección debe actuar de forma correcta frente a una falla y no actuar innecesariamente produciendo desconexiones al sistema eléctrico.
- **Velocidad:** Es la capacidad de actuar un equipo de protección lo más rápido como sea posible, desconectando el sistema fallado y evitando daños de los equipos, aislamientos, conductores y a las condiciones de estabilidad de un sistema eléctrico de potencia.

- **Economía:** Se debe alcanzar una máxima protección del SEP con el costo más bajo posible.
- **Simplicidad:** El sistema de protecciones debe tener una mínima cantidad de conexiones y equipos lo que da como resultado confiabilidad y un organizado sistema eléctrico de potencia además que brinda la ventaja de un fácil mantenimiento.
- **Sensibilidad:** El elemento de protección debe actuar frente a la mínima falla que puede ocasionar daños a la zona que protege. (Albarrasín, 2010)

2.2.9. Fallas de cortocircuito

- Monofásico: $\emptyset - T$
- Bifásico: $\emptyset - \emptyset$ ó $\emptyset\emptyset - T$
- Trifásico: $3\emptyset$ ó $3\emptyset - T$ (Cortocircuito balanceado)
- Sobre frecuencia
- Sobretensión
- Baja Tensión
- Baja frecuencia que pueden producir la pérdida de las condiciones de sincronismo en generación.

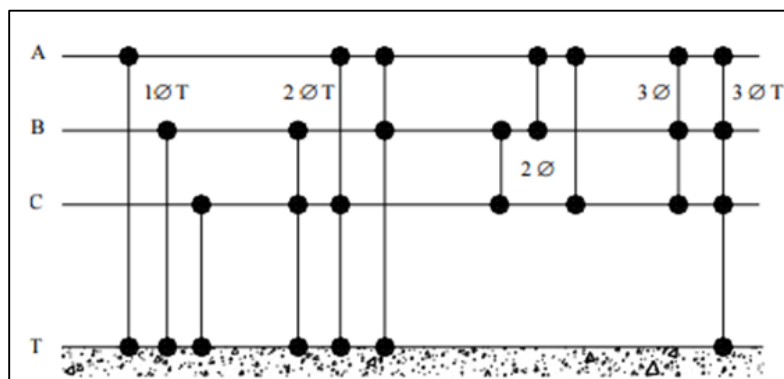


Figura 5. Fallas Eléctricas

Fuente: (Meza, 2015)

2.2.10. Coordinación de Protecciones

a. Protección Primaria (P.P)

La protección primaria es la que debe operar siempre que ocurra una falla en el circuito que está protegiendo.

- **Tiempo de operación:** Nuestro sistema eléctrico trabaja a una frecuencia de 60Hz que es 60 ciclos en un segundo para esto se ocupan relevadores de alta rapidez que actúen entre 1/2 y 3 ciclos y en tiempo se tiene:

$$60 \text{ ciclos} = 1000 \text{ ms}$$

$$6 \text{ ciclos} = 100 \text{ ms}$$

$$3 \text{ ciclos} = 50 \text{ ms}$$

$$1 \text{ ciclo} = 16,6 \text{ ms}$$

- **Traslape de equipos de protección:** Se debe buscar que los equipos de protección se encuentren instalados de forma traslapada como se muestra en la figura 5.

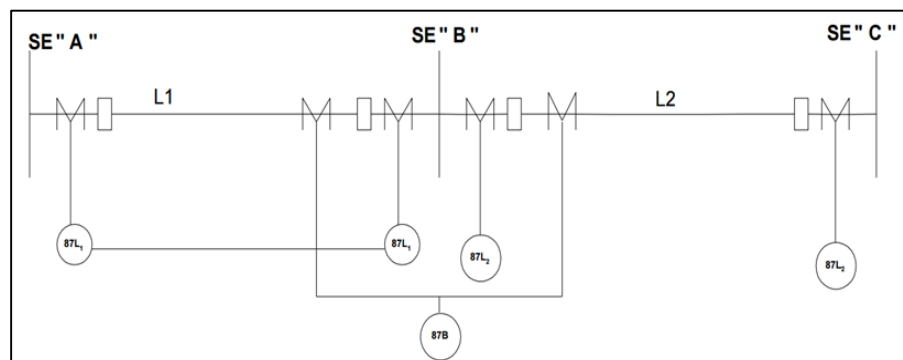


Figura 6. Protecciones Primarias

Fuente: (Meza, 2015)

El equipo de protección primaria de la línea 1 (87L1) se encuentra traslapada con el equipo de protección primaria de la S/E "B" (87B) así también con el equipo de protección de la línea 2 (87L2). (Meza, 2015)

b. Protección de Respaldo (P.R)

Las protecciones de respaldo son muy importantes ya que brindan confiabilidad al sistema eléctrico y deben actuar exclusivamente cuando la protección primaria haya fallado o se encuentra en mantenimiento, para coordinar la operación de estos equipos de protección se utilizan relevadores de retardo intencionado. (Meza, 2015)

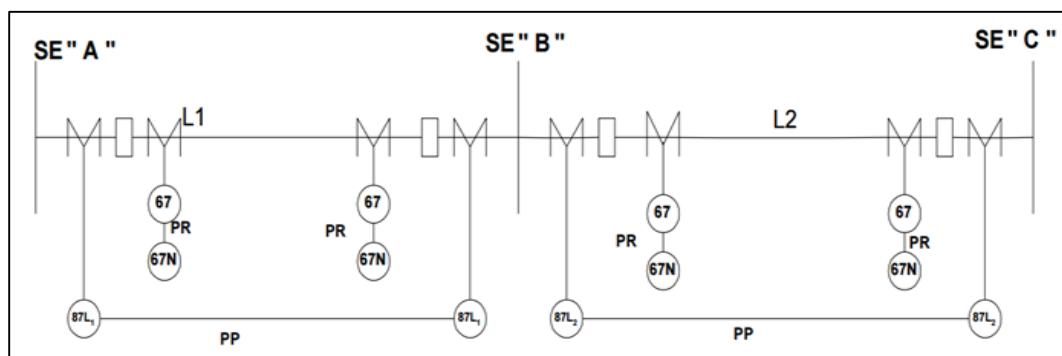


Figura 7. Protección de Respaldo

Fuente: (Meza, 2015)

En el sistema eléctrico de la figura 6 deben actuar primero los equipos de protección primaria PP de la línea 1 (87L1) en caso de que en estas protecciones no actúen deben entrar en operación los equipos de protección de respaldo PR de la línea 1 (67L1) de las S/E A y B para interrumpir dichas conexiones. (Meza, 2015)

2.2.11. Protección de Sistemas de Subtransmisión

Dentro de los sistemas de Subtransmisión, las protecciones tienen un papel muy importante debido que en el sistema existen un conjunto de elementos que se deben proteger ante cualquier falla que se presente en el sistema, por tal motivo se cuenta con diferentes tipos de protecciones que se emplean para proteger estos sistemas, entre ellos se encuentran los relés de sobre corrientes, que son una parte fundamental dentro de las protecciones. (Bedoya & Giraldo, 2015)

2.2.12. Relé de Sobrecorriente

Estos relés son dispositivos de protección cuya finalidad es detectar corrientes no deseadas o intolerables dentro de una área establecida y operan junto con los interruptores. (Bedoya & Giraldo, 2015)

2.2.13. Clasificación de los Relés de Sobrecorriente

De acuerdo el sentido de la corriente, estos relés se clasifican en direccionales y no direccionales.

a. No Direccionales

Su función principal es operar en sobrecorrientes que circulan a ambos lados de su localización. Para la norma ANSI, los relés de Sobrecorriente son designados por los números 50 y 51 y generalmente son empleados en los sistemas radiales. (Bedoya & Giraldo, 2015)

b. Direccionales

A diferencia de los no direccionales, estos relés operan únicamente para el sentido en el que se ajustaron los relés dentro de la zona de protección establecida. Esta direccionalidad se da mediante una señal de referencia adicional, que generalmente es voltaje. Para la norma ANSI estos relés son designados por el número 67. (Bedoya & Giraldo, 2015)

Según al tiempo de operación se clasifican en Instantáneos y Temporizados.

a. Instantáneos

Estos relés operan en un tiempo menor o igual a 50 ms, presentando un inmediato disparo cuando se produce la falla y las corrientes llega al valor de ajuste. En la norma ANSI la designación para estos relés es el número 50. (Bedoya & Giraldo, 2015)

b. Temporizados

Son relés temporizados por que operan en un tiempo después de que la falla se haya producido, cuando la corriente alcanza el valor de ajuste. Esta característica

de tiempo-corriente se subdivide en tiempo definido y tiempo inverso, el relé 51 es el número designado según la norma ANSI. (Bedoya & Giraldo, 2015)

Según a las características de operación, los relés de Sobrecorriente se clasifican en: de corriente definida, de corriente y tiempo definido y de tiempo inverso.

a. Relés de corriente definida

Dentro de este tipo de relés se presenta una operación de manera instantánea cuando la corriente llega al valor ajustado (I_a). El ajuste del relé en mención se da de tal manera que el extremo más alejado opere con un valor más bajo de corriente y de esta manera los ajuste se van aumentando a medida que se acerque a la fuente, es otras palabras, el dispositivo con menor ajuste será el que primero opere y desconecte la en el punto más cerca de la falla. La desventaja de este relé es que no es muy selectivo en cuanto a altos valores de cortocircuito provocando un déficit en distinguir la corriente de falla de un punto a otro. Por lo tanto, los relés de corriente definida no son muy utilizados. (Bedoya & Giraldo, 2015)

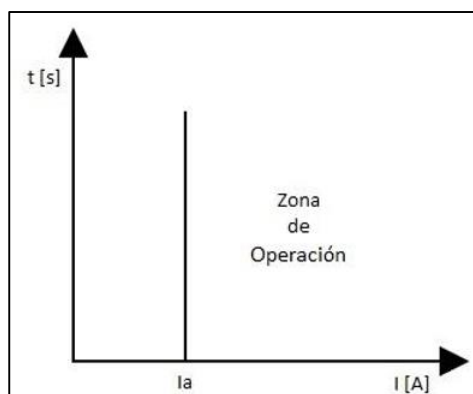


Figura 8. Relé de corriente definida

Fuente: (Bedoya & Giraldo, 2015)

b. Relés de corriente definida y tiempo definido

Este tipo de relé permite el ajuste de la operación para diversos niveles de corriente con diversos tiempos de operación, por esta razón su ajuste se lo hace de tal manera que el interruptor que se alimenta de la carga se dispare en un tiempo más corto y luego de forma consecuente los demás interruptores hacia la fuente en tiempos cada vez más altos. Este tipo de relés son muy selectivos y muy utilizados. (Bedoya & Giraldo, 2015)

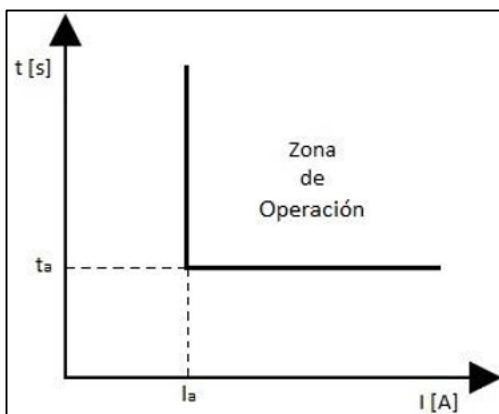


Figura 9. Relé de corriente definida y tiempo definido

Fuente: (Bedoya & Giraldo, 2015)

c. Relés de tiempo inverso

La función fundamental de este relé es operar en un tiempo inversamente proporcional a la de la corriente de falla, una de las ventajas que presenta a en que ante corrientes altas se pueden tener tiempos de disparos muy cortos sin tener que alterar la selectividad. Los relés de tiempo inverso se subdividen en: Inverso, muy inverso, extremadamente inverso, tiempo definido. (Bedoya & Giraldo, 2015)

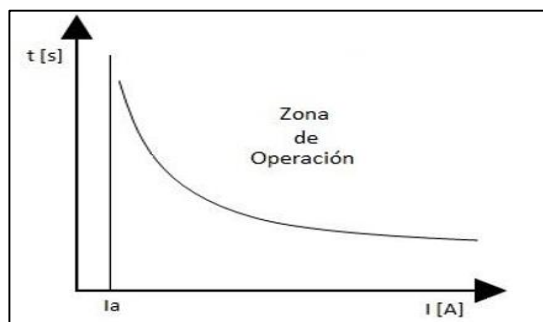


Figura 10. Relé de tiempo Inverso

Fuente: (Bedoya & Giraldo, 2015)

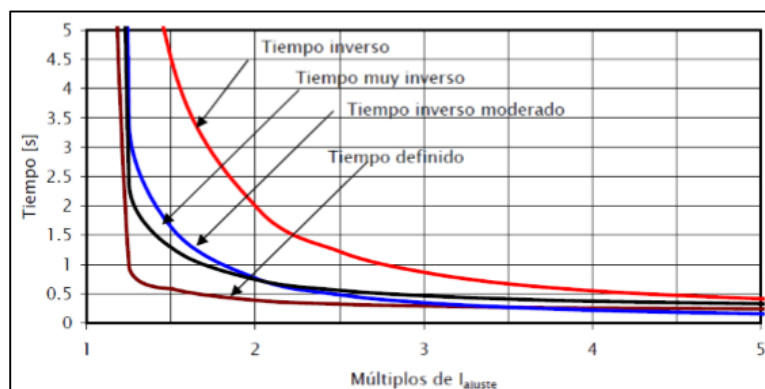


Figura 11. Tipos de curvas del relé de tiempo inverso

Fuente: (Bedoya & Giraldo, 2015)

2.2.14. Curvas características de los relés de sobrecorrientes y tiempos de operación.

Generalmente se utiliza como base a la corriente de falla para lograr coordinación y selectividad, solo donde la diferencia es muy grande entre la magnitud de una falla dentro del área protegida y una falla del exterior, y además estas magnitudes son casi constantes entonces se utiliza las curvas características de cada relé para lograr selectividad. El relé de sobrecorrientes se encuentra diseñado para actuar frente a determinadas cantidades de corrientes por medio de un pequeño sistema de potencia.

Existen dos tipos básicos de relé de sobrecorrientes: de activación con retardo de tiempo y relé de tipo instantáneo. (Ademaro & Hill, 2015)

El relé instantáneo de sobrecorrientes es diseñado para operar con un tiempo de retardo cuando la corriente excede el ajuste del relé. El tiempo de operación de este relé puede variar significativamente. Así es tan bajo como 0.016 seg. y tan alto como 0.1 seg. La característica de operación de este relé está ilustrada en la figura 4, bajo el nombre de curva instantánea. (Ademaro & Hill, 2015)

El relé de Sobrecorriente tiene una característica de operación tal que sus tiempos de operación varían inversamente con la corriente que fluye por el relé. Este tipo de característica también está indicada en la Figura 7. El diagrama muestra las tres más comúnmente usadas; inversa, muy inversa y extremadamente inversa. Estas curvas difieren en la proporción por la cual el tiempo de operación decrece cuando aumenta la corriente. (Ademaro & Hill, 2015)

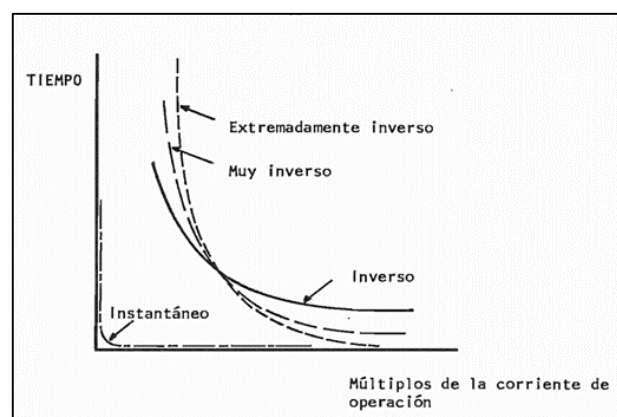


Figura 12. Característica tiempo-corriente de los relés de Sobrecorrientes

Fuente: (Ademaro & Hill, 2015)

2.2.15. Selección de relés de sobrecorrientes

En la tabla 2 se muestran varias recomendaciones para seleccionar el relé de Sobrecorriente segn sea su aplicación.

Tabla 2

Selección de relé de Sobrecorriente de acuerdo a su aplicación

Aplicación	Tipo de relé recomendado
Protección principal	Instantáneos y temporizados de tiempo inverso
Protección de respaldo	Temporizadores
Protección de equipos individuales	Temporizadores de tiempo definido
Protección de extremos del sistema radial	Temporizadores de tiempo definido
Protección de sistema en anillo	Temporizadores de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso
Combinación de relés y fusibles	Temporizadores de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso
Protección de líneas largas	Temporizadores de tiempo inverso
Protección de líneas cortas	Temporizadores de tiempo inverso
Sistemas con variaciones apreciables en la generación (cortocircuito)	Temporizadores de tiempo inverso y muy inverso
Sistemas con poca variación en el nivel de corto local remoto	Temporizadores de tiempo definido

Fuente: (Bedoya & Giraldo, 2015)

2.2.16. Ecuación característica del relé temporizados

Todo tipo de curva de los relé temporizados se modelan matemáticamente por medio de la ecuación característica, básicamente existen dos formas para representar esta ecuación. (Bedoya & Giraldo, 2015)

- **Exponencial:**

$$t = \frac{a * DIAL}{(M^n - 1)} \text{ Norma IEC} \quad \text{Ec. (3)}$$

$$t = a * \frac{DIAL}{(M^n - 1)} + b * DIAL \text{ Norma ANSI} \quad \text{Ec. (4)}$$

- **Polinomial**

$$t = c_0 + \frac{c_1}{(M-1)} + c_2(M^2 - 1) + c_3(M^3 - 1) + \dots \quad \text{Ec. (5)}$$

$$t = c_0 + c_1(M - 1) + c_2(M - 1)^2 + c_3(M - 1)^3 + \dots \quad \text{Ec. (6)}$$

Donde:

- **a,b,n,c0,c1,c2,c3:** constantes de forma de la ecuación característica.
- **M (o MULT):** Relacion entre la corriente de operación del relé (Icc) y corriente de ajuste (Ia o TAP)
- **DIAL:** Factor para un tipo de curva dado, permite obtener diferentes tiempos de operan para un mismo tipo de curva de operación
- **t:** Tiempo de operación (segundos)

Dependiendo de los fabricantes la ecuación general puede tener algunas variaciones o a su vez pueden ser otras ecuaciones a la presentada. Los valores para las ecuaciones normalizadas para la Norma IEC se presenta en la tabla 3.

Tabla 3

Constantes de forma para la ecuación exponencial – Norma IEC

Tipo de Curva	a	n
Tiempo inverso estándar	0,14	0,02
Muy inversa	13,50	1,00
Extremadamente Inversa	80,00	2,00
Tiempo inverso largo	120,00	1,00

Fuente: (Bedoya & Giraldo, 2015)

Los valores para las ecuaciones normalizadas para la Norma ANSI se presentan en la tabla 4.

Tabla 4

Constantes de forma para la ecuación exponencial – Norma ANSI

Tipo de Curva	a	n	B
Tiempo inverso estándar	59,50	2,00	1,80
Muy inversa	39,22	2,00	0,98
Extremadamente Inversa	56,40	2,00	0,24
Tiempo inverso largo	0,10	0,02	0,22

Fuente: (Bedoya & Giraldo, 2015)

2.2.17. Definiciones básicas en la coordinación de relés de Sobrecorriente

a. Corriente nominal (I_n)

Valor de corriente que transita por el punto de localización de un relé en condiciones de operación es normal. Para los sistemas trifásicos esta corriente se da mediante la relación de la potencia aparente y el voltaje de línea como se muestra en la ecuación 7. (Bedoya & Giraldo, 2015)

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3}V_{Ln}} \quad \text{Ec. (7)}$$

b. Corriente de arranque o pickup

Es el valor de corriente en el cual el relé de sobrecorriente inicia a operar. Esta corriente es también llamada corriente de ajuste, pickup o TAP y está en función de K veces de la corriente nominal. K es el factor de seguridad. La corriente de pickup fija la sensibilidad de la protección, permitiendo detectar cualquier tipo de cortocircuito en su zona protegida, es el valor de corriente que permite el cambio de estado del relé y se determina por la relación de la corriente de arranque y el RTC como se muestra en la ecuación 9. (Bedoya & Giraldo, 2015)

En la ecuación 8 se hallan los valores para la corriente de arranque inicial que posteriormente se utilizara en la ecuación 9. La corriente de arranque inicial generalmente es va del 125% al 150% de la corriente nominal.

$$I_{arranque_1} = (1,25 - 1,50) \times I_{nominal} \quad \text{Ec. (8)}$$

$$I_{pickup} = \frac{I_{arranque.1}}{RTC} \quad \text{Ec. (9)}$$

La corriente del pickup para la unidad instantánea para evitar operar con las corriente Inrush del transformador de potencia debe cumplir la siguiente inecuación

$$I_{pickup_Ins} \geq \frac{IINR}{RTC} \quad \text{Ec. (10)}$$

Donde:

IINR: Corriente de Inrush del transformador de potencia

RTC: Relación de transformación de corriente

c. DIAL o TDS (Time Dial Setting)

Permite conseguir diferentes tiempos de operación a una corriente dada para el mismo tipo de curvas dentro de una familia. En los relés modernos son muy cortos los pasos del DIAL, de tal modo que un lapso de tiempo de 0,1 a 1 en pasos de 0,05 equivaldría a 18 curvas, esto permite que el ajuste del DIAL se da como una función continua. El tiempo de operación se encuentra en el rango de 250 – 300 ms. (Bedoya & Giraldo, 2015)

d. Relación de transformación del transformador de corriente (RTC)

Tiene como función aislar el relé de altos valores de corriente que transitan por el sistema de potencia, entregando valores normalizados de 1A o 5A, pero preferentemente esta corriente nominal secundaria es de 5 amperios. Esta relación

se da entre la corriente primaria y la corriente secundaria como se muestra en la ecuación 11. (Bedoya & Giraldo, 2015)

$$RTC = \frac{I_{m\acute{a}x\text{carga}}}{I_{\text{Secundario}}} \quad \text{Ec. (11)}$$

Los transformadores de corriente son diseñados con aislamientos adecuados para operar con temperaturas de elevación de 55°C de este modo podrá resistir la corriente térmica de cortocircuito durante un segundo, según indica la norma ANSI C57, el dimensionamiento de los conductores se la debe realizar con una densidad de corriente de 146,6 Amperios/mm² para garantizar la corriente Itcc. En la tabla 5 se muestran la relación de transformadores de Corrientes existentes en el mercado. (Orion, 2015)

Tabla 5

RTC existentes en el mercado

Relaciones de Transformadores de Corrientes Comerciales		
5:5	150:5	1500:5
10:5	200:5	1600:5
15:5	250:5	2000:5
20:5	300:5	2400:5
25:5	400:5	2500:5
30:5	500:5	3000:5
40:5	600:5	3200:5
50:5	800:5	3500:5
75:5	1000:5	4000:5
100:5	1200:5	5000:5

Fuente: (Orion, 2015)

e. Clase de Precisión

Se considera que la precisión para los núcleos de medición de un 0,5%, según la norma IEC 60044. La clase de presión normales para los transformadores de tensión son de 3P y 6P y para los transformadores de corriente son de 5P y 10P. (Lescop, 2015)

En la tabla 6 se muestra la clase de presión, error de intensidad para el primario, desfase para la intensidad primaria y el error compuesto en porcentaje para la intensidad primaria.

Tabla 6

Clase de Precisión para TC

Clase de Precisión	Error de intensidad para la intensidad primaria asignada en (%)	Desfase para la intensidad primaria asignada		Error compuesto para la intensidad primaria limite de precisión (%)
		Minutos	Centirradiantes	
5P	±1	±60	±1,8	5
10P	±3	--	--	10

Fuente: (Lescop, 2015)

f. Factor Límite de Precisión (FLP)

Los devanados secundarios de protección deben diseñarse con un factor límite de precisión (FLP) igual a 20, esto para evitar la saturación del núcleo en las fallas de sobrecorrientes. (Enersis, 2008)

$$FLP_{calculado} = \frac{I_{pico_{falla}}}{I_{primario_{TC}}} \quad Ec. (12)$$

2.2.18. Área de Concesión

Desde el año 1978 paralelamente a la remodelación de redes se inicia la ampliación del sistema, de esta manera este proceso se fue desarrollando planificada y paulatinamente extendiendo las redes de distribución, en la actualidad se ha rodeado las redes de la empresa eléctrica dando como resultado el impedimento de su avance. Con el fin de dar cumplimiento a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico y en una reunión con todas las Empresas Eléctricas del País Se fijaron los límites de áreas de concesión, en el año 1998 siendo el mes de octubre en las oficinas del organismo rector del sector energético, CONELEC, se firmó el acta de límites del ELEPCO S.A ,dentro de su área de concesión de la provincia de Cotopaxi (Ramón & Saavedra, 2011)

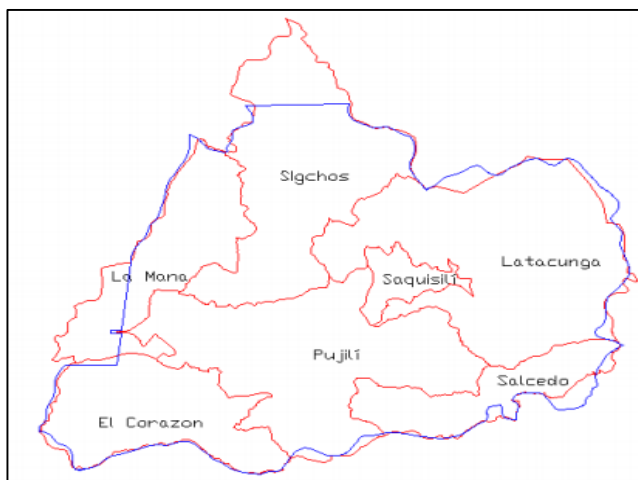


Figura 13: Área de Concesión ELEPCO S.A

Fuente: (Ramón & Saavedra, 2011)

2.2.19. Modo de Conexión de ELEPCO S.A con el Sistema Nacional Interconectado

Existen dos nodos de interconexión con el Sistema Nacional Interconectado para la provisión de potencia y energía del mercado eléctrico mayorista. Por la ubicación que

tiene ELEPCO S.A. dentro del Sistema Nacional Interconectado y por la cantidad de potencia y energía que fluye por él, el nodo de mayor importancia es el que se encuentra en la Subestación Mulaló, que representa el 62.7% de la energía eléctrica consumida.

En la línea de transmisión Pucará – Santa Rosa se conecta la subestación Mulaló a 138 Kv a través de un auto transformador 50/63 MVA, reduciendo el voltaje de 138 Kv a 69 Kv para ingresar a la red de Subtransmisión de ELEPCO S, A. El otro nodo existente está en la Subestación Ambato, aunque normalmente provee energía al cantón Salcedo, esta subestación tiene su conexión con las líneas de transmisión de Pisayambo-Totoras a 138 KV del S.N.I y cuenta con un transformado de 33/44 MVA, que reduce el voltaje de 138 KV a 69 KV. (Molina & Tipantasi, 2003)

2.2.20. Sistema de Subtransmisión

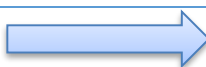
El sistema de distribución y de Subtransmisión de ELEPCO S.A, tiene niveles de voltaje de 13.8 KV y 39 KV respectivamente (VER ANEXO A), en la tabla 2 se indica en resumen la información de las líneas de Subtransmisión que conectan las centrales de generación con las sub estaciones de distribución. (Molina & Tipantasi, 2003)

Tabla 7

Subestaciones ELEPCO S.A.

Subestación	Voltaje Primario KV	Voltaje Secundario KV	Potencia Nominal MVA
Mulaló	69	13,8	10/12,5
Lasso	69	13,8	16/20
Familia	69	13,8	10/12,5
Sigchos	69	13,8	5

CONTINÚA



La Cocha	69	13,8	10/12,5
CRS	69	13,8	3,5
San Rafael	69	13,8	10/13
Pujilí	69	13,8	5
El Calvario	23	13,8	4/5,2
Illuchi 1	24,343	2,4	3x1,75
Illuchi 2	13,8	2,4	6,5

Fuente: (ELEPCO, 2017)

2.2.21. Programa Computacional ETAP

Es un software computacional dedicado al análisis y control enfocado hacia el diseño, simulación y operación de sistemas eléctricos de potencia estos sean de generación, distribución e industriales. ETAP es una herramienta utilizada por ingenieros de diferentes empresas de todo el mundo, dándole uso exclusivo al diseño, operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos. Entre las múltiples funciones que presenta ETAP, existe la opción de Real-time la cual permite hacer uso de datos en tiempo real para realizar análisis y evaluación de sistemas de potencias. Dentro de las empresas e industrias, los operadores y gerentes utilizan el ETAP para supervisar, controlar y optimizar, los sistemas de potencia propios de la actividad en la cual se desempeñan. (Yepes, 2015)

Esta herramienta dispone de una gran cantidad de módulos como son:

- Redes AC o DC.
- Redes de tierra.
- Tendido y rutado de cables.
- Diagramas de Control de Sistemas AC y DC.

- Coordinación y selectividad de protecciones.

2.2.22. Análisis de Flujos de Potencia en ETAP

El software computacional ETAP presenta tres métodos para el cálculo de flujos de potencia:

- Newton-Raphson
- Newton-Raphson Adaptativo
- Gauss-Seidel Acelerado y Desacoplado

Para la correcta ejecución del diagrama de flujo de potencia es necesario ingresar todos los datos que se presentan en la Tabla 8, de este modo el software ETAP no emitirá un mensaje de error. (Patiño & Fabara, 2015)

Tabla 8

Datos requeridos para el análisis de Flujos de Potencia

Datos requeridos para el análisis de Flujo de Potencia	
✓ Datos de Bus	✓ Datos de carga estática
✓ Datos de ramas	✓ Datos de capacitor
✓ Datos de Power Grid	✓ Datos de carga dinámica
✓ Datos de inversor	✓ Datos de UPS & Cargador
✓ Datos de motor de inducción	✓ Datos del transformador

Fuente: (Patiño & Fabara, 2015)

2.2.23. Análisis de Cortocircuitos en ETAP

Del mismo modo que en los flujos de carga, ETAP tiene una variedad de herramientas para el estudio de cortocircuitos, siendo un módulo amigable con el usuario. ETAP realiza los cálculos de cortocircuitos con normativa que esta puede ser: ANSI/IEEE, IEC y GOST, por tal razón la exactitud con la que presenta los resultados depende de gran o de total medida de los parámetros exactos que se ingresen en el programa. (Mendieta, 2015)

ETAP además cuenta con herramientas adecuadas para la coordinación de protecciones, estas contienen las características principales de varios dispositivos de protección comerciales que son empleados dentro de los sistemas eléctricos de Potencia, una de las ventajas que presenta el software es que permite verificar la selectividad de las protecciones según el criterio de coordinación que emplee el usuario. Las coordinaciones se realizan por medio de las curvas tiempo - corriente, estas curvas describen las características de protección permitiendo su ajuste directamente sobre el gráfico presentado, este es un método visual dinámico y muy cómodo para ingenieros eléctricos, diseñadores, etc. (Mendieta, 2015)

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

El presente proyecto se basa en la recopilación de datos y parámetros eléctricos del sistema de Subtransmisión a 69 KV de la Empresa Eléctrica ELEPCO S.A. para un posterior análisis mediante el software ETAP que permitirá el procesamiento de datos mediante simulaciones y flujos de potencias, hasta finalmente la obtención de resultados que nos permitirá conocer el estado actual del sistema eléctrico y ajustes de los equipos de protección.

3.1. Modalidad de investigación.

La modalidad de investigación de proyecto mencionado se basará en estrategias, tipos de investigación, procedimientos y técnicas para la búsqueda de un modelo adecuado de las variables que brinde solución al problema.

Por esta razón para el desarrollo del presente proyecto se adoptará la investigación de campo en la recopilación de los datos y parámetros eléctricos del Sistema de Subtransmisión y bibliográfica en la investigación teórica de diferentes fuentes para el desarrollo de trabajo de titulación.

3.1.1. Bibliográfica.

Según el autor (Santa Palella y Feliberto Martins (2010)), define: la investigación bibliográfica se basa en una indagación sistemática, profunda y a detalle de la información

obtenida. Realizando un estudio donde se relacione dos o más variables, en este tipo de investigación se utiliza una información recopilada de diferentes medios.

Para el presente proyecto se basó en una indagación de definiciones y parámetros eléctricos, análisis de protecciones, software utilizado y principios básicos de coordinación extraídas de fuentes fiables ayudando a comprender el desarrollo del proyecto en mención.

3.1.2. De campo.

Según el autor (Fidias G. Arias (2012)), define: La investigación de campo como la recopilación de todos los datos que se encuentren directamente involucrados con las variables, pero sin manipularlas o alterar las mismas. El investigador no puede controlar las variables porque alteraría las condiciones naturales de la variable.

Se realizó un procedimiento, sistemático, técnico y analítico de los parámetros eléctricos y la recopilación actual de la información del sistema eléctrico de Subtransmisión de 69 KV de 69 kV de ELEPCO S.A. y parámetros del equivalente de red del punto frontera Mulaló para la determinación de nuevas condiciones de protección para dicho sistema eléctrico de la Empresa Eléctrica Provincial de Cotopaxi ELEPCO S.A.

3.2. Tipo de investigación

3.2.1. Investigación Cuantitativa

El método cuantitativo según el autor (Hernández, Fernández y Baptista (2010)), manifiestan que usan la recolección de datos para verificar la hipótesis, con base en a

tablas estadísticas, curvas y patrones de comportamiento de las variables para demostrar teorías, además menciona que es un proceso secuencial, donde no se puede eludir ninguna etapa de la investigación.

En este tipo de investigación se utilizaron modelos matemáticos y recolección de datos y parámetros eléctricos como impedancias que se llevará a cabo un análisis mediante el software computacional ETAP que permite la simulación e interpretación de la información para conocer el estado actual del sistema eléctrico de Subtransmisión del Sistema Mulaló.

3.3. Diseño de la investigación

Mediante el análisis de la simulación del Sistema de Subtransmisión a 69 kV del Sistema Mulaló perteneciente a ELEPCO S.A, distribución de la carga, estudio de flujos de potencia y cortocircuitos se podrá determinar los nuevos ajustes de los parámetros de protección en condiciones de operación actual.

3.4. Población y muestra

En el proyecto en mención se hace referencia a la población como la información y parámetros eléctricos recopilada del sistema eléctrico de potencia dentro de la concesión de ELEPCO S.A. y cuya muestra se define como los datos obtenidos del sistema de Subtransmisión de 69 KV del Sistema Mulaló que abarca las subestaciones Mulaló,

Sigchos, EL Calvario, La Cocha, Pujilí, San Rafael, Centro de Rehabilitación Social y Familia Sancela.

3.5. Técnica de recolección de datos

3.5.1. Variables cuantitativas

Para la recolección de datos de los parámetros eléctricos se tomaron en cuenta variables como voltaje, potencia de transformadores, impedancias y equivalente de red o Thevenin, relación de transformación, corrientes de pickup, entre otros.

3.5.2. Valides y confiabilidad

Para garantizar los resultados, las muestras de datos recopilados para su análisis fueron tomados de estudios anteriores, realizados y proporcionados por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A. como principal fuente de información.

3.6. Técnica de análisis de datos.

3.6.1. Observación y simulación

Para el análisis de los datos se utilizará básicamente la técnica de observación de los parámetros eléctricos obtenidos mediante simulación.

El análisis está basado en criterios como:

- Revisión de parámetros eléctricos, la información recopilada fue proporcionada por CELEC - Transelectric EP y la Empresa Provincial Cotopaxi ELPECO S.A.

- Manipulación de datos, utilizando curvas, tablas y simulación dinámica mediante la herramienta computacional ETAP.
- Interpretación de Resultados

3.7. Técnica de comprobación de hipótesis.

3.7.1. Comprobación cuantitativa

La nueva condición del equivalente de red del sistema eléctrico de potencia, determinó mediante la herramienta computacional ETAP los nuevos valores de ajustes de los parámetros eléctricos mediante tablas y curvas.

CAPÍTULO IV

3. MODELAMIENTO DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69KV Y SALIDAS A 13.8 KV MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP

En el presente capítulo se realiza el modelamiento eléctrico de Subtransmisión a 69 kV y salidas a 69/13.8 Kv del Sistema Mulaló, en donde se incluye el análisis de las condiciones actuales de flujos de potencia en la que se incluye la nueva central Hidrosigchos y el equivalente de red o Thevenin actual del punto frontera Mulaló.

4.1. Descripción de la modelación del Sistema Eléctrico de ELEPCO S.A.

El sistema eléctrico de ELEPCO S.A., tiene tres puntos de alimentación con el Sistema Nacional Interconectado (SNI) a nivel de 69 Kv: Sistema Mulaló, Sistema Ambato y Sistema La Maná. Los sistemas en mención trabajan de forma independiente a niveles normales de operación, por tal razón, el modelamiento en el software ETAP se realizó solo del Sistema Mulaló, donde, se efectuaron las corridas de Flujos de Potencia y de Cortocircuitos a fin de determinar la cargabilidad de los elementos y las corrientes de cortocircuito en barras y posteriormente determinar los ajustes de protecciones del relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N..

4.2. Recopilación de Datos

La información técnica como impedancias de secuencias, parámetros de transformadores, demanda de potencia de las subestaciones y otros, fue suministrada por la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, ELEPCO S.A., y en cuanto al equivalente

Thevenin en barra 69 Kv para máxima y mínima generación del Sistema Mulaló fue suministrada por el Operador Nacional de Electricidad CENACE.

En la tabla 9 se muestran la terminología utilizada por CENACE para la representación de cortocircuitos (trifásicas y monofásicas) e impedancias equivalentes en el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Tabla 9

Terminología de Parámetros Eléctricos

VARIABLE	UNIDAD	SIGNIFICADO
I_k''	kA	Corriente inicial de cortocircuito
S_k''	MVA	Potencia inicial de cortocircuito
I_p	kA	Corriente pico de cortocircuito
R_k	Ohm	Impedancia de la red, parte real
X_k	Ohm	Impedancia de la red, parte imaginaria
R_{k0}	Ohm	Impedancia de secuencia cero, parte real
X_{k0}	Ohm	Impedancia de secuencia cero, parte imaginaria
R_{k1}	Ohm	Impedancia de secuencia positiva, parte real
X_{k1}	Ohm	Impedancia de secuencia positiva, parte imaginaria
R_{k2}	Ohm	Impedancia de secuencia negativa, parte real
X_{k2}	Ohm	Impedancia de secuencia negativa, parte imaginaria

Fuente: (CENACE, 2018)

Los equivalentes de red o Thevenin indicados en la tabla 8 y tabla 9 presentan las siguientes consideraciones:

- Norma técnica Internacional IEC60909.
- Configuración del Sistema Nacional Interconectado a 17 de mayo del 2018, incluido el sistema eléctrico Colombiano.

