

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

“COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA
SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN EN LA PENÍNSULA DE
SANTA ELENA”

TESINA DE SEMINARIO

Previo a la obtención del título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD ESPECIALIZACIÓN
POTENCIA**

Presentado por:

Robinson David Fernández Chica
José Leonidas Espinel Encalada
Yasmani Leonardo Aguilar Sánchez

GUAYAQUIL – ECUADOR

2014

AGRADECIMIENTO

A Dios, por acompañarnos a lo largo de toda nuestra vida y darnos lo necesario para poder enfrentar nuestros retos.

A las personas más importantes nuestros padres por darnos su confianza, apoyo y ejemplo.

A nuestros profesores, que supieron compartir con nosotros su tiempo y sabiduría.

Al Ing. Juan Saavedra profesor de la materia de graduación por sus enseñanzas, colaboración y orientación durante el desarrollo de este trabajo.

Al Ing. Edwin Adal Montenegro Parrales por permitirnos realizar el trabajo de graduación en la subestación Salinas.

A nuestros amigos, compañeros y todas las personas que de una u otra manera hicieron de nuestra carrera universitaria una gran experiencia.

DEDICATORIA

Este trabajo final de graduación lo dedico a Dios, a mis padres Luis y Narcisa, a mis hermanos: Milena, Polo y Adán y en especial a mi hija Camila A. Fernández R. ya que siempre me brindaron su apoyo incondicional para salir adelante he integrarme a un entorno social en constante cambio, para desempeñarme como profesional con infinito amor y abnegación.

Mi agradecimiento eterno

Robinson D. Fernández Ch.

DEDICATORIA

Agradezco a Dios, mis padres y mi familia.
A Dios por darme vida. A mi papá por enseñarme que el que persevera alcanza.
A mi mamá por mostrarme el camino correcto que debo llevar en mi vida. A mi familia por brindarme su apoyo en lo largo de mis estudios. A mis amigos por sus consejos y a Ivette Pazmiño por estar siempre alentándome a nunca rendirme.

José Leonidas Espinel Encalada

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios por haberme dado la vida y permitirme haber llegado hasta este momento tan importante de mi carrera profesional.

A mi madre, por ser el pilar más importante demostrándome siempre su cariño y por haber sabido formarme con buenos hábitos y valores.

A mi padre por su amor, trabajo y sacrificio diario para el bienestar mío y de mis hermanos, demostrándome que con perseverancia y esfuerzo se puede llegar lejos.

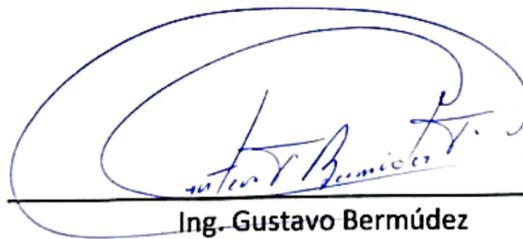
A mi abuelita Judith por ser mi guía espiritual. A toda mi familia porque me han brindado su apoyo incondicional y han compartido buenos y malos momentos. A mis profesores por su tiempo, por su apoyo así como por la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional.

Yasmani Leonardo Aguilar Sánchez

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Juan Saavedra
PROFESOR DEL SEMINARIO DE GRADUACIÓN



Ing. Gustavo Bermúdez
PROFESOR DELEGADO POR LA UNIDAD ACADÉMICA

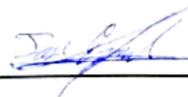
DECLARACIÓN EXPRESA

La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesina de seminario, nos corresponde exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

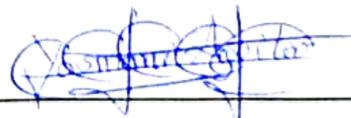
(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Robinson David Fernández Chica



José Leonidas Espinel Encalada



Yasmani Leonardo Aguilar Sánchez

RESUMEN

Este trabajo se basa en la aplicación de la teoría de protección de Relés en la subestación Salinas, el cual tiene como finalidad desarrollar la coordinación de las protecciones con la ayuda de herramientas computacionales que nos facilitan el estudio y dándonos una mayor precisión. Lo cual lo hemos realizado aplicando los criterios de ingeniería aplicables para cualquier coordinación de protecciones de subestaciones.

Hemos desarrollado flujos de carga, cálculos de cortocircuito, uso de las normas correspondientes para calcular los parámetros necesarios para lograr una buena coordinación de la protección de la subestación.

En el *Capítulo 1* se da a conocer la descripción general de la subestación, indicando la ubicación de la misma, así como también descripción de los equipos con los que cuenta la Subestación Salinas.

En el *Capítulo 2* se desarrolla en flujo de carga de la Subestación, lo cual nos sirve para obtener valor necesarios para el análisis, como voltajes de barras,

potencia demandada, carga del transformador, tanto para carga máxima y carga mínima registrada del sistema dicho análisis se lo hace con el software PowerWorld Simulator Versión 17, Licencia Educacional

En el *Capítulo 3* se presenta los estudios de cortocircuito, sometiendo al sistema a condiciones de falla; obteniendo así los valores de corrientes de falla máxima y mínima y los efectos causados en cada componente de interés en el sistema.

En el *Capítulo 4* se describe la protección del transformador de potencia de la Subestación, las funciones de los relés que dispone, los criterios necesarios para sus respectivos ajustes y la calibración del relé de sobre corriente.

El *Capítulo 5* es la parte de mayor importancia del presente trabajo, debido que en este capítulo se presenta los ajustes y selección de los equipos de protección en cada punto requerido del sistema, y a su vez se realiza la coordinación, empleando criterios y normas eléctricas, mejorando el funcionamiento de las protecciones de la subestación Salinas perteneciente a CNEL Santa Elena EP

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTO

DEDICATORIA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

DECLARACIÓN EXPRESA

RESUMEN

ÍNDICE GENERAL

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABLAS

INTRODUCCIÓN

CAPITULO 1: DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1 Generalidades	1
1.2 Descripción Geográfica de la Subestación	1
1.3 Infraestructura Civil	3
1.4 Área de Influencia	4
1.5 Descripción de los Elementos de la Subestación	6
1.5.1 Patio de 69 KV	6
1.5.1.1 Estructuras	6
1.5.1.2 Aisladores y Herrajes	7
1.5.1.3 Seccionadores de Aire con Cuchillas a Tierra.....	8
1.5.1.4 Interruptor en gas SF6 (GCB)	9
1.5.1.5 Pararrayos en estructura de 69 KV	12
1.5.1.6 Conductores.....	13
1.5.2 Transformador de Potencia	13
1.5.3 Metal-clad.....	15
1.5.3.1 Celda Número 1	18

1.5.3.2 Celda Número dos	19
1.5.3.3 Celda Número Tres	21
1.5.3.4 Celdas Cuatro a la Ocho	21
1.5.3.5 Transformadores de Corriente	22
1.5.3.6 Transformadores de Potencial	24
1.5.4 Cuarto de Control	24
1.5.4.1 Disyuntores a 13.8KV	24
1.5.4.2 Tablero	25
1.5.4.3 Dispositivos de Control y Proteccion	26
1.5.5 Mallado de Puesta a tierra.....	28

CAPITULO 2: ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

2.1 INTRODUCCIÓN.....	29
2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO.....	30
2.2.1 Flexibilidad Operacional.	30
2.2.2 Niveles de Confiabilidad.....	31
2.2.3 Nivel de sobrecarga.....	31
2.2.4 Regulación de Voltaje.....	32
2.3 ANÁLISIS DE CASOS	32
2.4 DATOS DEL SISTEMA.....	32
2.4.1 Datos del transformador de Fuerza	32
2.4.2 Datos de barras de carga.....	34
2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.....	37
2.5.1. Casos base.....	38
2.5.1.1 Voltaje en las barras	40
2.5.1.2 Consumo de Potencia Activa y Reactiva en la barra de 13,8 KV	40
2.5.1.3 Factor de Potencia	41
2.5.1.4 Carga de Transformador	41
2.5.1.5 Potencia Activa y Reactiva Recibida del Sistema	41

2.5.1.5 Potencia Activa y Reactiva Recibida del Sistema	42
2.6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO	43

CAPITULO 3: ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

3.1 INTRODUCCIÓN.....	45
3.2 ALCANCE DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.	46
3.3 DATOS DEL SISTEMA.....	47
3.3.1 Impedancias Equivalentes en el Punto de entrega de la EE.	48
3.3.1.1 MVA de Corto Circuito.....	48
3.3.1.2 Impedancias Equivalentes	49
3.3.1.3 Corrientes de cortocircuito	49
3.3.2 Datos de Conductores.....	50
3.3.3 Datos del Transformador de Fuerza.....	50
3.3.4 Datos de Motores.	50
3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.....	51
3.4.1 Caso Base.....	51
3.4.2 Corriente de Falla en cada Barra – Máxima Carga	51
3.4.2.1 Corriente de falla de una fase a tierra.	51
3.4.2.2 Corriente de falla de línea a línea.	52
3.4.2.3 Corriente de falla de dos fases a tierra.	52
3.4.2.4 Corrientes de falla Trifásica.....	53
3.4.3 Voltajes de Falla en cada Barra.	54
3.4.3.1 Voltaje de Falla de una Fase a tierra.	55
3.4.3.2 Voltaje para una Falla de Línea a Línea	55
3.4.3.3 Voltajes para una Falle de dos Fases a tierra.....	56
3.4.3.4 Voltajes para una Falla Trifásica.	57
3.4.4 Tabla de Resultados de corrientes de Fallas.	58
3.5 CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN.....	58
3.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	59

CAPITULO 4 : PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

4.1 Introducción.....	62
4.2. ESQUEMA DE PROTECCIONES ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ...	63
4.3 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	64
4.3.1 Protección Diferencial 87.....	65
4.3.1.1 Características de la función 87T	65
4.3.1.2 Ajuste de la función 87T.....	68
4.3.1.3 Características de la función 87H.	75
4.3.1.4 Ajuste del 87H.....	76
4.3.2 Función 51-P del TPU 2000R.....	77
4.3.3 Funciones 50P del TPU 2000R	78
4.3.4 Funciones 51-G del TPU 2000R	79
4.3.5 Funciones 46 del TPU 2000R	79
4.3.6 Función 50-G del TPU 2000R	80
4.4 CONCLUSIONES DE LA PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	81

CAPITULO 5 : COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1 INTRUDUCCION.....	82
5.2 ESQUEMA DE PROTECCIONES	83
5.3 PROTECCION DE RAMALES.....	84
5.3.1 Criterios para la selección de Fusibles	84
5.3.2 Levantamiento de las Alimentadoras.....	86
5.3.2.1 Alimentadora Rubira	86
5.3.2.2 Alimentadora Dobronski.....	88
5.3.2.3 Alimentadora Base Militar	89
5.3.2.4 Alimentadora Interconexión.....	91
5.3.2.5 Alimentadora Dunas.....	93
5.3.3 Selección de Fusibles.....	94

5.3.3.1 Alimentadora Rubira	95
5.3.3.2 Alimentadora Dobronski	97
5.3.3.3 Alimentadora Base Militar	99
5.3.3.4 Alimentadora Interconexión.....	101
5.3.3.5 Alimentadora Dunas.....	103
5.4 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR	105
5.4.1 Curva de daño del transformador	105
5.4.2 Ajuste de la Protección Diferencial 87	106
5.4.3 Protección de Sobrecorriente	107
5.4.3.1 Ajuste de la Función 51-P	107
5.4.3.2 Ajuste de la Función 50-P	108
5.4.3.3 Ajuste de la Función 51-G.....	109
5.4.3.4 Ajuste de la Función 46.....	109
5.5.1 Rele SPAJ 140EI.....	110
5.5.2 Ajustes del relé SPAJ 140EI.....	113
5.6 Resultados de la coordinación de los dispositivos de protección.	114
5.6.1 Coordinación – Alimentadora Rubira.....	114
5.6.2 Coordinación – Alimentadora Dobronski	115
5.6.3 Coordinación – Alimentadora Base Mitar	116
5.6.4 Coordinación – Alimentadora Interconexión	117
5.6.5 Coordinación – Alimentadora Dunas.....	118
5.7 Resumen de ajustes.	119
5.8 Conclusiones de la coordinacion de las protecciones.	120

CAPITULO 6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES	123
6.2 RECOMENDACIONES.....	126

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

ABREVIATURAS Y SIMBOLOGÍA

A	Amperios, unidad de fundamental de corriente.
AC	Corriente alterna.
AMP	Nomenclatura en PowerWorld para Amperios.
ANSI	American National Standards Institute- Instituto Nacional Estadounidense de Estándares.
ASCR	Aluminum Conductor Steel Reinforced-Conductor de aluminio con alma de acero.
AT	Alta Tensión.
AWG	<i>American Wire Gauge</i> - Calibre de Alambre Estadounidense (CAE),referencia de clasificación de diámetros.
BIL	Basic Insulation Level- Nivel Básico de Aislamiento.
BT	Baja Tensión.
cc	Corto Circuito.
CT	Current Transformer-Transformador de corriente.
°C	Grados centígrados.
Cu	Cobre.
DC	Corriente continua.

Deg	Grados. Nomenclatura en PowerWorld.
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública.
FA	Sistema de ventilación forzada de un transformador.
OA	Sistema de enfriamiento por aceite forzado de un transformador.
GCB	Gas Circuit Breaker- Interruptor con extensión de arco a gas.
GIR	Grupo de intervención y rescate.
HSICF	Factor que compensa la conexión del transformador de potencia en el lado de alta tensión.
I	Corriente.
I_a	Corriente en la fase a.
I_b	Corriente en la fase b.
I_c	Corriente en la fase c.
I_{cc}	Corriente de Corto Circuito.
I_{cont}	Corriente continua.
I_{continua}	Corriente continua.
I_{dmax}	Corriente directa máxima.

IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission- Comisión Electrotécnica Internacional.</i>
I_{Fmax}	Corriente de falla máxima del sistema.
I_{Fmin}	Corriente de falla mínima del sistema.
I_H	Corriente en el lado de alta tensión.
I_{HF}	Corriente de falla trifásica en el lado de alta tensión.
I_{HR}	Corriente de restricción usada en el relé luego de la compensación interna de fase programada en el lado de alta tensión.
I_{HS}	Corriente máxima de carga en los lados secundarios del CT en alta tensión.
$I_{intermax}$	Corriente interna máxima.
I_{inst}	Corriente instantánea.
I_L	Corriente en el lado de baja tensión.
I_{LF}	Corriente de falla trifásica en el lado de baja tensión.
I_{LR}	Corriente de restricción usada en el relé luego de la compensación interna de fase programada en el lado de baja tensión.

I_{LS}	Corriente máxima de carga en los lados secundarios del CT en baja tensión.
I_n	Corriente en el neutro.
I_{pick-up}	Corriente de puesta en trabajo.
KA	Kiloamperio.
Kg	Kilogramo.
Km	Kilometro.
KV	Kilovoltio.
KV_{max}	Kilovoltio máximo.
KVA	Kilovoltio - amperio.
KVAR	Kilovatios reactivos, unidad de potencia reactiva.
KW	Kilovatios, unidad de potencia activa.
LG	Línea a tierra.
LL	Línea a Línea.
LLG	Línea-Línea-Tierra.
LLL	Línea-Línea-Línea (trifásica).
lim	Límite.
m	metros, unidad de longitud.

m.s.n.m	metros sobre el nivel del mar.
m²	metros cuadrados, unidad de área.
M	Porcentaje de error intrínseco de la selección del TAP para la corriente nominal.
MCOV	Maximun Continuous Operating Voltage- Máximo voltaje en operación continua.
MCM	Mil Circular Mil. Se define como el área de una circunferencia cuyo diámetro es una milésima de pulgada.
MVA	Megavoltios-amperios.
MVAR	Mega Vatios Reactivos, unidad de potencia reactiva.
MW	Mega Vatios, unidad de potencia activa.
OA	Sistema de enfriamiento por aceite y aire natural de un transformador.
PSI	Pounds per square inch-libra-fuerza por pulgada cuadrada, Unidad de presión.
p.u.	Por unidad.
R	Resistencia en ohmios.
S/E	Subestación Eléctrica.

SF6	Hexafluoruro de Azufre, gas empleado para extensión del arco.
Std.	<i>Standard</i> (Estándar o Norma).
TAP	Punto de conexión a lo largo de un devanado que permite un cierto número de vueltas para ser seleccionado.
TAP_H	TAP en el lado de alta tensión del transformador de corriente.
TAP_L	TAP en el lado de baja tensión del transformador de corriente.
TD	<i>Time Delay</i> (Tiempo de Retardo).
TPU	Unidad de Protección de Transformadores.
VA	Voltios – amperios.
VDC	Voltaje de corriente continua.
V_{nom}	Voltaje nominal.
VOLT	Nomenclatura en PowerWorld para Voltios.
X	Reactancia en ohmios.
Z	Impedancia.
Ztrafo	Impedancia del Transformador de Potencia.
Ω	Ohmios. Unidad de resistencia, impedancia y reactancia.

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Ubicación geográfica de la subestación salinas.....	2
Figura 1.2 Diagrama unifilar de la subestación salinas	3
Figura 1.3 Vista exterior de la subestación salinas	4
Figura 1.4 Área de influencia de la subestación salinas	5
Figura 1.5 Estructuras a nivel de 69kv	6
Figura 1.6 Aisladores de 69kv.....	7
Figura 1.7 Seccionadores de puesta de tierra a 69kv	9
Figura 1.8 Interruptor de gas sf6	11
Figura 1.9 Interruptor de gas sf6 para conexión con subestación chipipe ...	12
Figura 1.10 Transformador de potencia	15
Figura 1.11 Diagrama físico del metal-clad.....	17
Figura 1.12 Banco de baterías	19
Figura 1.13 Transformador auxiliar de servicio	20
Figura 1.14 Barra principal.....	21
Figura 1.15 Alimentadoras a 13.8kv.....	22
Figura 1.16 Transformadores de corriente.....	23
Figura 1.17 Vista de relés 87 y 81.....	26
Figura 1.18 Vista de relés 50,51 y 50n y 51n.....	27

Figura 2.1 Demanda del mes de agosto del 2012.....	35
Figura 2.2 Datos ingresados para el flujo de potencia	38
Figura 2.3 Flujo de carga máxima.....	39
Figura 2.4 Flujo de carga mínima.....	39
Figura 4.1 Esquema de protecciones actual del transformador de potencia	63
Figura 4.2 Nuevo esquema de protección del transformador	64
Figura 4.3 Esquema de conexiones del tpu 2000r	65
Figura 4.4 Protección diferencial a un transformador.....	66
Figura 4.5 Curva clásica de operación de un relé diferencial.....	67
Figura 4.6 Característica de la pendiente % ajustable de la protección diferencial del relé tpu 2000r	68
Figura 4.7 Diagrama fasorial de las corrientes del primario y secundario del transformador	69
Figura 4.8 Características de disparo de la protección diferencial	75
Figura 4.9 Rango de corriente de irrupción del transformador	76
Figura 5.1 Esquema de protecciones transformador de potencia subestación salinas	83
Figura 5.2 Esquema de protecciones – redes de distribución subestación salinas	84
Figura 5.3 Recorrido 6 puntos de protección de alimentadora rubira.....	87
Figura 5.4 Recorrido 6 puntos de protección de alimentadora dobronski	89
Figura 5.5 Recorrido 6 puntos de protección de alimentadora base militar .	90

Figura 5.6 Recorrido 7 puntos de protección de alimentadora interconexión	92
Figura 5.7 Recorrido 6 puntos de protección de alimentadora dunas	93
Figura 5.8 Selección de fusibles alimentadora rubira.....	96
Figura 5.9 Selección de fusibles alimentadora dobronski	98
Figura 5.10 Selección de fusibles alimentadora base militar	100
Figura 5.11 Selección de fusibles alimentadora interconexión	102
Figura 5.12 Selección de fusibles alimentadora dunas	104
Figura 5.13 Curva de daño del transformador de potencia de la subestación salinas	105
Figura 5.14 Relé electrónico spaj 140c para la protección por sobrecoriente en la subestación salinas	111
Figura 5.15 Coordinación de protecciones alimentadora rubira.....	114
Figura 5.16 Coordinación de protecciones alimentadora dobronski.....	115
Figura 5.17 Coordinación de protecciones alimentadora base militar.....	116
Figura 5.18 Coordinación de protecciones alimentadora interconexión.....	117
Figura 5.19 Coordinación de protecciones alimentadora dunas	118

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I Aisladores de 69kv	7
Tabla II Características técnicas - seccionador de puesta a tierra	9
Tabla III Características técnicas - interruptor en gas sf6.....	10
Tabla IV Interruptor de gas sf6 conexión con chipipe.....	11
Tabla V Conductores a nivel de 69kv	13
Tabla VI Conductor de guardia.....	13
Tabla VII Datos de placa transformador de potencia.....	14
Tabla VIII Datos de placa del metal-clad	17
Tabla IX Datos de placa banco de baterías.....	18
Tabla X Transformador auxiliar	20
Tabla XI Datos de placa de los transformadores de corriente	23
Tabla XII Datos de placa de los transformadores de potencial	24
Tabla XIII Características del breaker principal	25
Tabla XIV Características de los breakers de las alimentadoras.....	25
Tabla XV Características de placa de los relés 50 y 51	27
Tabla XVI Datos del transformador de fuerza.....	33
Tabla XVII Demanda máxima por alimentadora	34
Tabla XVIII Demanda mínima por alimentadora.....	35
Tabla XIX Carga de la alimentadora rubira	36

Tabla XX Carga de la alimentadora dobronsky	36
Tabla XXI Carga de la alimentadora interconexión	36
Tabla XXII Carga de la alimentadora las dunas	36
Tabla XXIII Carga de la alimentadora base militar	37
Tabla XXIV Voltaje de barra para carga máxima.....	40
Tabla XXV Voltaje de barra para carga mínima	40
Tabla XXVI Consumo para carga máxima	40
Tabla XXVII Consumo para carga mínima	40
Tabla XXVIII Factor de potencia de carga	41
Tabla XXIX Carga de transformador para máxima generación	41
Tabla XXX Carga de transformador para mínima generación	41
Tabla XXXI Potencia activa y reactiva recibida del sistema para carga máxima.....	41
Tabla XXXII Potencia activa y reactiva recibida del sistema para carga mínima	42
Tabla XXXIII Ajuste del tap del transformador.....	42
Tabla XXXIV Corrientes y mva de corto circuito para máxima generación ..	48
Tabla XXXV Impedancias equivalentes máxima generación - 69 kv.....	49
Tabla XXXVI Corrientes de cortocircuito para máxima generación-69kv	49
Tabla XXXVII Corriente de falla de una fase a tierra	52
Tabla XXXVIII Corriente de falla de línea a línea	52
Tabla XXXIX Corriente de falla de dos fases a tierra	53

Tabla XL Corriente de falla trifásica	53
Tabla XLI Corrientes de cortocircuito máximas de la s/e salinas	54
Tabla XLII Voltajes para una falla de una fase a tierra en la barra de.....	55
Tabla XLIII Voltajes para una falla de una fase a tierra en la barra de 69 kv	55
Tabla XLIV Voltajes para una falla de línea a línea en la barra de 13,8 kv ..	56
Tabla XLV Voltajes para una falla de línea a línea en la barra de 69 kv	56
Tabla XLVI Voltajes para una falla de dos fases a tierra en la barra de 13,8kv	56
Tabla XLVII Voltajes para una falla de dos fases a tierra en la barra de 69kv	57
Tabla XLVIII Voltajes para una falla trifásica en la barra de 13,8 kv	57
Tabla XLIX Voltajes para una falla trifásica en la barra de 69 kv	57
Tabla L Resumen de las corrientes de falla	58
Tabla LI Valores mínimos de capacidad para los interruptores.....	58
Tabla LII Porcentajes de restricción	74
Tabla LIII Funcionamiento 87h	75
Tabla LIV Parámetros del 51p.....	77
Tabla LV Curvas de sobre corriente instantánea	78
Tabla LVI Curva de sobre corriente temporizada (51/46).....	79
Tabla LVII Máxima corriente continua de tira fusible tipo k	85
Tabla LVIII Selección de fusibles de la alimentadora rubira.....	94
Tabla LIX Selección de fusibles de la alimentadora dobronski.....	97

Tabla LX Selección de fusibles de la alimentadora base militar.....	99
Tabla LXI Selección de fusibles de la alimentadora interconexión.....	101
Tabla LXII Selección de fusibles de la alimentadora dunas	103
Tabla LXIII Ajuste del relé diferencial 87	106
Tabla LXIV Ajuste de la función 51p	108
Tabla LXV Ajuste del rele spaj 140 ei.....	113
Tabla LXVI Ajustes generales	119
Tabla LXVII Ajustes del 87t y 87h	120

INTRODUCCIÓN

Con la creciente demanda de energía eléctrica en la provincia de Santa Elena debido a la gran influencia del área turística de esta zona, es necesario hacer los reajustes necesarios de las diferentes subestaciones existente, para brindar una mejor calidad de servicio, ya que la energía eléctrica se ha convertido en parte importante del desarrollo social y tecnológico.

En el presente proyecto realizamos el estudio de coordinación de las protecciones eléctricas de la subestación “Salinas” mediante el uso de métodos computarizados, la coordinación de protección se define como el proceso para determinar los ajustes en los dispositivos de protección, para una instalación eléctrica; de esta coordinación dependerá el buen o mal funcionamiento del sistema eléctrico.

La coordinación de protecciones es una de las herramientas capaces de asegurar la continuidad del servicio, y a su vez permite preservar los equipos ante la presencia de fallas, buscando minimizar la zona afectada, disminuyendo las operaciones erróneas y previendo respaldo.

Es importante tener una protección de respaldo, para evitar daños en el transformador o equipos conectados al sistema eléctrico, esto es en caso de que la protección primaria falle.

Es necesario recalcar que la intención del documento no es realizar ajustes reales, pues estos ya existen; sino mas bien recomendar la utilización de equipos modernos y exactos, además simular un proyecto de este tipo, con todos los estudios necesarios bajo el cumplimiento de las normas eléctricas, permitiéndonos incluso realizar recomendaciones CNEL Santa Elena EP, con el objetivo de mejorar la protección actual.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES

1.1 Generalidades

La subestación Salinas fue construida en el año de 1988, y su objetivo es reducir el nivel de voltaje de 69KV a 13,8KV con el fin de suministrar energía principalmente a la ciudad de Salinas.

Además ésta subestación Salinas sirve de paso a la línea de 69KV que alimenta de energía a la subestación Chipipe la cual finaliza la alimentación a 69KV.

1.2 Descripción Geográfica de la Subestación.

La subestación Salinas ubicada en la provincia de Santa Elena, cantón Salinas, se encuentra delimitada al norte por la calle 22 de diciembre, al sur con el hospital General de Salinas, al este con el club EMEPE y al oeste con la calle Quito frente al Golf Country Club.

El área en donde está instalada la subestación es de 900 metros cuadrados, perteneciente a CNEL EP Santa Elena, a continuación se adjunta la **figura 1.1** correspondiente a su ubicación geográfica.



La subestación Salinas está alimentada principalmente por la alimentadora de 69 KV con conductor tipo AAAC5005 calibre 477 proveniente de San Vicente, y dispone de una cuchilla abierta conectada con la alimentadora de 69 KV con conductor tipo AAAC5005 calibre 312,8 de Santa Rosa, además se hace una transferencia a nivel de 69 KV con conductor AAAC5005 calibre 266,8 para la subestación de Chipipe.

Tiene un transformador de potencia que reduce el voltaje de 69KV a 13,8 KV, con capacidad de 10/12,5 MVA con refrigeración OA/FA, con conexión Δ / Y ; está protegido por el relé 87 y el 81.

La subestación cuenta con un sistema de barra simple ubicado dentro del metal-clad, para evitar la contaminación ambiental. A continuación se muestra su diagrama unifilar.

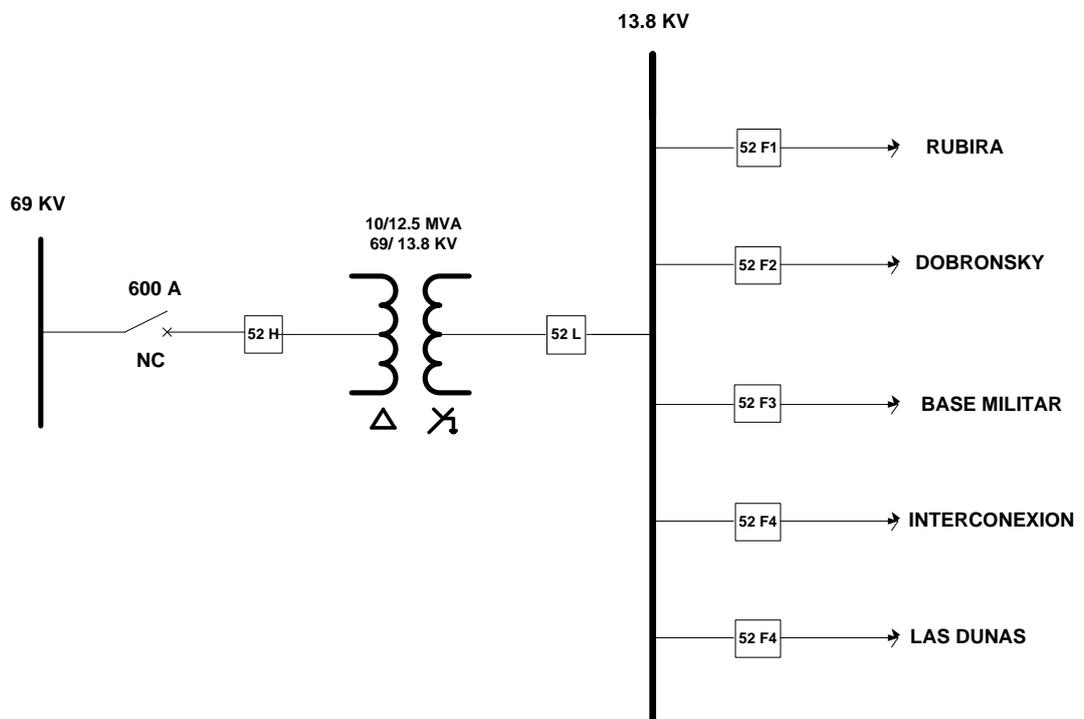


Figura 1.2 Diagrama Unifilar de la Subestación Salinas

1.3 Infraestructura Civil

La subestación dispone de una cerca perimetral de bloque, con una puerta con malla metálica abatible para acceso vehicular y una puerta para el acceso del personal, con una construcción de cemento para el operador de 36 m² y un patio de maniobras con suelo de piedra chispa.

La vía principal de comunicación a la subestación es la avenida 22 de diciembre, la cual es pavimentada de 1 carril para cada sentido. En la figura 1.3 podemos observar una vista externa de la subestación.



1.4 Área de Influencia

Para brindar servicio a la provincia de Santa Elena, la subestación salinas consta de 5 alimentadoras, de las cuales todas están en funcionamiento en la actualidad, y brindan de suministro eléctrico a casi toda la ciudad de Salinas como se muestra en la Figura 1.4 se debe mencionar que en esta subestación se encuentra conectado el Hospital general de Salinas a través de una de las 5 alimentadoras.

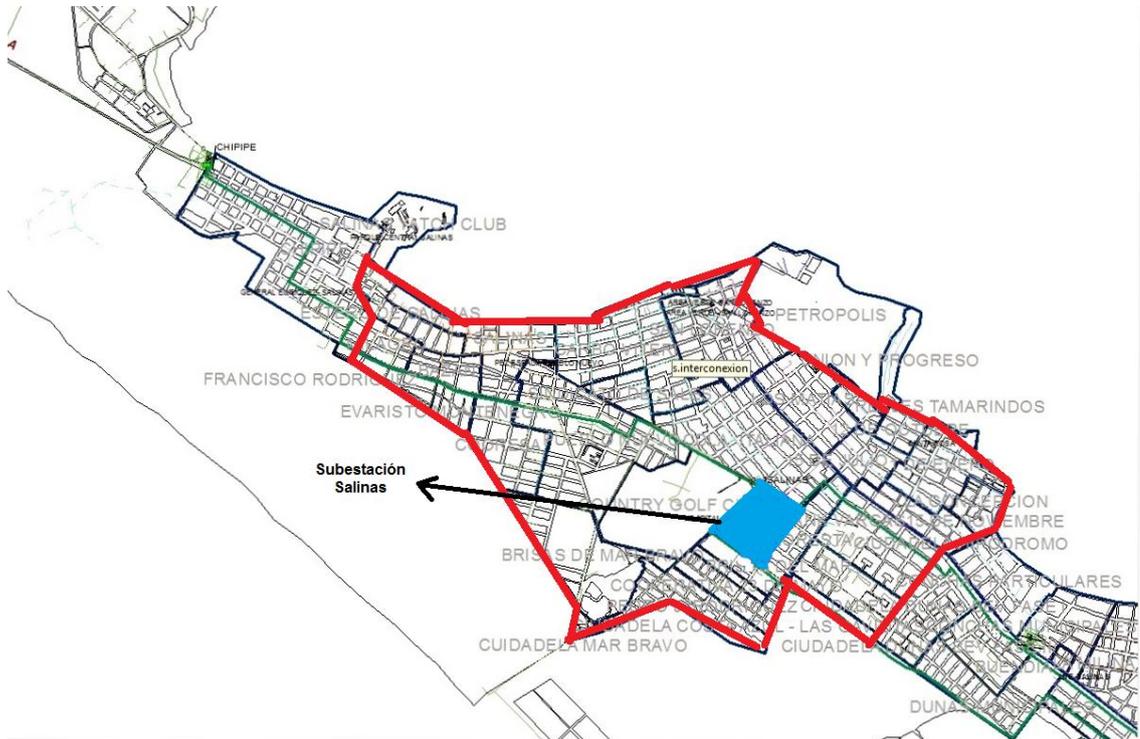


Figura 1.4 Área de Influencia de la Subestación Salinas

Las 5 alimentadoras que salen de la subestación Salinas son las que se indican a continuación:

- Rubira
- Dobronsky
- Base Militar
- Interconexión
- Las Dunas

1.5 Descripción de los Elementos de la Subestación

La subestación Salinas está constituida por las siguientes partes: patio de 69 KV, transformador de potencia, cuarto de control, mallado de puesta a tierra y metal-clad

1.5.1 Patio de 69 KV

El patio o bahía de 69 KV se conecta a la alimentación de alta tensión a través de estructuras, equipos y accesorios que se detallan a continuación.

1.5.1.1 Estructuras

La subestación de 69 KV tiene un pórtico compuesto por 6 torres de 12 metros, con una separación de 10 metros entre torres y unidas con bandejas horizontales para llevar los elementos a nivel de 69 KV como son: aisladores y pararraya; tal y como se muestra en la Figura 1.5



1.5.1.2 Aisladores y Herrajes

En nuestra subestación los aisladores son los encargados de soportar mecánicamente el conductor y aislarlo eléctricamente de tierra y otros conductores, con la finalidad de evitar un funcionamiento no deseado o falla.

Además cada aislador deberá ser asegurado con su respectivo herraje que brinda una mayor seguridad.

La subestación Salinas cuenta con 24 cadenas de aisladores a nivel de 69 KV, en la tabla I se detalla los aisladores y herrajes que se utilizan.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
AISLADORES DE PORCELANA A NIVEL DE 69 KV	24

Tabla I Aisladores de 69KV

En la Figura 1.6 se muestra los aisladores en el pórtico de alta tensión.



