

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación



“ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES ELECTRICAS
POR MÉTODOS COMPUTARIZADOS APLICADOS A LA SUBESTACIÓN DE
DISTRIBUCIÓN PUERTO LIZA”

TESINA DE SEMINARIO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

ESPECIALIZACIÓN POTENCIA

Presentado por:

CARLOS ARTURO SALAS RODRÍGUEZ

MARCO ANTONIO TENELEMA QUITIO

JUAN GABRIEL CEPEDA TORRES

GUAYAQUIL – ECUADOR

2013

AGRADECIMIENTO

Agradecemos a Dios porque en sus manos esta nuestros destinos y Él ha querido que este trabajo sea terminado conforme a su voluntad.

Agradecemos a nuestros familiares por ser pilares importantes en nuestra formación y a todas esas personas que en nuestras vidas han dejado enseñanzas eternas.

Agradecemos también a todos y cada uno de los profesores de la Espol que nos han impartidos sus conocimientos en cada aula y en cada clase de nuestras estadía en esta Universidad.

DEDICATORIA

Ante todo dedico este trabajo a Dios por darme la oportunidad de vivir y por estar conmigo en cada paso que doy, por fortalecer mi corazón e iluminar mi mente.

A mi amada esposa Diana Elizabeth, por hacer suyos mis preocupaciones y problemas, por estar siempre conmigo en aquellos momentos en que el estudio y el trabajo ocupan mi tiempo y esfuerzo, por su constante apoyo, amor y ánimo que me brinda día a día para alcanzar nuevas metas, tanto profesionales como personales.

A mi adorado hijo Carlos Dhiago y a mi futuro bebé Dyllan Arturo, a quienes siempre cuidaré y procuraré ser ejemplo de vida para verlos

hechos personas capaces y que puedan valerse por sí mismos.

A mis padres Exon y Marjorie por ser el pilar fundamental en todo lo que soy, en toda mi educación, tanto académica, como de la vida, por su incondicional apoyo perfectamente mantenido a través del tiempo. Para ellos mi amor, obediencia y respeto.

A mis hermanos Marjorie Esmeralda y Exon Jr., por compartir sus vidas conmigo y esperando poder ser ejemplo de superación para ellos.

A todos mis profesores, grandes amigos y compañeros tanto de trabajo como de estudios por compartir conmigo cada etapa de mi vida.

.

Carlos Arturo Salas Rodríguez

Dedico el presente trabajo a Dios, a mi familia por ser pilares fundamentales en mi formación académica, a mis amigos y profesores que siempre me supieron dar su apoyo incondicional.

Juan Gabriel Cepeda Torres

Al Altísimo, aquel que me guía día y noche y me enseña día a día a seguir adelante, caminar en su justicia y su verdad.

A mis padres que confiaron en mí , a aquella iglesia pequeña en donde puedo encontrar paz y gozo, a mi bella esposa Luisana, mis hijas, mis hermanos que me han permitido gozar de su compañía.

Marco Antonio Tenelema Quitio

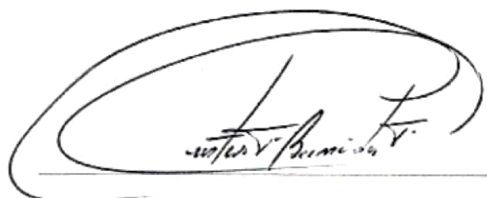
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Juan Saavedra Mera

MSc. Juan Saavedra Mera

PROFESOR DEL SEMINARIO DE GRADUACIÓN



Gustavo Bermúdez

MSc. Gustavo Bermúdez

PROFESOR DELEGADO POR LA UNIDAD ACADÉMICA

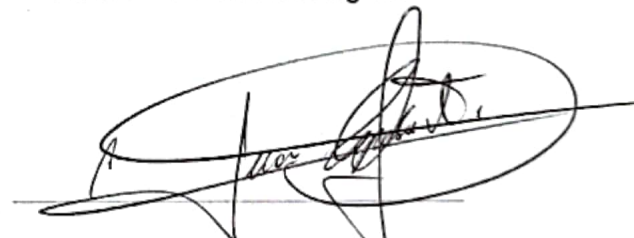
DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesina, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

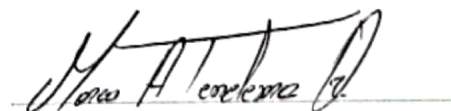
(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Carlos Arturo Salas Rodríguez



Juan Gabriel Cepeda Torres



Marco Antonio Tenelema Quito

RESUMEN

INTRODUCCIÓN

A continuación se detalla a manera de resumen cada capítulo del presente trabajo y se muestra las diferentes etapas de esta tesina desde la ubicación misma de la Subestación Puerto Lisa hasta la coordinación de las protecciones y ajustes de cada uno de los dispositivos de protección pasando por los estudios de las condiciones actuales de operación de la subestación.

Capítulo 1: DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

Descripción de cada uno de los elementos que componen la subestación Puerto Lisa así como sus características eléctricas y mecánicas. También se muestra la ubicación y dirección exacta de la misma.

Capítulo 2: ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

Nos brinda información importante de los parámetros eléctricos de las diferentes partes de la subestación como lo son: el porcentaje en que está funcionando el transformador de poder y la capacidad en que actualmente están operando cada una de las alimentadoras (Barrio Lindo, La Chala, El Cisne), además deja sentada las bases para el siguiente capítulo.

Capítulo 3: ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Haciendo uso del programa POWER WORLD, nos permite realizar simulaciones de las diferentes tipos de fallas en las diferentes barras de la subestación Puerto Lisa tanto en el lado de 69 como en el lado de 13.8 KV y así obtener los valores de las corrientes de cortocircuito, datos importantes para los ajustes de los diferentes equipos de protección.

Capítulo 4: PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Se presenta los ajustes necesarios de cada uno de los equipos de protección, basándonos en la información de los capítulos anteriores y de las normas que rigen para estos ajustes y así dar paso para la coordinación de las protecciones.

Capítulo 5: COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

Haciendo uso de programa CYMTCC 4.5R13, y de los datos obtenidos de los capítulos anteriores nos permitió realizar la coordinación de los diferentes equipos de protección de cada alimentadora de la subestación en estudio.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO	I
DEDICATORIA.....	II
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN	VII
INDICE GENERAL.....	X
INDICE DE FIGURAS.....	XVII
INDICE DE TABLAS	XXII
CAPITULO 1	1
1. DESCRIPCION DE LAS INSTALACIONES.....	1
1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.2 DESCRIPCIÓN FÍSICA GENERALIZADA DE LAS INSTALACIONES.....	2
1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO	7
1.4 DESCRIPCIÓN PARTICULAR DE LA SUBESTACIÓN.....	10
1.4.1 Patio de 69KV.....	10
1.4.2 Transformador de Potencia.....	12
1.4.3 Patio de 13.8KV.....	22

	XI
1.4.4 Cuarto de control.....	26
CAPÍTULO 2	30
2. ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA	30
2.1 INTRODUCCIÓN	31
2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO.....	31
2.2.1 Flexibilidad Operacional.....	31
2.2.2 Niveles de Confiabilidad.....	31
2.2.3 Niveles de sobrecarga.	31
2.2.4 Regulación de Voltaje.	32
2.3 CASO DE ANÁLISIS.....	32
2.3.1 Caso 1	32
2.3.2 Caso 2	32
2.4 DATOS DEL SISTEMA.....	33
2.4.1 Datos de líneas y conductores.....	33
2.4.2 Datos del Transformador	33
2.4.3 Datos de la Barra de Carga	34
2.4.3.1 Carga Máxima.....	34

	XII
2.4.3.2 Carga Mínima.....	37
2.5 FLUJO DE CARGA.....	38
2.5.1 Caso Base - Carga Máxima.....	39
2.5.1.1 Voltajes y Carga en las barras.....	40
2.5.1.2 Consumo de potencia total.....	40
2.5.1.3 Factor de Potencia.....	40
2.5.1.4 Carga de transformadores.....	41
2.5.1.5 Potencia activa y reactiva vista por el sistema.....	41
2.5.2 Caso Base –Demanda mínima.....	41
2.5.2.1 Voltajes y Carga en las barras.....	43
2.5.2.2 Consumo de potencia total.....	43
2.5.2.3 Factor de Potencia.....	43
2.5.2.4 Carga de transformadores.....	44
2.5.2.5 Potencia activa y reactiva vistas por el sistema.....	44

CAPÍTULO 3	45
3. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.....	45
3.1 INTRODUCCION.....	45
3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.....	47
3.3 DATOS DEL SISTEMA.....	48
3.3.1 Impedancia Equivalente - Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica.	48
3.3.1.1 Impedancia Equivalente	48
3.3.1.2 MVA de Corto circuito.....	49
3.3.1.3 Corriente de Corto circuito.....	51
3.3.2 Datos de conductores.	53
3.3.3 Datos de Transformador de fuerza.	53
3.4 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	54
3.4.1 Casos base.	54
3.4.2 Corriente de Falla en cada barra para máxima carga.	54
3.4.3 Corriente de Falla en cada barra para mínima carga.	56

CAPITULO 4	58
4. PROTECCION DE LA SUBESTACION DE DISTRIBUCION.....	58
4.1. INTRODUCCIÓN	58
4.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.....	59
4.3 AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	61
4.3.1 Curva de Daño del Transformador.	61
4.3.2 Equipo de Protección del Transformador.	64
4.3.3 Esquema de Protección del Transformador.	65
4.3.4 Protección Diferencial 87T.....	67
4.3.4.1 Ajuste del 87T	70
4.3.5 Protección Diferencial 87H.	78
4.3.5.1 Ajuste Del 87H	79
4.3.6 Resumen del Ajuste de la Protección 87.....	80
4.3.7 Protecciones de Sobrecorriente.....	82
4.3.7.1 Protección de Sobrecorriente de Tiempo Inverso de Fase 51p.	82
4.3.7.2 Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase 50P	84

4.3.7.3	Protección de Sobrecorriente Temporizada 51G.	87
4.3.7.4	Protección de Sobrecorriente de Secuencia Negativa 46.	88
4.4	PROTECCIÓN CONTRA SOBRE Y BAJA FRECUENCIA DE LA SUBESTACIÓN (81).	90
CAPÍTULO 5		92
5.1	INTRODUCCIÓN	92
5.2	PROTECCIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	93
5.2.1	Zonas de Protecciones en el Sistema de Distribución.....	93
5.3	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	95
5.3.1	Fusible.....	95
5.3.2	Reconectador	96
5.4	COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ...	98
5.4.1	Criterios Generales de Coordinación.....	98
5.4.2	Coordinacion de Fusibles.....	99
5.4.3	Criterios de aplicación de los reconectores VWE.	102
5.4.3.1	Ajuste del Reconectador.	103

5.4.4	Coordinacion entre Reconnectadores y Fusibles	105
5.5	RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN	111
5.6.	RESUMEN DE AJUSTES	116
	CONCLUSIONES	117
	RECOMENDACIONES	120

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura #1. 1 Ubicación de la S/E Puerto Liza (fuente: Google Maps).....	2
Figura #1. 2 Diagrama físico de los componentes de instalación pertenecientes a la S/E Puerto Liza.....	4
Figura #1. 3 Aparamenta del patio de 69kV	5
Figura #1. 4 Aparamenta del patio de 13.8kV	6
Figura #1. 5 Subtransmisión que alimenta a la S/E Puerto Liza.	8
Figura #1. 6 Diagrama unifilar de las instalaciones actuales de la S/E Puerto Liza.	9
Figura #1. 7 Estructura y componentes del patio de 69kV.....	10
Figura #1. 8 Interruptor en SF6	11
Figura #1. 9 Características físicas y eléctricas.	16
Figura #1. 10 Características eléctricas	16
Figura #1. 11 Características eléctricas (continuación).	17
Figura #1. 12 Pasatapas.....	17

Figura #1. 13 Puntos de puesta a tierra del tanque.....	18
Figura #1. 14 Puntos de puesta a tierra del tanque (continuación).....	18
Figura #1. 15 Cambiador de derivaciones sin carga.....	19
Figura #1. 16 Accesorios.....	19
Figura #1. 17 Accesorios (continuación).....	20
Figura #1. 18 Radiadores.....	20
Figura #1. 19 Indicador de nivel de aceite con contactos desmontables y registradores de descarga a tierra.....	21
Figura #1. 20 Transformadores de corriente en el interior del transformador.....	21
Figura #1. 21 Estructura y componentes del patio de 13.8kV.....	22
Figura #1. 22 Reconectador “El Cisne”.....	23
Figura #1. 23 Reconectador “La Chala”.....	23
Figura #1. 24 Reconectador “Barrio Lindo”.....	24
Figura #1. 25 Cargador de baterías.....	26
Figura #1. 26 Banco de baterías.....	27

Figura #1. 27 Medidores alimentadoras.....	27
Figura #1. 28 Medidor totalizador	28
Figura #1. 29 Tablero del TPU 2000R.....	28
Figura #2. 1 Carga Maxima y minima del mes de Noviembre del 2012.....	34
Figura #2. 2 Carga Maxima y minima del mes de Noviembre del 2012.....	35
Figura #2. 3 Carga Maxima y minima del mes de Noviembre del 2012.....	36
Figura #2. 4 Flujo Máxima Carga.....	39
Figura #2. 5 Flujo Mínima carga.	42
Figura #4. 1 Esquema de protección de la Subestación.....	59
Figura #4. 2 Zonas de incidencia poco frecuentes y frecuente de falla para la Categoría II y Categoría III transformadores. (fuente: ANSI/IEEE C37.91-2000).....	62
Figura #4. 3 Curva de daño del transformador de la S/E Puerto Liza.....	63
Figura #4. 4 Esquema simplificado de la protección de la S/E Puerto Liza.....	65
Figura #4. 5 Esquema de conexiones del TPU-2000R.....	66

Figura #4. 6 Característica pendiente % ajustable de la protección diferencial del relé TPU-2000R.....	70
Figura #4. 7 Característica de operación del relé TPU-2000R ajustado.	78
Figura #4. 8 Rango de corriente de inrush del transformador.....	79
Figura #4. 9 Protección de sobrecorriente del transformador.....	86
Figura #4. 10 Ajuste de la función 51G-2.	87
Figura #4. 11 Ajuste de la función 46.....	89
Figura #4. 12 Relé de frecuencia.....	90
Figura #5. 1 Zonas de protección en sistemas de distribución.....	95
Figura #5. 2 Fusible.....	96
Figura #5. 3 Reconectador COOPER Forma 6 VWE.....	97
Figura #5. 4 curvas de fusibles tipo K.....	101
Figura #5. 5 Función de tierra del reconectador.	105
Figura #5. 6 curva de coordinación entre reconectador y fusible.	108

Figura #5.7 Diagrama de los primeros elementos de protección en Barrio Lindo y La Chala	109
Figura #5.8 Curva de coordinación entre reconectador y fusible.....	110
Figura #5.9 Curva de protecciones en alimentadora El Cisne.	112
Figura #5.10 Curva de protecciones en alimentadora Barrio Lindo y La Chala.	114

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA #1. 1 Elementos de la S/E de Puerto Liza.....	3
TABLA #1. 2 Alimentadora en S/E de Puerto Liza.....	7
TABLA #1. 3 Aisladores Y Herrajes en patio de 69 KV	11
TABLA #1. 4 Seccionador de aire con cuchillas de tierra.	12
TABLA #1. 5 Interruptor en SF6 (GCB).	12
TABLA #1. 6 Pararrayos en estructura de 69kV.	12
TABLA #1. 7 Datos del Transformador	15
TABLA #1. 8 Aisladores y herrajes en patio de 13.8 KV.....	24
TABLA #1. 9 Seccionador de aire principal.	25
TABLA #1. 10 Reconectores de las alimentadoras.....	25
TABLA #1. 11 Controles de los reconectores de las alimentadoras.	25
TABLA #1. 12 Cuchillas seccionadoras monopolares de las alimentadoras.....	25
TABLA #1. 13: Seccionadores tripolares de interconexión entre alimentadoras.....	25

TABLA #1. 14 Conductores.....	26
TABLA #1. 15 Cargador de baterías.....	28
TABLA #1. 16 Banco de baterías.....	29
TABLA #1. 17 Tablero de medidores.....	29
TABLA #2. 1 Características del conductor 336 MCM.....	33
TABLA #2. 2 Datos importantes del Transformador.....	33
TABLA #2. 3 Demandas máximas para cada una de las alimentadoras.....	37
TABLA #2. 4 Demanda mínimas para cada una de las alimentadoras.....	37
TABLA #2. 5 Datos de Carga Máxima total.....	39
TABLA #2. 6 Voltajes en barras para demanda máxima.....	40
TABLA #2. 7 Consumos para carga máxima.....	40
TABLA #2. 8 Carga de transformadores para demanda máxima.....	41
TABLA #2. 9 Demanda máxima vista en 69kV.....	41
TABLA #2. 10 Datos de demanda mínima total.....	42

TABLA #2. 11 Voltajes en barras para demanda mínima.	43
TABLA #2. 12 Consumos para carga mínima.	43
TABLA #2. 13 Carga de transformadores para demanda mínima.....	44
TABLA #2. 14 Demanda mínima vista en 69kV.....	44
TABLA #3. 1 Impedancia Equivalente para máxima generación 69KV.....	48
TABLA #3. 2 Impedancia Equivalente para mínima generación 69KV.....	49
TABLA #3. 3 MVA de Cortocircuito Máxima Generación 69 KV.....	49
TABLA #3. 4 MVA de Cortocircuito Mínima Generación 69 KV.....	50
TABLA #3. 5 MVA de Cortocircuito Máxima Generación 13.8 KV.....	50
TABLA #3. 6 MVA de Cortocircuito Mínima Generación 13.8 KV.....	51
TABLA #3. 7 Corriente de Cortocircuito máxima generación 69 KV.....	51
TABLA #3. 8 Corriente de cortocircuito mínima generación 69 KV.....	52
TABLA #3. 9 Corriente de cortocircuito máxima generación 13.8 KV.....	52
TABLA #3. 10 Corriente de corto circuito mínima generación13.8 KV.....	53

TABLA #3. 11 Corriente de Cortocircuito y voltajes para máxima generación 69 KV.	55
TABLA #3. 12 Corriente de Cortocircuito y voltajes para máxima generación 13.8 KV.	56
TABLA #3. 13 Corriente de Cortocircuito y voltajes para mínima generación 69 KV.	56
TABLA #3. 14 Corriente de Cortocircuito y voltajes para mínima generación 13.8 KV.	57
TABLA #4. 1 Características de la protección diferencial del TPU-2000R.....	67
TABLA #4. 2 Características generales de las curvas de porcentaje diferencial del TPU-2000R.	69
TABLA #4. 3 Características de la protección diferencial instantánea del TPU-2000R.	78
TABLA #4. 4 Resumen de ajuste de la protección 87.....	81
TABLA #4. 5 Características de la función 51P	82
TABLA #4. 6 Curvas de sobrecorriente temporizada de la función 51P.....	82
TABLA #4. 7 Características de la función 50P	84
TABLA #4. 8 Curvas de sobrecorriente instantánea de la función 50P.....	84

TABLA #5.1 Coordinación entre fusibles tipo K según EEI-NEMA.....	100
TABLA #5.2 Tiempo de reconexión del reconectador.....	106
TABLA #5.3 Resumen de Ajuste	116

CAPÍTULO 1

1. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.

1.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo detallaremos cada uno de los elementos y características de la subestación de puerto liza así como su ubicación exacta en la ciudad de Guayaquil.

1.2 DESCRIPCIÓN FÍSICA GENERALIZADA DE LAS INSTALACIONES.

El estudio a ser realizado será llevado a cabo en la “Subestación de Distribución Puerto Liza”. Esta subestación se encuentra ubicada en la ciudad de Guayaquil, en las calles Carlos Guevara Moreno y 2º Pasaje 21 SO (antiguamente 4 de noviembre y la 13ava), aproximadamente a 1km de una entrada del estero salado, siendo una subestación que alimenta un grupo moderado de usuarios residenciales al sur-oeste de la ciudad de Guayaquil.

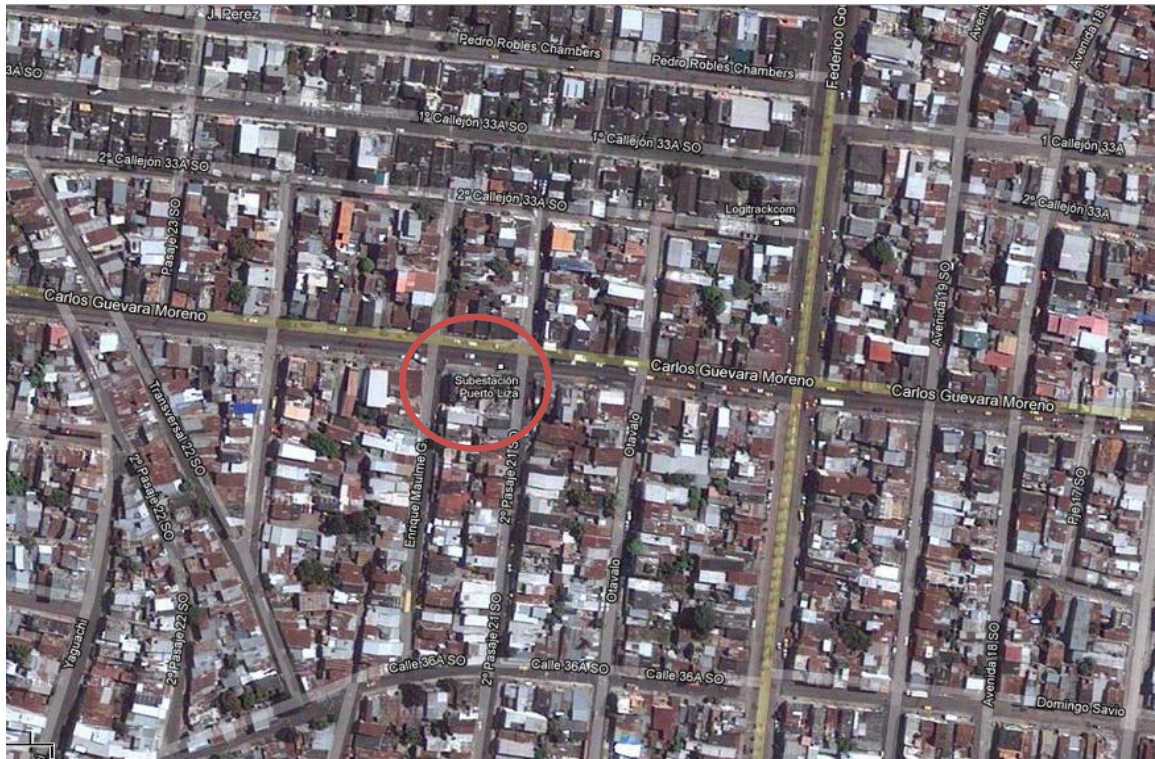


Figura #1. 1 Ubicación de la S/E Puerto Liza (fuente: Google Maps).

En la Figura #1.2 se presenta un breve plano de lo que contiene las instalaciones que pertenecen a la subestación y la Tabla #1.1 se detalla en resumen los equipos que posee.

ITEM	EQUIPO	CANTIDAD
1	SECCIONADOR TRIPOLAR 69 KV MOTORIZADO CON P. TIERRA	1
2	PARARRAYOS 60 KV	3
3	AISLADOR TIPO ESTACION 69 KV	3
4	BREAKER GCB 69 KV TANQUE MUERTO	1
5	TRANSFORMADOR DE PODER 18/24 MVA	1
6	SECCIONADOR TRIPOLAR 15 KV 1200A	1
7	SECCIONADOR TRIPOLAR 15 KV 600A	3
8	SECCIONADOR MONOPOLAR 15KV 600A	18
9	RECONECTADOR 15 KV	3
10	RELE DE PROTECCION PARA TRANSFORMADOR	1
11	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y POTENCIAL	6
12	MEDIDOR POLIFUNCIONAL	4
13	BANCO DE BATERIAS Y CARGADOR DE BATERIAS	1
14	RELE DE BAJA FRECUENCIA	1

Tabla #1. 1 Elementos de la S/E de Puerto Liza

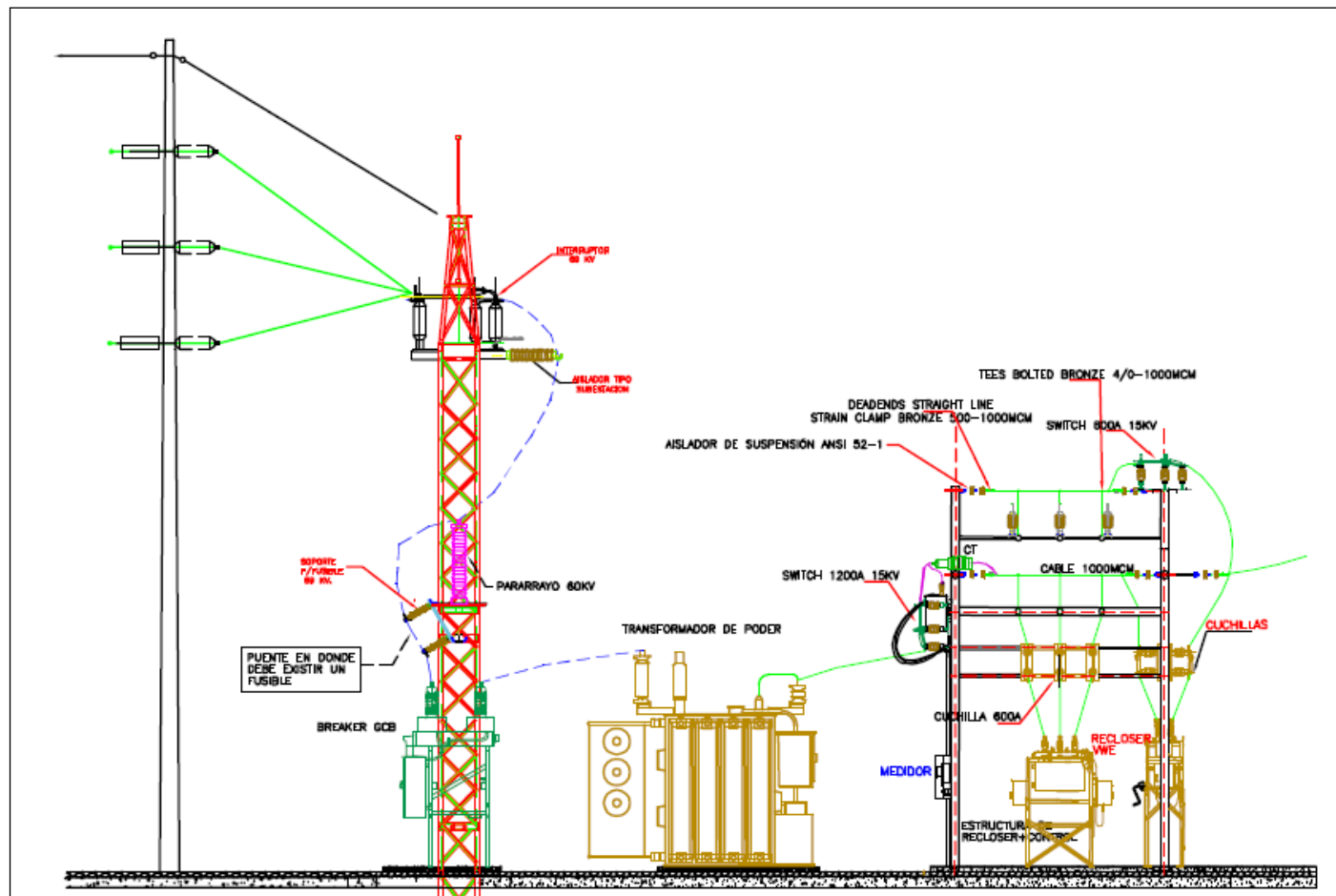


Figura #1. 2 Diagrama físico de los componentes de instalación pertenecientes a la S/E Puerto Liza.

La subestación posee una apartamenta en el patio de 69kV como se puede apreciar en la Figura #1.3 y en la Figura #1.4 se observa la apartamenta que conforma el patio de 13.8kV.



Figura #1. 3 Apartamenta del patio de 69kV.



Figura #1. 4 Aparamenta del patio de 13.8kV.

1.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Desde el punto de vista del sistema eléctrico, la S/E tiene un esquema típico de las subestaciones que posee el sistema eléctrico de distribución de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, esto es, una S/E tipo barra principal y barra de transferencia, de tal manera que si por motivos de mantenimiento y/o falla de algún reconectador de alguna alimentador y por tal motivo éste deba salir de operación, entonces, se puede transferir la carga de la misma a otra alimentadora manteniendo la continuidad del servicio. En general, esta subestación se alimenta de una línea de subtransmisión a nivel de 69kV (denominado subtransmisión “CHAMBERS”) la cual viene desde la planta de generación eléctrica Álvaro Tinajero con un conductor calibre 477 MCM y cuya longitud aproximada es de 5km, en simple terna, tal y como se puede observar en la Figura #1.5. De ésta S/E salen tres alimentadoras (a 13800 V) para distribución aérea con los siguientes nombres:

ALIMENTADOR #1	EL CISNE
ALIMENTADOR #2	LA CHALA
ALIMENTADOR #3	BARRIO LINDO

Tabla #1. 2 Alimentadora en S/E de Puerto Liza

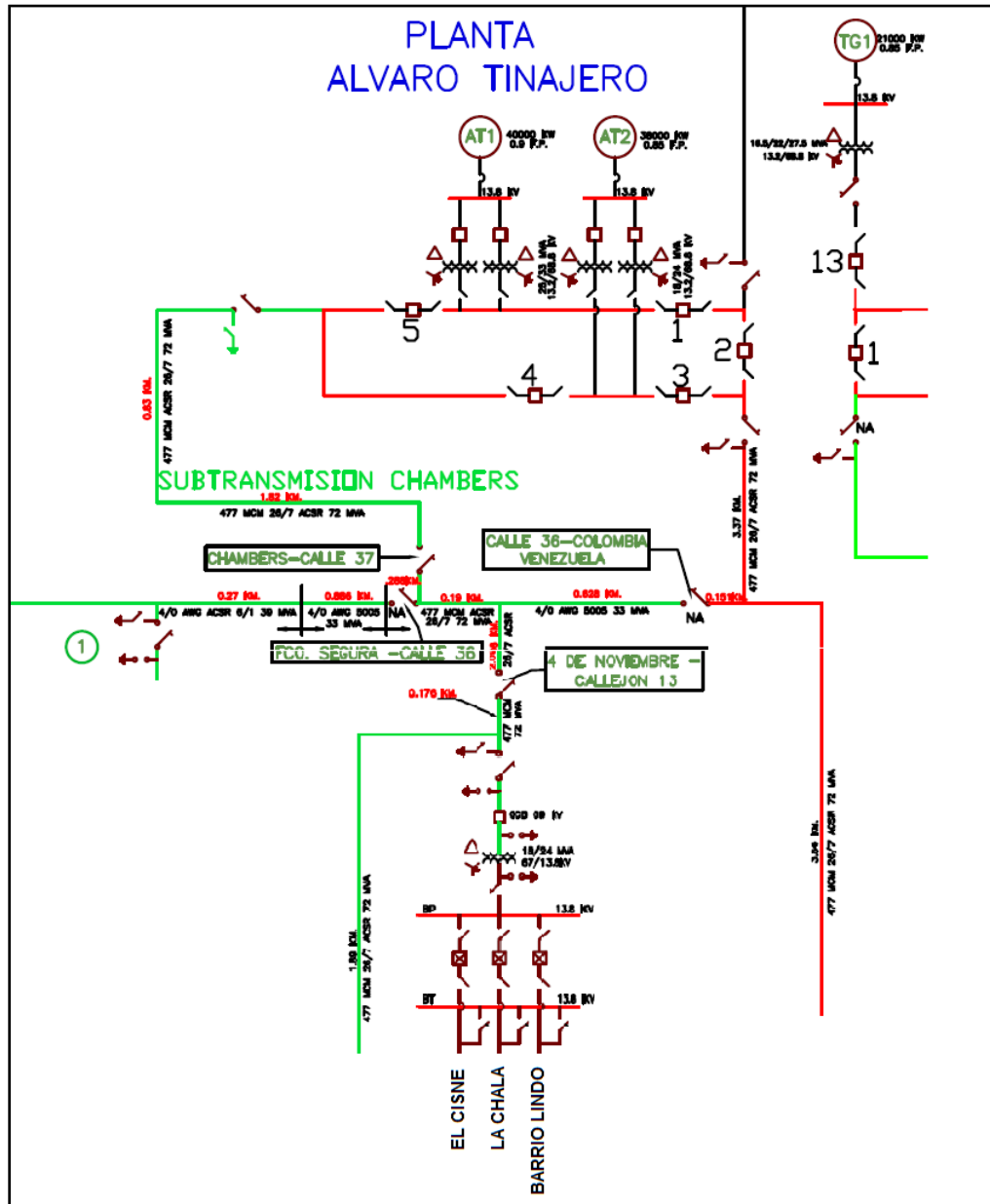
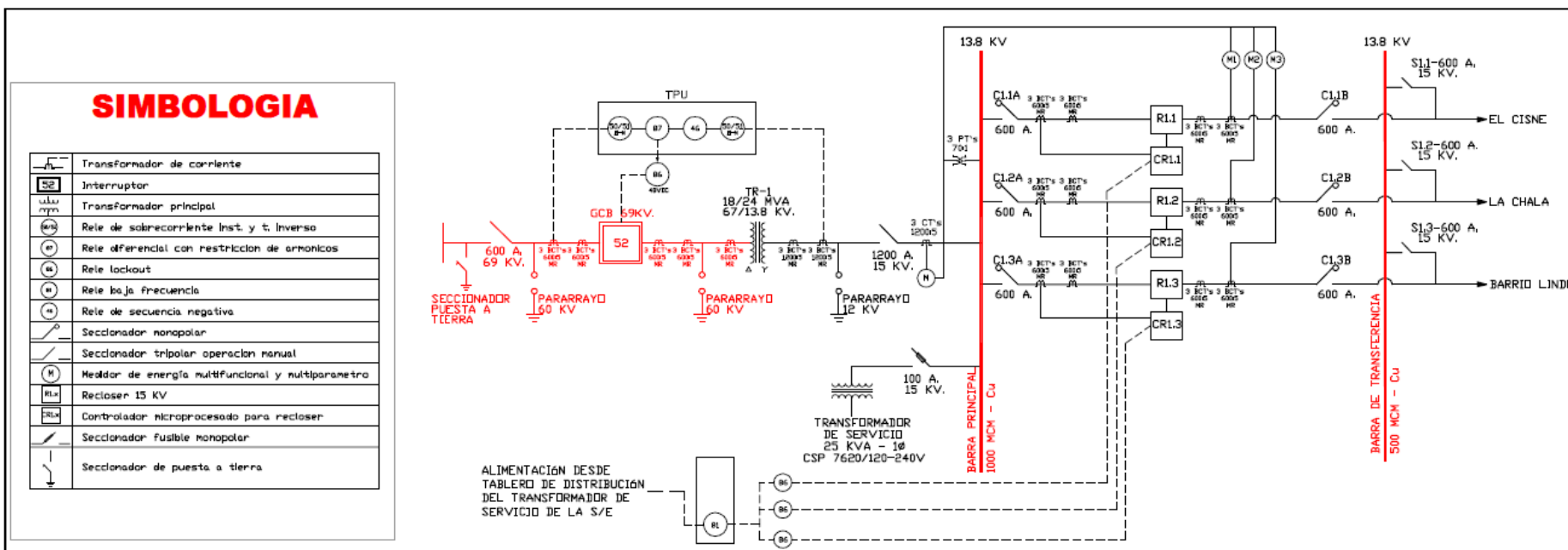


Figura #1.5 Subtransmisión que alimenta a la S/E Puerto Liza.