Para condiciones de máxima generación, se consideran en operación todas las unidades del sistema eléctrico ecuatoriano, con una corriente inicial de cortocircuito trifásico de 4,99 kA y monofásico de 5,73 kA así como también se tiene la Potencia inicial de cortocircuito trifásico de 596,75 MVA y monofásico 228,21 MVA de como se indica en la tabla 10.

Tanto para condiciones de máxima como mínima generación no se considera la operación de las unidades de generación inmersas en el sistema de distribución de ELEPCO, como tampoco los transformadores de elevación de estas.

Tabla 10

Parámetros Eléctricos Sistema Nacional, Punto Frontera Mulaló Máxima Generación 2018

Máxima Generación										
Barra	Ik"	Sk"	Ik"	Sk"	R0	X0	R1	X1	R2	X2
	kA	MVA	kA	MVA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
Mulaló 69 kV	4.99	596.75	5.73	228.21	0.23	5.13	0.83	8.74	0.91	9.00

Fuente: (CENACE, 2018)

Para generación mínima se tiene una potencia inicial de cortocircuito trifásico de 483,18 MVA y monofásico de 178,16 MVA con corriente inicial de cortocircuito trifásico de 4,04 kA y en monofásico de 4,47 kA, como se muestra en la tabla 11.

Tabla 11

Parámetros Eléctricos Sistema Nacional, Punto Frontera Mulaló Mínima Generación 2018

Mínima Generación, sin las unidades de Agoyán y San Francisco										
Barra	Ik"	Sk"	Ik"	Sk"	R0	X0	R1	X1	R2	X2
	kA	MVA	kA	MVA	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm	Ohm
Mulaló 69 kV	4.04	483.18	4.47	178.16	0.53	7.72	1.23	10.77	1.22	10.76

Fuente: (CENACE, 2018)

En la tabla 12 se muestra los parámetros eléctricos de los generadores Illuchi 1 e Illuchi 2.

Tabla 12

Parámetros Eléctricos Sistema de ELEPCO S.A.

Generadores ELEPCO SA.										
Generador	Unidad	Vn Kv	Potencia MVA	Factor de Potencia	Xd pu	Xq pu	Xd' pu	X2 pu	X0 pu	Rt Ohm
Illuchi 1	G1-G2	2,4	0,872	0,8	0,6	0,4	0,15	0,175	0,15	Aislada
	G3-G4	2,4	1,750	0,8	0,6	0,4	0,15	0,175	0,15	Aislada
Illuchi 2	G1-G2	2,4	3,250	0,8	0,6	0,4	0,15	0,175	0,15	67

Fuente: (ELEPCO, 2017)

Los parámetros de impedancia de las líneas de Subtransmisión proporcionados por ELEPCO S.A. están basados en la toma de datos de campo, tipos y siluetas de las estructuras, altura de amarre de los conductores, tipo y calibre de los conductores de fase e hilos de guarda, resistividad del suelo y longitud de los vanos. Por lo tanto, la base de datos de secuencia que se muestra en la tabla 13 son considerados reales para el estudio de flujos de potencia, cortocircuitos y coordinación de protecciones.

Tabla 13*Parámetros de Líneas de Subtransmisión*

Impedancias de Secuencia de las líneas de Subtransmisión de ELEPCO S.A.							
Línea	Longitud	Vn	R1	X1	R0	X0	B1
	[km]	[kV]	[Ohms]	[Ohms]	[Ohms]	[Ohms]	[uS]
Mulaló – Der. Familia	54,27	69	0,8907	1,9770	2,4369	7,1437	15,2059
Der. Familia – Lasso	2,22	69	0,4631	1,0279	1,2679	3,7141	7,9056
Der. Familia – Der Familia	1	69	0,2004	0,4776	0,5857	1,4139	3,4647
Laigua – Mulaló	8,19	69	1,7071	3,7544	4,4037	13,0843	29,4520
Laigua – Der. CRS	4,14	69	0,8632	1,9123	2,2451	6,7155	14,7984
Der. CRS - CRS	2,28	69	0,5981	1,0431	1,2224	2,9120	8,6015
Der. CRS – San Rafael	6	69	1,2510	2,7714	3,2538	9,7326	21,4470
San Rafael – Pujilí	7,05	69	1,4715	3,2980	3,9453	11,7758	24,9189
Laigua – La Cocha	6,44	69	1,3428	3,0306	3,3462	10,0052	22,5956
Lasso – Sigchos	37,91	69	7,9131	18,1315	21,2667	66,4765	132,1535
La Cocha – El Calvario	2,32	13,8	0,8221	1,1705	1,2272	4,7068	9,0392
El Calvario – Illuchi 2	7,49	13,8	0,9174	2,8777	2,2252	14,2943	32,4341
El Calvario – Illuchi 1	9,45	24	5,1811	4,6925	9,4421	16,2741	32,4494

Fuente: (ELEPCO, 2017)

El Sistema de Subtransmisión Mulaló de 69/13,8 kV, consta de nueve transformadores de potencia incluyendo la nueva central Hidrosigchos (tabla 13), un transformador a 23/13,8 kV ubicado en la subestación El Calvario, tres transformadores de 24,383/2,4 kV ubicados en la subestación Illuchi 1 y un transformador de 13,8/2,4 kV ubicado en la

subestación Illuchi 2, con un total de 14 transformadores en conexión en el Sistema Mulaló, donde los parámetros de potencia, impedancias, tipo de conexión y TAP se describen en la tabla 14.

Tabla 14

Parámetros de Transformadores

Transformadores						
Transformador	Voltaje Primario KV	Voltaje Secundario KV	Potencia Nominal MVA	Grupo de Conexión	Z%	$\Delta V - TAP$
Mulaló	69	13,8	10/12,5	Dyn1	7,57	+/- 2x2,5%-3
Lasso	69	13,8	16/20	Dyn1	7,13	+/- 2x2,5%-3
Familia	69	13,8	10/12,5	Dyn1	8,24	+/- 2x2,5%-3
Sigchos	69	13,8	5	Dyn1	6,87	+/- 2x2,5%-1
La Cocha	69	13,8	16/20	Dyn1	6,44	+/- 2x2,5%-3
CRS	69	13,8	3,5	Dyn1	6,00	+/- 2x2,5%-3
San Rafael	69	13,8	16/20	Dyn1	6,87	+/- 2x2,5%-4
Pujilí	69	13,8	5	Dyn1	6,87	+/- 2x2,5%-3
El Calvario	23	13,8	4/5,2	Dyn1	5,81	+/- 2x2,5%-3
Illuchi 1	24,38 3	2,4	3x1,75	Yd1	6,8	
Illuchi 2	13,8	2,4	6,5	Ynd1	8,43	+/- 2x2,5%-3

Fuente: (ELEPCO, 2017)

La central Hidroeléctrica Sigchos ubicada en la provincia de Cotopaxi a 7,1 Km del cantón Sigchos, conectada a nivel de 69 KV en la subestación Sigchos de la empresa eléctrica ELEPCO S.A. Tiene una capacidad instalada de 18,4 MW y se beneficia de las aguas del río Toachi con un caudal medio de $7 \text{ m}^3/\text{s}$, La casa de máquinas de la central está conformado por tres unidades tipo Pelton, eje horizontal, aproximadamente de 6 MW cada una, las mismas que se encuentran en servicio y con una cuarta unidad a futuro. Los datos técnicos de la Central Hidrosigchos se indican en la tabla 15.

Tabla 15

Datos Técnicos de la Central Hidrosigchos

Hidrosigchos		
Nombre	Valor	Unidad
Potencia instalada	20460	kVA
Potencia nominal por unidad	6820	kVA
Factor de potencia	0.9	
Potencia Activa	6138	kW
Voltaje nominal	13800	V
Corriente	285.33	A
Frecuencia	60	Hz
Velocidad	600	rpm
Tipo	Pelton, eje horizontal	
Número de unidades	3	

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la tabla 16 se muestra las reactancias estado estable y transitorio. Para el estudio de flujos de potencia se utilizaron las reactancias no saturadas debido que la central se encuentra trabajando en estado estable.

Tabla 16*Reactancias de una unidad de generación de Hidrosigchos*

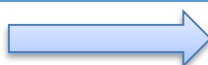
Saturadas				No Saturadas			
Xsa	8,32			Xsa	9,33		
Xd	103,9	Xq	90,5	Xd	123,7	Xq	121,9
X'd	20,59	X'q	90,5	X'd	22,05	X'q	121,9
X''d	13,59	X''q	15,83	X''d	15,18	X''q	19,12
X2	14,45	Xo	7,67	X2	16,93	Xo	8,76
T'd	0,34	T'do	1,59	T'd	0,36	T'do	1,85
T''d	0,02	T''do	0,03	T''d	0,02	T''do	0,03
T'q	0,02	T'qo	0,11	T'q	0,03	T'qo	0,15
Ta	0,05			Ta	0,06		

Fuente: (ELEPCO, 2017)

Para determinar las demandas tanto máximas como mínimas, se toma los datos mensuales en punto frontera Mulaló a 69 Kv, estableciendo los valores picos durante todo el año y seleccionando el valor máximo y del mismo modo para la demanda mínima, con estos valores se pueden determinar el mes, el día y la hora que la demanda se presenta en el Sistema como se indica en la Tabla 17 y Tabla 18. Se toma en cuenta la base de datos del año 2017.

Tabla 17*Resumen Base de Datos para la Demanda Mínima de Energía Anual*

Resumen de Base de Datos para Demanda Mínima de ELEPCO S.A.		
Fecha	Hora	Mwh
02-01-2017	04:00	25,286
06-02-2017	03:00	26,275
20-03-2017	03:00	27,128

CONTINÚA

17-04-2017	12:00	25,544
22-05-2017	03:00	27,456
11-06-2017	04:00	29,843
24-07-2017	04:00	26,892
07-08-2017	01:00	28,546
25-09-2017	04:00	29,178
23-10-2017	03:00	27,122
20-11-2017	03:00	28,046
26-12-2017	03:00	28,568

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 14 se observa que la demanda mínima de energía se produce en el mes de enero con 25,286 MWh.

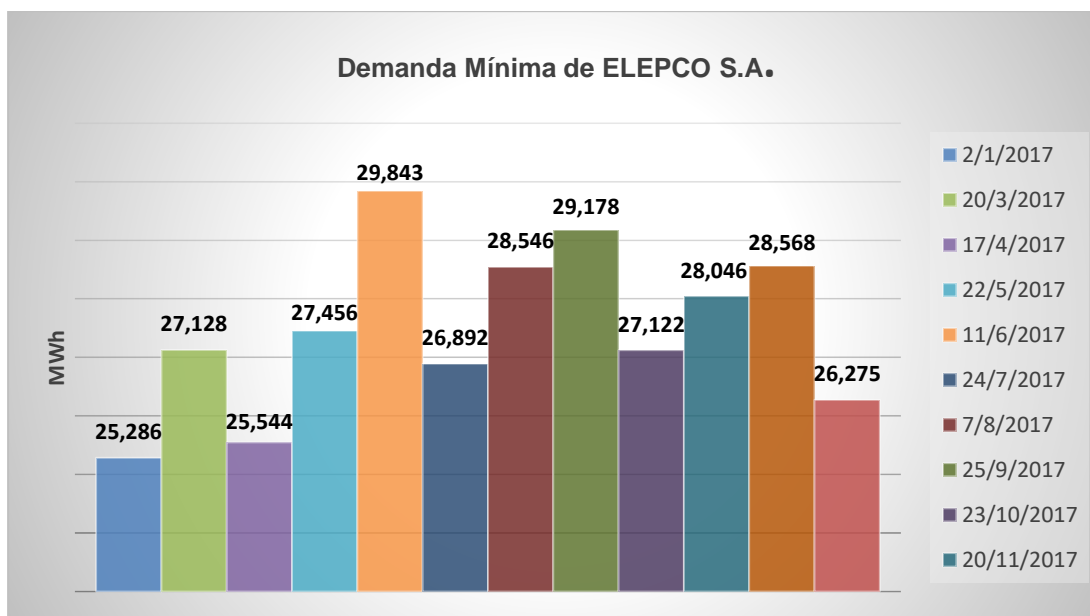


Figura 14. Demanda Mínima Anual (MWh)

Tabla 18

Resumen Base de Datos para la Demanda Máxima de Energía Anual

Resumen de Base de Datos para Demanda Máxima de ELEPCO S.A.		
Fecha	Hora	Mwh
25-01-2017	20:00	67,242
14-02-2017	20:00	66,434
02-03-2017	20:00	64,967
18-04-2017	20:00	64,426
23-05-2017	20:00	63,598
07-06-2017	20:00	63,282
13-07-2017	20:00	66,265
17-08-2017	20:00	66,429
27-09-2017	20:00	69,878
19-10-2017	20:00	68,820
08-11-2017	20:00	69,801
18-12-2017	20:00	68,990

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 15 se observa que la demanda máxima de energía se produce en el mes de septiembre con 69,878 MWh.

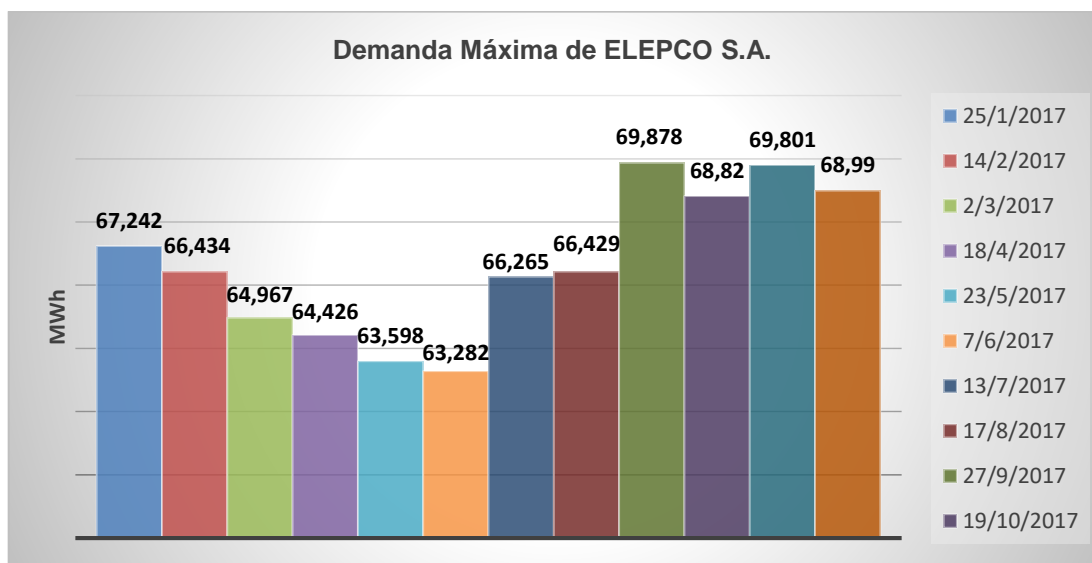


Figura 15. Demanda Máxima Anual (MWh)

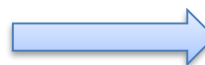
EL resumen de la base de datos 2017, de la demanda máxima y mínima por alimentadores en las subestaciones se muestran en la tabla 19. Teniendo una demanda constante en el alimentador Familia de 5,47 MW y 1,79 MVAR y el alimentador Acosa de 4,3 MW y 1,3 MVAR debido que son Industrias particulares

Tabla 19

Resumen de las demandas máximas y mínimas de las Subestaciones, año 2017

Demanda de las Subestaciones 2017				
S/E	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
	MW	MVAr	MW	MVAr
Sigchos_A1	0,784	0,062	0,328	0,064
Sigchos_A2	0,162	0,008	0,110	0,016
Lasso_A1	2,305	0,305	0,875	0,225
Lasso_A2	1,769	0,209	0,792	0,217
Lasso_A3	1,787	0,503	0,344	0,093
Lasso_A4	0,826	0,228	0,362	0,082
Lasso_A5	4,300	1,300	4,300	1,300
Familia	5,470	1,798	5,470	1,798
Mulalo_A1	1,707	0,218	0,672	0,261
Mulalo_A2	3,961	0,738	1,390	0,537
Mulalo_A4	3,000	0,867	0,666	0,073
La Cocha_A1	1,413	0,233	0,581	0,216
La Cocha_A3	1,278	0,315	0,435	0,238
La Cocha_A4	0,272	0,014	0,137	0,003
La Cocha_A5	2,782	0,578	0,999	0,471
El Calvario_A1	1,777	0,319	0,721	0,329
El Calvario_A2	2,225	0,604	0,236	0,016
El Calvario_A3	1,061	1,183	0,451	0,159
El Calvario_A4	2,609	0,432	0,935	0,439
San Rafael_A1	3,958	0,613	0,566	0,283

CONTINÚA



San Rafael_A2	5,015	0,917	2,460	0,582
San Rafael_A3	3,217	0,648	0,480	0,127
Pujili_A1	2,536	0,380	0,994	0,352
Pujili_A2	1,590	0,302	0,600	0,240
CRS	2,500	0,822	0,750	0,247

Fuente: (ELEPCO, 2017)

4.3. Flujos de Potencia con ETAP

En el sistema de Subtransmisión a nivel de 69 Kv, en el punto frontera de Mulaló se conforma por las subestaciones Pujilí, San Rafael, La Cocha, Lasso, El Calvario, Sigchos incluyendo también a Familia Sancela y Centro de Rehabilitación Social (CRS). Cada Subestación con sus salidas a nivel de 13.8 kV están modelados en el software ETAP 16.0.0 sin los equipos de protección como se muestran en las figuras siguientes.

4.3.1. Alimentadores, S/E El Calvario

En la figura 16 se muestran los alimentadores que conforman la subestación El Calvario, estos son A1_Oriental con una demanda máxima y mínima de 1,77 MW y 0,72 MW respectivamente, A2_Industrial Sur con una demanda máxima y mínima de 2,22 MW y 0,23 MW respectivamente, A3_Latacunga Centro- SUR con una demanda máxima y mínima de 1,06 MW y 0,45 MW respectivamente y A4_Latacunga Sur con una demanda máxima y mínima de 2,60 MW y 0,93 MW respectivamente.

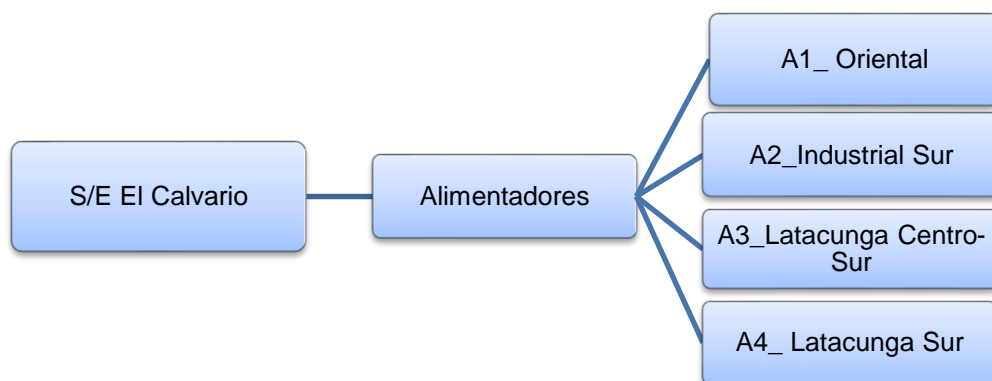


Figura 16. Alimentadores S/E El Clavario

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 17 se muestra el unifilar de la subestación El Calvario, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación.

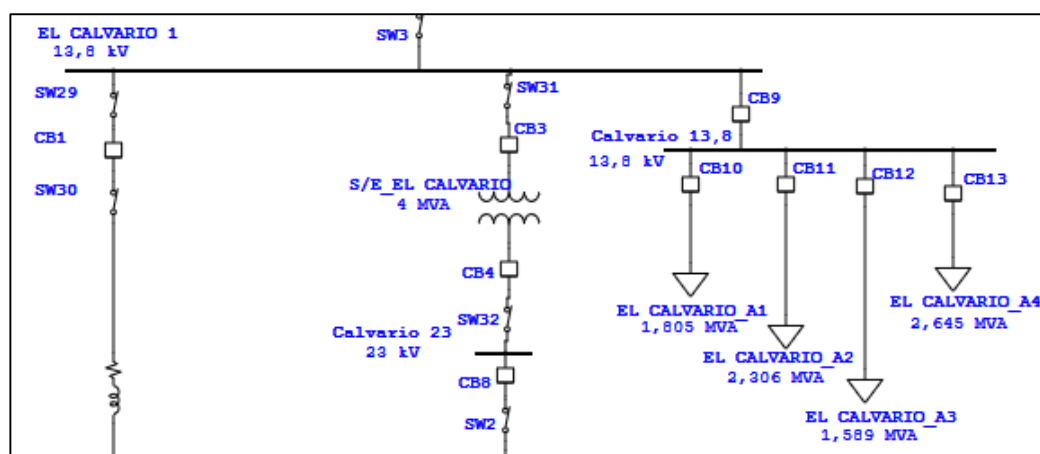


Figura 17. Modelación S/E El Calvario

4.3.2. Alimentadores, S/E San Rafael

En la figura 18 se muestran los alimentadores que conforman la subestación San Rafael, estos son A1_Brigada Patria con una demanda máxima y mínima de 3,95 MW

y 0,56 MW respectivamente, A2_Santa Rosa de Pichul con una demanda máxima y mínima de 5,01 MW y 2,46 MW respectivamente y A3_Niagara Sur con una demanda máxima y mínima de 3,21 MW y 0,48 MW respectivamente.

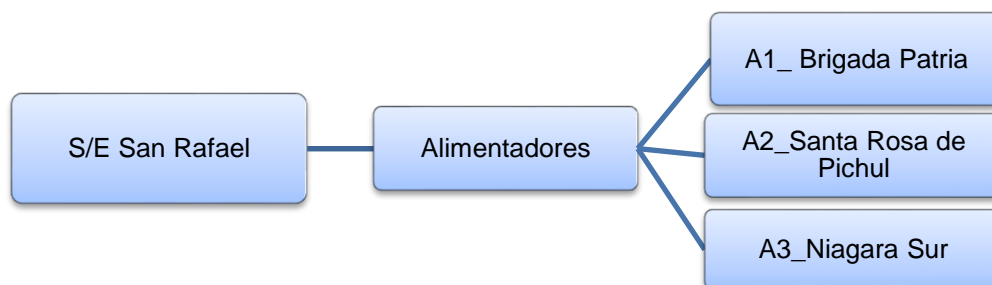


Figura 18. Alimentadores S/E San Rafael

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 19 se muestra el unifilar de la subestación San Rafael, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación

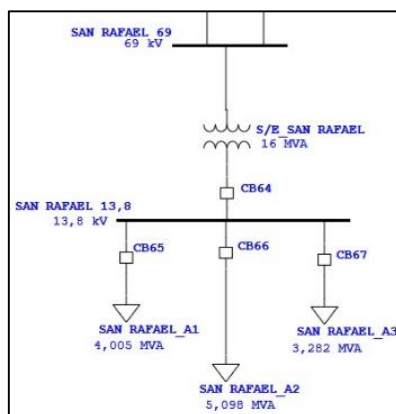


Figura 19. Modelación S/E San Rafael

4.3.3. Alimentadores, S/E Mulaló

En la figura 20 se muestran los alimentadores que conforman la subestación Mulaló, estos son A1_Mulaló - José Guango Bajo con una demanda máxima y mínima de 1,70 MW y 0,67 MW respectivamente, A2_Guaytacama - Saquisilí con una demanda máxima y mínima de 3,96 MW y 1,39 MW respectivamente y A4_Sector Oriente Provrefrut con una demanda máxima y mínima de 3,00 MW y 0,60 MW respectivamente.

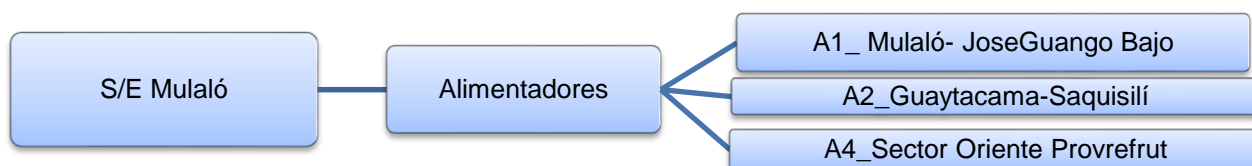


Figura 20. Alimentadores S/E Mulaló

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 21 se muestra el unifilar de la subestación Mulaló, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación

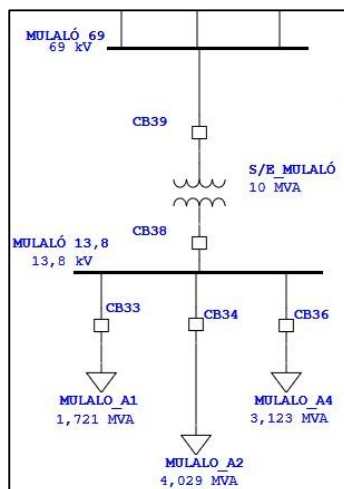


Figura 21. Modelación S/E Mulaló

4.3.4. Alimentadores, S/E Lasso

En la figura 22 se muestran los alimentadores que conforman la subestación Lasso, estos son A1_Patocalle – Toacaso con una demanda máxima y mínima de 2,3 MW y 0,87 MW respectivamente, A2_Río Blanco - Tanicuchi con una demanda máxima y mínima de 1,76 MW y 0,79 MW respectivamente, A3_San Agustín - El Chasqui con una demanda máxima y mínima de 1,78 MW y 0,34 MW respectivamente, A4_Lasso Centro – Sur con una demanda máxima y mínima de 0,82 MW y 0,36 MW respectivamente y A5_Acosa con 4,30 MW para demanda máxima y mínima.

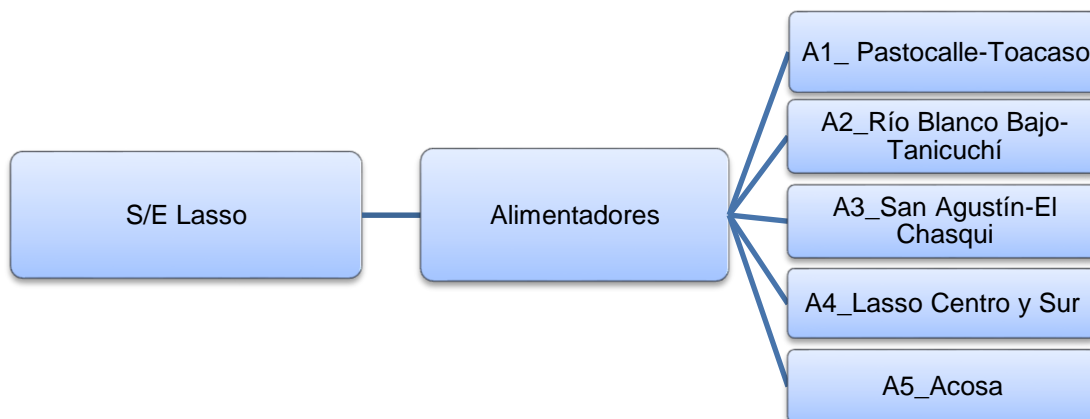


Figura 22. Alimentadores S/E Lasso

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 23 se muestra el unifilar de la subestación Lasso, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación

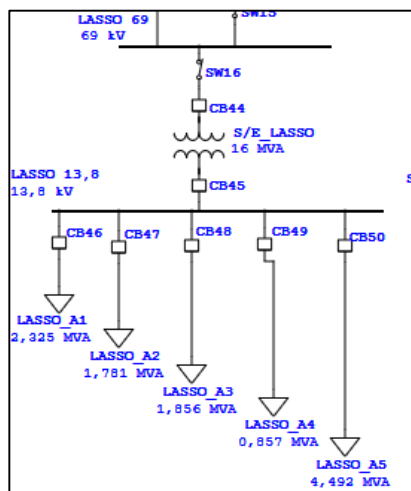


Figura 23. Modelación S/E Lasso

4.3.5. Alimentadores, S/E La Cocha

En la figura 24 se muestran los alimentadores que conforman la subestación La Cocha, estos son A1_Yugsiloma – San Buenaventura con una demanda máxima y mínima de 1,41 MW y 0,58 MW respectivamente, A3_Red Subterránea – Latacunga Norte con una demanda máxima y mínima de 1,27 MW y 0,43 MW respectivamente, A4_FAE - Aeropuerto con una demanda máxima y mínima de 0,27 MW y 0,13 MW respectivamente y A5_Latacunga Norte - Alaquez con una demanda máxima y mínima de 2,78 MW y 0,99 MW respectivamente.

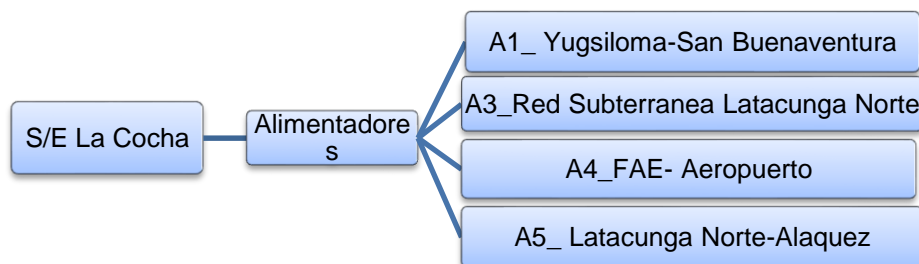


Figura 24. Alimentadores S/E La Cocha

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 25 se muestra el unifilar de la subestación La Cocha, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación

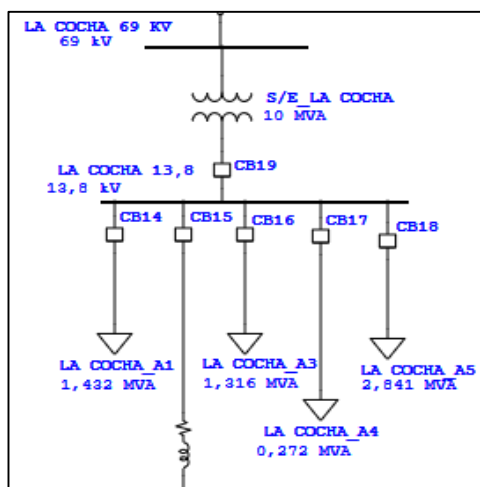


Figura 25. Modelación S/E La Cocha

4.3.6. Alimentadores, S/E Sigchos

En la figura 26 se muestran los alimentadores que conforman la subestación Sigchos estos son A1_Sigchos Centro – Chugchilan con una demanda máxima y mínima de 0,78 MW y 0,32 MW respectivamente y A2_Las Manzanas – San Francisco con una demanda máxima y mínima de 0,16 MW y 0,11 MW respectivamente.

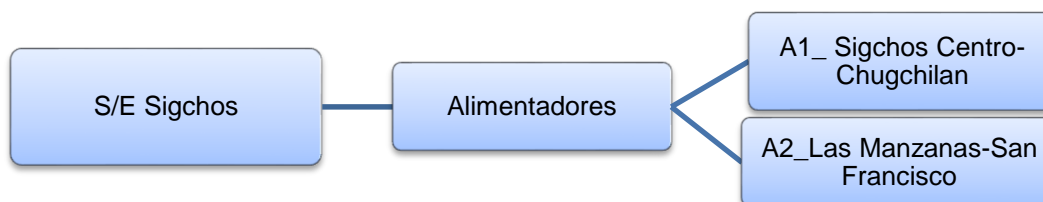


Figura 26. Alimentadores S/E Sigchos

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 27 se muestra el unifilar de la subestación Sigchos, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación

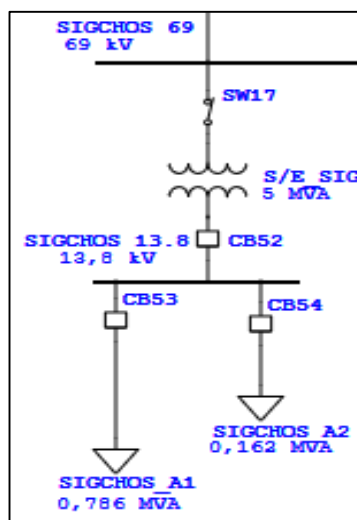


Figura 27. Modelación S/Sigchos

4.3.7. Alimentadores, S/E Pujilí

En la figura 28 se muestran los alimentadores que conforman la subestación Sigchos estos son A1_Zumbahua – La Victoria con una demanda máxima y mínima de 2,53 MW y 0,99 MW respectivamente y A2_Pujilí Centro – Alpamalag con una demanda máxima y mínima de 1,59 MW y 0,6 MW respectivamente.

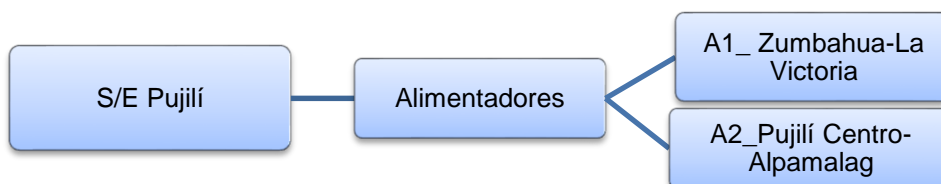


Figura 28. Alimentadores S/E Pujilí

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 29 se muestra el unifilar de la subestación Pujilí, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación

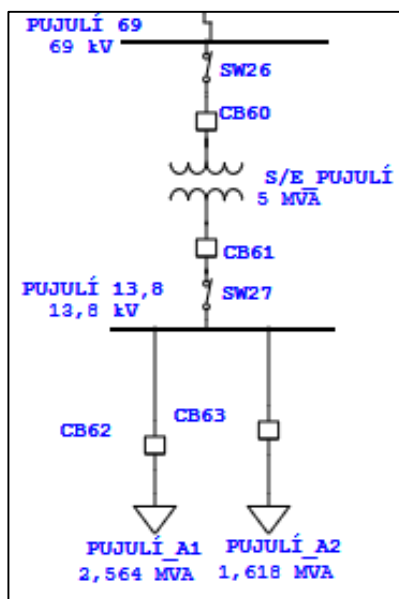


Figura 29. Modelación S/E Pujilí

4.3.8. Alimentadores, S/E Familia Sancela

En la figura 30 se muestran el alimentador de la subestación Familia Sancela con 5,47 MW para demanda máxima y mínima.



Figura 30. Alimentadores S/E Familia Sancela

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 31 se muestra el unifilar de la subestación Familia Sancela, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación.

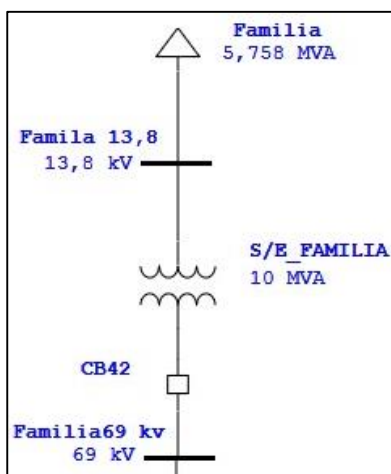


Figura 31. Modelación S/E Familia Sancela

4.3.9. Alimentadores, S/E Centro Rehabilitación Social

En la figura 32 se muestran el alimentador de la subestación Centro Rehabilitación Social con una demanda máxima y mínima de 2,50 MW y 0,75 MW respectivamente.



Figura 32. Alimentadores S/E Centro Rehabilitación Social

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 33 se muestra el unifilar de la subestación Centro Rehabilitación Social, realizado en el software ETAP con los alimentadores de esta subestación

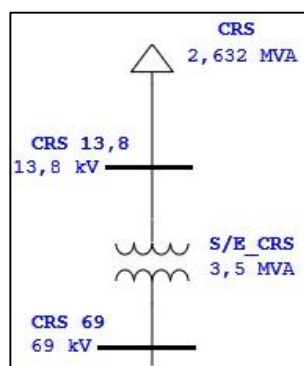


Figura 33. Modelación S/E Centro Rehabilitación Social

En la figura 34 se muestra el unifilar completo del Sistema de distribución Mulaló, realizado en el software ETAP con los alimentadores de cada subestación, para mejor visualización VER ANEXO B

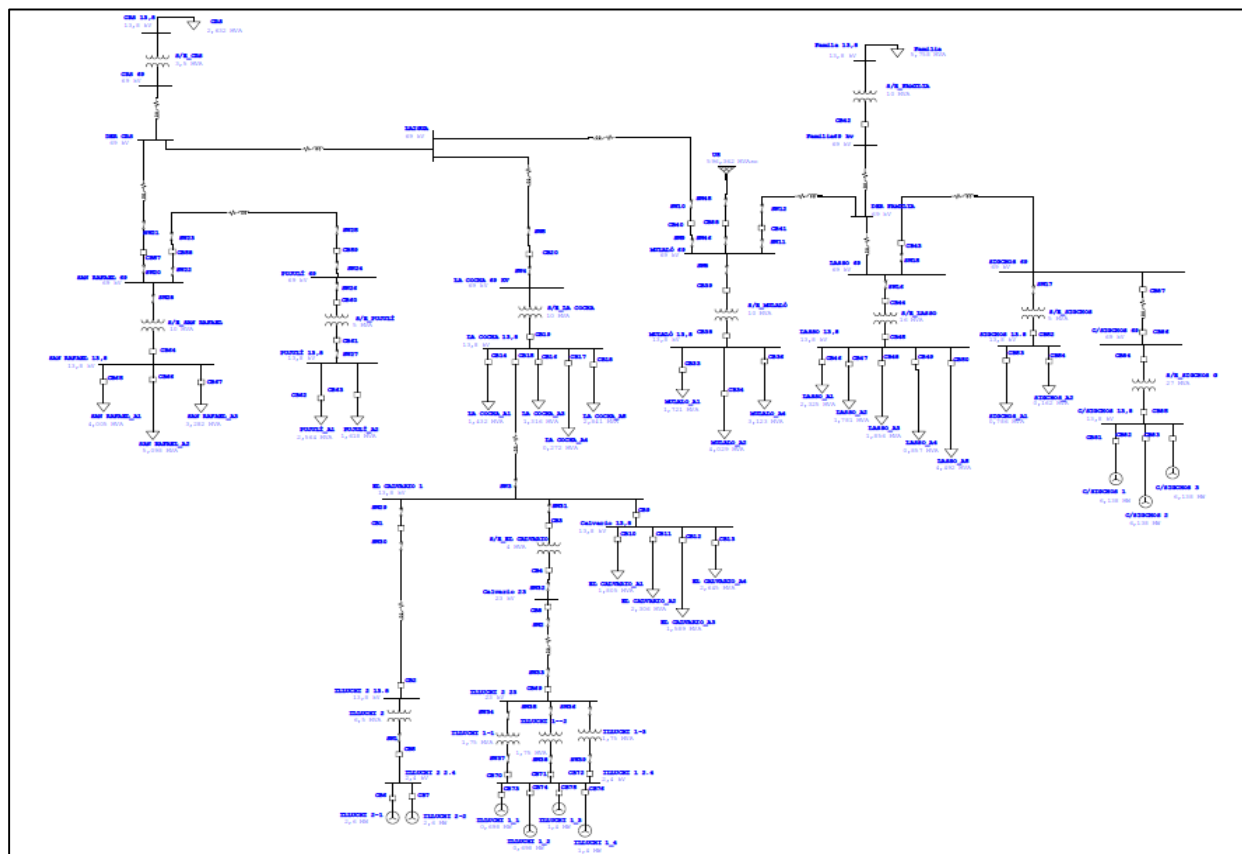


Figura 34. Modelación del Sistema Mulaló

4.3.10. Información Requerida

Para obtener resultados de forma más real en los flujos de potencia es necesario ingresar los valores con más exactitud. A continuación, se describe los parámetros de entrada que se deben ingresar en el software ETAP para el estudio del sistema de potencia en la tabla 20.