1.5.1.3 Seccionadores de Aire con Cuchillas a Tierra.

A los seccionadores de Aire con cuchillas a tierra se los conoce también como separadores o desconectores. Son dispositivos que sirven para conectar o desconectar distintas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o mantenimiento, la misión de los seccionadores es aislar tramos de circuitos.

Los circuitos a interrumpir deben hallarse libres de corriente, es decir, el seccionador debe maniobrar en vacío. Pero debe ser capaz de soportar corrientes nominales, sobre corriente y corriente de cortocircuito durante un tiempo específico.

La subestación Salinas utiliza seccionador de marca Mitsubishi, tipo 70 – GVE, de dos cuchillas, la primera sirve para conectar o desconectar la subestación de la línea de su transmisión; y la segunda, para poner la subestación a tierra e interrumpir cualquier accidente debido a una maniobra no programada. Las características del seccionar se muestran a continuación en la Tabla II

SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA			
MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION JAPAN			
TIPO	70 – GVE	TENSION NOMINAL	72.5 KV
TENSION RESISTIDA DE IMPULSO			350 KV
CORRIENTE DE CORTA DURACION			20 KA

Tabla II Características Técnicas - Seccionador de Puesta a Tierra



1.5.1.4 Interruptor en gas SF6 (GCB)

El interruptor o disyuntor es considerado como uno de los dispositivos de mayor importancia dentro de la configuración y operación de una subestación eléctrica, ya que permite insertar o desconectar cualquier tipo de circuito energizado capaz de aportar corrientes de falla.

Los interruptores en gas hexafluoruro de azufre (SF6) tiene mayor capacidad para despejar corrientes de fallas que los interruptores de aceite, por tal

motivo en la actualidad la mayoría de subestaciones han sustituido los interruptores en aceite por lo interruptores en gas SF6.

El interruptor en gas SF6, en nuestro caso tiene la particularidad que se encuentra ubicado dentro de la estructura que contiene el transformador de potencia para protegerlo contra la contaminación ambiental.

En la Tabla III se detallan las características del interruptor en gas SF6 que se encuentra en la subestación Salinas.

INTERRUPTOR EN GAS	
MARCA	MITSUBISHI
TIPO	70-SFMT-258
TENSION NOMINAL	72.5 KV
CORRIENTE NOMINAL	600 A
TENSION DE IMPULSO	350 KV
CORRIENTE DE INTERRUPCION NOMINAL	20 KA
PESO DEL GAS	12 Kg
PESO TOTAL CON GAS	1400 Kg
TENSION Y FRECUENCIA CIRCUITO AUXILIAR	240 VCA 60 HZ
PRESION NOMINAL DEL GAS	5 Kg.f/cm3

Tabla III Características Técnicas - Interruptor en Gas SF6

En la Figura 1.8 se muestra el interruptor en gas SF6 que se encuentra en la subestación Salinas



Para la alimentación de energía a la Subestación Chipipe a nivel de 69KV se encuentra un interruptor de Gas SF6 cuyas características se muestran a continuación.

INTERRUPTOR DE GAS SF6	
MARCA	EIB
TIPO	S1-100 F1 CRR 5-1
FRECUENCIA	60 Hz
CORRIENTE NOMINAL	2500 A
CORRIENTE DE CORTOCIERCUITO	31.5 KA

Tabla IV Interruptor de gas SF6 conexión con Chipipe

En la Figura 1.9 corresponde al interruptor de gas en SF6 el cual sirve para hacer la conexión con la subestación de Chipipe



1.5.1.5 Pararrayos en estructura de 69 KV

Los pararrayos son la primera línea de protección de sobretensiones existentes en la subestación. Estos dispositivos se colocan por lo general lo más cerca de los equipos que se desean proteger para suprimir las sobretensiones internas o descargas atmosféricas que podrían causar daño a la subestación principalmente al transformador de potencia.

1.5.1.6 Conductores

En la Tabla III y en la Tabla IV se muestran las características del conductor para las conexiones a nivel de 69 Kv y las características del conductor de Hilo de guardia respectivamente.

CONDUCTOR PARA NIVEL DE 69 KV					
TIPO	CALIBRE	AMP	RESISTENCIA (OHM/Km)	INDUCTANCIA (OHM/mi)	CAPACITANCIA (MOHM-mi)
AAAC 5005	477	480	0,1394	0,4489	0,1014

Tabla V Conductores a nivel de 69KV

CONDUCTOR DE GUARDIA	
TIPO	CALIBRE
AAAC	4/0

Tabla VI Conductor de Guardia

1.5.2 Transformador de Potencia

La función principal de la subestación es reducir la tensión para suministrar energía a las cargas a un nivel establecido, el transformador de potencia se convierte en el elemento de mayor importancia de la subestación.

La subestación Salinas dispone de un transformador de potencia marca Mitsubishi de 69000/13800 Voltios, y una potencia de 10/12,5 MVA, con una

conexión delta – estrella sólidamente aterrizado, colocado sobre una base de hormigos armado. El transformador de potencia tiene la posición de su tap en el centro, en la tabla VII se muestran los respectivos datos de placa.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
MARCA	MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
MODELO	CRB
FASES	3
FRECUENCIA	60
CLASE	OA/FA
CAPACIDAD	10/12,5 MVA
VOLTAJE	69/13.8 KV
NIVEL BASICO DE IMPULSO A.T.	350 KV
NIVEL BASICO DE IMPULSO B.T.	110 KV
IMPEDANCIA	7.66%
CONEXIÓN	DELTA-ESTRELLA
L-SPEC	HB16366
FECHA	AGOSTO DE 1988
SERIE	8817600102
NORMA	ANSI-C57.12

Tabla VII Datos de placa Transformador de Potencia

En la Figura 1.10 se muestra la constitución física del transformador de potencia.



Figura 1.10 Transformador de Potencia

1.5.3 Metal-clad

La norma ANSI/IEEE C37.20.21987 define a la cadena metallada como aquella que cumple las siguientes características:

1. El circuito principal de seccionamiento y el interruptor es de tipo removible, provisto de un mecanismo que permite moverlo entre las posiciones de desconectado a conectado y provisto de rieles de auto alineamiento y auto acoplamiento.
2. Las partes de mayor tamaño del circuito primario, como los apartados interrupción, barras transformadores de potencia y transformadores

para control son encerrados por láminas metálicas conectadas a tierra especialmente, una lámina se ubica en el frente de los apartados de interrupción para asegurar que ninguna de las partes energizadas estén expuestas cuando la puerta de la unidad sea abierta.

3. Todas las partes vivas están encerradas dentro de compartimientos metálicos conectados a tierra.
4. Persianas (shutters), automáticas previenen la explosión del circuito primario, (Barras transformadores de potencia, etc), cuando el elemento removible está en la posición desconectada.
5. Las barras y las conexiones se encuentran cubiertas por material aislante. Esto constituye solo una pequeña porción del aislamiento efectivo de las barras.
6. Deben estar provistos de interbloques mecánicos que aseguren una correcta secuencia de operación.
7. Medidores, relés, aparatos de control secundario y su alambrado deben estar aislados de los elementos del circuito primario con barreras metálicas puestas a tierra.

En ocasiones se puede hacer necesario el uso de estructuras auxiliares para montaje de equipos adicionales como por ejemplo transformadores de potencial barras, etc. Ay que tomar en cuenta que las celdas metal-clad siempre son metal-enclosed, pero las celdas metal-enclosed no siempre son metalclad.

METAL-CLAD	
Marca	MITSUBISHI
Tipo	EX 13.8KV
Standard	1200A
Frecuencia	60Hz
BIL	95KV
Serie	88J8580301/09

Tabla VIII Datos de placa del Metal-clad



En la subestacion salinas, toda la estructura a nivel de 13,8 KV se encuentra dentro del metal-clad, por lo que no contamos con una bahia o patio de 13.8KV

1.5.3.1 Celda número 1

En la celda número uno del metal clad se encuentra el banco de baterías cuyos datos de placa se los muestra en la tabla IX.

Baterías Estacionarias de ácido de Plomo	
Modelo	CS – 130
CELDAS	60.
Cap. Nominal	130 AH(10H.R.)
No de Fabricación	32794C
Fecha de Fabricación	Agosto de 1988
Marca	The Furukawa Battery Co.,Ltda

Tabla IX Datos de placa Banco de Baterías

El banco de baterías supe de energía a 120Volts en corriente directa a los circuitos de control en caso de emergencia, se puede obserbar el baco de batarías en la siguiente Figura 1.12.



1.5.3.2 Celda número dos

En la celda número dos se encuentran el transformador auxiliar cuyos datos se muestran en la siguiente Tabla X y su correspondiente imagen en la Figura 1.13

TRANSFORMADOR AUXILIAR DE SERVICIO	
MARCA	SHIKOKU TRANSFORMER CO., LTD.
CLASE	OA
CAPACIDAD	15kVA
VOLTAJE	13800/120-240 V
NIVEL BASICO DE IMPULSO A.T.	95kV
NIVEL BASICO DE IMPULSO B.T.	30 Kv
IMPEDANCIA	2.6 %
SERIE	7224702
FECHA	1988
NORMA	ANSI C57.12.00-1980

Tabla X Transformador Auxiliar



1.5.3.3 Celda Número Tres

En ésta celda se encuentra las barras principal como se observa en la figura 1.14



Figura 1.14 Barra Principal

1.5.3.4 Celdas Cuatro a la Ocho

A partir de la celda número cuatro a la celda numero ocho se encuentran las alimentadoras a nivel de 13.8Kv: Rubira, Dobronski, Base Militar, Interconexión y Dunas respectivamente. Las cuales tienen el mismo tipo de conexión que es el que se muestra en la figura 1.15 en la cual se pueden observar los TC's.



1.5.3.5 Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente se utilizan para tomar muestras de corriente de línea y reducirla a un nivel seguro y medible, para las gamas normalizadas de instrumentos, aparatos de medida u otros dispositivos de medida y control. Estos valores normalizados comunmente son de 1 y 5 amperios.

Un Transformador de Corriente o CT brinda conexión entre el circuito al cual se desea medir la corriente y los instrumentos de medicion. Esto es de suma importancia cuando se realiza mediciones con voltajes elevados.

En la subestacion salinas se emplean transformadores de corriente marca KYODEN para la entrada principal y las 5 alimentadoras, y adicionalmente hay un transformador de corriente marca SBD 82/2 para la conexión con chipipe cuyos parametros se detallan en la Tabla XI; en la Figura 1.16 se los puede observar en forma de disco, 3 por cada alimentadora

Transformador de Corriente	Marca	Relación (A)		Clase
		PRIMARIO	SECUNDARIO	
Entrada Principal	KYODEN	1200	5	0.6 B - 0.5
Alimentadoras	KYODEN	600	5	0.6 B - 0.5
Salida a Chipipe	SBD 82/2			5P20

Tabla XI Datos de placa de los Transformadores de Corriente



1.5.3.6 Transformadores de Potencial

La función de un Transformador de Potencial o PT, es conectarse mediante un devanado primario a los circuitos de alto tensión, para reducir el voltaje y aislar su lado secundario, de esta manera proveer la señal de forma segura a los circuitos de medida, relés o controladores conector en el lado de baja tensión. Puesto que el propósito principal es el muestreo de voltaje, un PT debe ser particularmente preciso como para no distorsionar los valores verdaderos.

La subestación Salinas emplea transformadores de potencial marca MITSUBISHI cuyas características se muestran en la Tabla XII

Transformador de Corriente	Marca	Relación (V)		Clase
		PRIMARIO	SECUNDARIO	
Salinas	MITSUBISHI	$13800/\sqrt{3}$	120	0.6

Tabla XII Datos de placa de los Transformadores de Potencial

1.5.4 Cuarto de Control

El cuarto de control está formado por los siguientes elementos:

1.5.4.1 Disyuntores a 13.8KV

La Subestación Salinas tiene dos tipos de breakers, el breaker principal cuya corriente nominal es de 1200A y los breakers de las alimentadoras su corriente nominal es de 600A. En la Tabla XIII y Tabla XIV se muestran los datos de placa para el breaker principal y el breaker de las alimentadoras respectivamente

mitsubishi electric corporation			
Tipo	10-VPR-25B	Norma	IEC Pub 56
Voltaje Nominal	13.8KV	Tension de impulso	95Kv
Corriente Nominal	1200A	Frecuencia Nominal	50/60 Hz
Corriente Nominal de interrupción	18KA	Corriente de Corta Duración (3 seg.)	23KA
Tension de reencendido	0.34Kv/ μ s	Tiempo de Interrupción	3~
Tiempo de cierre	0.1s	tiempo de apertura	0.033s
Voltaje Nominal de funcionamiento	DC 125V	ciclo de operación	0-3M. -CO-3M.-CO
Voltaje de cierre	DC 125V	Peso Total	140Kg
Voltaje de apertura	DC 125V		

Tabla XIII Características del Breaker Principal

mitsubishi electric corporation			
Tipo	10-VPR-25B	Norma	IEC Pub 56
Voltaje Nominal	13.8KV	Tension de impulso	95Kv
Corriente Nominal	600 ^a	Frecuencia Nominal	50/60 Hz
Corriente Nominal de interrupción	18KA	Corriente de Corta Duración (3 seg.)	23KA
Tension de reencendido	0.34Kv/ μ s	Tiempo de Interrupción	3~
Tiempo de cierre	0.1s	tiempo de apertura	0.033s
Voltaje Nominal de funcionamiento	DC 125V	ciclo de operación	0-3M. -CO-3M.-CO
Voltaje de cierre	DC 125V	Peso Total	140Kg
Voltaje de apertura	DC 125V		

Tabla XIV Características de los Breakers de las Alimentadoras

1.5.4.2 Tablero

La Subestación posee un tablero metálico con paneles AC y DC donde podemos observar los dispositivos de medición, protección, alarma y relés de protección diferencial.

1.5.4.3 Dispositivos de Control y Protección Diferencial

El relé que proporciona la protección diferencial a la subestación, Salinas principalmente al transformador de potencia es el relé 87 y 81



Además en la subestación existe la protección de los relés 50 y 51, en las 5 alimentadoras y el breaker principal, los cuales están dispuestos para cada fase y el neutro de cada una de las alimentadoras. A continuación en la Tabla XIII se detallan las características de placa de cada relé 50 y 51

ALIMENTADORAS	RELES				
	TIPO	SERIE	MARCA	TAP	DIAL
LAS DUNAS	ELECTRO MECÁNICO	93849	mitsubishi	4	2
		93852	mitsubishi	4	2
		93857	mitsubishi	4	2
		93862	mitsubishi	2	3
INTERCONEXIÓN	ELECTRO MECÁNICO	93851	mitsubishi	4	2
		93853	mitsubishi	4	2
		93861	mitsubishi	4	2
		93866	mitsubishi	2	3
BASES MILITARES	ELECTRO MECÁNICO	93848	mitsubishi	4	2
		93856	mitsubishi	4	2
		93855	mitsubishi	4	2
		93864	mitsubishi	2	3
DOBRONSKY	ELECTRO MECÁNICO	93847	mitsubishi	4	2
		93855	mitsubishi	4	2
		93859	mitsubishi	4	2
		93863	mitsubishi	2	3
RUBIRA	ELECTRO MECÁNICO	93850	mitsubishi	4	2
		93854	mitsubishi	4	2
		93860	mitsubishi	4	2
		93865	mitsubishi	2	3
BREAKER PRINCIPAL	ELECTRO MECÁNICO	93844	mitsubishi	4	2
		93845	mitsubishi	4	2
		93846	mitsubishi	4	2
		93843	mitsubishi	2	2

Tabla XV Características de placa de los relés 50 y 51



1.5.5 Mallado de Puesta a tierra

La malla de puesta a tierra tiene por objeto proteger el personal y equipos de las sobretensiones y esfuerzos eléctricos y mecánicos producidos por voltajes de maniobra, falla de aislamiento o descargas atmosféricas, así como también, provocar la circulación de corrientes altas al producirse contactos con partes energizadas.

En la Subestación Salinas no obtuvimos la información detallada correspondiente al mallado de puesta a tierra.

CAPÍTULO 2

ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA

2.1 INTRODUCCIÓN.

Para el estudio de flujo de carga a la subestación de Salinas, es necesario hacer una simulación en condiciones críticas de funcionamiento, las cuales son a máxima carga y a mínima carga. Esto nos ayudara para obtener información acerca de cómo se comporta el sistema eléctrico bajo estas condiciones, con la finalidad de establecer voltajes de las barras, potencia consumida por la subestación y determinar si existe o no sobrecarga en las líneas de distribución.

Para poder realizar esta simulación se va a emplear el software PowerWorld Simulator 17 Evaluation, esta es una versión estudiantil y es distribuida de forma gratuita en la página web de Power Word Corporation.

PowerWorld Simulator es un programa computacional utilizado para el análisis y simulación de sistemas de potencia, además se ha convertido en uno de los programas del campo eléctrico más usado, ya que las compañías eléctricas han incrementado su tamaño y número de interconexiones, esto ha ocasionado que en los sistemas eléctricos haya una mayor complejidad en la planeación de futuras expansiones, proporcionando una gran variedad de posibilidades de diseño.

Este software nos permite simular hasta un límite de 13 barras, esto no representa un impedimento para nuestro estudio porque vamos a trabajar con pocas barras al momento de simular.

2.2 CRITERIOS ADOPTADOS PARA EL ESTUDIO.

2.2.1 Flexibilidad Operacional.

El sistema podrá funcionar alimentado por la Corporación Nacional de Electricidad de Santa Elena, mediante la línea de 69 KV proveniente de la subestación San Vicente, esta puede suplir toda la carga sin ninguna restricción.

2.2.2 Niveles de Confiabilidad.

El sistema debe proveer la continuidad del servicio y la alimentación a las instalaciones del Hospital General de Salinas alimentada por el ramal Dunas

de la subestación Salinas de forma prioritaria, ante la existencia de alguna falla de un elemento del sistema.

En caso de que la alimentadora Dunas sufra una falla, el Hospital General de Salinas es alimentado por las otras alimentadoras, mediante una transferencia de carga. Para el caso de que falle la transferencia, el Hospital cuenta con su propio generador eléctrico, para poder abastecer su carga por un momento, hasta que se pueda recuperar el servicio eléctrico en la subestación.

Cabe indicar que el proceso de transferencia de carga, es manual y no automático, por lo que ante una falla el hospital se quedaría sin servicio por un periodo de tiempo considerable.

2.2.3 Nivel de sobrecarga

No se aceptan sobrecarga en los cables del Sistema mayores a la cargabilidad establecida en las especificaciones técnicas. Estas limitaciones tienen que ver con los límites que los cables tienen para conducir una determinada cantidad de corriente.

Para el caso de los transformadores convencionales de fuerza, la carga no debe exceder su capacidad OA (capacidad con enfriamiento por aceite y aire natural).

2.2.4 Regulación de Voltaje

Los voltajes a nivel de barras del Sistema no deben exceder del 5% hacia arriba y 5% hacia abajo, ante cualquier contingencia operativa

2.3 ANÁLISIS DE CASOS

En esta parte vamos a plantear los casos extremos de operación, los cuales son con carga máxima y con carga mínima.

- **CASO 1 Estudio de flujo de carga –caso base carga máxima**
- **CASO 2 Estudio de flujo de carga - caso base carga mínima**

2.4 DATOS DEL SISTEMA

Es necesario conocer las características de los equipos utilizados en el estudio de la Subestación de Distribución para la respectiva coordinación de los elementos de protección y para un buen funcionamiento de todo el sistema.

Los datos y características de los equipos que se requieren son: transformador de fuerza, conductores, líneas y barras

2.4.1 Datos del transformador de Fuerza

El transformador de potencia consta de los siguientes datos de placa

TRANSFORMADOR PRINCIPAL	
MARCA	MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION
MODELO	CRB
CLASE	OA/FA
CAPACIDAD	10/12,5 MVA
VOLTAJE	69/13.8 KV
NIVEL BASICO DE IMPULSO A.T.	350 KV
NIVEL BASICO DE IMPULSO B.T.	110 KV
IMPEDANCIA	7.66%
CONEXIÓN	DELTA-ESTRELLA
L-SPEC	HB16366
FECHA	AGOSTO DE 1988
SERIE	8817600102
NORMA	ANSI-C57.12
PESO TOTAL CON ACEITE (KG)	20700

Tabla XVI Datos del Transformador de Fuerza

El transformador de potencia tiene una impedancia de 7.66% con base de 12.5 MVA, y 69 KV, su relación de transformación es de 69/13.8 KV, presenta una capacidad de conducción de corriente en el lado de alta tensión de 83.7/105 Amperios y en el lado de baja tiene 418/523 Amperios. La conexión del transformador es delta-estrella con neutro en la estrella.

2.4.2 Datos de barras de carga.

El análisis de las cargas se va a hacer con la información obtenida de la Corporación Nacional de Electricidad de Santa Elena, para poder trabajar con el caso más crítico, se eligieron los datos del último Carnaval, por lo que las alimentadoras se encontraban a su máxima carga. Estos datos son del mes de febrero del año 2013. A continuación se muestra una tabla con los datos de las demandas por alimentadora.

ALIMENTADORAS	KW	KVAR	KVA	KVA NOMINAL	FC	FP
LAS DUNAS	2369	668,0	2461	4508	0,55	0,96
DOBRONSKY	2308	456,0	2353	6975	0,34	0,98
BASES MILITARES	1759	495,0	1827	5198	0,35	0,96
RUBIRA	1822	685,0	1947	2370	0,82	0,94
INTERCONEXION	1471	402,0	1525	5423	0,28	0,96

Tabla XVII Demanda Máxima por Alimentadora

Para la obtención de la demanda mínima, se analizó la demanda en un mes de poco uso energético en el sector estudiado, se realizó el estudio en el mes de agosto. Obteniendo la demanda promedio por día. Los resultados se muestran a continuación.

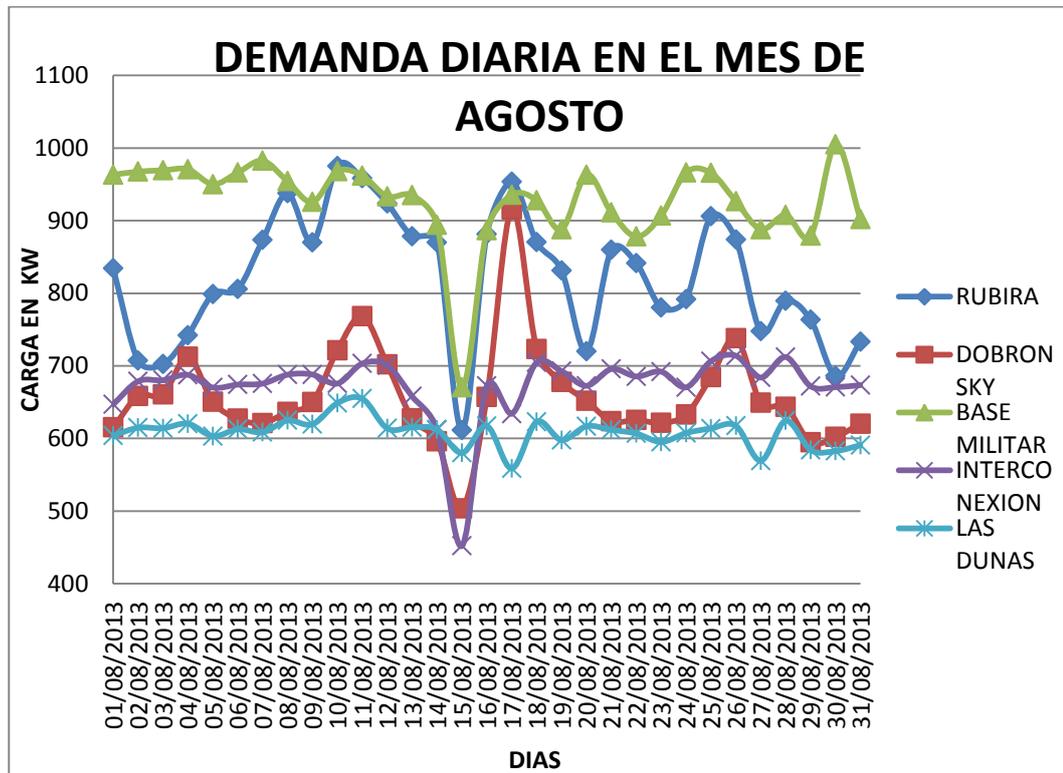


Figura 2.1 Demanda del Mes de Agosto del 2012

En la Figura 2.1 se muestran a las 5 alimentadoras de la subestación Salinas, se puede observar que estos datos son del mes de agosto, y son promedios diarios de las diferentes demandas de las alimentadoras. En ella se puede observar que las demandas mínimas corresponden al día 15 de agosto del 2013, que se detallan en la Tabla XVIII.

Alimentadoras	Rubira	Dobronsky	Base Militar	Interconexión	Las Dunas
Demanda (KW)	611	504	670	452	559

Tabla XVIII Demanda Mínima por Alimentadora

Resumiendo los valores de las Cargas mínimas y máximas por alimentadoras se presentan a continuación:

Rubira	MW	MVAR	MVA
Carga máxima	1,822	0,685	1,947
Carga mínima	0,611	0,249	0,660

Tabla XIX Carga de la alimentadora Rubira

Dobronsky	MW	MVAR	MVA
Carga máxima	2,31	0,456	2,353
Carga mínima	0,504	0,039	0,505

Tabla XX Carga de la alimentadora Dobronsky

Interconexión	MW	MVAR	MVA
Carga máxima	1,471	0,402	1,525
Carga mínima	0,452	0,169	0,483

Tabla XXI Carga de la alimentadora Interconexión

Las Dunas	MW	MVAR	MVA
Carga máxima	2,369	0,668	2,461
Carga mínima	0,559	0,230	0,604

Tabla XXII Carga de la alimentadora Las Dunas

Base Militar	MW	MVAR	MVA
Carga máxima	1,759	0,495	1,827
Carga mínima	0,670	0,256	0,717

Tabla XXIII Carga de la alimentadora Base Militar

2.5 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGA.

El flujo de carga se lo realizo con una base de 100 MVA, 13.8KV del lado de la carga. Todos los valores van a estar en estas bases.

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.

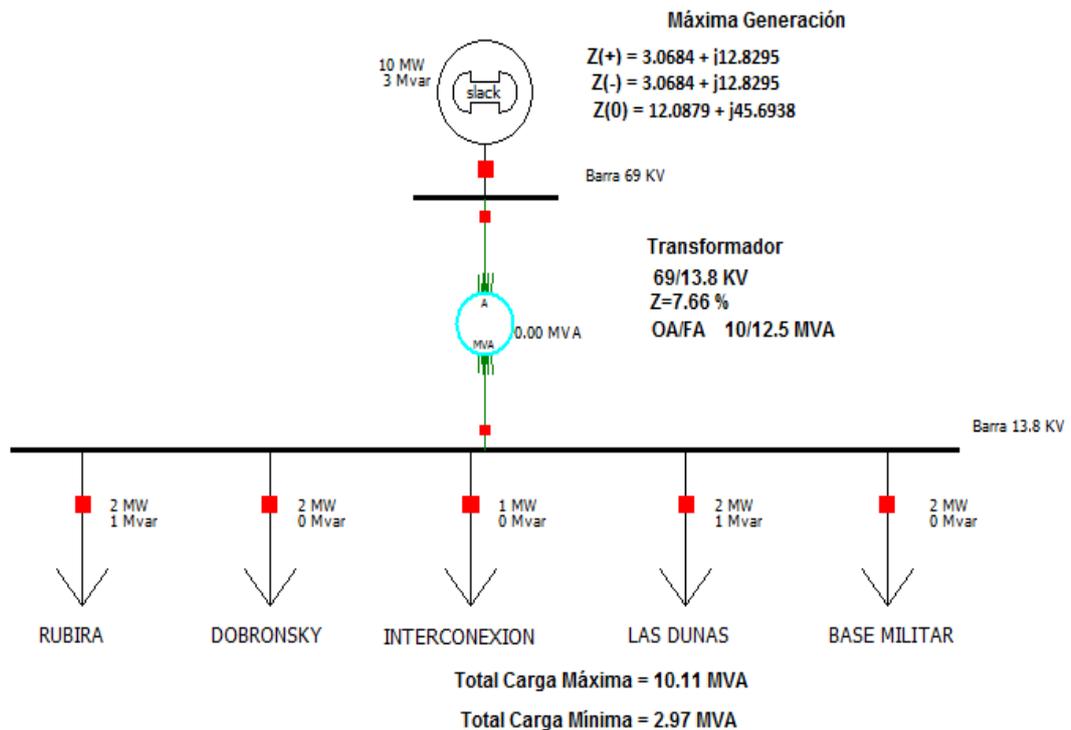
El análisis del flujo de carga muestra lo siguiente:

- a) Voltaje en barras.
- b) Consumo de las cargas
- c) Factor de Potencia
- d) Requerimientos de potencia Reactiva.
- e) Carga sobre todos los conductores y transformadores, verificar que la carga este dentro de la capacidad de transmisión para condiciones normales y contingencias operativas.
- f) Ajustes de TAPS de los Transformadores.

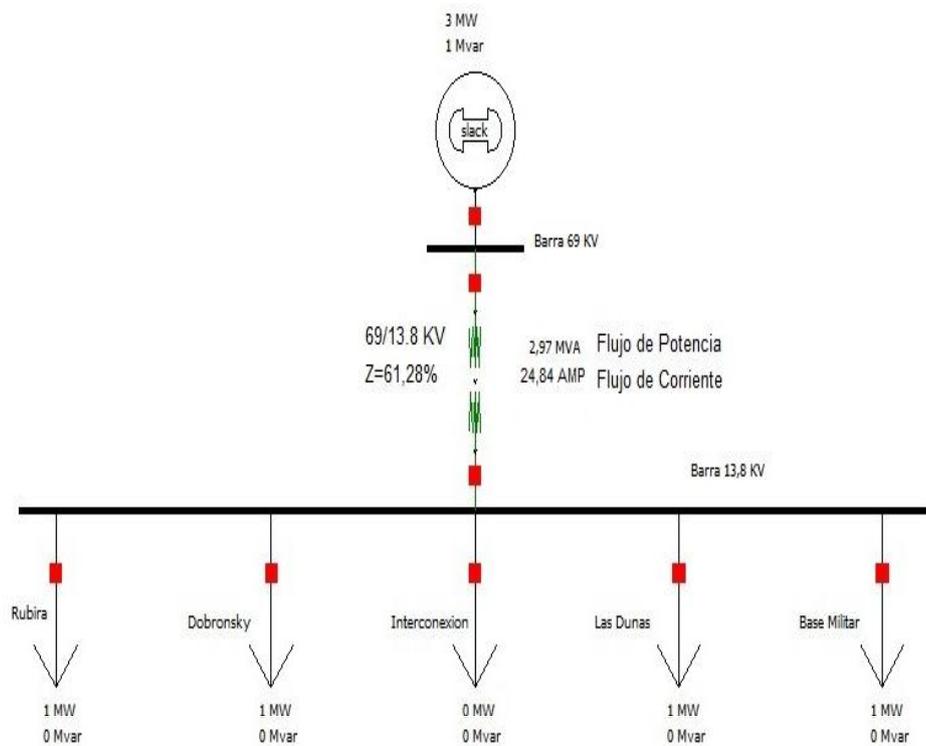
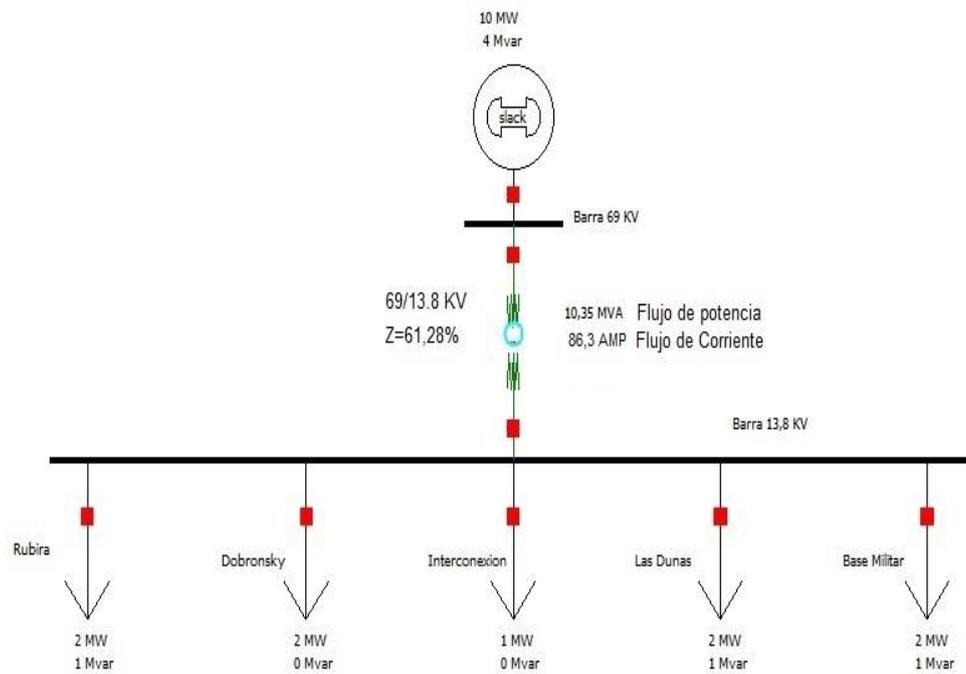
2.5.1. Casos base.

A continuación se presentan los resultados gráficos del Flujo de Carga para máxima y mínima carga. En la Figura 2.2 se muestra un resumen los datos ingresados en el programa para realizar el estudio de flujo de carga.

En las Figuras 2.3 y 2.4 se muestran los resultados gráficos del flujo de potencia para carga máxima y carga mínima respectivamente.



En el anexo 1 se adjunta los resultados gráficos del Flujo de carga para máxima y mínima carga, que se resume a continuación:



2.5.1.1 Voltaje en las barras

No	Nombre	Voltaje Nominal (kV)	Voltaje (pu)	Voltaje (kV)	Ángulo °C
1	Barra 69 kV	69	1	69	0
2	Barra 13,8 kV	13,8	0,9813	13,5413	-3,4841°

Tabla XXIV Voltaje de Barra para Carga Máxima

No	Nombre	Voltaje Nominal (kV)	Voltaje (pu)	Voltaje (kV)	Ángulo °C
1	Barra 69 kV	69	1	69	0
2	Barra 13,8 kV	13,8	0,994	13,7175	-0,9976°

Tabla XXV Voltaje de Barra para Carga Mínima

2.5.1.2 Consumo de Potencia Activa y Reactiva en la barra de 13,8 KV

Consumo - Carga Máxima		
Barra de Carga	MW	MVAR
13,8 kV	9,731	2,706

Tabla XXVI Consumo para Carga Máxima

Consumo - Carga Mínima		
Barra de Carga	MW	MVAR
13,8 kV	2,796	0,943

Tabla XXVII Consumo para Carga Mínima

2.5.1.3 Factor de Potencia

Carga Máxima	0,963
Carga Mínima	0,947

Tabla XXVIII Factor de Potencia de Carga

2.5.1.4 Carga de Transformador

Desde	Hasta	MW	MVAR	MVA	Límite (MVA)	Límite (%)	Pérdidas (MW)	Pérdida (MVAR)
Barra 69 KV	Barra 13,8 KV	9,73	3,36	10,29	12,5	82.32	0	0,65

Tabla XXIX Carga de Transformador para Máxima Generación

Desde	Hasta	MW	MVAR	MVA	Límite (MVA)	Límite (%)	Pérdidas (MW)	Pérdida (MVAR)
Barra 69 KV	Barra 13,8 KV	2,8	1	2,97	12,5	23,76	0	0,05

Tabla XXX Carga de Transformador para Mínima Generación

2.5.1.5 Potencia Activa y Reactiva Recibida del Sistema

Potencia en Barra 69 KV para carga máxima	
MW	MVAR
9,731	3,538

Tabla XXXI Potencia Activa y Reactiva recibida del sistema para Carga Máxima

Potencia en Barra 69 KV para carga mínima	
MW	MVAR
2,796	1

Tabla XXXII Potencia Activa y Reactiva recibida del Sistema para Carga Mínima

2.5.1.5 Potencia Activa y Reactiva Recibida del Sistema

TRANSFORMADOR	TAP en Alta Tensión
Mitsubishi 69/13,8 KV 10/12,5 MVA OA/FA	2,50 %

Tabla XXXIII Ajuste del TAP del Transformador

2.6 CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE FLUJO

El desarrollo del flujo de potencia en este capítulo para la carga en la subestación Salinas nos ha permitido determinar y comprobar los siguientes parámetros.