En la Figura #1.6 se presenta el diagrama unifilar del sistema eléctrico perteneciente a la S/E Puerto Liza.



1.4 DESCRIPCIÓN PARTICULAR DE LA SUBESTACIÓN

1.4.1 Patio de 69kV.

Pórtico consistente de 2 torres de 10.05 m de alto, separadas 6.75 m y unidas con bandejas horizontales para soportar un seccionador de 69 KV, aisladores, pararrayos y portafusibles, tal y como se puede observar en la Figura #1.7.

Las torres y la bandeja superior están hechas de hierro ángulo de 3"x3"x1/4" para los largueros y de 2"x2"x1/4" para los tirantes.

Las torres descansan sobre bases de hormigón armado, sujetas con pernos de acero empotrados.



Figura #1. 7 Estructura y componentes del patio de 69kV.

El interruptor en SF6 descansa sobre una base de hormigón armado de 1.4m x 1.25m, y está sujeto con pernos de acero empotrados (Figura #1.8).



Figura 1. 8 Interruptor en SF6

En las siguientes tablas se detallan las características de los elementos que componen el patio de 69kV.

DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADORES 69 kV TIPO POSTE PARA ESTRUCTURA TANGENTE	3
AISLADORES 69 kV TIPO SUSPENSIÓN	3
AISLADORES 69 kV DE RETENCION	3
GRAPA TERMINAL	3

Tabla # 1. 3 Aisladores y herrajes en patio de 69 KV.

kVmáx	BIL [kV]	Icontinua [A]	Iinst [kA]
69	350	600	40

TABLA #1. 4 Seccionador de aire con cuchillas de tierra.

FASE	MARCA	Id máx [kA]	Vnom [kV]	MCOV [kV]
A	ABB	32	60	48
B	ABB	32	60	48
C	ABB	32	60	48

TABLA #1. 5 Interruptor en SF6 (GCB).

MARCA	TIPO	SERIE	BIL [kV]	Icontinua [A]	KVmáx	Iinterr max [kA]	AÑO FABR.
ABB	72 PM 40-20	B003894-11	350	2000	72,5	40	2003

TABLA #1. 6 Pararrayos en estructura de 69kV.

1.4.2 Transformador de Potencia.

El transformador de potencia de la subestación (Figura #1.12) se encuentra montado sobre una base de hormigón armado de 3.5m x 2.5m, este transformador presenta las características indicadas en la Tabla #1.7, adicionalmente se hace referencia a las figuras en donde se sustenta la información contenida en la mencionada tabla.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	DATO TÉCNICO	Ref. Figura
1	PROVEEDOR / FABRICANTE		ABB	Figura #17
2	PAIS DE FABRICACION		COLOMBIA	Figura #9
3	NORMAS APLICABLES		ANSI C57.12 / IEC 60076	Figura #10
4	TIPO / SERIE		TRCO / 200075	Figura #10
5	CONDICIONES DE SERVICIO			
5,1	Servicio		Continuo	
5,2	Montaje		Intemperie	
6	CARACTERISTICAS ELECTRICAS			
6,1	Número de fases		3	Figura #10
6,2	Frecuencia:	Hz	60	Figura #10
6,3	Potencia nominal:	MVA	18/24	Figura #10
6,4	Conexión			
	6.4.1 Primario		Delta	Figura #11
	6.4.2 Secundario		Estrella con acceso a neutro	Figura #11
	6.4.3 Grupo de conexión		Dyn1	Figura #10
6,5	Tensiones nominales de línea:			
	6.5.1 Bobinado primario	kV	67	Figura #11
	6.5.2 Bobinado secundario	kV	13,8 / 7,967	Figura #11
6,6	Nivel de aislamiento nominal:			
	6.6.1 Bobinado primario	kV	73	
	6.6.2 Bobinado secundario	kV	15	
6,7	B.I.L.			
	6.7.1 Bobinado Primario	KV pico	350	Figura #9
	6.7.2 Bobinado Secundario	KV pico	110	Figura #9
6,8	Impedancia referida a 67kV - 24MVA	%	8,33	
7	REFRIGERACION			
7,1	Refrigeración:		ONAN / ONAF	Figura #10
7,2	Tipo de Aceite:		Mineral sin PCB	Figura #9
8	GENERALIDADES			

8,1	Elevaciones de temperatura a capacidades nominales			
	8,1,1 Elevación promedio de los devanados	°C	55	Figura #10
	8,1,2 Elevación del aceite en parte superior	°C	60	Figura #10
8,2	Número de pasatapas:			
	8.7.1 Primario			
	a) Cantidad		3	Figura #12
	b) Tipo		Porcelana	Figura #12
	c) Nivel de aislamiento	kV	73	
	8.7.1 Secundario			
	a) Cantidad		4	Figura #12
	b) Tipo		Porcelana	Figura #12
	c) Nivel de aislamiento	kV	15	
8,3	Regulación sin carga, bobinado alta tensión. Accionamiento exterior			
	8.8.1 Gama de regulación expresada en %	%	+/-2 x 2,5%	Figura #11
	8.8.2 Posición nominal del cambiador de derivaciones		3	Figura #11
9	ACCESORIOS			
9,1	Puntos de puesta a tierra del tanque	PCS	2	Figura #13 - 14
9,2	Cambiador de derivaciones sin carga	PCS	1	Figura #15
9,3	Válvula de drenaje y recirculación del tanque.	PCS	6	Figura #16 - 17
9,4	Electroventiladores para refrigeración forzada.	PCS	4	Figura #16 - 17
9,5	Caja de terminaciones de los elementos de control.	PCS	4	Figura #17
9,6	Válvula de presión súbita con contactos.	PCS	1	Figura #16
9,7	Radiadores desmontables con válvula en colector superior e inferior.	PCS	10	Figura #18
9,8	Registrador de descargas a tierra.	PCS	3	Figura #18
9,9	Indicador de nivel de aceite con contactos.	PCS	1	Figura #19
9,10	Termómetro de aceite e imagen térmica con contactos.	PCS	2	Figura #17
9,11	Relé de burbujas de gas.	PCS	1	Figura #17

9,12	Secador de sílica gel.	PCS	1	Figura #17
9,13	Transformadores de corriente multirelación	PCS	8	Figura #20
10	PROTECCIONES			
10,1	Contra sobre-tensiones			
	Pararrayos de óxido metálico: 60kV - MCOV 48kV	PCS	3	Figura #16
	Pararrayos de óxido metálico: 10kV - MCOV 8,4kV	PCS	3	Figura #16
11	MASAS			
11,1	Parte Activa	Kg	14800	Figura #9
11,2	Aceite	Kg	6000	Figura #9
11,3	Total	Kg	28500	Figura #9

TABLA #1. 7 Datos del transformador.

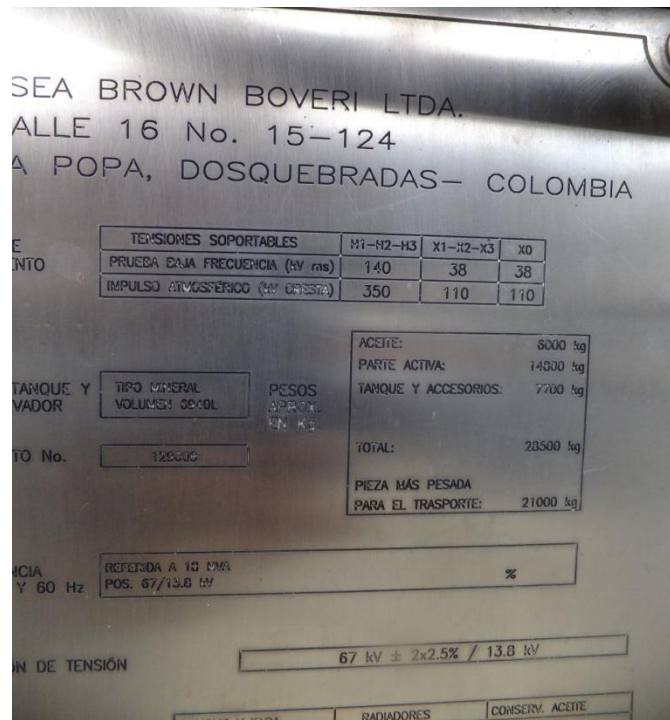
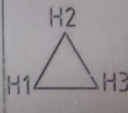
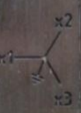


Figura #1. 9 Características físicas y eléctricas.



Figura #1. 10 Características eléctricas.

RESISTENCIA MECANICA		TANQUE Y TAPA	RADIADORES	CONSERV. ACEITE
		VACIO PLENO	0,05MPa	0,05MPa

ALTA TENSION					BAJA TENSION		
CONEXION	VOLTIOS	POS. CONEX.	EMPALMES	EMPALMES	CONEX.	VOLTIOS	EMPALMES
	70350	1	1 2			13300 7957	X3 X2 X1 X0
	68675	2	2 3				
	67000	3	3 4				
	65325	4	4 5				
	63650	5	5 6				

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BLUE

Figura #1. 11 Características eléctricas (continuación).



Figura #1. 12 Pasatapas



Figura #1. 13 Puntos de puesta a tierra del tanque



Figura #1. 14 Puntos de puesta a tierra del tanque (continuación).



Figura #1. 15 Cambiador de derivaciones sin carga.



Figura #1. 16 Accesorios



Figura #1. 17 Accesorios (continuación)



Figura #1. 18 Radiadores



Figura #1. 19 Indicador de nivel de aceite con contactos desmontables y registradores de descarga a tierra.

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE TIPO BUJE						
TC	TERMINALES	RELACION	CLASE	APLICACION		
TCB	S2-S3	50/5A	C200	PROTECCIÓN		
	S1-S2	100/5A				
	S1-S3	150/5A				
	S4-S5	200/5A				
TCC	S3-S4	250/5A				
	S2-S4	300/5A				
TCD	S1-S4	400/5A				
	S3-S5	450/5A				
	S2-S5	500/5A				
	S1-S5	600/5A				
TCE	S2-S3	100/5A			C400	PROTECCIÓN
	S1-S2	200/5A				
	S1-S3	300/5A				
TCF	S4-S5	400/5A				
	S3-S4	500/5A				
TCG	S2-S4	600/5A				
	S1-S4	800/5A				
TCH	S3-S5	900/5A				
	S2-S5	1000/5A				
	S1-S5	1200/5A				
TCA	S1-S2	300/1.5A	10P20	IMAGEN TÉRMICA		

Figura #1. 20 Transformadores de corriente en el interior del transformador.

1.4.3 Patio de 13.8kV.

Constituido por 3 pórticos de 7.2 m de altura de tubos de hierro de 6" de diámetro unidos entre sí, montados sobre una base de hormigón armado de 9.2m x 3.2m sujetos con pernos de acero empotrado y con soportes para las barras de distribución, seccionadores de interconexión monopolares y tripolares, aisladores de retención, transformadores de corriente, de potencial y el transformador de servicios auxiliares. En la Figura #1.21 se observa el detalle mencionado.



Figura #1. 21 Estructura y componentes del patio de 13.8kV.

En este lugar se ubican también los reconectores automáticos, con sus respectivos controladores, de las alimentadoras mencionadas con anterioridad (Figura #1.22-#1.23-#1.24).



Figura #1. 22 Reconector “El Cisne”



Figura #1. 23 Reconector “La Chala”



Figura #1. 24 Reconectador “Barrio Lindo”

En las siguientes tablas se detallan las características de los elementos que componen el patio de 13.8kV.

DESCRIPCION	CANTIDAD
AISLADOR DE SUSPENSION 15KV	84
CAJA FUSIBLE 100A - 15KV	3
GRAPA LINEA VIVA	5
GRAPA TERMINAL 500 MCM	18
GRAPA TERMINAL 1000 MCM	18
GRILLETE TIPO "T" 500 MCM	12
GRILLETE TIPO "T" 1000 MCM	12
PERNO DE OJO 5/8"	36

TABLA #1. 8 Aisladores y herrajes.

KVmáx	BIL [kV]	Icontinua [A]	Iinst [kA]
15	110	1200	61

TABLA #1. 9 Seccionador de aire principal.

ALIMENTADORA	SERIE	MEDIO RUPTURA	MARCA	TIPO	kVnom	BIL [kV]	Icont [A]	Iinterr max [kA]	AÑO
EL CISNE	N/D	VACÍO	COOPER	VWE	14,4	110	560	10	2011
LA CHALA	N/D	VACÍO	COOPER	VWE	14,4	110	560	10	2011
BARRIO LINDO	N/D	VACÍO	COOPER	VWE	14,4	110	560	10	2011

TABLA #1. 10 Reconectores de las alimentadoras.

ALIMENTADORA	MARCA	FORMA	SERIE
EL CISNE	COOPER	F6	CP571240466
LA CHALA	COOPER	F6	CP571240462
BARRIO LINDO	COOPER	F6	CP571238098

TABLA #1. 11 Controles de los reconectores de las alimentadoras.

ALIMENTADORA	KVmáx	BIL [kV]	Icontinua [A]	Iinst [kA]
EL CISNE	15	110	600	40
LA CHALA	15	110	600	40
BARRIO LINDO	15	110	600	40

TABLA #1. 12 Cuchillas seccionadoras monopolares de las alimentadoras.

ALIMENTADORA	KVmáx	BIL [kV]	Icontinua [A]	Iinst [kA]
EL CISNE	15	110	600	40
LA CHALA	15	110	600	40
BARRIO LINDO	15	110	600	40

TABLA #1. 13: Seccionadores tripolares de interconexión entre alimentadoras.

	BARRA PRINCIPAL	BARRA TRANSFERENCIA	PUENTES RECONECTADOR - CUCHILLA	ATERRIZAMIENTO
TIPO DE CABLE	1000 MCM Cu DESNUDO	500 MCM Cu DESNUDO	500 MCM AISLADO 15 KV	4/0 AWG Cu DESNUDO
LONGITUD [m]	78	56	25	20

TABLA #1. 14 Conductores.

1.4.4 Cuarto de Control.

Edificación de hormigón armado de una planta de 11.25m² en el cual se ubican los siguientes elementos:

- Control y cargador de baterías (Figura #1.25).
- Banco de baterías (Figura #1.26).
- Tableros con elementos de medición (Figura #1.27-#1.28).
- Tableros con dispositivos de protección y control.



Figura #1. 25 Cargador de baterías



Figura #1. 26 Banco de baterías



Figura #1. 27 Medidores alimentadoras



Figura #1. 28 Medidor totalizador



Figura #1. 29 Tablero del TPU 2000R

En las siguientes tablas se listan las características de cada uno de los elementos anteriormente mencionados, cabe indicar que, en lo que respecta a los dispositivos de protección, estos serán detallados en el Capítulo 4.

MARCA	MODELO	SERIE	ENTRADA A.C.			SALIDA D.C.	
			VOLTAJE	AMPERAJE	Hz	VOLTAJE	AMPERAJE
GNB	GAF48S10F	91PS395	120	5.2	60	48	10

TABLA #1. 15 Cargador de baterías

#	1	2	3	4
VOLTAJE	12	12	12	12
AH	115	115	115	115
MARCA	BOSCH	BOSCH	BOSCH	BOSCH

TABLA #1. 16 Banco de baterías

MEDIDOR	SERVICIO	MARCA	TIPO	VOLTAJE	CLASE	MEDICIÓN
ION	TOTALIZADOR	SCHNEIDER	8600	120	20	3F
ION	EL CISNE	SCHNEIDER	8600	120	20	3F
ION	LA CHALA	SCHNEIDER	8600	120	20	3F
ION	BARRIO LINDO	SCHNEIDER	8600	120	20	3F

TABLA #1. 17 Tablero de medidores

CAPÍTULO 2

2. ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

2.1 INTRODUCCIÓN

El flujo de carga es importante en el presente estudio para determinar en qué condiciones se encuentra operando la subestación Puerto Liza, verificando los diversos parámetros eléctricos que garanticen una adecuada operación, brindando seguridad tanto a las instalaciones como al personal que ahí laboran, así como también el brindar un servicio de calidad a los abonados.

Haremos uso del software Power World Simulation 12.0 el cual nos permite hacer un estudio de un sistema de hasta 42 barras, suficiente para el estudio de la subestación Puerto Liza.

2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO

2.2.1 Flexibilidad Operacional

El sistema podrá funcionar alimentado por Empresa Eléctrica (Subestación Salitral a través de la línea de subtransmisión Chambers) sin ninguna restricción.

2.2.2 Niveles de Confiabilidad

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones de la Subestación Puerto Liza en forma prioritaria, ante la existencia de falla de un elemento del Sistema.

2.2.3 Niveles de sobrecarga.

No se aceptan sobrecarga en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas de los mismos.

Para el caso de los Transformadores Convencionales de Fuerza, la carga no debe exceder su capacidad OA (Refrigerado en aceite con enfriamiento natural).

2.2.4 Regulación de Voltaje.

Los voltajes a nivel de barras del Sistema no deben exceder del 2.5% hacia arriba y 2.5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa.

2.3 CASO DE ANÁLISIS

2.3.1 Caso 1

Estudios de Flujo de Carga- Caso Base Carga Máxima

Este estudio nos brindara el estado de los parámetros de la subestación Puerto Liza bajo esta condición de carga máxima.

2.3.2 Caso 2

Estudios de Flujo de Carga- Caso Base Carga Mínima

La carga mínima fue obtenida de los datos proporcionados por la empresa eléctrica, y estos ingresados al simulador Power World Simulation 12.0.

2.4 DATOS DEL SISTEMA.

2.4.1 Datos de líneas y conductores

Todas las alimentadoras de esta subestación tienen conductor ACSR 336 MCM en la tabla #2.1 se presentan algunos datos del conductor 336 MCM a pesar que cambian ligeramente de un fabricante a otro.

Ø mm	Peso Kg/Km	Sección mm ²	Tensión Ruptura kg	Resistencia CC 200C	Capacidad de Corriente(A)	Xa Ω/Km	Xd Ω/Km
18.31	687.40	198.30	6375	0.1671	529	0.3083	0.0244

TABLA #2. 1 Características del conductor 336 MCM.

2.4.2 Datos del Transformador

En la tabla #2.2 se presentan características necesarias del transformador para realizar el flujo de carga.

Fabricante	Tipo/Serie	MVA Nominal	Impedancia (%)	Refrigeración	Peso (KG)	Tipo de Aceite
ABB	TRCO/200076	18/24	8.33	ONAN/ONAF	28600	Mineral sin PCB

TABLA #2. 2 Datos importantes del Transformador.

2.4.3 Datos de la Barra de Carga

2.4.3.1 Carga Máxima

De los datos proporcionados por la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil en los cuales se presenta la demanda diaria de cada una de las alimentadoras de la subestación en estudio, se establece los valores de máxima y mínima carga.

En las Figuras #2.1- #2.2- #2.3 se observa gráficamente los valores máximos y mínimos de la demanda para cada alimentadora correspondiente al mes de noviembre.

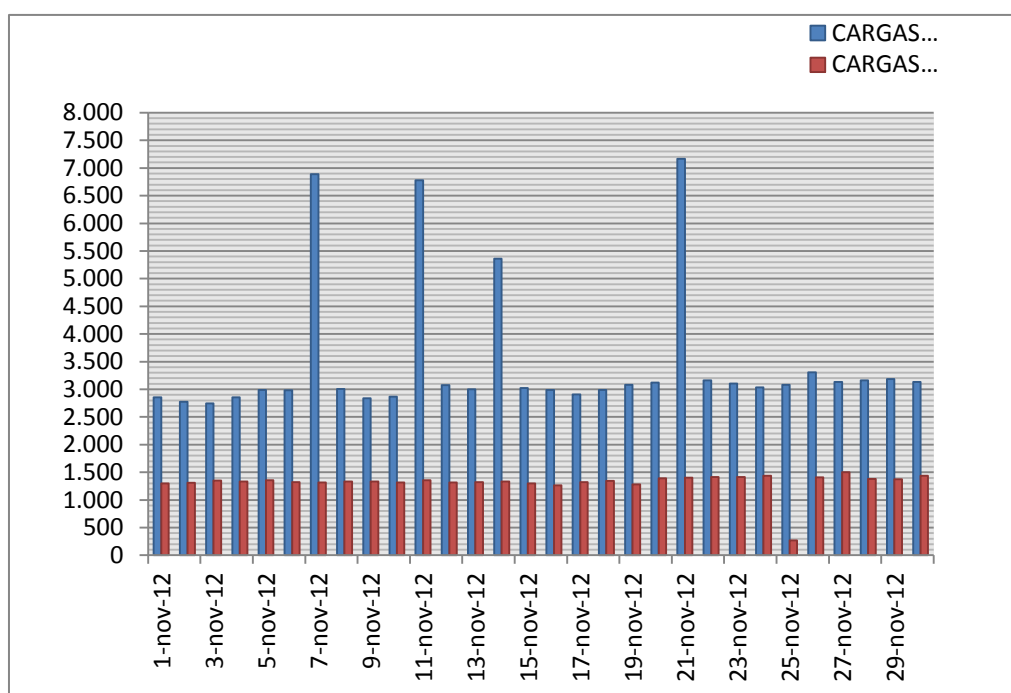


Figura #2. 1 Carga Máxima y mínima del mes de Noviembre del 2012

Alimentadora Barrio Lindo.

Se puede observar gráficamente que los picos se producen los fines de semana, además se observa picos los días miércoles y esto se debe a que una subestación cercana (Subestación Padre Canas) estuvo en mantenimiento (lavada de subestación). Entonces se produjo una transferencia de carga a esta alimentadora. Las lavadas de subestaciones se producen entre los meses de octubre, noviembre y diciembre

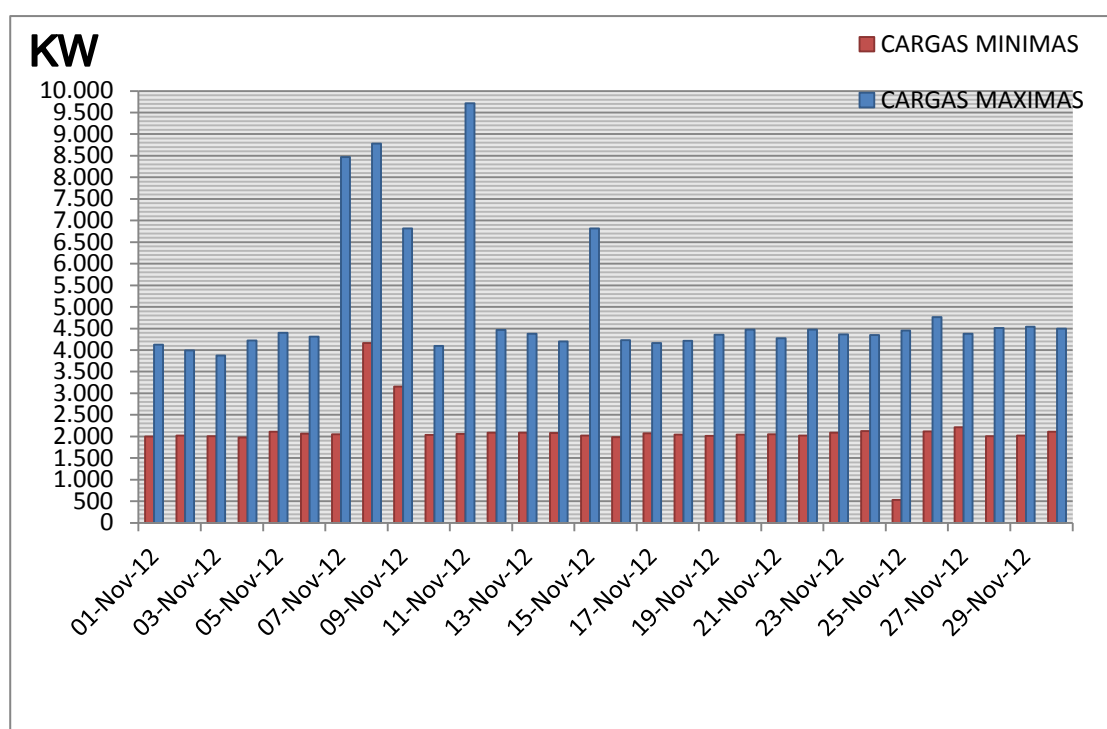


Figura #2. 2 Carga Máxima y mínima del mes de Noviembre del 2012

Alimentadora La Chala

El valor pico se produce el domingo 11 de noviembre y el mínimo valor se observa el domingo 25 de noviembre, al igual que en las alimentadoras Barrio Lindo y Cisne. Los otros picos que se observan se deben a que hubo

transferencia de carga de subestaciones cercanas como la Subestación Esmeraldas debido a mantenimiento en sus instalaciones (Lavada de Subestación).

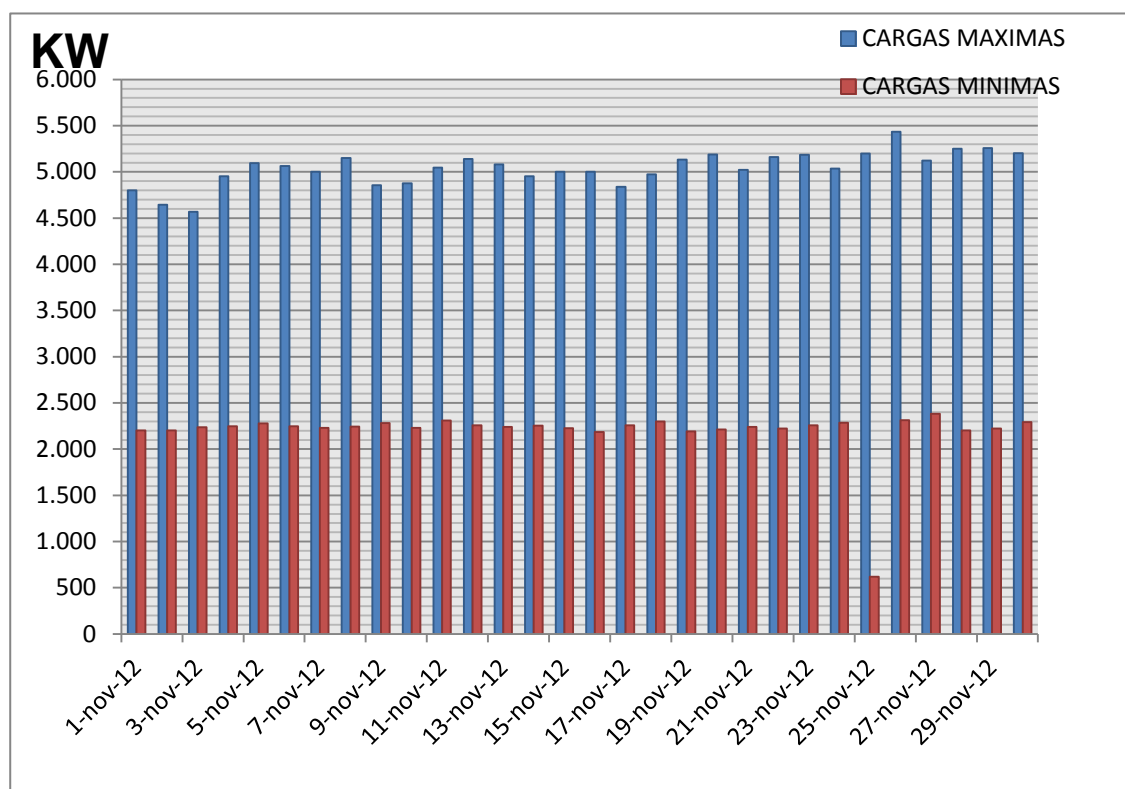


Figura #2. 3 Carga Máxima y mínima del mes de Noviembre del 2012

Alimentadora El Cisne

Esta alimentadora presenta un comportamiento de demanda relativamente constante, esta alimentadora no recibió transferencia de cargas de subestaciones cercanas, produciéndose la carga mínima el domingo 25 de noviembre al igual que las otras alimentadoras.

En la tabla #2.3 se presenta los valores máximos adquiridos por cada una de las alimentadoras de la subestación Puerto Liza.

CARGA MAXIMA EN CADA ALIMENTADORA			
	MW	MVAR	HORA
BARRIO LINDO	6.88607	0.53926	19:45
LA CHALA	8.45462	0.8633	19:45
EL CISNE	4.94893	0.77292	19:45

TABLA #2. 3 Demandas máximas para cada una de las alimentadoras.

2.4.3.2 Carga Mínima

En la tabla #2.4 se muestra los valores mínimos demandados por cada una de las alimentadoras en estudio.

CARGA MINIMA EN CADA ALIMENTADORA			
	MW	MVAR	HORA
BARRIO LINDO	0.2702	0.07116	8:30
LA CHALA	0.5284	0.05779	8:30
EL CISNE	0.6188	0.12094	8:30

TABLA #2. 4 Demanda mínimas para cada una de las alimentadoras.

2.5 FLUJO DE CARGA

Gracias a los datos proporcionados por la empresa eléctrica pública de Guayaquil en el cual nos facilitaron las lecturas de cada alimentador cada 15 minutos se procedió a calcular las cargas tanto en máxima como en mínima demanda de los alimentadores, parámetros de generadores además con los datos de conductores y transformadores se procedió a realizar el flujo de carga de la subestación PUERTO LIZA.

Los resultados de flujo de carga serán presentados principalmente en forma gráfica por ser el método más conciso y usualmente más informativo. El flujo del sistema puede ser rápidamente analizado con la presentación gráfica y relacionar la configuración del sistema, condiciones operativas y resultados.

El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- Voltaje en barras.
- Consumo de la Subestación PUERTO LIZA.
- Factor de Potencia. Requerimientos de potencia Reactiva.
- Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga esté dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.

2.5.1 Caso Base - Carga Máxima

Con los cálculos aproximados del mes que más consumo demandó, se procedió a realizar el flujo de carga para el caso de demanda máxima lo cual se obtuvo que en el mes de noviembre a los 7 días del año 2012 aproximadamente a las 19:45 de la noche se produjera el mayor consumo en las alimentadoras.

CARGA MAXIMA EN ALIMENTADORA				
	MW	MVAR	MVA	HORA
Barras de 13.8 kV	20.28961865	2.175468262	20.406	19:45

TABLA #2. 5 Datos de Carga Máxima total.