Tabla 20

Información requerida para el análisis de Flujos de Potencia

Elemento	Detalle
Nodos	Voltaje en Kv El ángulo y %V Factor de diversidad de carga
Ramas (Transformadores, líneas de transmisión, cables, reactores e impedancias)	Generalmente: Resistencia, relación X/R, tolerancia y temperatura si es aplicable. Líneas de transmisión: Tipo de línea, longitud y unidad. Transformadores: Voltaje y potencia nominal, cambiador manual o automático de taps. Impedancia: Voltaje base y potencia nominal base.
Red Equivalente	Modo de operación (swing, PV-control de voltaje, PQ-control de potencia reactiva o PF-control de factor de potencia). Voltaje nominal Kv, Ángulo y %V, Potencia activa-MW y límites de Potencia Reactiva(Qmáx y Qmín) para modo de operación PV
Generadores Síncronos	Modo de operación (swing, PV-control de voltaje, PQ-control de potencia reactiva o PF-control de factor de potencia). Voltaje nominal Kv, Ángulo y %V, Potencia activa-MW y límites de Potencia Reactiva(Qmáx y Qmín) para modo de operación PV
Cargas Estáticas	Potencia en kVA/MVA y Voltaje nominal. Factor de potencia. Porcentaje de cargabilidad

Fuente: (Mendieta, 2015)

4.3.11. Metodología de análisis para Flujos de Potencia

a. Casos Analizados

Para el análisis de los Flujos de Potencia, el modelamiento del Sistema Eléctrico Mulaló se ha realizado para dos casos: máxima y mínima demanda. (VER ANEXO B)

b. Condiciones de Carga

La carga de ELEPCO S.A. tiene el comportamiento de la curva de carga del Sistema Nacional Interconectado, presentando la demanda máxima a las 20h00 en el mes de septiembre y la demanda mínima a las 04h00 en el mes de enero, como se muestra en la Figura 35.

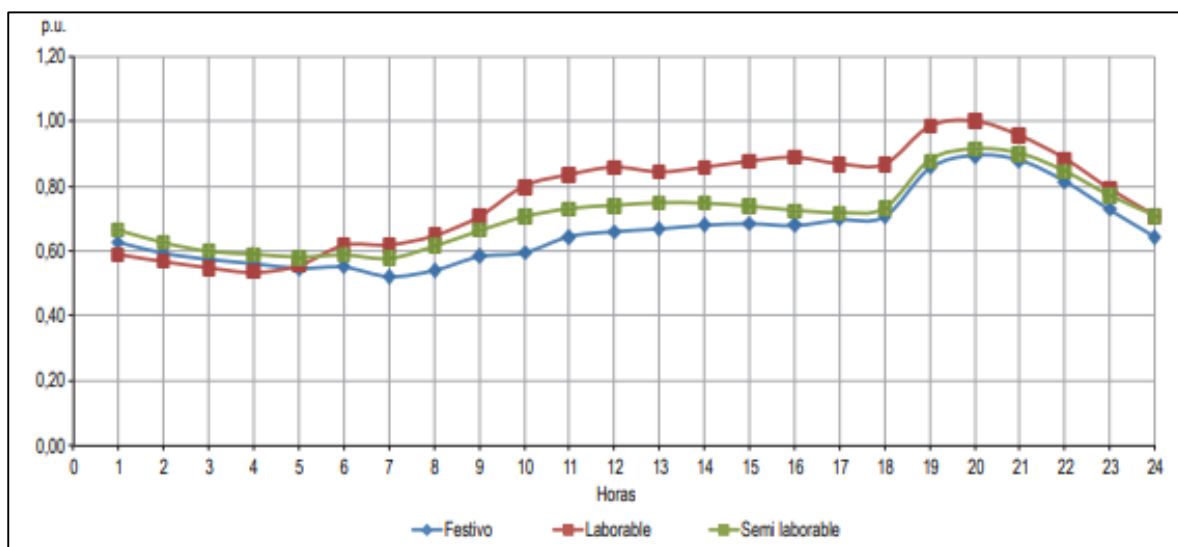


Figura 35. Curva de Demanda Diaria SNI

Fuente: (CONELEC)

c. Condiciones de Generación de ELEPCO S.A.

Para el análisis se consideró la generación de Illuchi 1 con una potencia de 5,24 MW, Illuchi 2 con una potencia de 6,50 MW, además de la nueva central de generación Hidrosigchos con una potencia de 18,4 MW, como se indica en la tabla 21.

Tabla 21

Generación ELEPCO S.A.

CENTRAL DE GENERACIÓN	Potencia (MW)
Illuchi 1	5,24
Illuchi 2	6,50
Hidrosigchos	18,4

Fuente: (ELEPCO, 2017)

d. Control De Voltaje y Factor de Potencia

Los límites establecidos para los efectos de control de voltaje y de factor de potencia en los nodos del SNT y las instalaciones del Sistema ELEPCO S.A. están establecidos según la Regulación No CONELEC 004/01.

e. Taps de los Transformadores

En los casos que no se hace referencia a la posición de los cambiadores se opera con el cambiador en el TAP nominal como se indica en la tabla 14 y en el caso que se requiera cambio de posición se indicara en forma expresa.

4.3.12. Resultados del Análisis de Flujos de Potencia

El Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, en la regulación No. 004/01 de Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución establece que en sistemas de Subtransmisión, el sistema debe acogerse a los límites de operación que son el $\pm 5\%$ del voltaje nominal en forma continua.

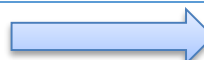
Basándonos en la regulación No. 004/01 los voltajes en las barras como se muestran en la tabla 22, se encuentran dentro de los límites establecidos tanto para demanda máxima como mínima.

Tabla 22

Voltajes en las Barra

Voltajes en Barras (pu)				
Barra	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
	[KV]	[pu]	[KV]	[pu]
Sigchos 69 KV	70,035	1,015	70,242	1,018
Lasso 69 KV	68,724	0,996	68,862	0,998
Familia 69 KV	68,724	0,996	68,793	0,997
Mulaló 69 KV	69	1,000	69	1,000
Laigua 69 KV	67,965	0,985	68,724	0,996
La Cocha 69 KV	67,758	0,982	68,655	0,995
San Rafael 69 KV	67,206	0,974	68,379	0,991
Pujilí 69 KV	67,068	0,972	68,31	0,990

CONTINÚA



CRS 69KV	67,62	0,980	68,586	0,994
La Cocha 13,8 KV	13,6896	0,992	13,8966	1,007
El Calvario 13,8 KV	13,7724	0,998	14,1312	1,024
El calvario 23 KV	22,563	0,981	23,046	1,002
Illuchi 2_13,8 KV	14,0346	1,017	14,352	1,040
Illuchi 1_23KV	23,736	1,032	24,012	1,044
Sigchos 13,8 KV	14,2554	1,033	14,2968	1,036
Lasso 13,8 KV	13,938	1,010	14,0346	1,017
Mulaló 13,8KV	13,9104	1,008	14,0898	1,021
Familia 13,8 KV	13,8828	1,006	13,9104	1,008
Pujilí 13,8 KV	13,593	0,985	13,9242	1,009
San Rafael 13,8 KV	13,6206	0,987	14,1036	1,022

En la tabla 23 se observa la cargabilidad de los transformadores en cada subestación, según el criterio de ELEPCO S.A. se debe considerar para planificación cuando el transformador esté cargado a valores mayores del 85% de su capacidad, en base a este criterio los transformadores están operando en condiciones normales para demanda máxima.

Tabla 23*Cargabilidad de Transformadores, Demanda Máxima*

Demanda Máxima 2018			
Cargabilidad de Transformadores			
Transformador	Total (MVA)	Potencia del Transformador (MVA)	%
Mulaló	9,200	12,5	72,1
Lasso	11,670	20	57,5
Familia	5,940	12,5	46,6
Sigchos	0,957	5	19
La Cocha	5,028	20	26
CRS	2,632	3,5	73,6
San Rafael	12,385	20	61,6
Pujilí	4,120	5	81
El Calvario	4,162	5,2	77,9
Illuchi 1(3 TR)	4,491	5,25	82
Illuchi 2	5,259	6,5	79,7
H.Sigchos	18,414	27	68

En la tabla 24 se indica la cargabilidad de los transformadores en demanda mínima en donde no se observa ninguna anomalía debido que todos los transformadores operan a valores menores del 85% de su capacidad nominal.

Tabla 24
Cargabilidad de Transformadores, Demanda Mínima

Demanda Mínima 2018			
Cargabilidad de Transformadores			
	Total (MVA)	Potencia del Transformador (MVA)	%
Mulaló	3,012	12,5	23,9
Lasso	7,260	20	35,9
Familia	5,758	12,5	46,8
Sigchos	0,479	5	9,2
La Cocha	5,160	20	25,6
CRS	0,790	3,5	23,4
San Rafael	3,830	20	19,2
Pujilí	1,750	5	34,6
El Calvario	4,018	5,2	76,7
Illuchi 1(3 TR)	4,248	5,25	79,5
Illuchi 2	5,200	6,5	79,8
H.Sigchos	18,410	27	68,1

En la tabla 25 se detalla las pérdidas y cargabilidad de las líneas en demanda máxima y mínima, donde se observa que la línea de Subtransmisión con mayor carga es de Laigua – Der. CRS con 36,04% en demanda máxima y 60,39% en la línea del alimentador 2 de La Cocha – El Calvario en demanda mínima, a pesar de ser los valores más altos se encuentran dentro de los parámetros normales de operación ya que no excede al 90 % de cargabilidad de las líneas según el criterio de ELEPCO S.A.

Tabla 25*Pérdidas y Cargabilidad de las Líneas*

Líneas	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
	Pérdidas	Cargabilidad	Pérdidas	Cargabilidad
	(MW)	(%)	(MW)	(%)
Mulaló-Der. Familia	0,011	14,45	0,012	14,86
Der. Familia- Lasso	0,005	14,30	0,011	20,27
Der. Familia-familia	0,001	10,92	0,001	10,94
Laigua-Mulaló	0,213	45,25	0,009	9,39
Laigua- Der. CRS	0,069	36,04	0,007	11,71
Der. CRS- CRS	0,001	4,91	0	1,51
Der. CRS- San Rafael	0,075	31,23	0,008	10,26
San Rafael-Pujilí	0,005	7,76	0	3,24
Laigua-La cocha	0,007	9,82	0,007	9,52
Lasso-Sigchos	0,567	30,74	0,49	31,51
La Cocha-El Calvario	0,019	21,06	0,189	60,39
El Calvario-Illuchi 2	0,125	31,76	0,11	30,99
El Calvario-Illuchi 1	0,176	23,09	0,157	21,93

4.3.13. Resultados del Análisis de Cortocircuitos Sistema Mulaló

Las corrientes de cortocircuitos monofásicas y trifásicas tanto para demanda máxima como mínima se muestran en la Tabla 26. Es importante indicar que en el tramo de Illuchi_1 - El Calvario no se presentan corrientes de falla monofásica debido que se encuentran aislados a tierra.

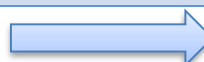
Estos valores de corriente son los más altos y más bajos que se pueden presentar en las diferentes barras de Sistema Mulaló perteneciente a ELEPCO S.A., los relés deberán ajustarse para operar con toda seguridad dentro de este rango conjuntamente con los resultados de flujo de potencia.

Tabla 26

Corrientes de Cortocircuito máximas y mínimas

Barra	Demanda Máxima		Demanda Mínima	
	Icc (3 \emptyset)	Icc (1 \emptyset)	Icc (3 \emptyset)	Icc (1 \emptyset)
Sigchos 69 KV	1,858	0,924	1,789	0,903
Lasso 69 KV	4,102	3,346	3,612	2,953
Familia 69 KV	4,263	3,669	3,711	3,194
Mulaló 69 KV	5,597	6,232	4,652	4,947
Laigua 69 KV	3,703	2,974	3,277	2,652
La Cocha 69 KV	2,923	2,115	2,654	1,949
San Rafael 69 KV	2,517	1,767	2,313	1,648
Pujilí 69 KV	2,052	1,37	1,915	1,298
CRS 69 KV	2,848	2,102	2,588	1,937
La Cocha 13,8 KV	6,588	5,556	6,341	5,449
El Calvario 13,8 KV	4,121	2,53	4,055	3,5
El Calvario 23 KV	1,426	----	1,418	----
Illuchi_2 13,8 KV	2,458	1,013	2,445	1,012
Illuchi_1 24 KV	1,205	----	1,201	----
Sigchos 13,8 KV	2,348	2,553	2,326	2,492
Lasso 13,8 KV	6,085	6,787	5,837	6,58

CONTINÚA



Familia 13,8 KV	3,869	4,132	3,763	4,052
Mulaló 13,8 KV	4,351	4,602	4,211	4,497
San Rafael 13,8 KV	5,109	4,274	4,919	4,184
Pujilí 13,8 KV	2,224	2,298	2,188	2,273
CRS 13,8 KV	1,968	2,067	1,94	2,047
Illuchi_2 2,4 KV	14,19	15,724	14,15	15,699
Illuchi_1 2,4 KV	13,54	0	13,522	0

El estudio de flujos de potencia realizados en éste capítulo no presentan condiciones anormales que afecten la operación del Sistema de Subtransmisión por lo que el siguiente capítulo se procedió a realizar el estudio de coordinación de protecciones del sistema de Subtransmisión de 69 kV del Sistema Mulaló conformado por las subestaciones de Mulaló, Sigchos, Lasso, La Cocha, Familia, Pujilí, San Rafael, CRS, El Calvario, Illuchi 1 e Illuchi 2 y se lleva a cabo exclusivamente para el relé de sobrecorriente 50/51 – 50/51N, debido que es el único elemento de protección actual con el que cuenta la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, además se incluye la coordinación de protecciones para 10 salidas a nivel de 13,8 kV seleccionados por ELEPCO S.A. considerando su importancia operativa, dos que son sistemas con doble generación y ocho que son sistemas radiales.

CAPÍTULO V

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES 50/51 – 50/51N DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69KV Y SALIDAS A 13.8 KV DEL SISTEMA MULALÓ MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP

En el presente capítulo se realizó el estudio de la coordinación de protecciones del relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N, estableciendo parámetros nuevos de ajustes como corriente de arranque pickup, dial, tipo de curva y relación de transformación de corriente (RTC) para cada uno de los relés en condiciones de falla trifásica y monofásica actuales.

5.1. Generalidades

5.1.1. Alcance de la Propuesta

Generar una adecuada selectividad de protecciones del Sistema de Subtransmisión a 69 Kv y Salidas a 13,8 kV de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., mediante el uso del software computacional ETAP 16.0.0 para establecer los nuevos ajustes de los relés de sobrecorriente 50/51 y 50/51N acorde con los datos obtenidos de corriente de cortocircuito en falla monofásica y trifásica.

5.1.2. Objetivos de la Propuesta

- Obtener los nuevos ajustes de los relés de protección de sobrecorriente haciendo uso del software ETAP 16.0.0 como una herramienta de simulación de relés y apertura de interruptores para analizar el sistema de Subtransmisión a 69 kV y Salidas a 13,8 kV de la Empresa Eléctrica de Cotopaxi ELEPCO S.A.

- Realizar un análisis técnico de las curvas de los equipos de protección de sobrecorriente 50/51 y 50/51N.
- Proponer la instalación de un nuevo equipo de protección de corriente direccional, relé 67 en las líneas de Subtransmisión que presente corrientes bidireccionales.

5.2. Metodología para la Coordinación de Protecciones

Para determinar los ajustes de los relés de sobrecorrientes se realizó de manera gráfica y utilizando criterios de protecciones que determinan en gran medida un adecuado y selectivo funcionamiento para los elementos de protecciones pues previenen las situaciones en las cuales deben operar o no.

En la figura 36 se muestra la metodología utilizada para la coordinación de protecciones empleada en el software ETAP.

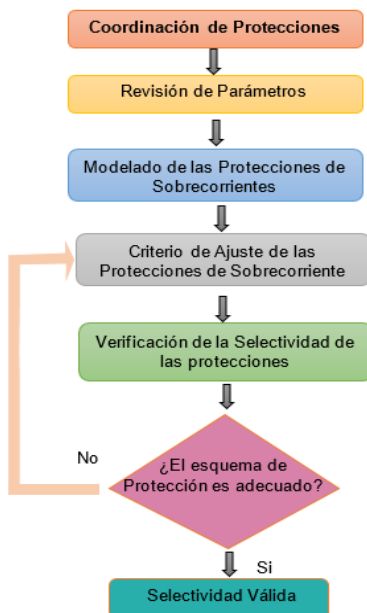


Figura 36. Metodología para Coordinación de Protecciones
Fuente: (Elaboración Propia)

Para determinar los relés de sobrecorriente se ha considerado los siguientes criterios basados en ELEPCO S.A.:

1. El relé debe detectar fallas por lo menos hasta el extremo final del elemento siguiente al que se está protegiendo.
2. El TAP de corriente de las unidades de fase debe elegirse de tal modo que detecte como respaldo fallas en mínima generación
3. En cuanto a la determinación del ajuste del tiempo de operación (DIAL) se ha tomado como referencia, para la coordinación, las curvas de los relés de las líneas de interconexión del sistema de ELEPCO con el sistema nacional de transmisión en sus respectivas subestaciones de EP TRANSELECTRIC, a partir de las cuales se ha definido el dial de tiempo de los otros relés.
4. A más de los criterios indicados, se debe revisar los ajustes de modo que se logre una adecuada coordinación de las protecciones; esto es, que estén programados de tal modo que, en caso de fallas, los relés operen de acuerdo a una secuencia de selectividad previamente establecida en la que se afecte a la menor parte del sistema.

5.3. Determinación de los parámetros de Protección del Sistema de Subtransmisión a 69 kV y Salidas a 13,8 KV, Sistema Mulaló.

Para la determinación de las curvas de operación de los relés de sobrecorriente se realizó mediante los tramos que se indican a continuación.

- **TRAMO 1:** S/E SNI – S/E MULALÓ
- **TRAMO 2:** S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E FAMILIA
- **TRAMO 3:** S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E LASSO
- **TRAMO 4:** S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E SIGCHOS
- **TRAMO 5:** S/E SNI – S/E MULALÓ – LAIGUA- S/E LA COCHA
- **TRAMO 6:** S/E SNI – S/E MULALÓ – LAIGUA- S/E DERIV CRS-S/E CRS
- **TRAMO 7:** S/E SNI – S/E MULALÓ – LAIGUA – S/E SAN RAFAEL
- **TRAMO 8:** S/E SNI–S/E MULALÓ–LAIGUA – SAN RAFAEL – S/E PUJILI
- **TRAMO 9:** S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ALIMENTADORES
- **TRAMO 10:** S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ILLUCHI 1
- **TRAMO 11:** S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ILLUCHI 2

5.3.1. Cálculos para la coordinación de protecciones

Debido que todos los criterios para la coordinación de protecciones son los mismo para cada tramo, por tal razón se toma como ejemplo el tramo 1: S/E SNI – S/E MULALÓ

a. Relación de Transformación

Para determinar la relación de Transformación, RTC, se hace uso de la ecuación 11 donde primero se determina la corriente de carga máxima y la corriente que pasa por el secundario, que por lo general es un valor estándar para la operación de los equipos de protección que es de 5 amperios.

$$I_{m\acute{a}x_{carga}} : 374,4 \text{ A}$$

$I_{\text{Secundario}}: 5 \text{ A}$

$$RTC = \frac{I_{\text{máx carga}}}{I_{\text{Secundario}}}$$

$$RTC = \frac{374,4}{5}$$

Según el criterio de ELEPCO S.A., con el fin de que no existan problemas con la clase de precisión (VER tabla 6), el RTC debe tener un valor casi el doble al de corriente máxima de carga.

$$RTC = \frac{748,8}{5}$$

De acuerdo con los valores de RTC comerciales (VER Tabla 5) se elige el valor más próximo, para este caso:

$$RTC = \frac{800}{5}$$

b. Factor Límite de Precisión (FLP)

Para determinar el factor límite de precisión (FLP) se hace uso de la ecuación 12 y se determina en primer lugar la corriente pico de falla en el punto de instalación del TC, para este caso en la barra Mulaló.

$I_{\text{pico falla}} : 6232 \text{ A}$ (VER Tabla 26)

$$FLP_{\text{calculado}} = \frac{I_{\text{pico falla}}}{I_{\text{primario}_{TC}}}$$

$$FLP_{calculado} = \frac{6232}{800}$$

$$FLP_{calculado} = 7,79$$

c. Comprobación del Factor Límite de Precisión (FLP)

Los núcleos de protección en transformadores de corriente deben diseñarse con un factor límite de precisión (FLP), igual a 20 y clase de precisión de 5%, utilizando la denominación 5P20, según la Norma IEC – 60044. Esto para evitar la saturación del núcleo durante las fallas de sobrecorrientes.

$$FLP_{calculado} < FLP_{norma\ IEC\ 60044}$$

$$7,79 < 20$$

Como tenemos un FLP de 7,79, entonces si cumple con norma, por lo tanto la RTC está bien para el caso de la barra Mulaló.

TC: 5P20 con RTC 800/5

Donde:

5: Error máximo del 5% de operación recomendados en equipos.

P: Letra denominada para indicar que el Transformador de Corriente (TC) es para “Protección”

20: Indica que el Factor Límite de Precisión es igual a 20

RTC: Relación de transformación de Corriente

En casos que no se cumpla con la inecuación el nuevo RTC se deberá calcular de la siguiente manera.

$$RTC = \frac{I_{pico_{falla}}}{FLP_{norma IEC 60044}}$$

d. Nivel de corriente mínima de operación o corriente Pickup para relé de sobrecorriente 50/51

La corriente de arranque generalmente se ajustan ente el 125% y 150% de la corriente nominal, dependiendo con el criterio que se realice, para los siguientes cálculos se hace uso de las ecuaciones 8 y 9.

- **Ajuste de la unidad Temporizada**

$$I_{arranque} = (1,25 - 1,50) \times I_{nominal\ 3\phi}$$

$$I_{arranque} = 1,50 \times 374,4$$

$$I_{arranque} = 561,6\ A$$

$$I_{pickup} = \frac{I_{arranque}}{RTC}$$

$$I_{pickup} = \frac{561,6}{160}$$

$$I_{pickup} = 3,51 \approx 4\ A$$

- **Ajuste de la unidad Instantánea**

$$I_{arranque} = (1,25 - 1,50) \times I_{Cc\ 3\phi}$$

$$I_{arranque} = 1,50 \times 5589$$

$$I_{arranque} = 8383,5\ A$$

$$I_{pickup_Ins} = \frac{I_{arranque}}{RTC}$$

$$I_{pickup_Ins} = \frac{8383,5}{160}$$

$$I_{pickup_Ins} = 52,39 \approx 55\ A$$

$$I_{pickup_Ins} \geq \frac{IINR}{RTC}$$

$$55 \geq \frac{3346\ A}{160}$$

$$\therefore 55 \geq 21\ \text{Si Cumple}$$

e. Nivel de corriente mínima de operación o corriente Pickup para relé de sobrecorriente 50/51N

La corriente de arranque generalmente se ajustan ente el 125% y 150% de la corriente nominal, dependiendo con el criterio que se realice.

- **Ajuste de la unidad Temporizada**

$$I_{arranque} = (1,25 - 1,50) \times I_{nominal\ 1\phi}$$

$$I_{arranque} = 1,50 \times 216,16$$

$$I_{arranque} = 324,24\ A$$

$$I_{pickup} = \frac{I_{arranque}}{RTC}$$

$$I_{pickup} = \frac{324,24}{160}$$

$$I_{pickup} = 2,02 \approx 2\ A$$

- **Ajuste de la unidad Instantánea**

$$I_{arranque} = (1,25 - 1,50) \times I_{Cc\ 1\phi}$$

$$I_{arranque} = 1,50 \times 6232$$

$$I_{arranque} = 9348\ A$$

$$I_{pickup_Ins} = \frac{I_{arranque}}{RTC}$$

$$I_{pickup_Ins} = \frac{9348}{160}$$

$$I_{pickup_Ins} = 58,42 \approx 58\ A$$

$$I_{pickup_Ins} \geq \frac{IINR}{RTC}$$

$$58 \geq \frac{3346 A}{160}$$

$$\therefore 58 \geq 21 \text{ Si Cumple}$$

f. Tiempo de Operación del Relé o Dial

El tiempo de operación se encuentra en el rango de 250 – 300 ms, debido que la coordinación se realiza aguas arriba es decir desde las salidas a 13.8 kV hasta Subtransmisión 69 kV. Además, se toma como referencia la curva de operación del relé del Sistema Nacional Interconectado modelo IAC 52, posteriormente las demás curvas se deben ajustarse a con un desfase de la curva de referencia y de esta manera se determina el tiempo de operación de modo que garantice la selectividad con las protecciones existentes aguas arriba.

5.3.2. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló

En la tabla 27 se muestra los ajustes actuales del relé ATQ Mulaló perteneciente a Transelectric EP, en donde se especifica la ubicación, el elemento protegido, tipo de relé, relación de transformación en fase y neutro, tipo de curva, tiempo de arranque o pickup, Dial, entre otros

Tabla 27*Datos Relé SNI Mulaló*

Datos Relé SNI Mulaló		
(Nivel 138 kV)		
Actual		
Datos	Ubicación	S/E Mulaló
	Elemento Protegido	ATQ Mulaló
	Interruptor	52-1Q2
	RTC Fase	300/5
	RTC Neutro	200/5
	Tipo Relé	IAC 52
	Unidad ANSI	50/51G
Fase	Pick up I >	5
	Dial Time	2
	Tipo de Curva	Inversa
	Pick up I >>	Blq
	Delay Time	NA
Tierra	Pick up I >	3,5
	Dial Time	3
	Tipo de Curva	Inversa
	Pick up I >>	Blq
	Delay Time	NA

Fuente: (Transelectric EP)

En la Figura 37 se tiene la curva de protección de relé IAC 52 con los parámetros actuales, además se toma como referencia para la coordinación de los demás relés.

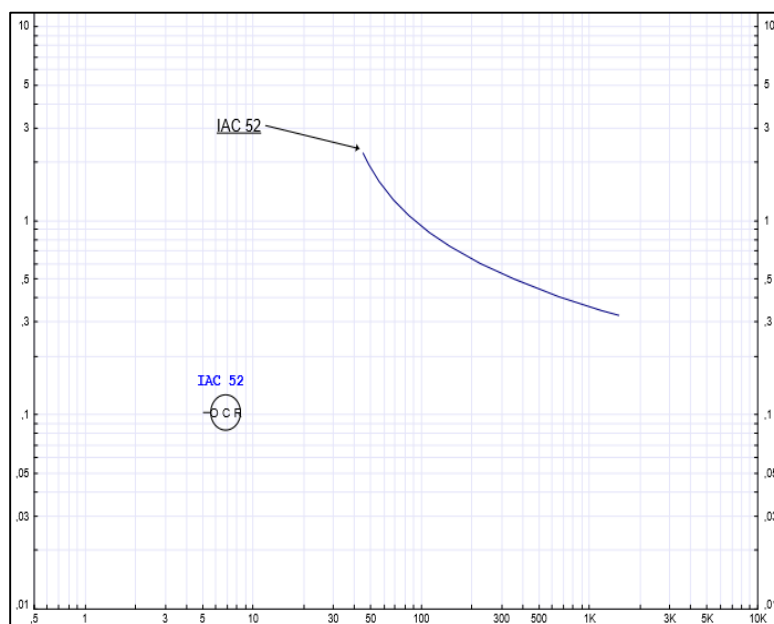


Figura 37. Curva del relé IAC 52

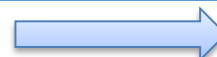
En la Tabla 28 se muestra los datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N, para la barra 13,8 kV y los alimentadores, modelo Mitsubishi de la S/E Mulaló.

Tabla 28

Datos de los relés de las S/E Mulaló

Datos Relés S/E Mulaló (Nivel 13,8 kV)					
		Actual	Actual	Actual	Actual
Datos	Ubicación	S/E Mulaló	S/E Mulaló	S/E Mulaló	S/E Mulaló
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2	Línea 4
	Interruptor	52M8-T1	52M8-L1	52M8-L2	52M8-L4
	RTC	800/5	250/5	250/5	250/5
	Tipo Relé	MITSUBISHI	MITSUBISHI	MITSUBISHI	MITSUBISHI
	Unidad	50/51	50/51	50/51	50/51
	ANSI	50/51N	50/51N	50/51N	50/51N
Fase	Pick up I >	4	3	4	5
	Dial Time	1	3	3	3
	Tipo de Curva	C0-8	C0-9	C0-9	C0-9

CONTINÚA



	Pick up I >>	40	40	40	40
Tierra	Pick up I >	2	2	2	2
	Dial Time	1	2	2	2
	Tipo de Curva	CO-8	CO-9	CO-9	CO-9
	Pick up I >>	40	30	30	30

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 38 se muestra la configuración del relé multifunción OCR, (Overcurrent Relay), dentro de los datos a especificar se encuentra la marca, el modelo, la función del relé y el tipo de protección, de esta manera se selecciona los diferentes relés que se encuentren en el Sistema de Subtransmisión,

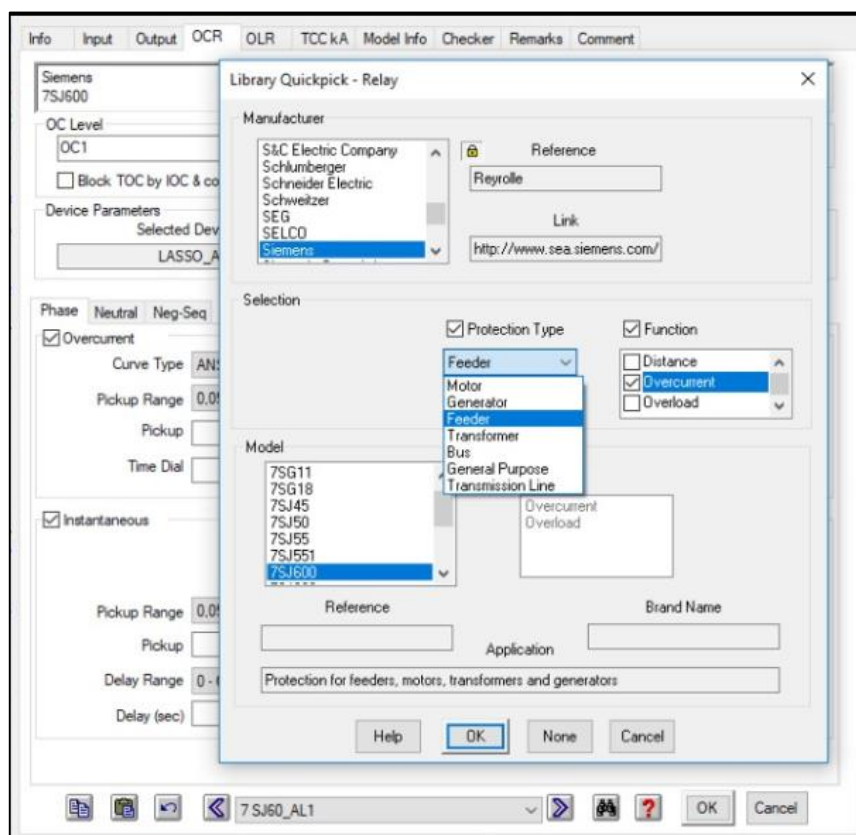


Figura 38. Configuración de relé Multifunción OCR

En la figura 39, se observa el tramo 1 perteneciente a S/E SNI – S/E MULALÓ con la ubicación de los relés de sobrecorriente 50/51 y 50/51N Mitsubishi y los elementos

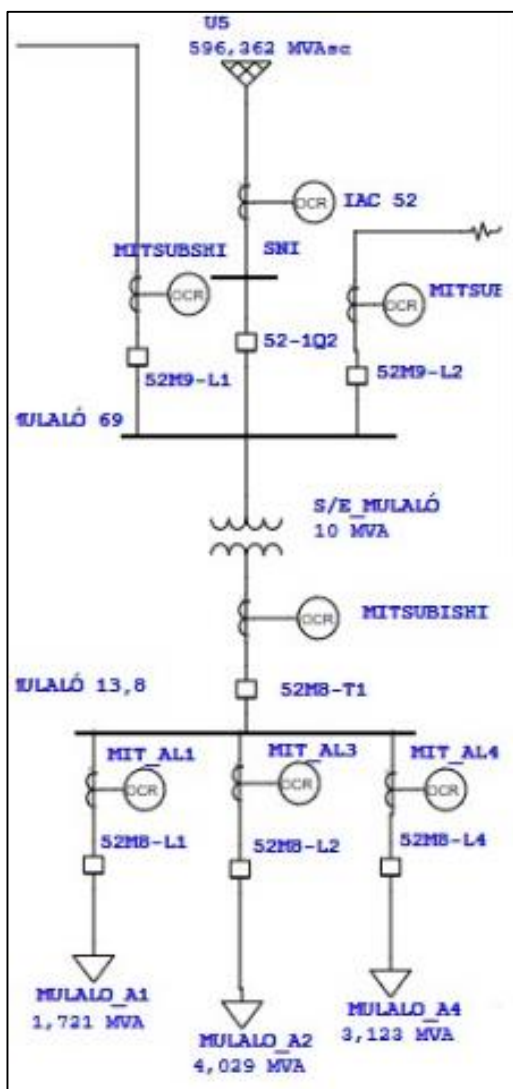


Figura 39. Modelación del Tramo 1 en ETAP

En la figura 40 se tiene la curva del relé que protege a la barra de 13,8 kV, marca Mitsubishi con los parámetros actuales.

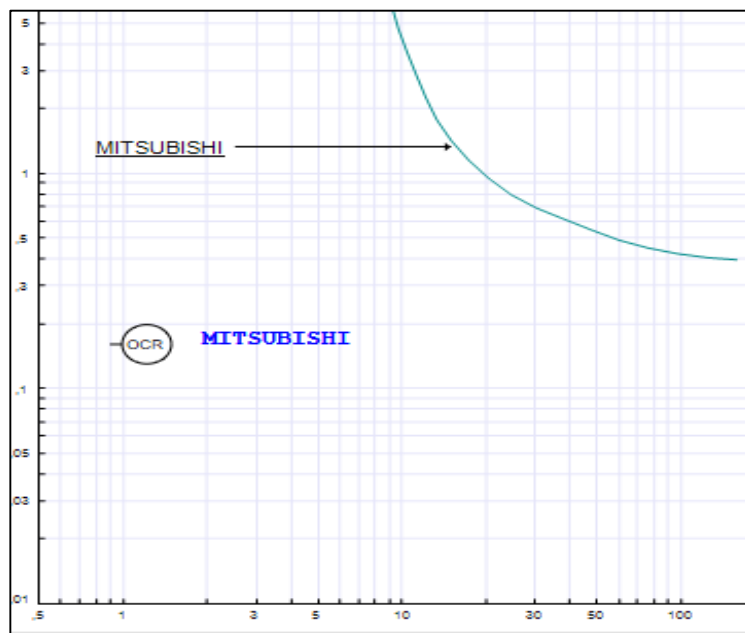


Figura 40. Curva del relé Mitsubishi en la barra de 13,8 Mulaló

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló

En la figura 41 se muestra la coordinación de curvas de operación por falla trifásica de los relés Mitsubishi con respecto al relé IAC 52, con las corrientes máximas y mínimas de 4,35 kA y 4,212 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26 para el tramo 1 que pertenece a S/E SNI – S/E MULALÓ. Los relés en operar primero son los relés 50 de los alimentadores en caso que la falla se produzca en la barra de 13,8 Kv, el relé encargado de aislar la falla es el relé Mitsubishi.

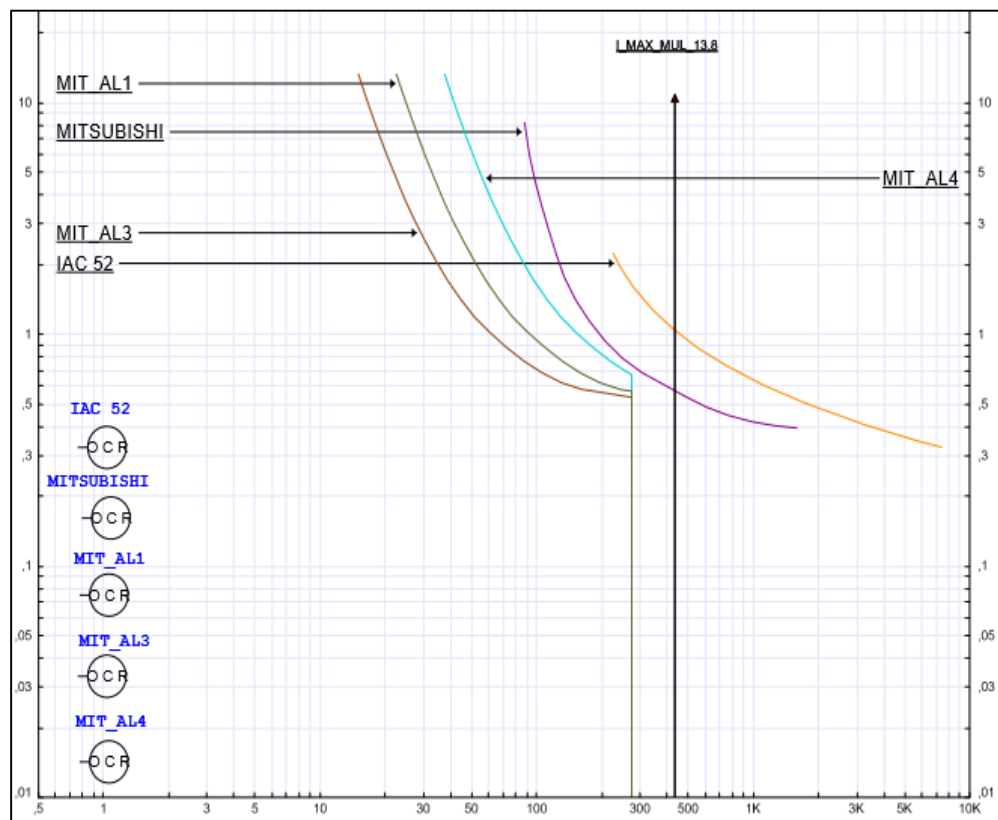


Figura 41. Coordinación de Protección Trifásica para el Tramo 1

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló

En la figura 42 se muestra la coordinación de curvas de operación para falla monofásica de los relés Mitsubishi con respecto al relé IAC 52 con las corrientes máximas y mínimas de 4,602 kA y 4,497 kA como se muestra en la tabla 26 para el tramo 1 que corresponde a S/E SNI – S/E MULALÓ, siendo los primeros en activarse los relés de sobrecorriente 51N de los alimentadores.