- La carga de la subestación Salinas es suplida en su totalidad y bajo condiciones normales por la red de la Subtransmisión de la Empresa Eléctrica, tanto para los casos bases de Mínima y Máxima Carga.
- La alimentadora Dunas es la que tiene la mayor carga conectada a la subestación, mientras que la alimentadora de menor carga es la alimentadora Interconexión, esto se da para el caso de carga máxima. En el caso de mínima carga ocurre un cambio, la alimentadora con mayor carga es la de Base Militar y la alimentadora con menor carga sigue siendo la Interconexión.
- Para la condición de carga máxima, el voltaje en la barra de 69 KV es de 1,00 p.u. y en la barra de 13.8 KV es de 0,9813 p.u. Para el caso de carga mínima, el voltaje en la barra de 69 KV es de 1 p.u y en la barra de 13.8 KV es de 0.994 p.u. Con estos resultados podemos

decir que hay un correcto trabajo del sistema dentro de los niveles requeridos del $\pm 5\%$ del voltaje nominal.

- El transformador de potencia, al que están conectadas las alimentadoras, se encuentra al 82,32% de la capacidad FA para carga máxima, y el 23,76 % de la capacidad FA para la carga mínima.
- En lo que se refiere a la potencia que consume la subestación Salinas es de 9,731 MW y 3,538 MVAR para carga máxima, y 2,796 MW y 1 MVAR para carga mínima.
- De acuerdo a estos resultados, no es necesario hacer ninguna regulación de voltaje, según esto la posición del TAP del transformador se mantiene en el 2,5%, la cual corresponde a la posición B a una relación de transformación 68,8/13,8 KV

CAPÍTULO 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:

- Indeseables flujos de Corrientes.
- Presencia de Corrientes de magnitudes exageradas que podrían dañar los equipos.
- Caída de Voltaje en la vecindad de la falla que puede afectar adversamente la operación de las maquinas rotatorias.
- Creación de condiciones peligrosas para la seguridad del personal.

La subestación Eléctrica de Salinas 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 el 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 Subestación Eléctrica de Salinas se caracteriza por ser un sistema típicamente aterrizado los estudios de cortocircuito considera los siguientes tipos de fallas como las principales a analizar:

-Falla Trifásica a tierra

-Falla de línea a tierra.

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 en la subestación Salinas se verificara la corriente de falla en todos los escenarios posibles, es decir también las fallas de línea a línea y de dos líneas a tierra, además comprobaremos que la corriente de Falla a Tierra no exceda la corriente Trifásica.

Existe la posibilidad que las fallas monofásicas a tierra produzcan corrientes de fallas mayores a las corrientes de falla trifásica, pero esto es más frecuente que ocurra en sistemas de transmisión a niveles de media tensión, sobre todo cuando la falla se encuentra muy próxima a la subestación.

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 Impedancias Equivalentes en el Punto de entrega de la Empresa Eléctrica.

La CNEL EP Santa Elena, nos ha entregado los MVA de Corto Circuito como se muestra en la Tabla XXXIV y las Impedancia de Thevenin que se muestra en la Tabla XXXV todos estos valores están dados en la Barra de Interconexión de 69 KV, de la Subestación de Distribución de Salinas. La información ha sido trasladada a la base de 100 MVA y 69KV y se indica en la siguiente tabla:

3.3.1.1 MVA de Corto Circuito.

Tipo de Falla	MVA de Corto Circuito
Trifásica	361
Dos Líneas a Tierra	321
Línea - Línea	313
Línea - Tierra	194

Tabla XXXIV Corrientes y MVA de Corto Circuito para máxima Generación

3.3.1.2 Impedancias Equivalentes

Tipo de Impedancia	Magnitud p.u.	Ángulo	R+jX [Ohmios]	X/R
Positiva (+)	0,2770	74,54	3,0684 + j12,8295	4.181
Negativa (+)	0,2770	74,54	3,0684 + j12,8295	4.181
Cero (0)	0,9928	75,18	12,0879 + j45,6938	3.780

Tabla XXXV Impedancias Equivalentes Máxima Generación - 69 KV

Estas Impedancias se aplicaran para los cálculos de las corrientes de fallas, fueron proporcionadas por la empresa eléctrica CNEL EP Santa Elena, estas están dadas para la máxima generación, y de lado de 60 KV.

3.3.1.3 Corrientes de cortocircuito

Tipo de Falla	Corriente de Falla p.u.	Corriente de Falla Amperios
Trifásica	3.609247473	3020
Dos Líneas a Tierra	1.535783929	1285
Línea - Línea	3.125225875	2615
Línea - Tierra	1.939671738	1623

Tabla XXXVI Corrientes de cortocircuito para máxima generación-69KV

3.3.2 Datos de Conductores.

Los conductores son elementos pasivos en el análisis de corto circuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

Los datos de los conductores empleados en la Subestación Salinas están detallados en la sección 1.5.1.6 de este documento.

3.3.3 Datos del Transformador de Fuerza.

Igual que en el caso de los conductores los Transformadores son elementos pasivos en el análisis de corto circuito, sus características técnicas son similares a las aplicadas en los estudios de flujo de carga.

Los datos del Transformador de Fuerza empleado en la Subestación Salinas están detallados en la sección 2.4.1 de este documento.

3.3.4 Datos de Motores.

En la Subestación Salinas, no se encuentran conectadas grandes cargas de motores, por lo que su incidencia no afecta a la red, y tampoco contribuye significativamente a las fallas.

3.4 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.

Las corrientes de cortocircuito han sido calculadas considerando los criterios técnicos indicados en la sección 3.2. La falla Trifásica a tierra, línea a tierra, dos Líneas a tierra y Línea a Línea, se aplica a cada barra del sistema.

3.4.1 Caso Base.

En el anexo 2 se adjunta los resultados gráficos de los resultados de las corridas de Corto Circuito del Caso base, que se resume a continuación:

3.4.2 Corriente de Falla en cada Barra – Máxima Carga

A continuación se muestran las diversas corrientes de fallas que se pueden llegar a presentar en la subestación de Salinas. Estas fallas se necesitan analizar para poder conocer cuál de ellas es la corriente de falla máxima.

3.4.2.1 Corriente de falla de una fase a tierra.

En la Tabla XXXVII se muestra la corriente de falla de una fase a tierra, tanto para el lado de 69 kV como para el lado de 13.8 kV, estas corrientes de fallas estas echas bajo las condiciones de máxima generación.

Barra(kV)	Corriente(p.u.)	Corriente (Amp.)	Angulo(Deg)
69	1,973	1650,98	-75,02
13.8	1,281	5357,47	-86,85

Tabla XXXVII Corriente de Falla de una Fase a Tierra

3.4.2.2 Corriente de falla de línea a línea.

En la Tabla XXXVIII se muestra la corriente de falla de línea a línea, tanto para el lado de 69 kV como para el lado de 13.8 kV, estas corrientes de fallas estas echas bajo las condiciones de máxima generación.

Barra(kV)	Corriente(p.u.)	Corriente (Amp.)	Angulo(Deg)
69	3,282	2745,93	-164,7
13.8	1,005	4203,4	-174,44

Tabla XXXVIII Corriente de Falla de Línea a Línea

3.4.2.3 Corriente de falla de dos fases a tierra.

En la Tabla XXXIX se muestra la corriente de falla de dos fases a tierra, tanto para el lado de 69 kV como para el lado de 13.8 kV, estas corrientes de fallas estas echas bajo las condiciones de máxima generación.

Barra(kV)	Corriente(p.u.)	Corriente (Amp.)	Angulo(Deg)
69	1,334	1116,04	104,87
13,8	1,425	5963,55	90,19

Tabla XXXIX Corriente de Falla de Dos Fases a Tierra

Para el caso de una falla LLG en la Barra 69 KV y 13,8 KV se debe considerar que la corriente de falla mencionada en la Tabla XLIV corresponde a la suma vectorial de las dos corrientes que pasan por las fases fallidas, cuyos valores se muestran detalladamente en la Tabla XXXIX y que son de vital importancia para el cálculo de la capacidad de interrupción.

3.4.2.4 Corrientes de falla Trifásica

En la Tabla XL se muestra la corriente de falla Trifásica, tanto para el lado de 69 kV como para el lado de 13.8 kV, estas corrientes de fallas estas echas bajo las condiciones de máxima generación.

Barra(kV)	Corriente(p.u.)	Corriente (Amp.)	Angulo(Deg)
69	3,789	3170,73	-74,7
13.8	1,16	4853,66	-84,44

Tabla XL Corriente de Falla Trifásica

Finalmente presentamos los valores máximos y mínimos posibles de corrientes de cortocircuito a nivel de 69KV y de 13,8KV, en la Tabla LII.

	69 KV	13,8 kv
	I _{max}	I _{max}
Amperios	3170,73	5963,55
Ángulo	-74,7	90,19
p.u.	3,789	1,425
Falla	3Ø	LLG

Tabla XLI Corrientes de cortocircuito máximas de la S/E Salinas

3.4.3 Voltajes de Falla en cada Barra.

En un sistema eléctrico, es muy importante el nivel de voltaje con el que se provee el servicio eléctrico, por este motivo, cuando ocurre una falla en alguna alimentadora, esta falla produce corrientes de fallas elevadas en algunas fases del sistema, pero también producen depresiones de voltaje, y subidas de voltajes que pueden afectar gravemente a los equipos conectados al sistema. Por esta razón es necesario conocer los voltajes que se presentan al momento de que ocurre una falla.

A continuación se muestran los diferentes voltajes para las diferentes fallas presentadas en el sistema.

3.4.3.1 Voltaje de Falla de una Fase a tierra.

En la Tabla XLII y Tabla XLIII se muestra el voltaje para una Falla de una Fase a Tierra, tanto para el lado de 13,8 kV como para el lado de 69 kV respectivamente, estas corrientes de fallas estas echas bajo las condiciones de máxima generación.

Barra(kV)	Voltaje Fase A	Angulo Fase A	Voltaje Fase B	Angulo Fase B	Voltaje Fase C	Angulo Fase C
69	0,7894	4,33	0,9785	-113,72	0,92419	115,2
13.8	0	0	0,9764	-117,03	0,89373	112,35

Tabla XLII Voltajes para una Falla de una Fase a Tierra en la Barra de 13,8 kV

Barra(kV)	Voltaje Fase A	Angulo Fase A	Voltaje Fase B	Angulo Fase B	Voltaje Fase C	Angulo Fase C
69	0,64062	-3,33	0,90903	-114,14	0,90724	107,17
13.8	0	0	1,30926	-138,42	1,30537	138,61

Tabla XLIII Voltajes para una Falla de una Fase a Tierra en la Barra de 69 kV

3.4.3.2 Voltaje para una Falla de Línea a Línea

En la Tabla XLIV y Tabla XLV se muestra el voltaje para una Falla de Línea a Línea, tanto para el lado de 13,8 kV como para el lado de 69 kV respectivamente, estas corrientes de fallas estas echas bajo las condiciones de máxima generación.

Barra (kV)	Voltaje Fase A	Angulo Fase A	Voltaje Fase B	Angulo Fase B	Voltaje Fase C	Angulo Fase C
69	1	0	0,75461	-125,7	0,82988	132,4
13.8	0,98123	-3,51	0,49061	176,49	0,49061	176,49

Tabla XLIV Voltajes para una Falla de Línea a Línea en la Barra de 13,8 kV

Barra (kV)	Voltaje Fase A	Angulo Fase A	Voltaje Fase B	Angulo Fase B	Voltaje Fase C	Angulo Fase C
69	1	0	0,5	-180	0,5	180
13.8	0,98123	-3,51	0,49061	176,49	0,49062	176,49

Tabla XLV Voltajes para una Falla de Línea a Línea en la Barra de 69 kV

3.4.3.3 Voltajes para una Falle de dos Fases a tierra.

En la Tabla XLVI y Tabla XLVII se muestra el voltaje para una Falla dos Fases a Tierra, tanto para el lado de 13,8 kV como para el lado de 69 kV respectivamente, estas corrientes de fallas estas echas bajo las condiciones de máxima generación.

Barra (kV)	Voltaje Fase A	Angulo Fase A	Voltaje Fase B	Angulo Fase B	Voltaje Fase C	Angulo Fase C
69	0,88427	2,55	0,73888	-121,14	0,77664	130,2
13.8	0,8735	0,19	0	0	0	0

Tabla XLVI Voltajes para una falla de dos Fases a Tierra en la Barra de 13,8kV

Barra (kV)	Voltaje Fase A	Angulo Fase A	Voltaje Fase B	Angulo Fase B	Voltaje Fase C	Angulo Fase C
69	1,32401	0,06	0	0	0	0
13.8	0,86611	-3,45	0,43305	176,55	0,43305	176,55

Tabla XLVII Voltajes para una falla de dos Fases a Tierra en la Barra de 69KV

3.4.3.4 Voltajes para una Falla Trifásica.

En la Tabla XLVIII y Tabla XLIX se muestra el voltaje para una Falla Trifásica, tanto para el lado de 13,8 kV como para el lado de 69 kV respectivamente, estas corrientes de fallas estas echas bajo las condiciones de máxima generación.

Barra (kV)	Voltaje Fase A	Angulo Fase A	Voltaje Fase B	Angulo Fase B	Voltaje Fase C	Angulo Fase C
69	0,71093	5,56	0,71093	-114,44	0,71093	125,56
13.8	0	0	0	0	0	0

Tabla XLVIII Voltajes para una Falla Trifásica en la Barra de 13,8 Kv

Barra (kV)	Voltaje Fase A	Angulo Fase A	Voltaje Fase B	Angulo Fase B	Voltaje Fase C	Angulo Fase C
69	0	0	0	0	0	0
13.8	0	0	0	0	0	0

Tabla XLIX Voltajes para una Falla Trifásica en la Barra de 69 kV

3.4.4 Tabla de Resultados de corrientes de Fallas.

Se muestra la Tabla L con los datos obtenidos en la simulación de las diferentes fallas en el sistema eléctrico, tanto para el lado de 69 kV como del lado de 13,8 kV.

	69 kV		13,8 kV	
Tipo Falla	Icc (A)	Icc (p.u.)	Icc (A)	Icc (p.u.)
Fase Tierra	1650,98	1,973	5357,47	1,281
Línea - Línea	2745,93	3,282	4203,4	1,005
Dos Fases tierra	1116,04	1,334	5963,55	1,425
Trifásica	3170,73	3,789	4853,66	1,16

Tabla L Resumen de las Corrientes de Falla

3.5 CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN

Nombre Barra	Voltaje (kV)	Corriente de falla max (A)	Capacidad de Interrupción (kA)	Elemento
Barra 69 kV	69	3170,73	20	Disyuntor Gas SF6
Barra 13,8 kV	13,8	5963,55	18	Disyuntor

Tabla LI Valores mínimos de Capacidad para los Interruptores

En la Tabla LI se muestra la corriente máxima de falla para cada barra, así mismo se muestran los elementos de protección, tanto a nivel de 69 kV como 13,8 kV.

Se debe cumplir que el interruptor debe tener una capacidad de interrupción adecuada, si la corriente de falla es superior a la capacidad de interrupción entonces esto representa un peligro potencial para la seguridad de la subestación, tanto de los equipos, como del personal que labora en ella.

3.6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

El presente estudios de Corto Circuito preparado para la subestación Salinas ha permitido cumplir 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.
- Determinar las zonas del sistema en donde la falla puede resultar en depresión inaceptable de voltajes.

El estudio de corto circuito considera los siguientes tipos de falla:

- Falla Trifásica a tierra
- Falla de línea a tierra.
- Falla de línea a línea.
- Falla de dos fases a tierra.

Los resultados de todas las fallas se muestran en el Anexo 2.

Nuestro estudio de cortocircuito se lo hizo tanto para el lado de 69 kV como en el lado de 13.8 kV, esto es en base de la demanda máxima del sistema.

Comparando los resultados obtenidos en nuestro estudio, con los datos de fallas proporcionados por la empresa eléctrica, se tienen resultados muy cercanos entre sí. También se obtuvo que para una falla suscitada en la barra de 69 kV, la corriente de falla predominante fue la de falla trifásica, por encima de las demás corriente de falla como la de línea a línea, de dos fases a tierra y la falla de una fase a tierra. Mientras que para el lado de 13.8 kV, la corriente de falla predominante fue la de dos fases a tierra, esta corriente de falla fue muy superior a la corrientes de falla de una fase a tierra, de línea a línea y de la trifásica.

Podemos concluir que la magnitud de la corriente de falla depende del tipo de falla que se produzca y del lugar en el cual se produjo.

La falla trifásica es la más severa, dado que causa un desabastecimiento de energía en todo el sistema eléctrico, porque ante esta falla, se deja sin servicio a todas las fases.

Con la simulación de las diferentes fallas del sistema, se observa que cuando se produce una falla las corrientes son elevadas, lo cual produce depresiones o elevaciones de voltajes en las fases del sistema.

Con el estudio de cortocircuito se puede determinar los valores mínimos para la capacidad de interrupción de los interruptores de la subestación Salinas, dicha capacidad de interrupción debe ser superior a la corriente de falla.

El ajuste de los equipos de protección, los cuales son determinados considerando el sistema bajo condiciones de falla, será estudiada en la siguiente parte de este trabajo relacionada con la coordinación de las protecciones.

CAPÍTULO 4

PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

4.1 Introducción.

En un transformador de potencia pueden ocurrir numerosos regímenes anormales y averías para los cuales se hace necesaria su desconexión. Los cortocircuitos internos son las averías que deben desconectarse con la mayor velocidad posible y para esto hoy en día se emplea ampliamente la protección de porcentaje diferencial, además cuando ocurra una falla de cualquier tipo en alguna de las cinco alimentadoras el relé de protección debe actuar rápidamente con la finalidad de despejar dicha falla con prontitud y así prolongar el tiempo de vida útil del transformador.

4.2. ESQUEMA DE PROTECCIONES ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN

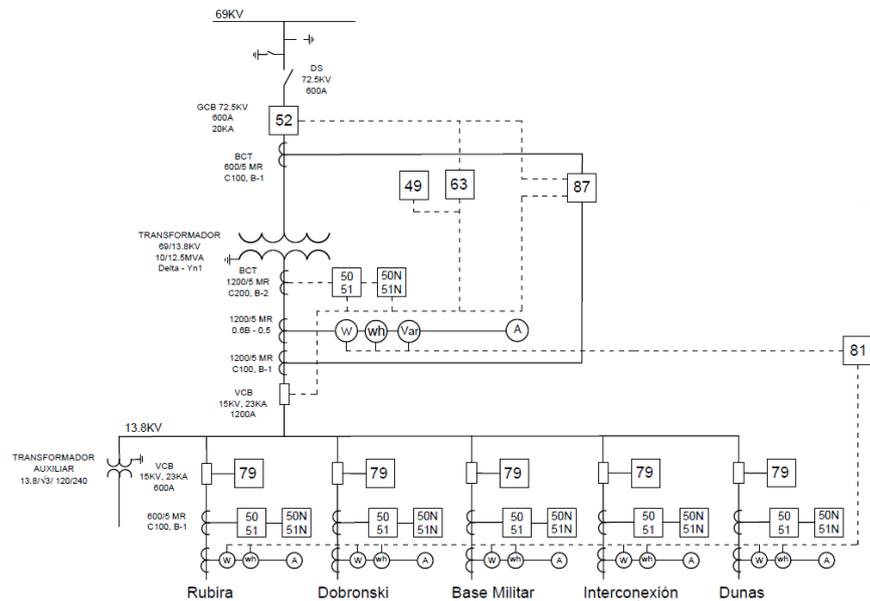
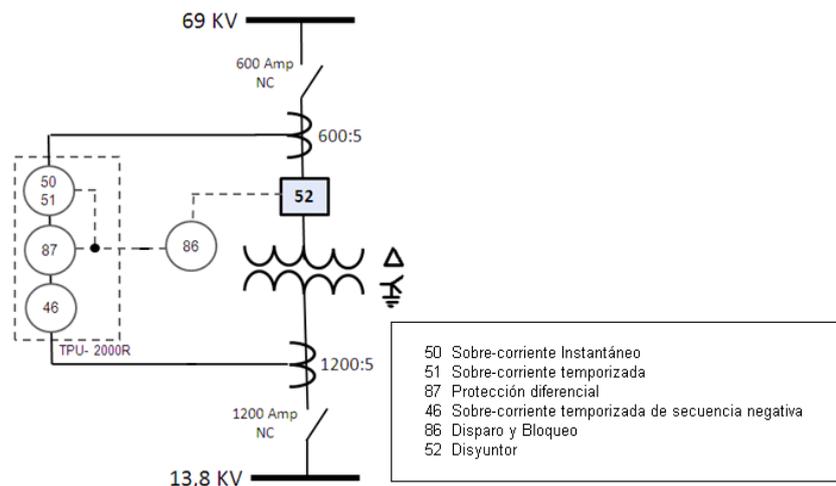


Figura 4.1 Esquema de Protecciones actual del Transformador de Potencia La Subestación Salinas fue construida en el año 1988 , se observa en los equipos de protección, una obsolescencia tecnológica , además que han concluido su vida útil, por la cual lo más conveniente es cambiar los actuales relés de protección por un solo relé moderno tipo numérico, que cumpla las funciones actuales y futuras de protección. Debido a que en la Subestación Salinas se han usado equipos de protección BBC que en la actualidad es la marca ABB hemos optado por elegir el relé de protección TPU 2000R de la serie ABB por la fácil adaptación del mismo con los TC's ya instalados.

El relé TPU2000R sirve para la protección primaria y secundaria del transformador. Este relé posee las funciones 87 T, 87 H 46, 50, 51, 50N y 51N.

En la siguiente figura podemos observar el esquema de protección con el nuevo relé de protección.



4.3 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Las funciones principales que dispone el relé TPU 2000R de la serie ABB son:

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: 51N y 51G.

★ Sobre-corriente instantánea: 50N

La conexión del TPU 2000R tiene una configuración Delta Yn1, la cual es mostrada en el esquema de la figura, con sus respectivas corrientes.

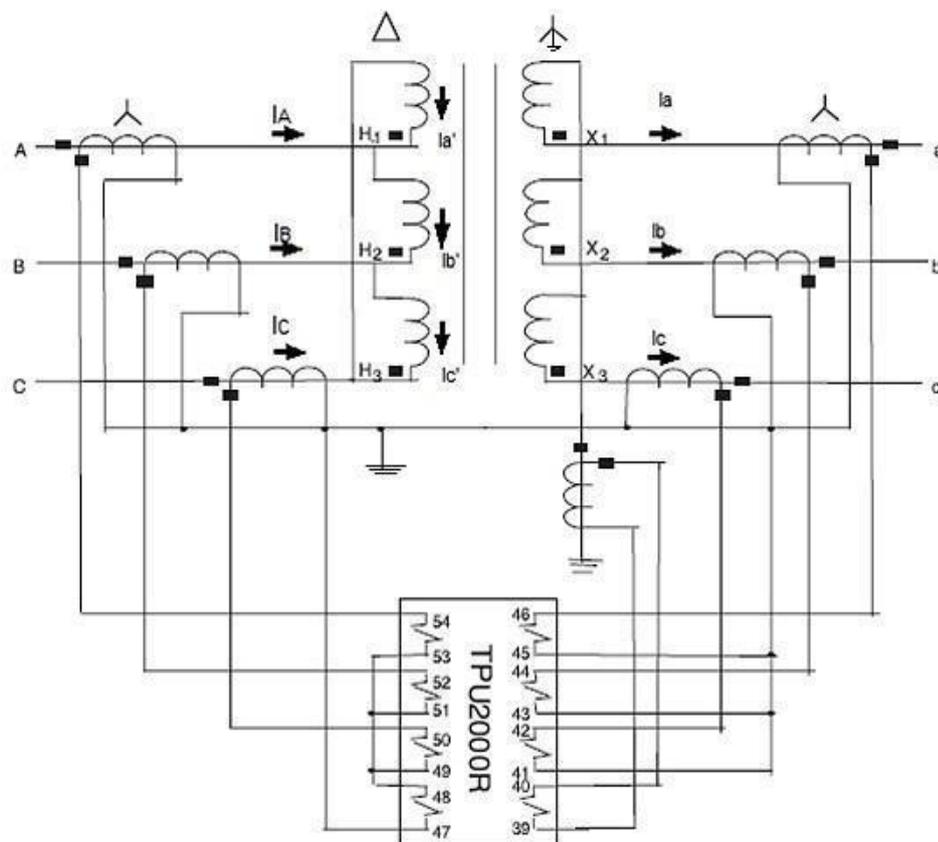


Figura 4.3 Esquema de conexiones del TPU 2000R

4.3.1 Protección Diferencial 87

4.3.1.1 Características de la función 87T

La Protección Diferencial se lo realiza a través del relé 87T, y se basa principalmente en la comparación de las corrientes que pasan por el

transformador, tanto la corriente del lado de alta como el lado de baja tensión, esta comparación se la realiza con ayuda de los TC`s, estos llevan la corriente a niveles de 5 amperios para realizar su comparación. A continuación se muestra un esquema de la protección diferencial.

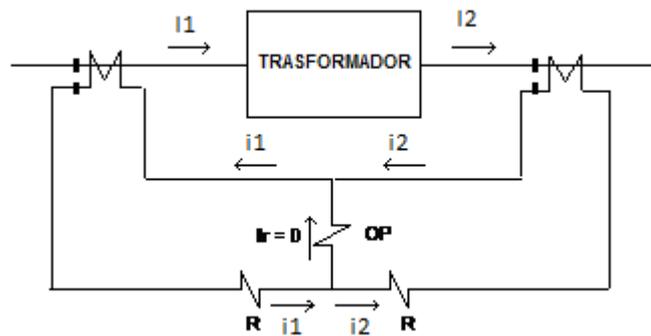


Figura 4.4 Protección Diferencial a un Transformador

Este tipo de protección no debe operar si las corrientes referidas a niveles de 5 amperios son iguales, tanto para el lado de alta tensión como el lado de baja tensión, pero esto no se puede lograr porque existen errores o desplazamientos de fase, esto puede hacer operar falsamente al relé.

Ya que los relés a través de los años han sido mejorados a la par con el avance tecnológico, no requieren que la compensación de ángulos debido a la conexión del transformador de potencia sea corregida mediante una conexión adecuada de los transformadores de corriente, sino que en su lugar, una vez que se identifique el ángulo de desfase entre el lado de alta y baja tensión, dentro del relé diferencial se realizará la compensación.

Por sencillez, los CT's generalmente se conecta en estrella en ambos lados.

El relé diferencial moderno se encarga de calcular la corriente de operación como la suma fasorial (considerando magnitud y ángulo de fase) de las corrientes de restricción como factor del TAP del transformador de potencia por medio de sus CT's de alta y baja, posee un disparo instantáneo que al detectar que la corriente diferencial es mayor que un porcentaje de la mínima corriente de puesta en trabajo ($I_{pick-up}$), manda a los interruptores a abrir los contactos.

A continuación se muestra en la figura la característica de disparo de la protección diferencial.

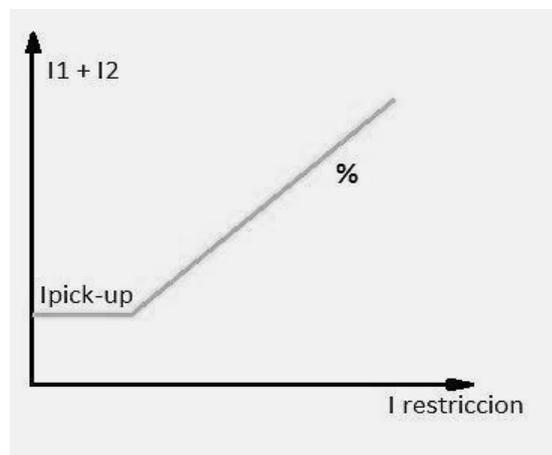


Figura 4.5 Curva clásica de operación de un relé diferencial

4.3.1.2 Ajuste de la función 87T

Para el ajuste del relé diferencial, se utilizará la curva de operación de pendiente % ajustable con pasos de 5%, la cual hemos escogido por simplificación.

En esta curva 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 %.

A continuación se ve una gráfica en la que se muestra la característica ajustable de protección diferencial del relé TPU 2000R

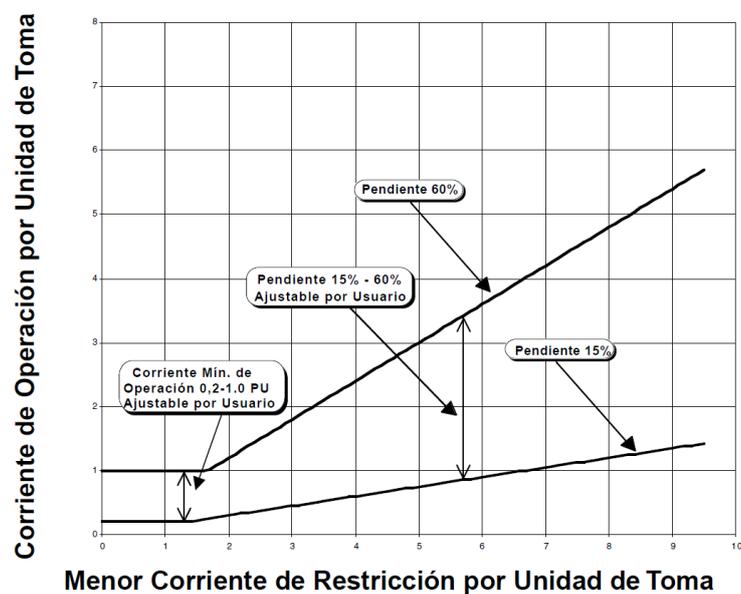


Figura 4.6 Característica de la Pendiente % Ajustable de la Protección Diferencial del Relé TPU 2000R

Para determinar el ajuste de la curva se requiere tomar en cuenta diferentes parámetros que detallaremos a continuación.

✓ **Desfase entre corrientes del lado primario y secundario**

Para determinar el desfase entre las corrientes de alto y bajo voltaje del transformador de potencia se requiere graficar sus respectivas corrientes en un diagrama fasorial como se muestra en la figura 4.6.

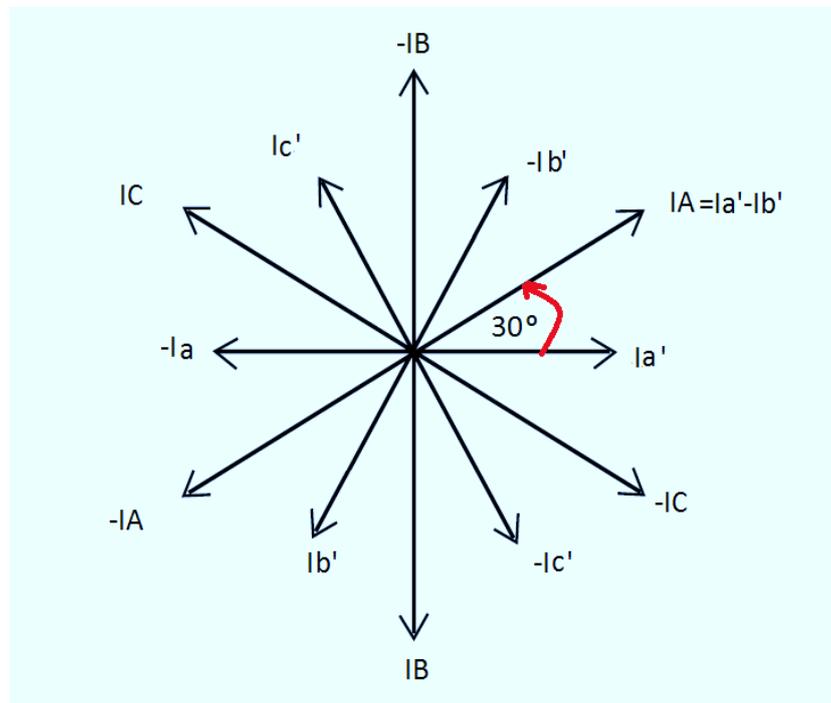


Figura 4.7 Diagrama Fasorial de las Corrientes del Primario y Secundario del Transformador

De aquí podemos observar que la corriente en el lado del secundario atrasa en 30 grados a la corriente en el lado primario.

✓ Máximas corrientes de carga

Para calcular las máximas corrientes de carga se debe considerar la potencia máxima y su respectivo nivel de voltaje en el lado de alta (I_H) y en el lado de baja (I_L) del transformador de potencia:

$$✓ I_H = \frac{KVA(FA)}{\sqrt{3}KV_H} = \frac{12500}{\sqrt{3} 69} = 104.59 \text{ [A]} \quad (4.1)$$

$$✓ I_L = \frac{KVA(FA)}{\sqrt{3}KV_L} = \frac{12500}{\sqrt{3} 13,8} = 522.96 \text{ [A]} \quad (4.2)$$

Según la norma americana C37.110-1998, el CT debe elegirse tal que la corriente en el secundario no exceda 20 veces la corriente nominal bajo las condiciones de máxima falla simétrica en el primario.

El peor escenario de falla es que ocurra justamente en la ubicación del CT, lo cual es muy poco probable, por lo tanto se considerara como máxima corriente de falla los valores obtenidos en el capítulo 3.

Para el lado de alta tensión la mayor corriente la produce una falla trifásica $I_{f_{3\phi}} = 3170,73 \text{ A}$ mientras que el lado de baja tensión la mayor corriente de falla ocurre cuando la falla es de dos fases a tierra con un valor de $I_{f_{LL-T}} = 5963.55 \text{ A}$.

Con estos valores se escoge el CT con una relación de transformación de manera que la corriente de falla en el lado del secundario del TC sea menor que 100 [A] para evitar que al circular una corriente muy grande por el burden del circuito de protección se produzca una diferencia de potencial tan grande que sature el CT.