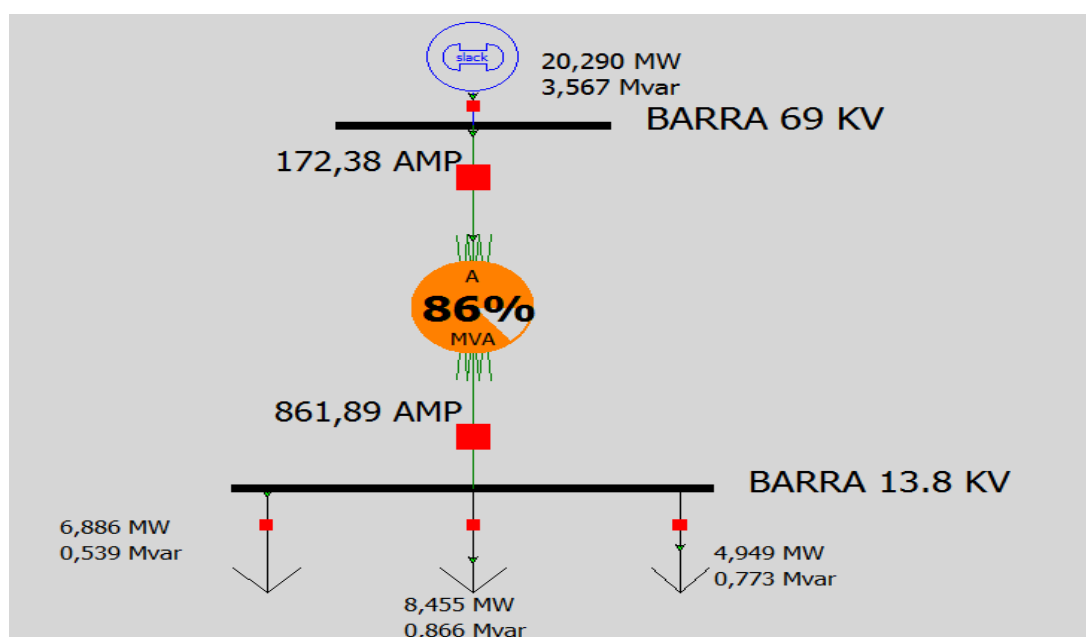


Figura #2. 4 Flujo Máxima Carga

En el **anexo 1.1** se adjunta los resultados gráficos del flujo de potencia para el caso de demanda máxima, que se resume a continuación.

2.5.1.1 Voltajes y Carga en las barras

NOMBRE	VOLTAJE KV	VOLTAJE P.U	ANGULO DE FASE
BARRA DE 69 KV	69	1	0
BARRA DE 13.8 KV	13.67	0.9906	-3.84

TABLA #2. 6 Voltajes en barras para demanda máxima.

2.5.1.2 Consumo de potencia total

Nombre	MVA
BARRIO LINDO	6.90715
LA CHALA	8.49858
EL CISNE	5.00892

TABLA #2. 7 Consumos para carga máxima.

2.5.1.3 Factor de Potencia

2.5.1.4 Carga de transformadores

De Barra	A Barra	MW	MVAR	MVA	MVA	% LIMIT	MW	MVAR
					LIMIT	MVA(MAX)	PERDIDAS	PERDIDAS
69Kv	13.8Kv	20.3	2.18	20.4	24	86	0	1.39152

TABLA #2. 8 Carga de transformadores para demanda máxima.

2.5.1.5 Potencia activa y reactiva vista por el sistema.

Nombre	MW	MVAR
Barra 69 Kv	20.29	3.564

TABLA #2.9 Demanda máxima vista en 69kV.

2.5.2 Caso Base –Demanda mínima.

Con los datos obtenidos por la empresa eléctrica que nos proporcionó la lectura de cada alimentador cada 15 minutos se pudo obtener la demanda mínima que por ser un sector residencial se corroboró que los fines de semana son los de menor consumo y en este caso la demanda mínima se produjo en el mes de noviembre a los 25 días del año 2012 aproximadamente a las 8:30 de la mañana.

CARGA MINIMA EN ALIMENTADORAS				
	MW	MVAR	MVA	HORA
BARRAS DE 13.8 KV	1.417313659	0.249877563	1.4391722	8:30

TABLA #2. 10 Datos de demanda mínima total.

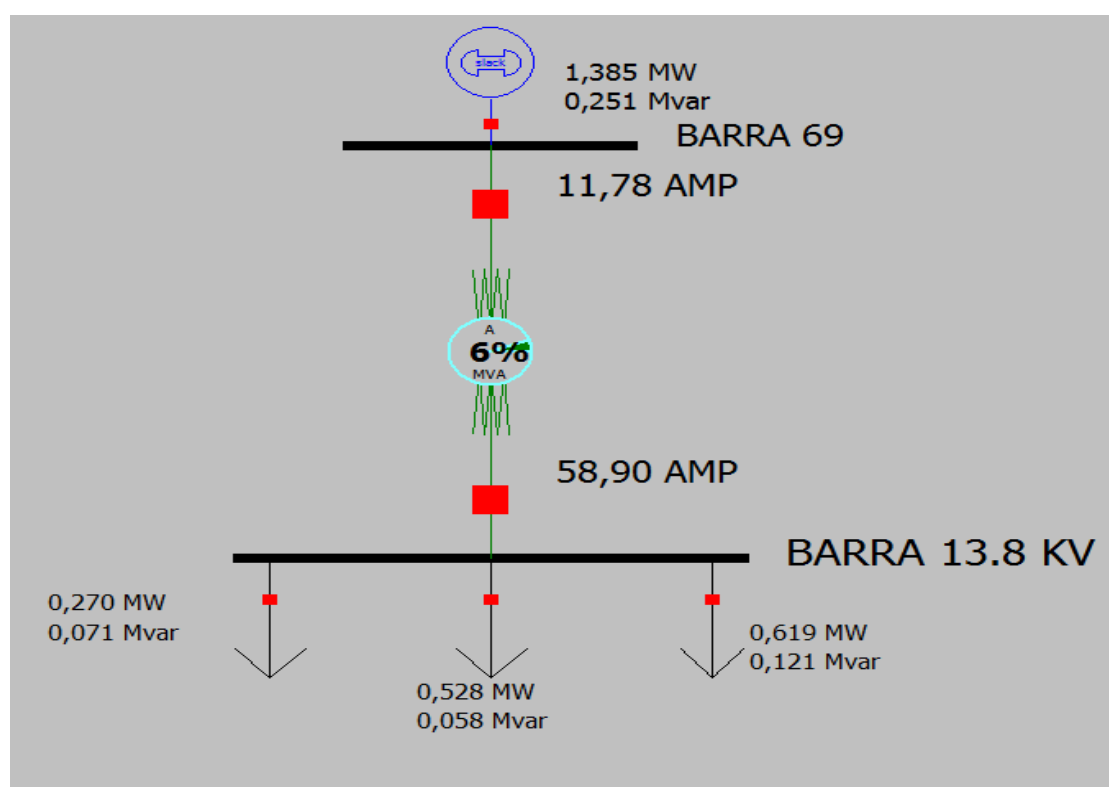


Figura #2. 5 Flujo Mínima carga.

En el **anexo 1.2** se adjunta los resultados gráficos del flujo de potencia para el caso de demanda mínima, que se resume a continuación.

2.5.2.1 Voltajes y Carga en las barras

NOMBRE	VOLTAJE KV	VOLTAJE P.U	ANGULO DE FASE
BARRA DE 69 KV	69	1	0
BARRA DE 13.8 KV	13.97	0.9992	-0.26

TABLA #2. 11 Voltajes en barras para demanda mínima.

2.5.2.2 Consumo de potencia total.

Nombre	MVA
BARRIO LINDO	0.28
LA CHALA	0.53
EL CISNE	0.63

TABLA #2. 12 Consumos para carga mínima.

2.5.2.3 Factor de Potencia

2.5.2.4 Carga de transformadores

De	A Barra	MW	MVAR	MVA	MVA	% LIMIT	MW	MVAR
Barra					LIMIT	MVA(MAX)	PERDIDAS	PERDIDAS
69Kv	13.8Kv	1.4174	0.24	1.41	24	6	0	0.007

TABLA #2. 13 Carga de transformadores para demanda mínima.

2.5.2.5 Potencia activa y reactiva vistas por el sistema.

Nombre	MW	MVAR
Barra 69 Kv	1.385	0.251

TABLA #2. 14 Demanda mínima vista en 69kV.

CAPÍTULO 3

3. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

3.1 INTRODUCCIÓN

En el análisis de corto circuito, las fallas del sistema se manifiestan como condiciones anormales de operación que nos podrían conducir a uno de los siguientes fenómenos [2]:

- ❖ Indeseables flujos de Corrientes.

- ❖ Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.

- ❖ Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

El sistema de la **Subestación PUERTO LIZA** requiere realizar estudios de Corto Circuito para resolver las situaciones críticas señaladas, y obtener la información básica para la coordinación de las protecciones. Los estudios se realizarán con los siguientes objetivos:

- ❖ Determinar el efecto de las corrientes de falla en los componentes del sistema tales como cables, barras y transformadores durante el tiempo que persista la falla.
- ❖ Los estudios determinarán las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.
- ❖ Determinar del ajuste de los equipos de protección, los cuales son establecidos considerando el sistema bajo condiciones de falla.

3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO

Considerando que el Sistema de la SUBESTACION PUERTO LIZA se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado el estudio de corto circuito considera los siguientes tipos de fallas:

- ❖ Falla Trifásica a tierra (F3 θ).

- ❖ Falla de línea a tierra (FL-T).

La falla trifásica a tierra es a menudo, para este tipo de sistema, la más severa de todas, por ello es costumbre de simular solamente la falla trifásica cuando se busca las magnitudes máximas de corriente de falla; sin embargo se verificara que la corriente de falla a tierra no exceda la corriente trifásica.

También se verificara las siguientes fallas:

- ❖ Falla de Línea a Línea (FL-L).

- ❖ Falla de dos líneas a tierra (FLL-T).

El estudio de cortocircuito para las diferentes barras de la **SUBESTACION PUERTO LIZA** se realizó mediante el software Power Word Simulator 12.0

3.3 DATOS DEL SISTEMA

La información básica es aplicable a todos los casos del Sistema, su aplicación depende del tipo de corriente de falla a determinar.

3.3.1 Impedancia Equivalente - Punto de Entrega de la Empresa Eléctrica.

La Empresa Eléctrica nos ha entregado los MVA de Corto Circuito y las Impedancias de Thévenin en la Barra de Interconexión a 69 KV, de la Subestación de la SUBESTACION PUERTO LIZA.

La información ha sido trasladada a la base de 100MVA y 69KV y se indica en las tablas #3.1 (Para máxima Generación) y tabla #3.2 (Para mínima Generación)

3.3.1.1 Impedancias Equivalentes

IMPEDANCIA	R(pu)	X(pu)	R+jX Ohmios	X/R
POSITIVA	0.0150191	0.0707267	0.7151 + j3.3676	4.7091
NEGATIVA	0.0150191	0.0707267	0.7151 + j3.3673	4.7091
CERO	0.305988	0.2402823	1.4568 +j11.4398	7.8527

TABLA #3. 1 Impedancia Equivalente para máxima generación 69KV.

IMPEDANCIA	R(pu)	X(pu)	R+jX Ohmios	X/R
POSITIVA	0.0181688	0.0992805	0.0865 + j4.7267	5.4643
NEGATIVA	0.0181688	0.0992805	0.0865 + j4.7267	5.4643
CERO	0.0305988	0.2402823	1.4568 + j11.4398	7.8527

TABLA #3. 2 Impedancia Equivalente para mínima generación 69KV.

3.3.1.2 MVA de Corto Circuito

TIPO DE FALLA	POTENCIA DE FALLA (MVA)
LLL	1383
LG	776
LL	1198
LLG	1246

TABLA #3. 3 MVA de Cortocircuito Máxima Generación 69 KV.

TIPO DE FALLA	POTENCIA DE FALLA (MVA)
LLL	991
LG	676
LL	858
LLG	906

TABLA #3. 4 MVA de Cortocircuito Mínima Generación 69 KV.

TIPO DE FALLA	POTENCIA DE FALLA (MVA)
LLL	252
LG	269
LL	218
LLG	266

TABLA #3. 5 MVA de Cortocircuito Máxima Generación 13.8 KV.

TIPO DE FALLA	POTENCIA DE FALLA (MVA)
LLL	235
LG	255
LL	204
LLG	251

TABLA #3. 6 MVA de Cortocircuito Mínima Generación 13.8 KV.

3.3.1.3 Corrientes de Cortocircuito

TIPO FALLA	IA (KA)	IA (deg)	IB (KA)	IB (deg)	IC (KA)	IC (deg)	In (KA)	In (deg)
LLL	11.57	-78.0111	11.57	161.9889	11.57	41.989	0	0
LG	6.494	-80.9742	0	0	0	0	6.494	-80.974
LL	0	0	10.02	-168.011	10.02	11.989	0	0
LLG	0	147.031	10.11	179.1379	10.43	24.444	4.51	97.8713

TABLA #3. 7 Corriente de Cortocircuito máxima generación 69 KV.

TIPO	IA	IA	IB	IB	IC	IC	In	In
FALLA	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)
LLL	8.29	-79.6293	8.29	160.3707	8.29	40.371	0	0
LG	5.655	-81.3276	0	0	0	0	5.655	-81.328
LL	0	0	7.18	-169.629	7.18	10.371	0	0
LLG	0	0	7.4	173.5422	7.585	26.777	4.289	97.7939

TABLA #3. 8 Corriente de cortocircuito mínima generación 69 KV.

TIPO	IA	IA	IB	IB	IC	IC	In	In
FALLA	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)
LLL	10.55	-85.432	10.55	154.568	10.55	34.568	0	0
LG	11.234	-86.4635	0	0	0	0	11.234	-86.463
LL	0	0	9.1365	-175.432	9.1365	4.568	0	0
LLG	0	34.249	10.738	150.6007	11.124	37.2053	12.008	92.3624

TABLA #3. 9 Corriente de Cortocircuito máxima generación 13.8 KV.

TIPO	IA	IA	IB	IB	IC	IC	In	In
FALLA	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)	(KA)	(deg)
LLL	9.8375	-85.3153	9.8375	154.6857	9.8375	34.6847	0	0
LG	10.685	-86.3286	0	0	0	0	10.685	- 86.3286
LL	0	3.4552	8.5196	-175.3154	8.5196	4.6847	0	0
LLG	0	103.19006	10.143	149.5364	10.516	38.4146	11.687	92.4676

TABLA #3. 10 Corriente de corto circuito mínima generación 13.8 KV.

3.1.2 Datos de conductores.

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, por lo que sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

3.1.3 Datos de Transformador de fuerza.

Igual que en el caso de los conductores los transformadores son elementos pasivos en el análisis de cortocircuito, sus características técnicas son análogas a las utilizadas en los estudios de flujo de carga.

3.4 RESULTADOS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 2.3. La falla Trifásica a tierra y línea a tierra se aplica a cada barra del sistema

3.4.1 Casos base.

En el anexo 3 se adjunta los resultados gráficos de los resultados de las simulaciones de Corto Circuito del Caso base, que se resume a continuación:

3.4.2 Corriente de Falla en cada barra para máxima carga.

En las siguientes tablas #3.11 y #3.12 se muestran las corrientes de cortocircuito tanto en la barra de 13.8kv así como la barra de 69kv para todos los tipos de falla así como su respectivo voltaje y ángulo en el momento que ocurre una falla en el sistema para el caso de demanda máxima.

Cabe recalcar que cada barra (Barra 69KV y Barra 13,8KV) tiene su propia corriente base esto se debe al valor de su voltaje nominal en cada barra por lo tanto se procederá a calcular sus respectivos valores que están dados en la siguiente ecuación 3.1.

— Ecuación (3.1)

❖ Corriente base en Barra de 69 KV

❖ Corriente base en Barra de 13,8 KV

TIPO FALL A			Ángulo	Voltaje Fase A (p.u.)	Voltaje Fase B (p.u.)	Voltaje Fase C (p.u.)
LLL	11572,00	13,830	-78,01	0,00∠0°	0,00∠0°	0,00∠0°
L-G	6494,2954	7,780	-80,69	0,00∠0°	1,30∠-136,3°	1,26∠138,5° ₀
LL	10021,6484	12,045	-167,22	1,00∠0°	0,50∠180°	0,50∠180°
LL-G	10429,045	12,09	25,22	1,30∠0,61°	0,00∠0°	0,00∠0°

TABLA #3. 11 Corriente de Cortocircuito y voltajes para máxima generación 69 KV.

TIPO FALLA			Ángulo	Voltaje Fase A (p.u.)	Voltaje Fase B (p.u.)	Voltaje Fase C (p.u.)
LLL	10504,8467	2,525	-87,05	0,00∠0°	0,00∠0°	0,00∠0°
L-G	11170,3085	2,677	-89,05	0,00∠0°	0,995∠-119,8°	0,93∠114,14°
LL	9097,48535	2,187	-177,05	0,99∠-3,84°	0,495∠176,1°	0,495∠176,1°
LL-G	10993,333	2,844	88,70	0,93∠-1,30°	0,00∠0°	0,00∠0°

TABLA #3. 12 Corriente de Cortocircuito y voltajes para máxima generación 13.8 KV

3.4.3 Corriente de Falla en cada barra para mínima carga.

En las siguientes tablas #3.13 y #3.14 se muestran las corrientes de cortocircuito tanto en la barra de 13.8kv así como la barra de 69kv para todos los tipos de falla así como su respectivo voltaje y ángulo en el momento que ocurre una falla en el sistema, para el caso de demanda mínima.

TIPO FALLA			Ángulo	Voltaje Fase A (p.u.)	Voltaje Fase B (p.u.)	Voltaje Fase C (p.u.)
LLL	8290,348	9,908	-79,63	0,00∠0°	0,00∠0°	0,00∠0°
L-G	5654,675	6,760	-81,29	0,00∠0°	1,207∠-132,7°	1,177∠134,1°
LL	7179,654	8,585	-169,55	1,00∠0°	0,50∠180°	0,50∠180°
LL-G	7584,9199	9,065	27,33	1,24∠0,55°	0,00∠0°	0,00∠0°

TABLA #3. 13 Corriente de Cortocircuito y voltajes para mínima generación 69 KV.

TIPO FALL A			Ángulo	Voltaje Fase A (p.u.)	Voltaje Fase B (p.u.)	Voltaje Fase C (p.u.)
LLL	9799,778	2,364	-87,46	0,00∠0°	0,00∠0°	0,00∠0°
L-G	10628,677	2,565	-88,24	0,00∠0°	0,972∠-115,5°	0,94∠115,7°
LL	8486,877	2,048	-177,46	0,999∠-0,26°	0,499∠179,7°	0,499∠179,7°
LL-G	10404,570	2,803	90,84	0,907∠0,84°	0,00∠0°	0,00∠0°

TABLA #3. 14 Corriente de Cortocircuito y voltajes para mínima generación 13.8 KV.

CAPÍTULO 4

4. PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

4.1. INTRODUCCIÓN

Las subestaciones forman parte indispensable de los sistemas eléctricos de potencia pues son centros de transformación de energía que enlazan las líneas eléctricas de alta tensión con las líneas de media tensión o viceversa, dependiendo del tipo de subestación que se esté analizando, ya que una subestación es un conjunto de aparatos de maniobra y circuitos instalados en un lugar determinado que tienen la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica (tensión y corriente).

De ahí la importancia que tiene la protección en la subestación ya que cada elemento sujeto a una falla o cortocircuito y otros tipos de eventos que afectarán a la subestación requerirán de un medio a través del cual sean aislados, por ello se utiliza relés numéricos que detectarán las fallas e iniciaran la operación de los dispositivos de interrupción en los circuitos y aislarán los equipos o aparatos con falla, de manera que se minimice el efecto de la falla y se mantenga la continuidad del servicio en el resto del sistema de ser posible.

4.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

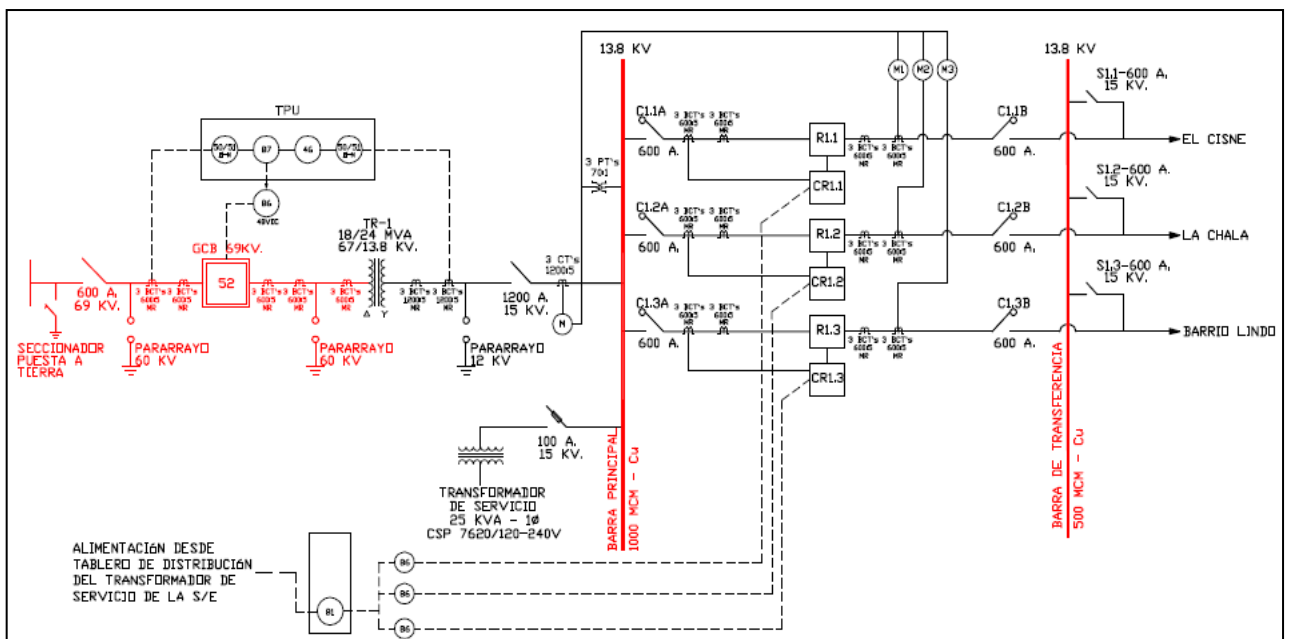


Figura #4. 1 Esquema de protección de la Subestación.

Como se puede observar en la *Figura #4.1*, la protección de la S/E Puerto Liza comprende el relé TPU 2000R que sirve para proteger tanto la red primaria y secundaria del transformador así como el sistema eléctrico aguas arribas del transformador ante una eventual falla del mismo.

Dentro de las características del relé, éste abarca los siguientes tipos de protecciones:

- ❖ Protección diferencial de fase (87T) e instantáneo sin restricción (87H) para dos o tres devanados.
- ❖ Protección contra sobrecorriente de secuencia negativa (46) a tiempo inverso y definido.
- ❖ Protección de sobrecorriente de fase instantáneo y a tiempo inverso (50/51) por devanado.
- ❖ Protección de sobrecorriente de neutro del transformador instantáneo y temporizado (50N/51N)

En caso de operación del relé, este ordena la apertura de los contactos del interruptor en gas SF6 (GCB).

De la barra principal se observa el arranque de las alimentadoras a través de los reconectores marca Cooper modelo VWE los cuales son operados a través de los controladores "Form 6".

La subestación posee un relé de baja frecuencia (81) que al censar un descenso de la misma, ésta ordena operar a los controladores de los reconectores para ir rechazando carga y poder restablecer la frecuencia.

Adicionalmente, dentro del esquema de protección de la subestación, se puede apreciar el uso del dispositivo de protección 86 que es un relé auxiliar con reposición manual o eléctrica, que es activado cuando concurren condiciones anormales y se utiliza para mantener el equipo o dispositivos, conectados a él, fuera de servicio hasta que sea repuesto.

4.3 AJUSTE DE LA PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

4.3.1 Curva de daño del transformador.

El transformador de Puerto Liza fue diseñado y construido bajo la norma ANSI/IEEE C57.12 dentro de la cual se tipifica a este transformador como de categoría III ya que es un transformador trifásico y capacidad mínima 18MVA. En el estándar ANSI/IEEE C37.91 se establece que como curva de daño se puede considerar dos tipos de curva y esta se selecciona en función de la “frecuencia de la falla incidente” (ver *Figura #4.2*).

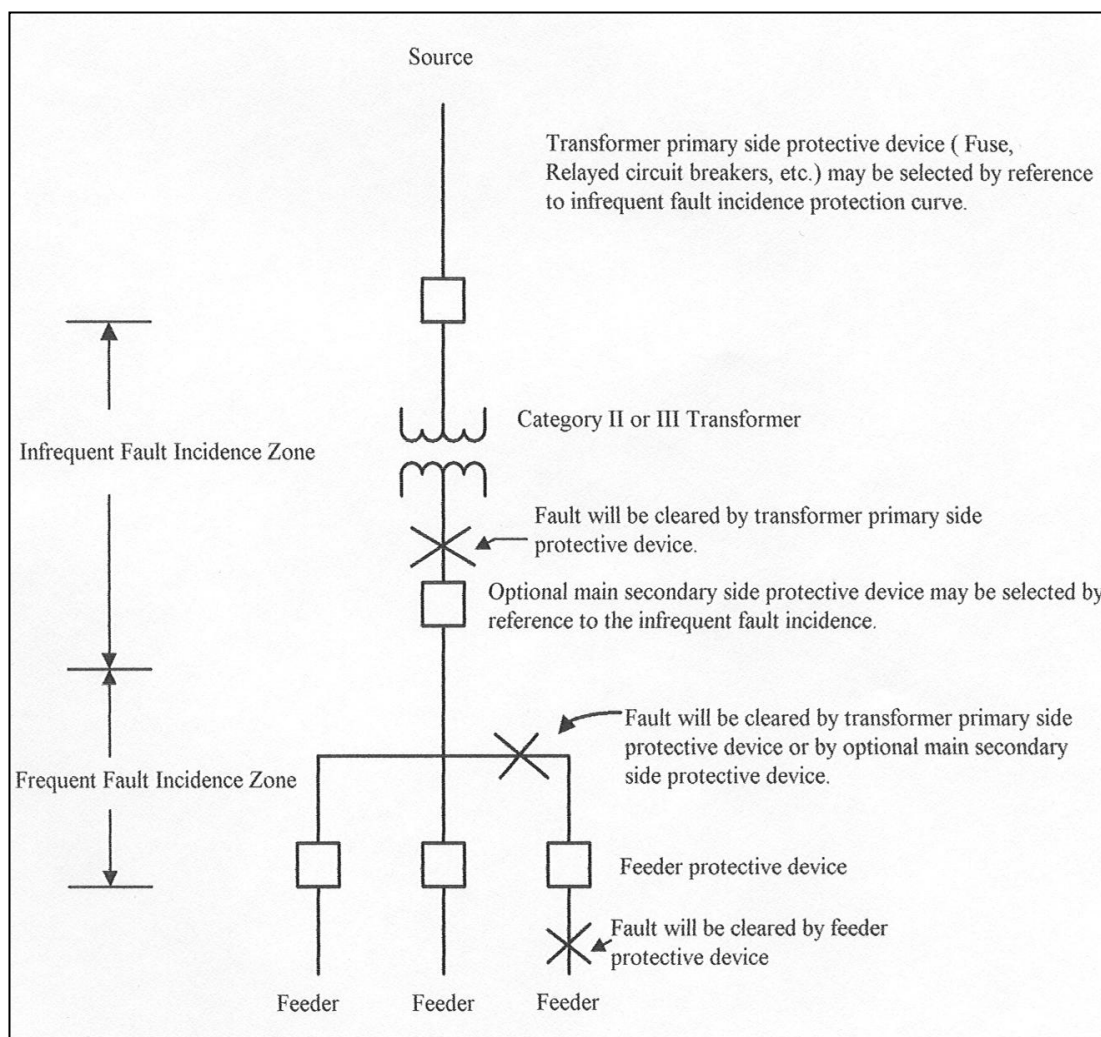


Figura #4. 2 Zonas de incidencia poco frecuentes y frecuente de falla para la Categoría II y Categoría III transformadores. (Fuente: ANSI/IEEE C37.91-2000)

En vista de que no se pudo conseguir el registro de fallas en la S/E Puerto Liza, de la manera que se requeriría tal como se menciona en el estándar, se procederá a considerar el peor de los casos el cual es utilizar la curva de daño del transformador que considera que las fallas ocurren frecuentemente,

entiéndase como esto, fallas que caen en la zona de frecuencias de fallas incidentes y por más de 5 durante el tiempo de utilización del transformador.

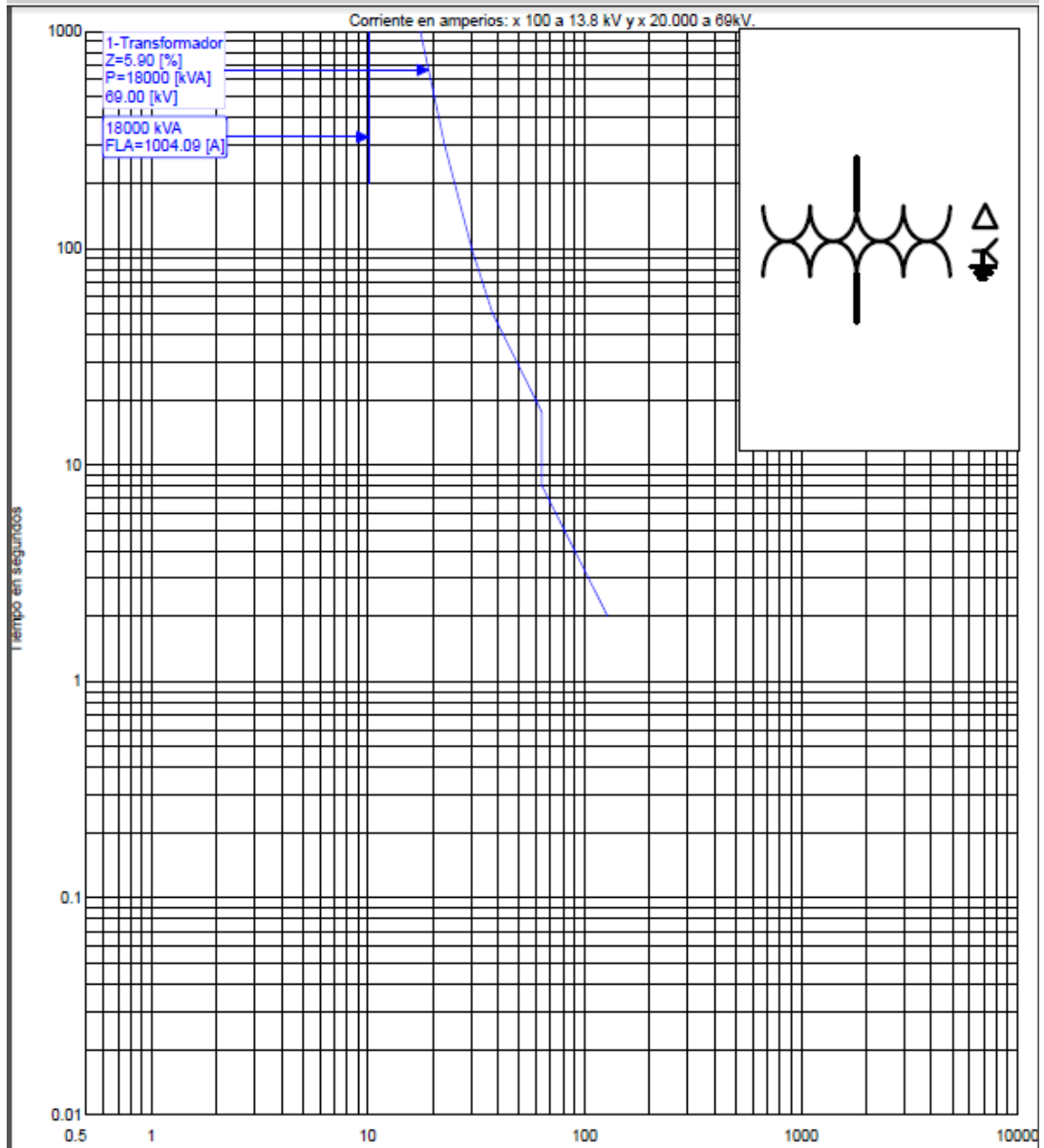


Figura #4. 3 Curva de daño del transformador de la S/E Puerto Liza.

Todas las coordinaciones quedarán a la izquierda de esta curva, para cumplir así el principal objetivo de la protección, que es salvaguardar el transformador.

4.3.2 Equipo de Protección del Transformador.

Como se indicó en la sección 4.2, la protección del transformador se la realiza utilizando el relé TPU 2000R, en esta sección consideraremos las siguientes funciones de protección aplicables al transformador de la subestación:

Protección de fase

- ❖ Protección diferencial
- ❖ Con restricción de armónicos: 87T.
- ❖ Sin restricción de armónicos: 87H.
- ❖ Sobre-corriente temporizada: 51.
- ❖ Sobre-corriente temporizada de secuencia negativa: 46.
- ❖ Sobre-corriente Instantáneo: 50.

Protección de tierra

- ❖ Sobre-corriente temporizada: 51G.

El transformador posee una conexión Dyn1, para lo cual se utiliza las conexiones esquematizadas en la *Figura #4.5* hacia el TPU-2000R.