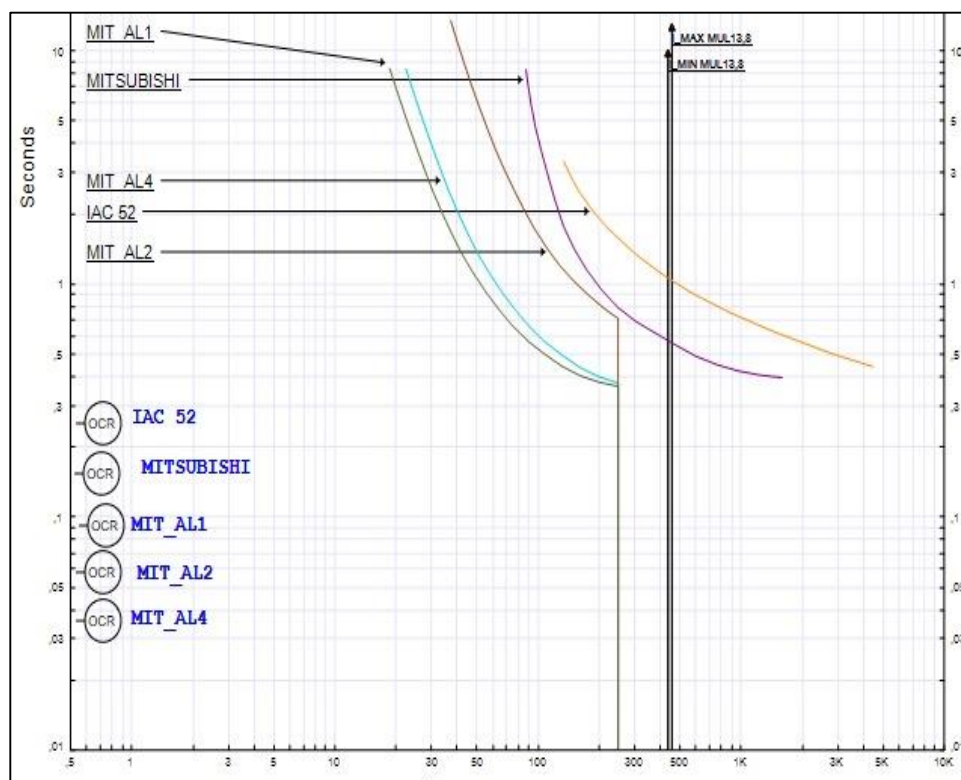


Figura 42. Coordinación de Protección Monofásica para el Tramo 1

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló

En la tabla 29 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 1 perteneciente a S/E SNI – S/E MULALÓ, en donde se puede observar solo una variación en la corriente de pickup de 3 a 2 en fase de la Línea 2, mientras que los RTC se mantienen los mismos de los parámetros actuales como se muestra en la tabla 28. Para tierra se tiene variaciones en el pickup y el Dial de la barra y los alimentadores. Se eligió la curva C09 para los relés de los alimentadores por su

rápida acción de operación en comparación con la curva CO8 manteniendo la selectividad.

Tabla 29

Parámetros Nuevos para el tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló

Parámetros Nuevos para el tramo 1					
	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	
Datos	Ubicación	S/E Mulaló	S/E Mulaló	S/E Mulaló	
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2	Línea 4
	Interruptor	52M8-T1	52M8-L1	52M8-L2	52M8-L4
	RTC	800/5	250/5	250/5	250/5
	Tipo Relé	MITSUBI SHI	MITSUBIS HI	MITSUBIS HI	MITSUBIS HI
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N
Fase	Pick up I >	4	3	2	5
	Dial Time	1	3	3	3
	Tipo de Curva	C0-8	C0-9	C0-9	C0-9
	Pick up I >>	55	55	55	55
Tierra	Pick up I >	5	2,5	5	3
	Dial Time	2	2	3	2
	Tipo de Curva	C0-8	C0-9	C0-9	C0-9
	Pick up I >>	40	50	50	50

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 1: S/E SNI – S/E Mulaló

En la figura 43 se muestra la simulación de operación para los relés del tramo 1 realizada en el software ETAP, donde se puede ver la secuencia de operación que

cada uno presenta al momento de darse una falla en cualquiera de los alimentadores.

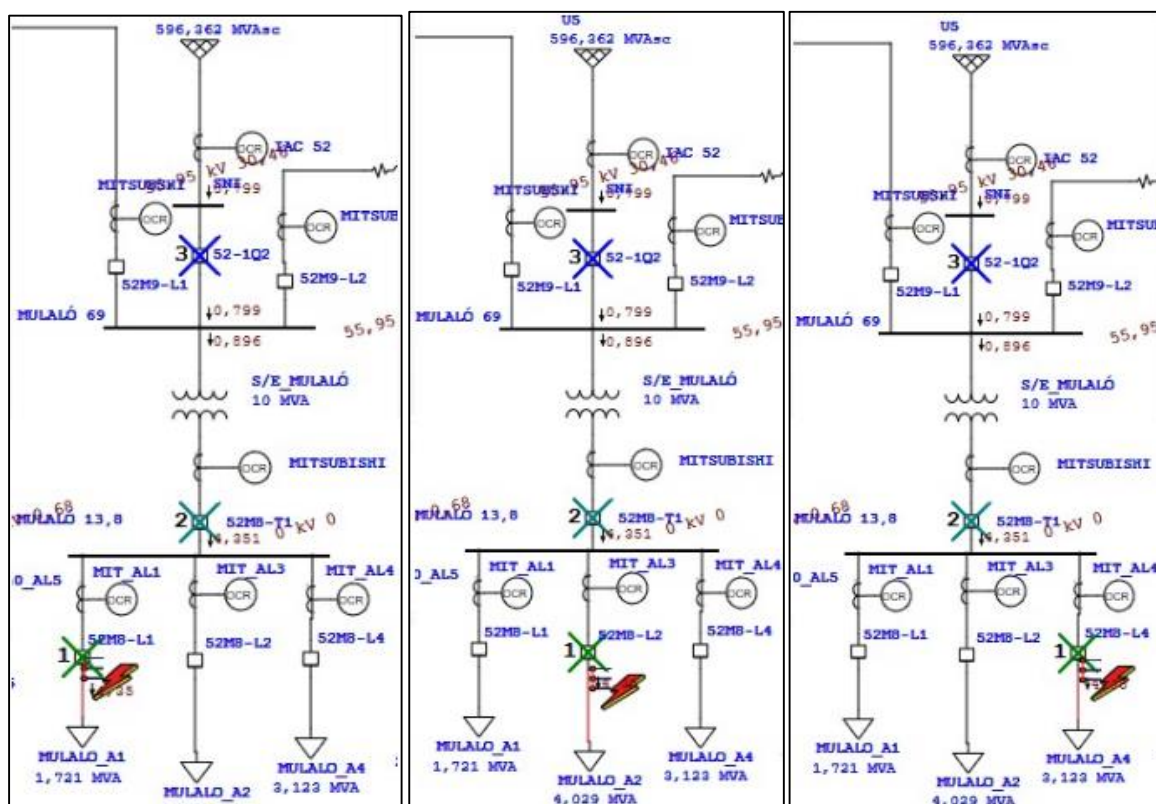


Figura 43. Simulación de Operación de los relés para el tramo 1

En la figura 44 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 1 perteneciente a SNI – MULALÓ, en donde se indica que el primer relé en actuar ante una falla es el instantáneo de la salida con y si la falla continua aguas arriba el relé en actuar es el relé Mitsubishi con protegiendo al transformador y finalmente el relé en actuar es el relé IAC 52, de este modo se cumple con una adecuada selectividad.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled			
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between 52M8-L1 & MULALD_A1. Adjacent bus: MULALÓ 13.8			
Data Rev.: Base		Config: Normal	Date: 07-26-2018
Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
0,0	MIT_AL1	4,351	Phase - OC1 - 50
83,3	52M8-L1		Tripped by MIT_AL1 Phase - OC1 - 50
571	MITSUBISHI	4,351	Phase - OC1 - 51
654	52M8-T1		Tripped by MITSUBISHI Phase - OC1 - 51
1117	IAC 52		Phase - OC1 - 51
1200	52-1Q2		Tripped by IAC 52 Phase - OC1 - 51

Figura 44. Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 1

5.3.3. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia

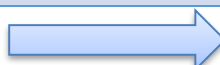
En la tabla 30 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E Mulaló a nivel de 69 Kv, donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, tipo de curva, pickup y Dial.

Tabla 30

Datos de S/E Mulaló 69 kV

Datos Relés S/E Mulaló (Nivel 69 kV)	
Datos	Actual
	Ubicación S/E Mulaló
	Elemento Protegido LT Lasso
	Interruptor 52M9-L2
	RTC 250/5
	Tipo Relé MITSUBISHI
Unidad ANSI 50/51 50/51N	
Fase	Pick up I > 4
	Dial Time 3
	Tipo de Curva CR-9
	Pick up I >> 60

CONTINÚA



	Delay Time	NA
Tierra	Pick up I >	2
	Dial Time	3
	Tipo de Curva	CR-9
	Pick up I >>	45
	Delay Time	NA

Fuente: (ELEPCO, 2017)

Para la tabla 31 se muestran los datos actuales para el relé 50/51 y 50/51N de la S/E Familia, donde se indica el elemento protegido, ubicación, tipo de relé, tipo de curva, pickup y Dial

Tabla 31

Datos relé S/E Familia

Datos Relés S/E Familia (Nivel 69 kV)		
Datos	Actual	
	Ubicación	S/E Familia 69 kV
	Elemento Protegido	LT y SE Familia
	Interruptor	52FL9-L1
	RTC	150/5
	Tipo Relé	7SD532
	Unidad ANSI	50/51 50/51N
Fase	Pick up I >	0,87
	Dial Time	1,6
	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa
	Pick up I >>	19
	Delay Time	NA
Tierra	Pick up I >	0,3
	Dial Time	2,5
	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa
	Pick up I >>	18
	Delay Time	NA

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 45 se indica la modelación del tramo 2 que pertenece a la subestación Familia con la ubicación del relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N, modelo 7SD532.

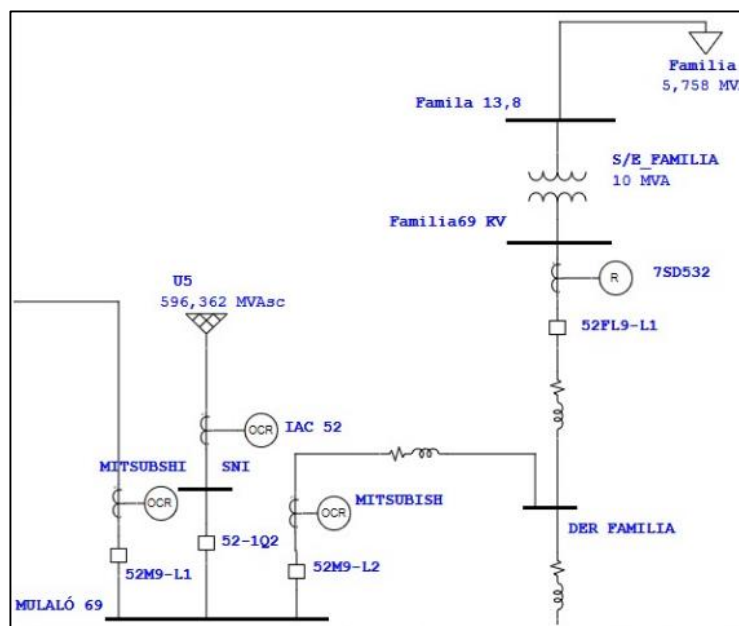


Figura 45. Modelación del Tramo 2 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 2: S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E FAMILIA

En la figura 46 se muestra las curvas del relé 50/51, modelo 7SD532 y Mitsubishi con respecto a la curva IAC 52 y las corrientes máximas y mínima de falla trifásico que se dan para la subestación Familia de 4,259 kA y 3,721 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26. En caso de una falla en el alimentador Familia, el relé que primero aísla la falla es el 7SD532-P-50, si la falla continua o se produce en la barra Der. Familia de 69 kV, el relé a actuar es el Mitsubishi-P-51

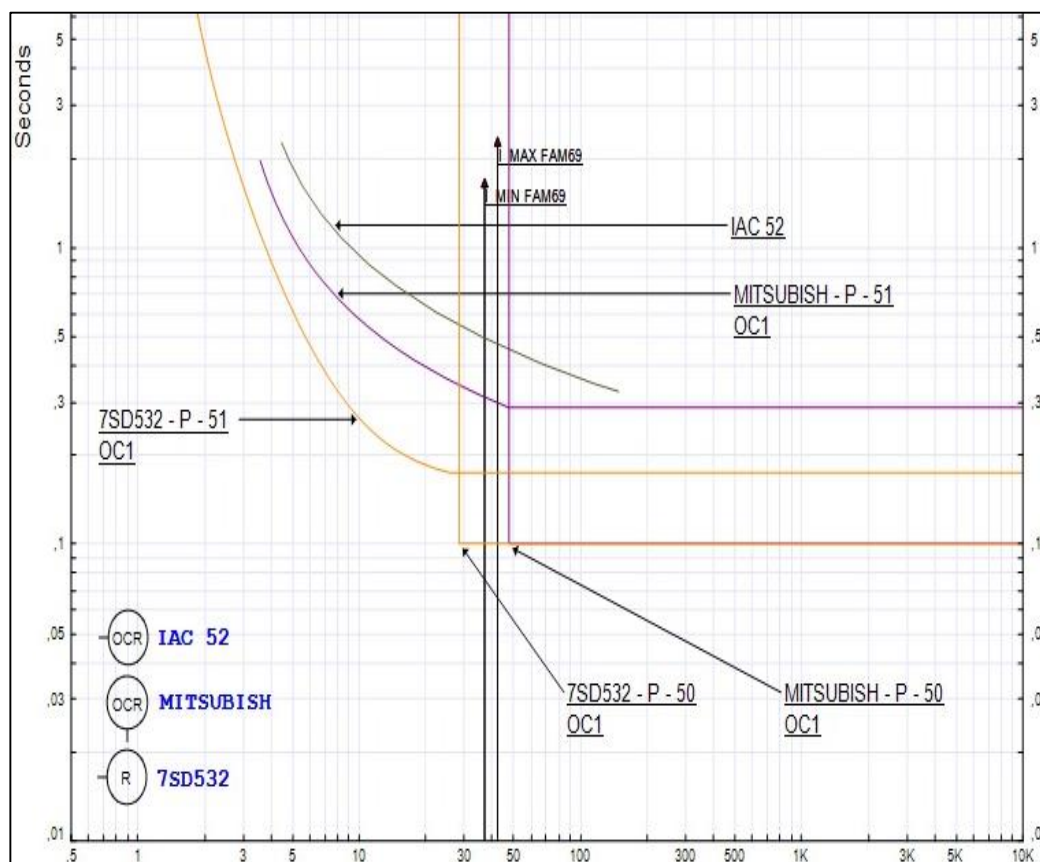


Figura 46. Coordinación de Protecciones Trifásicas para el tramo 2

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia.

En la figura 47 se observa la coordinación de las curvas de operación en falla monofásica de los relés de sobrecorrientes 7SD532 y Mitsubishi con respecto a la curva IAC 52 y que actúan con las corrientes de falla máxima y mínima de 3,669 kA y 3,191 kA respectivamente como se indica en la tabla 26, para el tramo 2 que pertenece a la S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E FAMILIA. Cuando se produzca una falla

monofásica, el relé que primero actúa es el 7SD532-G-50 y si se produce en la barra Der. Familia de 69 kV, actúa el relé Mitsubishi-N-51.

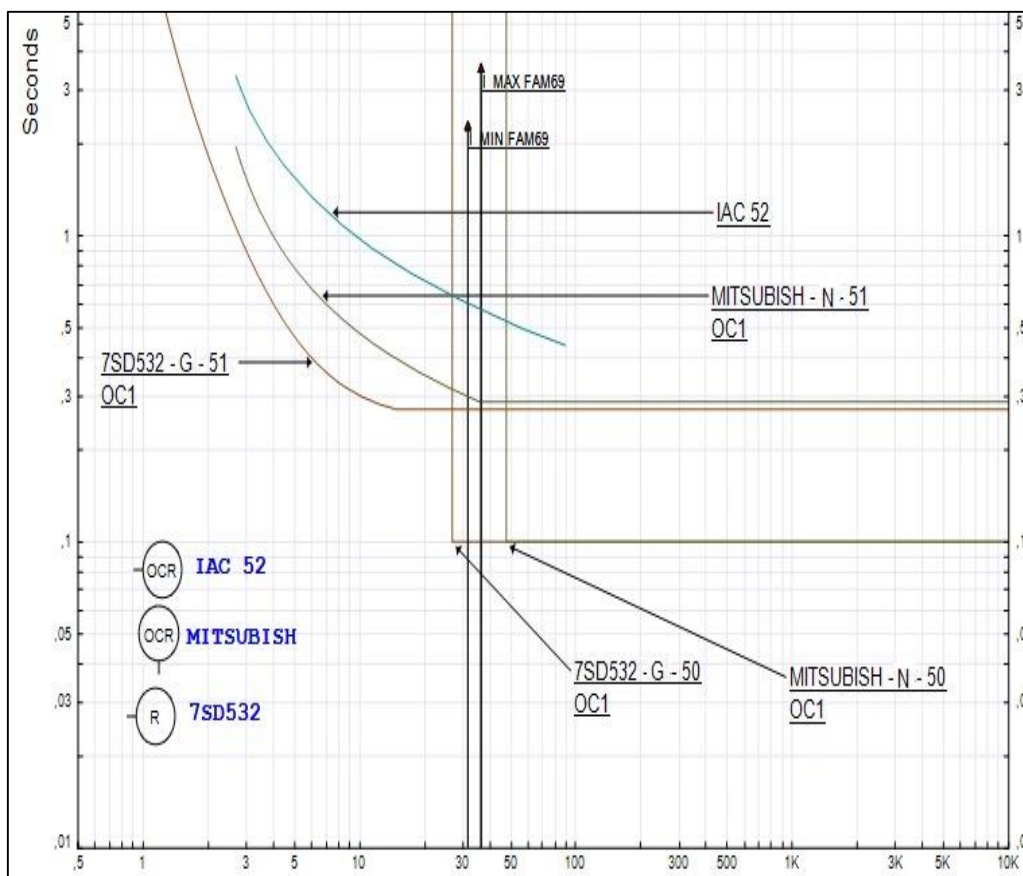


Figura 47. Coordinación de Protecciones Monofásicas para el tramo 2

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia

En la tabla 32 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 2 perteneciente a S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E FAMILIA, donde observa que para fase existe un cambio en la corriente de pickup y del dial de LT Lasso de 2 y 3 respectivamente, el RTC se mantienen para LT y SE Familia mientras que para LT

Lasso cambia a 600/5, para tierra varían los ajustes del pickup y dial de LT Lasso de 1,5 y 3 respectivamente y para LT y SE Familia se mantienen los valores actuales. La curva seleccionada para el relé 7SD532 para fase y para tierra es ANSI Muy Inversa porque su tiempo de operación es más rápido para corrientes más altas.

Tabla 32

Parámetros nuevos para el Tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia

Parámetros Nuevos Tramo 2			
		Nuevos	Nuevo
Datos	Ubicación	S/E Familia 69 Kv	S/E Mulaló
	Elemento	LT y SE	LT Lasso
	Protegido	Familia	
	Interruptor	52FL9-L1	52M9-L2
	RTC	150/5	600/5
	Tipo Relé	7SD532	mitsubishi
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N
Fase	Pick up I >	0,87	2
	Dial Time	1,6	3
	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa	CR-9
	Pick up I >>	19	40
	Delay Time	0,1	0,1
Tierra	Pick up I >	0,3	1,5
	Dial Time	2,5	3
	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa	CR-9
	Pick up I >>	18	40
	Delay Time	0,1	0,1

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 2: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Familia

En la figura 48 se muestra la secuencia de operación para los relés del tramo 2 perteneciente a S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E FAMILIA, realizada en el software ETAP, donde se observa la actuación de cada relé cuando se presenta la falla en el alimentador Familia.

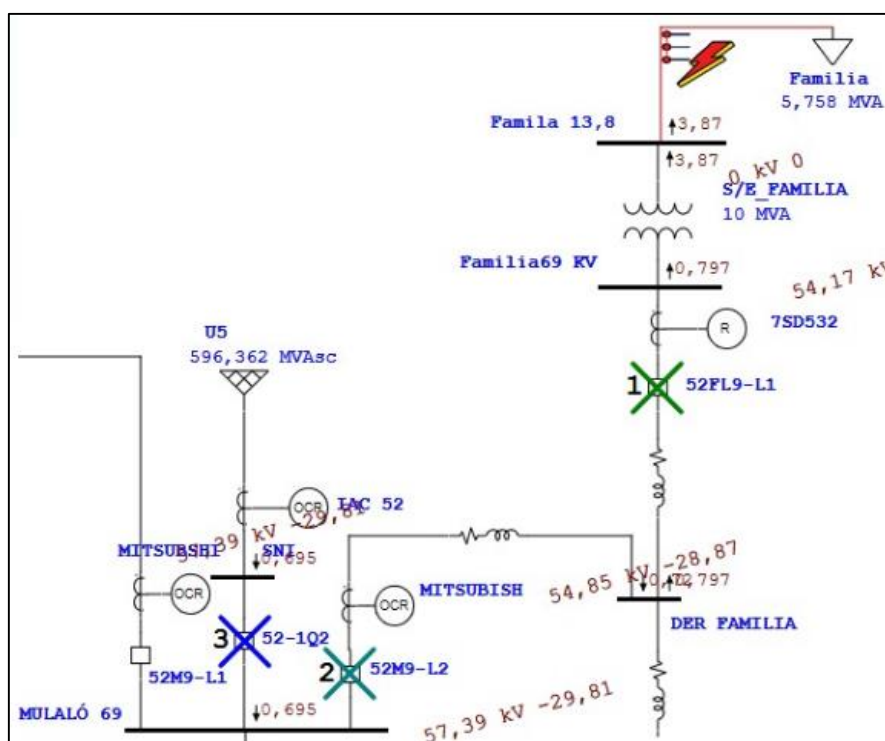


Figura 48. Simulación de Operación de los relés para el tramo 2

En la figura 49 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 2 perteneciente a SNI – S/E FAMILIA, en donde se indica que el primer relé en actuar ante una falla es el relé instantáneo 7SD532 de la salida y si la falla continúa aguas arriba el relé en actuar es el relé

Mitsubishi protegiendo al transformador y finalmente el relé en actuar es el relé IAC 52, de este modo se cumple con una adecuada selectividad.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled			
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: Familia69 KV			
Data Rev.: Base		Config: Normal	Date: 07-26-2018
Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
100	7SD532	4,263	Phase - OC1 - 50
173	52FL9-L1		Tripped by 7SD532 Phase - OC1 - 50
307	MITSUBISH	3,852	Phase - OC1 - 51
391	52M9-L2		Tripped by MITSUBISH Phase - OC1 - 51
493	IAC 52	3,715	Phase - OC1 - 51
576	52-1Q2		Tripped by IAC 52 Phase - OC1 - 51

Figura 49. Tiempos de activación de los relés e interruptores para el tramo 2

5.3.4. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló- S/E Lasso

En la tabla 33 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E Lasso a nivel de 13,8 Kv de los diferentes alimentadores, donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, entre otros.

Tabla 33

Datos de S/E Lasso

Datos Relés S/E Lasso (Nivel 13,8 kV)				
		Actual	Actual	Actual
Datos	Ubicación	S/E Lasso	S/E Lasso	S/E Lasso
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2
	Interruptor	52L8-T1	52L8-L1	52L8-L2

CONTINÚA



	RTC	1000/5	150/5	150/5
	Tipo Relé	7SJ60	7SJ60	7SJ60
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N
	Pick up I >	5	3,5	3,7
	Dial Time	2	0,5	0,5
Fase	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa
	Pick up I >>	NA	75	80
	Delay Time	NA	0,04	0,04
	Pick up I >	0,5	1	3,6
	Dial Time	1	0,5	0,5
Tierra	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa
	Pick up I >>	20	25	25
	Delay Time	0,05	0,05	0,05
		Actual	Actual	Actual
	Ubicación	S/E Lasso	S/E Lasso	S/E Lasso
	Elemento Protegido	Línea 3	Línea 4	Línea 5
Datos	Interruptor	52L8-L3	52L8-L4	52L8-L5
	RTC	150/5	150/5	300/5
	Tipo Relé	7SJ60	7SJ60	7SJ62
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N
	Pick up I >	3	3	4,5
	Dial Time	0,5	0,5	0,2
Fase	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa
	Pick up I >>	75	65	11
	Delay Time	0,04	0,04	0,04
	Pick up I >	1	0,5	0,5
	Dial Time	1	2	2
Tierra	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa
	Pick up I >>	25	25	5
	Delay Time	0,05	0,05	0,05

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 50 se indica la modelación del tramo 3 perteneciente a S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E LASSO con la ubicación de los relés de sobrecorrientes 50/51 y 50/51N modelo 7SJ60.

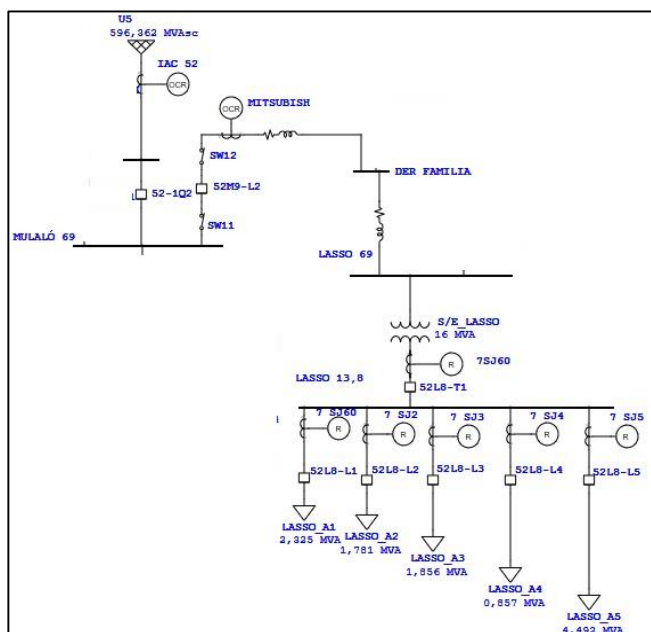


Figura 50. Modelación del Tramo 3 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso

En la figura 51 se muestra la coordinación de las curvas de los relés 50/51 modelos 7SJ60 y Mitsubishi respecto a IAC 52 con las corrientes máximas y mínima de falla trifásica de 4,259 kA y 3,612 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26, para la subestación Lasso. Para la mejor visualización de la figura, las corrientes instantáneas se encuentran ocultas y se puede ver en el ANEXO C

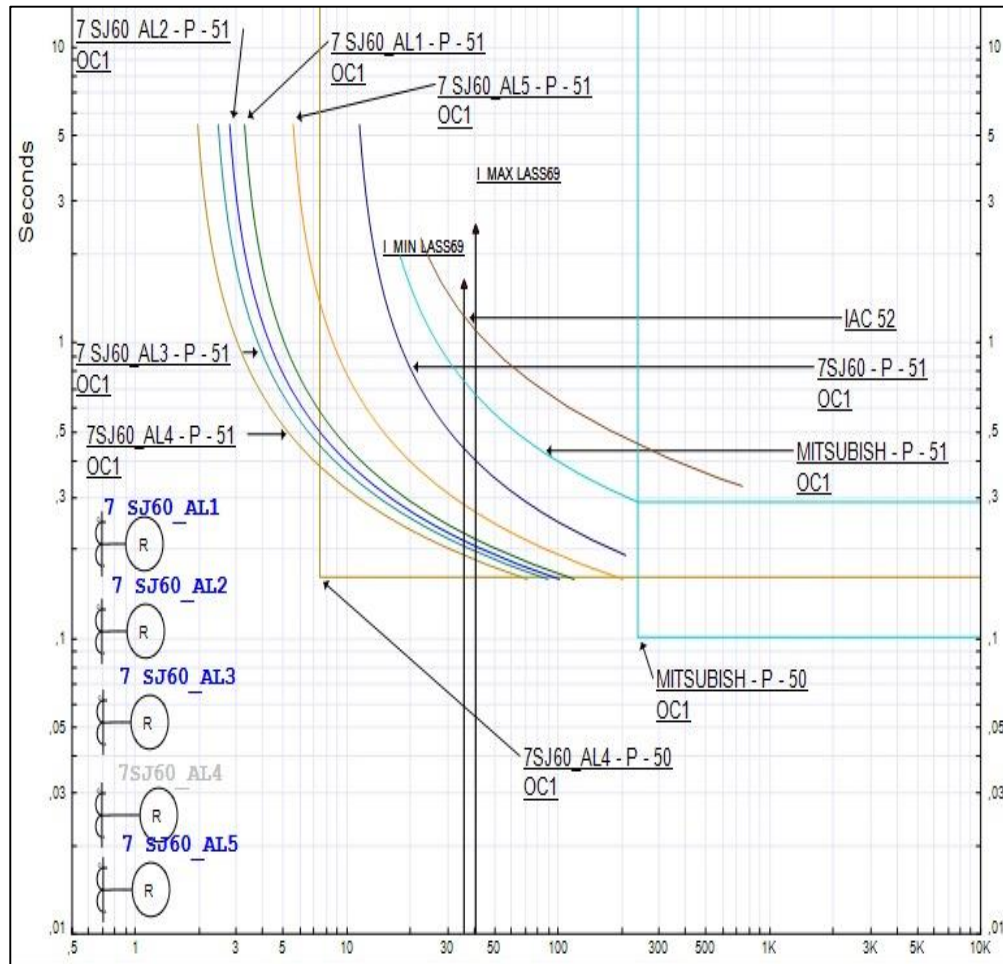


Figura 51. Coordinación de Protecciones Trifásica para el tramo 3

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso

En la figura 52 se observa la coordinación de las curvas de operación monofásico de los relés de sobrecorrientes modelos 7SJ60 y Mitsubishi respecto al relé ATQ Mulaló, IAC 52 con las corrientes máximas y mínima de falla monofásica de 3,346 kA y 2,953 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26 para el tramo 3 que corresponde a S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E LASSO.

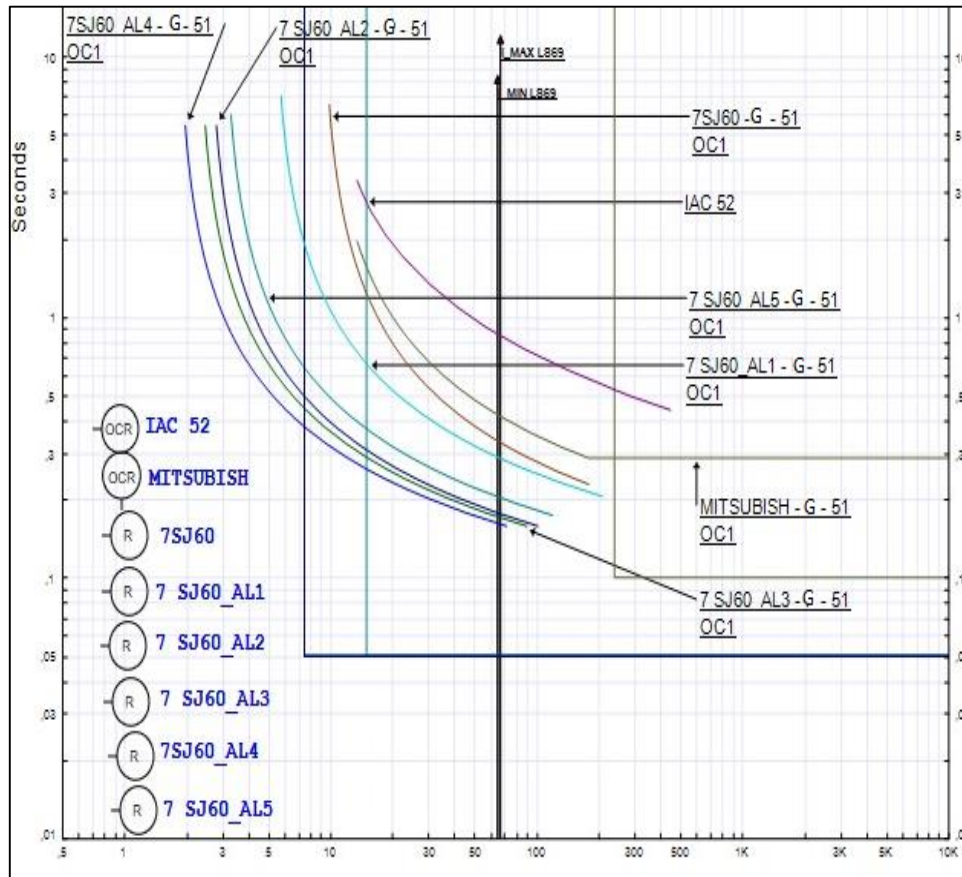


Figura 52. Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 3

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso

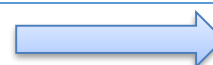
En la tabla 34 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 3 que pertenece a S/E SNI – S/E MULALÓ – S/E LASSO, donde se observa para fase un cambio en las corrientes de pickup y del dial en la barra y los alimentadores, el RTC se mantienen para los alimentadores mientras que para la barra cambia a 300/5. Para tierra, los valores de pickup y dial cambian en la barra y los alimentadores.

Tabla 34

Parámetros nuevos para el Tramo 3: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Lasso

Parámetros Nuevos Tramo 3				
		Nuevo	Nuevo	Nuevo
Datos	Ubicación	S/E Lasso	S/E Lasso	S/E Lasso
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2
	Interruptor	52L8-T1	52L8-L1	52L8-L2
	RTC	300/5	150/5	150/5
	Tipo Relé	7SJ60	7SJ60	7SJ60
	Unidad ANSI	50/51	50/51	50/51
		50/51N	50/51N	50/51N
Fase	Pick up I >	3,5	2	1,7
	Dial Time	1	1	1
	Tipo de Curva	ANSI	ANSI	ANSI
		Maderablemente Inversa	Maderablemente Inversa	Maderablemente Inversa
	Pick up I >>	--	25	25
	Delay Time	--	0,01	0,01
	Tierra	Pick up I >	3	2,7
Dial Time		1,2	1	1
Tipo de Curva		ANSI	ANSI	ANSI
		Maderablemente Inversa	Maderablemente Inversa	Maderablemente Inversa
Pick up I >>		--	25	25
Delay Time		--	0,05	0,05
		Nuevo	Nuevo	Nuevo
Datos	Ubicación	S/E Lasso	S/E Lasso	S/E Lasso
	Elemento Protegido	Línea 3	Línea 4	Línea 5
	Interruptor	52L8-L3	52L8-L4	52L8-L5
	RTC	150/5	150/5	300/5
	Tipo Relé	7SJ60	7SJ60	7SJ62
	Unidad ANSI	50/51	50/51	50/51

CONTINÚA



		50/51N	50/51N	50/51N
	Pick up I >	1,5	1,2	1,7
	Dial Time	1	1	1
		ANSI	ANSI	ANSI
Fase	Tipo de Curva	Maderablemente Inversa	Maderablemente Inversa	Maderablemente Inversa
	Pick up I >>	25	25	25
	Delay Time	0,01	0,16	0,01
	Pick up I >	1,5	1,2	1
	Dial Time	1	1	1,1
		ANSI	ANSI	ANSI
Tierra	Tipo de Curva	Maderablemente Inversa	Maderablemente Inversa	Maderablemente Inversa
	Pick up I >>	25	25	25
	Delay Time	0,05	0,05	0,05

**d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 3: S/E SNI
– S/E Mulaló – S/E Lasso**

En la figura 53 se muestra la secuencia de operación de los relés que cada uno presenta al presentarse una falla en cualquier alimentador. En la figura 53-a se indica la secuencia de operación cuando se produce la falla para el alimentador 1; activándose primero el interruptor 52L8-L1 , luego el interruptor 52L8-T1 y finalmente el interruptor 52M9-L2, en la figuras 53-b,53-c, 53-d, 53-e se muestra la misma secuencia de operación con respecto a cada alimentador de la subestación Lasso, donde primero se activan los interruptores 52L8-L2, 52L8-L3, 52L8-L3, 52L8-L4 y 52L8-L5 de cada alimentador respectivamente, posteriormente el interruptor 52L8-T1 y finalmente el interruptor 52M9-L2

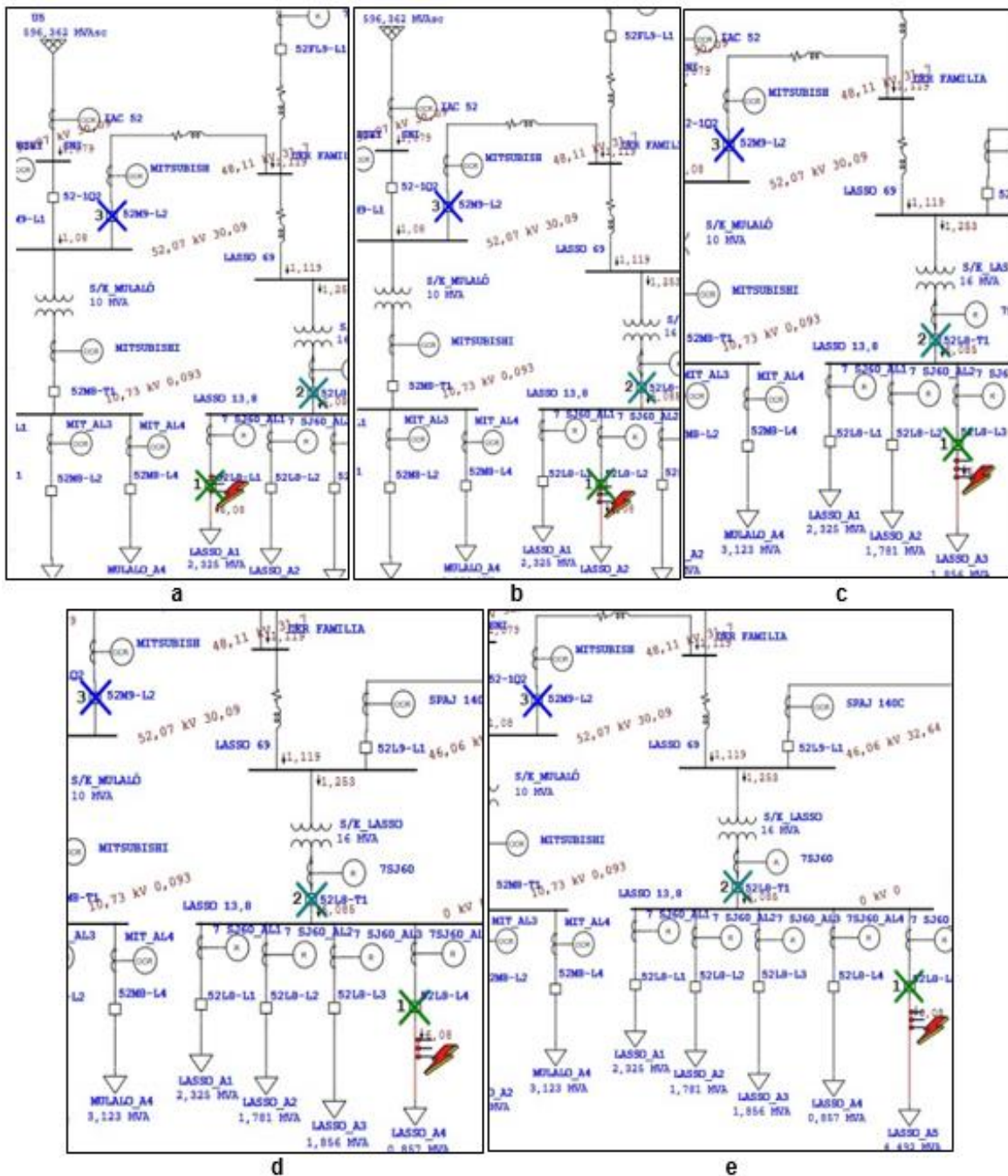


Figura 53. Secuencia de operación de los relés para el tramo 3

En la figura 54 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 3 perteneciente a SNI – S/E MULALÓ - S/E LASSO, en donde se indica que el primer relé en actuar ante una falla es el relé

instantáneo 7SJ60_AL1 de la salida y si la falla continua aguas arriba el relé en actuar es el relé 7SJ60, posteriormente el relé Mitsubishi y finalmente el relé en actuar es el relé IAC 52, de este modo se cumple con una adecuada selectividad de las protecciones.

Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
0,0	7 SJ60_AL1	6,085	Phase - OC1 - 50
93,3	52L8-L1		Tripped by 7 SJ60_AL1 Phase - OC1 - 50
311	7SJ60	6,085	Phase - OC1 - 51
394	52L8-T1		Tripped by 7SJ60 Phase - OC1 - 51
533	MITSUBISHI	1,119	Phase - OC1 - 51
616	52M9-L2		Tripped by MITSUBISHI Phase - OC1 - 51
891	IAC 52	1,079	Phase - OC1 - 51
975	52-1Q2		Tripped by IAC 52 Phase - OC1 - 51

Figura 54. Tiempos de activación de los relés e interruptores para el tramo 3

5.3.5. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló- S/E Sigchos

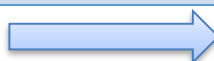
En la tabla 35 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E Lasso a nivel de 69 Kv que protege a la línea Sigchos, donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, entre otros.

Tabla 35

Datos de S/E Lasso 69 Kv

Datos Relé S/E Lasso (Nivel 69 kV)	
Actual	
Datos	Ubicación S/E Lasso
	Elemento Protegido LT Sigchos
	Interruptor 52L9-L1
	RTC 75/5

CONTINÚA



	Tipo Relé	SPAJ 140 C
	Unidad ANSI	50/51 50/51 N
Fase	Pick up I >	2,5
	Dial Time	0,3
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	66,5
	Delay Time	0,04
Tierra	Pick up I >	1,25
	Dial Time	0,3
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	20
	Delay Time	0,05

Fuente: (ELEPCO, 2017)

Para la tabla 36 se muestran los datos para el relé de la S/E Sigchos, donde se indica el elemento protegido, ubicación, tipo de relé, entre otros.

Tabla 36

Datos relé S/E Familia

Datos Relés S/E Sigchos (Nivel 13,8 kV)				
		Actual	Actual	Actual
Datos	Ubicación	S/E Sigchos	S/E Sigchos	S/E Sigchos
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2
	Interruptor	52SG8-T1	52SG8-L1	52SG8-L2
	RTC	500/5	100/5	100/5
	Tipo Relé	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N
	Fase	Pick up I >	2,5	3,75
Dial Time		0,1	0,15	0,1
Tipo de Curva		IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa

CONTINÚA



	Pick up I >>	20	BLQ	23
	Delay Time	0,04	NA	NA
Tierra	Pick up I >	2,5	3,8	2,5
	Dial Time	0,1	0,15	0,1
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	Blq	30	25
	Delay Time	NA	0,04	0,04

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 55 se indica la modelación del tramo 3 de la subestación Sigchos con la ubicación de los relés de sobrecorrientes 50/51 y 50/51N modelos SPAJ140 C y SPAJ140.

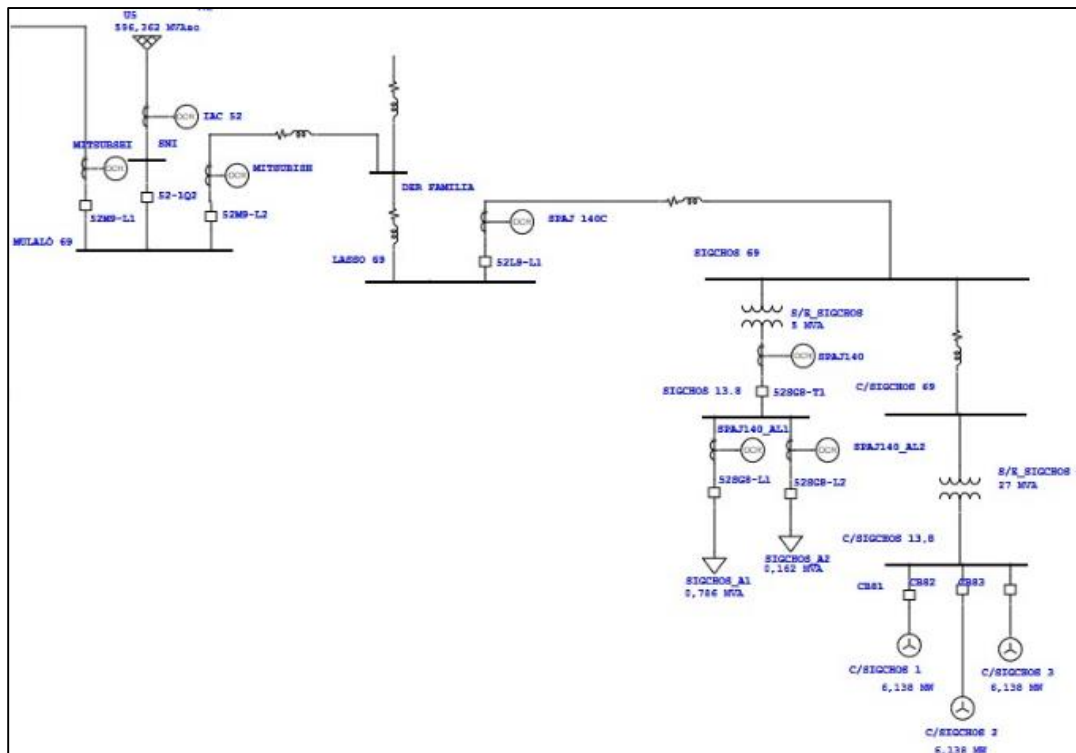


Figura 55. Modelación del Tramo 4 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos

En la figura 56 se muestra la coordinación de las curvas de los relés 50/51 modelos SPAJ 140C, Mitsubishi, SPAJ 140 respecto con IAC 52 con las corrientes máximas y mínima de falla trifásica de 1,857 kA y 1,817 kA respectivamente como se indica en la tabla 26 de la subestación Sigchos.

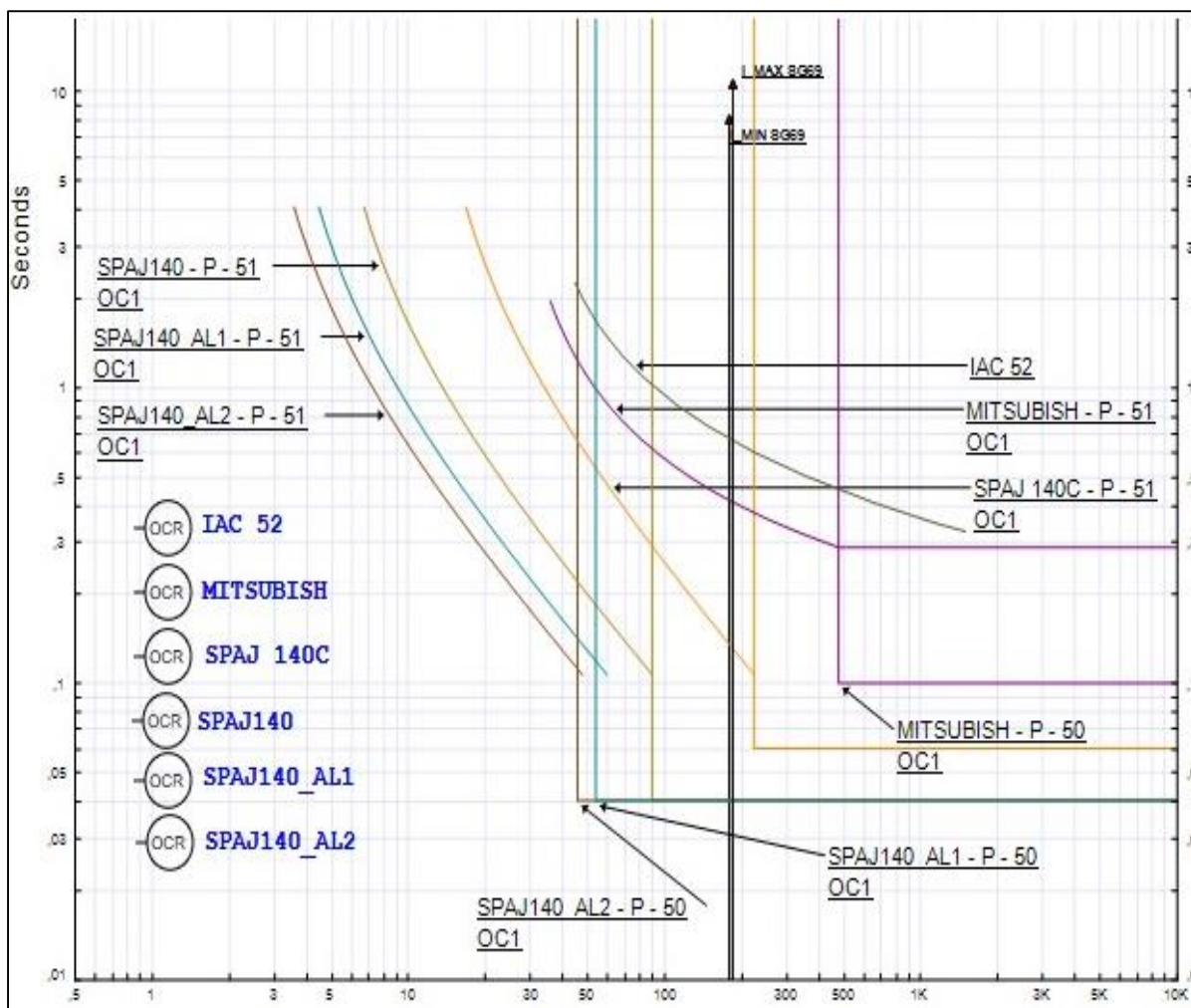


Figura 56. Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 4

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos

En la figura 57 se observa la coordinación de las curvas de operación monofásico de los relés de sobrecorrientes con las corrientes de falla máximas y mínimas de 0,924 kA y 0,903 kA respectivamente como se indica en la tabla 26 para el tramo 4 que pertenece a S/E SNT – S/E MULALÓ – S/E SIGCHOS.

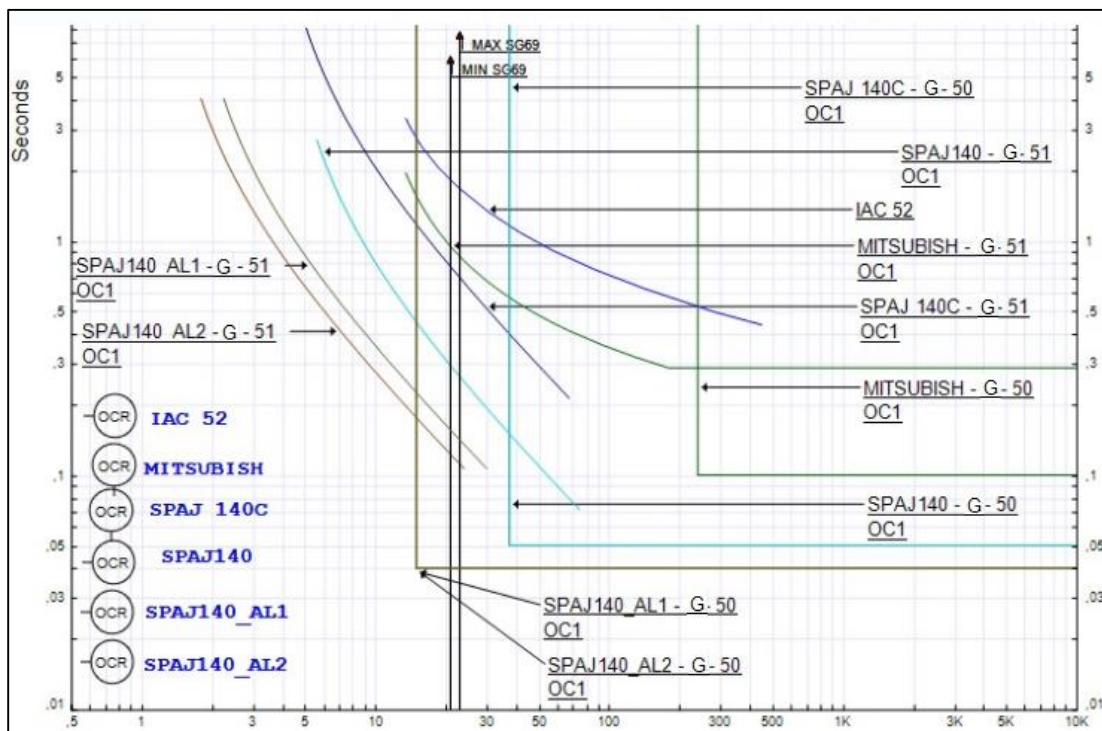


Figura 57. Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 4

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos

En la tabla 37 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 4 que pertenece a S/E SNT – S/E MULALÓ – S/E SIGCHOS, donde se observa un cambio en las corrientes de pickup y dial de los alimentadores, barra y LT Sigchos, el RTC se mantienen para los alimentadores mientras que para la barra cambia a 150/5. Para tierra los valores de pickup y dial cambian para los alimentadores a excepto el relé que protege a la barra.

Tabla 37

Parámetros nuevos para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos

Parámetros Nuevos Tramo 4					
	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	
Datos	Ubicación	S/E Lasso	S/E Sigchos	S/E Sigchos	
	Elemento Protegido	LT Sigchos	Barra	Línea 1	
	Interruptor	52L9-L1	52SG8-T1	52SG8-L1	52SG8-L2
	RTC	75/5	150/5	100/5	100/5
	Tipo Relé	SPAJ 140 C	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140
	Unidad ANSI	50/51 N	50/51N	50/51N	50/51N
Fase	Pick up I >	1,5	1,5	1,5	1,5
	Dial Time	0,15	0,15	0,15	0,15
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	30	30	30	25

CONTINÚA



	Delay Time	0,06	0,04	0,04	0,04
Tierra	Pick up I >	0,9	2,50	1,5	1,2
	Dial Time	0,3	0,1	0,15	0,15
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	10	25	15	15
	Delay Time	0,05	0,05	0,04	0,04

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 4: S/E SNI – S/E Mulaló – S/E Sigchos

En la figura 58 se muestra la simulación de operación para los relés que conforman el tramo 4 realizada en el software ETAP, donde se observa la secuencia de operación que cada uno presenta en el momento de darse una falla para cualquiera de los alimentadores.

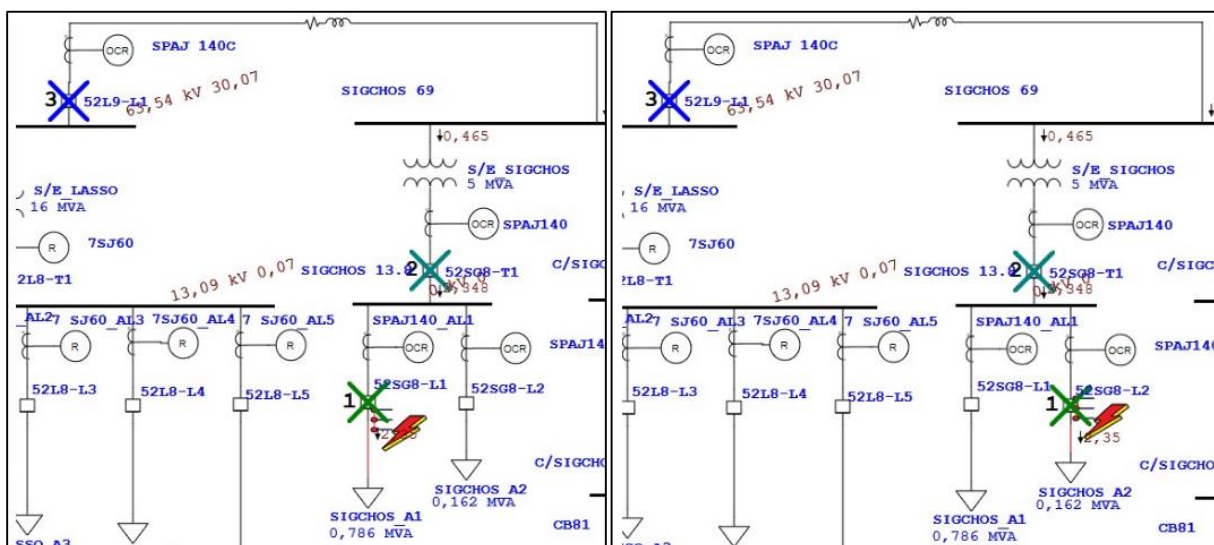


Figura 58. Secuencia de operación de los relés para el tramo 4

En la figura 59 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 4 perteneciente a SNI – S/E MULALÓ – S/E SIGCHOS, en donde se indica que el primer relé en actuar ante una falla es el relé instantáneo SPAJ140_AL1 de la salida y si la falla continua aguas arriba el relé en actuar es el relé SPAJ140, posteriormente el relé SPAJ140C y finalmente el relé en actuar es el relé IAC 52, de este modo se cumple con una adecuada selectividad.

Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
40,0	SPAJ140_AL1	2,348	Phase - OC1 - 50
123	52SG8-L1		Tripped by SPAJ140_AL2 Phase - OC1 - 50
215	SPAJ140	2,348	Phase - OC1 - 51
298	52SG8-T1		Tripped by SPAJ140 Phase - OC1 - 51
1063	SPAJ 140C	0,327	Phase - OC1 - 51
1146	52L9-L1		Tripped by SPAJ 140C Phase - OC1 - 51

Figura 59. Tiempo de Activación de los relés e interruptores para el tramo 4

5.3.6. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló-Laigua - S/E La Cocha

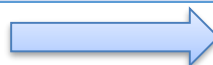
En la tabla 38 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E La Cocha y los diferentes alimentadores que lo conforman a nivel de 13,8 kV donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, tipo de curva, unidades, corrientes de pickup, tiempo de operación del relé, entre otros.

Tabla 38

Datos relé S/E La Cocha

Datos Relés S/E La Cocha (Nivel 13,8 kV)				
	Actual	Actual	Actual	
Datos	Ubicación	S/E La	S/E La	S/E La
		Cocha	Cocha	Cocha
	Elemento	Barra	Linea 1	Linea 2
	Protegido			
	Interruptor	52CH8-T1	52CH8-L1	52CH8-L2
	RTC	1000/5	150/5	150/5
	Tipo Relé	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140
Unidad ANSI	50/51	50/51	50/51	
	50/51N	50/51N	50/51N	
Fase	Pick up I >	2,65	3,5	5,75
	Dial Time	0,2	0,3	0,3
	Tipo de	IEC Muy	IEC Muy	IEC Muy
	Curva	Inversa	Inversa	Inversa
	Pick up I >>	20	75	37,5
	Delay Time	0,04	0,04	0,04
Tierra	Pick up I >	1	1,25	1,25
	Dial Time	0,5	0,5	0,5
	Tipo de	IEC Muy	IEC Muy	IEC Muy
	Curva	Inversa	Inversa	Inversa
	Pick up I >>	23	60	25
	Delay Time	0,05	0,05	0,05

CONTINÚA



		Actual	Actual	Actual
Datos	Ubicación	S/E La	S/E La	S/E La
		Cocha	Cocha	Cocha
	Elemento Protegido	Línea 3	Línea 4	Línea 5
		Interruptor	52CH8-L3	52CH8-L4
	RTC	150/5	150/5	300/5
	Tipo Relé	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140
	Unidad ANSI	50/51	50/51	50/51
		50/51N	50/51N	50/51N
Fase	Pick up I >	3	2,5	4
	Dial Time	0,3	0,3	0,3
	Tipo de Curva	IEC Muy	IEC Muy	IEC Muy
		Inversa	Inversa	Inversa
	Pick up I >>	37,5	37,5	75
	Delay Time	0,04	0,04	0,04
Tierra	Pick up I >	1	0,85	1,5
	Dial Time	0,5	0,5	0,5
	Tipo de Curva	IEC Muy	IEC Muy	IEC Muy
		Inversa	Inversa	Inversa
	Pick up I >>	25	25	50
	Delay Time	0,05	0,05	0,05

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la tabla 39 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E Mulaló a nivel de 69 Kv que protege a la línea LT San Rafael, donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, entre otros

Tabla 39*Datos Relés S/E Mulaló*

Datos Relés S/E Mulaló (Nivel 69 kV)	
Datos	Actual
	Ubicación S/E Mulaló
	Elemento Protegido LT San Rafael
	Interruptor 52M9-L1
	RTC 250/5
	Tipo Relé MITSUBISHI
	Unidad ANSI 50/51 50/51N
Fase	Pick up I > 4
	Dial Time 3
	Tipo de Curva CR-9
	Pick up I >> 45
	Delay Time NA
Tierra	Pick up I > 1,5
	Dial Time 3
	Tipo de Curva CR-9
	Pick up I >> 40
	Delay Time NA

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 60 se indica la modelación del tramo 5 de la subestación La Cocha con la ubicación de los relés de sobrecorrientes 50/51 y 50/51N modelos SPAJ140 y Mitsubishi. Hay que tomar en cuenta que la subestación La Cocha no solo está alimentada por el Sistema Nacional Interconectado, SNI, ésta también se alimenta por el alimentador 2 a 13,8 kV de las centrales de generación Illuchi 1 e Illuchi 2 propias de la Empresa Provincial Eléctrica de Cotopaxi, ELEPCO S.A, por los que se tiene una corriente bidireccional que se debe de tomar en cuenta para la coordinación de las curvas de operación.

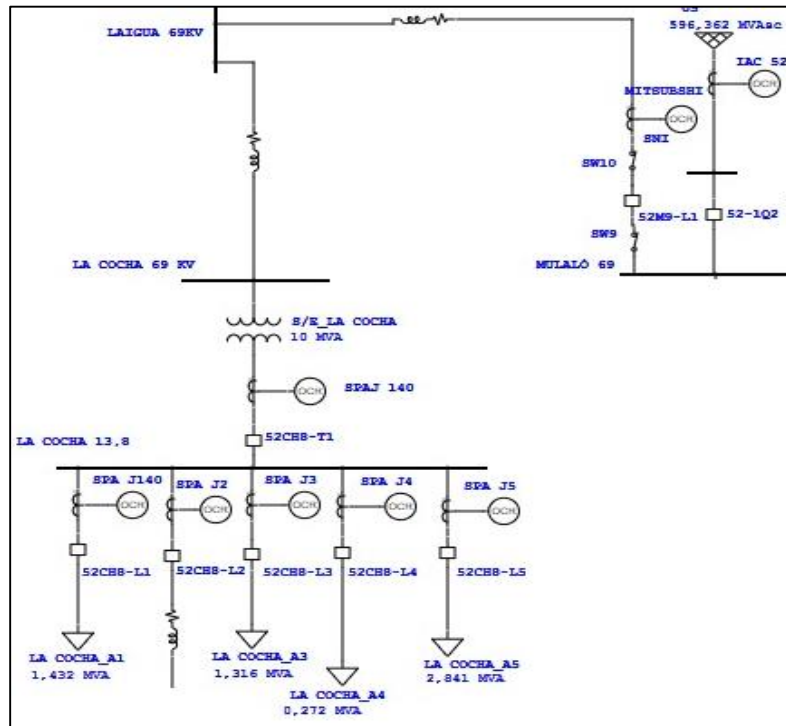


Figura 60. Modelación del Tramo 5 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua - S/E La Cocha

En la figura 61 se muestra la coordinación de las curvas de los relés Mitsubishi con respecto a la curva IAC 52 con las corrientes máximas y mínima de falla trifásica de 2,913 kA y 2,654 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26 de la subestación La Cocha.

En esta coordinación se incluye la corriente de falla del alimentador 2, para una correcta coordinación con el relé de la subestación El Calvario, las curvas del relé de sobrecorriente 50 se encuentra oculta para la mejor visualización de la Figura. En el

ANEXO C se puede observar las curvas de operación para falla trifásica de los diferentes tramos.

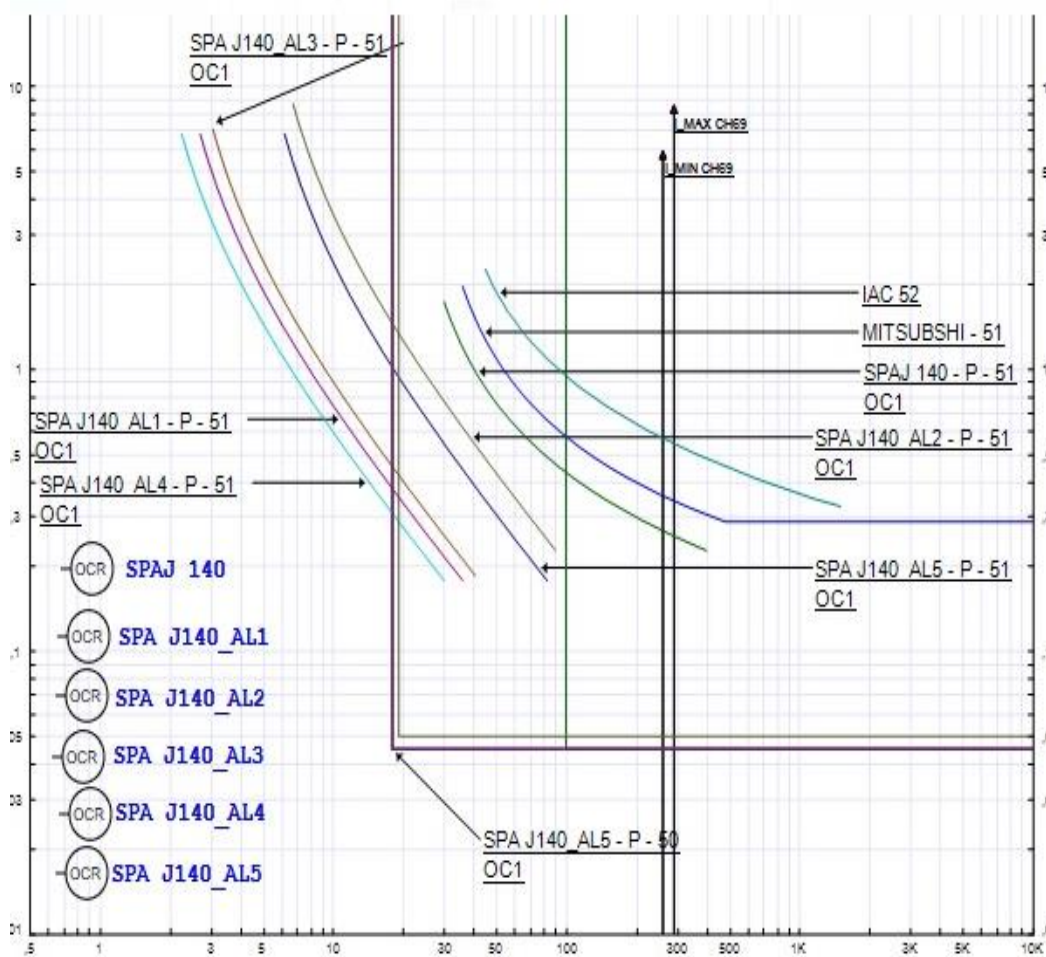


Figura 61. Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 5

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua - S/E La Cocha

En la figura 62 se observa la coordinación de las curvas de operación monofásico de los relés de sobrecorrientes SPJ140 y Mitsubishi con respecto a IAC 52 para el tramo 5 que pertenece a S/E SNT – S/E MULALÓ – LAIGUA- S/E LA COCHA, con

las corrientes máximas y mínimas de falla monofásica de 2,115 kA y 1,949 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26.

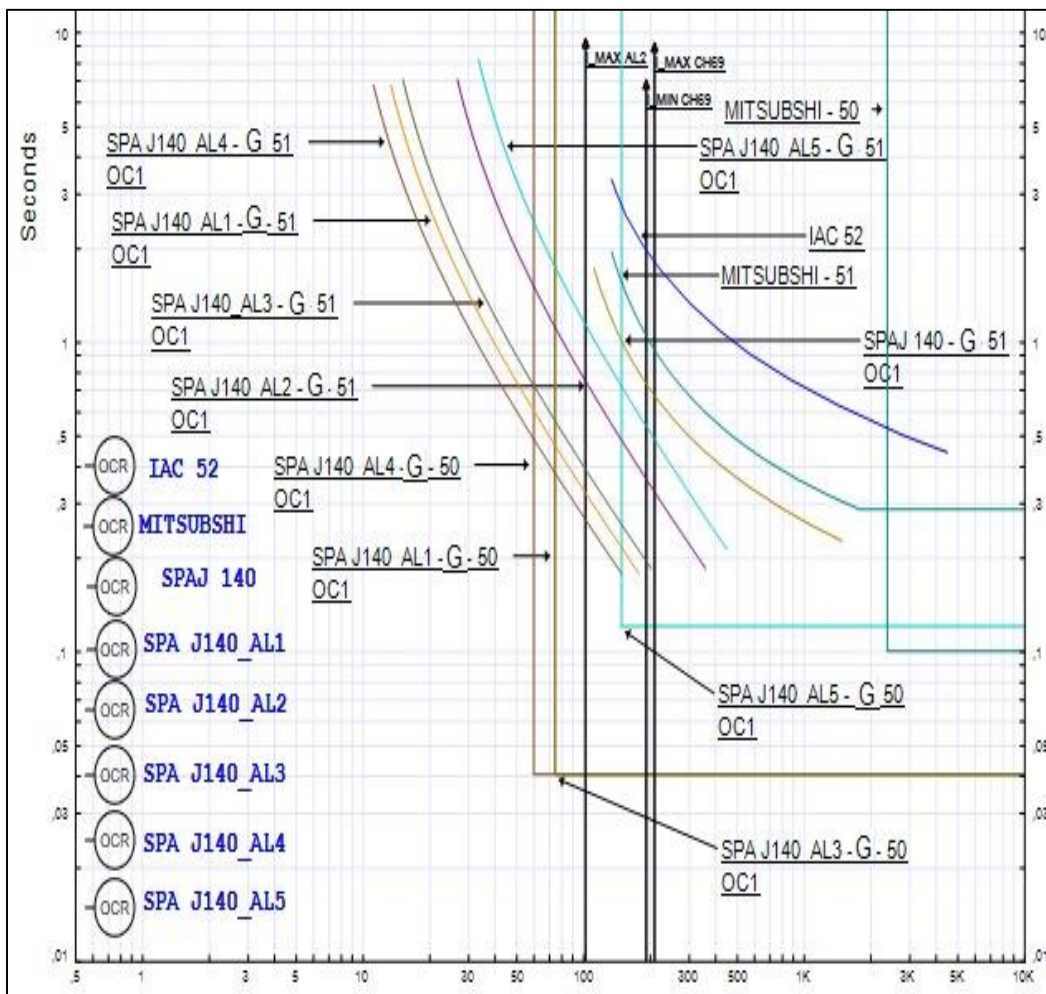


Figura 62. Coordinación de Protecciones Monofásica para el tramo 5

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua - S/E La Cocha

En la tabla 40 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 5 perteneciente a S/E SNT – S/E MULALÓ – LAIGUA- S/E LA COCHA, donde se puede

observar que para fase existen cambios en las corrientes de pickup y dial de los alimentadores, la barra y LT San Rafael, los RTC se mantienen para los alimentadores 1,2,4 y 5 mientras que para la barra cambia a 500/5 y el alimentador 3 cambia 75/5. Para tierra los valores de pickup y dial cambian para la barra y los alimentadores.

Tabla 40

Parámetros nuevos para el Tramo 5: S/E SNT – S/E Mulaló – Laigua- S/E La Cocha.

Parámetros nuevos para el Tramo 5						
		Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	
Datos	Ubicación	S/E Mulaló	S/E La Cocha	S/E La Cocha	S/E La Cocha	
	Elemento Protegido	LT San Rafael	Barra	Línea 1	Línea 2	
	Interruptor	52M9-L1	52CH8-T1	52CH8-L1	52CH8-L2	
	RTC	250/5	500/5	150/5	150/5	
	Tipo Relé	MITSUBISHI	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140	
	Unidad ANSI		50/51	50/51	50/51	50/51
			50/51N	50/51N	50/51N	50/51N
Fase	Pick up I >	2	2	0,6	1,2	
	Dial Time	3	0,1	0,25	0,26	
	Tipo de Curva	CR-9	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	
	Pick up I >>	45	10	6	6,4	
	Delay Time	0,1	0,045	0,045	0,05	
Tierra	Pick up I >	1,5	1,5	0,7	1,1	
	Dial Time	3	0,1	0,25	0,27	
	Tipo de Curva	CR-9	IEC Normal Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	
	Pick up I >>	40	--	5	--	
	Delay Time	0,1			--	

CONTINÚA 

		Nuevo	Nuevo	Nuevo
Datos	Ubicación	S/E La Cocha	S/E La Cocha	S/E La Cocha
	Elemento Protegido	Línea 3	Línea 4	Línea 5
	Interruptor	52CH8-L3	52CH8-L4	52CH8-L5
	RTC	75/5	150/5	300/5
	Tipo Relé	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N
Fase	Pick up I >	1,36	0,5	0,76
	Dial Time	0,26	0,25	0,94
	Tipo de Curva	CR-9	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	12,1	6	6
	Delay Time	0,45	0,045	0,045
Tierra	Pick up I >	1,4	0,6	1,5
	Dial Time	0,26	0,26	0,3
	Tipo de Curva	CR-9	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	10	4	10
	Delay Time	0,04	0,04	0,12

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua - S/E La Cocha

En la figura 63 se muestra la simulación de operación para los relés que conforman el tramo 5 perteneciente a S/E SNT – S/E MULALÓ – LAIGUA- S/E LA COCHA realizada en el software ETAP, donde se puede ver la secuencia de operación que cada uno presenta en el momento de darse una falla para cualquiera de los alimentadores. En la figura 63-a se muestra la secuencia de operación cuándo existe una falla en el alimentador 1; activándose en primera instancia el interruptor 52CH8-

L1, posteriormente el interruptor 52CH8-T1 y finalmente el interruptor 52M9-L1. Para las figuras 63-b, 63-c, 63-d y 63-e los interruptores en activarse primero al presentarse una falla en cualquiera de esos alimentadores son, 52CH8-L2, 52CH8-L3, 52CH8-L4 y 52CH8-L5, posteriormente se activará el interruptor 52CH8-T1 y finalmente el interruptor 52M9-L1.