Los CT's que disponemos en la Subestación Salinas en el lado de baja tensión tiene una relación de 1200:5 y en el lado de alta tensión la relación es de 600:5 a continuación procedemos a hacer la comprobación de la elección en la relación de transformación de los CT's mediante las siguientes ecuaciones.

$$I_{HF} \frac{5}{600} = 3170,73 \frac{5}{600} = 26,42 [A] < 100[A] \quad (4.3)$$

$$I_{LF} \frac{5}{1200} = 5963,55 \frac{5}{1200} = 24,85 [A] < 100[A] \quad (4.4)$$

✓ **Corrientes máximas de carga en secundarios de CT's**

La corriente máxima de carga en los lados secundarios del CT es:

$$I_{HS} = 100,41 \frac{5}{600} = 0,87 [A] \quad (4.5)$$

$$I_{LS} = 502,043 \frac{5}{1200} = 2,17 [A] \quad (4.6)$$

✓ **Porcentaje de error intrínseco Mismatch**

Este porcentaje es el que otorga un margen de seguridad para los errores de rendimiento de los CT's. Para determinar el porcentaje de error intrínseco es necesario determinar las corrientes de restricción usadas en el relé luego de la compensación interna de fase programada. De este modo, la corriente debe ser afectada por un factor que compense la conexión del transformador de potencia al que llamaremos HSICF para el lado de alta y LSICF para el lado de baja tensión.

$$I_{HR} = I_{HS} * HSICF = 0,87 * 1 = 0,87 \quad (4.7)$$

$$I_{LR} = I_{LS} * LSICF = 2,17 * \sqrt{3} = 3,75 \quad (4.8)$$

Con los valores obtenidos se debe escoger los ajustes del TAP del lado de alta y baja los cuales se encuentran en un rango de 2 a 9 con pasos de 0,1A por lo que se seleccionan $TAP_H=2$ A y $TAP_L=9$ A, respectivamente se tomaron estos valores debido a la restricción física del dispositivo de protección.

El porcentaje de error intrínseco de selección del TAP para la corriente nominal se puede calcular con la siguiente ecuación.

$$M = \frac{100 \left(\frac{I_{HR}}{I_{LR}} - \frac{TAP_H}{TAP_L} \right)}{S} = \frac{100 \left(\frac{0,87}{3,75} - \frac{2}{9} \right)}{\frac{2}{9}} = 4,4\% \quad (4.9)$$

✓ **Porcentaje por error de los CT's**

Este porcentaje de error resulta de no linealidad de la curva de saturación de los CT's, así mientras más se acerca al codo de operación se incrementan los errores. Para este caso en particular considerando la magnitud de las corrientes de falla y las relaciones de transformación de los CT'S se considera un factor límite de precisión (ALF, por sus siglas en inglés), igual a 20, el porcentaje escogido de acuerdo a la norma IEC 60044 para protección diferencial es del 5% al 10%.

✓ **Porcentaje de regulación de voltaje TAP**

Si el transformador tiene cambiador de TAP es posible variar la relación de transformación, y cualquier sistema de protección diferencial debe ser capaz de mantenerse trabajando sin verse afectada. El porcentaje que otorga la norma IEC60044 es de 10%.

✓ **Porcentaje de Restricción de Armónicas por la corriente de magnetización (INRUSH)**

La finalidad de considerar este porcentaje en el ajuste del relé diferencial es proporcionarle la capacidad de diferenciar entre corrientes de magnetización y de cortocircuito, y así evitar operaciones incorrectas; lo que se denomina restricción por armónicos.

A pesar que ambas se caracterizan por ser de gran magnitud, la corriente de magnetización presenta diferencias con la corriente de cortocircuito en la forma de onda debido a presencia de armónicos.

De esta manera, el relé podrá determinar que se encuentra frente a una falla interna porque la corriente de restricción es puramente sinusoidal mientras que, es rica en armónicas durante la energización o la sobre-excitación del transformador.

Ya que el transformador de potencia de la S/E Salinas es un transformador moderno la intensidad de las armónicas es muy bajo y regidos bajo su norma

de construcción ANSI C57 como lo indica su placa, su porcentaje correspondiente es máximo 5% para la restricción del relé.

Finalmente se mostrara en la tabla LII, los valores de porcentaje requeridos para la selección de la pendiente de la curva de disparo del relé diferencial 87T.

ERROR	PORCENTAJE	NORMA
Mismatch	4.4	Blackburn
Error CT's	5	IEC 60044
TAP	10	IEC 60044
Inrush	5	ANSI C57,110
Suma	24.4	

Tabla LII Porcentajes de Restricción

Sin embargo, el Std.C37.91-2008 [9], recomienda dejar un margen sobre el valor calculado, por lo que la pendiente se seleccionó en un valor del 30%.

La corriente de puesta en trabajo establecida para el 87T fue determinada mediante la ecuación 4.10.

$$I_{pick-up} = 0.2 * \left(\frac{I_{HR}}{TAP_H} + \frac{I_{LR}}{TAP_L} \right) = 0.2 \left(\frac{0,87}{2} + \frac{3,75}{9} \right) \cong 1,70 A \quad (4.10)$$

A continuación se muestra la característica de disparo de la protección diferencial del transformador.

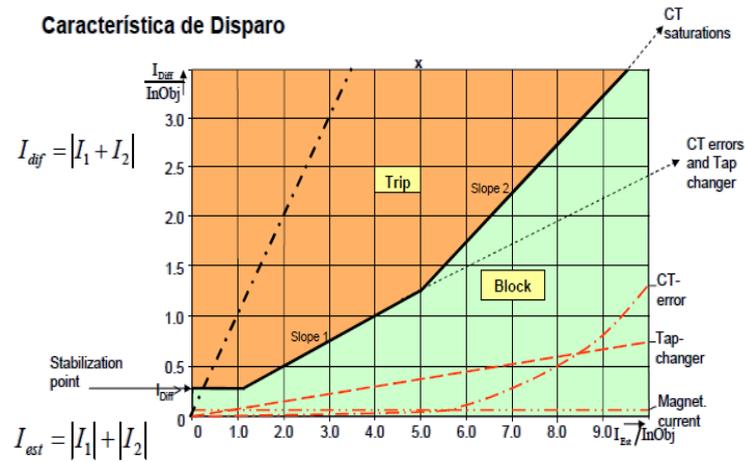


Figura 4.8 Características de Disparo de la Protección Diferencial

4.3.1.3 Características de la función 87H.

La función diferencial instantánea sin restricción de ajuste alto 87H opera directamente sobre la magnitud de la corriente de operación sin retardo intencional. La corriente de operación es la suma vectorial de las corrientes de restricción por unidad del devanado 1, el devanado 2. El ajuste de arranque de la función 87H está en múltiplos de la corriente de operación por unidad.

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

Tabla LIII Funcionamiento 87H

4.3.1.4 Ajuste del 87H.

Según la norma ANSI IEEE para transformadores de 10 a 12.5 MVA la corriente de inrush es entre 6 a 8 veces mayor que la corriente nominal, como se muestra en la Figura 4.9.

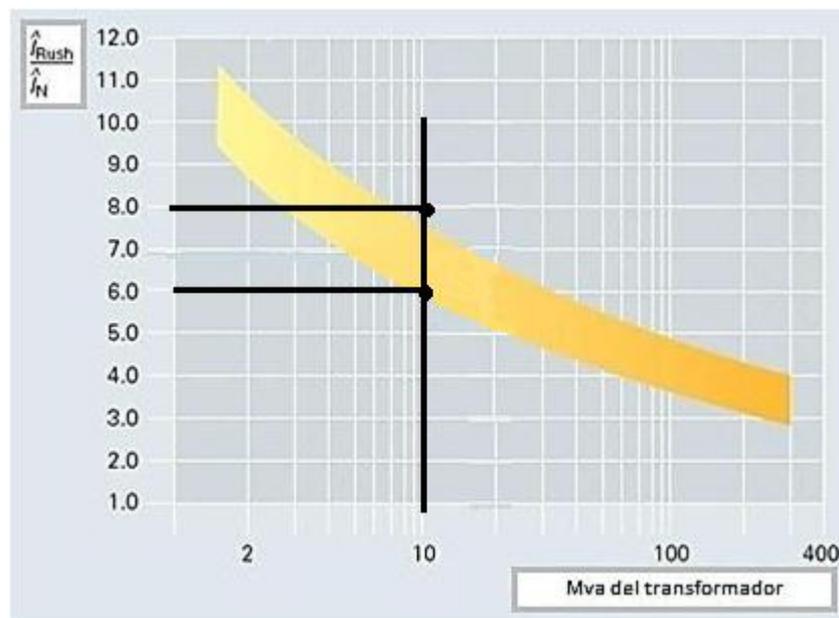


Figura 4.9 Rango de Corriente de Irrupción del Transformador

Se recomienda escoger un valor mayor a este, por lo tanto se considerará la de corriente de irrupción del transformador como 8 veces la corriente con auto-enfriamiento OA.

La corriente secundaria de los TC del lado de 69 KV en su capacidad OA es:

$$I_{\text{primaria}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 69} = 83.67 [\text{A}] \quad (4.11)$$

$$I_{\text{secundaria}} = I_{\text{primaria}} \cdot \frac{5}{600} = 0.697 [\text{A}] \quad (4.12)$$

$$AJ.87H=0.697*\frac{8}{TAP}=0.697*\frac{8}{2}=2.79 \quad (4.13)$$

4.3.2 Función 51-P del TPU 2000R

Este relé protege 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 51-P. La función 51-P, dependiendo de los requisitos de temporización, se puede programar en el TPU200R con cualquiera de las curvas de tiempo con característica de sobre corriente temporizada.

Parámetros	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 TC`s Ópticos de ABB	0.02 a 0.24 A	0.002 A

Tabla LIV Parámetros del 51P

Las funciones 51P disponen de dos modos de reposición.

- El modo de reposición instantánea, la función se repone inmediatamente cuando la corriente cae por debajo del ajuste de arranque durante medio ciclo.
- El modo de reposición retardada, la función sigue una característica de reposición lenta que depende de la duración de la

condición de sobre-corriente y de la magnitud de la corriente de carga luego de la condición de sobre-corriente.

Si los TC`s están configurados en Delta, los valores de arranque deben definirse como si los TC`s estuvieran conectados en Estrella. Para los cálculos de arranque se deben utilizar las corrientes de línea, no las corrientes medidas en las entradas del relé. En el TPU de tres devanados, los TCs deben estar configurados en estrella.

4.3.3 Funciones 50P del TPU 2000R

La función 50P del TPU 2000R comprende la protección contra sobrecorriente instantánea de los devanados 1, 2 y 3 son múltiplos de los ajustes de arranque de sobrecorrientes temporizadas de 51P-1, 51P-2, 51P-3, respectivamente. Dependiendo de lo que requiere puede seleccionar cualquiera de las 5 curvas de temporización con característica de sobrecorrientes instantánea programadas en el TPU2000R.

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 LV Curvas de Sobre corriente Instantánea

4.3.4 Funciones 51-G del TPU 2000R

El relé re tres devanados dispone de una estrada adicional de TC. Esta entrada proporciona la corriente de base necesaria para la función 51G. Dependiendo de lo requerido, puede seleccionar cualquiera de las nueve curvas de tiempo con característica de sobrecorrientes temporizada programadas en el TPU2000R.

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 seg
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 nº 8	1,0 a 10

Tabla LVI Curva de Sobre corriente Temporizada (51/46)

4.3.5 Funciones 46 del TPU 2000R

La función de sobre corriente temporizada de secuencia negativa denominada en la norma ANSI como 46 sirve para proteger al transformador

de fallas de fase a fase, y también detecta en el sistema de distribución grandes desbalances de la corriente de secuencia negativa.

La función de secuencia negativa puede definirse por debajo de la corriente nominal porque las corrientes normales de carga equilibrada no generan corriente de secuencia negativa. Se puede obtener una mayor sensibilidad para las fallas entre fases. En una falla entre fases, la corriente de secuencia negativa es el 58% de la corriente en las fases fallidas.

Hay dos modos de reposición disponibles para las funciones 46. En el modo de reposición instantánea, la función se repone inmediatamente cuando la corriente cae por debajo del ajuste de arranque durante medio ciclo. En el modo de reposición retardada, la función sigue una característica de reposición lenta que depende de la duración de la condición de sobre corriente y de la magnitud de la corriente de carga luego de la condición de sobre corriente.

4.3.6 Función 50-G del TPU 2000R

La función 50-G denominada así en la norma ANSI es una protección de sobre corriente instantánea del transformador y los ajustes de arranque son múltiplos del ajuste de arranque de la función de sobrecorriente temporizada del 51-G.

4.4 CONCLUSIONES DE LA PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

El relé de protección diferencial 87 que dispone nuestro TPU2000R se ajustó bajo la normativa requerida en los siguientes valores:

- ✓ Pendiente de la curva de disparo del relé diferencial 87T de 30% con un valor de corriente de pick-up 1.7 A.
- ✓ El relé diferencial instantáneo 87H que evita disparos por corriente inrush se ajustó según la norma ANSI IEEE en 2.79

CAPÍTULO 5

COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES

5.1 INTRODUCCION

Con el propósito de realizar la correcta coordinación de las protecciones nos vamos a ayudar con programa computacional CYMTCC4.5 R13, el cual dispone de una extensa gama de elementos de protección con sus respectivas graficas tiempo-intensidad y, los estudios de flujo de carga y cortocircuito realizados en los capítulos dos y tres.

Para lograr los criterios de selectividad, estabilidad, seguridad y rapidez, la coordinación debe realizarse desde el punto más lejano de carga hacia la S/E; evitando así colapsos por falsos disparos, logrando proveer respaldo y aumentando la disponibilidad y continuidad del servicio.

Los elementos a coordinar corresponden a los fusibles ubicados a lo largo de las Alimentadoras, en ramales, sub-ramales y seccionadores ubicados en el

patio de maniobras hasta llegar a la protección del transformador la cual se detalló en el capítulo cuatro y se utilizará en el capítulo 5.

5.2 ESQUEMA DE PROTECCIONES

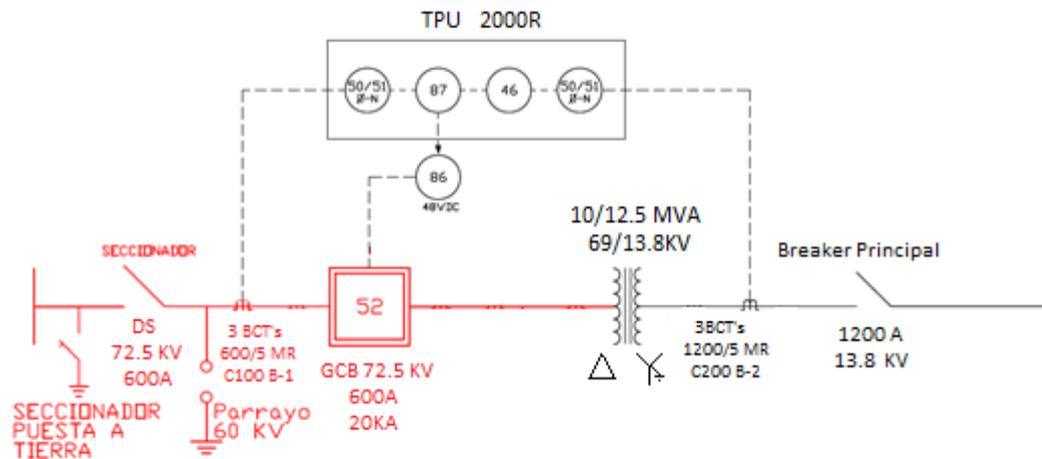


Figura 5.1 Esquema de protecciones Transformador de Potencia Subestación Salinas

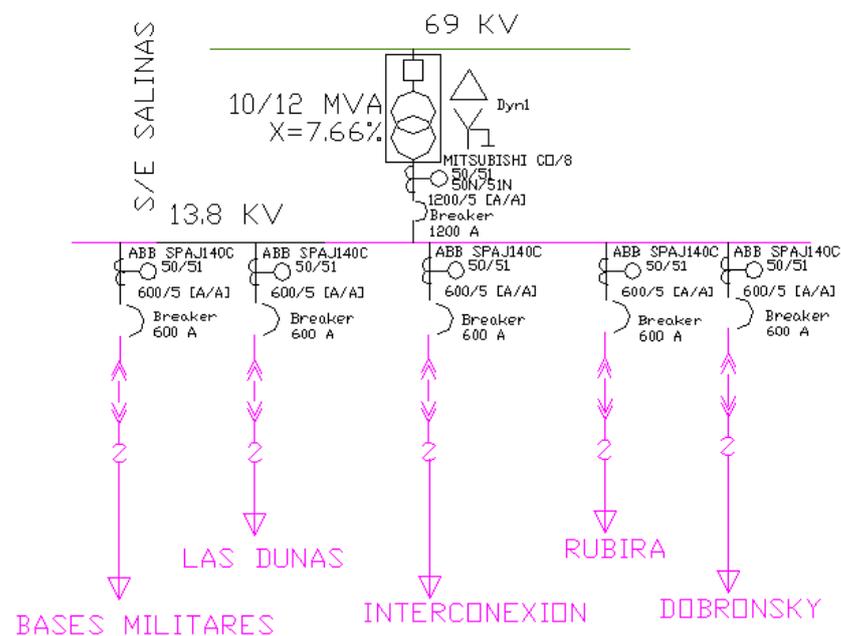


Figura 5.2 Esquema de protecciones – Redes de distribución Subestación Salinas

5.3 PROTECCION DE RAMALES

En CNEL EP Santa Elena al igual que en el resto del país los ramales de distribución de energía eléctrica son protegidos con fusibles tipo K los mismos que cumplen las normas ANSI C37.42-1989.

5.3.1 Criterios para la selección de Fusibles

Las características eléctricas más relevantes de un sistema de distribución para determinar la correcta dimensión de los fusibles son: la corriente de carga, voltaje del sistema, tipo del sistema y máxima corriente de falla en el lugar donde se ubicará tal fusible.

Los fusibles clase K soportan una corriente continua de 1.5 veces la corriente nominal como se puede observar en la siguiente tabla.

Nominación K	Corriente continua (A)	Nominación K	Corriente continua (A)
6	9	40	60
8	12	50	75
10	15	65	95
12	18	80	120
15	23	100	150
20	30	140	190
25	38	200	200
30	45		

Tabla LVII Máxima Corriente Continua de Tira Fusible Tipo k

Para determinar el correcto fusible es necesario saber cuál es la corriente de carga del circuito y los parámetros eléctricos anteriormente mencionados, además tomar en cuenta una posible sobrecarga de aproximadamente 25%.

Para realizar tales cálculos se usarán las siguientes ecuaciones.

$$I_{1\phi} = \frac{S}{V} \times 1.25 \quad (5.1)$$

$$I_{3\phi} = \frac{S}{\sqrt{3} \times V} \times 1.25 \quad (5.2)$$

Los voltajes utilizados son 7620 V para la alimentación monofásico y 13800 V para alimentación trifásica respectivamente.

5.3.2 Levantamiento de las Alimentadoras

Con la finalidad de reconocer con exactitud las cargas conectadas a lo largo de las 5 alimentadoras de la Subestación Salinas fue necesario realizar el recorrido correspondiente a cada una de ellas lo cual detallamos con claridad a continuación.

5.3.2.1 Alimentadora Rubira

La alimentadora Rubira sale de la subestación por el lado de la Avenida 22 de diciembre, en dicho poste se encuentran tres fusibles, uno para cada fase los cuales son para protección de la troncal como se indica en el punto 1 de la Figura 5.3. La troncal de la alimentadora Rubira continua en dirección contraria a la ruta hacia el malecón de Salinas llegando hasta la Avenida San José, tomando esta dirección hasta llegar a la intersección de la Avenida San José y calle Estados Unidos donde encontramos un sub-ramal monofásico con un transformador de capacidad de 25 KVA como se indica en el punto 2 de la Figura 5.3. Continuando con la troncal por la Avenida San José, cruzamos el colegio Rubia hasta llegar a la Avenida Carlos Espinoza Larrea, y en dicho lugar encontramos con un banco de tres transformadores monofásicos de 15 KVA cada uno, los cuales disponen de tres fusibles, uno para cada fase como se indica en el punto 3 de la Figura 5.3. La troncal sigue por la avenida San Jose hasta llegar a la Calla 55 donde se encuentra un sub-ramal monofásico con un transformador de 25 KVA para alimentación residencial como se indica en el punto 4 de la Figura 5.3. En este punto la

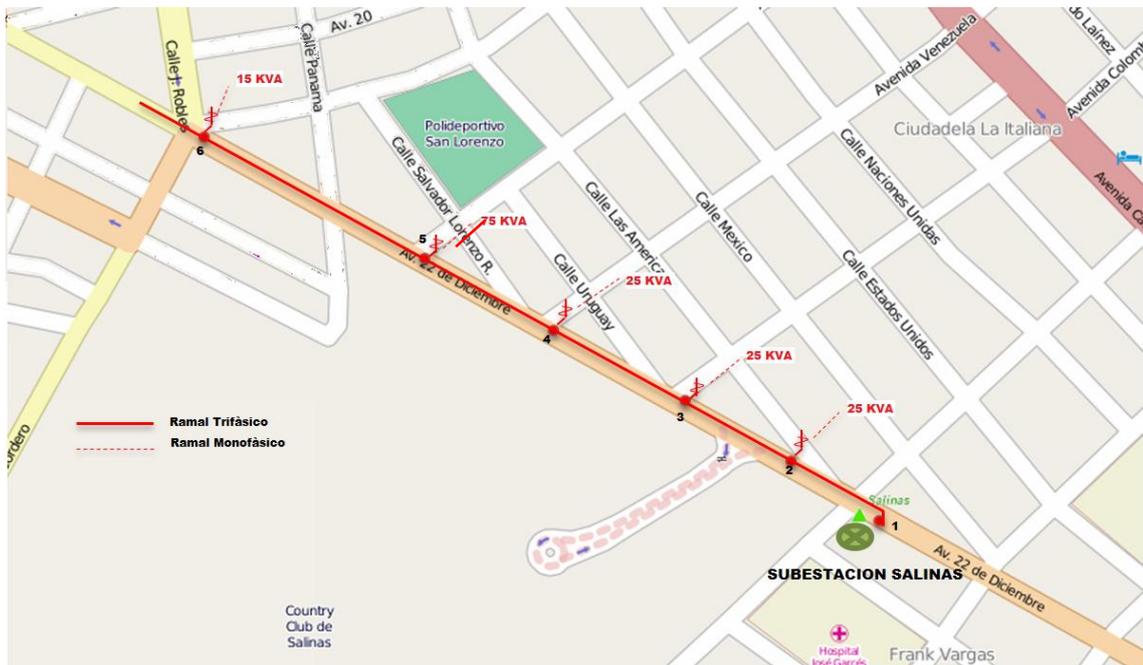
troncal sigue hacia la izquierda por la calle 55 y aproximadamente a 40 metros existen dos sub-ramales monofásicos con capacidad de 50 KVA cada uno para alimentación residencial, como se indica en el punto 5 de la Figura 5.3. Para concluir con el recorrido llegamos hasta la esquina entre la calle 55 y Avenida Quito donde hay dos sub-ramales monofásicos de capacidad de 15 KVA cada uno como se indica en el punto 6 de la Figura 5.3. La troncal continúa su recorrido alimentando zonas residenciales.



5.3.2.2 Alimentadora Dobronsky

La alimentadora Dobronsky tiene una ruta de salida de la subestación Salinas en dirección al malecón de Salinas por la Avenida 22 de diciembre en

el lado del carril derecho de la Avenida, la cual a la salida de la alimentadora existe 3 fusibles, un fusible para cada fase que corresponde a la protección de la troncal como se indica en el punto 1 de la Figura 5.4. A aproximadamente 50 metros más adelante del primer poste de la troncal entre la Av. 22 de diciembre y la Calla Las Américas, existe un sub-ramal monofásico da alimentación residencial con un transformador de 25 KVA como se indica en el punto 2 de la Figura 5.4. Continuando con la troncal en la intersección de la Avenida 22 de diciembre y calla Uruguay existe otro sub-ramal monofásico para alimentación residencia con un transformador de 25 KVA como se indica en el punto 3 de la Figura 5.4. Aproximadamente 30 metros más adelante, existe otro sub-ramal monofásico con un transformador de capacidad de 25 KVA para alimentación residencial como se indica en el punto 4 de la Figura 5.4. Siguiendo con la troncal encontramos un banco de tres transformadores monofásicos de 25 KVA cada uno, el cual dispone de tres cajas fusible con su respectiva tira fusible para cada transformador como se indica en el punto 5 de la Figura 5.4. El final de este recorrido llega hasta la calle Robles y la Av. 22 de diciembre, donde hay un sub-ramal monofásico con un transformador de 15 KVA para alimentación residencial. La troncal continúa su recorrido alimentando zonas residenciales.



5.3.2.3 Alimentadora Base Militar

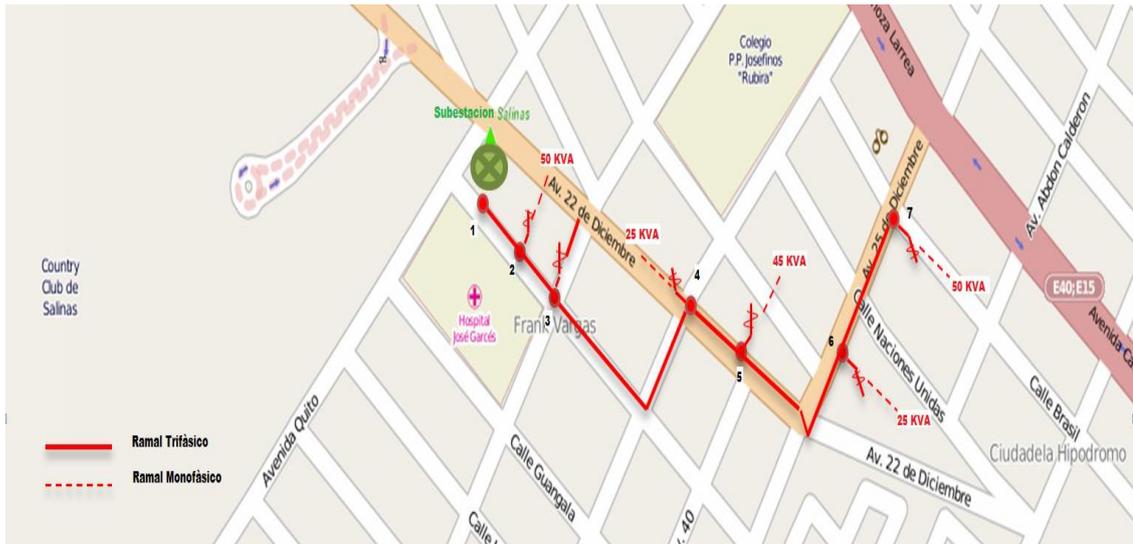
La alimentadora Base Militar sale a la Avenida 22 de diciembre, y continúa en paralelo por la Avenida 22 de diciembre en dirección al malecón de Salinas. A la salida de la alimentadora existen 3 fusibles, uno para cada fase ubicado en el punto 1 de la Figura 5.5. A pocos metros de aquí existe un sub-ramal para alimentar el Country Club de Salinas el cual tiene dos transformadores de 25 KVA cada uno y disponen de un fusible, como se indica en el punto 2 de la Figura 5.5. Continuando por la troncal llegamos hasta la altura de la calle panamá existe otro sub-ramal monofásico de alimentación residencial con una transformador de capacidad de 25 KVA como se indica en el punto 3 de la Figura 5.5. La troncal sigue por la Avenida 22 de diciembre y en el

intercepto con la calle Agustín Freire Cordero existe un sub-ramal monofásico de alimentación residencial con una capacidad de 25 KVA como se indica en el punto 4 de la Figura 5.5. La troncal continúa por la calle Agustín Freire Cordero hasta llegar a la Avenida Antonio José de Sucre en este punto 5 de la Figura 5.5 existe un sub-ramal monofásico de alimentación residencial de una capacidad de 25 KVA. A pocos metros más adelante entre la Avenida Antonio José de Sucre y la calle Octavio Peña existe un sub-ramal monofásico de capacidad 15 KVA para alimentación residencial como se indica en el punto 6 de la Figura 5.5. La troncal de la alimentadora Base militar continúa alimentando zonas residenciales.



La alimentadora Interconexión que sale de la subestación de Salinas va en una ruta paralela a la calle Frank Vargas, la cual a la salida de la alimentadora dispone de tres fusibles, uno por fase, los cuales se encuentran en la troncal de la alimentadora y se muestran en el punto 1 de la Figura 5.6; a pocos metros de estos fusibles aproximadamente 40 metros sale un sub-ramal monofásico para una zona residencial con un transformador de 50KVA como se observa en el punto 2 de la Figura 5.6. La troncal de la alimentadora Interconexión continua, llegando a la esquina entre las calle Frank Vargas y Avenida San José donde existen tres fusibles, uno por fase debido a que la troncal en este punto se divide como se muestra en el punto 3 de la Figura 5.6, una parte de la troncal continua por la calle Frank Vargas y la otra va por la Avenida San José. La troncal sigue su ruta y en la esquina de la Avenida 22 de diciembre y Avenida 10 de agosto sale otro sub ramal monofásico para alimentación de una zona residencial con un transformador de 25 KVA como se muestra en el punto 4 de la Figura 5.6, y a pocos metros de ahí aproximadamente 30 metros a la altura de la Unidad Educativa Jardín de Infantes "RUBIRA" existen 3 fusibles, un fusible por fase ya que en este punto se encuentra un banco de 3 transformadores monofásicos de 15 KVA de capacidad cada uno lo cual se indica en el punto 5 de la Figura 5.6. Continuando con la troncal en el punto 6 de la Figura 5.6 en la Avenida 25 de diciembre encontramos otro sub-ramal monofásico para la alimentación de una zona residencial con un transformador de 25 KVA. En el punto 7 de la

Figura 5.6 ubicado entre la Avenida 25 de diciembre y calle Brasil se encuentra otro sub-ramal monofásico el cual tiene un transformador de 50 KVA para alimentación residencial. La alimentadora continúa su ruta alimentando zonas residenciales.



5.3.2.5 Alimentadora Dunas

La alimentadora Dunas sale de la subestación tiene una ruta paralela a la alimentadora Interconexión pero sobre el otro lado de la vía junto al Hospital José Garcés la cual se la ve gráficamente en la Figura 5.7. A la salida de la alimentadora existen tres fusibles para protección de la troncal, un fusible para cada fase y se muestra en el punto 1 de la Figura 5.7. A pocos metros se encuentra un transformador trifásico de 50 KVA para dar alimentación al Hospital José Garcés como se indica en el punto 2 de la Figura 5.7. A continuación en la esquina entre la Calle Frank Vargas y la Avenida San José

se encuentra un sub-ramal para alimentar una zona residencial con un transformador de 25 KVA, indicado en el punto 3 de la Figura 5.7. Aproximadamente una cuadra después entre la Avenida San José y la calle Guangala se encuentra otro sub-ramal así mismo para alimentación residencial con una capacidad de 37.5 KVA como se muestra en el punto 4 de la Figura 5.7. En el punto 5 de la Figura 5.7 existe otro sub-ramal de alimentación con una capacidad de 37.5 KVA. Continuando con la troncal por la Avenida San José a la altura de la Calle Valdivia en el punto 6 de la figura XX1 existe un sub-ramal de alimentación residencial con una capacidad de 37.5KVA. La troncal de la alimentadora Dunas continuando su ruta alimentando zona residencial.



Figura 5.7 Recorrido 6 puntos de protección de Alimentadora Dunas

5.3.3 Selección de Fusibles

Con los criterios mencionados en el capítulo y la información obtenida en el levantamiento de las alimentadoras, determinaremos la corriente de carga y el correcto fusible a utilizar para la protección de la alimentadora.

5.3.3.1 Alimentadora Rubira

La selección de los fusibles se presenta en la siguiente Tabla LVIII:

Punto	Ramal	Voltaje [V]	Potencia [KVA]	Corriente [A]	Fusible
1	Trifásico	13800	1947	101,82	80K
2	Monofásico	7620	25	4,10	6K
3	Trifásico	13800	45	2,35	6K
4	Monofásico	7620	25	4,10	6K
5	Monofásico	7620	50	8,20	6K
6	Monofásico	7620	15	2,46	6K

Tabla LVIII Selección de Fusibles de la Alimentadora Rubira

Para una correcta selección del fusible en el punto 1, el cual corresponde al fusible principal de la alimentadora, cuya función es dar protección a la carga que se encuentra conectada en esta alimentadora, se lo hizo en base a los datos obtenidos de carga máxima de esta alimentadora, lo cual ya describimos en el capítulo dos y de la Tabla XVII consideramos el dato de la potencia nominal máxima de esta alimentadora.

Bajo esta consideración el fusible seleccionado es tipo 80K, el cual soporta una corriente continua de 120 [A].

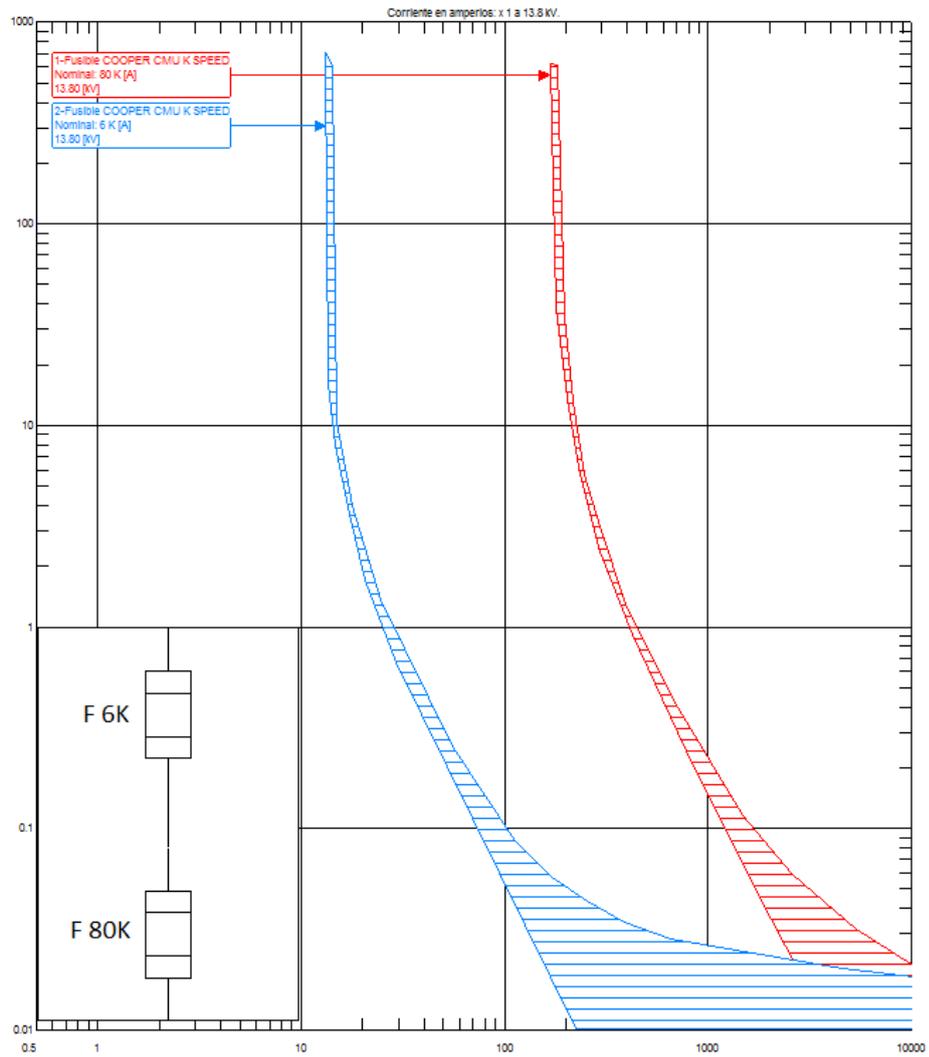


Figura 5.8 Selección de Fusibles Alimentadora Rubira

5.3.3.2 Alimentadora Dobronsky

La selección de los fusibles se presenta en la siguiente Tabla LIX:

Punto	Ramal	Voltaje [V]	Potencia [KVA]	Corriente [A]	Fusible
1	Trifásico	13800	2353	123,06	100K
2	Monofásico	7620	25	4,10	6K
3	Monofásico	7620	25	4,10	6K
4	Monofásico	7620	25	4,10	6K
5	Trifásico	13800	75	3,92	6K
6	Monofásico	7620	15	2,46	6K

Tabla LIX Selección de Fusibles de la Alimentadora Dobronsky

Para una correcta selección del fusible en el punto 1, el cual corresponde al fusible principal de la alimentadora, cuya función es dar protección a la carga que se encuentra conectada en esta alimentadora, se lo hizo en base a los datos obtenidos de carga máxima de esta alimentadora, lo cual ya describimos en el capítulo dos y de la Tabla XVII consideramos el dato de la potencia nominal máxima de esta alimentadora.