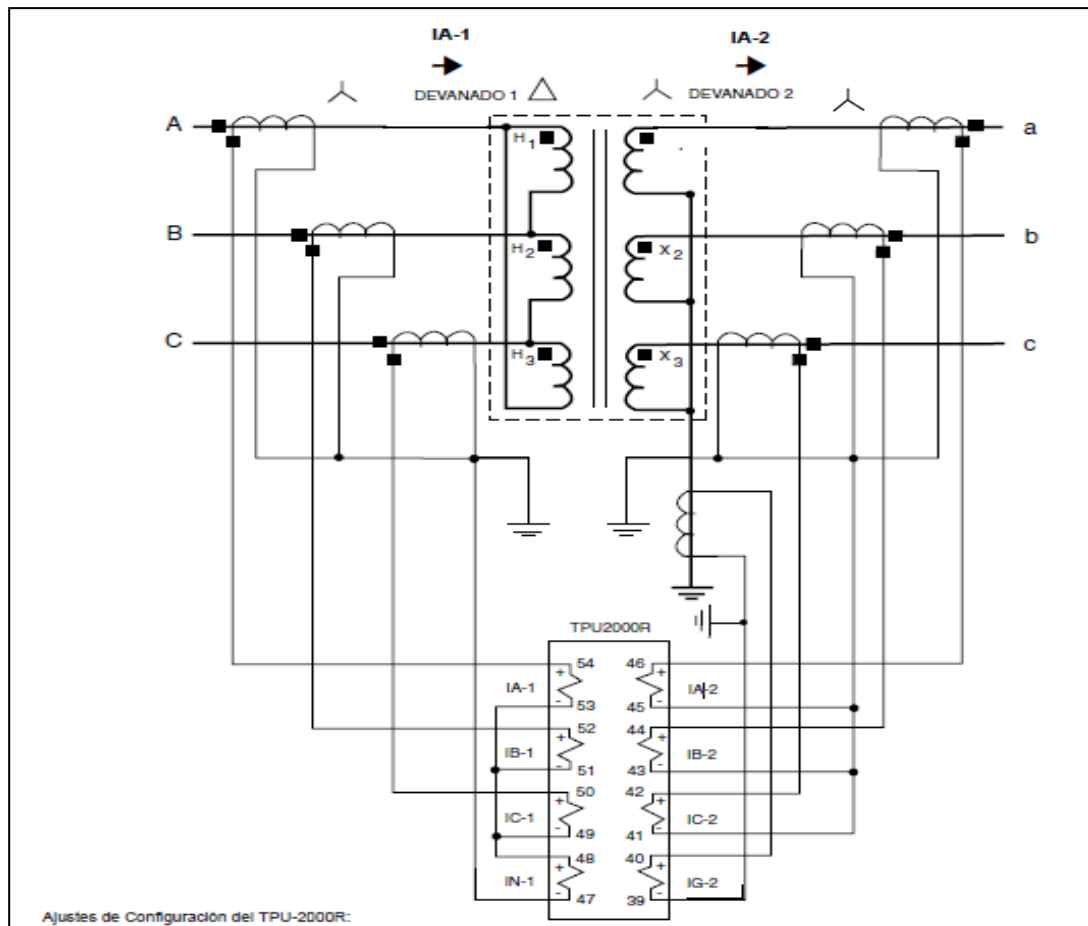


Figura #4. 5 Esquema de conexiones del TPU-2000R

4.3.4 Protección Diferencial 87T.

Parámetros de 87T	Rango	Incremento
Ajustes de tomas diferenciales - Dev. 1 y 2		
TCs de 5-A	2 a 9 A	0,1 A
TCs de 1-A	0,4 a 1,8 A	0,02 A
TCs de 0,1 A (uso c/ TCs Ópticos de ABB)	0,04 a 0,18 A	0,002 A
Ajuste de restricción armónica		
2a. armónica	7,5 a 25% de la frecuencia fundamental	2,5%
5a. armónica	15 a 40% de la frecuencia fundamental	2,5%
Todas las armónicas	15 a 40% de la frecuencia fundamental	2,5%

TABLA #4. 1 Características de la protección diferencial del TPU-2000R.

La función diferencial 87T ofrece protección de fase y tierra de alta velocidad para transformadores de potencia de dos y tres devanados. Permite compatibilizar la relación de TC entre los devanados dos o tres de un transformador de potencia. La función 87T se activa o desactiva; cuando la función está habilitada en la tabla de ajustes, usted puede activar o desactivar remotamente esta función direccionándola a una entrada de contacto programable en la pantalla de Entradas Programables (Programable Inputs) del Programa de comunicaciones Externo. Usando el modo de restricción armónica, se puede seleccionar la restricción para la 2a., 2a. y 5a., o todas las armónicas (2a. hasta 11a.) durante la sobreexcitación y la corriente de inrush en el transformador. La restricción armónica ocurre en un devanado de fase cuando el ajuste de restricción armónica y la corriente de operación son excedidos en dicha fase.

Las corrientes de restricción de los devanados 1, 2 y 3 (si es aplicable) son normalizadas en base por unidad sobre los ajustes de tomas 87T-1, 87T-2 y 87T-3 (si es aplicable), respectivamente. La corriente de restricción es la corriente por unidad de toma que circula a través del devanado de restricción. Esta corriente se deriva de acuerdo a la compensación de ángulo de fase seleccionada y a las conexiones de TC usadas. La corriente de operación es la suma vectorial de las corrientes de restricción por unidad de los devanados 1, 2 y 3 (si es aplicable).

La característica operativa diferencial de porcentaje impide la operación hasta que la corriente diferencial sea mayor que un porcentaje determinado de la corriente pasante. Esta característica soporta los errores de TC, en especial los que resultan de la saturación del TC ante fallas de alta corriente externas a la zona protegida. La característica de porcentaje (la pendiente) es ajustable y permite adaptar la característica operativa para manejar variaciones de carga del conmutador de tomas.

Las curvas de característica diferencial de porcentaje incluyen:

- ❖ una pendiente de % lineal ajustable con una corriente de operación mínima ajustable.
- ❖ una pendiente variable HU 30% con una corriente de operación mínima fija.

- ❖ una pendiente variable HU 35% con una corriente de operación mínima fija.
- ❖ una pendiente variable al 15%, 25% o 40% del valor de toma con una corriente de operación mínima fija con Compensación de Ángulo de Fase.

Curva de Porcentaje Diferencial	Porcentaje de la Pendiente	Incremento de Porcentaje de la Pendiente	Corriente de Operación Mínima	Incremento
Pendiente de % lineal ajustable	15 a 60%	5%	0,2 a 1,0 por unidad de la toma	0,1
Pendiente variable HU 30%	-	-	Fija a 0,3 por unidad de la toma	-
Pendiente variable HU 35%	-	-	Fija a 0,35 por unidad de la toma	-
Pendiente variable al 15%, 25% o 40% del valor de la toma	-	-	Fija a 0,3 por unidad de la toma	-

TABLA #4. 2 Características generales de las curvas de porcentaje diferencial del TPU-2000R.

Por simplificación se escogió la opción de pendiente de porcentaje ajustable. El punto de operación se alcanza cuando la diferencia entre las dos corrientes de restricción, expresada como porcentaje de la menor corriente de restricción, excede el ajuste de la pendiente de porcentaje.

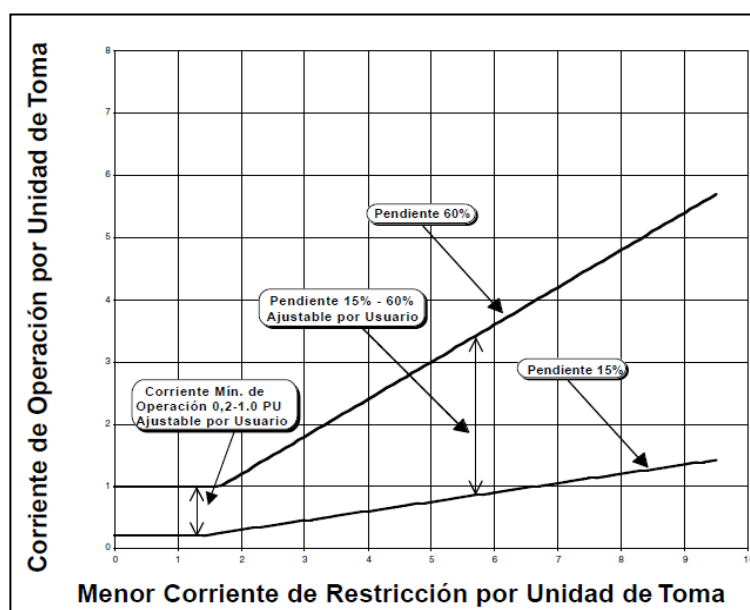


Figura #4. 6 Característica pendiente % ajustable de la protección diferencial del relé TPU-2000R.

4.3.4.1 Ajuste del 87T

El relé TPU-2000R recibe la señal de los transformadores de corriente, que por simplicidad y estandarización, tanto en alta como en baja tensión, están conectados en estrella, tal como se presentó en el esquema de la *Figura #4.5*.

Para efectuar los ajustes del relé bajo la función 87T, procedemos a realizar el siguiente procedimiento:

Paso #1: Definimos el ajuste de Compensación de Fase por el cual las corrientes del devanado 1 (ALTA) se adelantan a las corrientes del devanado 2 (BAJA). Como este transformador posee un grupo de conexión Dyn1, entonces se considera un desfase 30° .

$$\boxed{\text{Compensación de Fase} = 30^\circ}$$

Paso #2: Determinamos las máximas corrientes de carga, I_H e I_L , en el lado de alta y el lado baja tensión del transformador de potencia.

$$I_H = \frac{KVA}{KV_H * \sqrt{3}} = \frac{24000}{69 * \sqrt{3}}$$

$$\boxed{I_H = 200.82[A]}$$

$$I_L = \frac{KVA}{KV_L * \sqrt{3}} = \frac{24000}{13.8 * \sqrt{3}}$$

$$\boxed{I_L = 1004.09[A]}$$

Paso #3: Determinamos las máximas corrientes de falla pasante, I_{HF} e I_{LF} , en ambos lados del transformador. Para esto usamos la información obtenida por el estudio de cortocircuito en el Capítulo 3.

I_{HF} = Corriente de cortocircuito en falla trifásica en máxima generación 69kV

$$I_{HF} = 11572 \text{ A}$$

I_{LF} = Corriente de cortocircuito en falla de línea a tierra en máxima generación 13,8kV

$$I_{LF} = 11170,31 \text{ A}$$

Paso #4: Se escoge la relación de los CT's. En nuestro caso la relación de transformación de los CT's que posee la subestación dentro del esquema de protección quedan establecidos como:

$$\text{Lado de Alta: } 600/5=120$$

$$\text{Lado de Baja: } 1200/5=240$$

Se verifica que las máximas corrientes de falla en el secundario de los CT's no sea superior a 100A, en ese caso tenemos:

$$I_{HFS} = 11572/120 = 96,43 \text{ A}$$

$$\text{Por tanto; } I_{HFS} < 100 \text{ A}$$

$$I_{LFS} = 11200,1/240 = 46,543 \text{ A}$$

$$\text{Por tanto; } I_{LFS} < 100 \text{ A}$$

Paso #5: Se calculan las corrientes de carga, IHS e ILS, en los lados del secundario de los CT's.

$$IHS = 200,82/120$$

$$IHS = 1,6735 \text{ A}$$

$$ILS = 1004,09/240$$

$$ILS = 4,1837 \text{ A}$$

Paso #6: Se calculan las corrientes secundaria del CT bajo régimen de máxima carga del transformador, IHR e ILR, que fluyen a los terminales del TPU-2000R. Como los CT's tienen conexión estrella-estrella, entonces:

$$IHR = IHS = 1,6735 \text{ A}$$

$$ILR = ILS = 4,1837 \text{ A}$$

Paso #7: Se calculan las corrientes aparentes (corrientes de restricción), IHAR e ILAR, compensadas internamente en el relé debido el ángulo de compensación programado por la conexión del transformador de potencia.

$$IHAR = IHR = 1,6735 \text{ A}$$

$$ILAR = ILR * \sqrt{3} = 7,246 \text{ A}$$

Paso #8: Seleccionamos los ajustes del parámetro o tap 87T-1 (TH) para el lado de alta y 87T-2 (TL) para el lado de baja, para ello se redondea IHAR e ILAR redondeando a la décima de amperio inmediata superior considerando que este valor debe estar entre un rango de 2 a 9A (característica del relé) y si los valores del tap requerido caen fuera del rango de tap disponibles, se calcula la relación entre IHAR / ILAR y se definen los taps con la misma relación [4].

En base a ello, para el T_H requeriríamos un valor de 1.7A pero como esta fuera de rango podríamos escoger 2A; ahora para seleccionar el T_L debería ser determinado con la misma relación entre I_{HAR} / I_{LAR} , en este caso tendríamos:

$$\frac{I_{HAR}}{I_{LAR}} = \frac{1.6735}{7.246} = 0.231 = \frac{T_H}{T_L}$$

entonces,

$$T_L = \frac{T_H}{0.231} = \frac{2}{0.231} \approx 8.7$$

Por lo tanto, los taps podrían quedar definidos de la siguiente manera:

$$T_H = 2 \text{ [A]} \qquad T_L = 8.7 \text{ [A]}$$

Procedemos a determinar el porcentaje “mismatch” (M) a través de la siguiente fórmula [3]

$$M = \frac{\frac{I_{HAR}}{I_{LAR}} - \frac{T_H}{T_L}}{S} * 100\%$$

Donde: S es la relación más pequeña de corriente tap en el numerador de la fórmula.

Encontrando los datos en la fórmula, tendríamos:

$$\frac{I_{HAR}}{I_{LAR}} = \frac{1.6735}{7.246} = 0.231$$

$$\frac{T_H}{T_L} = \frac{2}{8.7} = 0.2299$$

Por lo tanto:

$$M = \frac{0.231 - 0.2299}{0.2299} * 100\% = 0.4785\%$$

Este valor nos servirá luego para determinar la pendiente de porcentaje a usar en el ajuste del relé.

Paso #9: Verificamos que las corrientes de falla aparente pasante en los secundarios de los CT's tanto de los lados de alta como de baja del transformador de potencia son menores que 35 veces los ajustes de los parámetros 87T-1 y 87T-2. Esta es una limitación del convertidor analógico-digital del relé según lo indicado en el manual del mismo.

$$35 * T_H = 35 * 2 = 70 \text{ A}^-$$

$$IHFS = 96,43 \text{ A}^-$$

$$35 * T_L = 35 * 8.7 = 304.5 \text{ A}^-$$

$$ILFS = 46,543 * \sqrt{3} = 80,615 \text{ A}^-$$

En este punto se puede observar que la máxima corriente aparente pasante en el relé sólo cumple la condición para el ajuste en el parámetro 87T-2, mientras que para el parámetro 87T-1 no se cumple, esto se puede entender como que el convertidor analógico-digital no tendrá la adecuada precisión para convertir la corriente IHFS en un dato digital. De hecho, esto no significará que el relé no actúe puesto que como el relé trabaja por diferencial, obviamente, en el instante de evidenciarse dicha falla existirá una

diferencia de magnitudes lo cual provocará la operación del mencionado relé y la consecuente apertura del GCB.

Paso #10: Se selecciona el porcentaje de pendiente lineal que se ajustará en el relé para obtener la curva según la *Figura #4.6*, ésta pendiente sirve para evitar que el relé opere debido a desajustes provocados por el error de los transformadores de corriente, porcentaje de regulación del intercambiador de derivaciones del transformador de la subestación y el respectivo “mismatch” entre las corrientes de restricción y el tap ajustado en la protección. En otras palabras, la pendiente representa la suma de todos estos errores.

- ❖ **Error de los transformadores de corriente:** Como se pudo conocer en el Capítulo 1, en la *Figura #1.20*, los transformadores de corriente utilizados en el primario y en el secundario del transformador son clase de precisión C200 y C400, respectivamente. Esta clasificación es definida en la IEEE Std C57.13 [9], para los cuales la precisión se asocia a una carga (burden) y se define como la tensión en voltios que aparece en las terminales del secundario cuando circula por la carga una corriente igual a 20 veces la corriente nominal sin introducir un error mayor del 10%. En otras palabras, el error por la corrección de relación debe ser limitado al 10% para cualquier corriente entre 1 a 20 veces la corriente nominal del secundario del transformador de corriente.

- ❖ **Porcentaje de regulación del intercambiador de derivaciones:** En este caso, nuestro transformador tiene una regulación del +/-10%.
- ❖ **Desajuste (mismatch):** En función de lo que determinamos en el Paso #7, este valor es 0.4785%

Sumando estos valores obtenemos un porcentaje de aproximadamente de 20.5%. Sin embargo, el Std.C37.91 [7], recomienda dejar un margen sobre el valor calculado, por lo que la pendiente se seleccionó en un valor del 30%.

Paso #11: Se procede a seleccionar la mínima corriente de operación, el pickup mínimo del 87T se debe ajustar para evitar la operación de esta función debido a la corriente de excitación del transformador. Ajustes típicos están entre 0.2 a 0.4pu; en nuestro caso seleccionaremos 0.3pu.

Paso #12: Para bloquear el disparo por corriente de inrush, el relé nos permite seleccionar que armónicas deseamos bloquear, ya sea entre la 2da., 5ta o todas las armónicas (desde la 2da hasta la 11ava.) en un porcentaje de la fundamental. En nuestro caso seleccionaremos todas las armónicas y hasta un 15% de la fundamental.

Representando en forma gráfica el ajuste de la función 87T, tenemos la *Figura #4.7*

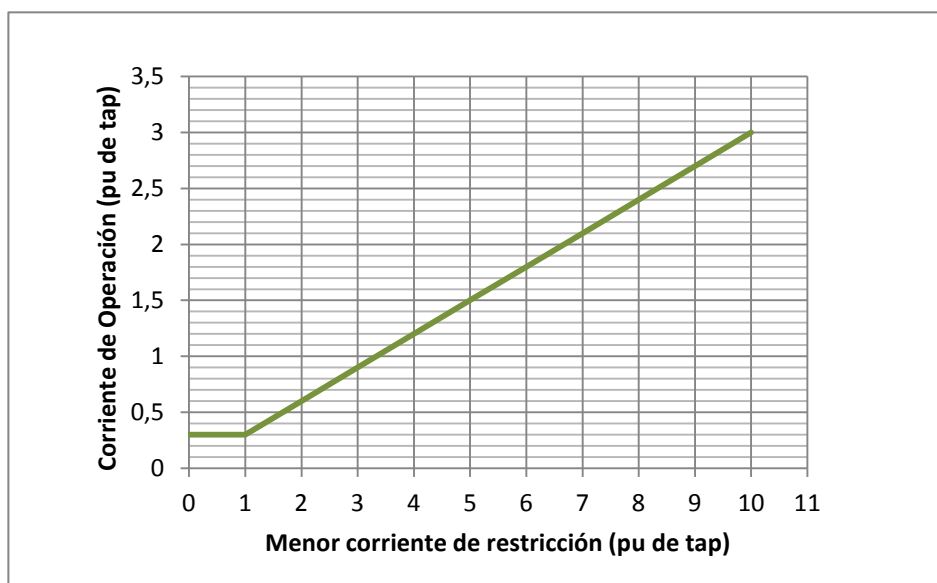


Figura #4. 7 Característica de operación del relé TPU-2000R ajustado.

4.3.5 Protección diferencial 87H.

Función	Rango	Incremento
87H	6 a 20 múltiplos de corriente de operación por unidad	0,1

TABLA #4. 3 Características de la protección diferencial instantánea del TPU-2000R.

La función de protección diferencial de fase instantánea sin restricción es usada para detectar fallas internas en el devanado del transformador con altas corrientes. A diferencia de la función 87T, la función 87H no es bloqueada por restricción de armónica. El valor de operación para esta función debe ser ajustado arriba del primer pico del peor caso para la

corriente de Inrush. Esto previene la mala operación de la función debido a las corrientes de magnetización Inrush durante switcheos del transformador.

4.3.5.1 Ajuste del 87H

Tal y como lo establece la norma ANSI/IEEE para transformadores de 18/24 MVA la corriente de inrush está entre 5 a 7 veces mayor que la corriente nominal, como se muestra en la *Figura #4.8*.

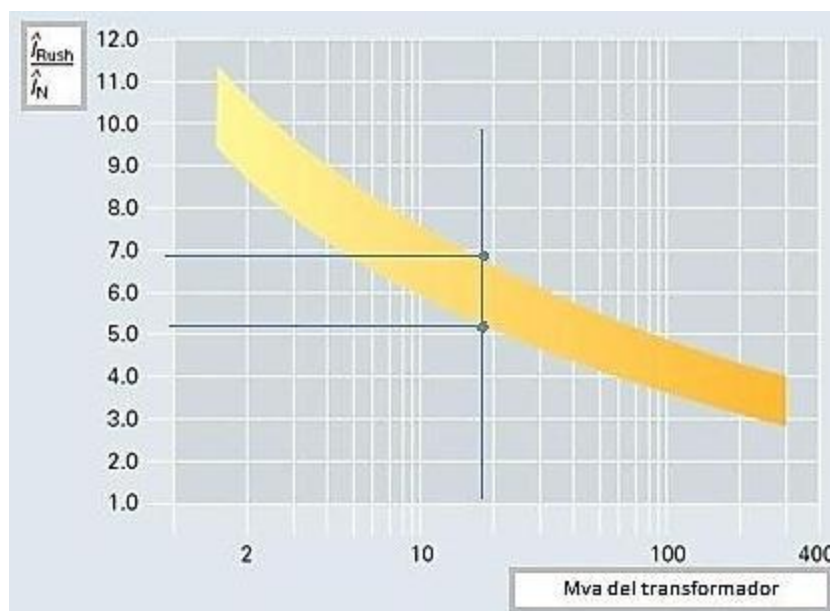


Figura #4. 8 Rango de corriente de inrush del transformador.

La recomendación es usar un rango mayor a este, en nuestro caso consideraremos 8 veces la corriente a capacidad nominal con enfriamiento ONAN del transformador de la subestación [4].

La corriente del relé, del lado 69kV, para enfriamiento ONAN sería:

$$I = \frac{18000}{69 * \sqrt{3} * 120} = 1.26 \text{ A}$$

$$87H = \frac{1.26 * 8}{T_H} = \frac{1.26 * 8}{2}$$

$$87H = 5.0 \text{ pu}$$

4.3.6 Resumen del Ajuste de la protección 87.

En esta sección procederemos a indicar un cuadro de resumen del ajuste del relé en lo que respecta a las funciones de protección 87T y 87H.

RELÉ ABB TPU-2000R	
Transformador	
Marca	ABB
Capacidad ONAN	18 MVA
Capacidad ONAF	24 MVA
Lado de Alta Tensión	
Conexión del transformador	Delta
Corriente nominal en alta	200,82 [A]
Relación de CT	600:5
Conexión secundarios de CT's	Estrella
Corriente en secundario CT	1,6735 [A]
Ajuste del tap 87T-1	2 [A]
Lado de Baja Tensión	
Conexión del transformador	Estrella
Corriente nominal en alta	1004,09 [A]
Relación de CT	1200:5
Conexión secundarios de CT's	Estrella
Corriente en secundario CT	4,1837 [A]
Ajuste del tap 87T-2	8,7 [A]
Parámetros de Error	
Error por regulación de TAP's	10%
Error de los CT's	10%
Mismatch	0,4785%
Ajustes	
Mínima corriente de operación	0,3 [p.u.]
Pendiente	30%
Restricción de armónicas	15%
Bloqueo de armónicas	Todas
Ajuste del 87H	5 [p.u.]

TABLA #4. 4 Resumen de ajuste de la protección 87.

4.3.7 Protecciones de Sobrecorriente.

4.3.7.1 Protección de sobrecorriente de tiempo inverso de fase 51P.

Las funciones 51P-1 (lado de alta) y 51P-2 (lado de baja) protegen al transformador contra las corrientes de nivel de falla. El interruptor es disparado en base a un retardo de tiempo programable al excederse el umbral del ajuste de arranque del 51P. Dependiendo de los requisitos de temporización, se puede programar en el TPU2000R cualquiera de las nueve curvas de tiempo con característica de sobrecorriente temporizada del 51P (*Ver Tabla #4.6*).

Parámetros de 51P-1/51P-2/51P-3	Rango	Incremento
Ajuste de arranque, TC 5 A	1 a 12 A	0,1 A
Ajuste de arranque, TC 1 A	0,2 a 2,4 A	0,02 A
Ajuste de arranque, TC 0,1 A para usarse con TCs Ópticos de ABB	0,02 a 0,24 A	0,002 A

TABLA #4. 5 Características de la función 51P

Curva	Dial de Tiempo/Retardo
Extremadamente Inversa	1,0 a 10
Muy Inversa	1,0 a 10
Inversa	1,0 a 10
Inversa - Tiempo Corto	1,0 a 10
Tiempo Definido	0,0 a 10,0 segundos
Extr. Inversa - Tiempo Largo	1,0 a 10
Muy Inversa - Tiempo Largo	1,0 a 10
Inversa - Tiempo Largo	1,0 a 10
Curva de Reconectador #8	1,0 a 10

TABLA #4. 6 Curvas de sobrecorriente temporizada de la función 51P

Cada una de las curvas indicadas en la *Tabla #4.6* se puede determinar a través de las fórmulas y parámetros indicados en el manual del relé TPU-2000R **anexo 4**.

La ecuación de la curva de sobrecorriente es una curva ANSI definida de acuerdo a los requerimientos de tiempo de operación. Es necesario seleccionar la corriente de ajuste en ambos lados del transformador de corriente.

$$IHS = \frac{KVA}{KV_H * \sqrt{3} * 120} = \frac{24000}{69 * \sqrt{3} * 120}$$

$$IHS = 1.6735 \text{ [A]}$$

$$ILS = \frac{KVA}{KV_L * \sqrt{3} * 240} = \frac{24000}{13.8 * \sqrt{3} * 240}$$

$$ILS = 4.18 \text{ [A]}$$

La corriente de puesta en trabajo se puede ajustar entre 1.25 a 1.5 la corriente nominal como se define en la IEEE Std C37.91 [7] aunque valores un poco más altos pueden ser ajustados, por lo pronto, en nuestro caso consideraremos un valor de 1.25 veces, este valor y la respectiva curva a utilizar deberá ser definido o ajustado en función de la coordinación con las curvas de los reconectores de cada alimentadora. Por lo pronto, se puede considerar 2.1[A] para el 51P-1 (en el lado de alta del transformador) y 5.3[A] para el 51P-2 (en el lado de baja del transformador) en lo que respecta a la corriente de puesta en trabajo, adicionalmente el dial de tiempo (curva

seleccionada) para el 51P-1 y el 51P-2 deberán ser el mismo ya que ambos actúan sobre el mismo interruptor (GCB)

4.3.7.2 Protección de sobrecorriente instantánea de fase 50P.

Los ajustes de puesta en trabajo de la función 50P-1 y 50P-2 de sobrecorriente instantánea de los devanados de alta y baja son MÚLTIPLOS de los ajustes de puesta en trabajo de sobrecorriente temporizada de las funciones 51P-1 y 51P-2, respectivamente. Dependiendo de lo que se requiera, se puede seleccionar cualquiera de las 5 curvas de temporización con característica de sobrecorriente instantánea programadas en el TPU2000R (Ver Tabla #4.8).

Parámetros de 50P-1/50P-2/50P-3	Rango	Incremento
Ajuste de arranque	0,5 a 20 veces	0,1 veces
Curvas:		
Curva Instantánea	Sin retardo	
Curvas Instantánea Inversa, Inversa de Corto Tiempo y Ext. Inv. de Corto Tiempo	1 a 10 dial tiempo	0,1
Curva de Tiempo Definido	0 a 9,99 segundos	0,01 segundos

TABLA #4. 7 Características de la función 50P

Curva	Dial de Tiempo/Retardo
Estándar	Instantáneo
Muy Inversa	1,0 a 10
Tiempo Definido	0 a 9,99 segundos
Inversa - Tiempo Corto	1,0 a 10
Extr. Inversa - Tiempo Corto	1,0 a 10

TABLA #4. 8 Curvas de sobrecorriente instantánea de la función 50P

El ajuste de la puesta en trabajo debe ser más alto que la máxima corriente asimétrica de falla pasante, un ajuste entre el 1.25 a 2.0 veces la corriente de falla máxima suele ser usado norma C37.91 [7]. Por lo pronto, nosotros optaremos el uso del 100% de la corriente máxima de falla, en este caso tendríamos:

$$IHFS = 11572/120 = 96,43 \text{ A}$$

$$ILFS = 11170,31/240 = 46,543 \text{ A}$$

Entonces:

- ❖ Se ajusta el valor de 45.9 veces para el 50P-1.
- ❖ Se ajusta el valor de 8.8 veces para el 50P-2.

En la *Figura #4.9* se puede observar las curvas de coordinación de protecciones de sobrecorriente, cabe recalcar que esta coordinación será ajustada en el Capítulo 5.

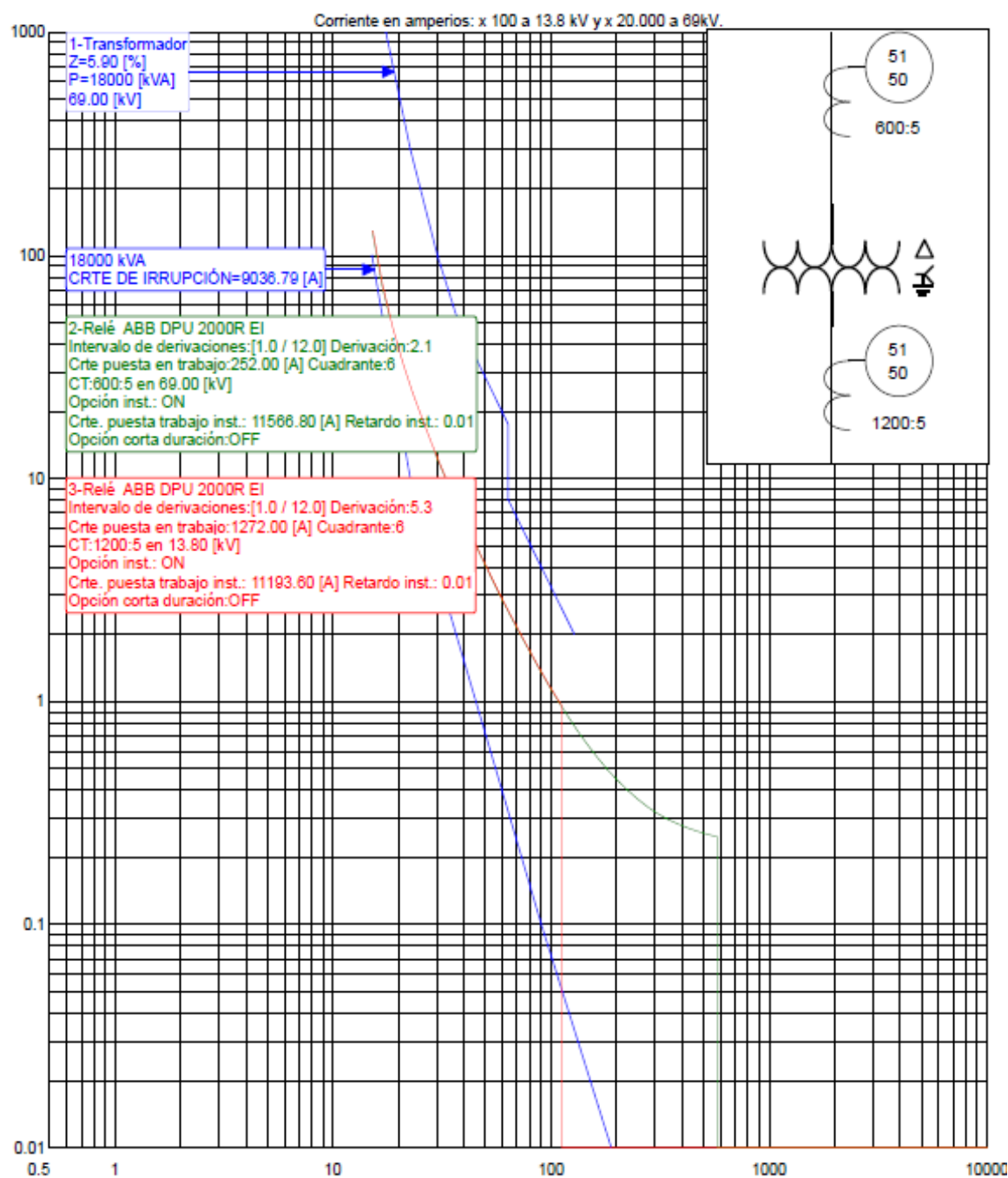


Figura #4. 9 Protección de sobrecorriente del transformador.

4.3.7.3 Protección de sobrecorriente temporizada 51G.

El ajuste del TAP del 51G se lo hace según la norma C37.91 [7] que indica que debe ser 10% de la corriente de plena carga.

El transformador de corriente en el neutro del transformador es de 600:5, el ajuste del 51G-2 se escoge a un valor de 1 [A], mínimo TAP del relé, que equivale a 120 [A] en el neutro del transformador, valor más cercano a lo indicado en la norma. Se escoge una curva extremadamente inversa y TD=1,5 para que su operación sea rápida y que coordine además con la función de tierra del reconectador.