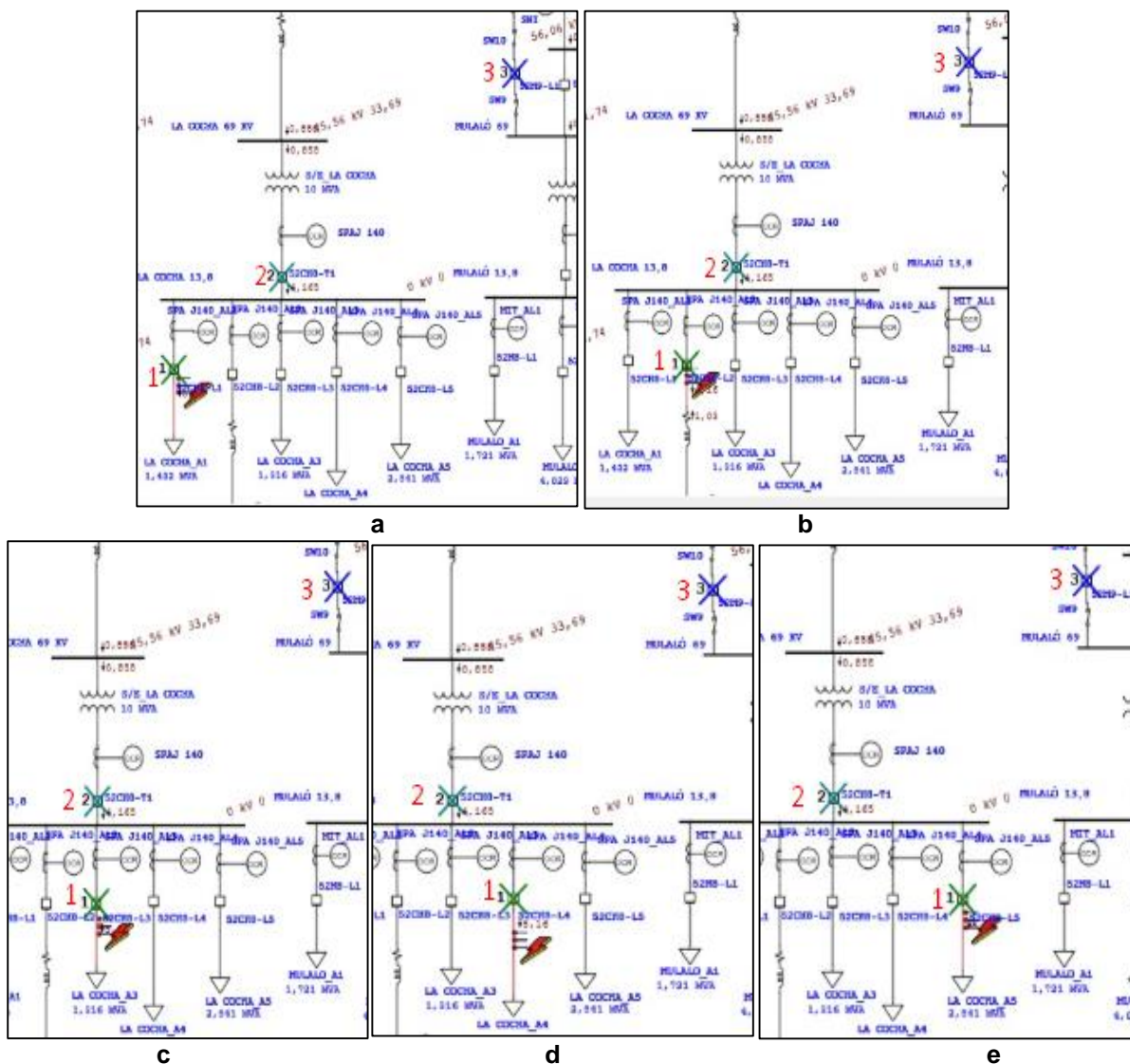
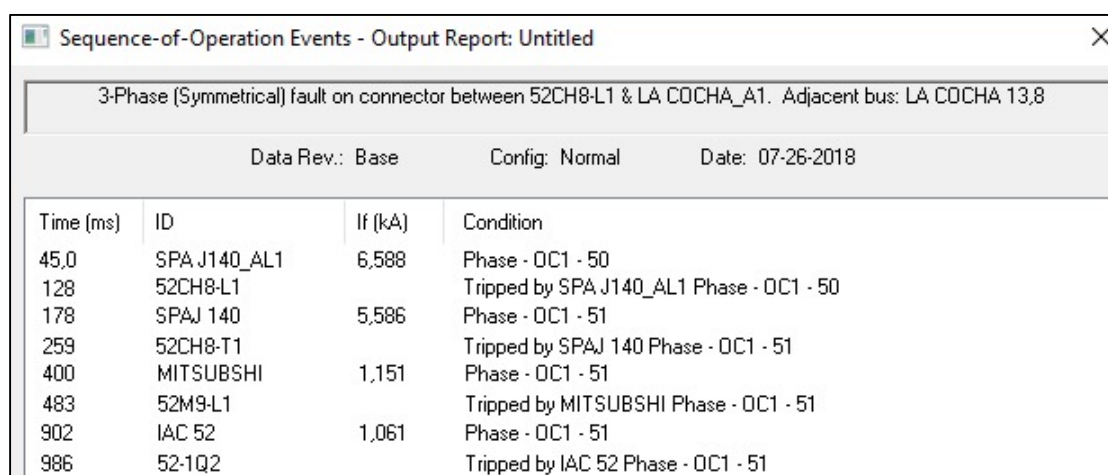


Figura 63. Secuencia de Operación para los relés del tramo 5

En la figura 64 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 5 perteneciente a SNI – S/E MULALÓ – LAIGUA - S/E LA COCHA, en donde se indica que el primer relé en actuar ante una falla es el relé instantáneo SPAJ140_AL1 de la salida y si la falla continua aguas arriba el relé en actuar es el relé SPAJ140, posteriormente el relé Mitsubishi y finalmente el relé en actuar es el relé IAC 52, de este modo se cumple con una adecuada selectividad



Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
45,0	SPA J140_AL1	6,588	Phase - OC1 - 50
128	52CH8-L1		Tripped by SPA J140_AL1 Phase - OC1 - 50
178	SPAJ 140	5,586	Phase - OC1 - 51
259	52CH8-T1		Tripped by SPAJ 140 Phase - OC1 - 51
400	MITSUBSHI	1,151	Phase - OC1 - 51
483	52M9-L1		Tripped by MITSUBSHI Phase - OC1 - 51
902	IAC 52	1,061	Phase - OC1 - 51
986	52-1Q2		Tripped by IAC 52 Phase - OC1 - 51

Figura 64. *Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 5*

5.3.7. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS

En la tabla 41 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E Centro de Rehabilitación Social donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, entre otros.

Tabla 41*Datos relé S/E Centro de Rehabilitación Social*

Datos Relés S/E CRS (Nivel 69 kV)			
		Actual	Actual
Datos	Ubicación	S/E Der. CRS	S/E Der. CRS
	Elemento Protegido	LT CRS	TR CRS
	Interruptor	52CR9-L1	52CR9-T1
	RTC	50/5	30/5
	Tipo Relé	DPU 200OR	DPU 200OR
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N
Fase	Pick up I >	3,7	5,4
	Dial Time	2,7	2
	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa	ANSI Muy Inversa
	Pick up I >>	17x(I >)	17x(I >)
	Delay Time	0,12	0,02
Tierra	Pick up I >	0,6	1
	Dial Time	0,2	0,1
	Tipo de Curva	Tiempo Definido	Tiempo Definido
	Pick up I >>	20x(I >)	20x(I >)
	Delay Time	0,11	0,02

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 65 se indica la modelación del tramo 6 de la subestación Centro de Rehabilitación Social con la ubicación de los relés de sobrecorrientes 50/51 y 50/51N modelo DPU 200OR

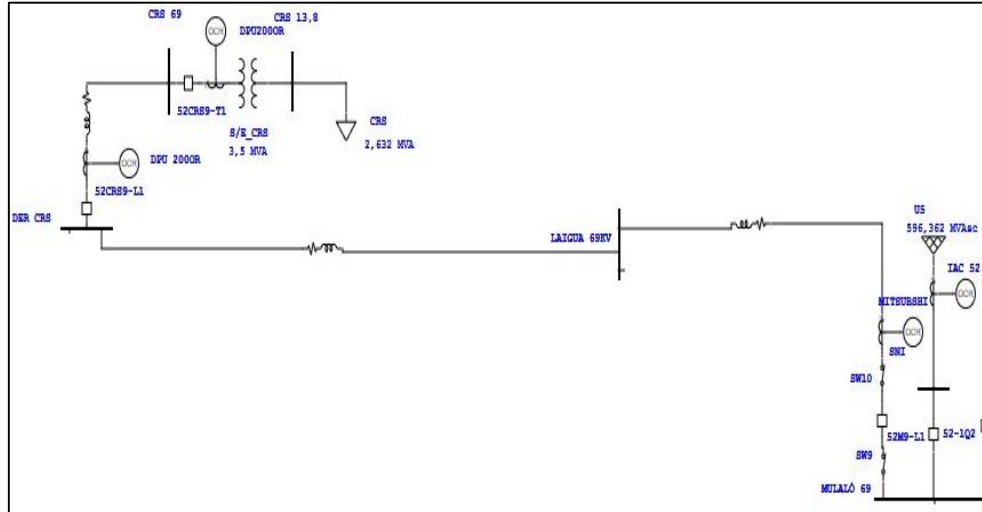


Figura 65. Modelación del Tramo 6 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS

En la figura 66 se muestra la coordinación de las curvas de los relés 50/51 modelo Mitsubishi con respecto a la curva IAC 52 con las corrientes máximas y mínima de falla trifásica de 2,843 kA y 2,588 kA de la subestación Centro de Rehabilitación Social como se indica en la tabla 26. Los relés de sobrecorriente instantáneos actúan en primera instancia en los alimentadores y posteriormente el relé Mitsubishi.

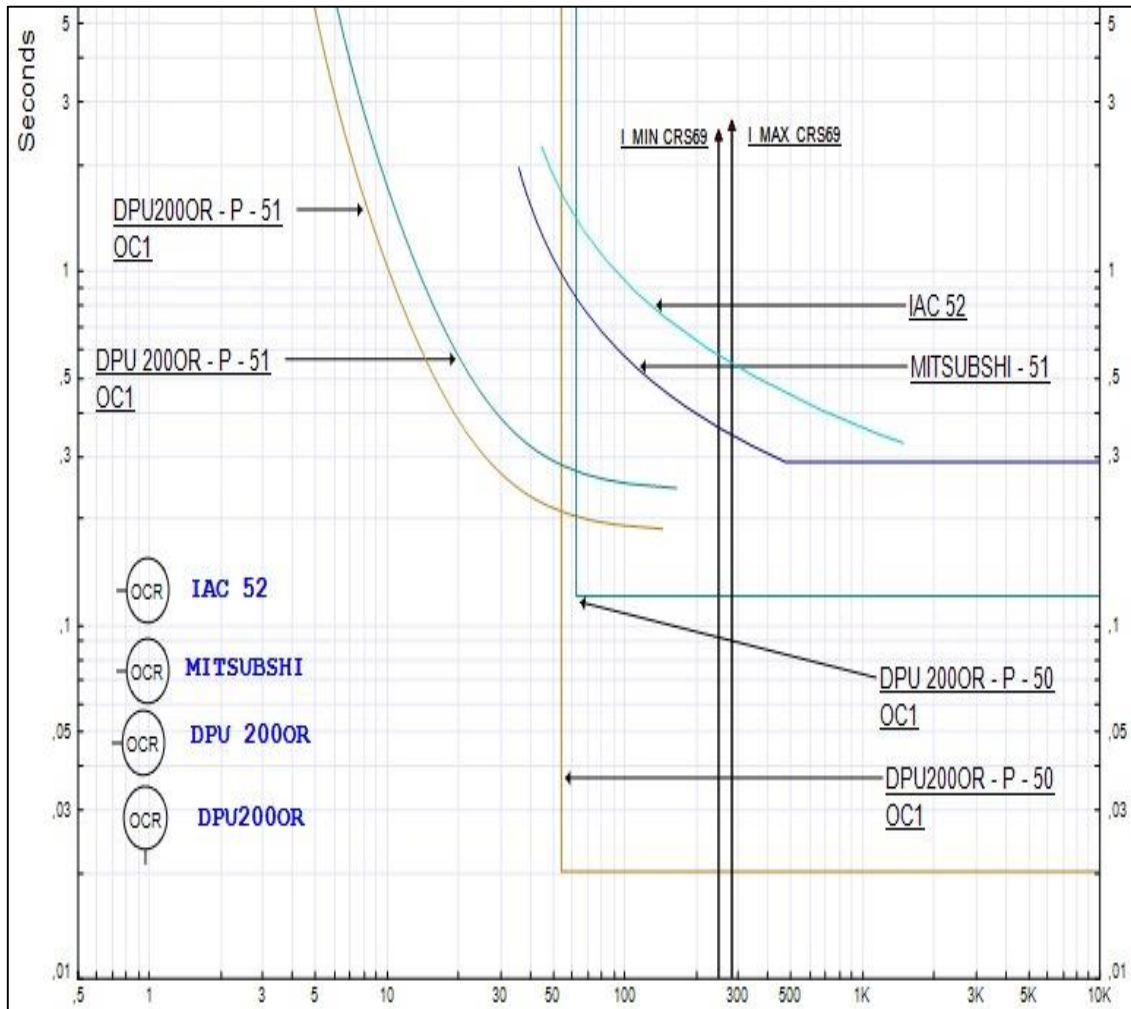


Figura 66. Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 6

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS

En la figura 67 se observa la coordinación de las curvas de operación de falla monofásica de los relés de sobrecorrientes 50/51N modelo DPU 200OR con las corrientes máximas y mínimas de 2,102 kA y 1,937 kA respectivamente como se

indica en la tabla 26 para el tramo 6 perteneciente a S/E SNT – S/E MULALÓ – LAIGUA- S/E DERIV CRS-S/E CRS.

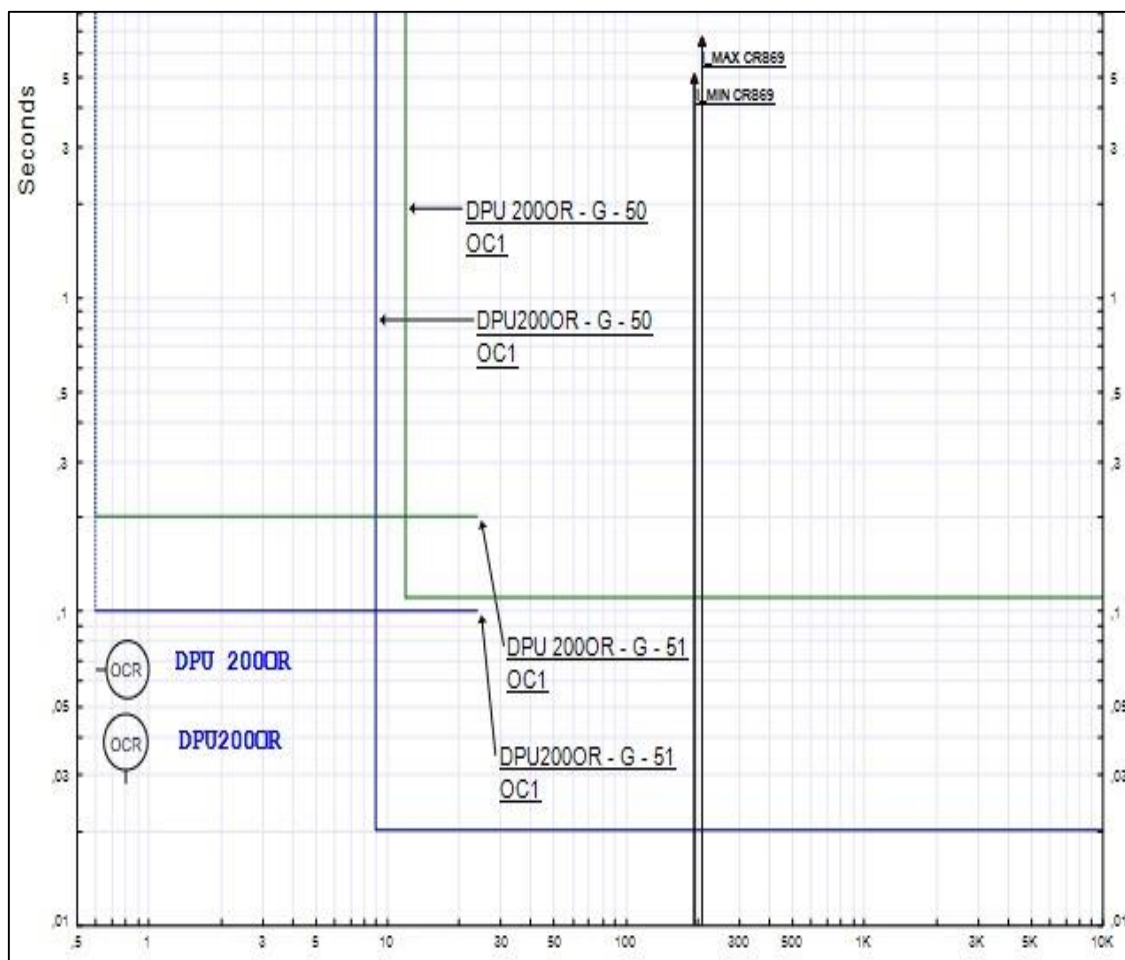


Figura 67. Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 6

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS

En la tabla 42 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 6 perteneciente a S/E SNT – S/E MULALÓ – LAIGUA- S/E DERIV CRS-S/E CRS, donde se observa un cambio en el dial para la línea LT CRS y la corriente de pickup

se mantienen los valores actuales como se muestra en la tabla 41. Para tierra los valores pickup y dial no varía de los valores actuales.

Tabla 42

Parámetros nuevos para el Tramo 5: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua- S/E Deriv. CRS-S/E CRS.

Datos Relés S/E CRS			
(Nivel 69 kV)			
		Nuevo	Nuevo
Datos	Ubicación	S/E Der. CRS	S/E Der. CRS
	Elemento Protegido	LT CRS	TR CRS
	Interruptor	52CR9-L1	52CR9-T1
	RTC	50/5	30/5
	Tipo Relé	DPU 200OR	DPU 200OR
	Unidad ANSI	50/51 - 50/51N	50/51 - 50/51N
Fase	Pick up I >	3,7	5,4
	Dial Time	2,5	2
	Tipo de Curva	ANSI Muy	ANSI Muy
		Inversa	Inversa
	Pick up I >>	17	17
	Delay Time	0,12	0,02
Tierra	Pick up I >	0,6	1
	Dial Time	0,2	0,1
	Tipo de Curva	Tiempo definido	Tiempo definido
	Pick up I >	20	15
	Dial Time	0,11	0,02

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 6: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS

En la figura 68 se muestra la simulación de operación para los relés que conforman el tramo 6 realizada en el software ETAP, donde se puede ver la secuencia de operación que cada uno presenta en el momento de darse una falla en el alimentador.

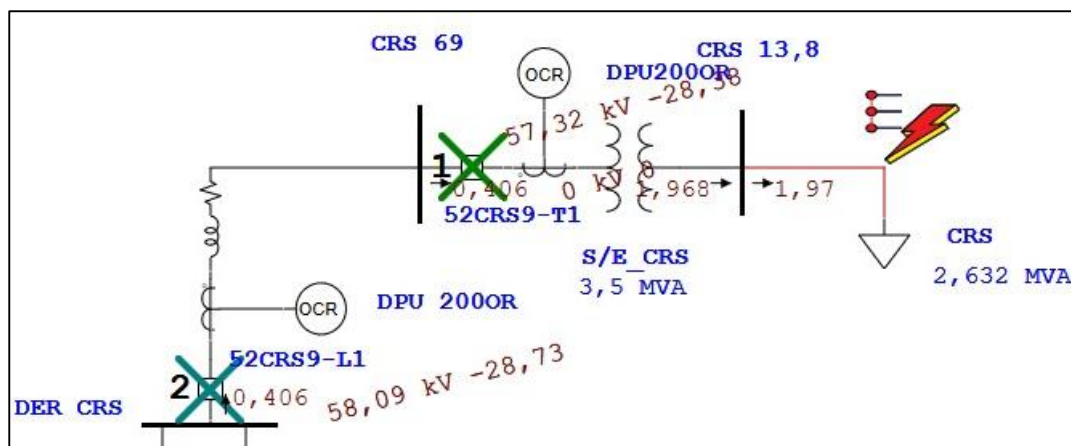


Figura 68. Secuencia de Operación de los relés del Tramo 6

En la figura 69 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 6 perteneciente a S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E Deriv. CRS – S/E CRS, en donde se indica que el primer relé en actuar ante una falla es el relé instantáneo DPU200R de la salida y si la falla continua aguas arriba el relé en actuar es el relé Mitsubishi y finalmente el relé en actuar es el relé IAC 52, de este modo se cumple con una adecuada selectividad.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled					
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between S/E_CRS & CT11. Adjacent bus: CRS 69					
Data Rev.: Base		Config: Normal		Date: 07-26-2018	
Time (ms)	ID	If (kA)	T1 (ms)	T2 (ms)	Condition
20,0	DPU2000R	2,848	20,0		Phase - OC1 - 50
103	52CRS9-T1		83,3		Tripped by DPU2000R Phase - OC1 - 50
186	DPU2000R	2,848	186		Phase - OC1 - 51
203	52CRS9-L1		83,3		Tripped by DPU 2000R Phase - OC1 - 50
349	MITSUBSHI	2,7	349		Phase - OC1 - 51
432	52M9-L1		83,3		Tripped by MITSUBSHI Phase - OC1 - 51
577	IAC 52	2,489	577		Phase - OC1 - 51
660	52-1Q2		83,3		Tripped by IAC 52 Phase - OC1 - 51

Figura 69. Tiempos de Activación de los relés e interruptores del tramo 6

5.3.8. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael

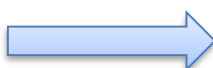
En la tabla 43 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E San Rafael a nivel de 69 kV donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, tipo de curva, dial y pickup.

Tabla 43

Datos relé S/E San Rafael 69 kV

Datos Relés S/E San Rafael (Nivel 69 kV)		Actual
Datos	Ubicación	S/E San Rafael
	Elemento Protegido	TR San Rafael
	Interruptor	52R9-L2
	RTC	300/5
	Tipo Relé	GE 650
	Unidad ANSI	50/51 - 50/51N
Fase	Pick up I >	2,92
	Dial Time	3

CONTINÚA



	Tipo de Curva	IAC Muy Inversa
	Pick up I >>	16,6
	Delay Time	0,05
Tierra	Pick up I >	0,83
	Dial Time	0,2
	Tipo de Curva	IAC Muy Inversa
	Pick up I >>	16,6
	Delay Time	0,05

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la tabla 44 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/ 51 y 50/51N de la S/E San Rafael a nivel de 13,8 Kv, donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, tipo de curva, pickup y dial

Tabla 44

Datos Relés S/E San Rafael 13,8 kV

Datos Relés S/E San Rafael (Nivel 13,8 kV)					
		Actual	Actual	Actual	Actual
Datos	Ubicación	S/E San Rafael	S/E San Rafael	S/E San Rafael	S/E San Rafael
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2	Línea 3
	Interruptor	52R8-T1	52R8-L1	52R8-L2	52R8-L4
	RTC	800/5	400/5	400/5	400/5
	Tipo Relé	RET615	RET615	RET615	RET615
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N
Fase	Pick up I >	3,5	3,1	3,1	3
	Dial Time	0,3	0,3	0,3	0,3
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	NA	5	5	10
	Delay Time	NA	0,04	0,04	0,04
	Tierra	Pick up I >	1,5	1	0,1
Dial Time		0,1	0,1	0,1	0,1
Tipo de Curva		IEC Muy Inversa	IEC Extrema Inversa	IEC Extrema Inversa	IEC Extrema Inversa
Pick up I >>		NA	12	5	9
Delay Time		NA	0,05	0,05	0,05

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 70 se indica la modelación del tramo 7 de la subestación San Rafael con la ubicación de los relés de sobrecorrientes 50/51 y 50/51N modelos RET615 y GE 650.

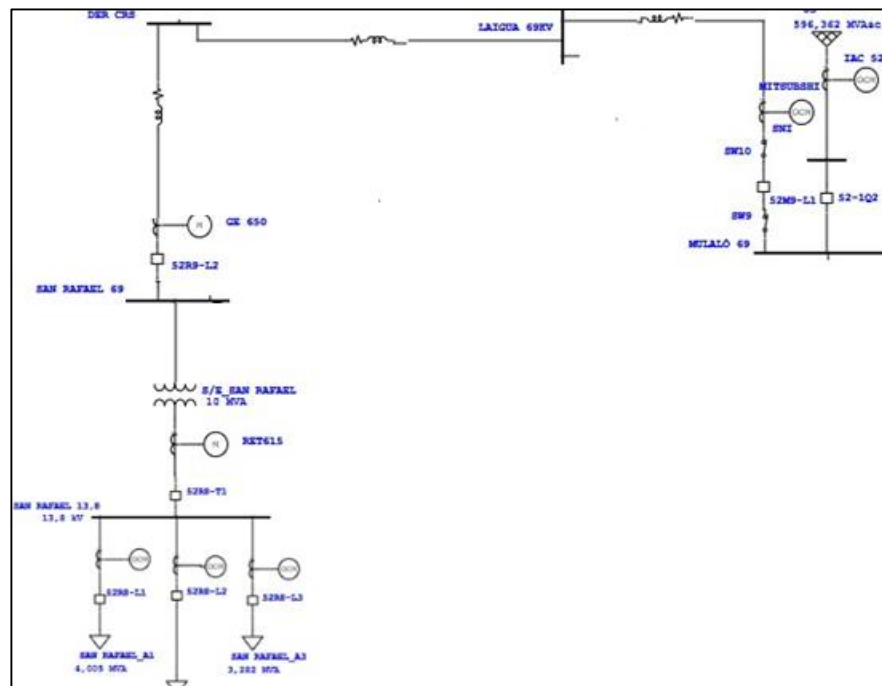


Figura 70. Modelación del Tramo 7 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael

En la figura 71 se muestra la coordinación de las curvas de los relés 50/51 modelos GE 650, Mitsubishi y de los alimentadores RET 615 con respecto a la curva IAC 52 y las corrientes máximas y mínima de falla trifásica de 2,513 kA y 2,312 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26 de la subestación San Rafael,

cuando se produzca una falla trifásica en los alimentadores los relés que se actuaran primero son los instantáneos. Para mejor visualización (VER ANEXO C).

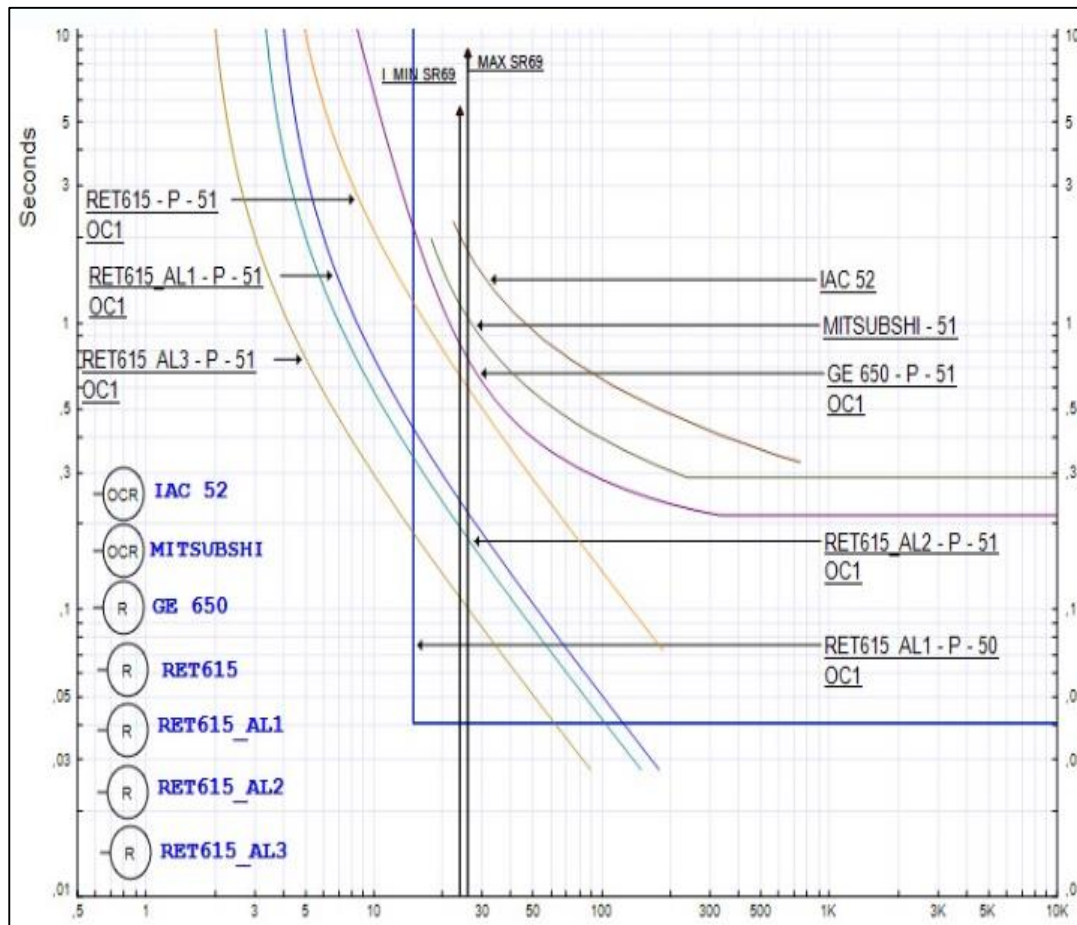


Figura 71. Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 7

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael

En la figura 72 se observa la coordinación de las curvas de operación en falla monofásica de los para el tramo 7 perteneciente a S/E SNT – S/E MULALÓ – LAIGUA

– S/E SAN RAFAEL con las corrientes de falla monofásica máximas y mínimas de 1,767 kA y 1,648 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26.

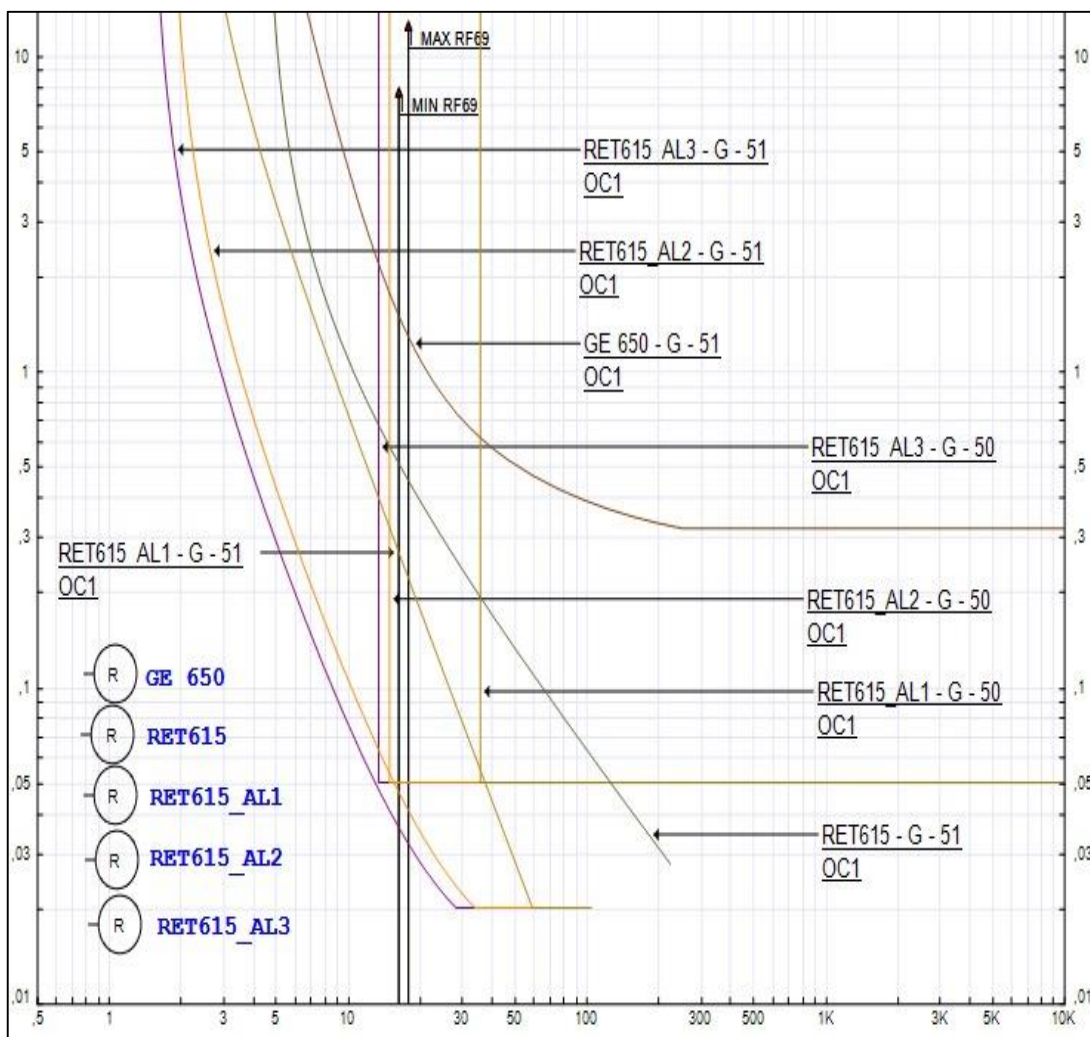


Figura 72. Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 7

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael

En la tabla 45 se indica los nuevos parámetros para los relés de sobrecorriente 50/51 y 50/51N del tramo 7 perteneciente a S/E SNT – S/E MULALÓ – LAIGUA – S/E

SAN RAFAEL, donde se observa que para fase la corriente de pickup y los RTC existen cambios en la barra y en los alimentadores. Para tierra los valores de pickup y dial varían en barra y los alimentadores, mientras que para LT San Rafael se mantiene los mismo que los valores actuales.

Tabla 45

Parámetros nuevos para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló – Laigua – S/E San Rafael

Parámetros nuevos para el Tramo 7						
		Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo
Datos	Ubicación	S/E San Rafael	S/E San Rafael	S/E San Rafael	S/E San Rafael	S/E San Rafael
	Elemento Protegido	LT San Rafael	Barra	Línea 1	Línea 2	Línea 3
	Interruptor	52R9-L2	52R8-T1	52R8-L1	52R8-L2	52R8-L4
	RTC	300/5	300/5	300/5	300/5	150/5
	Tipo Relé	GE650	RET615	RET615	RET615	RET615
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N
Fase	Pick up I >	2,3	1,25	1,2	1	1,2
	Dial Time	2	0,26	0,1	0,1	0,1
	Tipo de Curva	IAC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	16,6	--	5	5	10
	Delay Time	0,05	--	0,04	0,04	0,04
Tierra	Pick up I >	1,7	1,5	0,7	0,6	1
	Dial Time	2	0,1	0,2	0,1	0,1
	Tipo de Curva	IAC Muy Inversa	IEC Inversa	IEC Extrema Inversa	IEC Extrema Inversa	IEC Extrema Inversa
	Pick up I >>	--	--	12	5	9
	Delay Time	--	--	0,5	0,05	0,05

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 7: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael

En la figura 73 se muestra la simulación de operación para los relés que conforman el tramo 7 perteneciente a S/E SNT – S/E MULALÓ – LAIGUA – S/E SAN RAFAEL realizada en el software ETAP, donde se puede ver la secuencia de operación que cada uno presenta en el momento de darse una falla para cualquiera de los alimentadores.

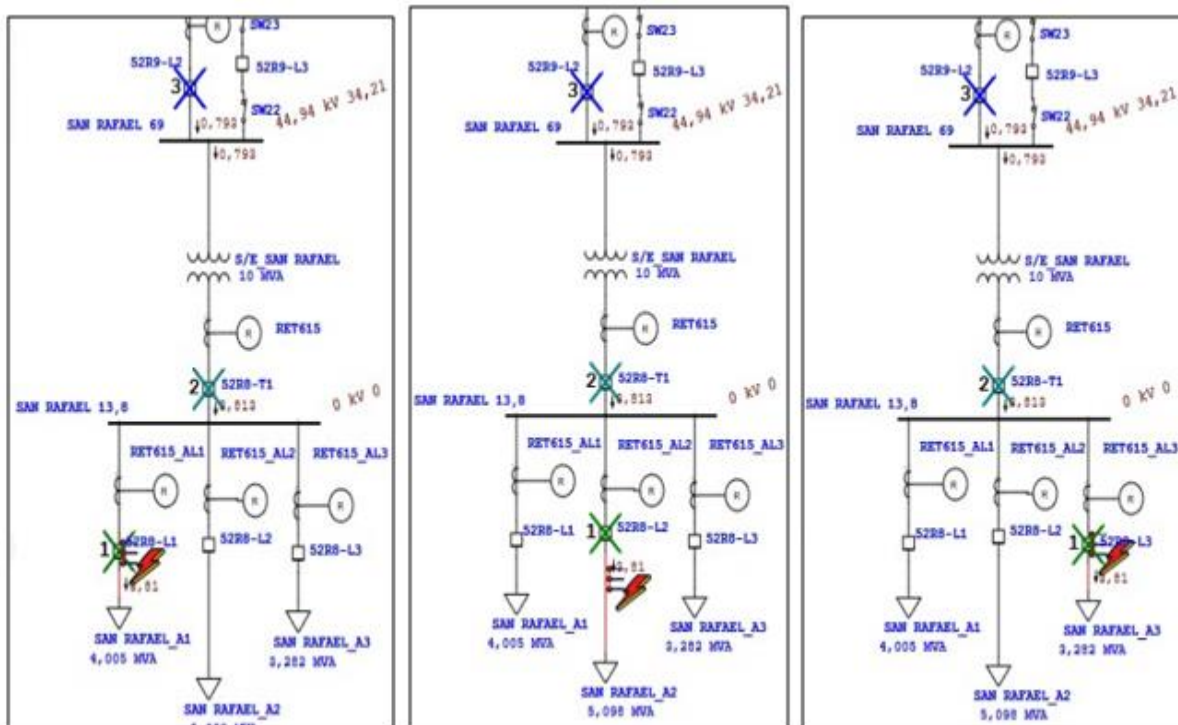
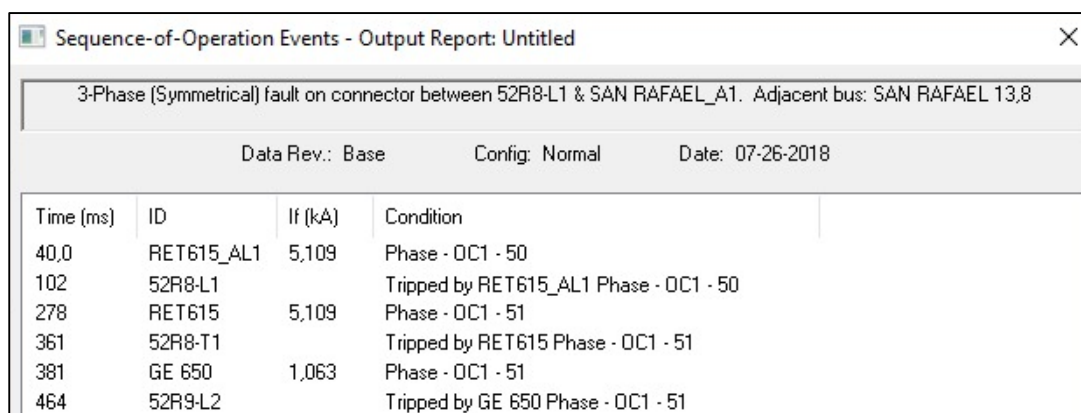


Figura 73. Secuencia de operación de los relés del Tramo 7

En la figura 74 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 7 perteneciente S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael, en donde se indica que el primer relé en

actuar ante una falla es el relé instantáneo RET615_AL1 de la salida y si la falla continua aguas arriba el relé en actuar es el relé RET615, posteriormente el relé GE650 y finalmente el relé en actuar es el relé IAC 52, de este modo se cumple con una adecuada selectividad.



Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
40,0	RET615_AL1	5,109	Phase - OC1 - 50
102	52R8-L1		Tripped by RET615_AL1 Phase - OC1 - 50
278	RET615	5,109	Phase - OC1 - 51
361	52R8-T1		Tripped by RET615 Phase - OC1 - 51
381	GE 650	1,063	Phase - OC1 - 51
464	52R9-L2		Tripped by GE 650 Phase - OC1 - 51

Figura 74. Tiempo de Activación de los relés e interruptores para el tramo 7

5.3.9. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – San Rafael – S/E Pujilí

En la tabla 46 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E Pujilí a nivel de 69 kV donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, tipo de curva, pickup y dial.