Bajo esta consideración el fusible seleccionado es tipo 100K, el cual soporta una corriente continua de 150 [A].

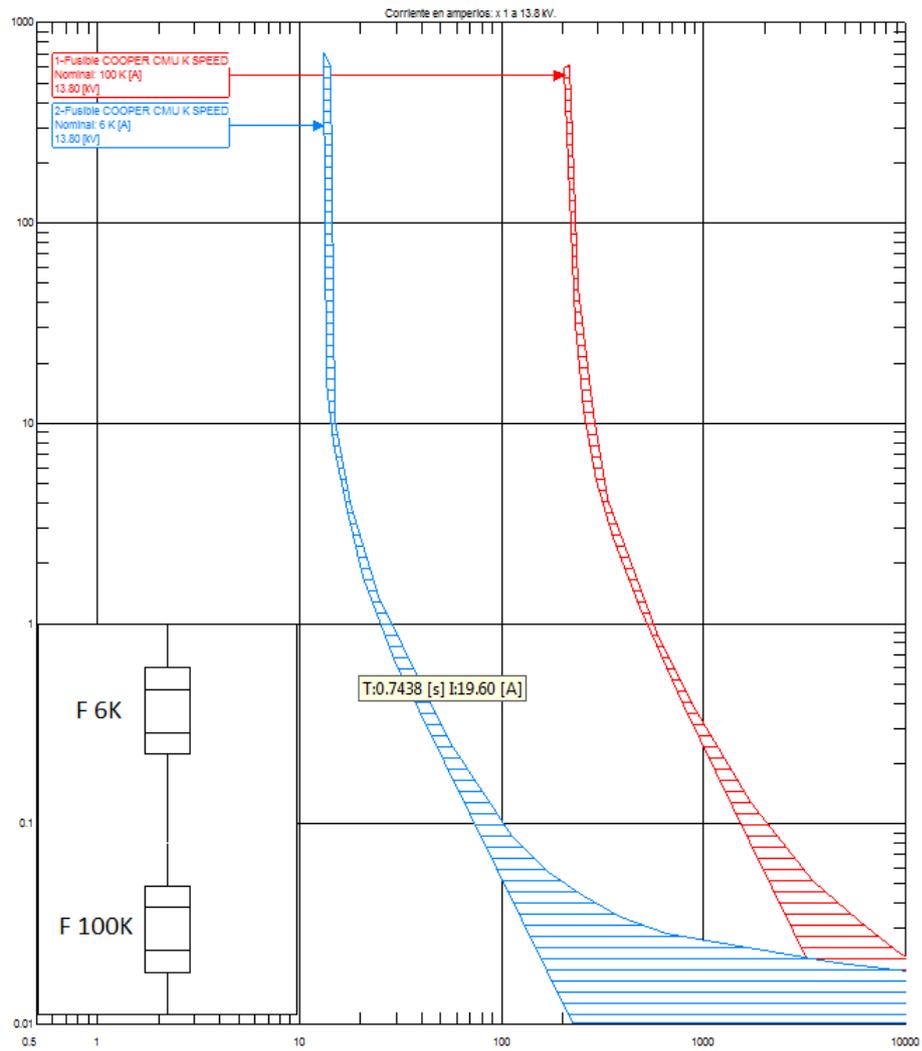


Figura 5.9 Selección de Fusibles Alimentadora Dobronsky

5.3.3.3 Alimentadora Base Militar

La selección de los fusibles se presenta en la siguiente Tabla LX:

Punto	Ramal	Voltaje [V]	Potencia [KVA]	Corriente [A]	Fusible
1	Trifásico	13800	1827	95,55	80K
2	Monofásico	7620	50	8,20	6K
3	Monofásico	7620	25	4,10	6K
4	Monofásico	7620	25	4,10	6K
5	Monofásico	7620	25	4,10	6K
6	Monofásico	7620	15	2,46	6K

Tabla LX Selección de Fusibles de la Alimentadora Base Militar

Para una correcta selección del fusible en el punto 1, el cual corresponde al fusible principal de la alimentadora, cuya función es dar protección a la carga que se encuentra conectada en esta alimentadora, se lo hizo en base a los datos obtenidos de carga máxima de esta alimentadora, lo cual ya describimos en el capítulo dos y de la Tabla XVII consideramos el dato de la potencia nominal máxima de esta alimentadora.

Bajo esta consideración el fusible seleccionado es tipo 80K, el cual soporta una corriente continua de 120 [A].

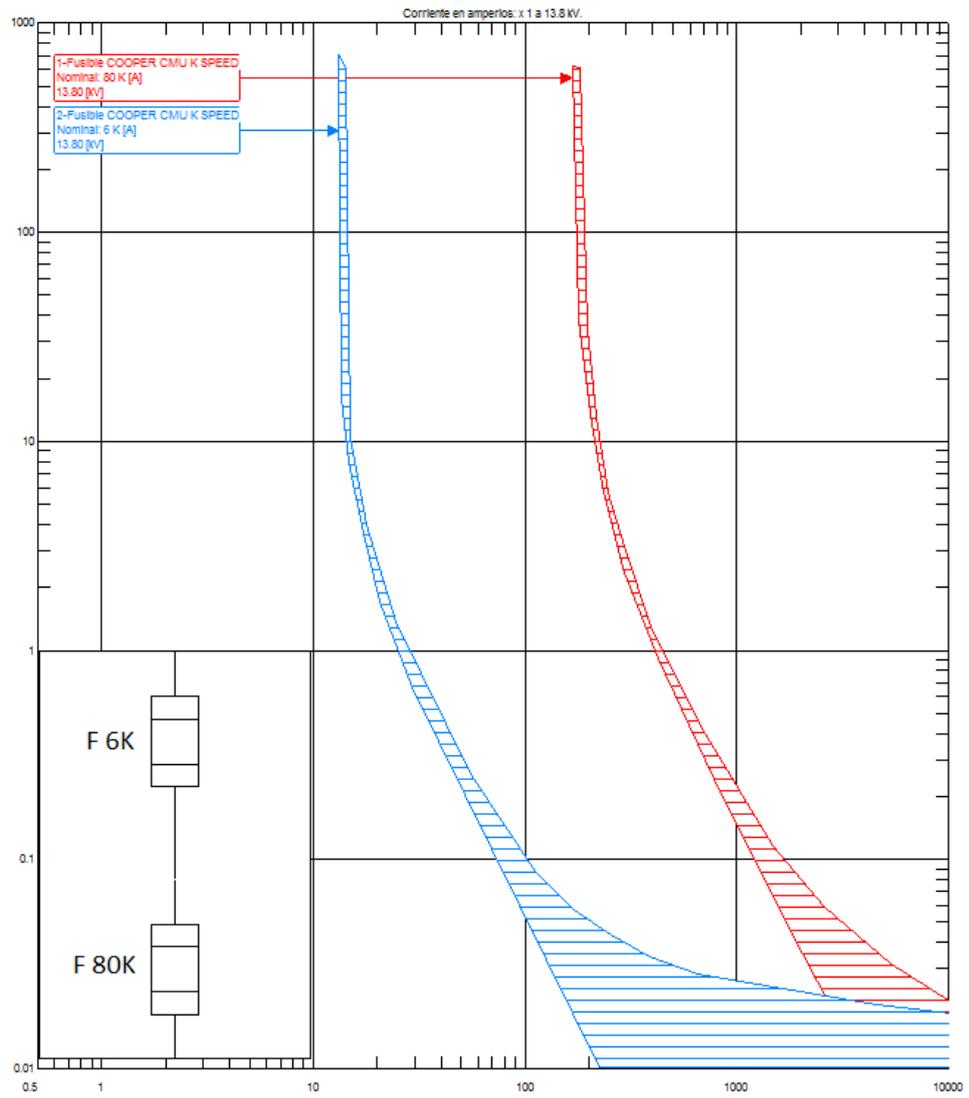


Figura 5.10 Selección de Fusibles Alimentadora Base Militar

5.3.3.4 Alimentadora Interconexión

La selección de los fusibles se presenta en la siguiente Tabla LXI:

Punto	Ramal	Voltaje [V]	Potencia [KVA]	Corriente [A]	Fusible
1	Trifásico	13800	1525	79,75	80K
2	Monofásico	7620	50	8,20	6K
3	Trifásico	13800	1525	79,75	80K
4	Monofásico	7620	25	4,10	6K
5	Trifásico	13800	45	4,08	6K
6	Monofásico	7620	25	4,10	6K
7	Monofásico	7620	50	8,20	6K

Tabla LXI Selección de Fusibles de la Alimentadora Interconexión

Para una correcta selección del fusible en el punto 1, el cual corresponde al fusible principal de la alimentadora, cuya función es dar protección a la carga que se encuentra conectada en esta alimentadora, se lo hizo en base a los datos obtenidos de carga máxima de esta alimentadora, lo cual ya describimos en el capítulo dos y de la Tabla XVII consideramos el dato de la potencia nominal máxima de esta alimentadora.

Bajo esta consideración el fusible seleccionado es tipo 80K, el cual soporta una corriente continua de 120 [A].

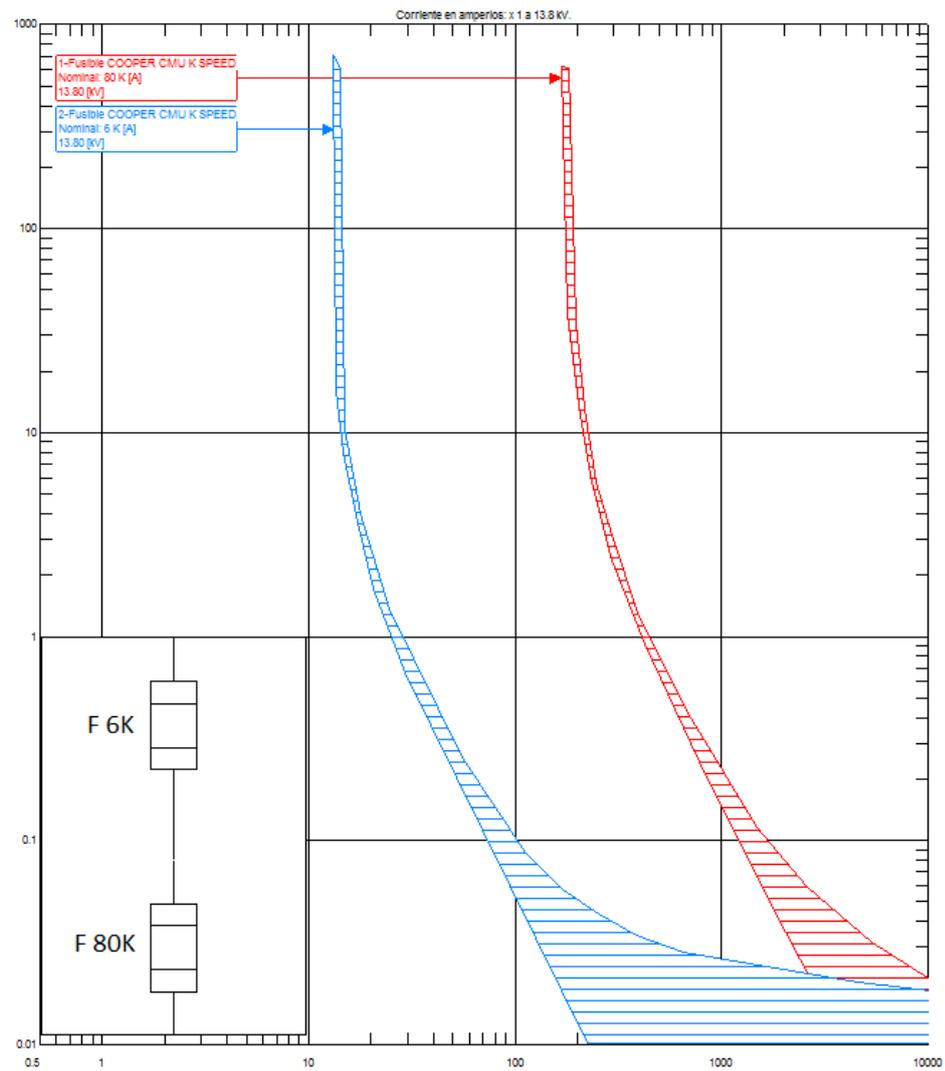


Figura 5.11 Selección de Fusibles Alimentadora Interconexión

5.3.3.5 Alimentadora Dunas

La selección de los fusibles se presenta en la siguiente Tabla LXII:

Punto	Ramal	Voltaje [V]	Potencia [KVA]	Corriente [A]	Fusible
1	Trifásico	13800	2461	128,70	100K
2	Trifásico	13800	50	2,61	6K
3	Monofásico	7620	25	4,10	6K
4	Monofásico	7620	37,5	6,15	6K
5	Monofásico	7620	37,5	6,15	6K
6	Monofásico	7620	37,5	6,15	6K

Tabla LXII Selección de Fusibles de la Alimentadora Dunas

Para una correcta selección del fusible en el punto 1, el cual corresponde al fusible principal de la alimentadora, cuya función es dar protección a la carga que se encuentra conectada en esta alimentadora, se lo hizo en base a los datos obtenidos de carga máxima de esta alimentadora, lo cual ya describimos en el capítulo dos y de la Tabla XVII consideramos el dato de la potencia nominal máxima de esta alimentadora.

Bajo esta consideración el fusible seleccionado es tipo 100K, el cual soporta una corriente continua de 150 [A].

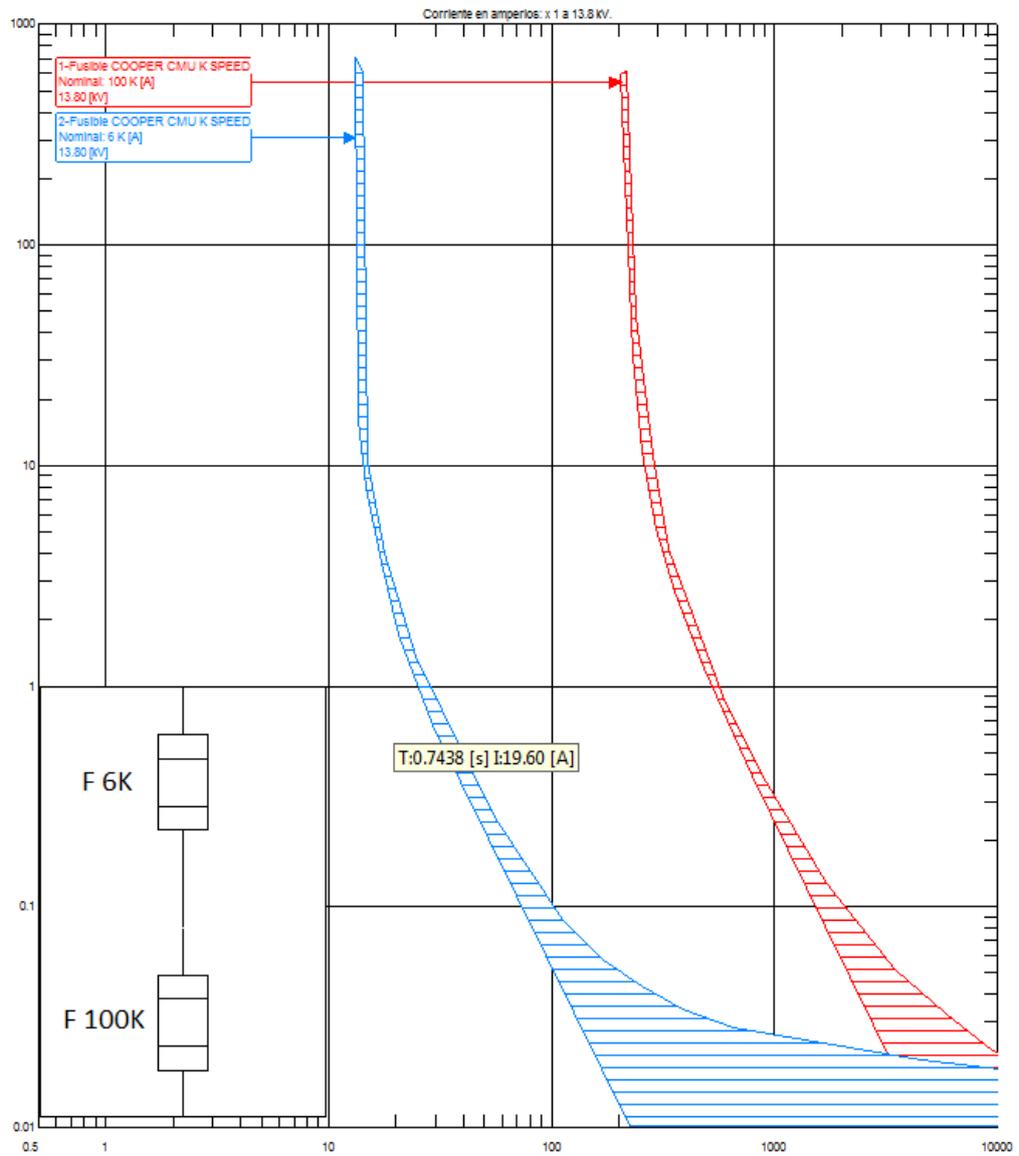


Figura 5.12 Selección de Fusibles Alimentadora Dunas

5.4 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

5.4.1 Curva de daño del transformador

A cuerdo a la norma IEEE C57.12. 00-2000 nuestro transformador se ubica en la categoría III por tener una potencia nominal de 10MVA y ser de servicio trifásico.

En la figura se muestra la curva de daño del transformador de potencia de la Subestación Salinas.

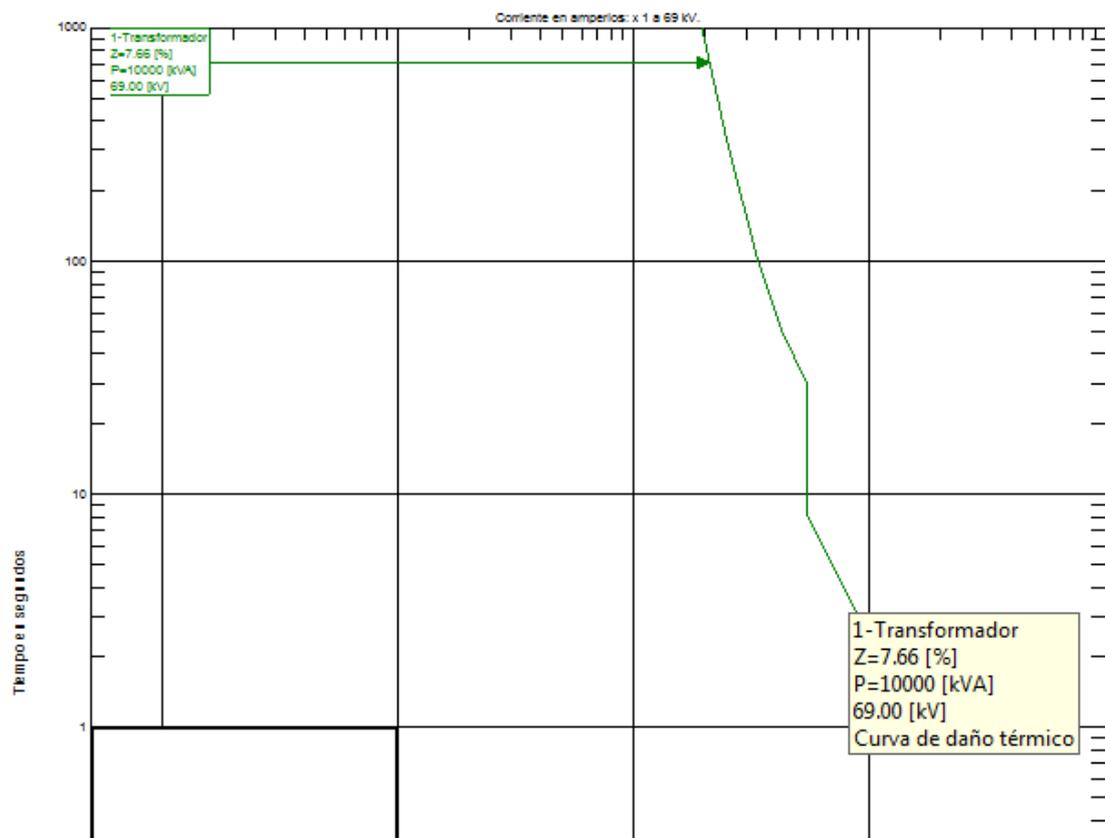


Figura 5.13 Curva de daño del transformador de potencia de la Subestación Salinas.

5.4.2 Ajuste de la Protección Diferencial 87

La coordinación del relé de protección diferencial 87, se la realizo en el capítulo 4 de este documento, en el cual se tomaron en cuenta algunos parámetros necesarios para la protección del transformador de Potencia.

Ajuste del 87	
Transformador 10/12.5 MVA	
Lado de Alta	
Conexión	Delta
Corriente nominal	104.59
Relación CT	600:5
Corriente de puesta en trabajo	
Lado de Baja	
Conexión	Estrella
Corriente nominal	522.96
Relación CT	1200:5
Corriente de puesta en trabajo	
Errores	
Error por TAP	10
Error por CT	5
Mismatch	4.4
Error por arranque	5
Ajuste	
Puesta en trabajo minimo 87T	1.70
Pendiente 87T	30%
Ajuste del 87H	2.70

Tabla LXIII Ajuste del Relé Diferencial 87

5.4.3 Protección de Sobre corriente

5.4.3.1 Ajuste de la Función 51-P

Las características del relé de protección de Sobre corriente Temporizada o denominada en la norma ANSI como 51 se la detalló en el capítulo 4. La ecuación de la curva de sobre corriente temporizada es una curva ANSI definida de acuerdo a los requerimientos de tiempo de operación. Por lo tanto es necesario seleccionar la corriente de ajuste en el lado de baja y en el lado de alta del transformador de corriente:

$$\checkmark I_H = \frac{KVA(FA)}{\sqrt{3}KV_H} = \frac{12500}{\sqrt{3} 69} = 104.59 \text{ [A]} \quad (5.1)$$

$$\checkmark I_L = \frac{KVA(FA)}{\sqrt{3}KV_L} = \frac{12500}{\sqrt{3} 13,8} = 522.96 \text{ [A]} \quad (5.2)$$

Para ajustar el relé 51-P, necesitamos conocer las corrientes de carga en el secundario. Las corrientes referidas al secundario tanto en el lado de baja, como en el lado de alta son:

$$\checkmark I_{SH} = \frac{I_H}{N_{tc \text{ baja}}} = \frac{105}{600/5} = 0,875 \text{ [A]} \quad (5.3)$$

$$\checkmark I_{SL} = \frac{I_L}{N_{tc \text{ baja}}} = \frac{523}{1200/5} = 2.18 \text{ [A]} \quad (5.4)$$

Estas se permiten hasta con un 20% de sobrecarga, por lo que finalmente las corrientes de ajuste quedarían de la siguiente manera:

$$\checkmark I_{SH-sobrecarga} = 1.2 * I_{HSL} = 1.2 * 0,875 = 1.05 \text{ [A]} \quad (5.5)$$

$$\checkmark I_{SL-sobrecarga} = 1.2 * I_{SL} = 1.2 * 2.18 = 2.62 \text{ [A]} \quad (5.6)$$

Se selecciona la curva del tipo Extremadamente Inversa porque el objetivo primario es ajustarlo con la curva del Relé SPAJ 140 EI.

El ajuste del dial del tiempo (TD) se hace en 2 tanto para el lado de baja como para el lado de alta tensión de manera que se cumpla que la curva de protección de sobrecorriente esté por debajo de la curva de daño del transformador, y que el intervalo de coordinación entre los relés sea mayor o igual 0,2 [s]. A continuación se muestra el ajuste final del Relé 51-P

Ajustes 51-P	Lado de Alta	Lado de Baja
I_{pick-up}(secundaria)	1.05	2.62
I_{pick-up}(primaria)	126	626
TD	4.3	3.3
TC	600:5	1200:5

Tabla LXIV Ajuste de la función 51P

5.4.3.2 Ajuste de la Función 50-P

El ajuste de la función de protección de sobrecorriente Instantáneo de fase o denominado en la norma ANSI como 50-P se lo hace eligiendo los valores de fallas máximas en cada lado del transformador. Estos datos de corrientes de falla se obtuvieron en el capítulo 3

Por esta razón para el lado de alta tensión 50P-1 (lado de 69 KV), se escoge una corriente de 3170,73 Amperios, que referidos al lado del secundario del TC nos dan una corriente de 26,4 Amperios.

Para el lado de baja tensión 50P-2 (lado de 13.8KV), se escoge una corriente de 5963,55 Amperios, que referidos al lado secundario del TC nos da una corriente de 24,85 Amperios

5.4.3.3 Ajuste de la Función 51-G

Las características del relé de protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra o denominada en la norma ANSI como 51-G, se la detalló en el capítulo 4.

El ajuste del TAP del 51-G se lo realiza de acuerdo a la norma C37.91.2008 que sugiere el 10% de la corriente de plena carga. Si la corriente plena carga es de 523[A], entonces el ajuste sería 52,3 [A].

Pero debemos tomar en cuenta el transformador de corriente del neutro que se tiene en el transformador de potencia, como tiene una relación de transformación de 600:5, por lo que la corriente de ajuste referida es de 0,45 [A].

5.4.3.4 Ajuste de la Función 46

Las características de la función de sobrecorriente temporizada de secuencia negativa o llamado en la norma ANSI como 46, se detallaron en el capítulo 4.

La norma C37.91.2008 [4] sugiere tomar un 58% de la corriente máxima de carga, debido a que en las fallas de línea a línea, la corriente de secuencia negativa es el 58% de la corriente de la línea.

Las corrientes secundarias del lado de 69 y 13,8 KV son respectivamente:

$$I(69kv) = \frac{12500}{69 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,58 = 60,66 \text{ [A]} \quad (5.7)$$

$$I(13,8kv) = \frac{12500}{13,8 \cdot \sqrt{3}} \cdot 0,58 = 303,32 \text{ [A]} \quad (5.8)$$

Estas corrientes se deben de referir al secundario del transformador de corriente.

$$I_s(69kv) = I(69kv) \cdot \frac{5}{600} = 60,66 \cdot \frac{5}{600} = 0,51 \text{ [A]} \quad (5.9)$$

$$I_s(13,8kv) = I(13,8kv) \cdot \frac{5}{1200} = 303,32 \cdot \frac{5}{1200} = 1,26 \text{ [A]} \quad (5.10)$$

Entonces procedemos a ajustar el relé 46-1(69kv) con una corriente de puesta en trabajo de 0,51 [A], mientras que el relé 46-2(13,8kv) lo ajustamos con una corriente de puesta en trabajo de 1,26 [A].

5.5.1 Relé SPAJ 140EI

Para la protección de las alimentadoras radiales de distribución hemos creído conveniente la utilización del relé electrónico SPAJ 140 C de ABB por su fácil adaptación a los TC's ya instalados en la Subestación Salinas, el cual observamos en la figura siguiente.



La protección de las líneas de distribución se realiza a través de equipos diseñados para soportar los esfuerzos por cortocircuito y están dotados con sistemas de control sensible a corrientes de falla y mecanismos de operación para abrir el circuito y aislar la sección a la cual están conectados.

La característica que les distingue a los equipos de protección por sobre corriente es que detectan una falla al medir una corriente varias veces superior a la de la línea que supervisan. También posee una característica de retardo de tiempo en función de la magnitud de la corriente de falla que detectan, esta se denomina característica de disparo inverso en los equipos

de sobre corriente inverso. Esta característica de tiempo inverso en los equipos de corriente es útil en sistemas de distribución, ya que permite lo siguiente En sistemas de distribución la magnitud de la corriente de falla depende en gran parte de la ubicación de la misma, es decir mientras más lejos de la fuente se produzca la falla menor será la corriente de cortocircuito. Esta característica del sistema permite coordinar equipos de protección por sobre corriente en cascada.

Los parámetros que un rele de sobrecorriente posee son dos: la corriente mínima de disparo, expresada en amperios y el retardo de tiempo TD, que permite escoger entre curvas con diversos tiempos de operación. Esto es útil al ingeniero en planificación para hacer más o menos sensible el relé y retardar o acelerar la operación del relé respectivamente. La corriente mínima de disparo depende la relación de transformador de corriente de la alimentadora a supervisar y del TAP o corriente mínima que el relé debe ver en el secundario del transformador de corriente del alimentador al cual está supervisando para ponerse en marcha y operar el interruptor. Esta relación se expresa en la siguiente formula.

$$I_{\min \text{disparo}} = RTC * TAP [A]$$

El retardo de tiempo del relé (TD) permite escoger una curva de tiempo inverso que describe los tiempos de operación del relé según la intensidad de la corriente del alimentador a supervisar.

La corriente mínima de disparo permite ajustar la sensibilidad del relé discriminado corrientes máximas de operación o emergencia de corrientes de cortocircuito. El retardo de tiempo TD permite escoger entre varias curvas de tiempo inverso, haciendo al relé más o menos rápido según la corriente de cortocircuito.

5.5.2 Ajustes del relé SPAJ 140EI

Para ajustar el rele SPAJ 140EI, el cual es un rele 51 según la norma ANSI, procedemos a seleccionar la corriente máxima de cada alimentadora, y le damos un porcentaje de sobrecarga del 20%

A continuación se muestra la **Tabla LXV** con los datos de ajustes del rele SPAJ 140 EI

Relé SPAJ 140EI - TC=600:5					
Alimentadoras	Dobronsky	Rubira	Base Militar	Interconexión	Dunas
I carga máxima	123,06	101,82	95,5	79,75	128,7
I sobre carga(20%)	147,67	122,18	114,6	95,7	154,44
Ipick-up(primario)	147,67	122,18	114,6	95,7	154,44
Ipick-up(secundario)	1,23	1,02	0,96	0,80	1,29
TD	0,17	0,33	0,33	0,33	0,17

Tabla LXV Ajuste del relé SPAJ 140 EI

5.6 Resultados de la coordinación de los dispositivos de protección.

5.6.1 Coordinación – Alimentadora Rubira

En la figura 5.15 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Rubira.

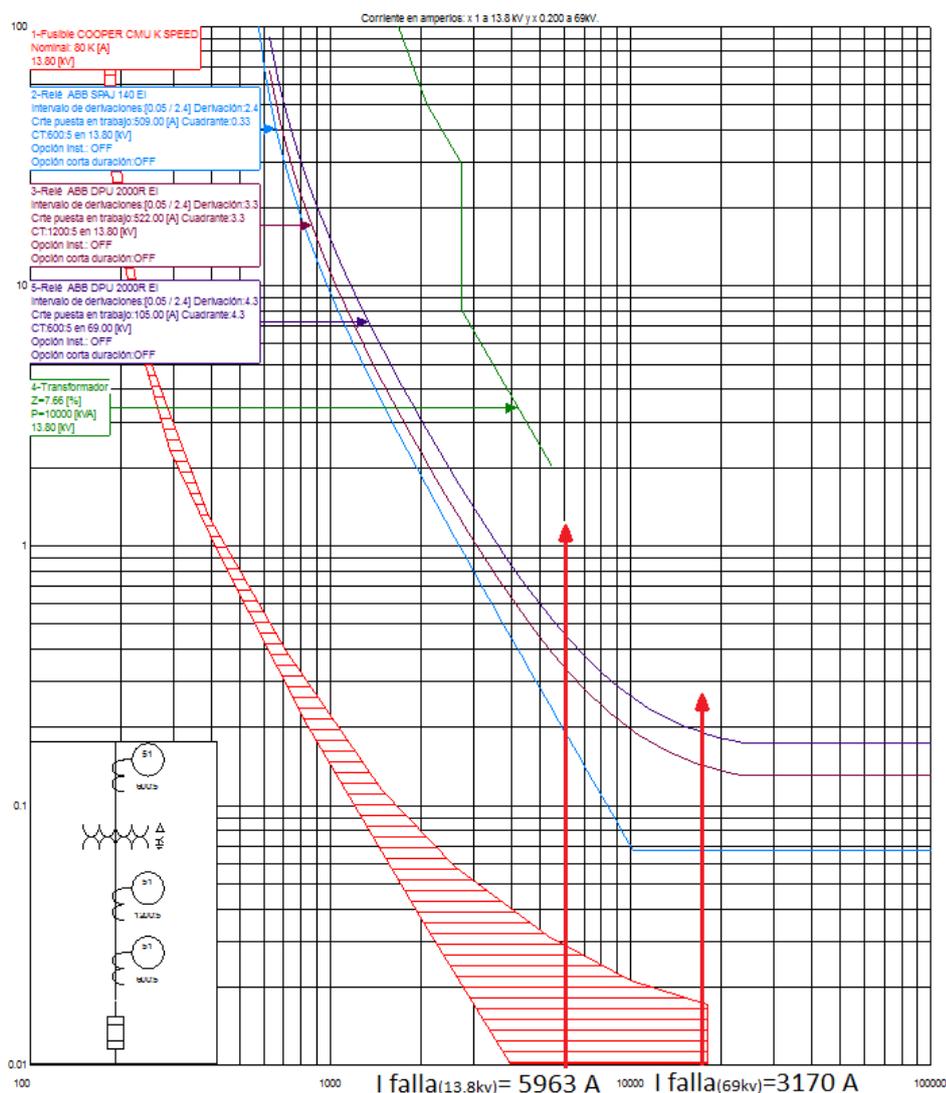


Figura 5.15 Coordinación de protecciones alimentadora Rubira

5.6.2 Coordinación – Alimentadora Dobronsky

En la figura 5.16 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Dobronsky.