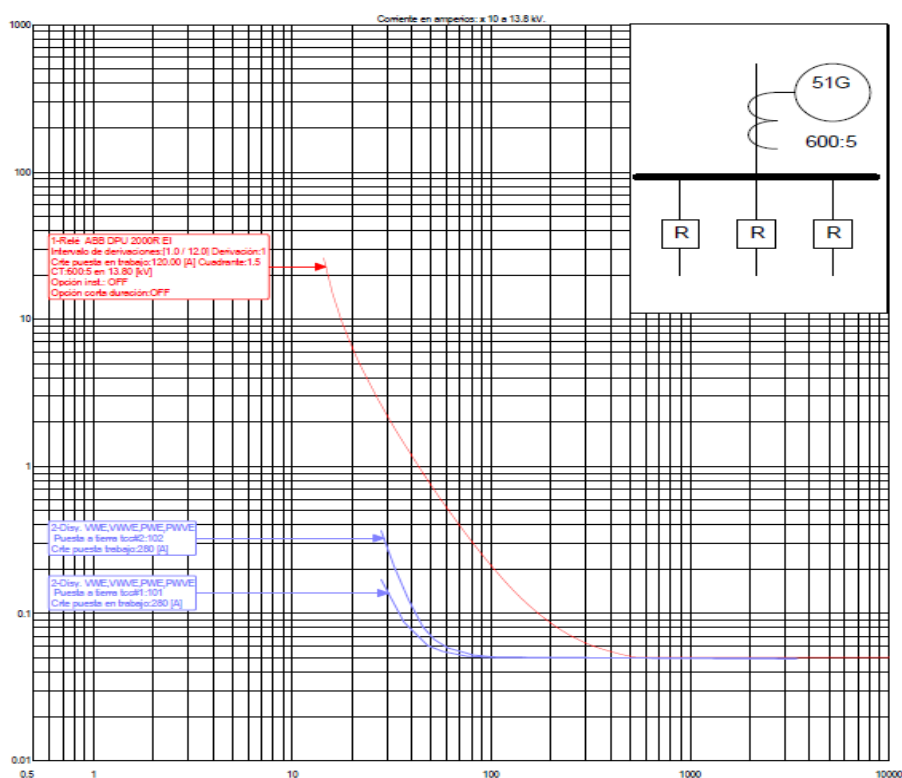


Figura #4. 10 Ajuste de la función 51G-2.

4.3.7.4 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa 46.

La función de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa sirve para protección del transformador contra fallas de fase a fase. Sin embargo, esta protección también detecta desbalances grandes en el sistema de distribución ya que la corriente de secuencia negativa se calcula como:

$$I(-) = \frac{I_a + a^2 I_b + a I_c}{3}$$

El ajuste de esta protección puede hacerse menor que las corrientes de carga pues la corriente de secuencia negativa suele tener un valor pequeño.

La norma C37.91 [7] aconseja tomar un 58% de la corriente máxima de carga porque en las fallas de línea a línea, la corriente de secuencia negativa es el 58% la corriente de la línea.

$$IHS_{(58\%)} = \frac{KVA}{KV_H * \sqrt{3} * 120} * 0.58 = \frac{24000}{69 * \sqrt{3} * 120} * 0.58$$

$$IHS = 0.9706 \text{ [A]}$$

$$ILS_{(58\%)} = \frac{KVA}{KV_L * \sqrt{3} * 240} * 0.58 = \frac{24000}{13.8 * \sqrt{3} * 240} * 0.58$$

$$ILS = 2.4265 \text{ [A]}$$

La corriente de arranque de la protección 46-1 se hace en 1[A] mientras que la protección 46-2 se hace en 2,4[A]. Se escogen las curvas de tiempo del

tipo inversa con un TD=2 para el lado de alta y TD=1,3 para el lado de baja siguiendo el criterio de sensibilidad.

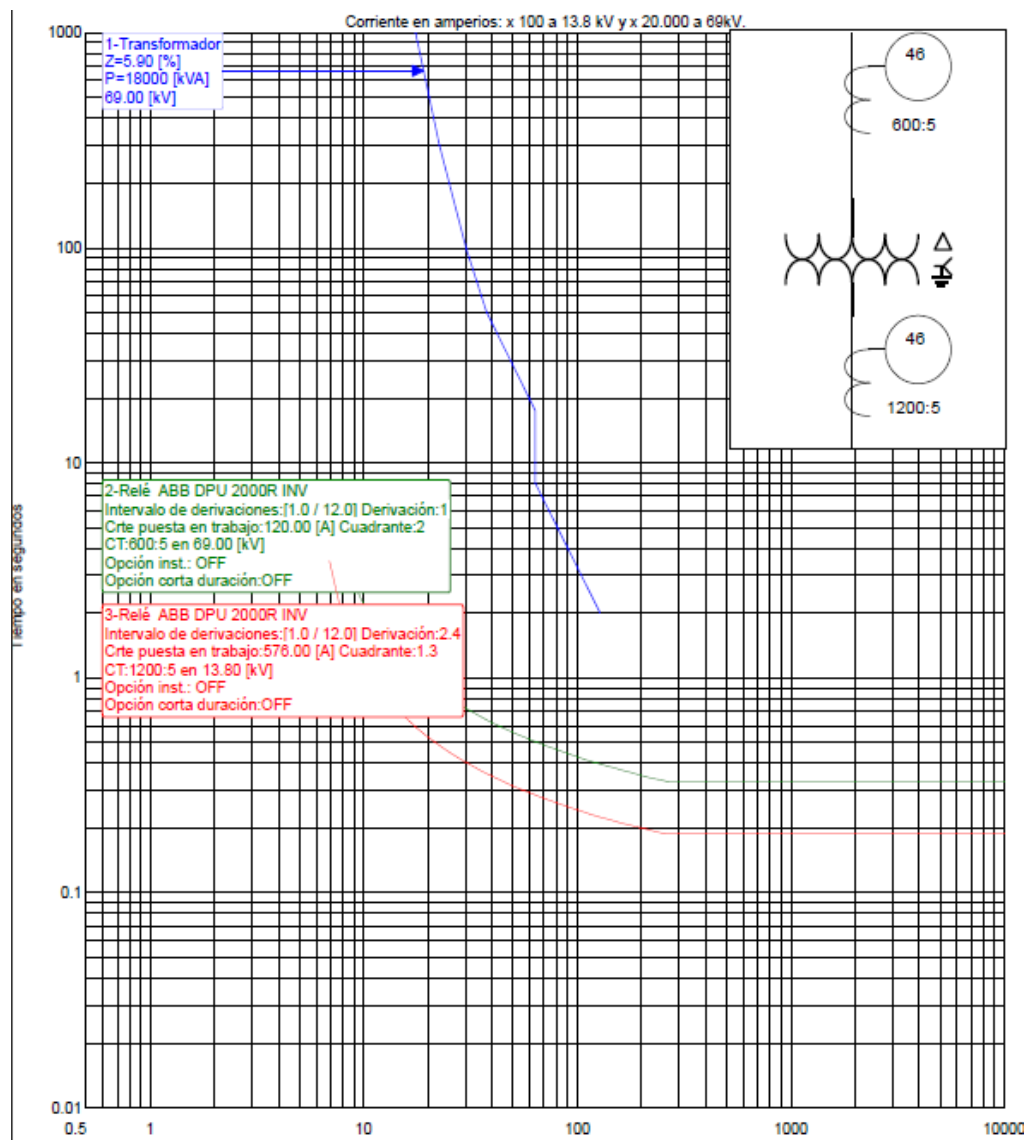


Figura #4. 11 Ajuste de la función 46.

4.4 PROTECCIÓN CONTRA SOBRE Y BAJA FRECUENCIA DE LA SUBESTACIÓN (81).

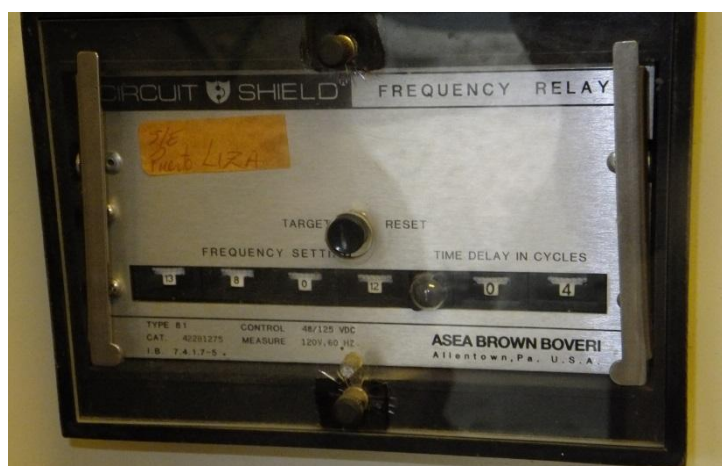


Figura 4. 12 Relé de frecuencia.

El relé de frecuencia es un CIRCUIT SHIELD cuyo número de catálogo es el 422B1275, según el catálogo del mismo [12] este relé posee sólo ajuste para una etapa ya sea de baja frecuencia o de alta frecuencia, como se trata de una subestación de distribución, se ajusta la etapa del relé para una baja frecuencia. El relé opera cuando se observa un tiempo de retardo (TD) en ciclos más 3 ciclos [12] con frecuencia menor que el ajuste.

Según los estándares de la Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil, a nivel de distribución, se permite una variación del $\pm 1\%$ del valor nominal de frecuencia (60Hz), en este caso, tenemos que el ajuste de frecuencia se

realiza a 59.4Hz, el tiempo de operación se lo ajusta a 0,15[s] lo que representa un ajuste de 6 ciclos según el cálculo establecido en el manual del relé [12].

CAPÍTULO 5

5. COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

El sistema de protecciones constituye un elemento clave en el funcionamiento del sistema eléctrico, tiene como objetivo evitar operaciones innecesarias como falsos disparos de interruptores o quema de fusibles.

El estudio de coordinación de protecciones tiene un impacto directo sobre la confiabilidad en sistemas de distribución de energía eléctrica. Los dispositivos de protección se deben coordinar de tal forma que permitan al sistema eliminar una falla antes que dañe o se extienda a los componentes eléctricos del mismo y afectando al menor número de abonados posible.

Para el estudio de la coordinación de las protecciones nos basaremos en el software CYMTCC 4.5 Rev. 13 que nos permite realizar estudios de protecciones contra sobrecorrientes en redes industriales, comerciales y de distribución eléctrica. El software cuenta con una extensa base de datos que contiene muchos dispositivos de protección de diferentes fabricantes.

5.2 PROTECCIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Las líneas de distribución de energía eléctrica cuentan con elementos de protección para sobrecorriente, elementos que tienen como función principal aislar automáticamente una parte de la red de distribución al presentarse una falla o sobrecarga para evitar de esta forma que se pueda originar daño o interfiera con el funcionamiento normal del resto del sistema de distribución.

Para los diferentes ajustes que se realizaron en este capítulo es de vital importancia los valores obtenidos en el estudio de flujo de carga y corto circuito como son las corrientes de fallas tanto máximas y mínimas así como también conocer los valores nominales de corriente de cada alimentadora.

5.2.1 ZONAS DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.

La subestación de Puerto Liza actualmente cuenta solo con 3 alimentadoras que son La Chala, El Cisne y Barrio Lindo. También posee lugar para una cuarta alimentadora para expansiones a futuro.

Las características de las alimentadoras son casi similares debido a que la mayor parte de abonados son de consumo residencial, en el esquema de protecciones del sistema de distribución tanto en la alimentadora la chala como barrio lindo no poseen fusibles en la troncal principal por lo tanto estas troncales están protegidas por su respectivo reconectador, los ramales monofásicos están protegidos por fusibles, posteriormente se hará la respectiva coordinación de estos elementos.

A excepción de las otras alimentadoras, la alimentadora de El Cisne si posee fusibles en la troncal principal tal como se observa en la Fig. #5.1. La coordinación se debe realizar partiendo de aguas abajo, es decir de la carga más lejana, hacia la subestación.

De esta manera, si los dispositivos están correctamente coordinados se garantiza minimizar la salida de servicio de las cargas de ocurrir una falla, en caso de que la falla persista o la protección no opere, el elemento consecutivo debe proveer respaldo, así, se logra un sistema 'dominó' o 'cascada', que tiene como última pieza al transformador, siendo éste el equipo más importante a proteger.

Debido a la dificultad en la obtención de los datos, no se procederá hacer la coordinación hasta el tercer elemento de protección, por tal motivo el estudio de coordinación de las protecciones se lo hará solo hasta el primer elemento de protección es decir una coordinación reconectador-fusible.

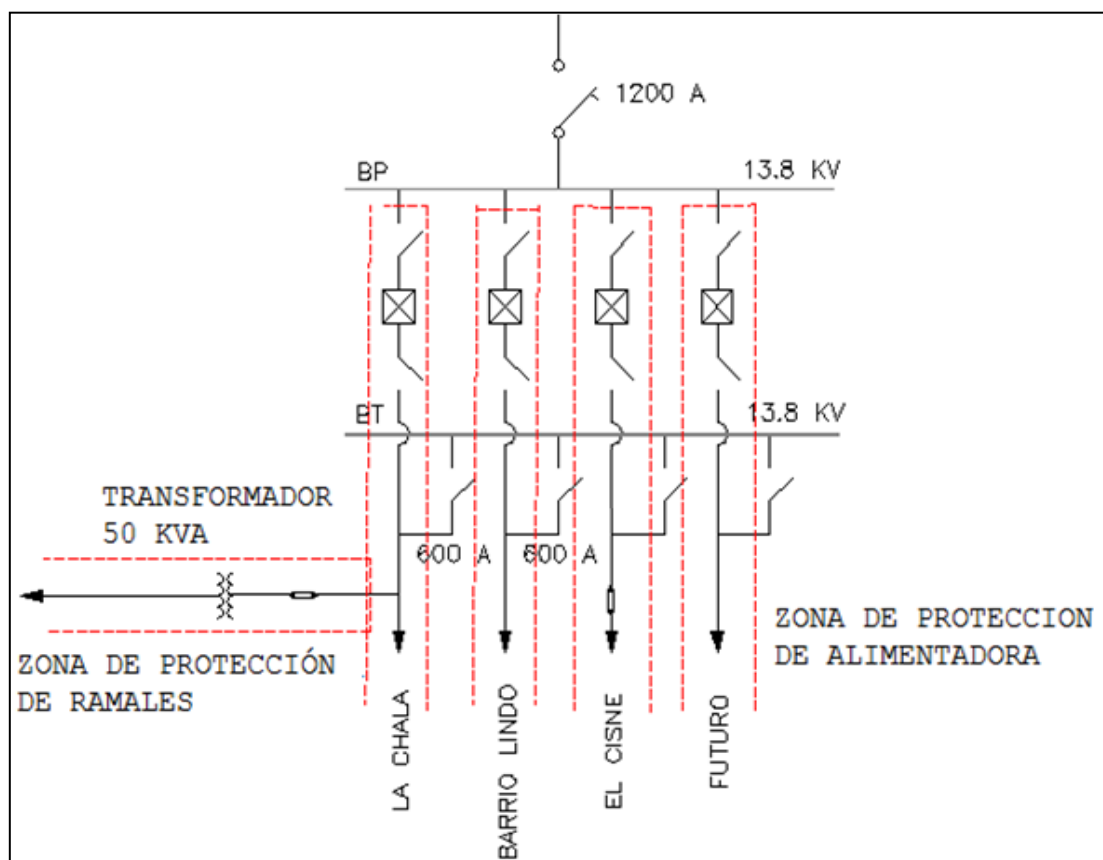


Figura #5. 1 Zonas de protección en sistemas de distribución

5.3 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

5.3.1 Fusible.

El fusible es el medio más sencillo de interrupción automática de corriente en caso de cortocircuito o sobrecargas. La exigencia en la aplicación de los fusibles es que soporten continuamente la corriente nominal y que se fundan en un tiempo máximo de 5 minutos con un 15% de sobrecarga.

Las características de un fusible varían de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a sus disposiciones. El tiempo y la intensidad mínima de

fusión dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga.



Figura #5. 2 Fusible

Se debe tener en cuenta que en condiciones transitorias (inrush de transformadores, corriente de arranque de motores de inducción, etc.) y condiciones permanente de carga de transformadores (con posibles variaciones de hasta 200% de capacidad en los bancos auto enfriados), el transformador no sufre daño y por lo tanto el fusible debe permitir fluctuación con un margen de seguridad.

También se debe considerar la coordinación con otros elementos de protección tal que cumplan con los criterios de selectividad, respaldo, tiempo de operación y simplicidad.

5.3.2 Reconectador

En los sistemas de distribución aérea más del 80 % de fallas son de estado transitorio, es decir, duran unos pocos ciclos hasta unos pocos segundos. A pesar de que estas fallas son transitorias en algunos casos son capaces de

hacer operar fusibles e interruptores automáticos, lo cual en el momento de la reposición del servicio causa demoras las cuales pueden ser bastante prolongadas, debido a estas dificultades es preferible disponer de un dispositivo de protección que desconecte rápidamente antes de que actúen los elementos antes mencionados y que a su vez de forma automática reconecte el sistema si es una falla temporal, este dispositivo es el reconectador automático.

La protección del circuito secundario de la subestación, en el arranque de las líneas de 13.8kV, se la realiza utilizando el controlador COOPER Forma 6 que es un equipo digital orientado para la administración de un reconectador Cooper VWE (control electrónico) cuya corriente continua es de 560[A], su capacidad de interrupción es de 12[kA].



Figura #5. 3 Reconectador COOPER Forma 6 VWE.

5.4 COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La coordinación se debe realizar partiendo de aguas abajo, es decir de la carga más lejana, hacia la subestación. De esta manera, si los dispositivos están correctamente coordinados se garantiza minimizar la salida de servicio de las cargas de ocurrir una falla, en caso de que la falla persista o la protección no opere, el elemento consecutivo debe proveer respaldo, así, se logra un sistema en cascada, que tiene como última pieza al transformador, siendo éste el equipo más importante a proteger.

5.4.1 Criterios Generales de Coordinación.

Los elementos de protección deben cumplir con los siguientes criterios generales de coordinación:

- ❖ **Selectividad:** Cada elemento de protección debe operar en su zona de protección.
- ❖ **Respaldo:** Los elementos dan protección primaria en la zona protegida y protección de respaldo a la zona adyacente.
- ❖ **Tiempo de operación:** El tiempo de operación se ha ajustado para cumplir los criterios de selectividad y respaldo.

- ❖ **Simplicidad:** La protección cumple este criterio, evitando la redundancia de la protección en las zonas protegidas.

5.4.2 Coordinación de Fusibles

El fusible es normalmente usado en la protección de transformadores. Al proteger un transformador, el fusible podrá estar coordinado con los otros fusibles o con los relés de tiempo extremadamente inverso, dado que para una buena coordinación, las curvas tiempo-corriente deben ser similares. En este caso, es necesario trabajar con las curvas características tiempo-corriente tanto para los relés como para los fusibles, con el fin de realizar el proceso de coordinación.

Cuando se trata de coordinar solamente fusible entre sí, se pueden utilizar sus curvas de tiempo-corriente. Sin embargo también se puede trabajar con la tabla #5.1 que sirve para la coordinación de fusibles tipo K. Estas tablas indican el valor máximo de la corriente de falla a la cual coordinan los fusibles respectivos y ellas están basadas en las curvas de máximo tiempo de despeje del fusible local y el 75% de la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible de respaldo; es decir, se exige que el 75% del tiempo mínimo de fusión del fusible del lado fuente (de respaldo o protegido) sea mayor que el tiempo total de aclaramiento del fusible del lado carga (local o de protección).

FUSIBLES DE PRO- TECCION	FUSIBLES PROTEGIDOS (RESPALDO)													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO MAXIMA DE COORDINACION (AMPERES)													
6K	190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
8K		210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
10K			300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
12K				320	710	1050	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
15K					430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
20K						500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200	
25K							660	1350	2200	2800	3900	5800	9200	
30K								850	1700	2800	3900	5800	9200	
40K									1100	2200	3900	5800	9200	
50K										1450	3500	5800	9200	
65K											2400	5800	9200	
80K												4500	9200	
100K												2000	9100	
140K													4000	

TABLA #5. 1 Coordinación entre fusibles tipo K según EEI-NEMA

Debido a que la mayor parte del sistema de distribución están protegidos por fusible en los ramales monofásicos estos fusibles son de valor pequeño y por ende el calibre del fusible va ser muy pequeño y estos quedaran por debajo de la curva rápida del reconectador.

Estos elementos de protección quedaran coordinados entre fusible siempre y cuando el fusible mayor esté por encima de las curvas de los otros fusibles.

Los fusibles más comunes que posee el sistema de distribución de puerto liza son los siguientes:

Para un transformador de 50 KVA.

Por lo tanto seleccionamos un fusible 10 T que tiene una capacidad de corriente nominal de 15 [A].

Para un transformador de 25 KVA.

Por lo tanto seleccionamos un fusible 6 T que tiene una capacidad de corriente nominal de 9[A].

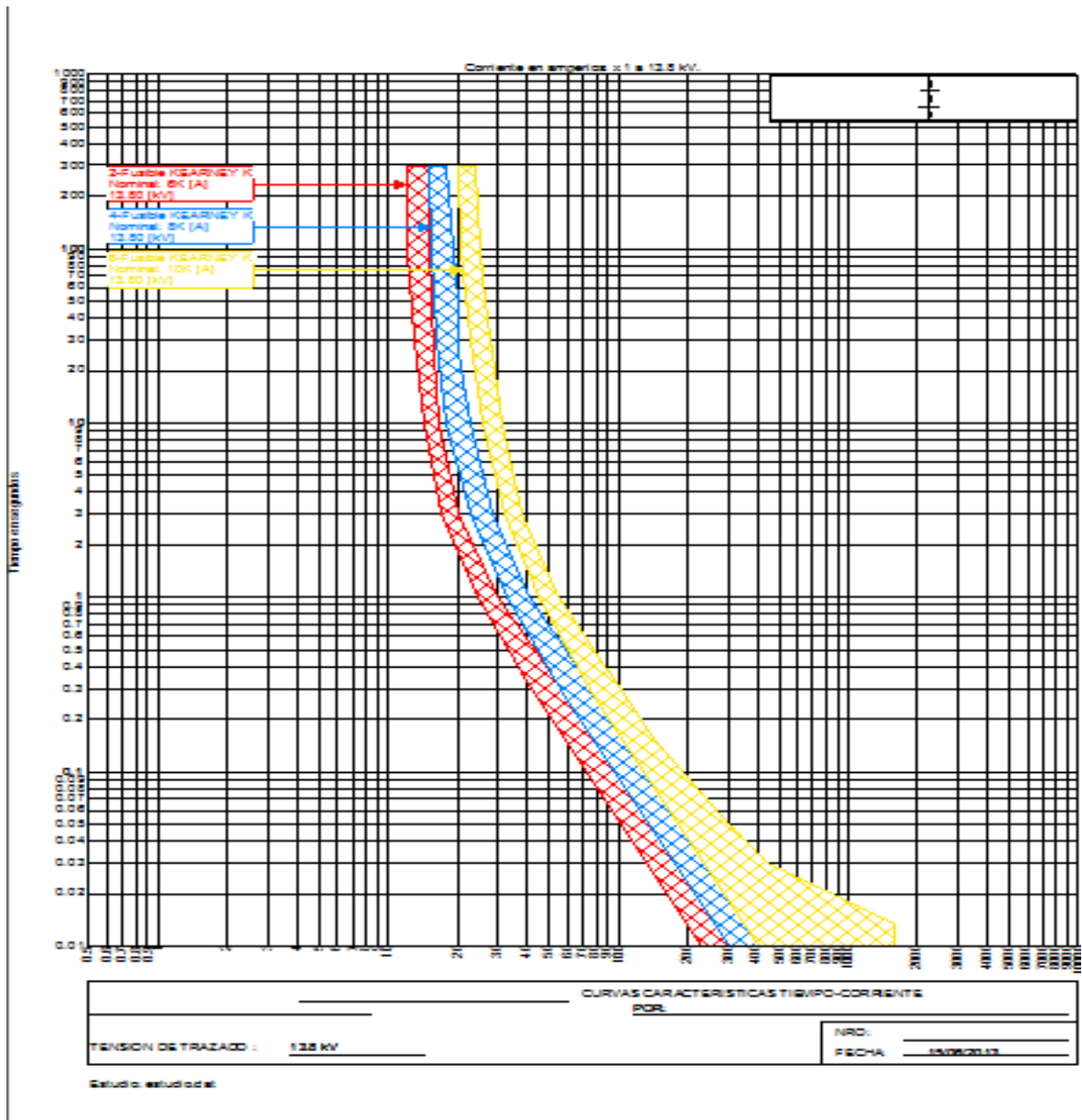


Figura #5. 4 curvas de fusibles tipo K

5.4.3 Criterios de aplicación de los reconectores VWE.

Para una apropiada aplicación de reconectores deben ser considerados los siguientes factores:

- ❖ Voltaje del Sistema.
- ❖ Máxima corriente de falla en el punto de aplicación del reconector.
- ❖ Máxima corriente de carga.
- ❖ Mínima corriente de falla dentro de la zona a ser protegida.
- ❖ Coordinación con otros dispositivos de protección tanto en la fuente como en el lado de la carga del reconector.
- ❖ Detección de falla a tierra.

Conociendo el voltaje del sistema, el reconector deberá tener una clase de voltaje igual o mayor que el voltaje del sistema.

Sabiendo la máxima corriente de falla, la capacidad de interrupción del reconector debe ser mayor o igual que la máxima corriente de falla disponible en el punto de instalación del reconector.

La máxima corriente continua del reconector debería ser seleccionada igual o mayor que la carga prevista del circuito o troncal en el que se ubica el reconector. La mínima corriente de disparo es seleccionada independientemente de la máxima corriente continua del reconector, aunque normalmente no se excede de 2 veces ese valor. Generalmente, en sistemas

de distribución, un valor de corriente de disparo por lo menos es 2 veces la corriente de carga pico esperada.

La mínima corriente de falla que podría ocurrir al final de la línea o zona protegida, debe ser verificada para determinar que el reconectador lo censará e interrumpirá esta corriente.

5.4.3.1 Ajuste del Reconectador.

La EEPG posee un criterio de operación de manera tal que se establezcan medidas de alerta cuando la lectura máxima de una alimentadora sobrepasa los 350 [A], lo mismo que sucede cuando hay sobrecarga en una troncal o cuando se hace traspaso de carga.

La norma C37.91. 2008 [7] indica que la corriente de puesta en trabajo debe estar entre 125 y 200% de la corriente nominal de la alimentadora, por lo tanto el rango correspondiente es de 438[A] a 700[A]. Se escogió la única opción del reconectador dentro de esta banda con un valor de 560 [A], que es la corriente nominal del reconectador, este es un valor que será ajustado en función del estudio que se realice más adelante.

Las curvas seleccionadas son dos rápida y dos lentas, que es lo más usual en utilizar, el tipo de curva será en función de los requerimientos de coordinación, en el Anexo 3 se indican las diferentes curvas pre-establecidas de los reconectores.

Normalmente la sensibilidad de fase de los reconectores detecta corrientes de falla a tierra cuando la corriente total de cualquier fase, es decir carga más falla, excede la corriente de disparo. Sin embargo, en ocasiones la corriente de disparo es relativamente alta y muchas fallas a tierra pueden pasar desapercibidas, más aún, cuando ocurren lejos de la subestación y su magnitud es limitada por la impedancia de la línea, resistencia de arco y resistencia de tierra.

Para garantizar la sensibilidad ante corrientes de falla a tierra de valores bajos se emplea la corriente residual de los CT's, que no es otra cosa que la corriente de secuencia cero, que en caso de cortocircuito, sería la suma de corriente de falla a tierra y de corrientes de desbalance de las alimentadores trifásicas. Muchas empresas emplean una corriente para la función de tierra del 40 al 50% de la corriente de ajuste de fase [5].

Se hará una selección de la pickup del 50% del ajuste de fase, es decir 280[A], garantizando evitar operaciones innecesarias por desbalances o debido a operaciones de elementos aguas abajo (fusible). Para ello se elegirán las curvas 101 y 102.

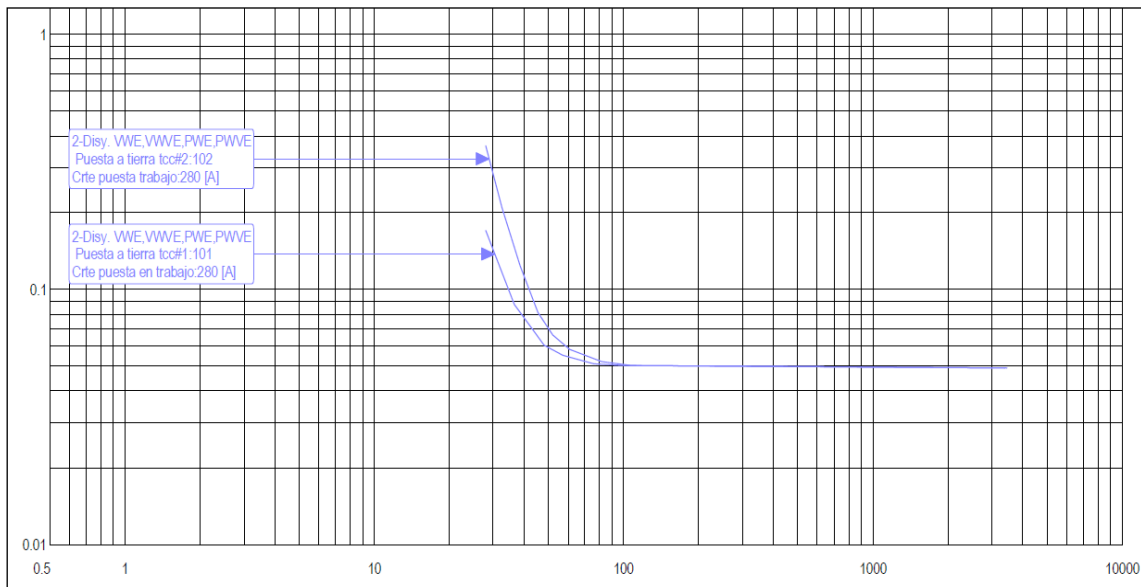


Figura #5. 5 Función de tierra del reconector.

5.4.4 Coordinación entre Reconectores y Fusibles

Se puede distinguir dos casos, reconector –fusible y fusible-reconector. En ambos, se usa el método de trazado de curvas del reconector y del fusible, con el fin de obtener el rango de corrientes de cortocircuito en que existe coordinación.

En el caso de la subestación Puerto Lisa solo existe el caso de la coordinación Reconector-Fusible (lado de la carga)

En este caso el reconector deberá detectar las fallas ocurridas en su zona y también las de la zona del fusible. Por lo tanto, el fusible deberá operar

después de la característica rápida y antes de la lenta del reconectador. Para ello se debe cumplir lo siguiente:

- ❖ Para todo rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo mínimo de fusión debe ser mayor que el tiempo de operación del reconectador en su característica rápida, multiplica por el factor K1, dado por el fabricante, que se indica en la tabla siguiente y su valor depende de la secuencia de operación y del tiempo de la primera reconexión. La intersección de esta curva con la del tiempo mínimo de fusión del fusible determina el punto de corriente máxima de coordinación.

TIEMPO DE RECONEXION (ciclos)	UNA OPERACIÓN RAPIDA		DOS OPERACIONES RAPIDAS	
	PROMEDIO	MAXIMO	PROMEDIO	MAXIMO
25-30	1.3	1.2	2.0	1.80
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	1.5	1.35
120	1.3	1.2	1.5	1.35

TABLA #5. 2 Tiempo de reconexión del reconectador

Los valores de la columna promedio se aplican cuando las curvas rápidas son dibujadas para valores promedio y la columna máxima, cuando la curva rápida se grafica para valores máximos.

- ❖ Para todo rango de corriente de falla de la zona protegida por el fusible, su tiempo máximo de aclaramiento, debe ser menor que el tiempo de operación del reconectador en su característica lenta. Si estas curvas pasan muy cerca, el reconectador puede operar; pero, re cerrara, retornando el servicio al resto del sistema.

ALIMENTADORA “EL CISNE”

Para la coordinación entre reconectador - fusible utilizaremos un fusible de 100K, y se hará la coordinación ya que este fusible se encuentra casi en la mitad de la troncal, la razón de su existencia es debido a que la zona aguas abajo del fusible es una zona muy conflictiva y muy propensa a fallas a lo largo del año. Sus respectivos valores de cortocircuito se encuentran en el Anexo 5.1.

- ❖ La curva rápida corresponde a una 115, con este parámetros aseguramos que la curva rápida del reconectador no opere antes que la curva máxima de fusión del fusible para los casos de corriente de cortocircuito desde el punto de aplicación del fusible en la troncal y aguas abajo del mismo.

- ❖ La curva lenta corresponde a una 164, la elección de esta curva permite mantener una buena coordinación.

En la figura #5.6 se puede observar la coordinación entre fusible y el reconectador de la alimentadora El Cisne.