Tabla 46*Datos relé S/E Pujilí 69 kV*

Datos Relés S/E San Rafael				
(Nivel 69 kV)				
		Actual	Actual	
Datos	Ubicación	S/E Pujilí	S/E San Rafael	
	Elemento Protegido	TR Pujilí	LT Pujilí 69 Kv	
	Interruptor	52P9-T1	52R9-L3	
	RTC	300/5	250/5	
	Tipo Relé	GE	mitsubishi	
	Unidad ANSI		50/51	50/51
			50/51N	50/51N
Fase	Pick up I >	5	3,5	
	Dial Time	2	3	
	Tipo de Curva	IAC Muy Inversa	CO-9	
	Pick up I >>	35	20	
	Delay Time	0	NA	
	Tierra	Pick up I >	1	1
Dial Time		1,5	3	
Tipo de Curva		IAC Muy Inversa	CO-9	
Pick up I >>		15	20	
Delay Time		0	NA	

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la tabla 47 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente de la S/E Pujilí y los diferentes alimentadores que lo conforma a nivel de 13,8 Kv, donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, relación de transformador, tipo de curva, pickup y dial.

Tabla 47*Datos Relés S/E Pujilí 13,8 kV*

Datos Relés S/E Pujilí (Nivel 13,8 kV)				
	Actual	Actual	Actual	
Datos	Ubicación	S/E Pujilí	S/E Pujilí	S/E Pujilí
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2
	Interruptor	52P88-T1	52P8-L1	52P8-L2
	RTC	600/5	300/5	300/5
	Tipo Relé	GE F650	GE F650	GE F650
	Unidad	50/51	50/51	50/51
	ANSI	50/51N	50/51N	50/51N
	Fase	Pick up I >	4	3,5
Dial Time		3	0,4	0,25
Tipo de Curva		IAC Muy Inversa	IAC Muy Inversa	IAC Muy Inversa
Pick up I >>		50	20	25
Delay Time		0	0,02	0,02
Tierra		Pick up I >	1	0,78
	Dial Time	0,15	0,15	0,1
	Tipo de Curva	IAC Muy Inversa	IAC Muy Inversa	IAC Muy Inversa
	Pick up I >>	13,5	16,5	13,5
	Delay Time	0	0,02	0,02

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 75 se indica la modelación del tramo 8 de la subestación Pujilí y los diferentes alimentadores que lo conforman con la ubicación de los relés de sobrecorrientes 50/51 y 50/51N.

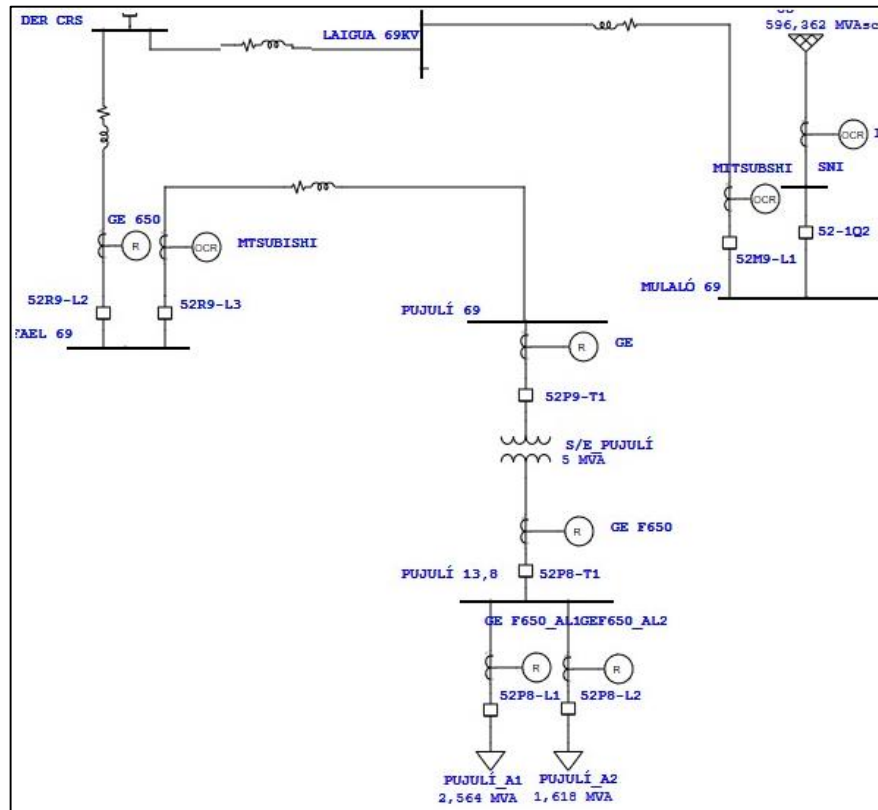


Figura 75. Modelación del Tramo 8 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí

En la figura 76 se muestra la coordinación de las curvas de los relés 50/51 modelos GE 650, GE y Mitsubishi con respecto a IAC 52 para el tramo 8: S/E SNT–S/E MULALÓ–LAIGUA – SAN RAFAEL – S/E PUJILI y las corrientes máximas y mínima de falla trifásicas de 2,049 kA y 1,914 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26 de la subestación Pujilí 69 kV. Con una falla trifásica en cualquiera de los alimentadores los relés a actuar primero son GEF 650_ AL1, GEF 650_ AL2 y si la falla se produce en la barra de 13,8 kV el relé en aislar la falla es GE 650.

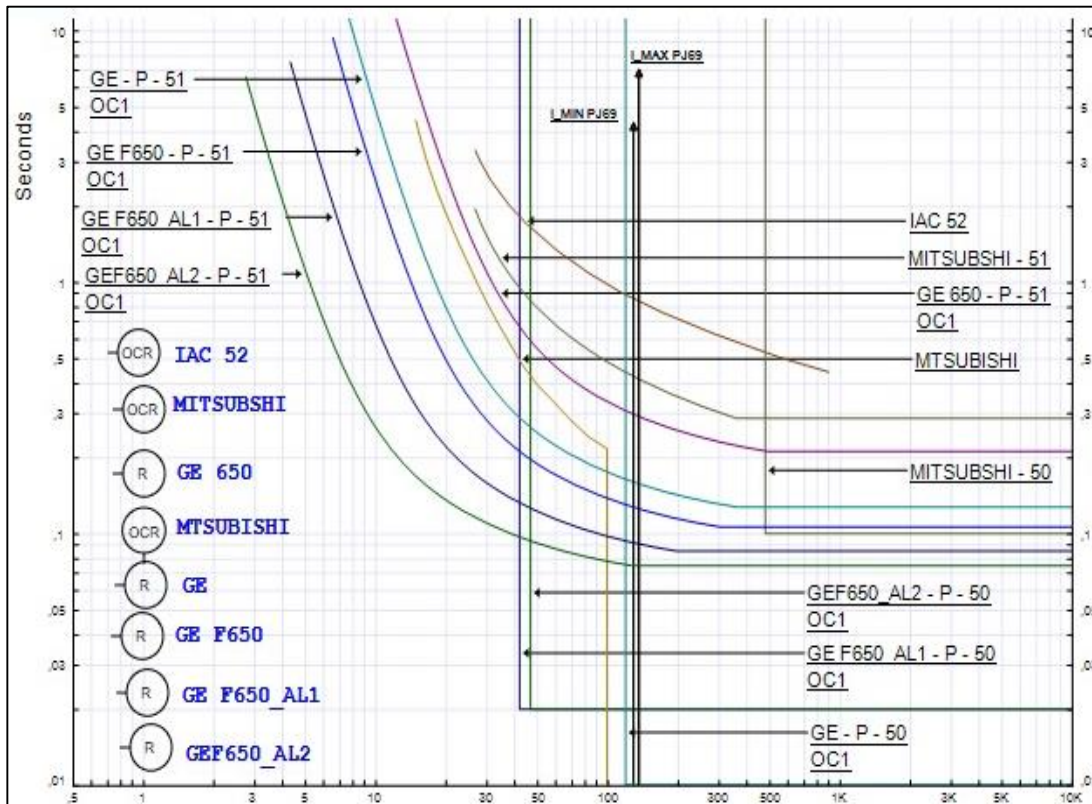


Figura 76. Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 8

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí

En la figura 77 se observa la coordinación de las curvas de operación monofásico de los relés de sobrecorrientes 50/51N con las corrientes de falla de 1,37 kA y 1,298 kA como se muestra en la tabla 26 para la subestación Pujilí 69 kV.

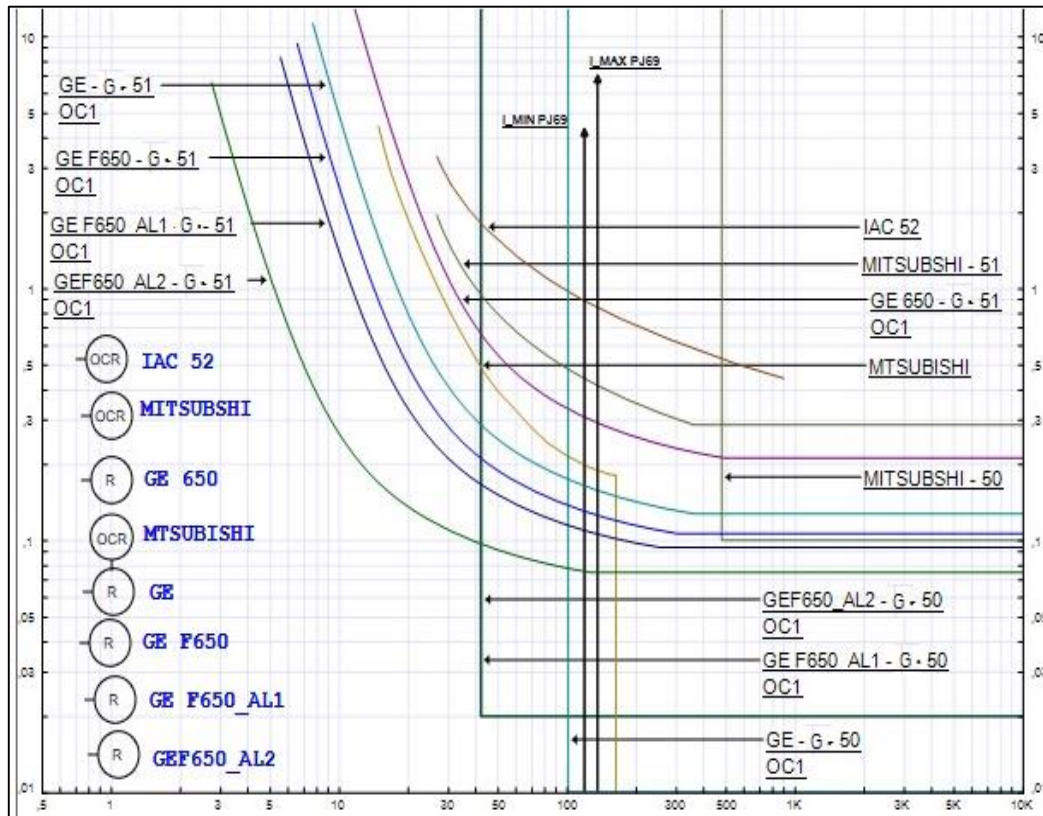


Figura 77. Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 8

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí

En la tabla 48 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 8 perteneciente a S/E SNI–S/E MULALÓ–LAIGUA – SAN RAFAEL – S/E PUJILI, donde se observa cambios en las corrientes de pickup y en el dial para la barra, los alimentadores, LT Pujilí y línea TR Pujilí, el RTC en la barra cambia a 800/5 y para los alimentadores, TR Pujilí y LT Pujilí se mantiene los valores actuales. Para tierra los valores de pickup y de dial varían en la línea LT Pujilí, TR Pujilí, barra y los alimentadores.

Tabla 48

Parámetros nuevos para el Tramo 8: S/E SNI–S/E Mulaló–Laigua – SAN Rafael – S/E Pujilí

Parámetros nuevos para el Tramo 8						
	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo
Datos	Ubicación	S/E Pujilí	S/E San Rafael	S/E Pujilí	S/E Pujilí	S/E Pujilí
	Elemento Protegido	TR Pujilí	LT Pujilí 69 Kv	Barra	Línea 1	Línea 2
	Interruptor	52P9-T1	52R9-L3	52P8-T1	52P8-L1	52P8-L2
	RTC	300/5	250/5	800/5	300/5	300/5
	Tipo Relé	GE	MITSUBISHI	GE F650	GE F650	GE F650
	Unidad ANSI	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N	50/51 50/51N
	Pick up I >	1,25	2,5	2	3,5	2,25
	Dial Time	1,2	1	1	0,8	0,7
Fase	Tipo de Curva	IAC Muy Inversa	CO-9	IAC Muy Inversa	IAC Muy Inversa	IAC Muy Inversa
	Pick up I >>	20	20	--	20	25
	Delay Time	0,01	--	--	0,02	0,02
	Pick up I >	1	2	2	4,5	2,25
Tierra	Dial Time	1,5	1	1	0,8	0,7
	Tipo de Curva	IAC Muy Inversa	CO-9	IAC Muy Inversa	IAC Muy Inversa	IAC Muy Inversa
	Pick up I >>	15	3	--	35	35
	Delay Time	0,02	--	--	0,02	0,02
	Pick up I >	1	2	2	4,5	2,25

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 8: S/E SNI – S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí

En la figura 78 se muestra la simulación de operación para los relés que conforman el tramo 8 realizada en el software ETAP, donde se puede ver la secuencia de operación que cada uno presenta en el momento de darse una falla para cualquiera de los alimentadores, activándose primero los interruptores 52P8-L1 o 52P8-L2 para el alimentador 1 o el alimentador 2, posteriormente el interruptor 52P8-T1 y finalmente 52P9-T1.

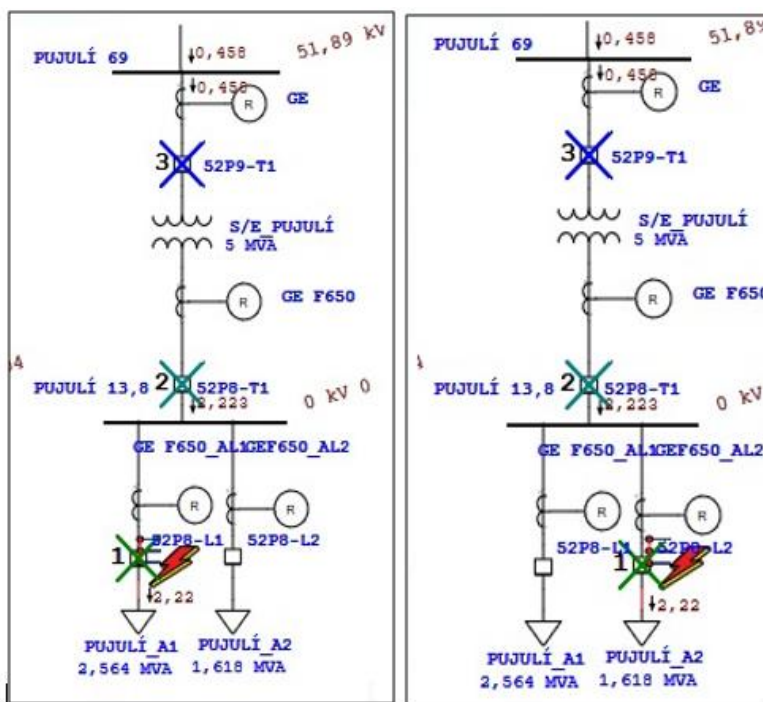


Figura 78. Secuencia de Operación de los relés del tramo 8

En la figura 79 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 8 perteneciente S/E SNI

– S/E Mulaló- Laigua – S/E San Rafael – S/E Pujilí, en donde se indica que el primer relé en actuar ante una falla es el relé instantáneo GE F650_AL1 de la salida y si la falla continua aguas arriba el relé en actuar es el relé RET615, posteriormente el relé GE650, luego el relé GE hasta que finalmente actuó el relé IAC 52, de este modo se cumple con una adecuada selectividad.

Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
20,0	GE F650_AL1	2,224	Phase - OC1 - 50
103	52P8-L1		Tripped by GE F650_AL1 Phase - OC1 - 50
203	GE F650	2,22	Phase - OC1 - 51
287	52P8-T1		Tripped by GE F650 Phase - OC1 - 51
368	GE	0,458	Phase - OC1 - 51
451	52P9-T1		Tripped by GE Phase - OC1 - 51
605	MTSUBISHI	0,458	Phase - OC1 - 51
688	52R9-L3		Tripped by MTSUBISHI Phase - OC1 - 51
902	GE 650	0,458	Phase - OC1 - 51
986	52R9-L2		Tripped by GE 650 Phase - OC1 - 51

Figura 79. *Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 8*

5.3.10. Datos actuales de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario - Alimentadores

En la tabla 49 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N de la S/E El Calvario a nivel de 13,8 kV donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, relación de transformación, tipo de curva, pickup y dial.

Tabla 49

Datos relé S/E El Calvario 13,8 kV

Datos Relés S/E El Calvario (Nivel 13,8 kV)						
Datos		Actual	Actual	Actual	Actual	Actual
	Ubicación	S/E El Calvario	S/E El Calvario	S/E El Calvario	S/E El Calvario	S/E El Calvario
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2	Línea 3	Línea 4
	Interruptor	52C8-G1	52G8-L1	52G8-L2	52G8-L3	52G8-L4
	RTC	1000/5	150/5	300/5	150/5	150/5
	Tipo Relé	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140
	Unidad ANSI	50/51	50/51	50/51	50/51	50/51
		50/51N	50/51N	50/51N	50/51N	50/51N
Fase	Pick up I >	4,2	3,6	4	4,5	4,8
	Dial Time	0,1	0,3	0,1	0,1	0,33
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	50	5	6	5	6
	Delay Time	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Tierra	Pick up I >	2	1,4	2	2	2,25
	Dial Time	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	50	33	25	50	33
	Delay Time	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 80 se indica la modelación del tramo 9 que corresponde a la subestación El Calvario a nivel de 13,8 kV y los diferentes alimentadores que lo conforman con la ubicación del relé de sobrecorriente 50/51 y 50/51N modelo SPAJ 140.

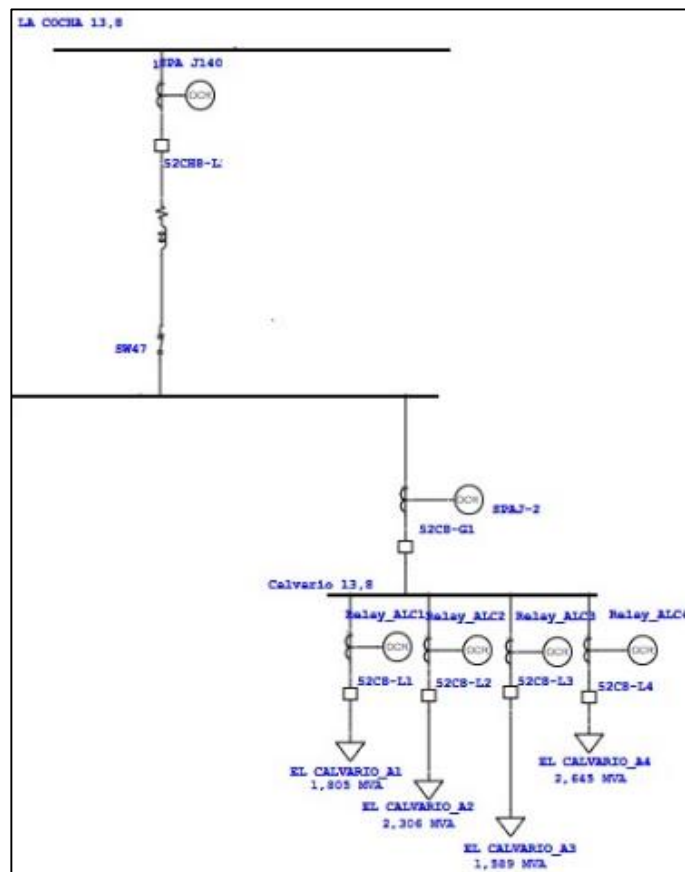


Figura 80. Modelación del Tramo 9 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario - Alimentadores

En la figura 81 se muestra la coordinación de las curvas de los relés 50/51 modelos SPAJ 140, SPAJ 140_AL2 y relés de los alimentadores con respecto a la cura IAC 52 con las corrientes máxima y mínima de falla trifásica 3,709 kA y 3,661 kA

respectivamente como se muestra en la tabla 26 de la subestación El Calvario 13,8 kV.

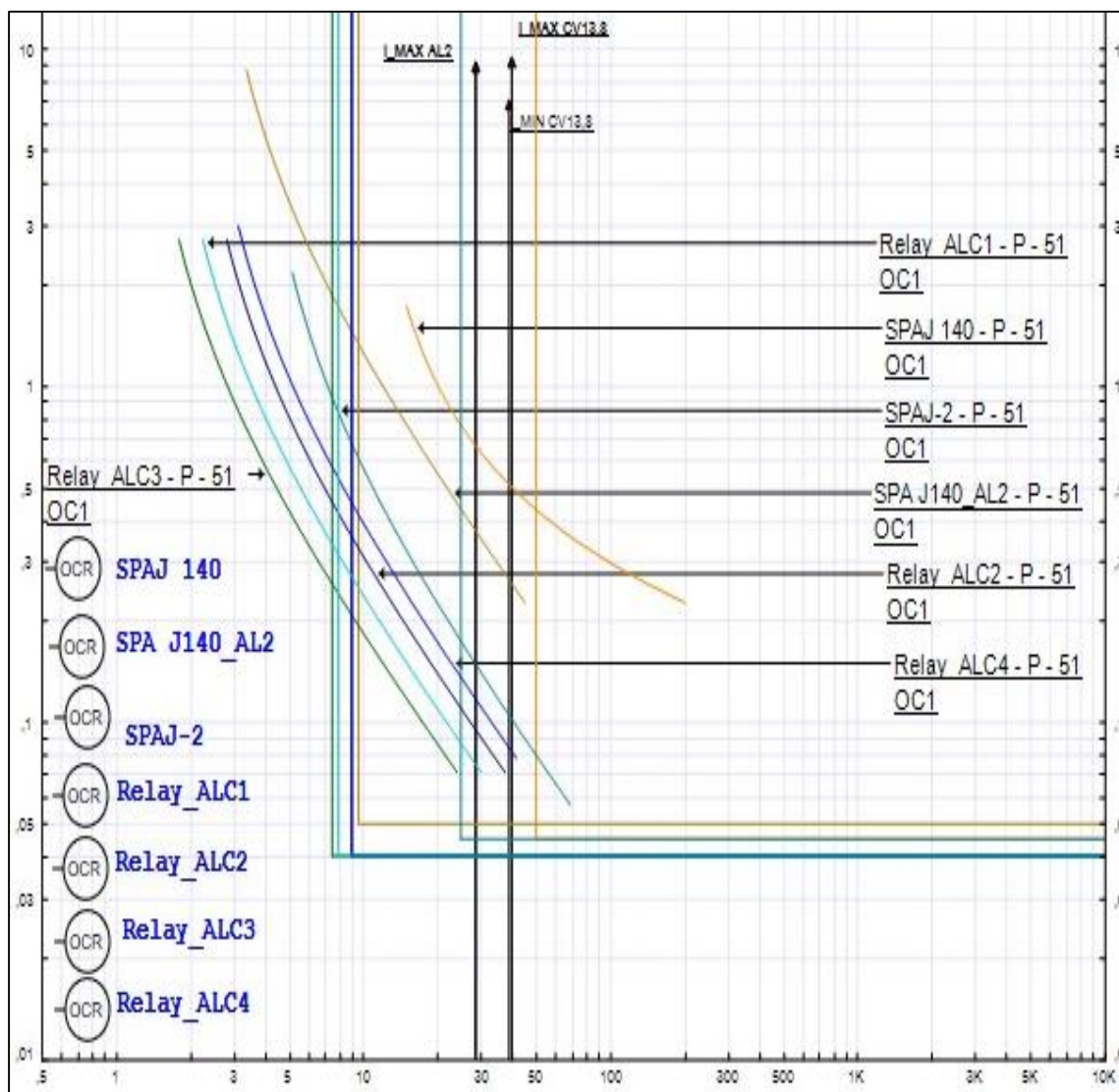


Figura 81. Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 9

b. Ajuste de los relés 50/51N para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario - Alimentadores

En la figura 82 se observa la coordinación de las curvas de operación monofásico de los relés de sobrecorrientes 50/51N para el tramo 9: S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ALIMENTADORES con las corrientes máximas y mínimas de falla monofásica de 2,53 kA y 2,5 kA respectivamente como se muestra en la tabla 26.

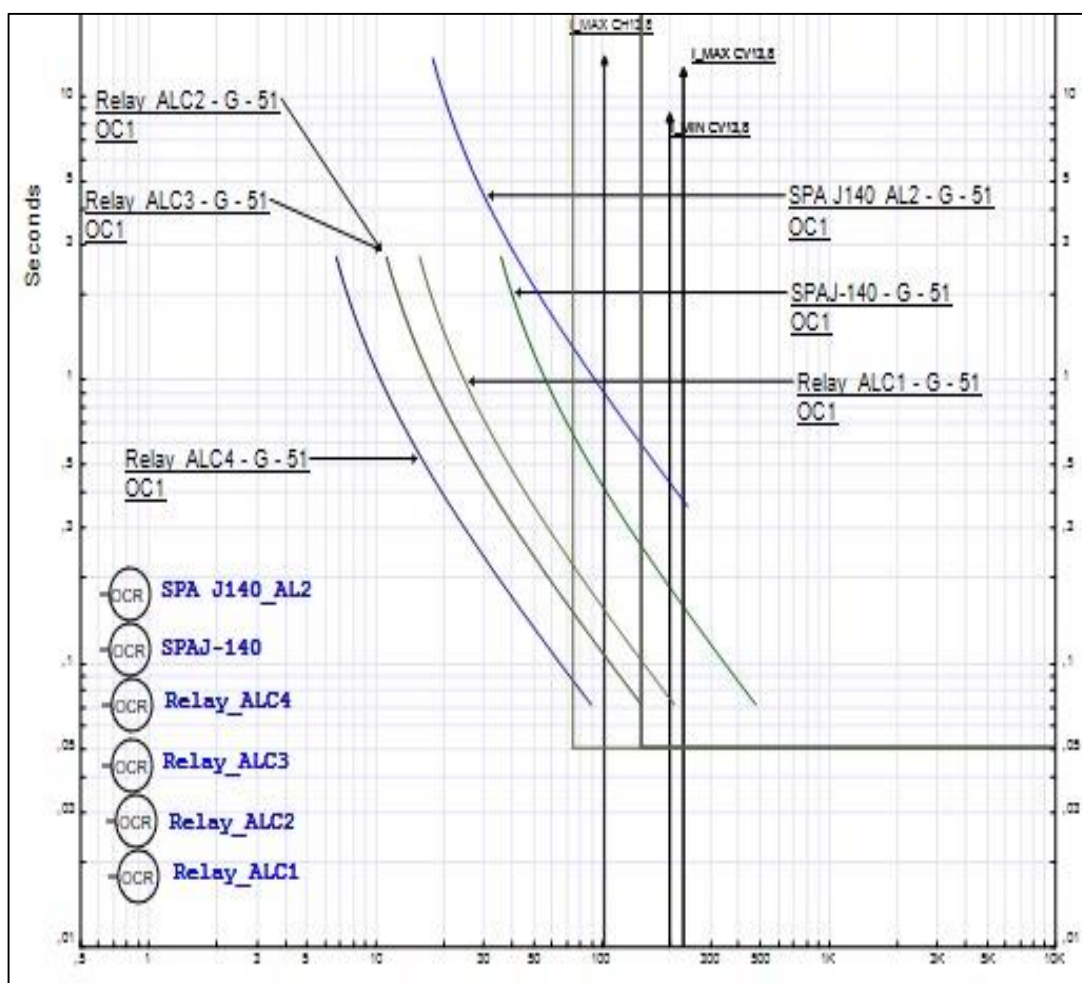


Figura 82. Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 9

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Alimentadores

En la tabla 50 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 9: S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ALIMENTADORES, donde se observa un cambio en las corrientes de pickup y en el dial para la barra y en los alimentadores, los RTC presentan cambios en la barra y el alimentador 2 de 300/5 y 150/5 respectivamente.

Tabla 50

Parámetros nuevos para el Tramo 9: S/E La Cocha -S/E El Calvario -Alimentadores

Parámetros nuevos para el Tramo 9						
	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	
Datos	Ubicación	S/E El Calvario	S/E El Calvario	S/E El Calvario	S/E El Calvario	S/E El Calvario
	Elemento Protegido	Barra	Línea 1	Línea 2	Línea 3	Línea 4
	Interruptor	52C8-G1	52G8-L1	52G8-L2	52G8-L3	52G8-L4
	RTC	300/5	150/5	150/5	150/5	150/5
	Tipo Relé	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140	SPAJ140
	Unidad	50/51	50/51	50/51	50/51	50/51
	ANSI	50/51N	50/51N	50/51N	50/51N	50/51N
	Fase	Pick up I >	1,45	1	1,5	0,8
Dial Time		0,07	0,1	0,32	0,1	0,11
Tipo de Curva		IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
Pick up I >>		8,3	5,3	6	5	6
Delay Time		0,045	0,04	0,04	0,04	0,04

CONTINÚA



Tierra	Pick up I >	0,8	0,7	0,5	0,5	0,3
	Dial Time	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	50	33	10	10	10
	Delay Time	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 9: S/E La Cocha – S/E El Calvario - Alimentadores

En la figura 83 se muestra la simulación de operación para los relés que conforman el tramo 9 realizada en el software ETAP, donde se puede ver la secuencia de operación que cada uno presenta en el momento de darse una falla para cualquiera de los alimentadores. En la figura 83-a se indica la secuencia de operación cuando se produce la falla para el alimentador 1; activándose primero el interruptor 52G8-L1, luego el interruptor 52C8-G1 y finalmente el interruptor 52CH8-L2, en la figuras 83-b, 83-c y 83-d se muestra la misma secuencia de operación con respecto a cada alimentador de la subestación El Calvario, donde primero se activan los interruptores 52G8-L2, 52G8-L3 y 52G8-L4 de cada alimentador respectivamente, posteriormente el interruptor 52C8-G1 y finalmente el interruptor 52CH8-L2.

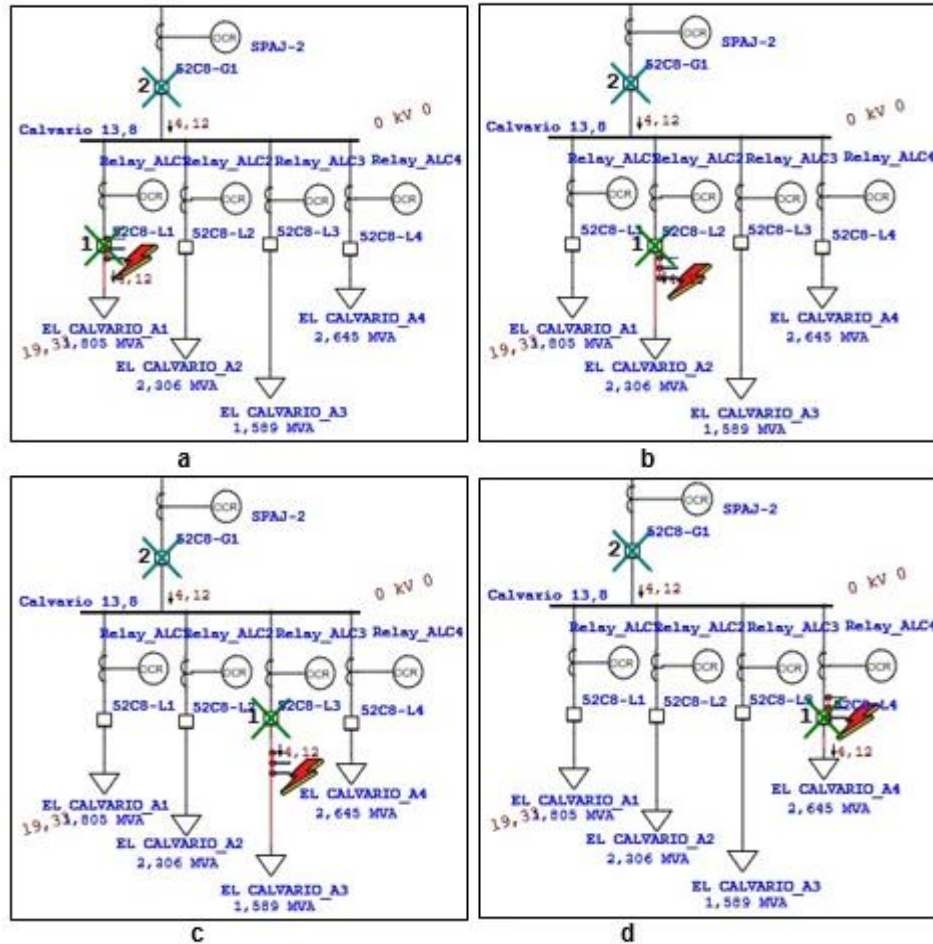


Figura 83. Secuencia de Operación de los relés del tramo 9

En la figura 84 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 9 perteneciente S/E La Cocha – S/E El Calvario - Alimentadores, en donde se indica que el primer relé en actuar ante una falla es el relé instantáneo Relay_AL1 de la salida y si la falla continua aguas arriba el relé en actuar es el relé SPAJ2, posteriormente el relé SPAJ140_AL2 hasta que finalmente actuó el relé SPAJ140, de este modo se cumple con una adecuada selectividad.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled			
3-Phase (Symmetrical) fault on connector between EL CALVARIO_A1 & 52C8-L1. Adjacent bus: Calvario 13,8			
Data Rev.: Base		Config: Normal	Date: 07-27-2018
Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
40,0	Relay_ALC1	4,121	Phase - OC1 - 50
123	52C8-L1		Tripped by Relay_ALC1 Phase - OC1 - 50
133	SPAJ-2	4,121	Phase - OC1 - 51
216	52C8-G1		Tripped by SPAJ-2 Phase - OC1 - 51
368	SPA J140_...	2,865	Phase - OC1 - 51
452	52CH8-L2		Tripped by SPA J140_AL2 Phase - OC1 - 51
658	SPAJ 140	2,865	Phase - OC1 - 51
741	52CH8-T1		Tripped by SPAJ 140 Phase - OC1 - 51

Figura 84. Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 9

5.3.11. Datos actuales de los relés 50/51 para el Tramo 10: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi1

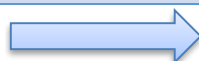
En la tabla 51 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente de la S/E El Calvario a nivel de 23 kV que protege a la línea LT Illuchi 1, donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, relación de transformación, pickup y dial.

Tabla 51

Datos relé S/E El Calvario 23 kV

Datos Relés S/E El Calvario (Nivel 23 kV)	
	Actual
Ubicación	S/E El Calvario
Elemento Protegido	LT Illuchi 1
Interruptor	52C2-11
RTC	300/5
Tipo Relé	ITE-51Y
Unidad ANSI	50/51 50/51N

CONTINÚA



Fase	Pick up I >	4
	Dial Time	1
	Tipo de Curva	51Y Muy Inversa
	Pick up I >>	16
	Delay Time	NA
Tierra	Pick up I >	4
	Dial Time	1
	Tipo de Curva	51Y Muy Inversa
	Pick up I >>	16
	Delay Time	NA

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la tabla 51 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente del generador Illuchi 1 a nivel de 2,4 kV donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, entre otros

Tabla 52

Datos Relé Generador Illuchi 1

Datos Relés Generador Illuchi (Nivel 2,4 kV)		
Datos	Actual	
	Elemento Protegido	G1,G2,G3,G4 Illuchi1
	Interruptor	52G1-I1/52G2-I1 52G3-I1/52/G4-I1
	RTC	400/5
	Tipo Relé	DPU-2000R
	Unidad ANSI	50/51
Fase	Pick up I >	(120%)
	Dial Time	2,5
	Tipo de Curva	ANSI Inversa
	Pick up I >>	(500%)
	Delay Time	1
	Tipo de Curva	ANSI Muy Inversa Inst

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 85 se indica la modelación del tramo 10 que pertenece a la S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 1 con la ubicación de los relés de sobrecorrientes 50/51 y 50/51N modelo DPU 2000R

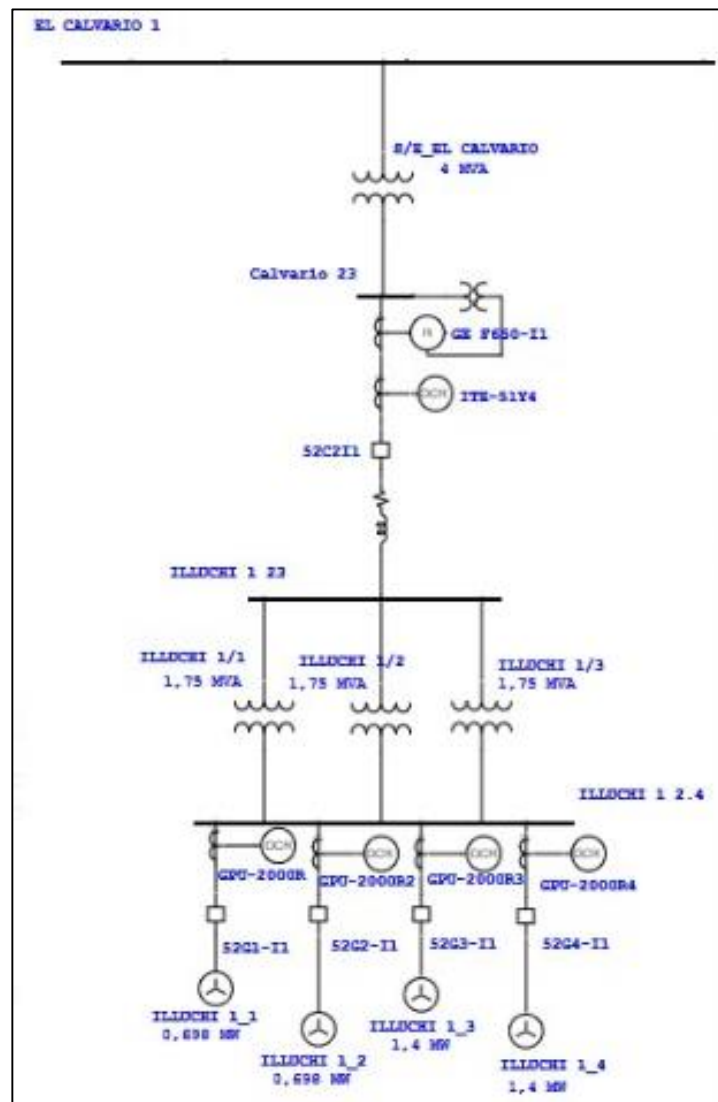


Figura 85. Modelación del Tramo 10 en ETAP

a. Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 10: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 1

En la figura 86 se observa la coordinación de las curvas de operación de falla trifásica de los relés de sobrecorrientes 50/51 modelos DPU 200R, marca ABB con las corrientes máximas y mínimas de falla de 2,75 kA y 2,61 kA respectivamente para el tramo 10 perteneciente a S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ILLUCHI 1. Para este tramo el sistema Illuchi 1 se encuentra aislado a tierra por lo tanto la coordinación solo se realiza entre fases

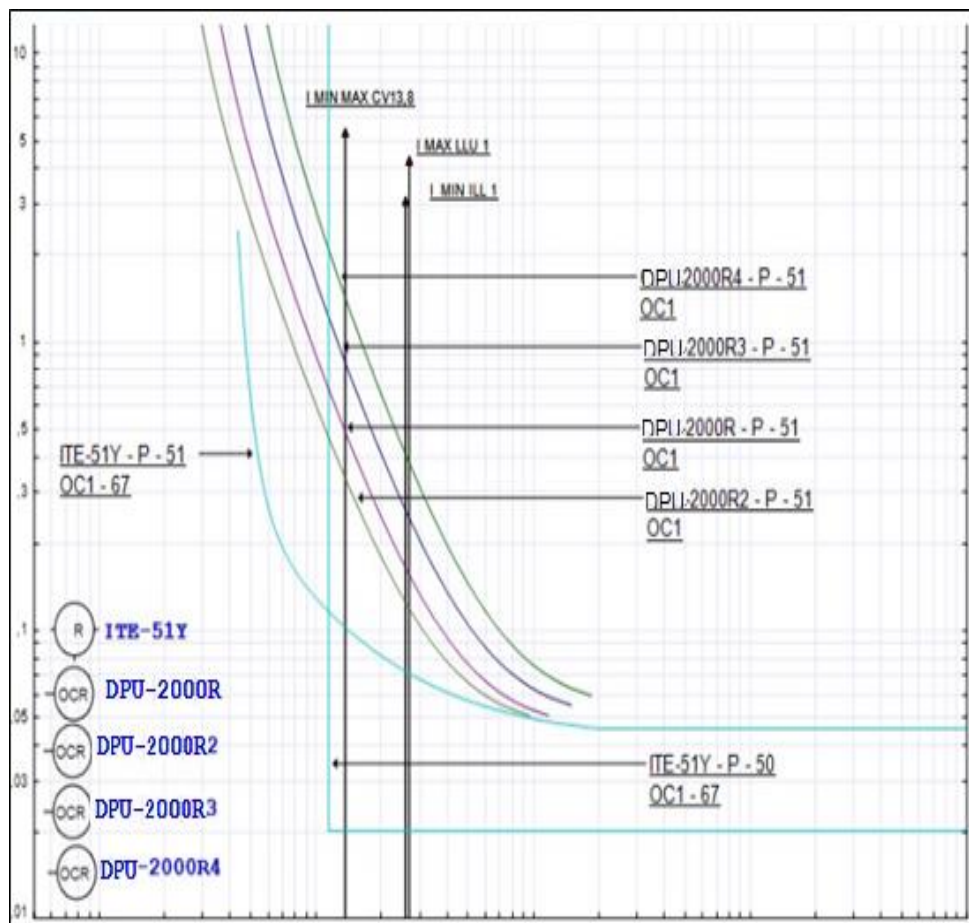


Figura 86. Coordinación de Protecciones Trifásico para el tramo 10

**b. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 50/51 para el Tramo 10:
S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 1**

En la tabla 53 se indica los nuevos parámetros para los relés del tramo 10 perteneciente a S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ILLUCHI 1, donde se puede observar una variación en las corrientes de pickup en la barra y en las líneas, así como también el Dial, de igual manera existen cambios del RTC en la barra y las líneas.