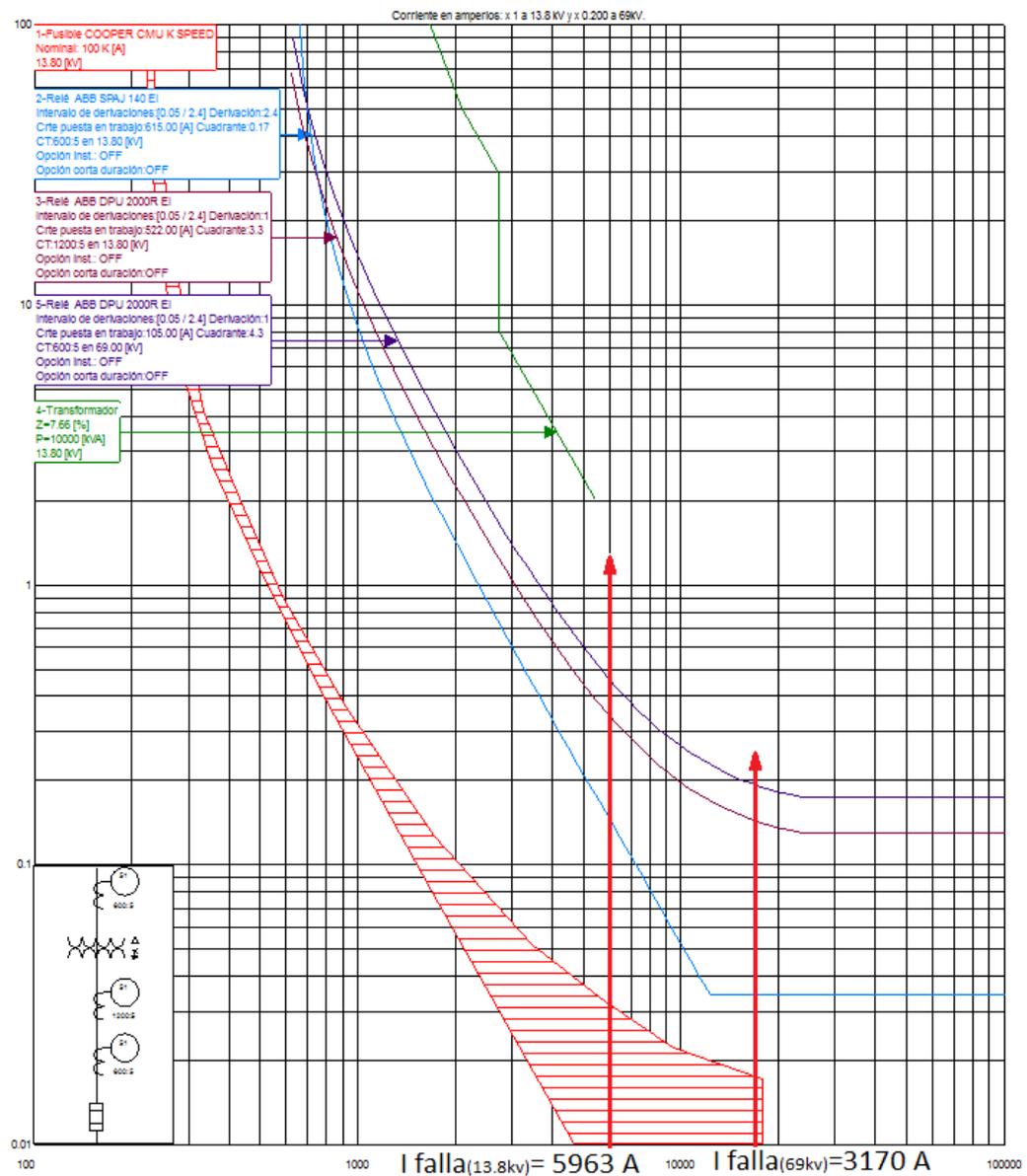


Figura 5.16 Coordinación de protecciones alimentadora Dobronsky

5.6.3 Coordinación – Alimentadora Base Mitar

En la figura 5.17 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Base Militar.

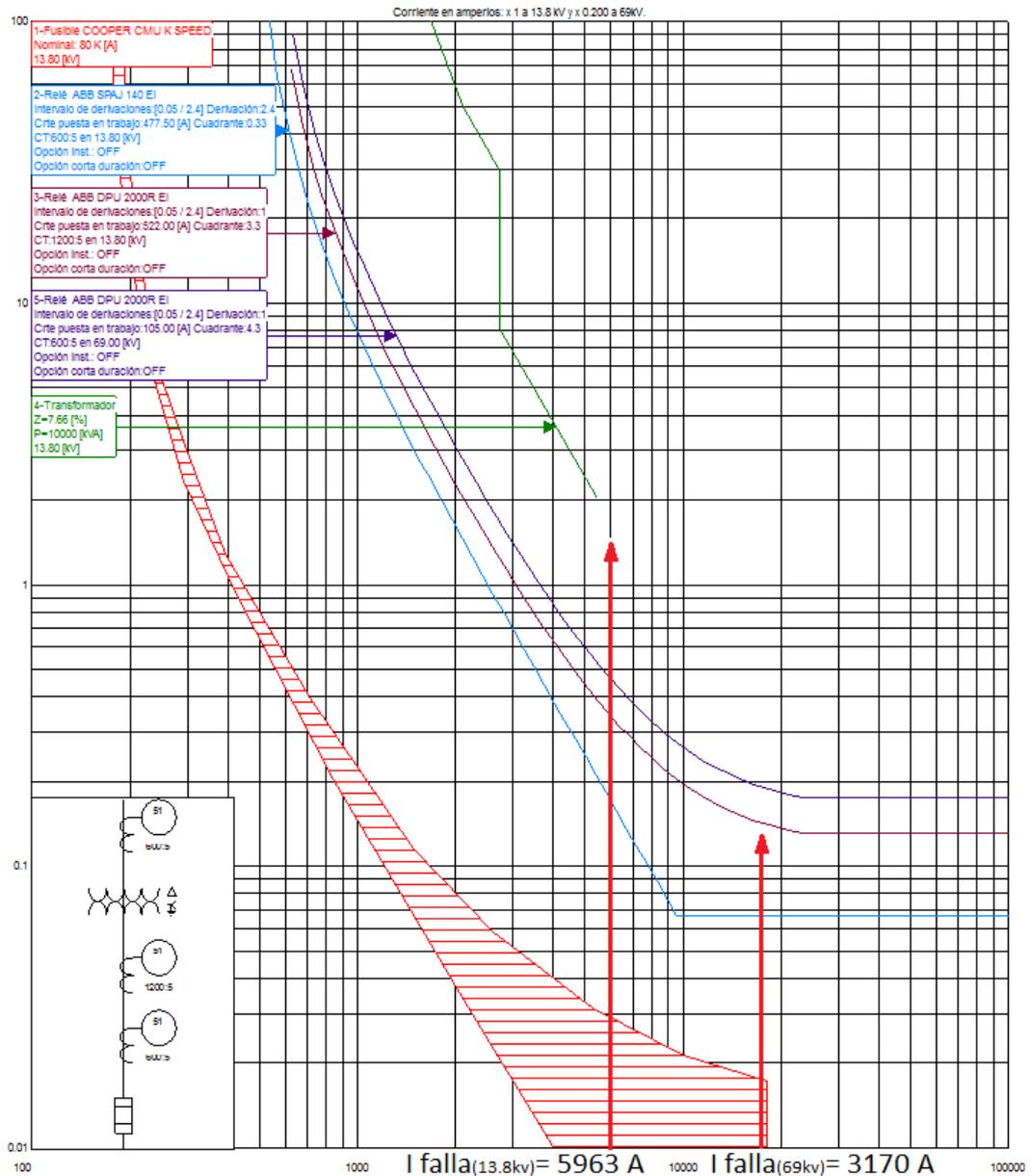


Figura 5.17 Coordinación de protecciones alimentadora Base Militar

5.6.4 Coordinación – Alimentadora Interconexión

En la figura 5.18 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Interconexión.

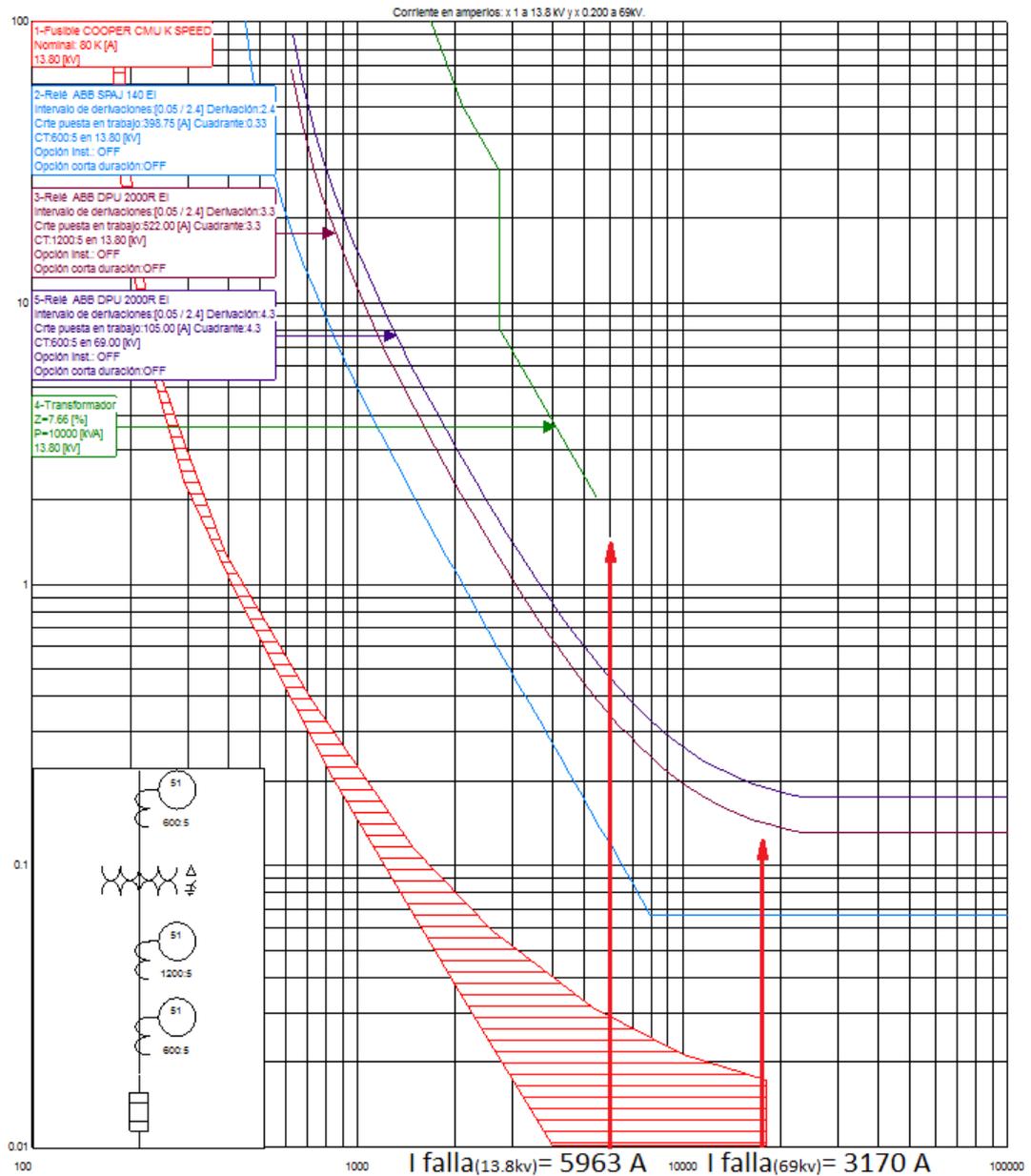


Figura 5.18 Coordinación de protecciones alimentadora Interconexión

5.6.5 Coordinación – Alimentadora Dunas

En la figura 5.19 se muestra los resultados de la coordinación de los equipos de protección de la alimentadora Dunas.

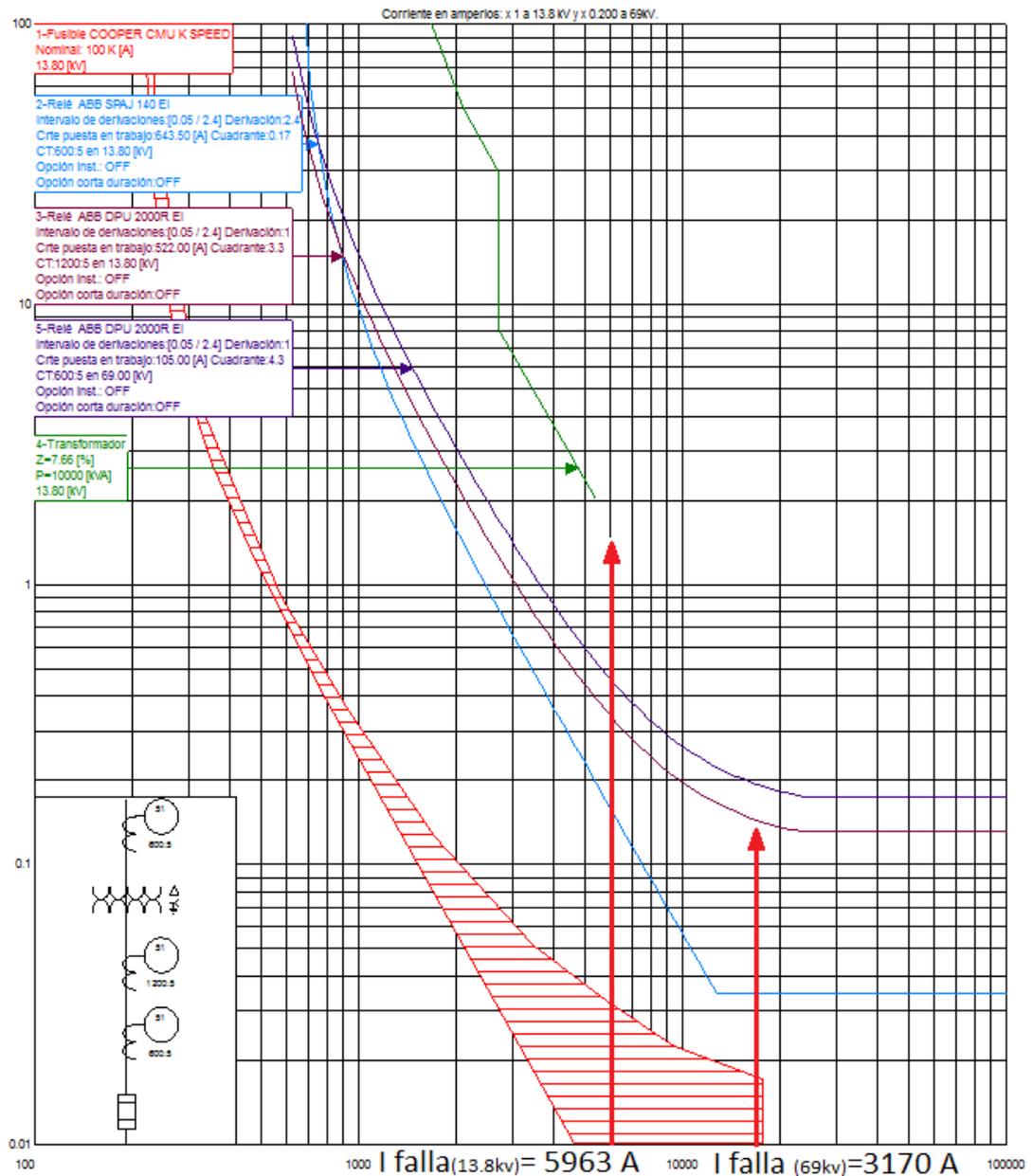


Figura 5.19 Coordinación de protecciones alimentadora Dunas

5.7 Resumen de ajustes.

En la **tabla LXVI** se muestran los ajustes de los reles.

Tipo	KV	Iprimaria (A)	Isecundaria (A)	Relación CT	I ajuste	TD
51P-1	69,00	104.59	0.876	600:5	1.05	4.3
51P-2	13.8	522.96	2.18	1200:5	2.62	3.3
50P-1	69,00	3170.73	26.4	600:5	26.4	-
50P-2	13.8	5963.55	24.85	1200:5	24.85	-
51G	13.8	52.3	0.45	600:5	0.45	-
46-1	69,00	60.66	0.51	600:5	0.51	-
46-2	13.8	303.32	1.26	1200:5	1.26	-
SPAJ-140EI RUBIRA	13.8	101.82	0.85	600:5	1.02	0.33
SPAJ-140EI DUNAS	13.8	128.7	1.07	600:5	1.29	0.17
SPAJ-140EI DOBRONSKI	13.8	123.06	1.02	600:5	1.23	0.17
SPAJ-140EI BASE MILITAR	13.8	95.5	0.79	600:5	0.96	0.33
SPAJ-140EI INTERCXION	13.8	79.75	0.66	600:5	0.80	0.33

Tabla LXVI Ajustes Generales

Ajuste del 87	
Transformador 10/12.5 MVA	
Lado de Alta	
Conexión	Delta
Corriente nominal	104.59
Relación CT	600:5
Corriente de puesta en trabajo	
Lado de Baja	
Conexión	Estrella
Corriente nominal	522.96
Relación CT	1200:5
Corriente de puesta en trabajo	
Errores	
Error por TAP	10
Error por CT	5
Mismatch	4.4
Error por arranque	5
Ajuste	
Puesta en trabajo mínimo 87T	1.70
Pendiente 87T	30%
Ajuste del 87H	2.70

Tabla LXVII Ajustes del 87T y 87H

5.8 Conclusiones de la coordinacion de las protecciones.

- Para la coordinación de los Relés 51P-1 y 51P-2 del TPU 2000R se eligió una protección selectiva
- En caso de que accione el 51P-1(69kv) se deja sin energía al transformador de potencia, y por lo tanto toda la subestación se queda desenergizada.
- En caso de que accione el 51P-2(13.8kv) se deja al transformador de potencia sin carga, pero energizado, esto conviene por el hecho de mantener el Transformado energizado lo que evitaria la corriente inrush de arranque en el transformador.
- Siguiendo las especificaciones para los relés numericos se decidió tomar un intervalo de coordinación de 0.2 segundos entre cada curva de los elementos de protección.
- Generalmente la CNEL Santa Elena EP utiliza disyuntores en el arranque de las alimentadoras, los cuales son accionador por medio del relé SPAJ 140EI.
- Debido a las características de carga se utilizaron los fusibles, el 80K y el 100K. Por lo tanto en la coordinación de las alimentadoras, solo se vario la corriente de puesta en trabajo del relé SPAJ 140EI.
- Para la coordinacion se tomo en cuenta que el primer elemento en actuar, en el caso de una falla proxima a la Subestacion, es el fusible de la alimentadora, acundo como respaldo el disyuntor de potencia,

si estos elemento no actúan, entonces debe actuar el 51-2 del TPU 2000R y como ultimo respaldo el 51-1 del TPU 2000R

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

1. La alimentación de energía a la Subestación Salinas está dada en su totalidad por el SNI. Se simularon dos casos típicos en el estudio de flujo de carga dando como resultado, en el caso de carga máxima a la alimentadora Dunas es la que mayor carga tiene conectada a la subestación y la alimentadora Interconexión es la de menor carga, el voltaje en la barra de 69KV es 1,00 p.u y en la barra de 13.8KV es 0,9813 p.u. En el caso de carga mínima la que posee mayor carga es la alimentadora Bases Militares y la de menor carga continúa siendo la alimentadora interconexión, el voltaje en la barra de 69KV es de 1,0 p.u y en la barra de 13.8KV es 0,994 p.u con estos resultados podemos decir que hay un correcto trabajo del sistema dentro de los niveles requeridos del $\pm 5\%$ del voltaje nominal.

2. El transformador de potencia, al que están conectadas las alimentadoras, se encuentra al 82,32% de la capacidad FA para carga máxima, y el 23,76 % de la capacidad FA para la carga mínima.
3. De acuerdo a estos resultados, no es necesario hacer ninguna regulación de voltaje, según esto la posición del TAP del transformador se mantiene en el 2,5%, la cual corresponde a la posición B a una relación de transformación 68,8/13,8 KV.
4. En el estudio de corto circuito se simularon los distintos tipos de fallas que se pueden dar tanto en el lado de 69KV como en el lado de 13.8KV en base a la demanda máxima del sistema, comparando tales resultados con los proporcionados por CNEL Santa Elena, se tiene resultados muy cercanos entre sí. Por el lado de 69KV la corriente de falla de mayor magnitud fue la trifásica, mientras que para el lado de 13.8KV la corriente de falla mayor fue la de dos fases a tierra.
5. Con la simulación de las diferentes fallas del sistema, se observa que cuando se produce una falla las corrientes son elevadas, lo cual produce depresiones o elevaciones de voltajes en las fases del sistema, además con el estudio de cortocircuito se puede determinar los valores mínimos para la capacidad de interrupción de los interruptores de la subestación Salinas, dicha capacidad de interrupción debe ser superior a la corriente de falla, los resultados de todas las fallas se muestran en el Anexo 2.

6. Para la coordinación de los Relés 51P-1 y 51P-2 del DPU 2000R se eligió una protección selectiva, es decir en caso de que accione el 51P-1(69kv) se deja sin energía al transformador de potencia, y por lo tanto toda la subestación se queda desenergizada y en caso de que accione el 51P-2(13.8kv) se deja al transformador de potencia sin carga, pero energizado, esto conviene por el hecho de mantener el Transformador energizado lo que evitaria la corriente inrush de arranque en el transformador.
7. Siguiendo las especificaciones para los relés numericos se decidió tomar un intervalo de coordinación de 0.2 entre cada curva de los elementos de protección.
8. Generalmente la CNEL Santa Elena EP utiliza disyuntores en el arranque de las alimentadoras, los cuales son accionador por medio del relé SPAJ 140EI.
9. Debido a las características de carga se utilizaron los fusibles, el 80K y el 100K. Por lo tanto en la coordinación de las alimentadoras, solo se vario la corriente de puesta en trabajo del relé SPAJ 140EI.
10. Para la coordinacion se tomo en cuenta que el primer elemento en actuar, en el caso de una falla proxima a la Subestacion, es el fusible de la alimentadora, actuando como respaldo el disyuntor de potencia, si estos elemento no actúan, entonces debe actuar el 51P-2 del DPU.

6.2 RECOMENDACIONES.

1. Debido a la obsolescencia tecnológica y haber cumplido su vida útil se recomienda el cambio del Rele BBC por el DPU 2000R . El presente trabajo incluye la coordinación de las protecciones considerando este cambio.
2. Al futuro próximo CNEC debería considerar el cambio de los Metaclad, los cuales tienen 25 años de servicio, con uno nuevo de tecnología actual con doble barra, para mejorar la confiabilidad de la Subestación.
3. La carga instalada en la Subestación sobrepasa la capacidad OA/FA de los Transformadores de la Subestaciones, por lo que debería ser reemplazado por uno de mayor capacidad 18/24 MVA

ANEXOS

ANEXO 1

HISTORICO DE CARGAS DE LAS ALIMENTADORAS DE LA SUBESTACION SALINAS

En este anexo se presentan los datos históricos que nos proporcionó CNEEL SANTA ELENA EP, los cuales nos sirven para poder determinar las demandas máximas y mínimas de las diferentes alimentadoras de la subestación Salinas.

Los datos son de los meses de febrero y agosto, que según basados en estadísticas el mes de febrero es donde existe la mayor demanda de carga de todo el año, y caso contrario ocurre con el mes de agosto que es el mes con mas baja demanda de carga durante todo el año.

Anexo 1.a

En este anexo presentaremos la tabla de demandas del mes de febrero del año 2013.

Dias	RUBIRA		DOBRONSKY		BASE MILITAR		INTERCONEXION		DUNAS	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
01/08/2013	1092	456	893	142	1072	467	969	356	800	334
02/08/2013	1769	2410	1048	160	1149	467	1729	611	1384	558
03/08/2013	1083	456	1082	170	1209	501	1236	415	1384	384
04/08/2013	1092	492	903	127	1115	484	977	360	887	359
05/08/2013	1062	467	855	127	945	414	905	338	834	349
06/08/2013	1199	534	915	147	1283	547	980	366	920	384
07/08/2013	1204	543	945	158	1121	479	1013	371	923	382
08/08/2013	1280	524	1090	213	1238	525	1118	386	1053	411
09/08/2013	1398	544	1368	246	1301	454	1153	359	1324	470
10/08/2013	1534	603	1723	341	1296	361	1192	377	1778	562
11/08/2013	1425	549	1803	344	1389	400	1207	378	1856	595
12/08/2013	1201	461	1494	277	1238	383	1020	344	1492	522
13/08/2013	1116	474	1016	177	991	343	720	299	1061	427
14/08/2013	1137	487	1003	182	1046	369	675	293	1028	420
15/08/2013	1120	463	1012	179	998	337	678	288	1021	414
16/08/2013	1232	505	949	163	950	304	642	277	940	391
17/08/2013	1134	533	792	131	834	280	559	256	814	358
18/08/2013	1092	494	835	143	937	333	621	287	870	368
19/08/2013	1026	441	856	137	1079	452	986	413	880	366
20/08/2013	1049	454	815	136	1082	482	964	415	850	366
21/08/2013	1266	532	877	145	1092	479	1120	466	1020	424
22/08/2013	1275	541	998	169	1208	493	1202	462	960	395
23/08/2013	1580	632	1278	222	1344	515	1572	546	1196	451
24/08/2013	1415	576	1278	215	1397	532	1584	535	1191	434
25/08/2013	975	239	826	136	1368	540	1019	396	992	412
26/08/2013	547	219	456	82	1088	368	494	171	947	432
27/08/2013	1189	520	977	160	1235	523	1108	418	1003	412
28/08/2013	1221	537	962	169	1203	514	1030	389	921	393

Tabla 1a. Registro de demanda del mes de febrero del 2013

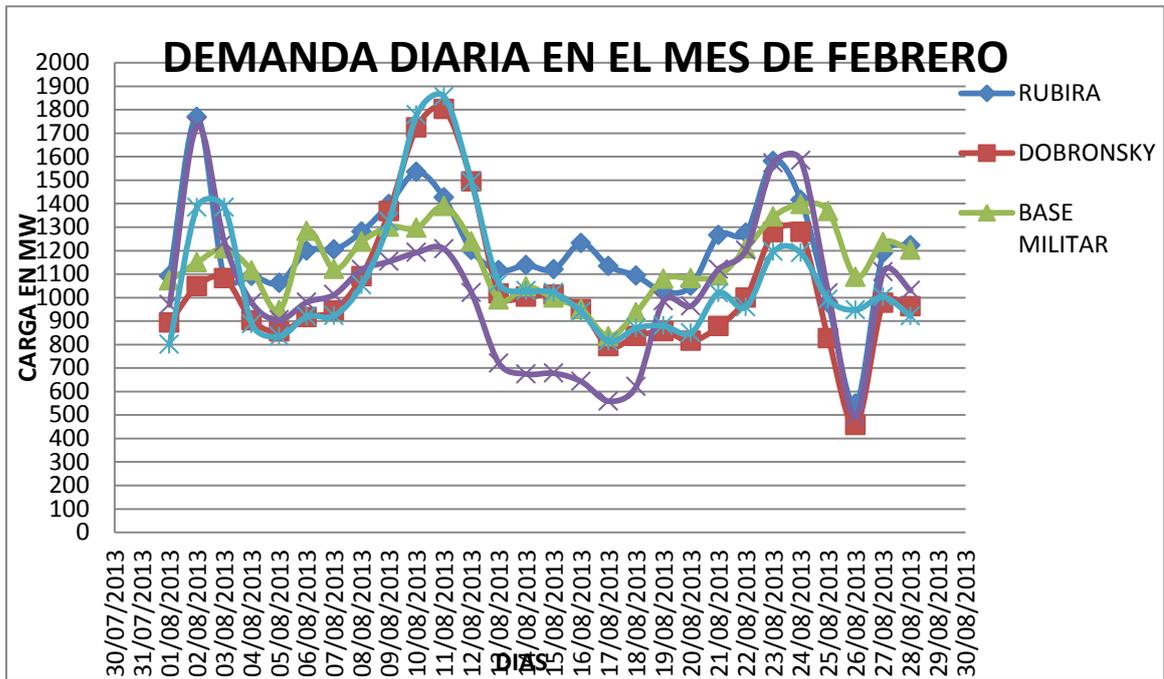


Figura 1a. Demanda Diaria en el mes de febrero del 2013

Anexo 1b.

De la Figura 1a. se puede observar que el día de mayor demanda es el 11 de febrero, por lo cual prestaremos especial atención a este día, en este anexo presentaremos el historial de carga del día 11 del mes de febrero, la toma de datos se lo hizo cada hora.

Horas	RUBIRA		DOBRONKY		BASE MILITAR		INTERCONEXION		DUNAS	
	Kw	Kvar	Kw	Kvar	Kw	Kvar	Kw	Kvar	Kw	Kvar
1	1750	659	2122	415	1559	392	1463	405	2021	637
2	1547	619	1905	360	1455	393	1375	392	1930	612
3	1550	590	1840	312	1368	363	1330	373	1850	580
4	1537	582	1756	307	1315	357	1292	382	1798	574
5	1562	610	1672	292	1262	352	1254	390	1746	562
6	1597	667	1589	283	1210	348	1216	400	1694	583
7	1506	629	1447	251	1106	319	1079	334	1397	491
8	1474	562	1500	242	1266	359	1030	317	1515	486
9	1603	587	1693	302	1442	409	1126	341	1757	526
10	1600	578	1762	310	1443	397	1175	343	1995	611
11	1515	558	1732	292	1420	430	1146	357	1938	618
12	1429	568	1598	296	1388	386	1090	360	1847	616
13	1339	523	1603	348	1355	379	978	346	1764	590
14	1289	536	1595	314	1308	406	961	351	1701	589
15	1240	485	1598	314	1302	434	966	374	1681	585
16	1266	553	1597	345	1241	387	990	383	1650	591
17	1069	524	1604	372	1278	421	1039	416	1624	618
18	1137	474	1603	372	1195	385	968	392	1674	612
19	1225	480	1973	432	1402	438	1248	413	2016	647
20	1398	493	2178	422	1701	488	1420	390	2228	636
21	1393	461	2254	425	1564	407	1425	394	2261	638
22	1430	482	2240	403	1543	396	1501	398	2264	628
23	1391	502	2206	442	1639	510	1442	399	2143	640
24	1364	458	2207	408	1573	447	1453	416	2050	612

Tabla 1b. Histórico de Carga del Día 11 de Febrero del 2013

Anexo 1.c

En este anexo presentaremos la tabla de demandas del mes de agosto del año 2012.

Dias	RUBIRA		DOBRONSKY		BASE MILITAR		INTERCONEXION		DUNAS	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
01/08/2013	834	385	615	51	963	377	647	260	604	265
02/08/2013	707	294	658	67	968	364	679	272	615	273
03/08/2013	702	290	661	70	969	366	680	273	614	274
04/08/2013	742	326	713	99	971	354	688	265	620	270
05/08/2013	799	403	650	88	950	350	670	265	603	267
06/08/2013	806	397	627	85	966	395	674	256	613	270
07/08/2013	873	376	621	56	982	395	676	266	609	274
08/08/2013	938	418	636	56	954	365	688	276	625	277
09/08/2013	870	407	650	78	926	358	688	275	620	274
10/08/2013	975	448	721	88	968	381	676	264	649	276
11/08/2013	958	447	768	99	962	341	703	263	655	274
12/08/2013	924	417	702	95	933	334	701	264	614	270
13/08/2013	878	407	628	73	935	357	658	252	616	275
14/08/2013	870	410	596	92	894	331	612	229	612	266
15/08/2013	611	296	504	71	670	256	452	169	580	230
16/08/2013	882	374	657	42	887	309	673	264	617	278
17/08/2013	953	386	915	162	936	344	634	242	559	244
18/08/2013	870	392	723	56	928	344	705	259	623	269
19/08/2013	831	378	678	98	888	331	693	276	598	274
20/08/2013	720	304	652	66	963	362	673	272	617	274
21/08/2013	860	385	624	84	911	346	696	264	612	277
22/08/2013	841	348	625	90	878	321	685	267	607	269
23/08/2013	780	301	622	98	907	344	692	274	595	264
24/08/2013	792	359	633	58	966	374	670	264	607	267
25/08/2013	906	417	684	55	966	386	707	270	614	268
26/08/2013	874	413	738	96	927	338	714	269	617	276
27/08/2013	748	343	649	79	888	313	684	251	569	257
28/08/2013	789	348	643	86	908	367	712	282	625	292
29/08/2013	763	311	595	39	879	306	672	261	584	260
30/08/2013	686	249	602	83	1005	333	671	257	583	258
31/08/2013	733	280	620	88	902	364	673	267	591	258

Tabla 1c. Demanda Diaria en el mes de agosto del 2012

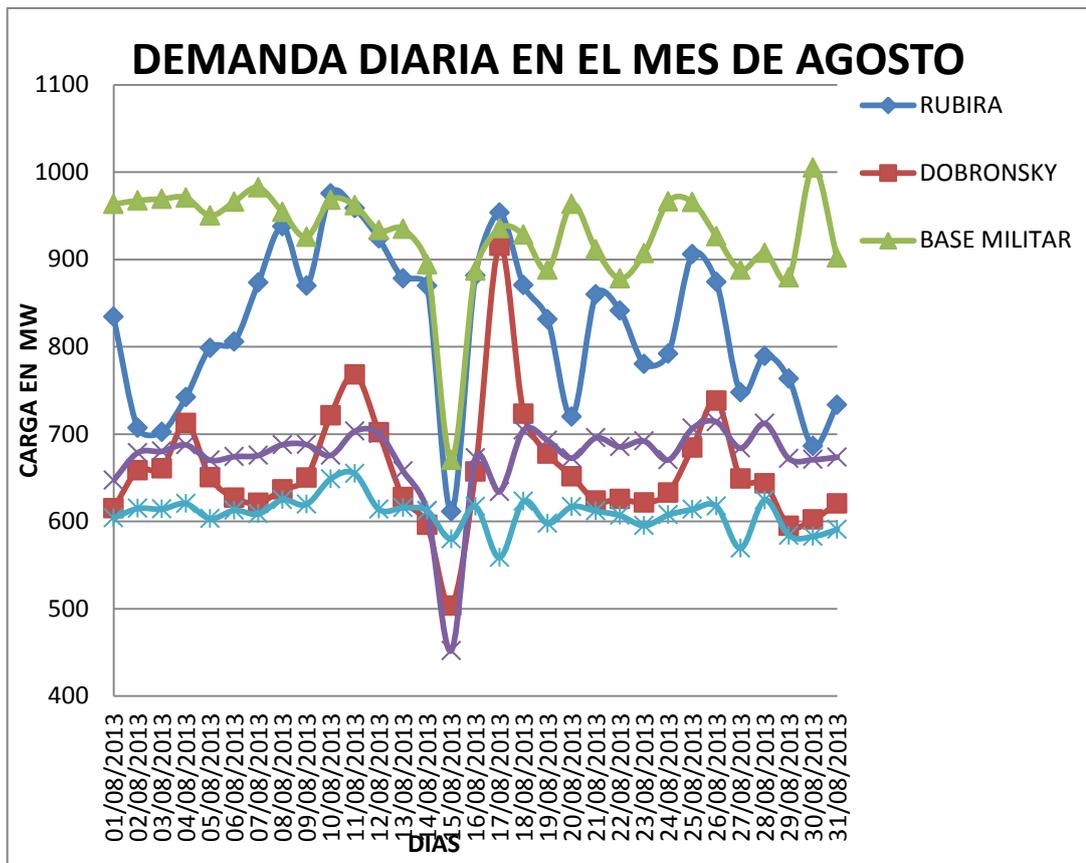


Figura 1c. Demanda Diaria en el mes de agosto del 2012

Anexo 1d.

De la Figura 1c. se puede observar que el día de menor demanda es el 15 de Agosto del 2012, por lo cual prestaremos especial atención a este día, en este anexo presentaremos el historia de carga del día 15 del mes de agosto, la toma de datos se lo hizo cada hora.