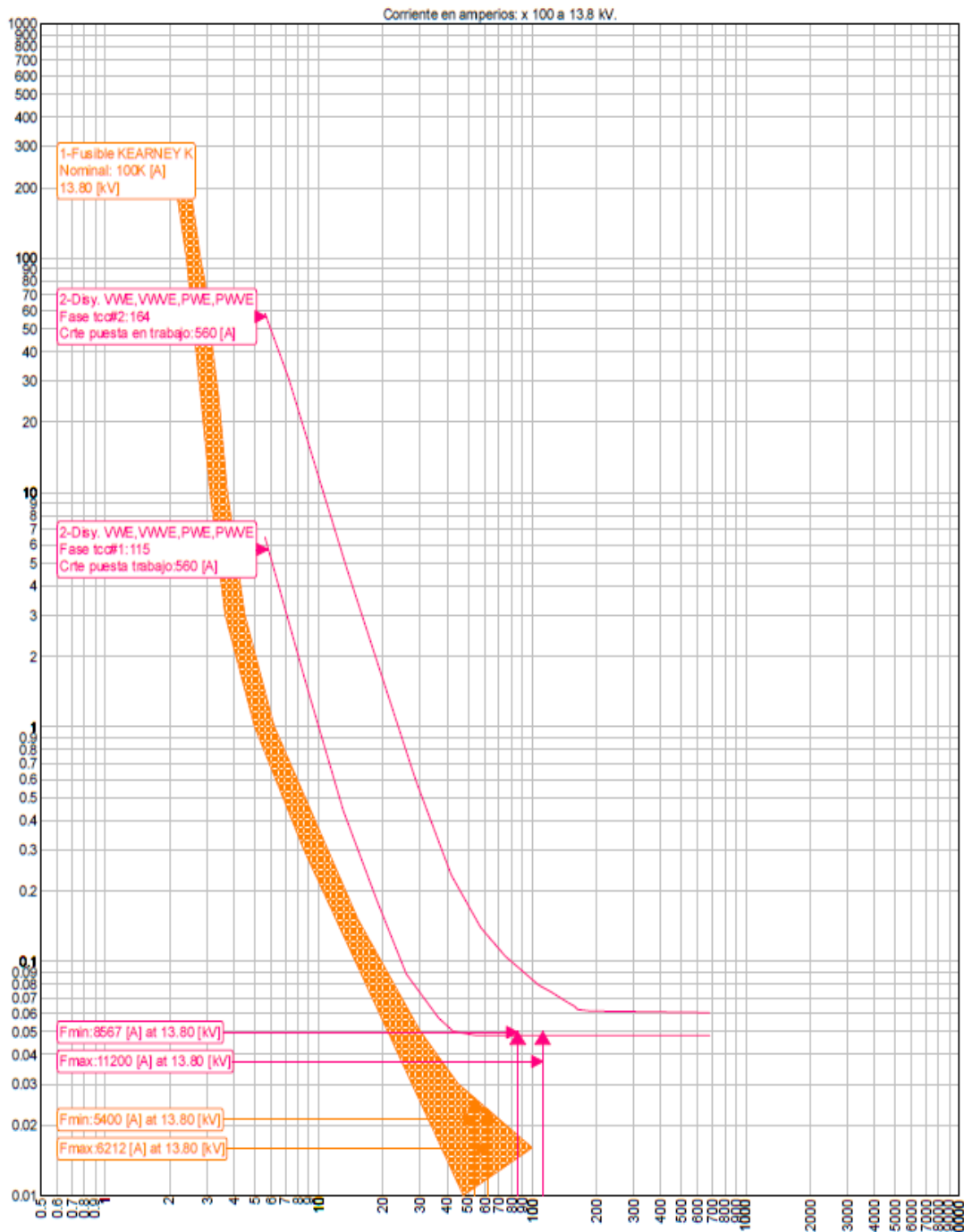


Figura #5. 6 curva de coordinación entre reconectador y fusible.

ALIMENTADORAS “BARRIO Lindo” Y “LA CHALA”

Debido que ambas alimentadoras poseen similar comportamiento y estructura es decir la mayor parte de consumo es de tipo residencial, se hará la coordinación entre reconectador – fusible tomando en cuenta que solo existen fusibles en ramales monofásicos con transformadores hasta 50 KVA.

En la Figura #5.7 se esquematiza los primeros componentes en el arranque de la alimentadora tanto de Barrio lindo como de La Chala. En el Anexo 5.2, 5.3 se indica el cálculo de los cortocircuitos en los puntos indicados en la respectiva figura.

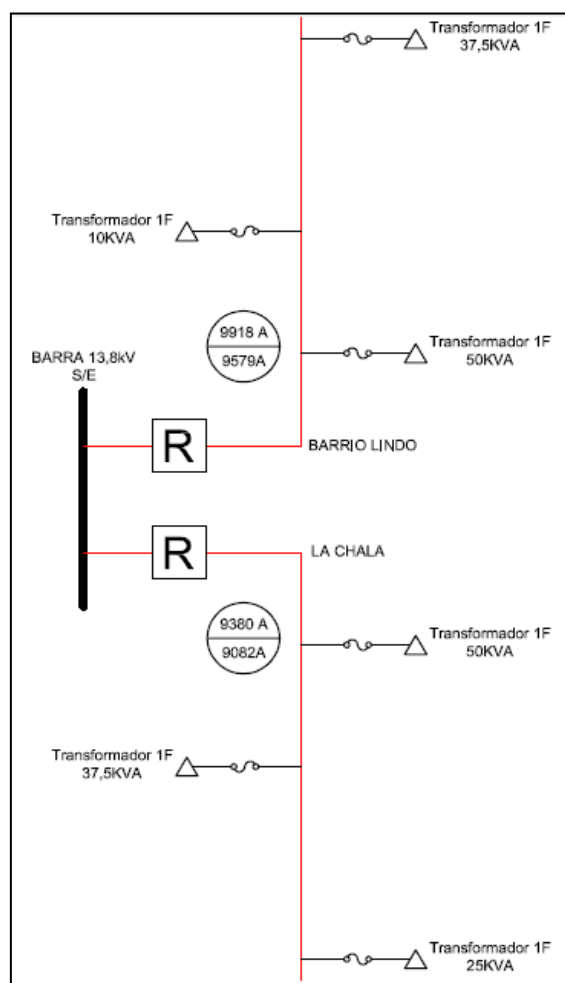


Figura #5. 7 Diagrama de los primeros elementos de protección en Barrio Lindo y La Chala

- ❖ La curva rápida corresponde a una 107, con esto se realiza con el propósito que de interrumpir la corriente de falla y que el tiempo de operación del reconectador sea mayor que el tiempo de fusión del fusible mayor encontrado a lo largo de nuestra alimentadora
- ❖ La curva lenta corresponde a una 132, lo que permite mantener una buena coordinación.

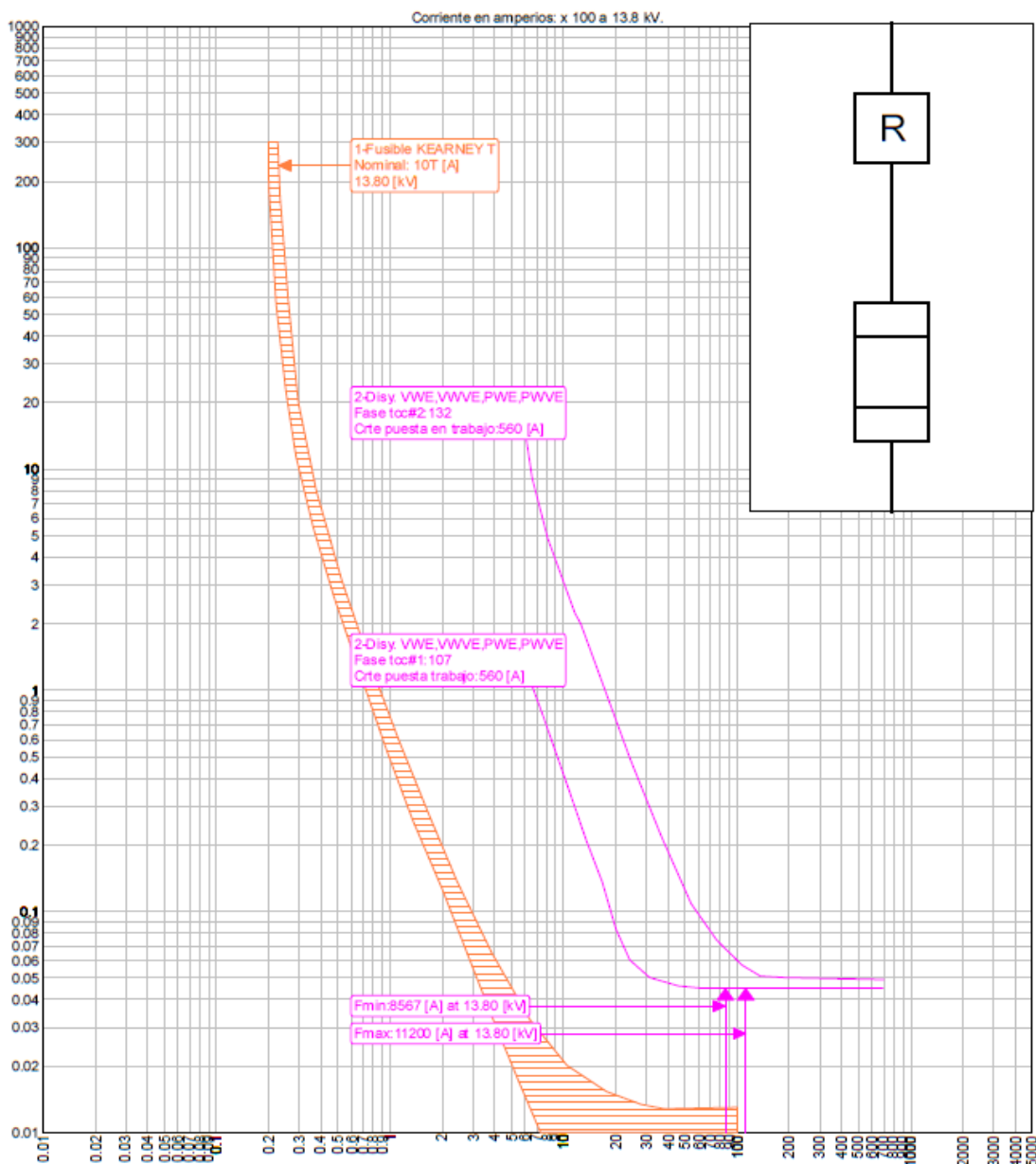


Figura #5. 8 curva de coordinación entre reconectador y fusible.

Como se puede observar en la Figura #5.8 la curva del fusible mayor a lo largo de la alimentadora quedara por debajo de la curva rápida del reconectador, esta característica nos indica que todos los fusibles van a quedar coordinados entre sí, en el caso de haber una falla en una zona de protección de los ramales el primer elemento en operar será el fusible dando selectividad al sistema.

5.5 RESULTADOS DE LA COORDINACIÓN

En la Figura #5.8 se muestran los resultados de la coordinación de las protecciones de fase en la alimentadora El Cisne.

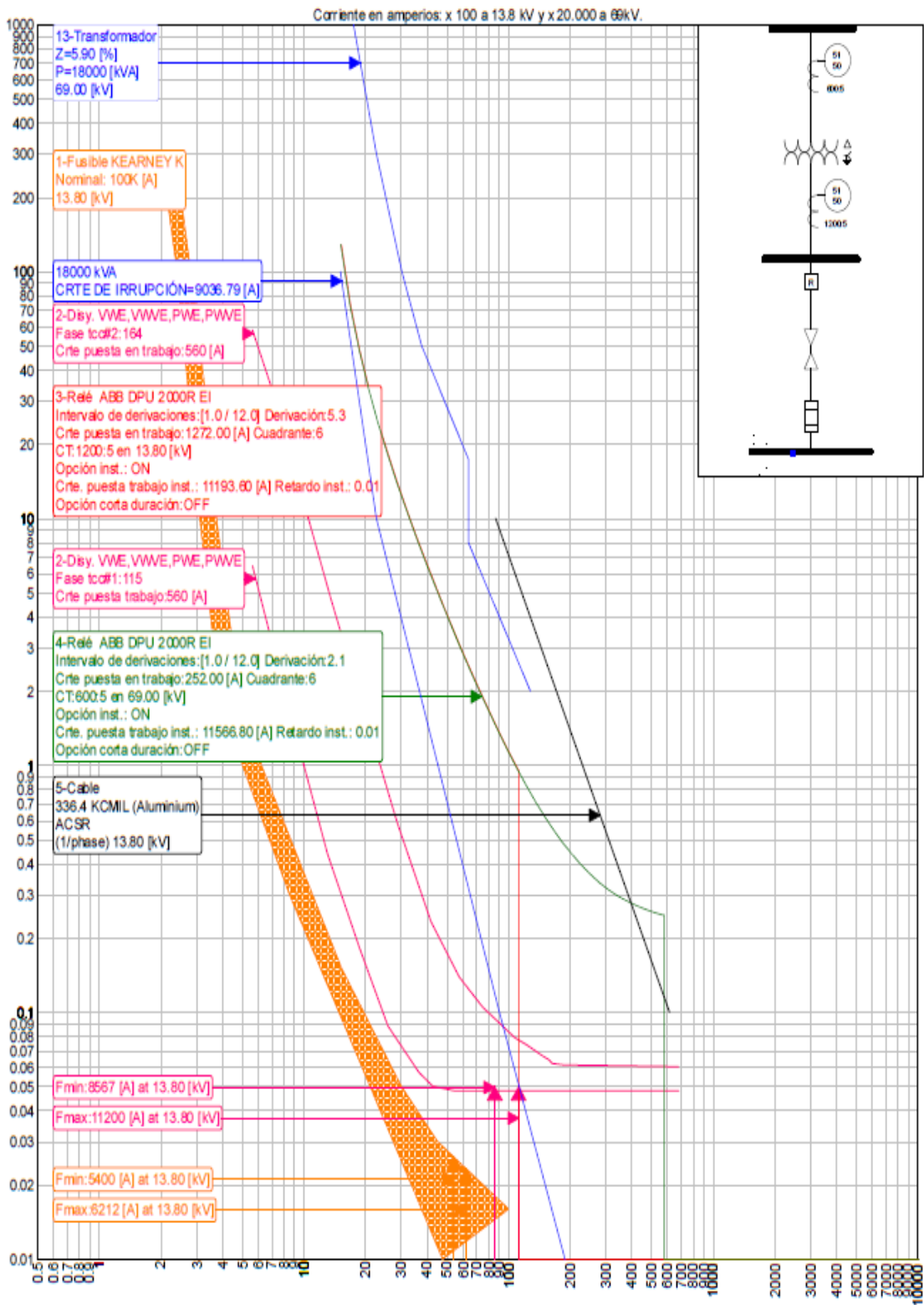


Figura #5. 9 Curva de protecciones en alimentadora El Cisne.

Se puede observar que para cualquier falla en uno de los ramales o transformadores, primero operan los respectivos fusibles, así, la sección fuera de servicio, debido a una contingencia, es la menor posible.

El reconectador opera para fallas que ocurren en la zona entre el grupo de fusibles que están en la mitad de la troncal y hasta la posición del arranque de la alimentadora o como respaldo de algún fusible de menor capacidad.

De igual forma, para cualquier corriente de falla a lo largo de la troncal de la alimentadora, tanto la curva rápida como lenta se encuentra por debajo de la curva de daño del conductor de la troncal preservando la integridad del mismo y obviamente el transformador.

La curva de la función 51 del relé aplicado en el secundario del transformador está por debajo de su respectiva curva de daño térmico; en cambio, la curva de la función 51 del relé aplicado en el primario del transformador está por encima de la curva de energización estándar del transformador, las dos curvas coinciden en tiempo de operación puesto que ambos actúan sobre el mismo elemento de desconexión.

En la Figura #5.10, debido a las características similares de la alimentadora La Chala y Barrio Lindo se puede realizar una sola curva de coordinación de las protecciones para las dos alimentadoras.

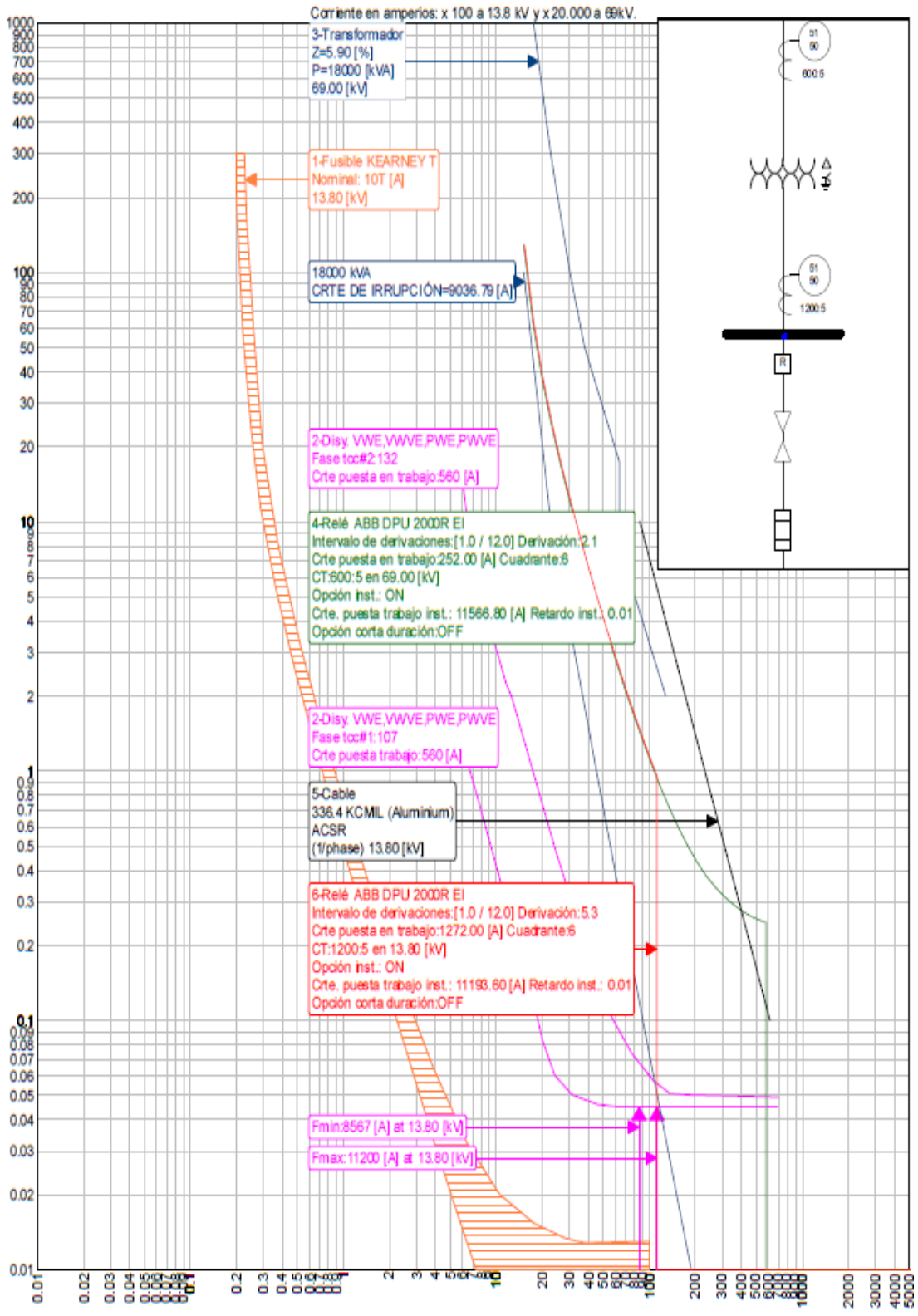


Figura #5. 10 Curva de protecciones en alimentadora Barrio Lindo y La Chala.

En este caso observamos que se usa fusibles tipo T de operación lenta para que actúen dentro del rango de corrientes de cortocircuito establecidos en la Figura #5.6 para los elementos de protección que están más cerca de la subestación, coincidentemente estos fusibles protegen a transformadores con la mayor capacidad a lo largo de ambas alimentadoras.

Al igual que en el caso anterior, se observa que para cualquier falla en uno de los ramales o transformadores, primero operan los respectivos fusibles, así, la sección fuera de servicio, debido a una contingencia, queda confinada a la menor posible.

La protección del reconectador es provista en todas sus operaciones por debajo de la curva de daño del conductor de la troncal.

Se mantiene la condición establecida para la función 51 del relé de protección electrónico de la subestación.

En cuanto a las protecciones instantáneas (50) del relé, estas operan para las corrientes máximas de falla en el lado de 13,8kV como de 69kV, todo en función del lado en donde se aplica la respectiva protección.

5.6. RESUMEN DE AJUSTES

Tipo	KV LL	I nominal	CT CT	CT FAC	FAC	I aj. sec	I aj. prim	Tipo Curva	TD
87-T	-	200,82 1004,1	600/5 1200/5	120 240	1 1,7	2 8,7	252 2184	INST	-
87-H	-	151,2	600/5	120	8	10,1	1206	-	-
51-P-1	69	200,82	600/5	120	1,3	2,1	264	E.I.	6
51-P-2	13,8	1004,1	1200/5	240	1,3	5,3	1296	E.I.	6
50-P-1	69	200,82	600/5	120	1	96,4	2851	INST	-
50-P-2	13,8	1004,1	1200/5	240	1	46,7	13867	INST	-
51-G-2	13,8	120	600/5	120	0,1	1	120	E.I.	1,5
46-1	69	200,82	600/5	120	0,6	1	120	INV	2
46-2	13,8	1004,1	1200/5	240	0,6	2,4	576	INV	1,3
REC-Barrio Lindo-R	13,8	350	1000/5	200	1	2,8	560	107	1
REC-Barrio Lindo-L	13,8	350	1000/5	200	1	2,8	560	132	1
REC-La Chala-R	13,8	350	1000/5	200	1	2,8	560	107	1
REC-La Chala-L	13,8	350	1000/5	200	1	2,8	560	132	1
REC-EI Cisne-R	13,8	350	1000/6	200	1	2,8	560	115	1
REC-EI Cisne-L	13,8	350	1000/7	200	1	2,8	560	164	1

TABLA #5. 3 Resumen de ajuste

CONCLUSIONES

1. Se pudo concluir por medio del análisis del Flujo de Carga que los voltajes en las barras no exceden los valores preestablecidos por los criterios adoptados para este estudio.
2. Otro criterio que se puede observar del Flujo de Carga es que los cables no están trabajando en sobrecarga bajo la condición de demanda máxima.
3. El transformador de fuerza de la Subestación Puerto Liza está cargado en 86% de su capacidad y no supera el límite permitido de su capacidad ONAN.
4. El mayor consumo que presentaron las alimentadoras de la subestación Puerto Liza es 20.28962 MW siendo la alimentadora La Chala la que mayor demanda presento con 8.45462 MW.

5. En general el estudio del Flujo de Carga nos permitió verificar que la Subestación Puerto Liza está funcionando bajo los requerimientos y criterios establecidos en el presente estudio.
6. La corriente de falla trifásica de 11570[A] en el lado del primario es bastante elevada en comparación con la de las otras subestaciones tomadas como referencia. El principal motivo es que la Subestación **Puerto Liza** es alimentado a través de la línea de subtransmisión Chambers, cuya distancia de la planta de Generación Álvaro Tinajero a la Subestación Puerto Liza es de aproximadamente a 5km causando que la impedancia que amortigua la falla sea un valor bajo.
7. Se ha determinado a través del estudio de Corto Circuito los valores máximos y mínimos, tanto en el lado de 69 KV así como en el lado de 13.8 KV, los cuales son de vital importancia para coordinar los diferentes equipos del sistema de protección así como el ajuste de cada uno de los elementos de la subestación Puerto Liza.
8. Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los estándares de la IEEE aplicables para el cálculo de falla. Standard IEEE Std C37.010-1979, IEEE Std C37.5-1979, IEEE Std 141-1993, IEEE Std 241-1990, and IEEE Std 242-1986.

- 9.** Las fallas trifásicas, línea a línea, línea a tierra y dos líneas a tierra fueron aplicadas a cada barra de la Subestación, los resultados se muestran en el Anexo 3.

RECOMENDACIONES

1. Se recomienda realizar un adecuado estudio de rechazo de carga por baja frecuencia para el ajuste de la función 81, puesto que esta protección una vez que es llamada a actuar desconecta todas las alimentadoras.
2. Como se observó en el capítulo 4, según el manual del relé ABB, se debe analizar qué medidas tomar para el problema que presenta el convertidor analógico digital para el caso de falla máxima dentro de la zona de actuación de la función diferencial.
3. Analizar la probabilidad de reemplazar el grupo de fusibles ubicados aproximadamente a mitad de la troncal "El cisne por un intellirupter el cual resultará ser una mejor opción para evitar cortes prolongados de energía.

4. La EEPG debería hacer un levantamiento exhaustivo de los elementos de protección ubicados en los diferentes puntos de las alimentadoras.

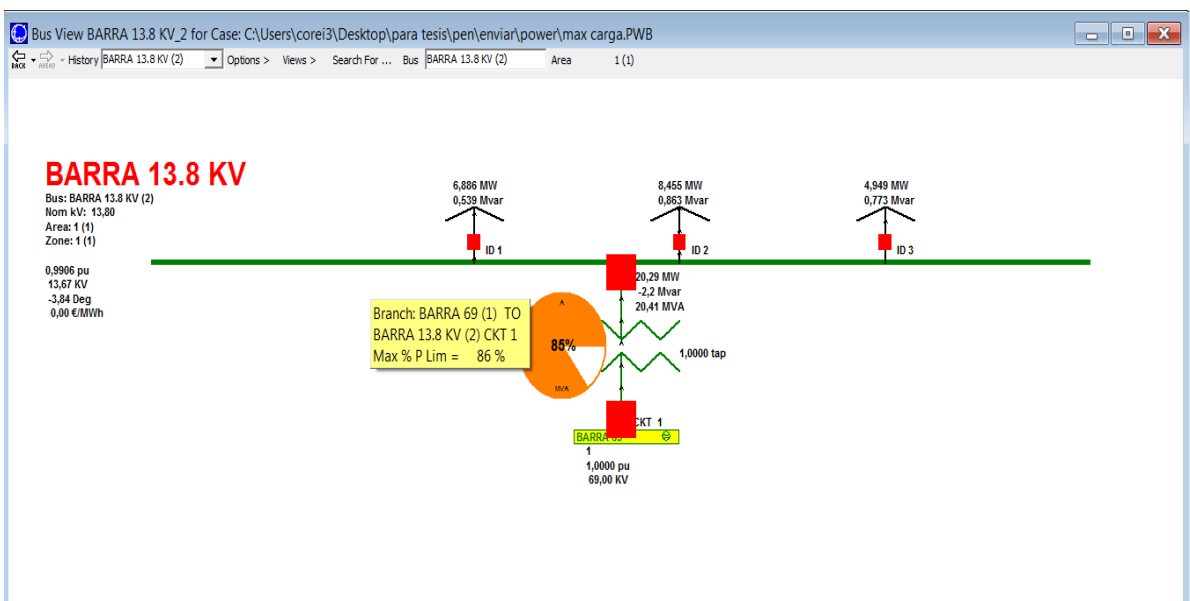
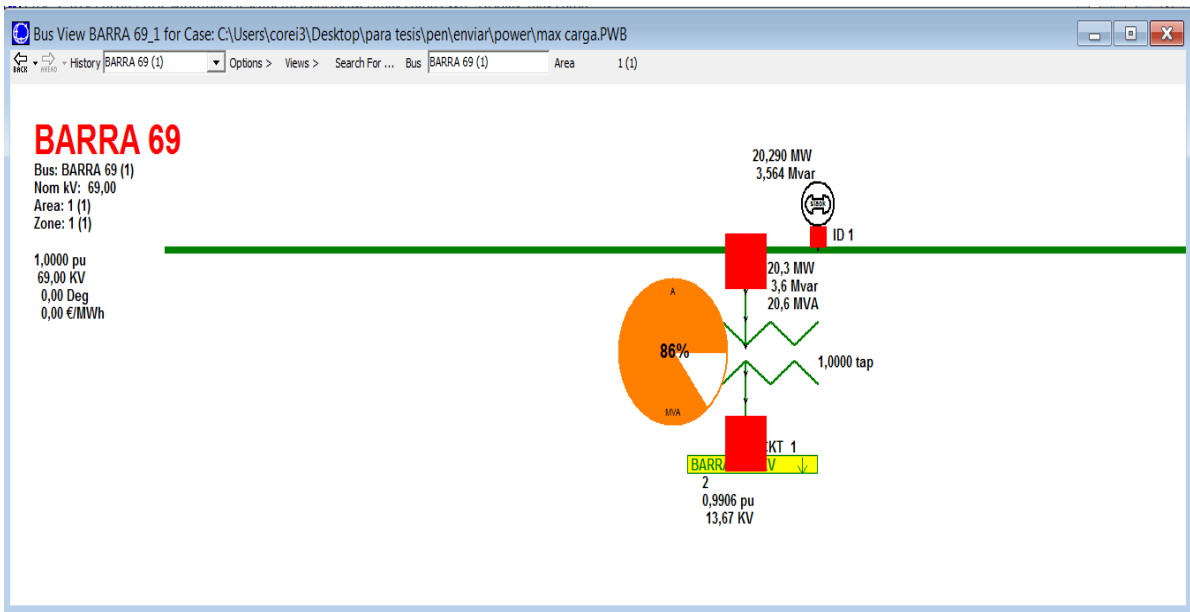
5. Se recomienda el uso de fusibles de protección de actuación lenta, por ejemplo tipo T, en los ramales más cercanos a la subestación para que puedan coordinar de mejor manera con los otros fusibles aguas debajo de la subestación.

ANEXOS

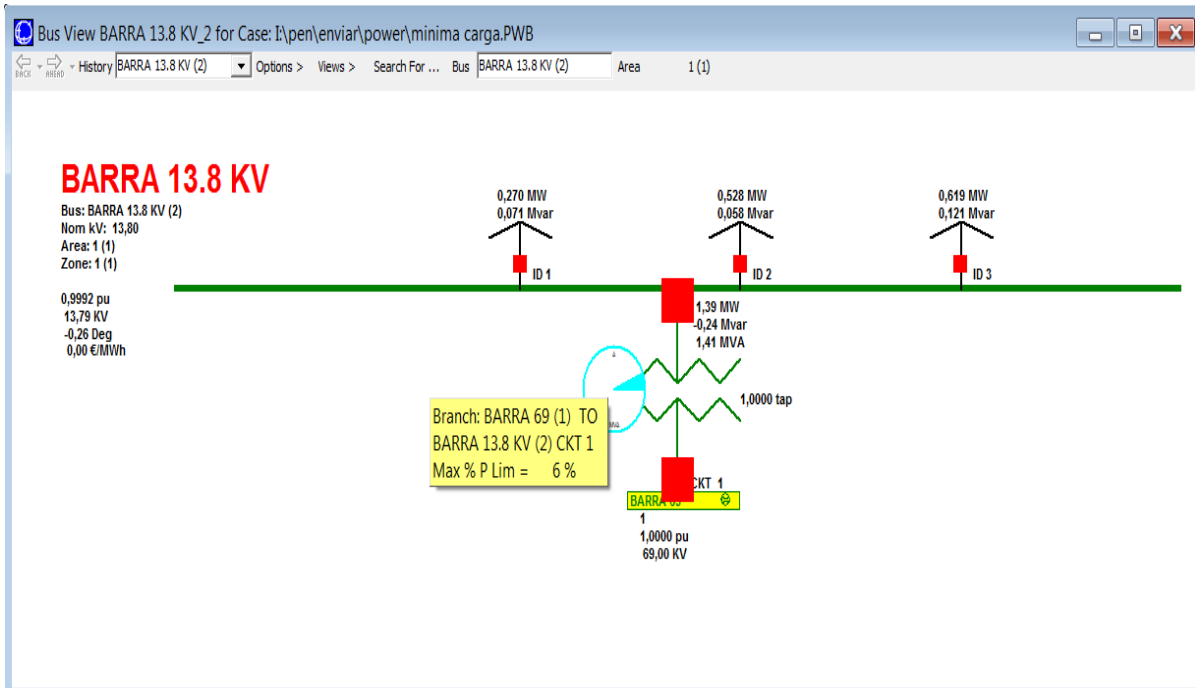
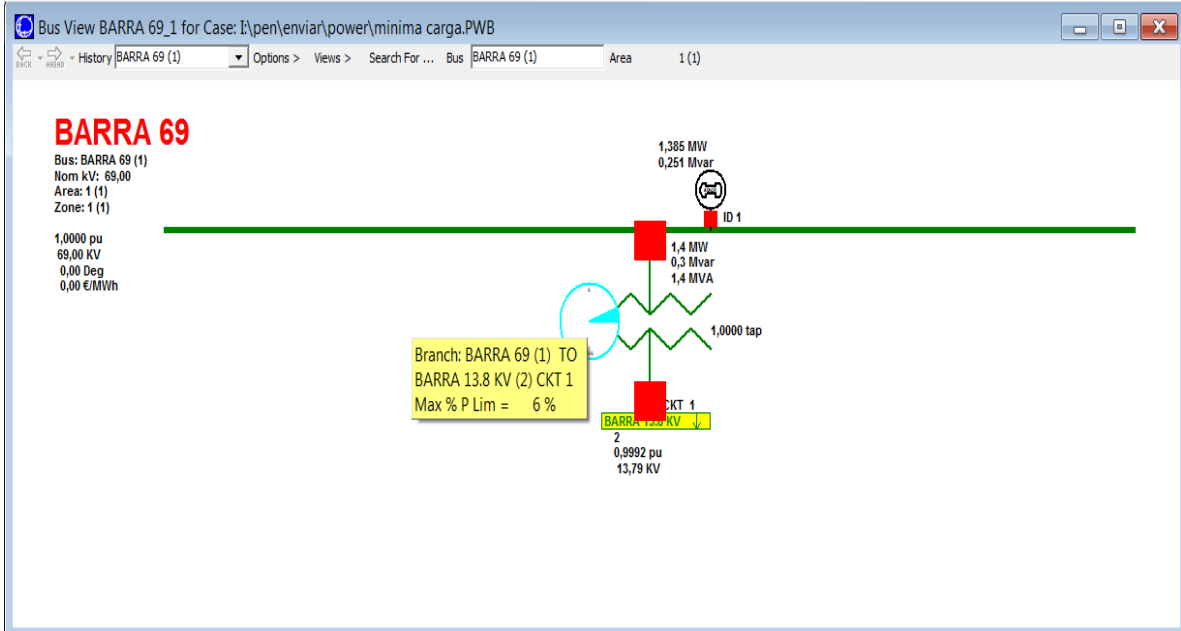
ANEXO 1

Estudio de Flujo de Potencia S/E

Anexo 1.1.- Voltajes y potencias en las barras de 69 KV y 13,8 KV para el caso máxima demanda en la subestación de **Puerto Liza**.



Anexo 1.2.- Voltajes y potencias en las barras de 69 KV y 13,8 KV para el caso mínima demanda en la subestación de **Puerto Liza.**



ANEXO 2

Estudio de corto circuito en la S/E

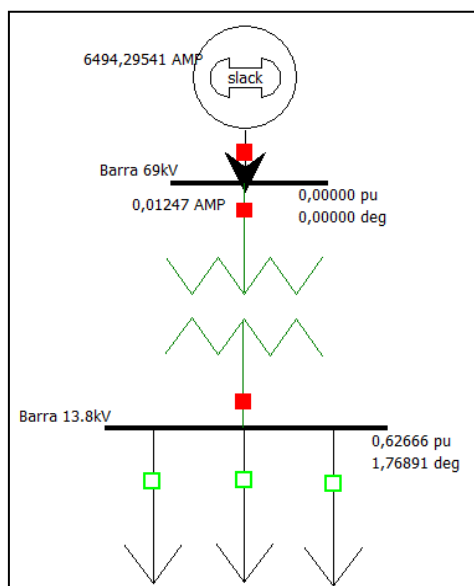
Para el estudio de cortocircuito se consideró el cálculo de las corrientes de cortocircuito para las fallas tanto en las barras de 69kV y 13.8kV de la S/E Puerto Liza en el caso de mínima generación y en el caso de máxima generación.

MÁXIMA GENERACIÓN

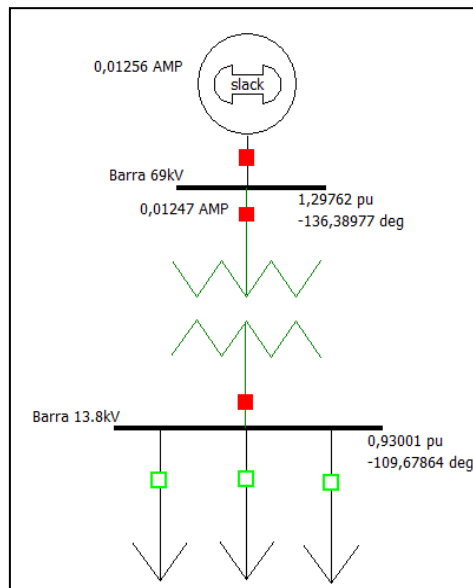
- FALLA LG - "BARRA 69kV"

Anexo 2.1

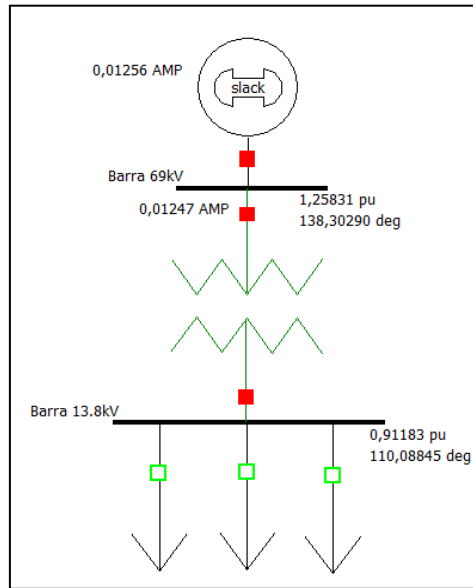
Valores-Fase A



Valores-Fase B



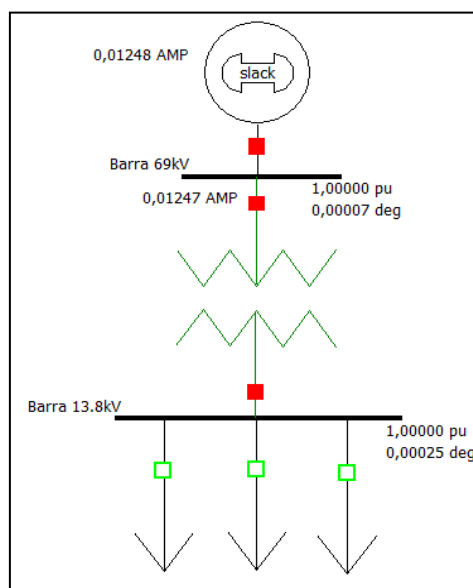
Valores-Fase C



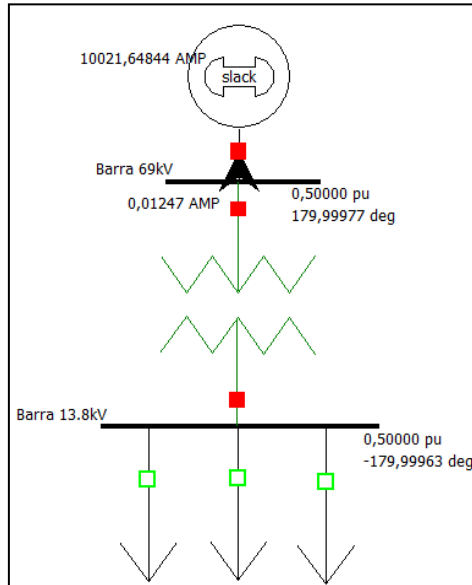
- FALLA LL – “BARRA 69kV”

Anexo 2.2

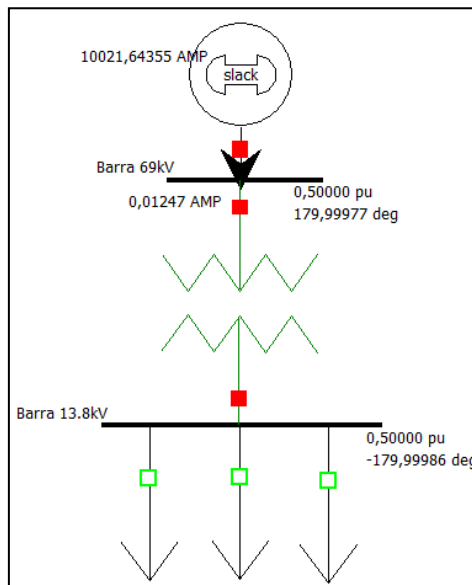
Valores-Fase A



Valores-Fase B



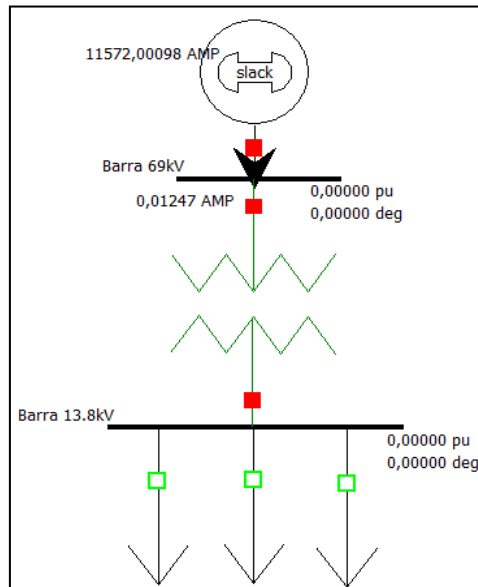
Valores-Fase C



- **FALLA LLL – “BARRA 69kV”**

Anexo 2.3

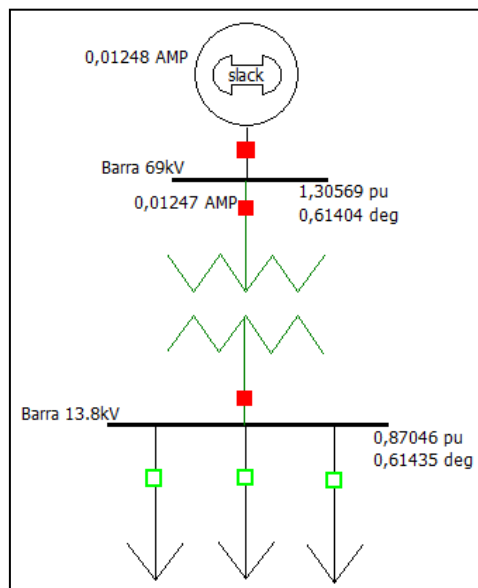
Valores-Fase A, B, C



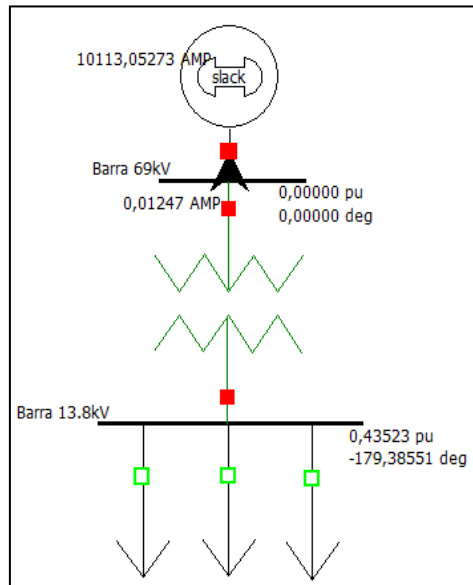
- FALLA LLG – “BARRA 69kV”

Anexo 2.4

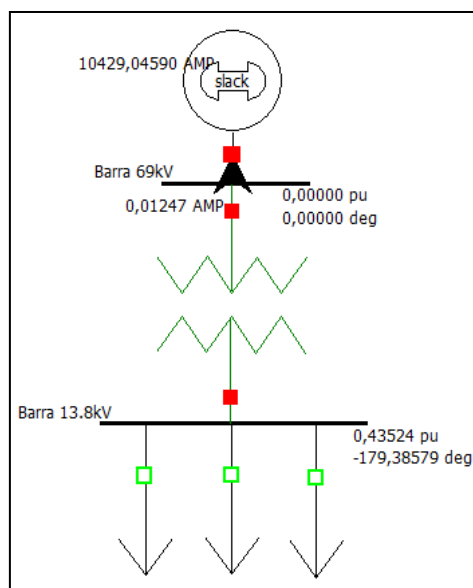
Valores-Fase A



Valores-Fase B



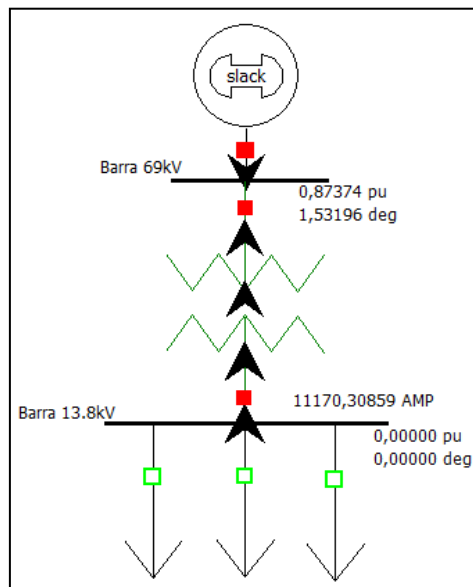
Valores-Fase C



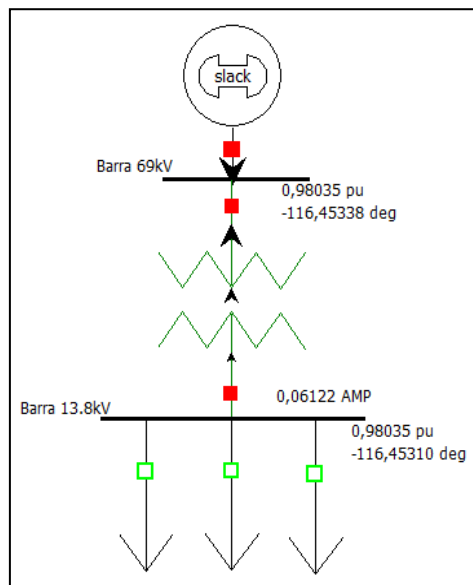
- **FALLA LG - "BARRA 13.8kV"**

Anexo 2.5

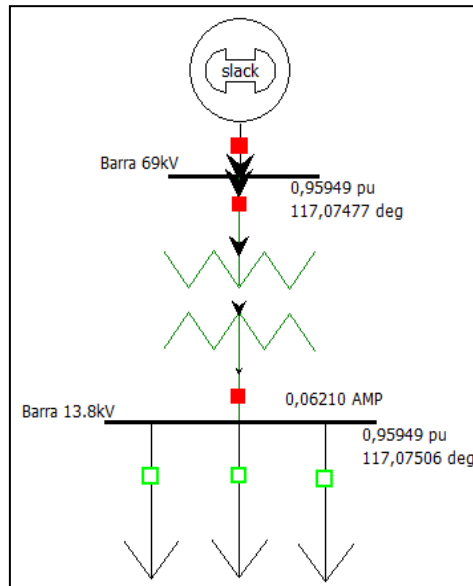
Valores-Fase A



Valores-Fase B



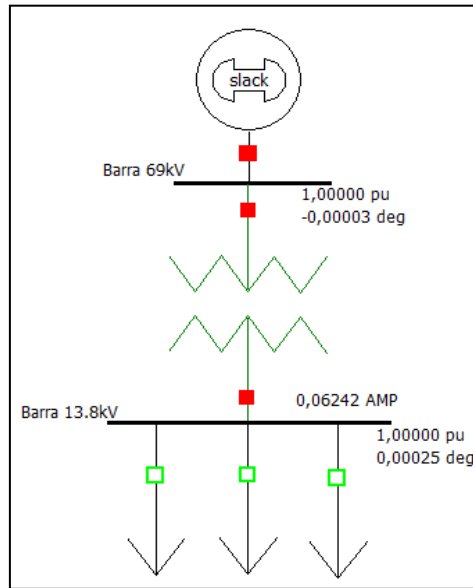
Valores-Fase C



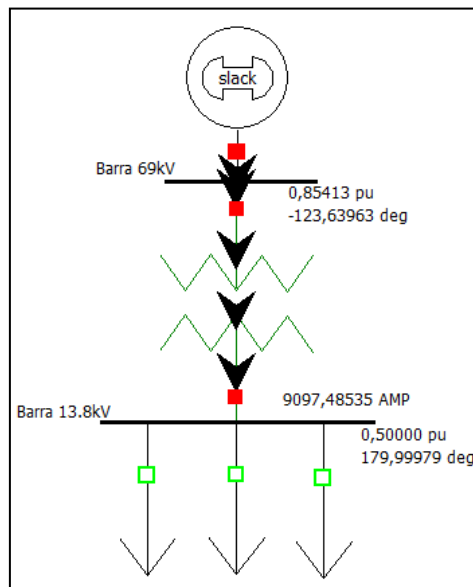
- **FALLA LL – “BARRA 13.8kV”**

Anexo 2.6

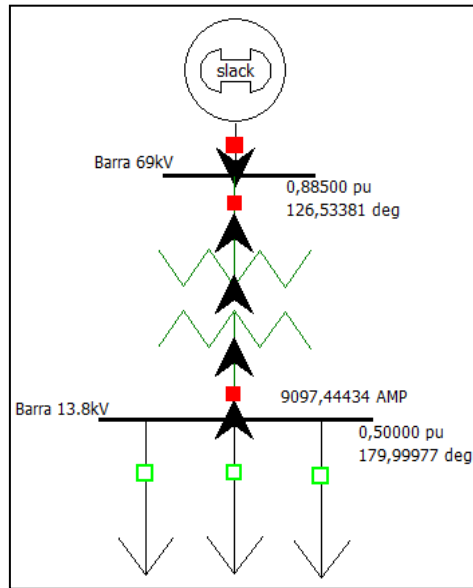
Valores-Fase A



Valores-Fase B



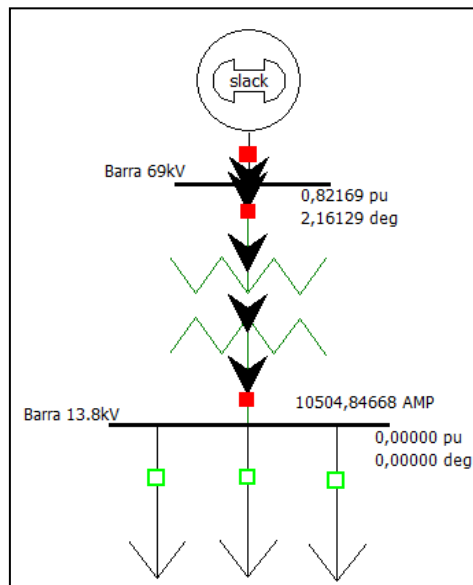
Valores-Fase C



- **FALLA LLL – “BARRA 13.8kV”**

Anexo 2.7

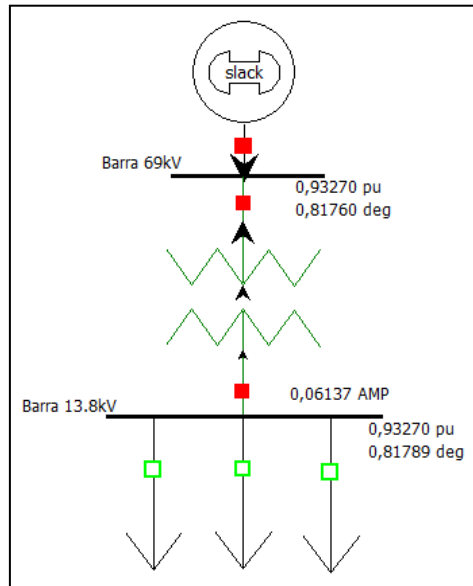
Valores-Fase A, B, C



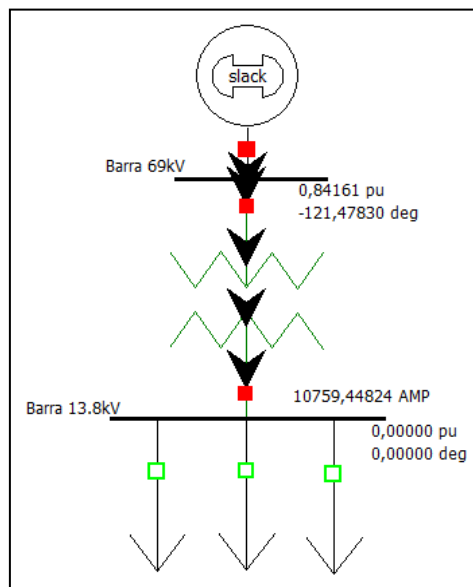
- **FALLA LLG – “BARRA 13.8kV”**

Anexo 2.8

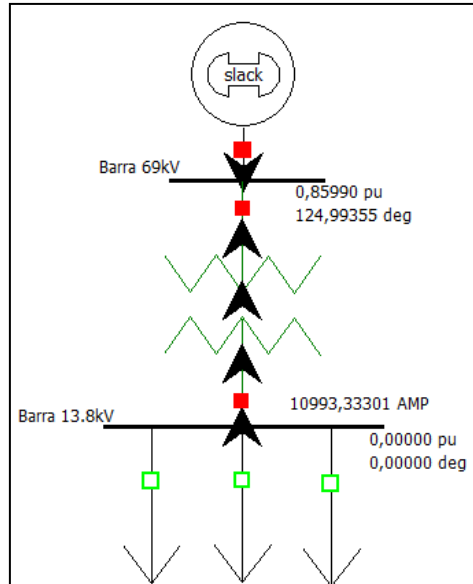
Valores-Fase A



Valores-Fase B



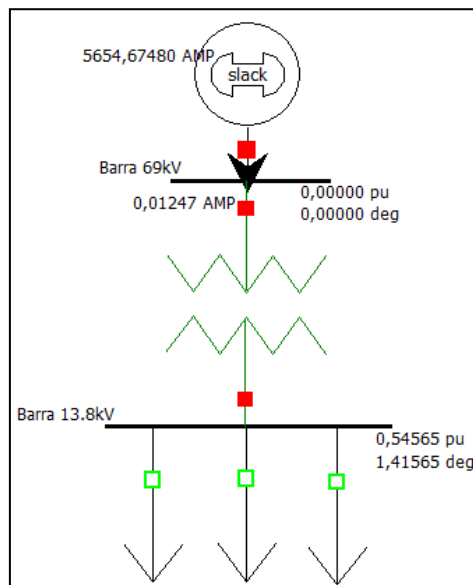
Valores-Fase C

**MÍNIMA GENERACIÓN**

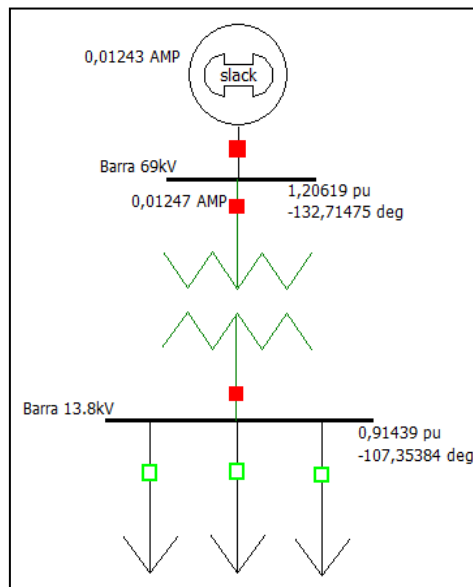
- **FALLA LG - "BARRA 69kV"**

Anexo 2.9

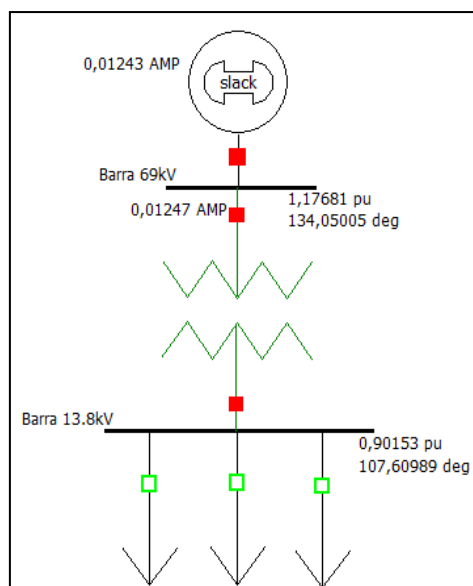
Valores-Fase A



Valores-Fase B



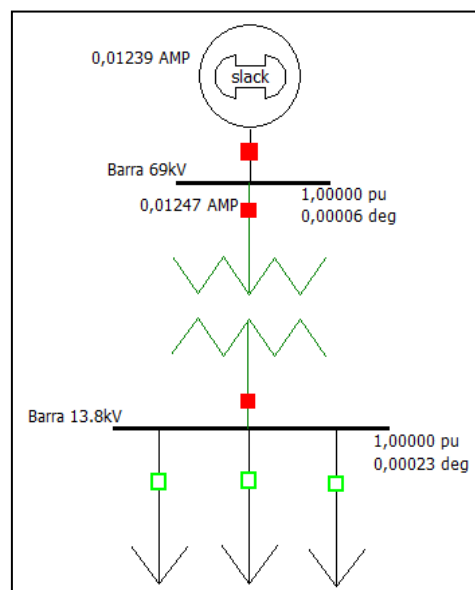
Valores-Fase C



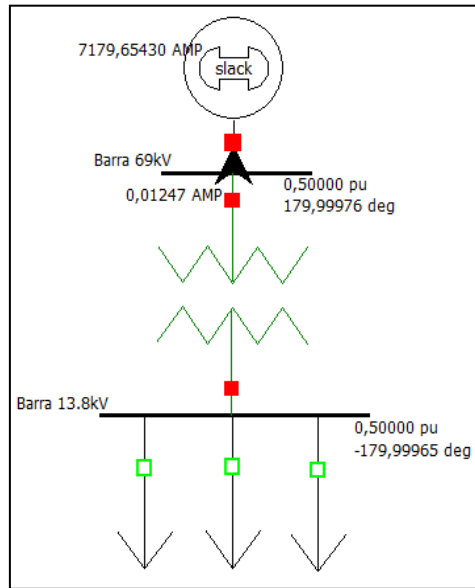
- **FALLA LL - "BARRA 69kV"**

Anexo 2.10

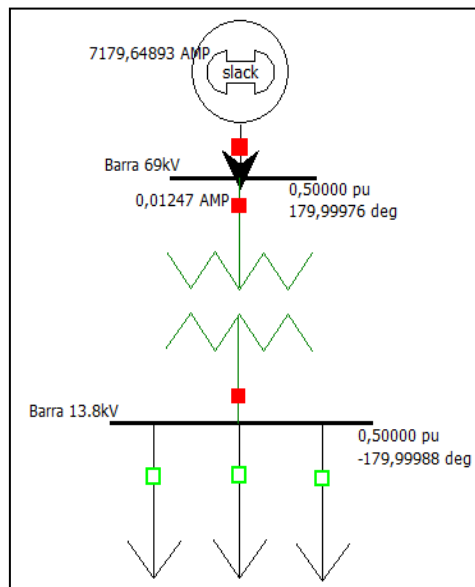
Valores-Fase A



Valores-Fase B



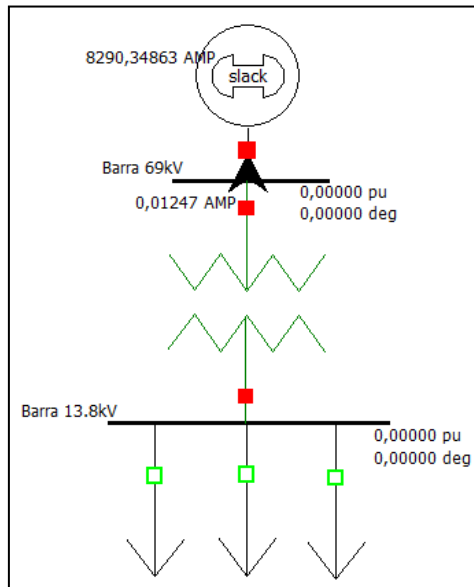
Valores-Fase C



- **FALLA LLL - "BARRA 69kV"**

Anexo 2.11

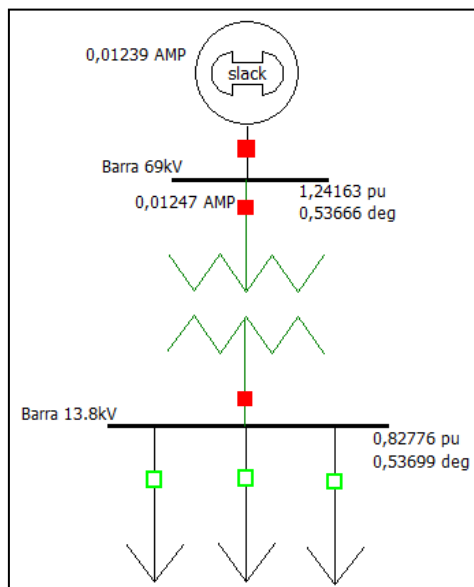
Valores-Fase A, B, C



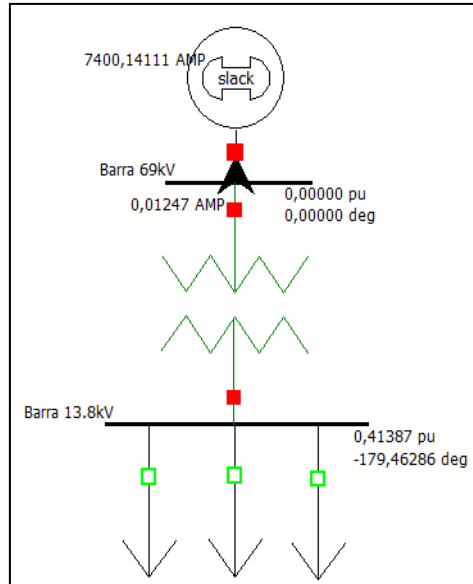
- **FALLA LLG - "BARRA 69kV"**

Anexo 2.12

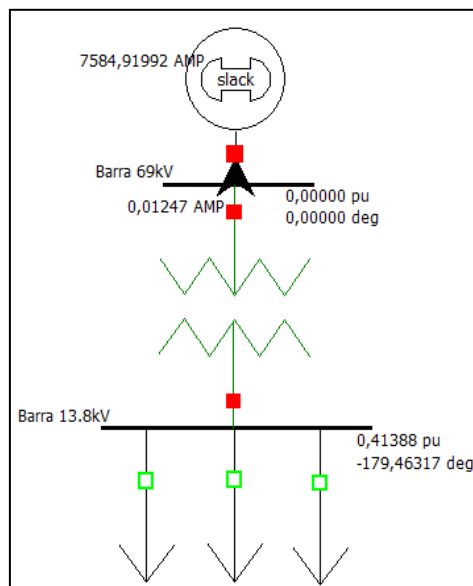
Valores-Fase A



Valores-Fase B



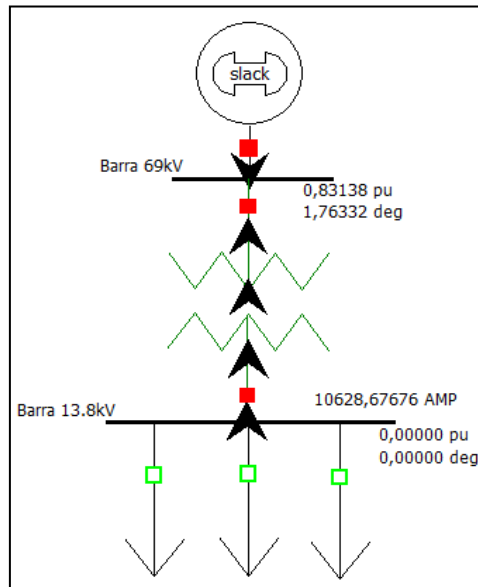
Valores-Fase C



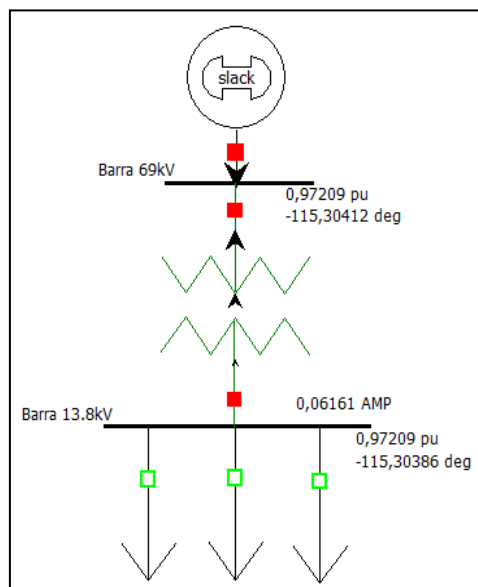
- **FALLA LG - "BARRA 13.8kV"**

Anexo 2.13

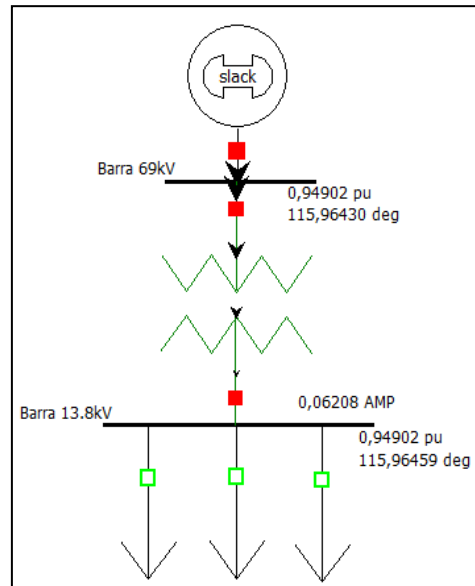
Valores-Fase A



Valores-Fase B



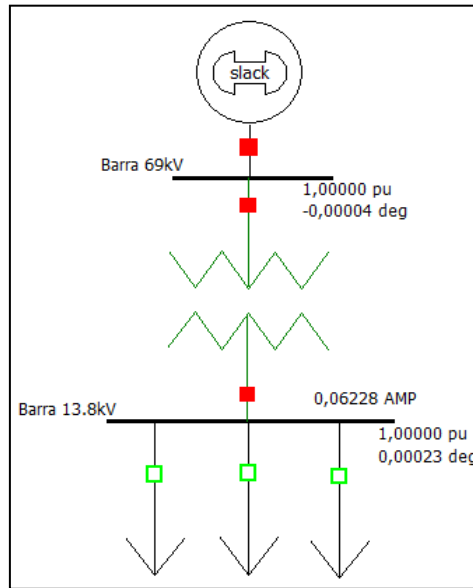
Valores-Fase C



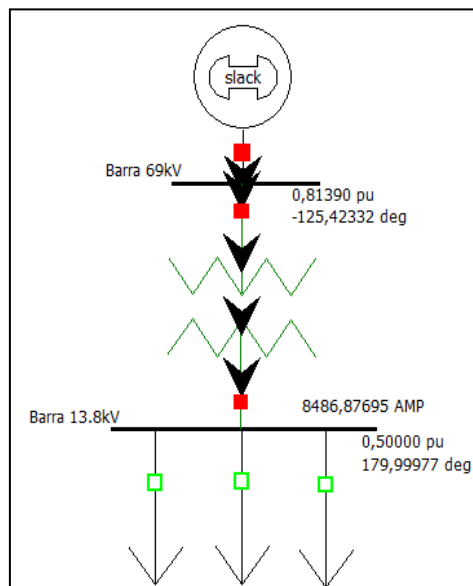
- **FALLA LL - "BARRA 13.8kV"**

Anexo 2.14

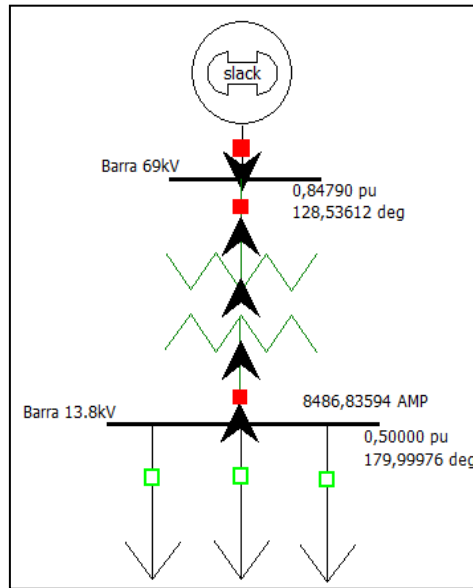
Valores-Fase A



Valores-Fase B



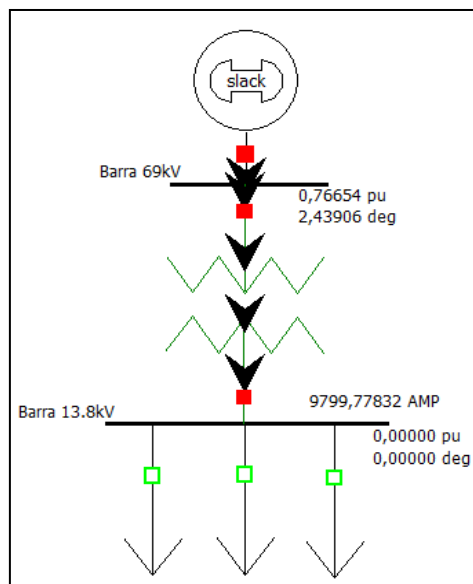
Valores-Fase C



- **FALLA LLL - "BARRA 13.8kV"**

Anexo 2.15

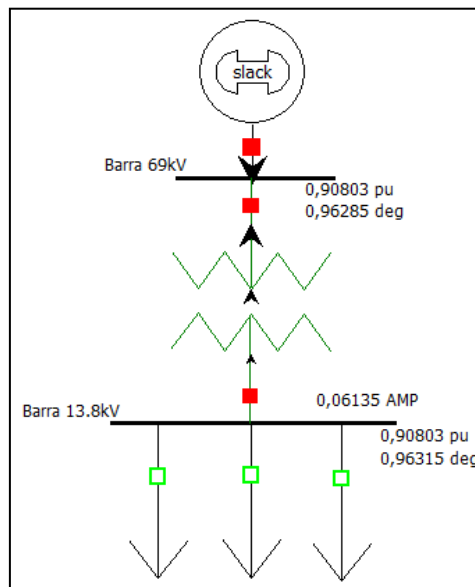
Valores-Fase A, B, C



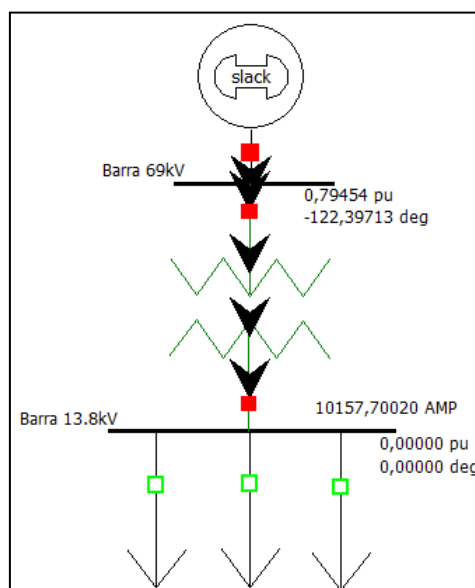
- **FALLA LIG - "BARRA 13.8kV"**

Anexo 2.16

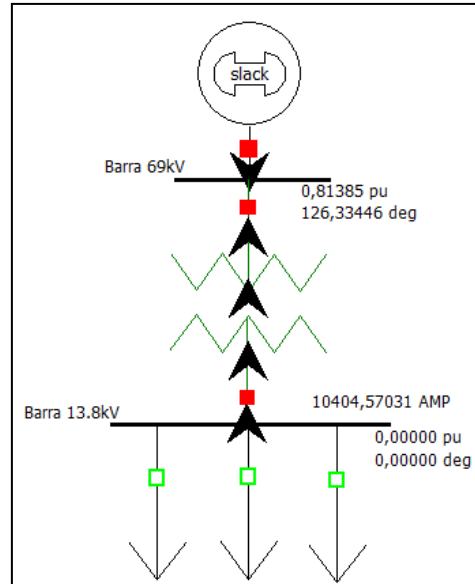
Valores-Fase A



Valores-Fase B



Valores-Fase C



ANEXO 3

Curvas del controlador Kyle forma 6 para el reconectador VWE.

A continuación se detallan las curvas más usuales que tiene integrado el controlador Kyle del reconectador:

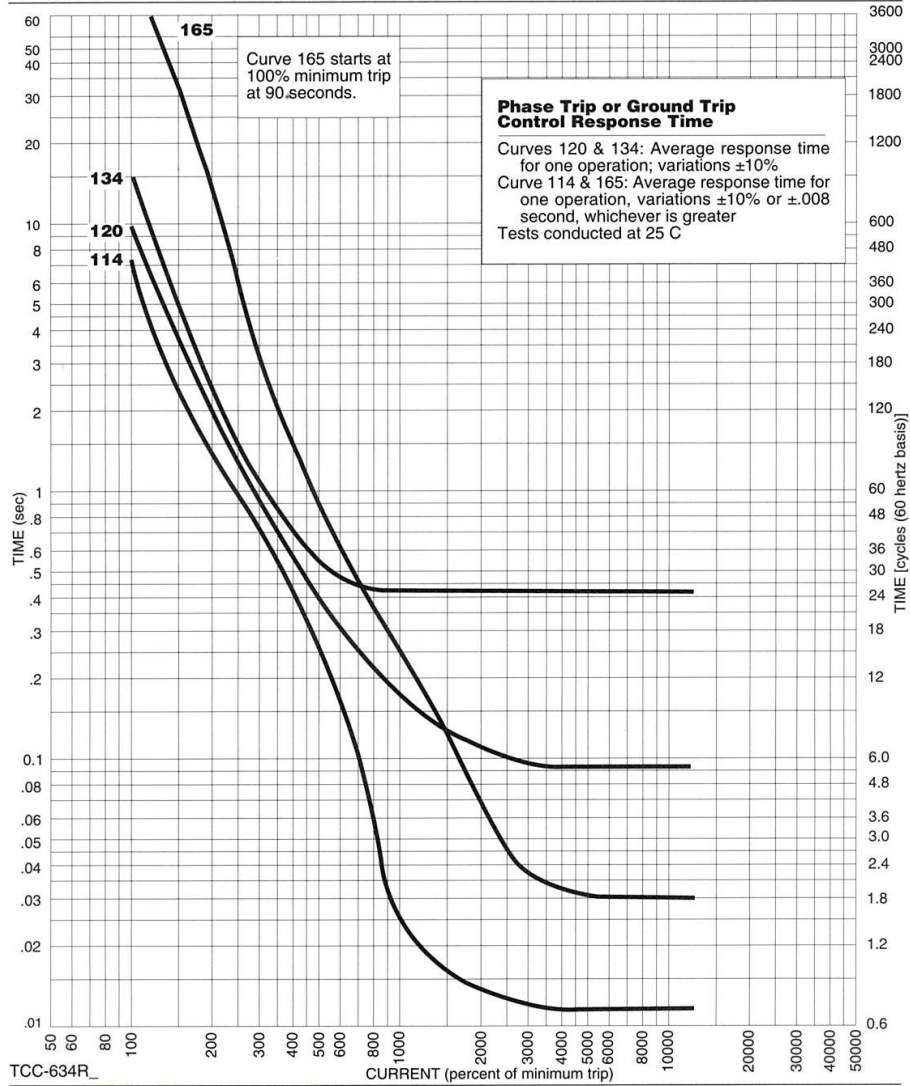
Reclosers



Form 4A, Form 4C, Form 5, Form 5/TS, Form 6,
Form 6/TS, FX, FXA, and FXB Recloser Controls
Time-Current Curves

Reference Data

R280-91-34



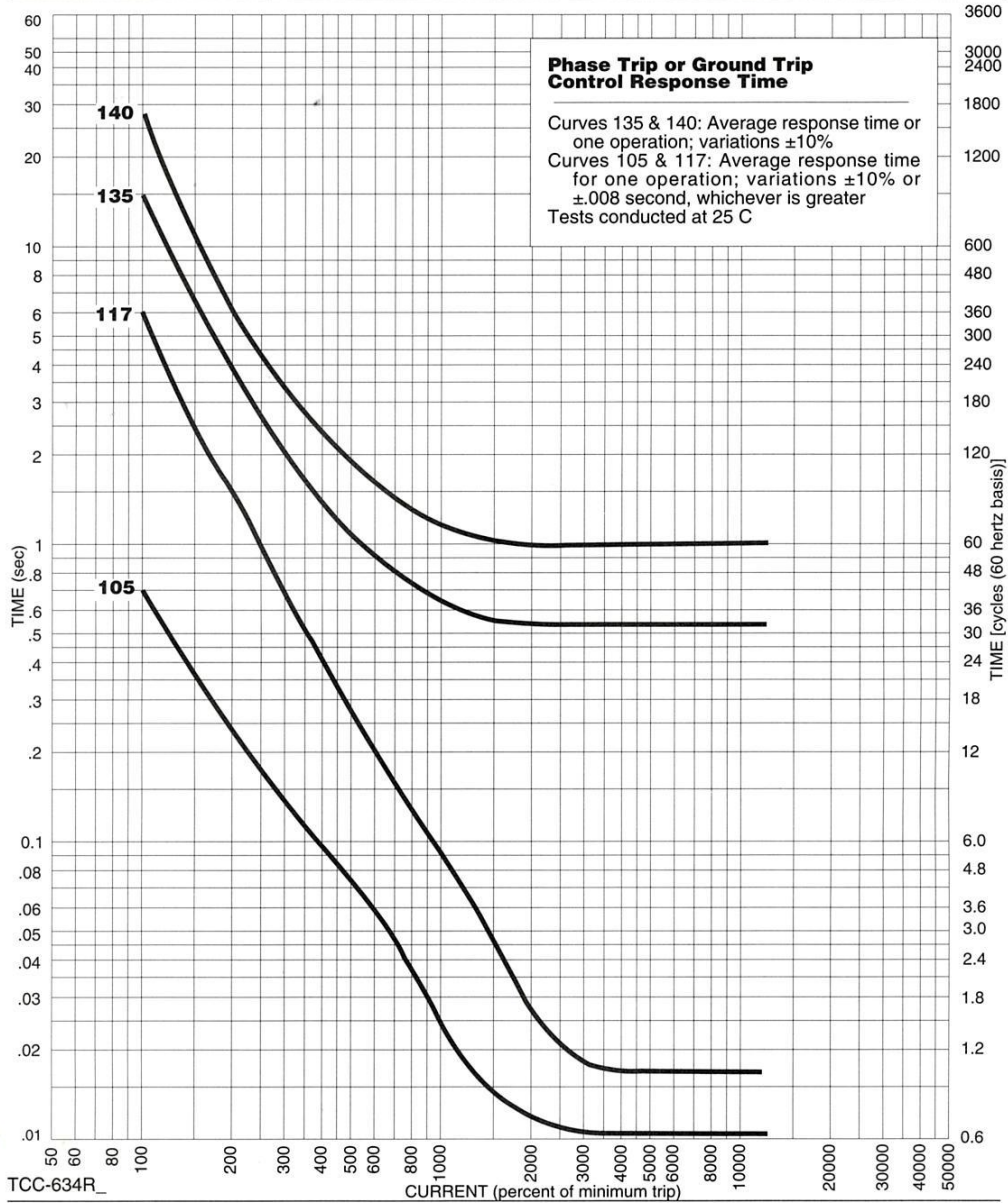
TCC-634R_

Reclosers



Form 4A, Form 4C, Form 5, Form 5/TS, Form 6, Form 6/TS, FX, FXA, and FXB Recloser Controls Time-Current Curves

Reference Data
R280-91-34



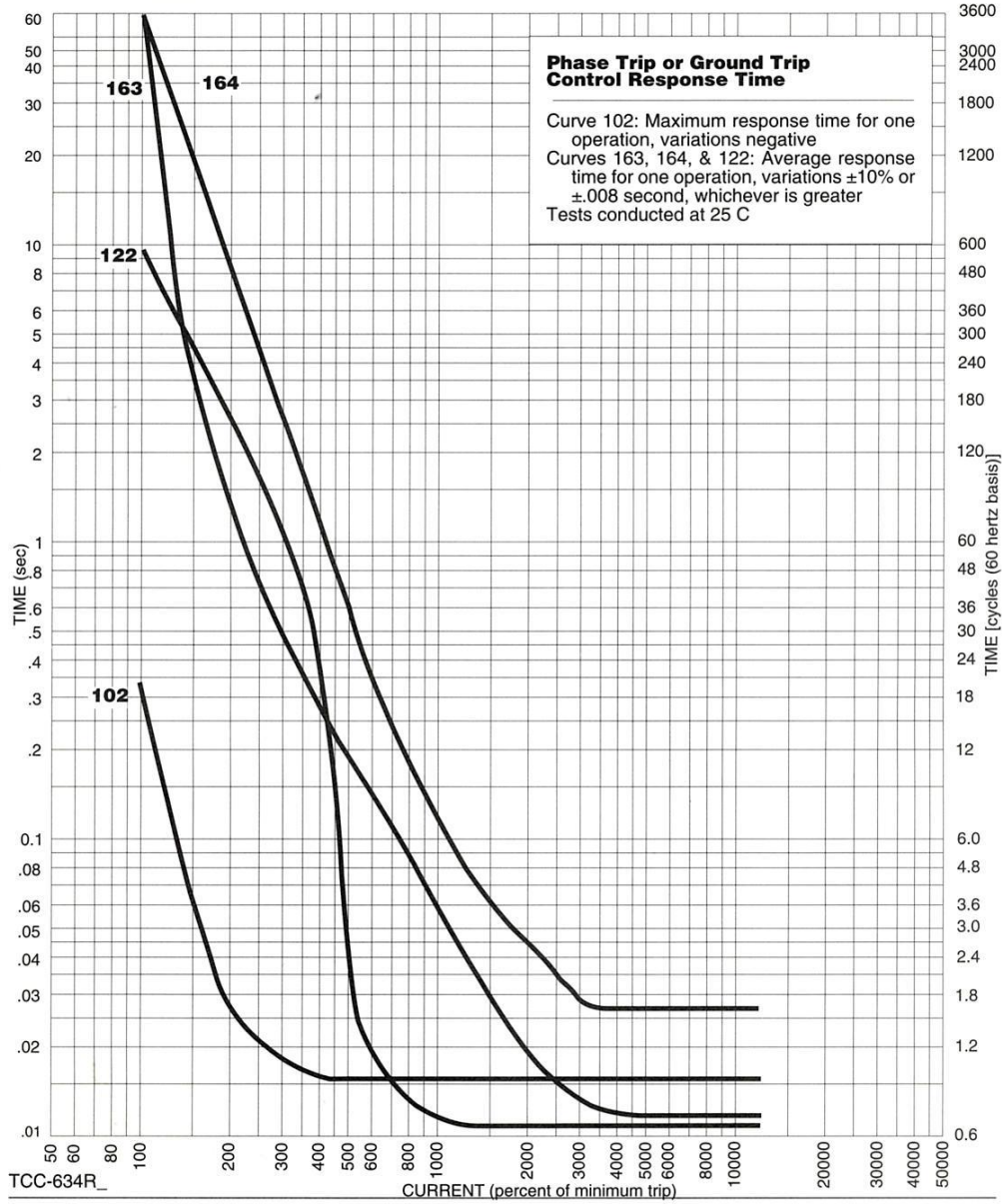
Reclosers



Form 4A, Form 4C, Form 5, Form 5/TS, Form 6, Form 6/TS, FX, FXA, and FXB Recloser Controls Time-Current Curves

Reference Data

R280-91-34

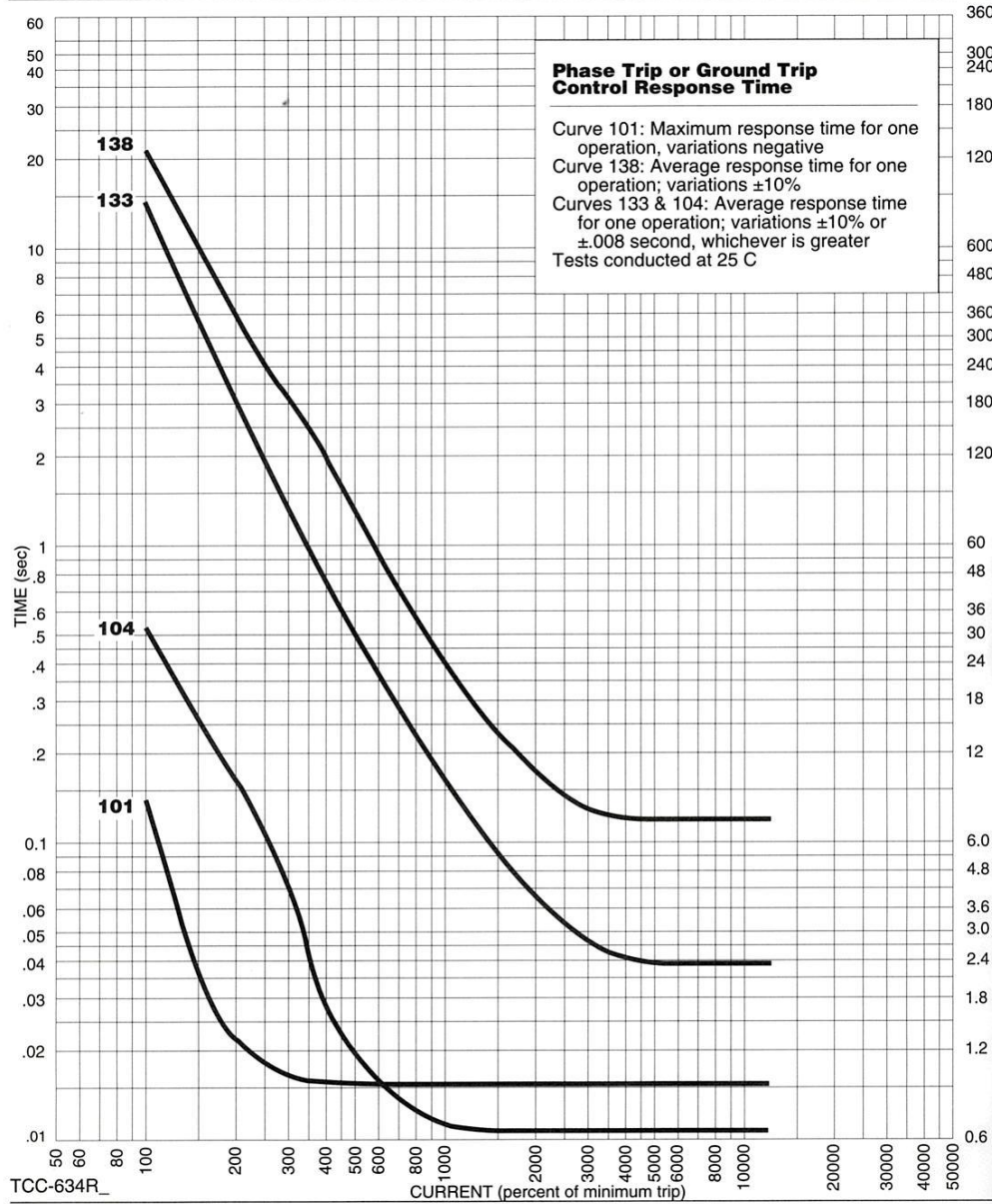


Reclosers



Form 4A, Form 4C, Form 5, Form 5/TS, Form 6, Form 6/TS, FX, FXA, and FXB Recloser Controls Time-Current Curves

Reference Data
R280-91-34



ANEXO 4

Curvas temporizadas del relé ABB TPU-2000R

En este anexo se encuentran las formas de la curva del relé TPU-2000R para la protección de sobrecorriente, las cuales dependen de la coordinación que necesitemos realizar. Para determinar los tiempos de coordinación se utiliza la siguiente ecuación, cuyos coeficientes se encuentran detallados en la *Tabla #A3.1*.

$$T_{disparo} = \left(\frac{A}{M^P - C} + B \right) * \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

$$T_{reposición} = \left(\frac{D}{\|1 - E * M\|} \right) * \left(\frac{14n - 5}{9} \right)$$

Donde:

M = Múltiplo de la corriente de arranque (*I*/*I_{pu}*).

n = Ajuste del Dial de Tiempo (rango de 1 a 10 en pasos de 0,1)

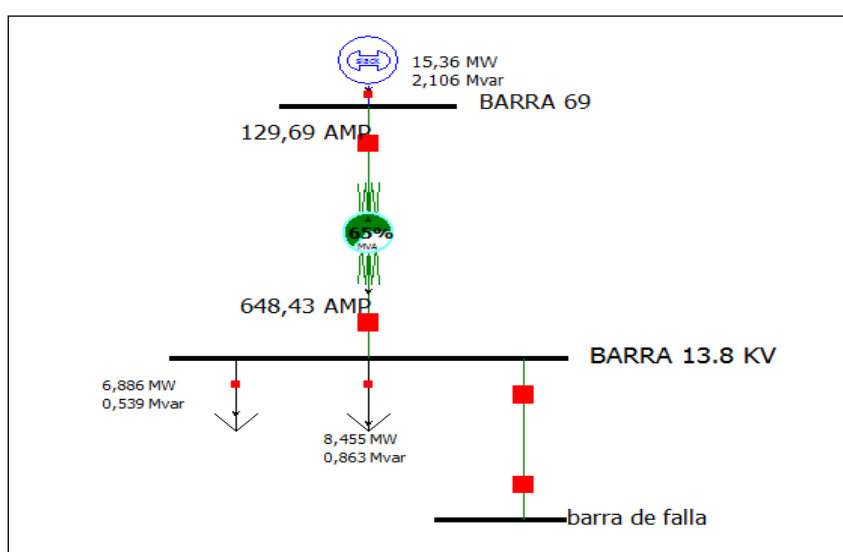
Curva	A	B	C	P	D	E
Extremadamente Inversa	6,407	0,025	1	2,0	3	0,998
Muy Inversa	2,855	0,0712	1	2,0	1,346	0,998
Inversa	0,0086	0,0185	1	0,02	0,46	0,998
Inversa - Tiempo Corto	0,00172	0,0037	1	0,02	0,092	0,998
Ext. Inversa - Tiempo Corto	1,281	0,005	1	2,0	0,6	0,998
Ext. Inv. - Tiempo Largo	64,07	0,250	1	2,0	30	0,998
Muy Inv. - Tiempo Largo	28,55	0,712	1	2,0	13,46	0,998
Inversa - Tiempo Largo	0,086	0,185	1	0,02	4,6	0,998
Curva de Reconnectador #8	4,211	0,013	0,35	1,8	3,29	1,5

Tabla #A3.1

ANEXO 5

Cálculos de corrientes máximas y mínimas de cortocircuito en el elemento de protección (fusibles).

Anexo 5.1.- Falla con **máxima generación** en alimentadora el cisne aproximadamente a 1,5 km desde la subestación **Puerto Lisa**.

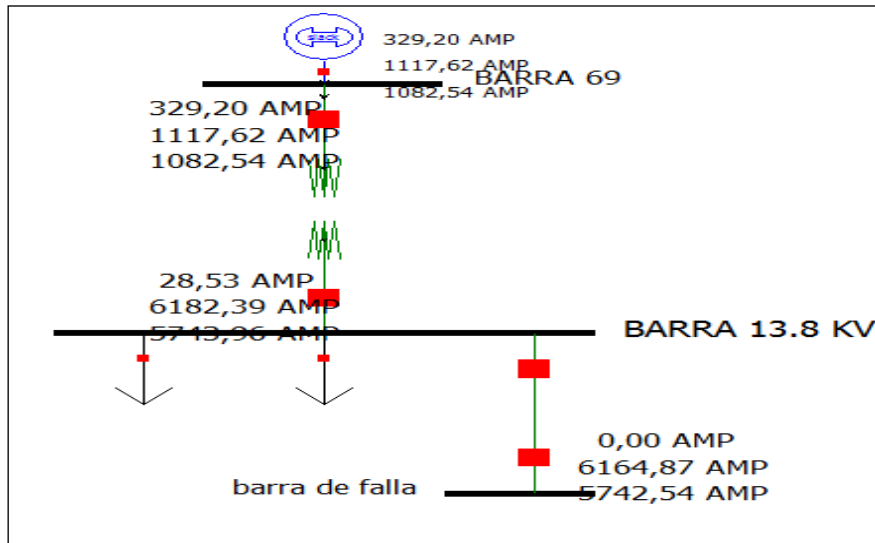


En la siguiente tabla se muestra los respectivos valores de corrientes de cortocircuito para los diferentes tipos de falla.

falla	Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]	In [A]
Trifásica	6212,74	6212,74	6212,74	0
1 Línea a tierra	5579,24	0	0	5579,24
línea-línea	0	5607,5	5607,5	0
2 Líneas a tierra	0	6262,35	5971,67	4896,81

Tabla #A5.1

Falla con **mínima generación** en alimentadora El Cisne aproximadamente a 1,5 km desde la subestación **Puerto Lisa**.



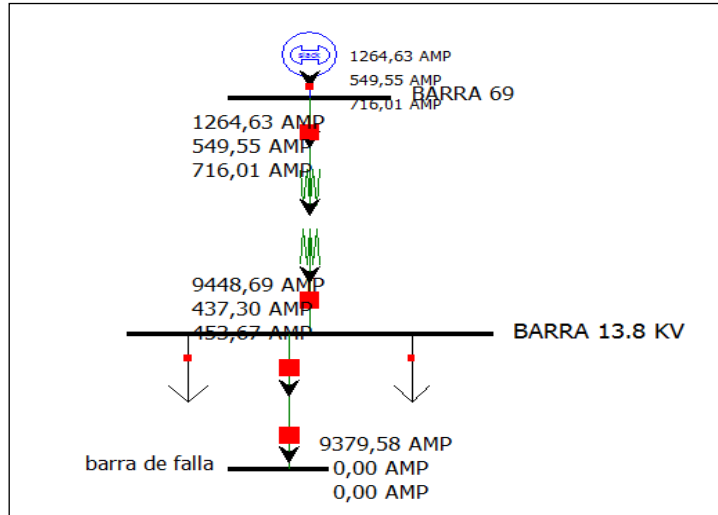
En la siguiente tabla se muestra los respectivos valores de corrientes de cortocircuito para los diferentes tipos de falla.

falla	I_a [A]	I_b [A]	I_c [A]	I_n [A]
Trifásica	6272,12	6272,12	6272,12	0
1 Línea a tierra	5503,76	0	0	5503,76
línea-línea	0	5431,86	5431,86	0
2 Líneas a tierra	0	6164,87	5742,54	4893,46

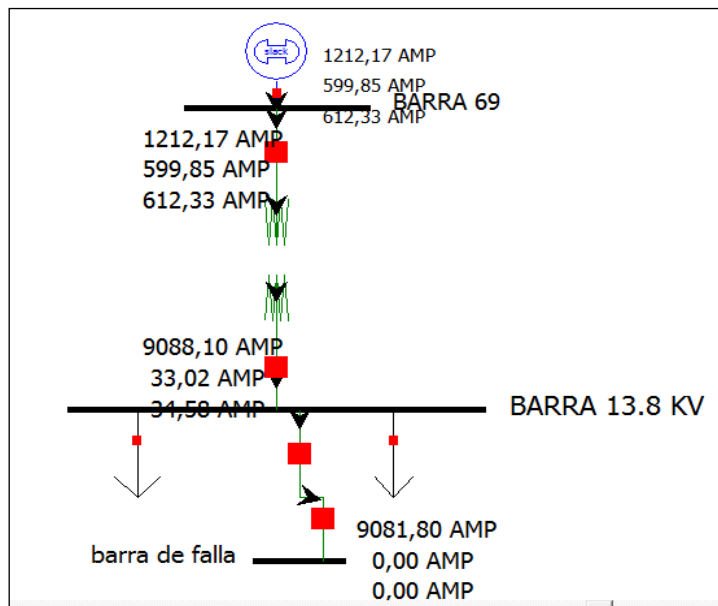
Tabla #A5.2

Anexo 5.2.- Falla de línea a tierra con **máxima generación** en alimentadora

La Chala aproximadamente a 0,3 km desde la subestación **Puerto Lisa**.

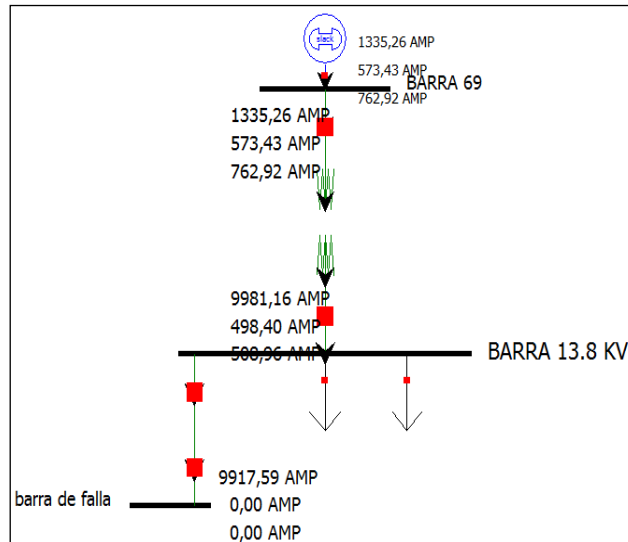


Falla con **mínima generación** en alimentadora La Chala aproximadamente a 0,3 km desde la subestación **Puerto Lisa**.



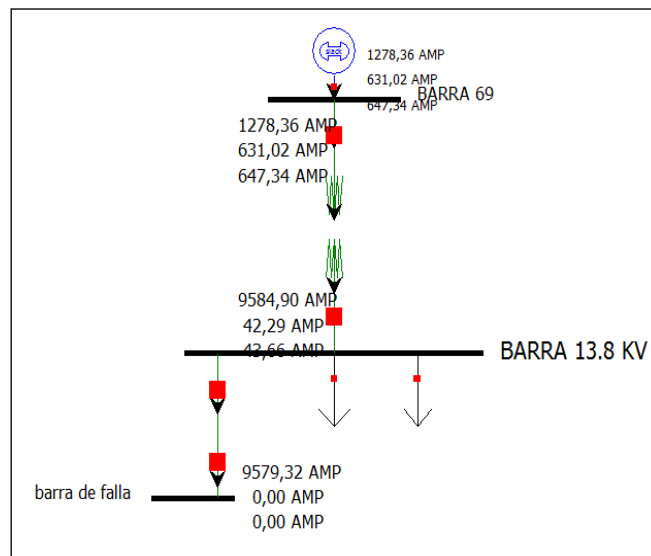
Anexo 5.3.- Falla de línea a tierra con **máxima generación** en alimentadora

Barrio Lindo aproximadamente a 0,2 km desde la subestación **Puerto Lisa**.



Falla con **mínima generación** en alimentadora La Chala aproximadamente a

0,2 km desde la subestación **Puerto Lisa**.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] CORPORACIÓN PARA LA ADMINISTRACIÓN ELÉCTRICA DE GUAYAQUIL-CATEG, NORMAS PARA APROBACIÓN DE PROYECTOS ELÉCTRICOS DE URBANIZACIONES DE LA CIUDAD DE GUAYAQUIL, OCTUBRE DEL 2008.
- [2] *JOHN J. GRAINGER Y WILLIAM D. STEVENSON*, ANÁLISIS DE SISTEMAS DE POTENCIA, TERCERA EDICION.
- [3] *J. LEWIS BLACKBURN*, PROTECTIVE RELAYING: PRINCIPLES AND APPLICATIONS, TERCERA EDICIÓN.
- [4] *ABB*, MANUAL DE INSTRUCCIONES, UNIDAD DE PROTECCION DE TRANSFORMADORES, TPU 2000R
- [5] *COOPER*, ELECTRICAL DISTRIBUTION SYSTEM PROTECTION.
- [6] *IEEE Std.C37.42-1989* , IEEE STANDARD SPECIFICATIONS FOR HIGH-VOLTAGE (> 1000 V) EXPULSION-TYPE DISTRIBUTION-CLASS FUSES, FUSE AND DISCONNECTING CUTOUTS, FUSE DISCONNECTING SWITCHES, AND FUSE LINKS, AND ACCESSORIES USED WITH THESE DEVICES.
- [7] *IEEE Std. C37.91.2000*, IEEE GUIDE FOR PROTECTING POWER TRANSFORMERS.
- [8] *IEEE Std. C57.13.1993*, IEEE GUIDE STANDARD REQUIREMENTS FOR INSTRUMENT TRANSFORMERS.
- [9] *IEEE Std.C57.12.2010*, IEEE STANDARD GENERAL REQUIREMENTS FOR LIQUID-IMMERSED DISTRIBUTION, POWER, AND REGULATING TRANSFORMERS.
- [10] *IEEE Std. C57.109.1993*, IEEE GUIDE FOR LIQUID-IMMERSED TRANSFORMER THROUGH-FAULT-CURRENT DURATION.
- [11] *IEEE Std. C37.2.1996*, IEEE STANDARD ELECTRICAL POWER SYSTEM DEVICE FUNCTION.
- [12] *ABB*, CIRCUIT SHIELD TYPE 81 CATALOGO SERIE 422: MANUAL DE INSTRUCCIONES IB 7.4.1.7-5.