Tabla 53

Parámetros nuevos para el Tramo 10: S/E La Cocha - S/E El Calvario - Illuchi 1

Parámetros nuevos para el Tramo 10						
	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	Nuevo	
Datos	Elemento	S/E El	G1	G2	G3	G4
	Protegido	Calvario	Illuchi1	Illuchi1	Illuchi1	Illuchi1
	Interruptor	LT Illuchi 1	52G1- I1	52G2-I1	52G3-I1	52/G4-I1
	RTC	52C2-I1	400/5	400/5	400/5	400/5
	Tipo Relé	300/5	GPU- 2000R	GPU- 2000R2	GPU- 2000R3	GPU- 2000R4
	Unidad ANSI	ITE-51Y	50/51	50/51	50/51	50/51
Fase	Pick up I >	0,74	3,3	2,7	4,2	5,2
	Dial Time	0,2	1,5	1,5	1,6	1,7

c. Secuencia de operación de los relés 50/51 para el Tramo 10: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 1

En la figura 87 se muestra la simulación de operación para los relés que conforman el tramo 10 realizada en el software ETAP, donde se puede ver la secuencia de operación que cada uno presenta en el momento de darse una falla.

En la figura 87-a se muestra la secuencia de operación cuando se produce una falla en la barra 2,4 kV de Illuchi 1, abriendo los interruptores de cada unidad de generación. En la figura 87-b se muestra la secuencia de operación cuando la falla se da en la barra de 23 kV, abriendo el circuito el interruptor 52C2-I1 y luego actuando los relés de cada unidad de generación.

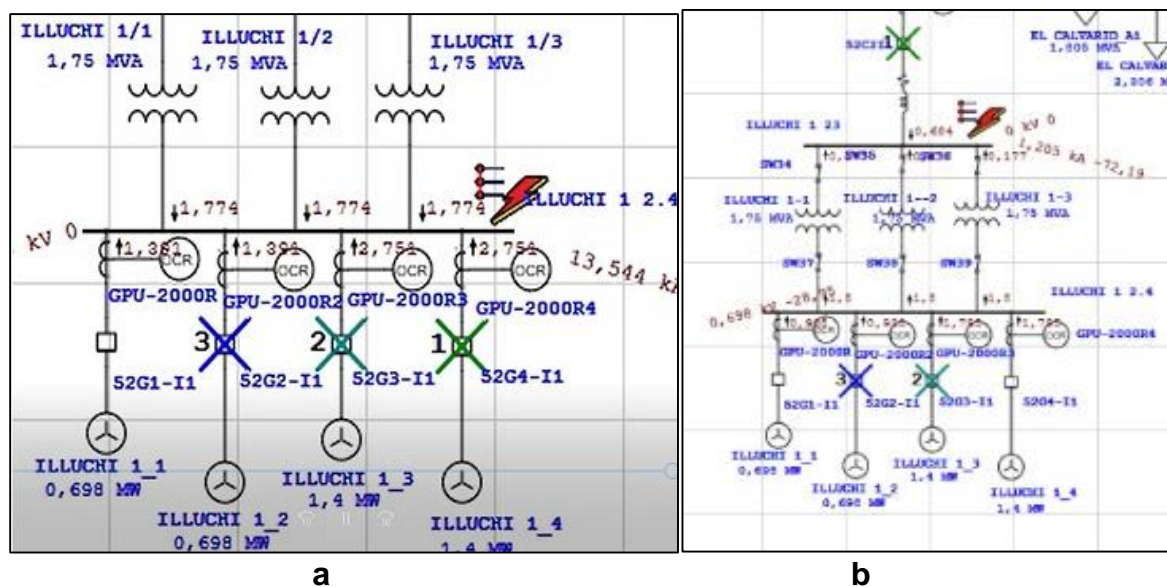


Figura 87. Secuencia de Operación de los relés del tramo 10

En la figura 88 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 10 perteneciente S/E

La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 1, en donde se indica que ante una falla el relé instantáneo de los grupos de generación GPU-2000R3, GPU-2000R4, GPU-2000R2 y GPU-2000R actúan de forma secuencial, abriéndose los de mayor potencia debido que son los que más aportan a la corriente de cortocircuito y luego las de potencias menores.

3-Phase (Symmetrical) fault on bus: ILLUCHI 1 2.4			
Data Rev.: Base		Config: Normal	Date: 07-27-2018
Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
20,0	GPU-2000R3	2,751	Phase - OC1 - 50
20,0	GPU-2000R4	2,751	Phase - OC1 - 50
103	52G3-I1		Tripped by GPU-2000R3 Phase - OC1 - 50
103	52G4-I1		Tripped by GPU-2000R4 Phase - OC1 - 50
326	GPU-2000R2	1,391	Phase - OC1 - 51
409	52G2-I1		Tripped by GPU-2000R2 Phase - OC1 - 51
511	GPU-2000R	1,391	Phase - OC1 - 51
594	52G1-I1		Tripped by GPU-2000R Phase - OC1 - 51

Figura 88. Tiempos de Activación de los relés e interruptores para el tramo 10

5.3.12. Datos actuales de los relés 51 y 51N para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2

En la tabla 54 se muestran los datos actuales para el relé de sobrecorriente del generador Illuchi 2 a 2,4 kV, donde se indican la ubicación, tipo de relé, elemento protegido, relación de transformación, pickup y dial.

Tabla 54

Datos Relé Generador Illuchi 2

Datos Relés Generador Illuchi (Nivel 2,4 kV)		
Datos	Actual	
	Elemento Protegido	G1 y G2 Illuchi 2
	Interruptor	52G1-I2/52G2-I2
	RTC	1000/5
	Tipo Relé	MICOM-P343
Fase	Unidad ANSI	51
	Pick up I >	4
	Dial Time	1
	Tipo de Curva	IEC Inversa

Fuente: (ELEPCO, 2017)

En la figura 89 se indica la modelación del tramo 11 del generador Illuchi 2 con la ubicación de los relés de sobrecorrientes modelo MICOM-P343.

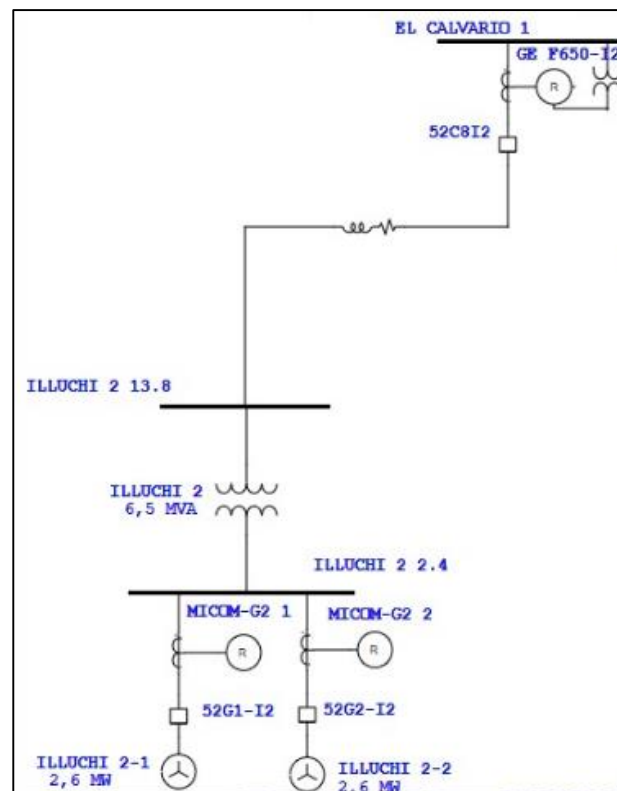


Figura 89. Modelación del Tramo 11 en ETAP

a. Ajuste de los relés 51 para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2

En la figura 90 se observa la coordinación de las curvas de operación en falla trifásica de los relés de sobrecorrientes 51 para el tramo 11 perteneciente a S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ILLUCHI 2 con las corrientes de falla trifásica en máxima y mínima demanda. Al ocurrir una falla en la barra de 2,4 kV de Illuchi 2, el relé en actuar es el 67 y posteriormente los relés de sobrecorriente modelo MICOM de cada unida de generación.

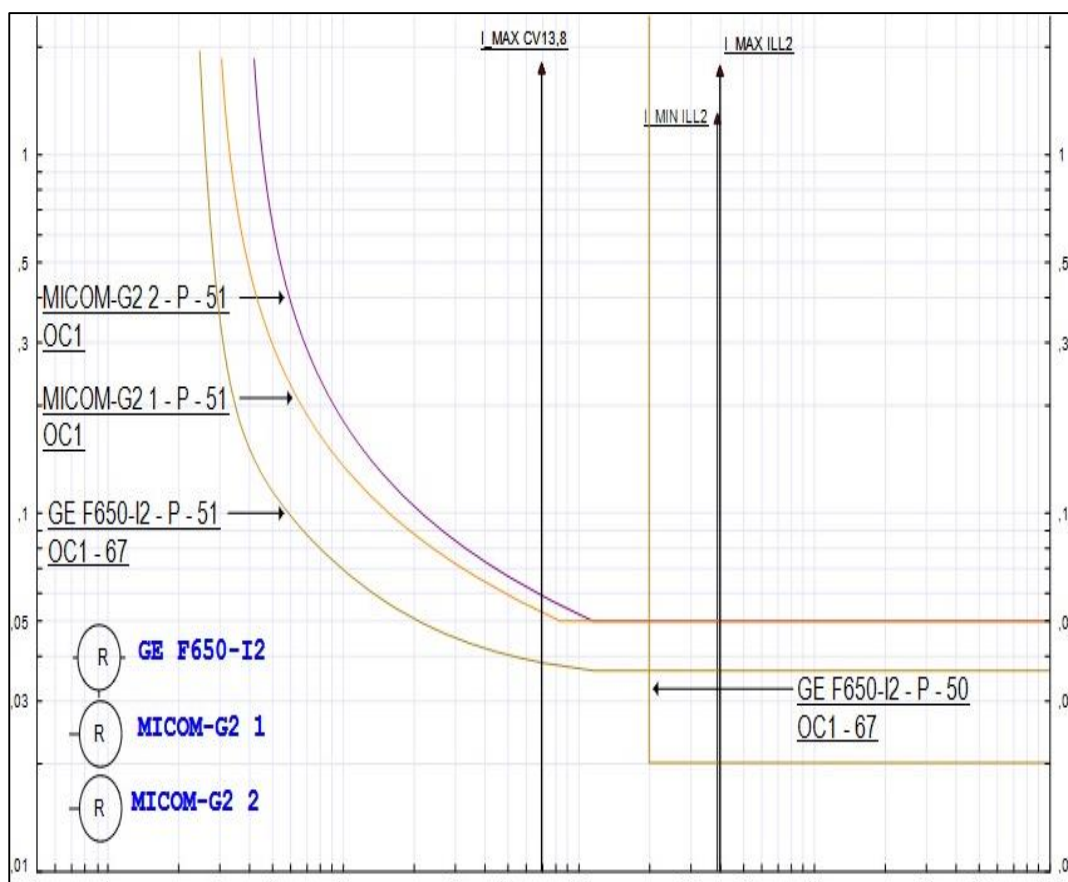


Figura 90. Coordinación de Protecciones trifásico para el tramo 11

b. Ajuste de los relés 51N para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2

En la figura 91 se observa la coordinación de las curvas de operación en falla monofásica de los relés de sobrecorrientes 51N para el tramo 11 perteneciente a S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ILLUCHI 2, con las corrientes de falla monofásica en la barra de 2,4 kV de Illuchi 2 máximas y mínimas 4,1 kA y 3,9 kA respectivamente. Las corriente máxima y mínima de alimentador 2 es de 2,4 kA y de la barra de 13,8 kV de Illuchi 2 es de 1,4 kA. Cuando se produce una falla en la barra Illuchi de 2,4 KV los relés en aperar aislando la falla son los relés MICON P343 y si la falla se produce en el alimentador 2 el relé en comandar la apertura de generación con el interruptor 52C8I2 es el relé 67

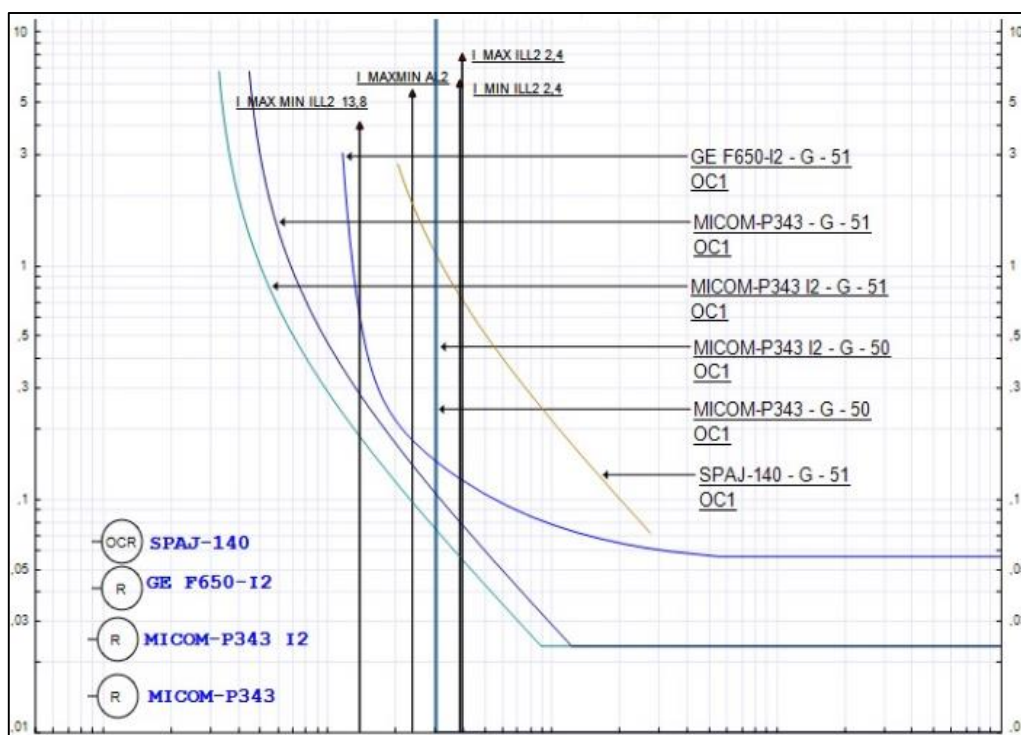


Figura 91. Coordinación de Protecciones Monofásico para el tramo 11

c. Parámetros Recomendados de Ajuste de los relés 51 y 51N para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2

En la tabla 55 se indica los nuevos parámetros para los relés 51 y 51N del tramo 11 perteneciente a S/E LA COCHA-S/E EL CALVARIO-ILLUCHI 2, donde se puede observar una variación en las corrientes de pickup y del dial en las unidades de generación, el RTC se mantienen los mismo de los valores actuales.

Tabla 55

Parámetros nuevos para el Tramo 11: S/E La Cocha - S/E El Calvario – Illuchi 2

Parámetros nuevos para el Tramo 11			
		Nuevo	Nuevo
Datos	Elemento Protegido	G1 Illuchi 2	G2 Illuchi 2
	Interruptor	52G1-I2	52G2-I2
	RTC	1000/5	1000/5
	Tipo Relé	MICOM-P343	MICOM-P343 I2
	Unidad ANSI	51 y 51N	51 y 51N
Fase	Pick up I >	0,16	0,22
	Dial Time	0,025	0,025
Tierra	Pick up I >	0,41	0,3
	Dial Time	0,05	0,05
	Tipo de Curva	IEC Muy Inversa	IEC Muy Inversa
	Pick up I >>	3	3
	Delay Time	0,01	0,01

d. Secuencia de operación de los relés 50/51 y 50/51N para el Tramo 11: S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2

En la figura 92 se muestra la simulación de operación para los relés que conforman el tramo 11 realizada en el software ETAP, donde se puede ver la secuencia de operación que cada uno presenta en el momento de darse una falla en la barra de 2,4 kV de Illuchi 2.

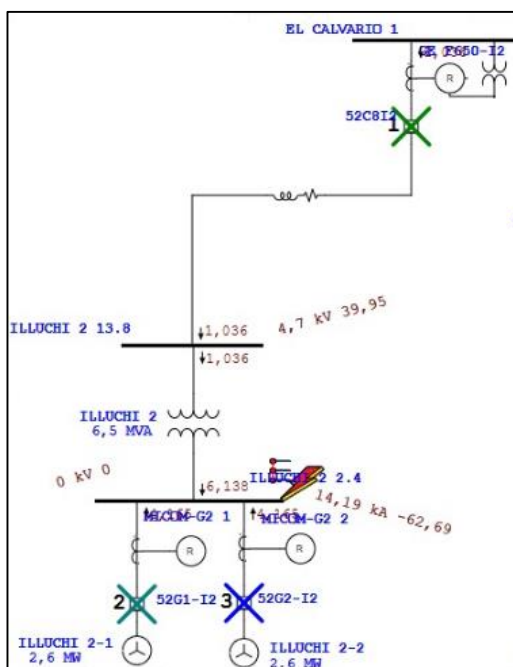


Figura 92. Secuencia de Operación de los relés del tramo 9

En la figura 93 se muestra los tiempos de activación de los relés de sobrecorriente y disparo de los interruptores para el tramo 11 perteneciente S/E La Cocha – S/E El Calvario – Illuchi 2, en donde se indica que ante una falla el relé que primero actúa es el direccional GE F650, posteriormente el relé instantáneo de los grupos de generación MICOM-G2_1 y MICOM-G2_2 actúan de forma

secuencial, abriéndose los de mayor potencia debido que son los que más aportan a la corriente de cortocircuito y luego las de potencias menores.

Sequence-of-Operation Events - Output Report: Untitled			
3-Phase (Symmetrical) fault on bus: ILLUCHI 2 2.4			
Data Rev.: Base		Config: Normal	Date: 07-27-2018
Time (ms)	ID	If (kA)	Condition
36,1	GE F650-I2	1,036	Phase - OC1 - 51 - Forward
52,0	MICOM-G2 1	4,165	Phase - OC1 - 51
57,8	MICOM-G2 2	4,165	Phase - OC1 - 51
119	52C8I2		Tripped by GE F650-I2 Phase - OC1 - 51 - Forward
135	52G1-I2		Tripped by MICOM-G2 1 Phase - OC1 - 51
141	52G2-I2		Tripped by MICOM-G2 2 Phase - OC1 - 51

Figura 93. Tiempos de Activación de los relés e interruptores

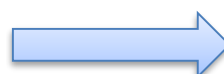
Para el sistema Illuchi 1, Illuchi 2 y El Calvario se tienen tres fuentes de generación por lo que no se puede realizar una adecuada coordinación de protecciones con los equipos actuales por lo tanto los relés de protección para la línea de Subtransmisión Illuchi 1- Illuchi 2 – El Calvario debe ser de tipo direccional operando de forma instantánea ante una falla y de este modo evitar perder ambas generaciones. En el caso de implementar el relé 67 tipo direccional los parámetros recomendados serán los que se muestren en la tabla 56.

Tabla 56

Parámetros recomendados con el relé 67

Parámetros recomendados con el relé 67			
		Nuevo	Nuevo
Datos	Elemento Protegido	LT Illuchi 1	LT Illuchi 2
	Interruptor	52C2-I1	52C8-I2
	RTC	300/5	300/5
	Unidad ANSI	67	67/67N

CONTINÚA



Fase	Pick up I >	0,74	0,24
	Dial Time	0,2	0,16
	Pick up I >>	20	20
	Tipo de Curva	IAC Inversa	IAC Inversa
Tierra	Pick up I >	--	2,2
	Dial Time	--	0,42
	Pick up I >>	--	IAC Inversa
	Tipo de Curva	--	--

En la figura 94 se muestra la simulación de operación del relé 67 en caso de implementarse en las líneas de transmisión Illuchi 1 – El Calvario e Illuchi 2 - El Calvario, al producirse una falla en la barra de 13,8 kV de El Calvario se aísla la falla con la apertura de los interruptores 52C8-G1 del alimentador de La Cocha, 52CH8-12 de la línea de transmisión Illuchi 2 – El Calvario y el interruptor 52C2-I1 de la línea de transmisión Illuchi 1 - El Calvario.

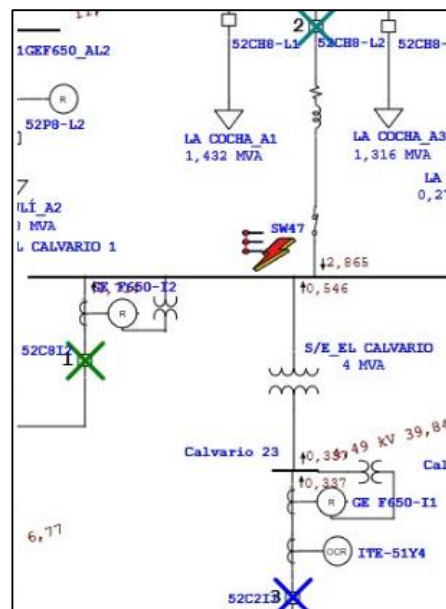


Figura 94. Secuencia de operación del relé 67

Es importante tener en cuenta la potencia en demanda máxima para la subestación El Calvario es de 8,345 MVA, el grupo de generación de Illuchi 1 es de 5,24 MVA y el grupo de generación de Illuchi 2 es de 6,5 MVA debido que si se produce una falla se debe de coordinar a modo que siempre quede un grupo de generación con el alimentador 2 de la subestación La Cocha debido que un solo grupo de generación ya sea de Illuchi 1 o de Illuchi 2 no abastece a la demanda de la subestación El Calvario.

5.4. Análisis Económico para la implementación del relé direccional 67

Para realizar el estudio económico es importante considerar los valores de precios que intervendrán para la implementación el relé direccional 67 en las líneas de transmisión Illuchi 1 – El Calvario e Illuchi 2 – El Calvario y la confiabilidad que la misma representa.

En la tabla 57 se muestra los precios de materiales, implementación y costos indirectos con el fin de determinar el total de la inversión para implementar las mejoras en dichas líneas de transmisión. Es importante indicar que los costos de implementación incluyen factores relevantes los cuales están a consideración del contratista a cargo de la obra. Los costos indirectos representan todos los gastos que se necesiten para la ejecución de la obra estos pueden ser administración general, impuestos, administración de materiales e imprevistos.

Tabla 57*Cotización de la Propuesta*

Cotización de la Propuesta				
Materiales				
Descripción	Código	Cantidad	Precio Unitario	Total
Relé Direccional				
67 mara General Electric	GE F650	2	6.500	13.000
Implementación				
Descripción				Total
Instalación de los Relé Direccional 67, GE F650				2.000
Otros				
Descripción				Total
Costos Indirectos				900
Total de la Propuesta				15.900

Fuente: (Elaboración propia)

Durante el año 2017 y 2018 se han presentado 11 desconexiones de la salida 2 de la S/E La Cocha de las cuales se identifican 6 interrupciones pertenecientes a las unidades de generación Illuchi 1 e Illuchi 2 y 5 interrupciones por causas desconocidas afectando directamente a la S/E El Calvario, el tiempo total de desconexión durante este periodo es de 77 minutos. Para determinar el costo de las pérdidas generadas por la salida de la S/E El Calvario se considera una demanda media de 6 MW

$$\text{Costo de Pérdidas} = \text{Tiempo desconexión} \times \text{Dem. media} \times \text{Costo KWh}$$

$$\text{Costo de Pérdidas} = 1.28 \text{ h} \times 6000 \text{ KW} \times 0,08 \text{ \$/KWh}$$

$$\text{Costo de Pérdidas} = 614.4 \text{ 4 dólares}$$

Con la implementación del relé 67 además de identificar la ubicación donde se originan las fallas se tendrá un ahorro de 614,4 dólares también importante indicar que la salida de la S/E El Calvario afecta directamente a Latacunga Centro - Sur y unos de los principios fundamentales de ELEPCO S.A. es garantizar la confiabilidad del Sistema Eléctrico para brindar un servicio continuo y de calidad a los usuarios, con lo expuesto anteriormente inversión de la implementación de los relés direccionales 67 se justifica.

PRUEBA DE HIPÓTESIS

Hipótesis

“Con el análisis de la modelación del Sistema de Subtransmisión a 69 KV y Salidas a 13,8 kV del Sistema Mulaló de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi, distribución de la carga, estudio de flujos de potencia y cortocircuitos se podrá determinar parámetros de protección en condiciones de operación actual.”

Evaluación del Sistema de Subtransmisión 69 kV y Distribución 13,8 Kv del Sistema Mulaló de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi

a) Problemas encontrados

- El sistema Illuchi 1 se encuentra aislado de tierra por lo que no presenta sobrecorrientes en una falla monofásica a tierra restringiendo la coordinación del relé de sobrecorriente 50/51N
- La línea de transmisión La Cocha – El Calvario sufre una sobrecarga en el momento que ocurre una falla en cualquiera de las líneas de transmisión Illuchi 1 - Illuchi 2 – El Calvario, provocando la salida de los grupos de generación
- Los equipos actuales en las líneas de transmisión Illuchi 1 - EL Calvario, Illuchi 2 - El Calvario no se pueden realizar una adecuada coordinación de protecciones

b) Oportunidades de Mejora

- Cambiar el sistema aislado de tierra actual de Illuchi 1 a un sistema puesto a tierra como lo es el Sistema Nacional al que está Interconectado.

- Realizar una coordinación de protecciones adecuada de modo que si se produce una falla en cualquiera de las líneas de transmisión de Illuchi 1 o Illuchi 2 se aislé únicamente el tramo donde se produjo la falla
- Implementar el relé direccional de sobrecorriente 67 en las líneas de transmisión Illuchi 1 - EL Calvario, Illuchi 2 - El Calvario debido que se tienen sobrecorrientes bidireccionales en dichas líneas.

c) Comprobación de Hipótesis

- Mediante la aplicación de las mejoras propuestas se pudo determinar los nuevos parámetros de ajustes de los relés de sobrecorriente 50/51 y 50/51N verificando mediante la simulación de secuencia de operación en el software ETAP 16.0.0

CONCLUSIONES

- Se observó que los equivalentes de red o de Thevenin actuales suministrados por CENACE presenta una corriente inicial de cortocircuito (I_k'') en máxima demanda de 4,99 kA y mínima demanda de 4,04 kA en falla trifásica y corrientes de cortocircuito en máxima y mínima generación de 5,73 kA y 4,47 kA respectivamente en falla monofásica, estos valores son menores que los equivalentes Thevenin del año 2014.
- Se concluyó que en el estudio de flujos de potencia para las condiciones de operación en demanda máxima se presenta una condición de un sobrevoltaje de 70,2 kV en la barra de Sigchos 69 kV y una caída de voltaje de 67,06 kV en la barra de Pujilí 69 Kv, siendo estos valores los más representativos en todo el Sistema de Subtransmisión en esta condición, los mimos que se encuentran dentro del rango de $\pm 5\%$ establecidos en la regulación No. 004/01 de CONELEC.
- Se estableció que para la coordinación de protecciones se toma como referencia la curva dada por Tranelectric EP, IAC 52 de la marca General Electric que se encuentra en la bahía ATQ Mulaló, con corriente de arranque pickup de 5, dial de 2, RTC de 300/5 y tipo de curva inversa a partir de esta curva se ajustaron los nuevos parámetros para los diferentes relés de sobrecorriente 50/51 y 50/51N del Sistema Eléctrico Provincial de Cotopaxi.

- Se determinó que el alimentador 2 de la subestación La Cocha presenta una cargabilidad del 106% al momento que el sistema presente una condición de operación sin la potencia de generación de Illuchi 1 e Illuchi 2, razón por la cual se debe garantizar la confiabilidad de dichas centrales de generación y evitar una elevada cargabilidad de los alimentadores a 13.8 Kv que realizan la interconexión con las S/E de distribución de ELEPCO.
- Se estableció que cuando se produce una falla en cualquiera de las dos líneas de interconexión a nivel de 13.8 Kv y 23 Kv de las centrales Illuchi 1 o Illuchi 2 con las S/E el Calvario, con los ajustes recomendados para los relés se aísla únicamente el tramo donde se produjo dicha falla, las respectivas protecciones de sobre corrientes asociadas al alimentador 2 de la subestación La Cocha están coordinadas ante esta condición de falla.
- Se identificó que, si se presenta una apertura de las líneas de interconexión entre Illuchi 1 e Illuchi 2, el alimentador 2 presenta el 50% de cargabilidad cuando únicamente Illuchi 2 se encuentra aislado por falla y un 41% de cargabilidad cuando Illuchi 1 presenta falla, la potencia de generación perdida al salir una de las unidades, es compensada con un mayor aporte del sistema Mulalo y así satisfacer la demanda de las cargas conectadas a la S/E el Calvario.

RECOMENDACIONES

- Es recomendable cambiar el sistema sin conexión a tierra de Illuchi 1 a un sistema de puesta a tierra por lo cual se debe realizar un estudio detallado de los grupos de generación y determinar si están en la capacidad de soportar una conexión del neutro ya sea sólidamente o a través de resistencias o reactancias de puesta a tierra.
- Analizar la posibilidad de poner a tierra los neutros de los tres transformadores de elevación para dar solución definitiva al problema de las protecciones en el Sistema de Illuchi 1.
- Se recomienda dar mantenimiento y realizar pruebas de operación a los interruptores del sistema ya que al contar con un ajuste adecuado de protecciones y a la vez existan equipos en malas condiciones de operación se puede perder la selectividad y confiabilidad de la coordinación de protecciones
- Los relés de protección para las líneas de transmisión de Illuchi 1 e Illuchi 2 deben ser de tipo direccional (67), de esta forma se despejaría la falla de estas líneas de forma instantánea por su propio interruptor de línea y así evitar que se pierdan ambas generaciones.
- Es recomendable realizar un estudio para la implementación del relé de distancia (21) en las líneas de Subtransmisión de 69 kV debido que su coordinación es constante ya que este funciona cuando la impedancia, admitancia o reactancia, disminuye o aumentan a unos límites ya establecidos

- Se debe implementar una protección de sobrecorriente en el primario del transformador Illuchi 2 de 6.5 MVA en lado 2,4 kV, para evitar que en caso de falla circule corriente de cortocircuito por el devanado del transformador ya que no presenta una protección principal y solo tiene una protección de respaldo en la S/E el Calvario.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ademaro, C., & Hill, G. (2015). *Protección de Sobrecorriente*. Recuperado el 17/03/2018

Obtenido de

<https://iie.fing.edu.uy/ense/asign/iiee/Documentos/Teorico/Sobrecorrientes.pdf>

Albarrasín, E. O. (junio de 2010). "Coordinación de Protecciones en el Alimentador de Distribución Cerro 8". LA Habana, Cuba.

Bedoya, T. M., & Giraldo, C. F. (2015). *Coordinación de relés de sobrecorriente en*

sistemas de distribución con penetración de generación distribuida. Recuperado

el 13/05/2018. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/354040748/621316-b-412>

Bustillos, A., & Pérez, V. (17 de mayo de 2015). *SectorElectricidad.com*. Recuperado el

22/05/2018. Obtenido de SectorElectricidad:

<http://www.sectorelectricidad.com/12443/introduccion-a-las-lineas-de-transmision-de-energia-electrica/>

Centeno, J. C. (Junio de 2012). "Análisis de líneas de transmisión en estado permanente".

Veracruz, Xalapa, México, D.F.

CONELC. (s.f.). *Plan Maestro de Electrificación 2013-2022*. Recuperado el 23/05/2018.

Obtenido de <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp->

content/uploads/downloads/2015/12/Vol2-Estudio-y-gesti%C3%B3n-de-la-demanda-el%C3%A9ctrica.pdf

ELEPCO. (2017). *Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi*. Latacunga.

Enersis. (Diciembre de 2008). *Especificación técnica transformadores de instrumentación*. Recuperado el 05/25/2018. Obtenido de https://www.eneldistribuido.com.br/ce/documentos/E-SE-007_R-06.pdf

Gonzales, I. J. (2015). *catedras.facet.unt.edu.ar*. Obtenido de catedras.facet.unt.edu.ar.

León, I. C. (2014). *Universidad Continental*. Obtenido de Flujo de Potencia:

http://energiaingenieros.com/files/potencia/5_Flujo_de_potencia.pdf

Lescop. (2015). *Laboratorio Electrónico, Requisitos de Precisión*. Obtenido de [http://www.lescop.com/es/pdf/Nota_tecnica_III_\(Precision\).pdf](http://www.lescop.com/es/pdf/Nota_tecnica_III_(Precision).pdf)

Longatt, F. G. (Abril de 2006). *Sistemas de Potencia I*. Obtenido de http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo3.pdf

Mendieta, S. B. (2015). *Manual para el uso de las herramientas básicas del software ETAP*. Recuperado el 29/04/2018. Obtenido de http://repository.lasalle.edu.co/bitstream/handle/10185/18090/42971034_2015.pdf?sequence=1

Meza, I. O. (2015). *“Protecciones de Sistemas Electricos de Potencia”*. Obtenido de *“Protecciones de Sistemas Electricos de:”* <http://gama.fime.uanl.mx/~omeza/pro/PROTECCION.pdf>

Molina, F. M., & Tipantasi, L. E.

(<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/6980/1/T2160.pdf> de Octubre de 2003). "Comportamiento del primario 4 de la Subestacion Lasso (13.8 kV) de la Empresa Provincial Cotopaxi ELEPCO". Quito, Pichincha, Ecuador.

Orion. (2015). *Transformadores Orion*. Obtenido de <http://www.transformadoresorion.com/medicion.html>

Patiño, E. M., & Fabara, G. A. (2015). *Estudio de la Calidad de Producto, Análisis de pérdida técnicas, no técnicas y modelacion en un software e imulación eléctrica del alimentador primario N°3 05LA13B1S3 Chasqui-San Agustín de la Susestación Lasso de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi*. Obtenido de <http://repositorio.espe.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/21000/12258/T-ESPEL-EMI-0302.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Ramón, P. N., & Saavedra, C. E. (Noviembre de 2011). "Análisis y diagnóstico del sistema de Subtransmisión a 69 kV, para la demanda actual y para la demanda proyectada al año 2020 en el área de concesión de ELEPCO S.A". Latacunga, Cotopaxi, Ecuador. Obtenido de repositorio.utc.edu.ec: <http://repositorio.utc.edu.ec/bitstream/27000/873/1/T-UTC-0625.pdf>

Yepes, S. B. (2015). *Manual pra el uso de las Herrameintas Básicas del Software ETAP*. Bogotá.

ANEXOS



ESPE
UNIVERSIDAD DE LAS FUERZAS ARMADAS
INNOVACIÓN PARA LA EXCELENCIA

DEPARTAMENTO DE ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
CARRERA DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el trabajo de titulación, “**ANÁLISIS ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN A 69 KV DE LA EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI ELEPCO S.A., CON EL INGRESO DE POTENCIA DE LA CENTRAL COCA CODO SINCLAIR Y OTRAS INSTALACIONES.**” Ha sido realizado por el señor **GERMÁNICO RUBÉN TOAPANTA CHILLAGANA** y la señorita **JESSICA BELÉN LOMA UMAGINGA**, el mismo que cumple con los requisitos teóricos, científicos, técnicos, metodológicos y legales establecidos por la Universidad de las Fuerzas Armadas ESPE.

En la ciudad de Latacunga a los 30 días del mes de julio del 2018.

Aprobado por:


Ing. Alvaro Mullo
DIRECTOR DEL PROYECTO


Ing. Katya Torres
DIRECTORA DE CARRERA


Dr. Rodrigo Vaca
SECRETARIO ACADÉMICO