HORAS	RUBIRA		DOBRONSKY		BASE MILITAR		INTERCONEXION		DUNAS	
	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR	KW	KVAR
1	919	498	522	-27	790	289	566	240	525	275
2	1025	503	491	-109	760	280	540	243	480	269
3	987	492	488	-100	755	282	536	237	475	270
4	955	465	467	-104	746	280	524	235	468	268
5	852	443	459	-109	732	281	518	229	457	271
6	851	362	493	-107	882	321	576	240	500	269
7	849	389	524	-118	772	257	591	213	504	209
8	869	429	515	-46	768	244	610	231	542	230
9.	856	396	647	-43	830	280	701	271	609	257
10	896	377	661	110	805	285	642	259	632	253
11	830	328	656	19	811	297	695	263	645	261
12	839	328	643	117	897	352	731	308	643	296
13	914	355	664	111	819	323	667	273	583	267
14	905	364	622	100	838	337	656	263	615	301
15	934	402	646	98	839	327	658	256	610	279
16	713	319	658	106	842	345	634	260	591	270
17	764	263	675	118	915	347	695	254	622	262
18	773	249	774	137	936	333	745	277	700	281
19	898	293	1042	178	1219	361	903	305	905	335
20	880	295	1012	186	1201	368	916	310	874	321
21	844	301	914	106	1137	337	875	304	843	316
22	1071	518	837	100	1104	329	808	290	786	309
23	996	493	761	95	992	305	745	277	679	301
24	770	269	596	81	863	222	626	265	552	298

Tabla 1d. Histórico de Carga del Día 15 de Agosto del 2012

ANEXO 2

ESTUDIO DE FLUJO DE CARGA

Anexo 2.a

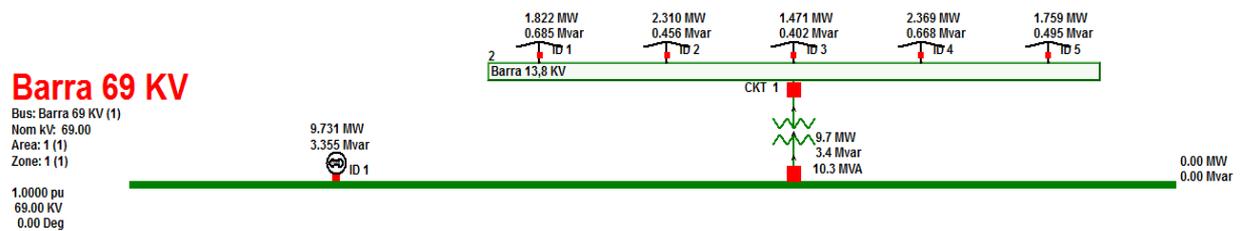


Figura 2a. Resulta de la simulación de flujo de carga para carga máxima en barra de 69 KV

Anexo 2.b

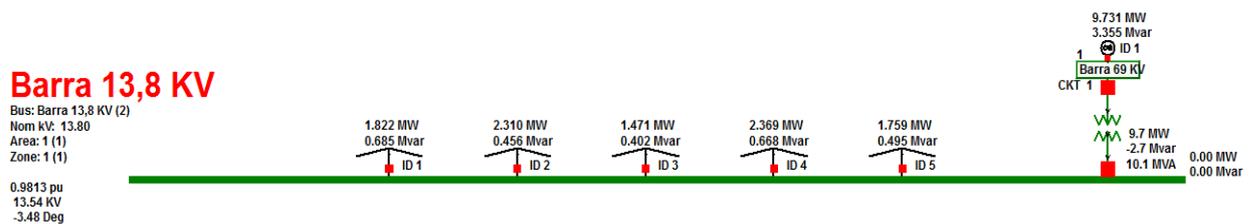


Figura 2b. Resulta de la simulación de flujo de carga para carga máxima en barra de 13,8 KV

Anexo 2.c

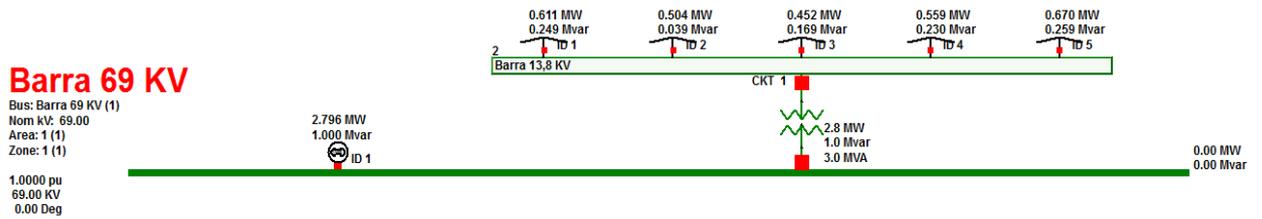


Figura 2c. Resulta de la simulación de flujo de carga para carga mínima en barra de 69 KV

Anexo 2.d

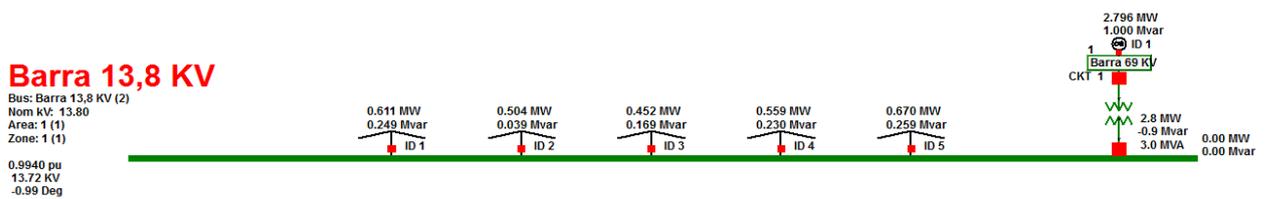


Figura 2d. Resulta de la simulación de flujo de carga para carga mínima en barra de 13,8 KV

ANEXO 3

ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

Anexo 3.a

	69 kV		13,8 kV	
I Falla Fase-Tierra	1650,98	(A)	5357,47	(A)
	1,973	(p.u.)	1,281	(p.u.)
	-75,02	Deg	-86,85	Deg
I Falla Linea-Linea	2745,93	(A)	4203,4	(A)
	3,282	(p.u.)	1,005	(p.u.)
	-164,7	Deg	-174,44	Deg
I Falla 2 Fases-Tierra	1116,04	(A)	5963,55	(A)
	1,334	(p.u.)	1,425	(p.u.)
	104,87	Deg	90,19	Deg
I Falla Trifasica	3170,73	(A)	4853,66	(A)
	3,789	(p.u.)	1,16	(p.u.)
	-74,7	Deg	-84,44	Deg

Tabla 3a. Corrientes de falla en cada barra, para máxima generación.

Anexo 3.b

Falla de una Fase a Tierra - Barra 69 kV

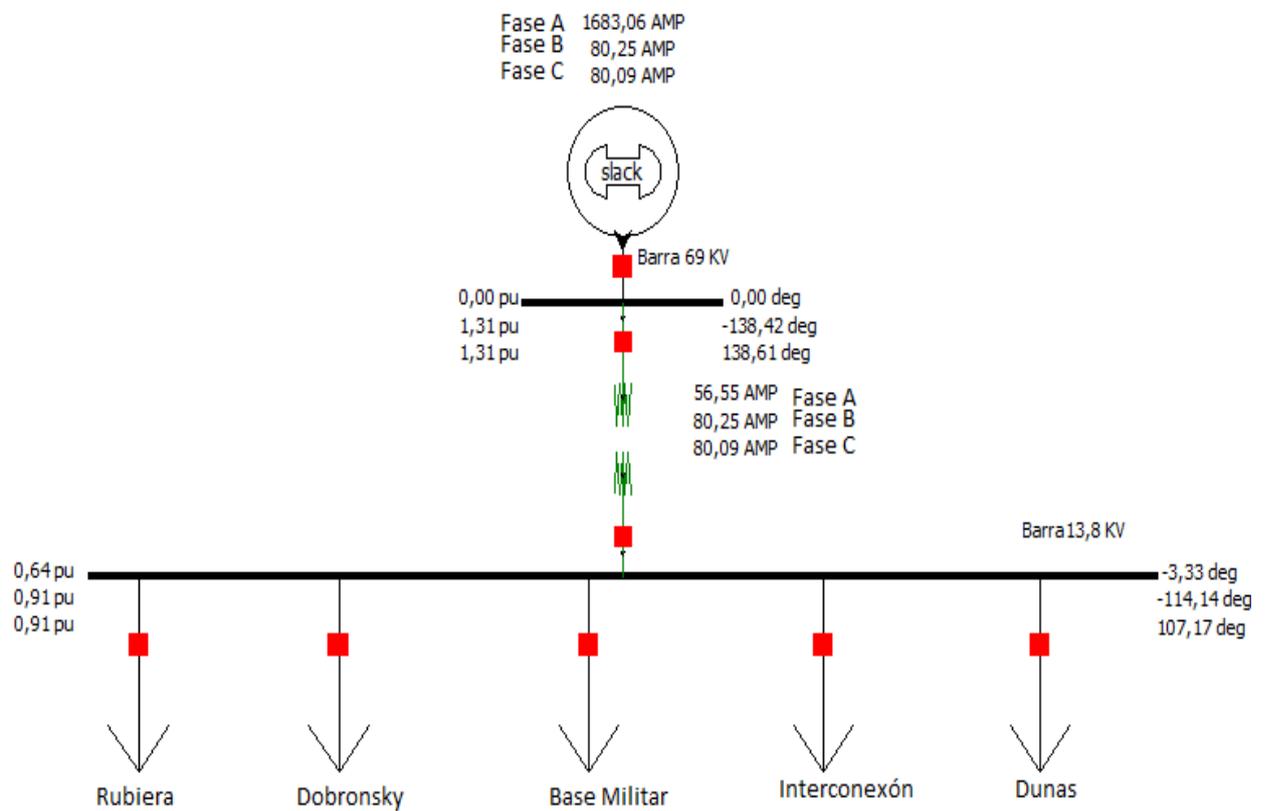


Figura 3a. Simulación de Falla de una Fase a Tierra – Barra 69 KV

Anexo 3.c

Falla de una Fase a Tierra - Barra 13,8 kV

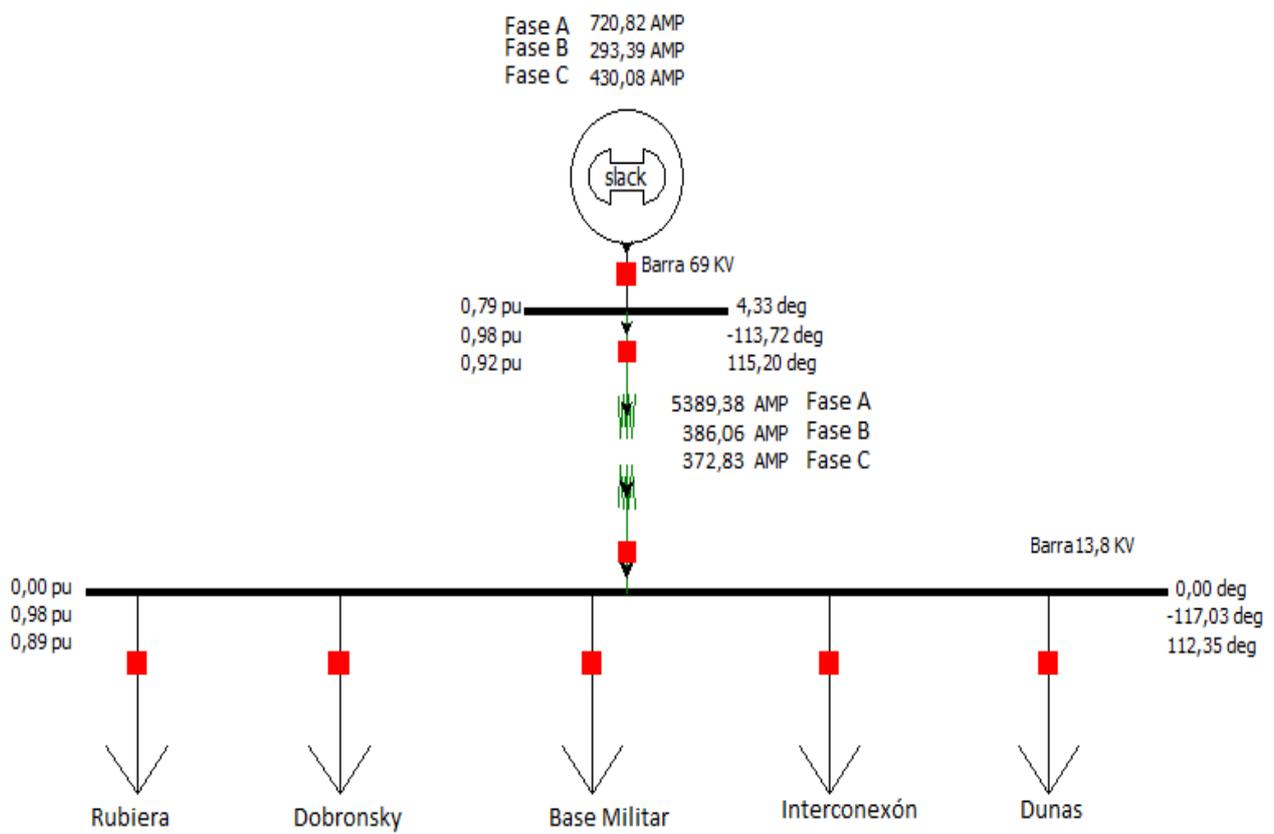


Figura 3b. Simulación de Falla de una Fase a Tierra – Barra 13,8 KV

Anexo 3.d

Falla de Línea a Línea- Barra 69 kV

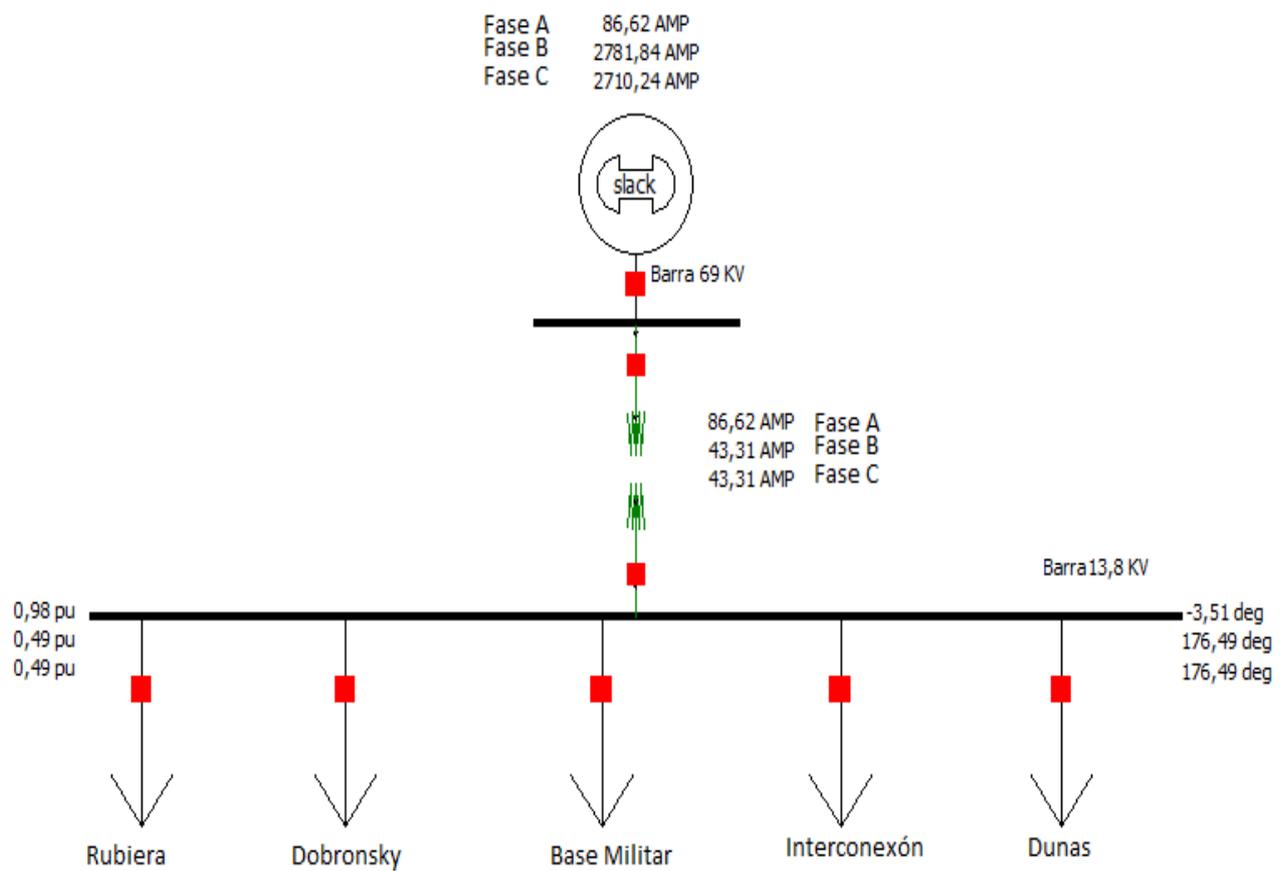


Figura 3c. Simulación de Falla de Línea a Línea – Barra 69 KV

Anexo 3.e

Falla de Línea a Línea- Barra 13,8 kV

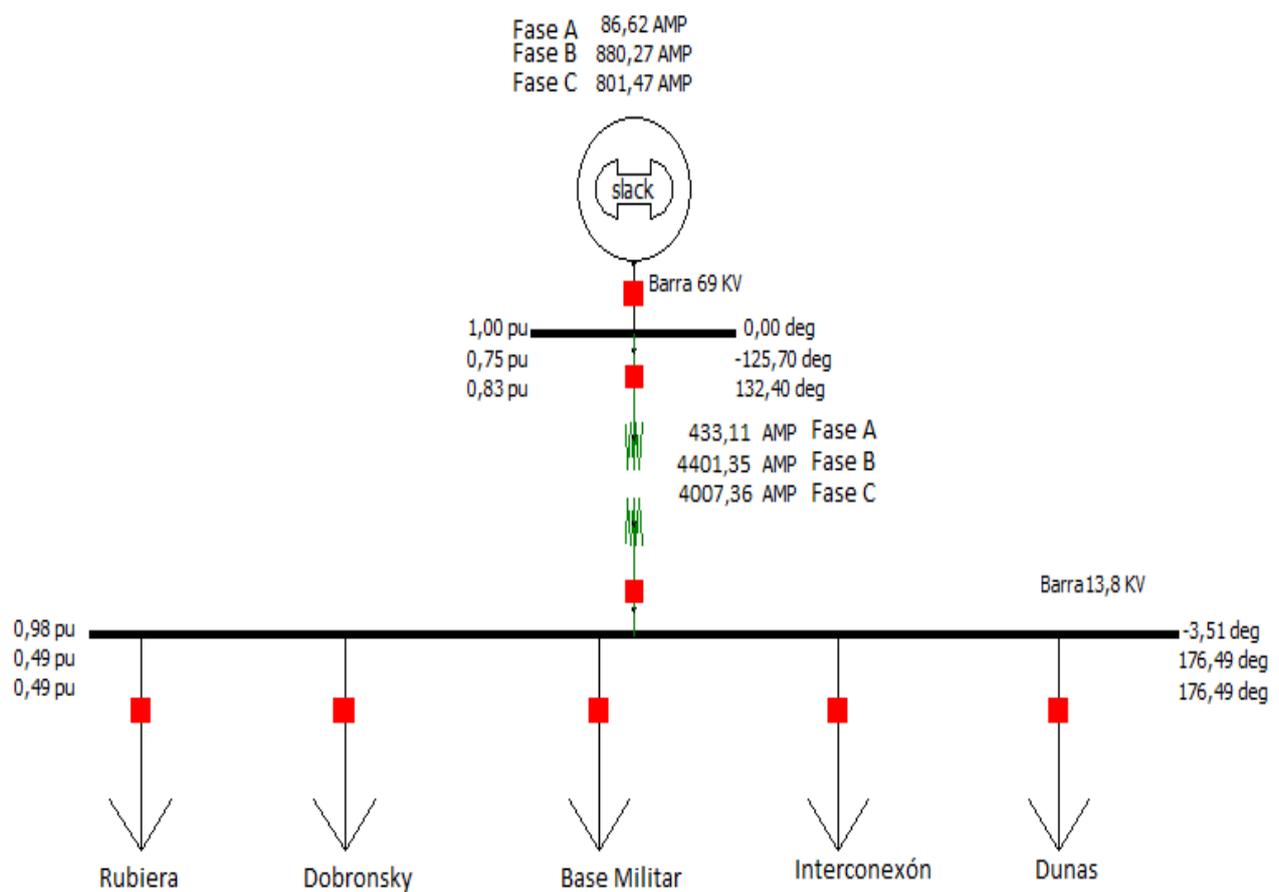


Figura 3d. Simulación de Falla de Línea a Línea – Barra 13,8 KV

Anexo 3.f

Falla de dos Líneas a Tierra- Barra 69 kV

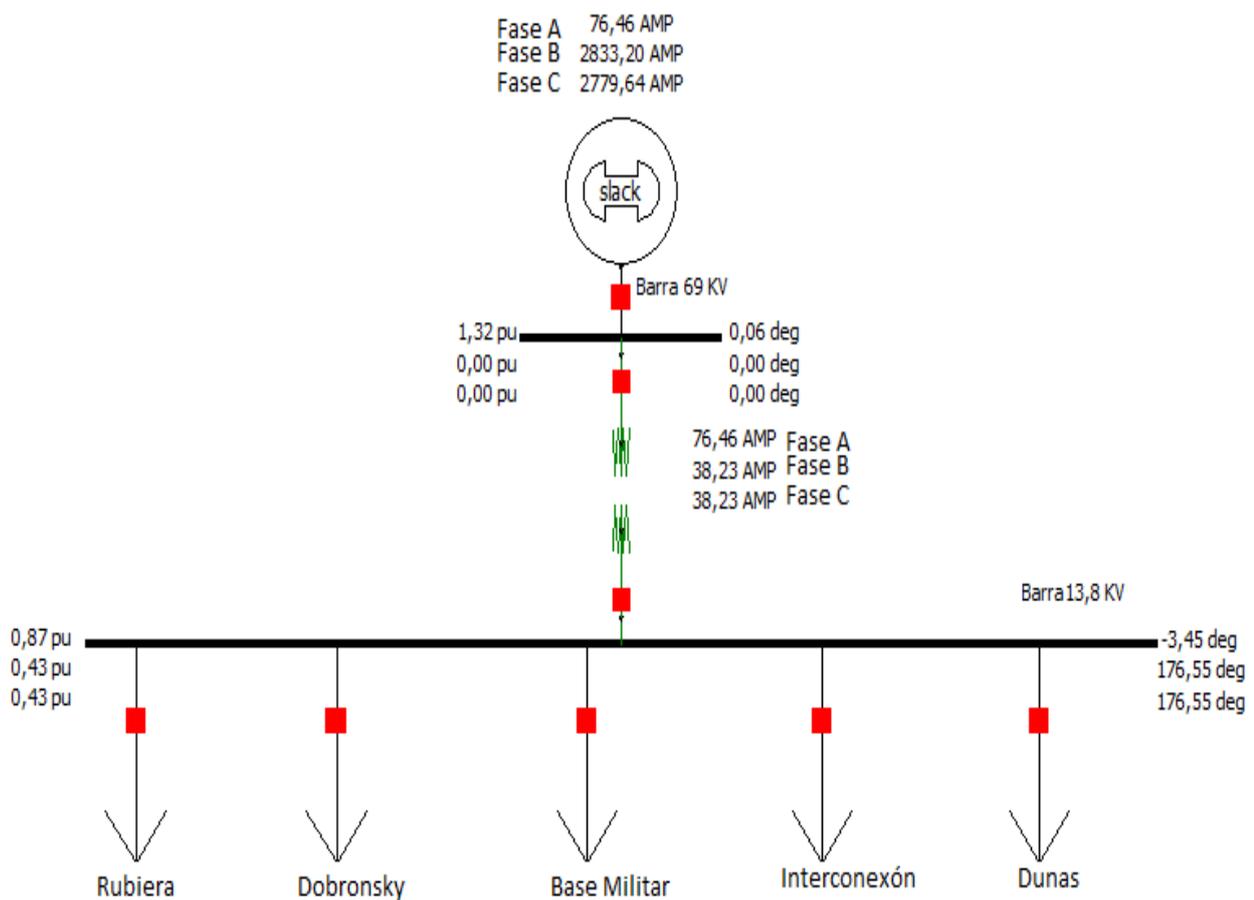


Figura 3e. Simulación de Falla de dos Líneas a Tierra – Barra 69 KV

Anexo 3.g

Falla de dos Líneas a Tierra- Barra 13,8 kV

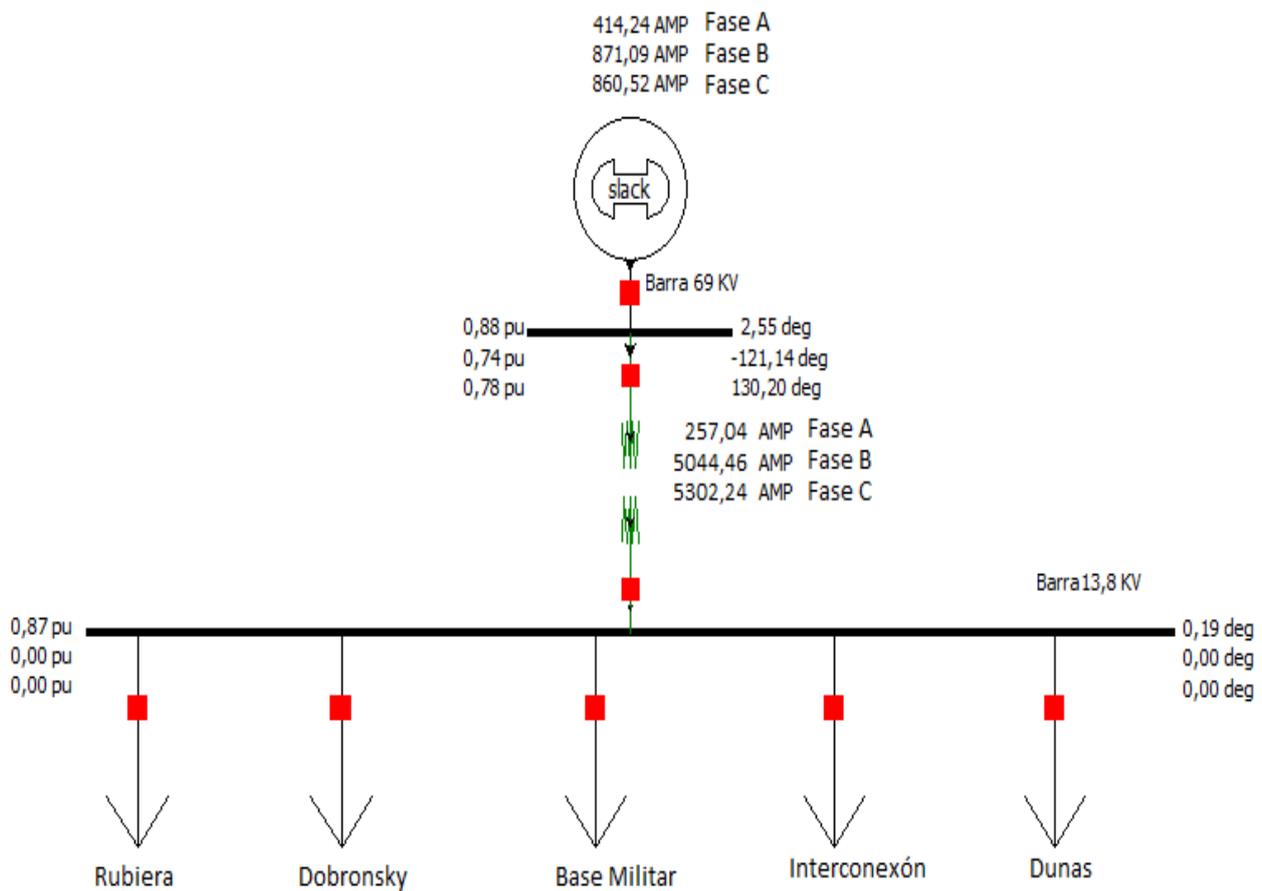


Figura 3f. Simulación de Falla de dos Líneas a Tierra – Barra 13,8 KV

Anexo 3.h

Falla 3Ø - Barra 69 KV

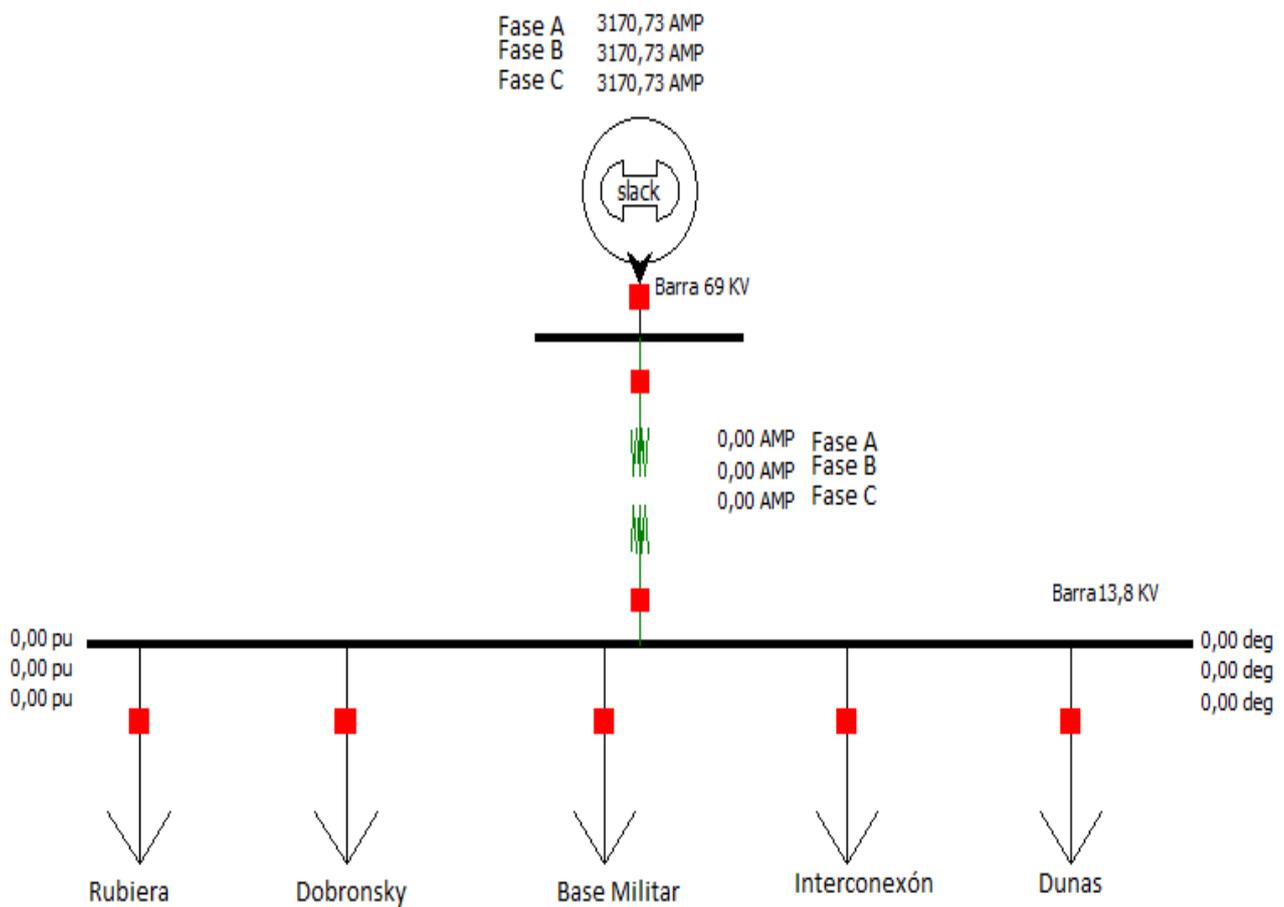


Figura 3g. Simulación de Falla 3Ø – Barra 69 KV

Anexo 3.i

Falla 3Ø - Barra 13,8 kV

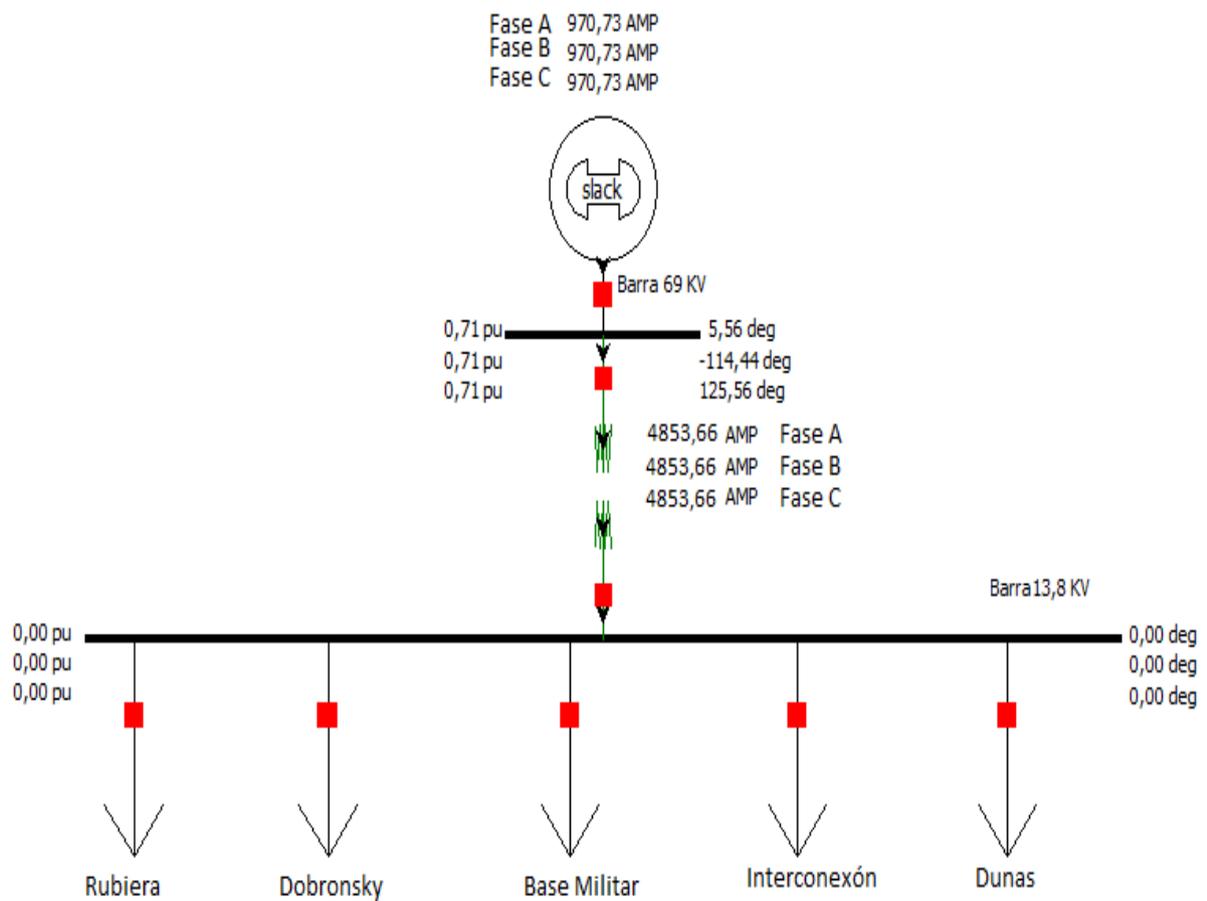


Figura 3h. Simulación de Falla 3Ø – Barra 13,8 KV

ANEXO 4

Ecuación de la Curva de Sobre corriente Temporizada utilizada por el relé TPU-2000R.

A continuación presentamos las ecuaciones de la curva del relé TPU-2000R para la protección de sobre corriente Temporizada (51), las cuales dependen de la coordinación que necesitemos realizar. Para determinar los tiempos de coordinación se utiliza las siguientes ecuaciones, cuyos coeficientes se encuentran detallados en la Tabla 4a.

Ecuación de la curva de sobre-corriente temporizada ANSI

$$\text{Tiempo de Disparo} = \left(\frac{A}{M^P - 1} + B \right) \left(\frac{14n-5}{9} \right) \quad \text{Tiempo de Reposición} = \left(\frac{D}{1-EM} \right) \left(\frac{14n-5}{9} \right)$$

M = Múltiplos 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	3	0,998
Muy Inversa	2,855	0,0712	1	2	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	0,6	0,998
Ext. Inversa Tiempo Largo	64,07	0,25	1	2	30	0,998
Muy Inv. Tiempo Largo	28,55	0,712	1	2	13,46	0,998
Inversa Tiempo largo	0,086	0,185	1	0,02	4,6	0,998
Curva del Reconector #8	4,211	0,013	0,35	1,8	3,29	1,5

Tabla 4a Constantes de las Características de Sobrecorriente Temporizada.

Notas:

- El tiempo en segundos para la Curva Extremadamente Inversa - Tiempo Largo es 10 veces el de la Curva Extremadamente Inversa.
- El tiempo en segundos para la Curva Muy Inversa - Tiempo Largo es 10 veces el de la Curva Muy Inversa.
- El tiempo en segundos para la Curva Inversa - Tiempo Largo es 10 veces el de la Curva Inversa.
- El tiempo en segundos para la Curva Inversa - Tiempo Corto es 1/5 veces el de la Curva Inversa.
- El tiempo en segundos para la Curva Extremadamente Inversa - Tiempo Corto es 1/5 veces el de la Curva Extremadamente Inversa. [1]

ANEXO 5

Esquema de protecciones de las alimentadoras

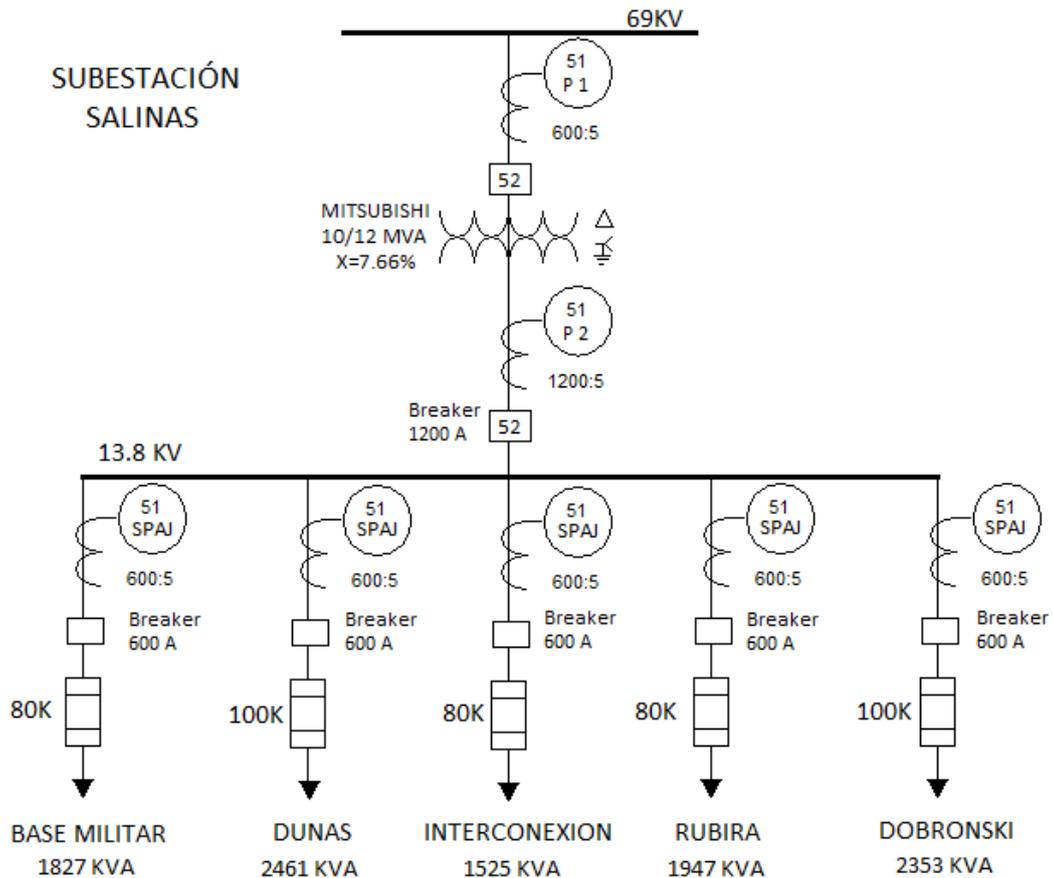


Figura 5a Esquema de protecciones de la Subestación Salinas

En la **figura 5a** podemos observar en esquema de protecciones de la subestación Salinas comprendida por el Relé ABB **TPU 2000R** para el transformador y el relé **SPAJ 140 EI** de ABB el cual protege a cada una de las alimentadoras. La coordinación de tiempos y corriente de puesta en trabajo para cada una de las alimentadoras se detalla con claridad en capítulo 5.

ANEXO 6

Determinación de la curva de daño del transformador

Se muestra la curva de daño del transformador de potencia utilizado en la subestacion Salinas, las cuales son determinadas por la norma IEEE Std C57.12.00-2000.

El transformador debe ser protegido por elementos tales como relés y fusibles, las cuales tienen características de funcionamiento definidas según la magnitud de la corriente que pasa por el transformador.

Se desea que las curvas características de estos dispositivos estén coordinadas con las curvas de los transformadores (ver IEEE Std C57.109-1993, [10]) que reflejen su capacidad de resistencia durante una falla. Tales curvas para la Categoría I, II, III, IV y transformadores (se describen en la norma IEEE C57.12.00-2000), son presentadas en este anexo como curvas de protección contra fallas. Estas curvas se aplican a los transformadores diseñados de acuerdo a las normas IEEE Std. C57.12.00-2000. Las curvas de protección de fallas, presentadas en este anexo, toman en consideración que el daño del transformador es acumulativo, y que el número de fallas a las cuales un transformador puede estar expuesto es diferente para cada una de las diferentes aplicaciones. Por ejemplo, los transformadores con conductores en el lado secundario encerrados en un conducto o aislado de alguna otra manera, que normalmente se encuentran en sistemas de potencia industrial, comercial e institucional, experimentan una baja frecuencia de fallas. En contraste, los transformadores con líneas aéreas conectadas a los devanados secundarios, como los que encontramos en las subestaciones de distribución, tienen una alta incidencia relativa de fallas, y el uso de reconectadores o interruptores de re-cierre automático pueden someter al transformador a repetidas sobrecorrientes debido a la falla.

En el uso de curvas de protección, para seleccionar las características tiempo-corriente de los dispositivos de protección, un ingeniero de protección debe tomar en cuenta no solo el nivel inherente de la incidencia de fallas pero también la ubicación de cada dispositivo de protección y su rol en la protección del transformador. El equipo de protección del Alimentadora del lado secundario es la primera línea de defensa contra fallas experimentadas por los transformadores de potencia y su característica de tiempo-corriente debe ser seleccionada por referencia a la curva de protección de fallas frecuentes. Más específicamente, las características de tiempo-corriente de los dispositivos de protección de los Alimentadores deben estar por debajo y a la izquierda de la curva de protección apropiada de falla frecuente. El principal dispositivo de protección del lado secundario (si se aplica) y el dispositivo de protección del lado primario típicamente operan para proteger las fallas pasantes en el raro evento de una falla entre el transformador y el dispositivo de protección del Alimentadora, o en el raro caso de que un dispositivo de protección del Alimentadora falle al operar u opere muy lentamente debido a un incorrecto ajuste (alto) o setting. Las características tiempo-corriente de estos dispositivos deben ser seleccionados para alcanzar la coordinación en referencia a la curva de protección de fallas frecuentes. Además, estas características de tiempo-corriente deben ser seleccionadas para lograr la coordinación deseada entre varios dispositivos de protección.

Para transformadores de Categoría III (1668 KVA a 10000 KVA monofásico, 5001 KVA a 30000 KVA trifásico) se aplican 2 curvas de protección para fallas pasantes. Ver Figura A4.1.

- a) La curva de la izquierda refleja las consideraciones de daño térmico y mecánico y puede ser usada para seleccionar las características de tiempo-corriente de los dispositivos de protección del Alimentadora para aplicaciones de fallas frecuentes (por ejemplo, fallas que ocurren más de 5 veces durante la vida útil del transformador). Hay diferentes curvas para diferentes impedancias de

transformadores. Las curvas se derivan de considerar que las corrientes de falla son del 50 al 100 % de la máxima corriente de falla posible y se refleja como $I^2t = K$; K es 2 para el peor caso de servicio mecánico.

b) La curva de la derecha refleja las consideraciones de daño térmico y puede ser usada para seleccionar las características de tiempo-corriente del dispositivo de protección del Alimentadora para aplicaciones de fallas infrecuentes. Esta curva puede también ser usada para seleccionar el principal dispositivo de protección del lado secundario (si se aplica) y las características de tiempo-corriente del principal dispositivo de protección del lado primario para todas las aplicaciones con excepción del nivel anticipado de la incidencia de falla [11].

La delineación de las aplicaciones de fallas frecuentes versus fallas infrecuentes para transformadores de Categoría II y III pueden estar relacionados a la zona o ubicación de la falla como se muestra en la Figura A4.2. Por conveniencia, las curvas de protección de fallas para transformadores de Categoría I, II, III, IV se resumen en la Tabla A4.1.

Un asunto de coordinación cuando los transformadores delta-estrella son protegidos también está considerado aquí. (El devanado primario está conectado en delta y el devanado secundario está conectado en estrella.) Asuma que la relación de transformación es 1:1. En el lado secundario, la corriente en cada devanado por fase es la misma que la corriente de la línea. Cuando una falla trifásica ocurre, las corrientes de línea del lado primario son 1.73 veces las corrientes de los devanados primarios.

Cuando sucede una falla de línea a tierra en el lado secundario del transformador, las corrientes de línea en el lado primario son 57.7% de la corriente de línea en el lado primario. Las características de operación del fusible del lado primario o relé deberán ser cambiados a la derecha en los gráficos de coordinación.

Cuando ocurre una falla bifásica en el lado secundario del transformador, la corriente en las fases falladas es 86.6% de la corriente trifásica en el lado secundario. Sin embargo, en el lado primario, la corriente será 100% de la corriente de falla trifásica y el 50% de la corriente de falla trifásica en las otras dos fases. Las curvas aplicables para el lado primario deben estar desplazadas hacia la izquierda en los gráficos de coordinación de falla bifásica.

La coordinación de los relés de sobrecorriente para este ejemplo está mostrada en la Figura A4.3.

Categoría	Monofásico (KVA)	Trifásico (KVA)	Curva de protección
I	5 – 500	15 - 500	Figura A.1
II	501 - 1667	501 - 5000	Figura A.2
III	1668 - 10000	5001 - 30000	Figura A4.1
IV	≥ 30000	≥ 30000	Figura A.4

Tabla A4.1 Resumen de curvas de protección contra fallas; mínimo KVA de los datos de placa del devanado principal.

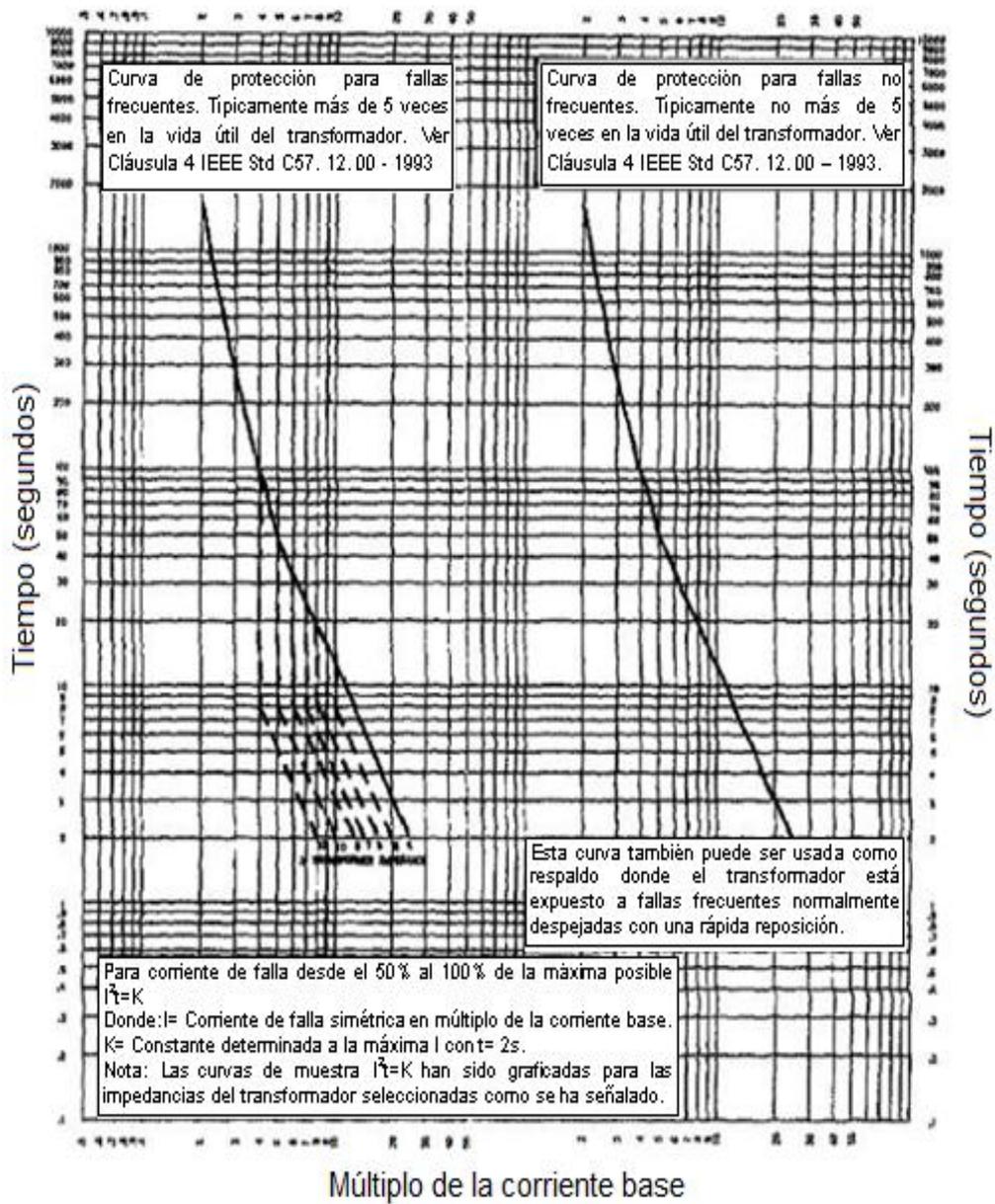


Figura A4.1 Transformadores de Categoría III:

1668 KVA a 10000 KVA monofásico; 5001 KVA a 30000 KVA trifásico.

IEEE Std C37.91-2008
IEEE Guide for Protecting Power Transformers

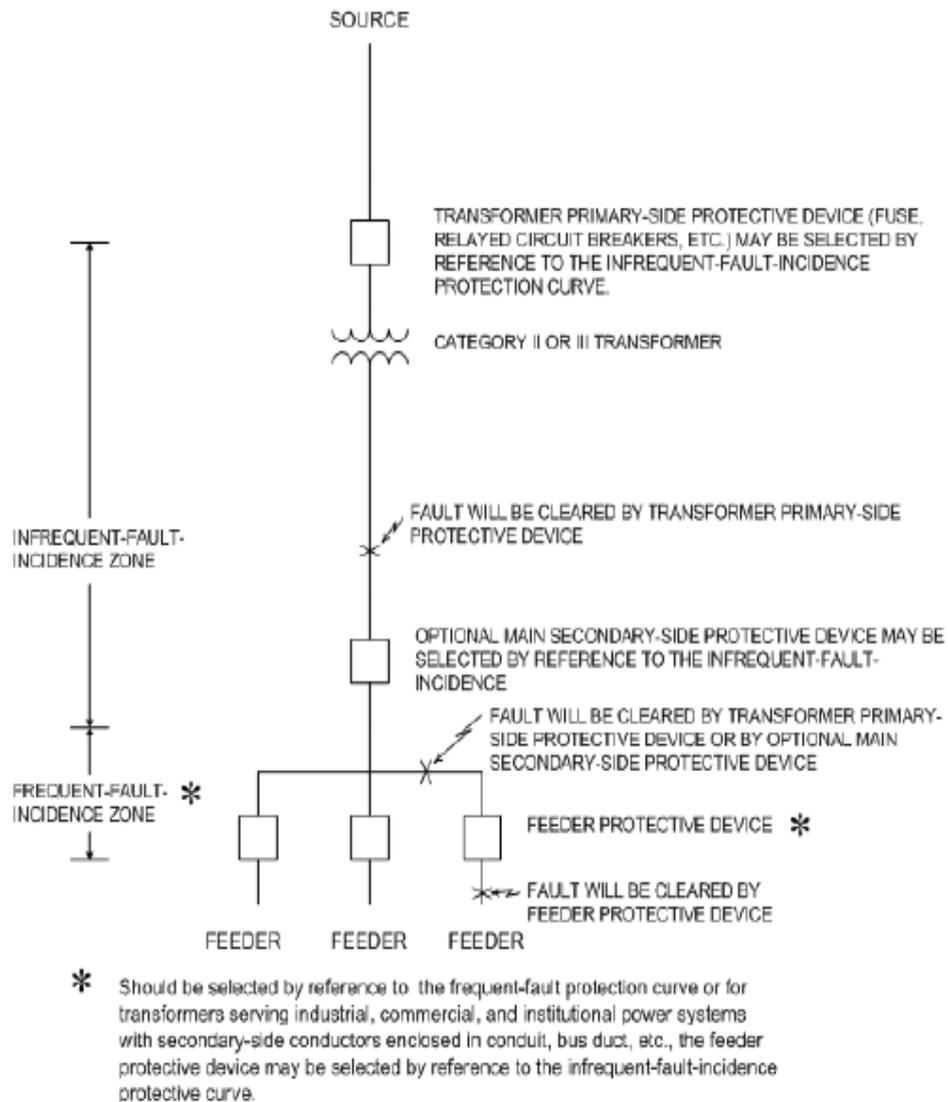


Figura A4.2 Zonas de incidencia de fallas infrecuentes y frecuentes para transformadores de Categoría II y Categoría III.

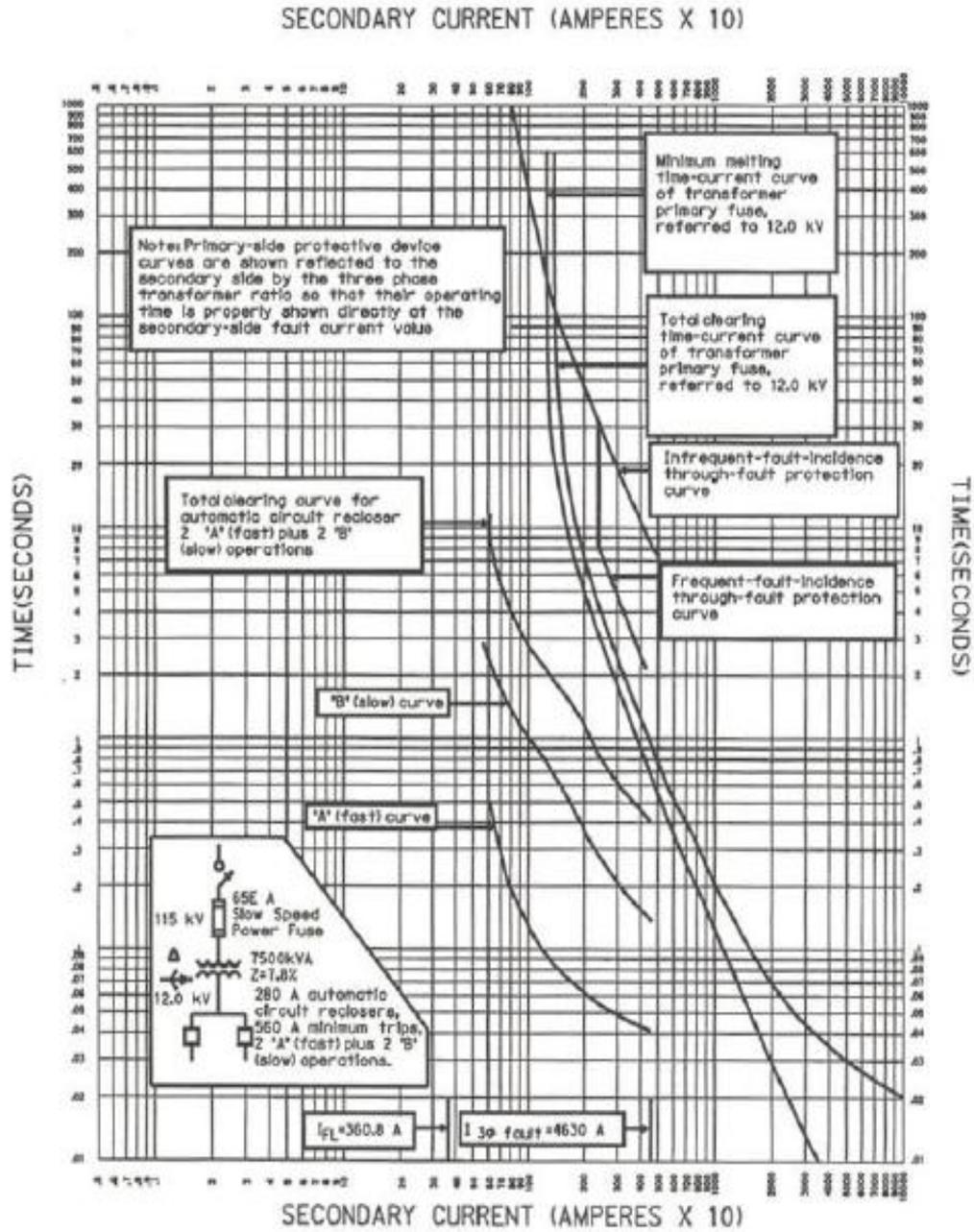


Figura A4.3 Protección de un transformador de Categoría III con líneas secundarias aéreas, para una falla trifásica en el lado secundario.

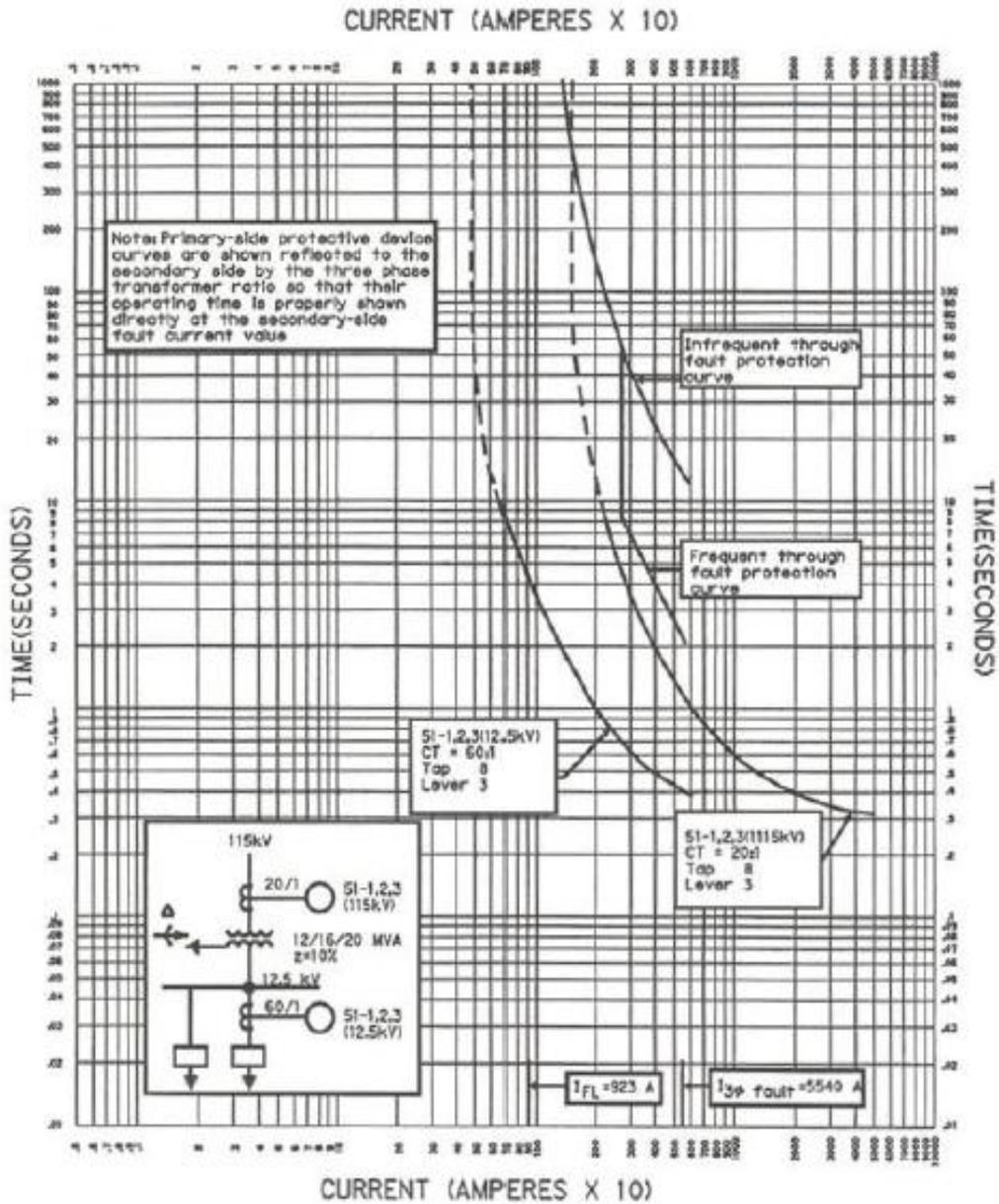


Figura A4.4 Protección de un transformador de Categoría III para una falla trifásica secundaria.

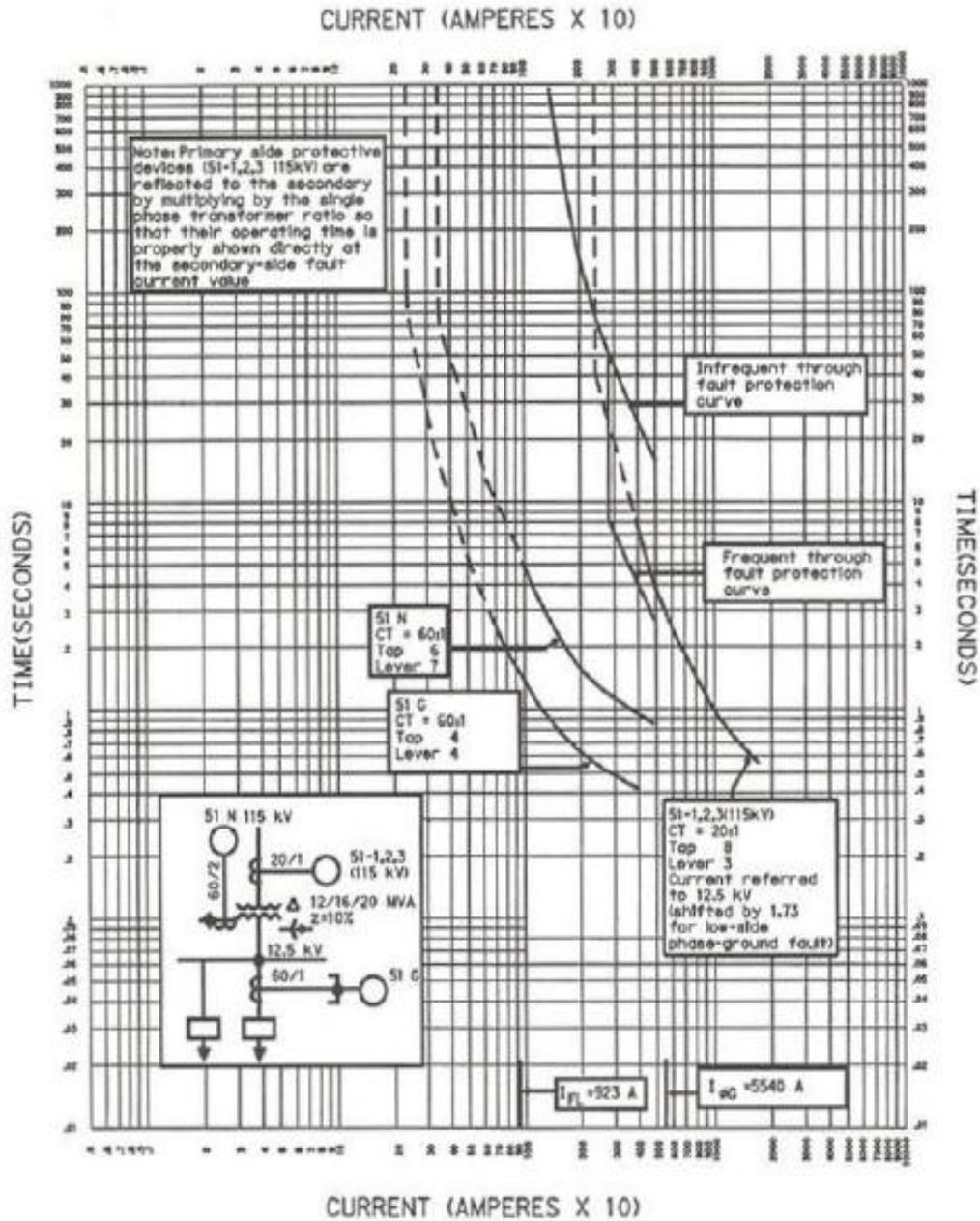


Figura A4.5 Protección de un transformador de Categoría III para una falla línea a tierra secundaria.

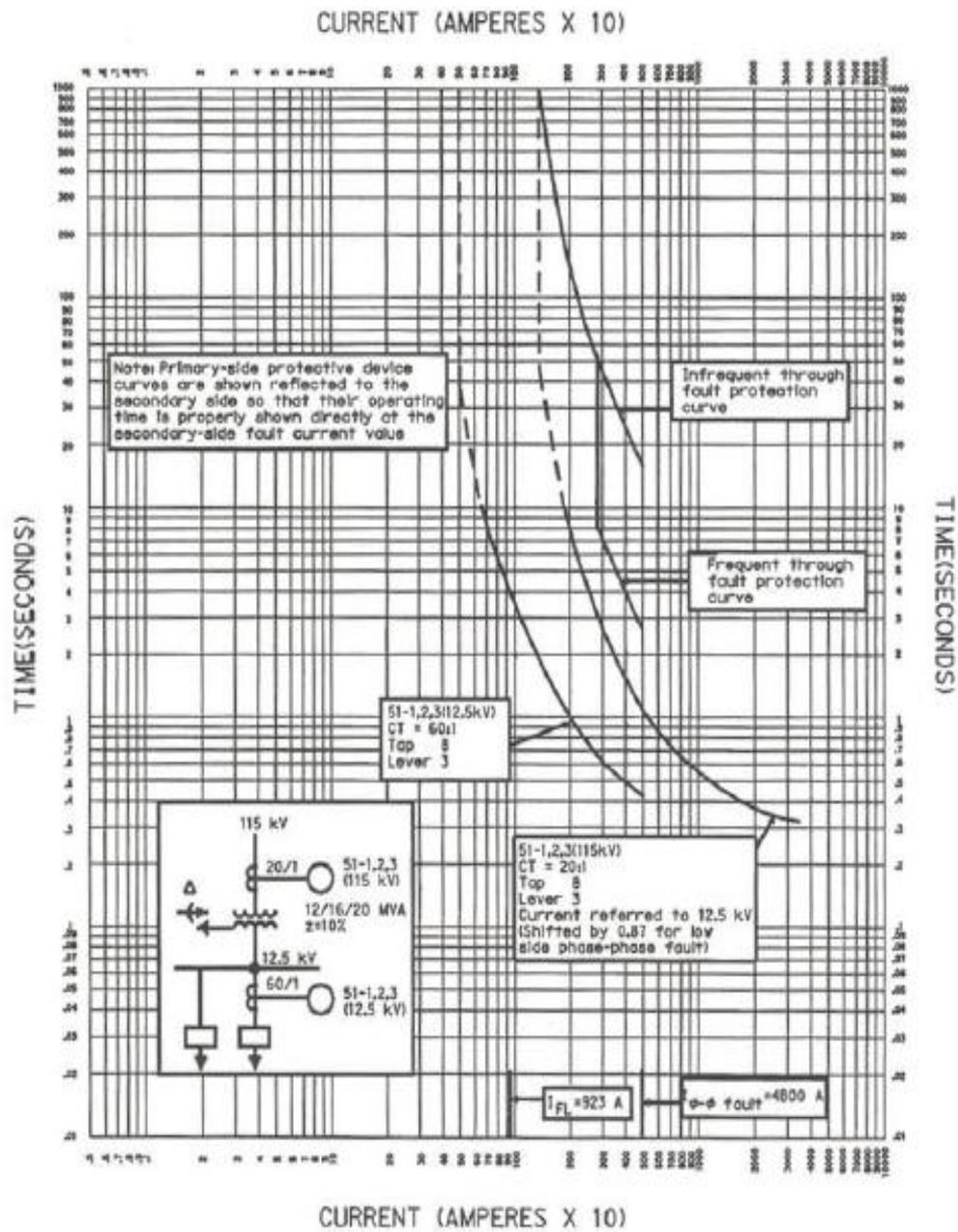


Figura A4.6 Protección de un transformador de Categoría III para una falla de línea a línea secundaria.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] IEEE STD C57.12.00-2000 - Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.
- [2] IEEE STD.04-1999, IEEE Standard Rating Structure for AC High-Voltage Circuit Breakers
- [3] IEEE STD C57.109-1993, IEEE Guide for Liquid-Immersed Transformers Through-Fault-Current Duration.
- [4] CNEL SANTA ELENA EP, Memoria Técnica General Subestaciones, 2010.
- [5] Cooper, Electrical Distribution System Protection.
- [6] Manual de Instrucciones, TPU2000R Unidad de Protección de Transformadores, ABB Inc., Edición D Diciembre 2001.
- [7] ANSI C37.42-1989, Switchgear - Distribution Cutouts and Fuse Links - Specifications.
- [8] John J. Grainger, Sistemas de Potencia Análisis y Diseño, Tercera Edición.
- [9] Form 6 Microprocessor-Based Recloser Control Programming Guide.
- [10] IEEE STD C37.112, - IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays.

- [11] IEEE STD. C37.91-2008, IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers.
- [12] McGraw-Edison Company, Manual Overcurrent Protection for Distribution System, Power System Division.
- [13] IEEE STD C37.91.2008 - IEEE Guide for Protecting Power Transformer.
- [14] IEEE Std. 242-1986 – IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems