ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

Modelamiento, simulación y coordinación de protecciones del SEP de la REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS PETROECUADOR EP mediante el software DigSilent Power Factory.

PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DE LOS TÍTULOS DE INGENIEROS ELÉCTRICOS

NAPOLEÓN NAVARRETE GUERRERO

napo_leon858@hotmail.com

RAÚL CLEMENTE ULLOA DE SOUZA

figoraulo@hotmail.com

DIRECTOR: LUIS ELÍAS TAPIA CALVOPIÑA, MSc.

luis.tapia@epn.edu.ec

Quito, septiembre 2014

DECLARACIÓN

Nosotros, Napoleón Navarrete Guerrero y Raúl Clemente Ulloa De Souza, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

_____ _____

NAPOLEÓN NAVARRETE GUERRERO

RAÚL CLEMENTE ULLOA DE SOUZA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Napoleón Navarrete Guerrero y Raúl Clemente Ulloa De Souza, bajo mi supervisión.

_____

ING. LUIS TAPIA, MSc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Un agradecimiento especial al Ingeniero Luis Feijoó Intendente de la Refinería Estatal de Esmeraldas por habernos depositado toda su confianza y por su gran apoyo que nos permitió desarrollar con éxito nuestro Proyecto de Titulación.

Al Ingeniero Luis Almachi de Mantenimiento Eléctrico de la REE por toda la ayuda prestada dentro de las instalaciones.

Napoleón Navarrete y Raúl Ulloa

AGRADECIMIENTO

A mi Padre por su disciplina, firmeza de carácter y cariño, a mi Madre por su paciencia, comprensión e infinito amor y a mi Hermano por su apoyo y amistad en cada momento en el transitar de este camino.

“”Las decisiones que tomas y como las llevas a cabo son un reflejo de quien eres en realidad.”

BUSHIDO

Napoleón Navarrete

AGRADECIMIENTO

A mis padres por su sacrificio y amor, por formarme con valores y guiarme siempre en el camino correcto.

A mis hermanos y mis primas por ayudarme y aconsejarme siempre.

A mis tíos Alfredo y Nilza por todo el apoyo brindado a lo largo de mi vida.

A mis amigos que supieron apoyarme en todo momento y a una persona en especial por alegrarme todas las mañanas.

Raúl Ulloa De Souza

DEDICATORIA

A mi Padre Napoleón
,mi Madre Dalila
y mi Hermano Omar

Napoleón Navarrete

DEDICATORIA

A mis padres quienes siempre confiaron en mí y me apoyaron hasta el final.
A mi hija Valentina por ser la razón por la cual lucho y me esfuerzo cada día por ser mejor y salir adelante.

Raúl Ulloa De Souza

CONTENIDO

CAPÍTULO I **1**

GENERALIDADES **1**

1.1 INTRODUCCIÓN 1

1.1.1 DATOS GENERALES DE LA REFINERÍA 2

1.2 OBJETIVOS 3

1.2.1 OBJETIVO GENERAL 3

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS 3

1.3 ALCANCE 4

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO 4

1.5 DATOS ELÉCTRICOS DE LA REFINERIA 5

CAPÍTULO II **7**

ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA **7**

2.1 ANTECEDENTES 7

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL 8

2.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL 8

2.3 DESCRIPCIÓN DE GENERADORES Y TRANSFORMADORES 9

2.3.1 GENERADORES 9

2.3.2 TRANSFORMADORES 9

2.4 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO 10

2.5 DESCRIPCIÓN DE LAS S/E DE LA REE 11

2.5.1 SUBESTACIÓN INCOMING 11

2.5.2 SUBESTACIÓN E 12

2.5.3 SUBESTACIÓN M 13
2.5.3.1 Subestación R 13
2.5.3.2 Subestación F1+P 13
2.5.4 SUBESTACIÓN D 13
2.5.5 SUBESTACIÓN A 14
2.5.6 SUBESTACIÓN W 14
2.5.7 SUBESTACIÓN B 14
2.5.8 SUBESTACIÓN F 15
2.5.9 SUBESTACIÓN G 15
2.5.10 SUBESTACIÓN H 15
2.5.11 SUBESTACIÓN K 15
2.6 NIVELES DE VOLTAJE UTILIZADOS EN LA REE 16
2.7 DESCRIPCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA REE 16
2.8 DESCRIPCIÓN DE LA CARGA 16
2.9 EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA REE 18
2.9.1 EVALUACIÓN 18
2.9.1.1 Niveles de voltaje 18
2.9.1.2 Generadores 18
2.9.1.3 Transformadores 18
2.9.1.4 Alimentadores 19
2.9.1.4.1 Niveles freáticos y de corrosión 20

CAPÍTULO III 21
DESCRIPCIÓN DE LOS RELÉS DIGITALES ADQUIRIDOS 21
3.1 ANTECEDENTES 21
3.1.1 RELÉS INSTALADOS FASE “55000” 21

3.1.2 RELÉS INSTALADOS EN LA FASE “90000” 23
3.1.3 RELÉS INSTALADOS EN LA FASE “110000” 24
3.2 DESCRIPCIÓN DE FAMILIAS MULTILIM Y ABB RELION 25
3.2.1 FAMILIA GENERAL ELECTRIC MULTILIN 25
3.2.2 FAMILIA ABB RELION 26
3.3 G60 SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA GENERADOR 27
3.3.1 DESCRIPCIÓN 27
3.3.2 PROTECCIÓN 29
3.4 REF615 PROTECCIÓN PARA ALIMENTADOR 30
3.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL 30
3.4.2 PROTECCIÓN 31
3.4.3 CONTROL 34
3.4.4 COMUNICACIÓN ESTÁNDAR 35
3.4.5 OTRAS CARACTERÍSTICAS 36
3.5 RET615 PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADOR 37
3.5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL 37
3.5.2 PROTECCIÓN 38
3.5.3 CONTROL 42
3.5.4 COMUNICACIÓN ESTÁNDAR 44
3.5.5 OTRAS CARACTERÍSTICAS 45
3.6 REM615 PROTECCIÓN PARA MOTOR 46
3.6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL 46
3.6.2 PROTECCIÓN 47
3.6.3 CONTROL 51
3.6.4 COMUNICACIÓN ESTÁNDAR 53

3.6.5 OTRAS CARACTERÍSTICAS 53

CAPÍTULO IV..... 55

ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA 55

4.1 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA..... 55

4.1.1 INTRODUCCIÓN 55

4.1.2 MODELADO DE UN SISTEMA DE POTENCIA..... 55

4.1.3 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA 56

4.1.3.1 Flujo de potencia para las barras principales..... 57

4.1.3.2 Flujo de potencia para los alimentadores principales 59

4.1.3.3 Flujo de potencia para los transformadores 60

4.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS 62

4.2.1 INTRODUCCIÓN 62

4.2.2 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS..... 63

4.2.2.1 Fallas individuales en cada uno de los terminales principales..... 64

4.2.2.1.1 Cortocircuitos trifásicos 65

4.2.2.1.2 Cortocircuitos monofásicos a tierra 69

4.2.2.2 Fallas individuales en los alimentadores principales de la subestación E..... 74

4.2.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS Y CAPACIDAD DE CORTE DE INTERRUPTORES 78

4.3 ANÁLISIS COMPARATIVO 80

4.3.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DE GENERACIÓN..... 80

4.3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE VOLTAJES 82

4.3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE CORRIENTE..... 85

CAPÍTULO V..... 90

DISEÑO Y COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN 90

5.1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE PROTECCIONES 90

5.2 FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN 91

5.3 CRITERIOS DE DISEÑO..... 91

5.3.1 VELOCIDAD/RAPIDEZ..... 91

5.3.2 SELECTIVIDAD 92

5.3.3 SENSIBILIDAD..... 92

5.3.4 CONFIABILIDAD..... 92

5.4 PROTECCIÓN DE GENERADORES 92

5.4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA GENERADOR (87G)..... 93

5.4.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21P)..... 94

5.4.3 PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (40) 95

5.4.4 PROTECCIÓN DE SOBREXCITACIÓN (24)..... 97

5.4.5 PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA (32)..... 99

5.4.6 PROTECCIÓN TÉRMICA (49)..... 100

5.4.7 DISTORSIÓN DE FRECUENCIA..... 100

5.4.7.1 Baja Frecuencia (81U) 100

5.4.7.2 Sobre Frecuencia (81O)..... 101

5.4.8 PROTECCIÓN CONTRA BAJO VOLTAJE (27P/27X)..... 102

5.4.9 TERCER ARMÓNICO PARA FALLA FASE TIERRA (27TH)..... 102

5.4.10 SOBRE VOLTAJE NEUTRO (59P, 59_2, 59N) 103

5.4.11 ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL (50/27)..... 104

5.4.12 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE Y RESTRICCIÓN DE VOLTAJE (51V) 105

5.4.13 PROTECCIÓN SECUENCIA NEGATIVA (46) 105
5.4.14 PÉRDIDA DE SINCRONISMO (68, 78) 106
5.4.15 DISPOSITIVO DE SINCRONIZACIÓN Y PUESTA EN PARALELO (25) 107
5.5 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR 107
5.5.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87T) 108
5.5.2 PROTECCIÓN DE ACUMULACIÓN DE PRESIÓN DE GAS BUCHHOLZ (63) 109
5.5.3 PROTECCIÓN TÉRMICA (49) 110
5.5.4 PÉRDIDA DE CARGA (37) 111
5.5.5 DETECCIÓN DE FLAMEO POR ARCO (AFP) 112
5.5.6 VOLTAJE DE SECUENCIA NEGATIVA (47) 112
5.5.7 SOBREVOLTAJE Y DE EQUILIBRIO (59) (59G) (60) 112
5.5.8 BAJO VOLTAJE (27) 112
5.6 PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR 113
5.6.1 FALLA DEL INTERRUPTOR (50NBF) 113
5.6.2 RELÉ DE REENGANCHE DE INTERUPTOR (79) 114
5.6.3 PROTECCIÓN TÉRMICA (49) 114
5.6.4 PROTECCIÓN CONTRA DESEQUILIBRIO E INVERSIÓN DE FASES (46) 114
5.7 PROTECCIÓN DE MOTOR 115
5.7.1 BAJO VOLTAJE (27) (60) 115
5.7.2 SOBREVOLTAJE (59) (60) 115
5.7.3 DESBALANCE O INVERSIÓN DE FASES (46R) 116
5.7.4 SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46M) 116

5.7.5 VOLTAJE DE SECUENCIA NEGATIVA (47) 117
5.7.6 ROTOR BLOQUEADO (51 LR) 117
5.7.7 PROTECCIÓN TÉRMICA (49) 117
5.7.8 ARRANQUE DE MOTORES 118
5.8 CASO 1 120
5.8.1 CASO 1A 120
5.8.1.1 Calibración relé 1-G1, 1-G2, 3-G3 121
5.8.1.1.1 Función falla trifásica 121
5.8.1.1.2 Función falla fase a tierra 122
5.8.1.2 Ajustes de coordinación 122
5.8.1.2.1 Ajustes en 1-G1, 2-G2, 3-G3 123
5.8.1.3 Resumen de calibración y ajustes 123
5.8.1.4 Análisis de operación de los relés 127
5.8.1.4.1 Falla trifásica en el generador sea G1, G2, G3 127
5.8.1.4.2 Falla monofásica en el generador sea G1, G2, G3 127
5.8.2 CASO 1B 127
5.8.2.1 Calibración relé 1-G4 128
5.8.2.1.1 Función falla trifásica 128
5.8.2.1.2 Función falla fase a tierra 129
5.8.2.2 Ajustes de coordinación 130
5.8.2.2.1 Ajustes en 1-G4 130
5.8.2.3 Resumen de calibración y ajustes 130
5.8.2.4 Análisis de operación de los relés 133
5.8.2.4.1 Falla trifásica en el Generador 4 133
5.8.2.4.2 Falla monofásica en el Generador 4 133
5.9 CASO 2 133
5.9.1 CALIBRACIÓN RELÉ 2A 134
5.9.1.1 Función falla trifásica 134
5.9.1.2 Función falla fase a tierra 135

5.9.2 CALIBRACIÓN RELÉ 2B 136
5.9.2.1 Función falla trifásica 136
5.9.2.2 Función falla fase a tierra 137
5.9.3 CALIBRACIÓN RELÉ 2C 137
5.9.3.1 Función falla trifásica 137
5.9.3.2 Función falla fase a tierra 138
5.9.4 CALIBRACIÓN RELÉ 2D 139
5.9.4.1 Función falla trifásica 139
5.9.4.2 Función falla fase a tierra 139
5.9.5 AJUSTES DE COORDINACIÓN 140
5.9.5.1 Ajustes en 2A 140
5.9.5.2 Ajustes en 2B 140
5.9.5.3 Ajustes en 2C 141
5.9.5.4 Ajustes en 2D 141
5.9.6 RESUMEN DE CALIBRACIÓN Y AJUSTES 141
5.9.7 ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS 146
5.9.7.1 Falla trifásica en el alimentador 146
5.9.7.2 Falla trifásica y monofásica en los bornes del primario del transformador 146
5.9.7.3 Arranque del motor P-C1 146
5.10 CASO 3 147
5.10.1 CALIBRACIÓN RELÉ 3A 148
5.10.1.1 Función falla trifásica 148
5.10.1.2 Función falla fase a tierra 149
5.10.2 CALIBRACIÓN RELÉ 3B 149
5.10.3. AJUSTES DE COORDINACIÓN 149
5.10.3.1 Ajustes en 3A 149
5.10.3.2 Ajustes en 3B 150
5.10.4 RESUMEN DE CALIBRACIÓN Y AJUSTES 150

5.10.5 ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS 153
5.10.5.1 Falla trifásica en el alimentador al 10% 153
5.10.5.2 Falla trifásica en el alimentador al 50% 153
5.10.5.3 Falla trifásica en el alimentador al 90% 153
5.10.5.4 Falla monofásica en el alimentador 10% 153
5.10.5.5 Falla monofásica en el alimentador 50% 154
5.10.5.6 Falla monofásica en el alimentador 90% 154
5.11 CASO 4 154
5.11.1 CALIBRACIÓN RELÉ 4A 155
5.11.1.1 Función falla trifásica 155
5.11.1.2 Función falla fase a tierra 156
5.11.2 CALIBRACIÓN RELÉ 4B 157
5.11.2.1 Función falla trifásica 157
5.11.2.2 Función falla fase a tierra 158
5.11.3 CALIBRACIÓN RELÉ 4C 158
5.11.3.1 Función falla trifásica 158
5.11.3.2 Función falla fase a tierra 159
5.11.4 AJUSTES DE COORDINACIÓN 160
5.11.4.1 Ajustes en 4B 160
5.11.5 RESUMEN DE CALIBRACIÓN Y AJUSTES 160
5.11.6 ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS 163
5.11.6.1 Falla trifásica en los bornes del secundario del transformador 163
5.11.6.2 Falla monofásica en los bornes del secundario del transformador 163
5.11.6.3 Falla trifásica en los bornes del primario del transformador 163
5.11.6.4 Falla monofásica en los bornes del primario del transformador 163
5.12 CASO 5 164
5.12.1 CASO 5A: PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 1A-7 164
5.12.1.1 Calibración relé 5A1 165

5.12.1.1.1 Función falla trifásica 165
5.12.1.1.2 Función falla fase a tierra 166
5.12.1.2 Calibración relé 5A2 167
5.12.1.2.1 Función falla trifásica 167
5.12.1.2.2 Función falla fase a tierra 167
5.12.1.3 Calibración relé 5A3 168
5.12.1.3.1 Función falla trifásica 168
5.12.1.3.2 Función falla fase a tierra 169
5.12.1.4 Calibración relé 5A4 169
5.12.1.4.1 Función falla trifásica 170
5.12.1.4.2 Función falla fase a tierra 171
5.12.1.5 Ajustes de coordinación 172
5.12.1.5.1 Ajustes en 5A2 172
5.12.1.5.2 Ajustes en 5A3 172
5.12.1.5.3 Ajustes en 5A4 173
5.12.1.6 Resumen de calibración y ajustes 173
5.12.1.7 Análisis de operación de los relés 177
5.12.1.7.1 Falla trifásica al 10% de la línea 177
5.12.1.7.2 Falla monofásica a tierra al 10% de la línea 177
5.12.1.7.3 Falla trifásica al 50% de la línea 177
5.12.1.7.4 Falla monofásica a tierra al 50% de la línea 178
5.12.1.7.5 Falla trifásica al 90% de la línea 178
5.12.1.7.6 Falla monofásica a tierra al 90% de la línea 178
5.12.2 CASO 5B: PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 1B-7 178
5.12.2.1 Calibración relé 5B1 179
5.12.2.1.1 Función falla trifásica 179
5.12.2.1.2 Función falla fase a tierra 180
5.12.2.2 Calibración relé 5B2 180
5.12.2.2.1 Función falla trifásica 180
5.12.2.2.2 Función falla fase a tierra 181
5.12.2.3 Calibración relé 5B3 181

5.12.2.3.1 Función falla trifásica 181
5.12.2.3.2 Función falla fase a tierra 182
5.12.2.4 Calibración relé 5B4 182
5.12.2.4.1 Función falla trifásica 183
5.12.2.4.2 Función falla fase a tierra 183
5.12.2.5 Ajustes de coordinación 184
5.12.2.5.1 Ajustes en 5B2 184
5.12.2.5.2 Ajustes en 5B3 185
5.12.2.5.3 Ajustes en 5B4 185
5.12.2.6 Resumen de calibración y ajustes 186
5.12.2.7 Análisis de operación de los relés 189
5.12.2.7.1 Falla trifásica al 10% de la línea 189
5.12.2.7.2 Falla monofásica a tierra al 10% de la línea 189
5.12.2.7.3 Falla trifásica al 50% de la línea 189
5.12.2.7.4 Falla monofásica a tierra al 50% de la línea 190
5.12.2.7.5 Falla trifásica al 90% de la línea 190
5.12.2.7.6 Falla monofásica a tierra al 90% de la línea 190

CAPÍTULO 6 191

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 191

6.1 CONCLUSIONES 191

6.2 RECOMENDACIONES 193

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 195

LISTA DE ANEXOS DIGITALES 197

ANEXOS 198

ANEXO A 199

ANEXO B 214

ANEXO C 230

RESUMEN

La Refinería Estatal de Esmeraldas tiene proyectado ingresar dos generadores térmicos que alimenten su sistema de potencia, para de esta manera independizarse de la red externa y cubrir sus necesidades por completo.

Este ingreso de generación ha provocado un cambio en la topología del sistema, el mismo que a lo largo de estos últimos años ha presentado varios cortes y seccionamientos provocados por fallas que causan paro en ciertos sectores de la planta, por lo que es conveniente realizar un estudio de flujos de potencia y cortocircuitos previo para poder coordinar el sistema de protecciones.

El presente documento está dirigido al mejoramiento de la coordinación y ajuste de las protecciones del sistema eléctrico de la Refinería Estatal de Esmeraldas.

Para ello se necesita modelar el SEP mencionado en un software computacional, por lo que para el desarrollo de este Proyecto de Titulación se usará el “DigSilent Power Factory”, en el que se pueden realizar estudios de flujos de cargas, cortocircuitos y coordinación de protecciones eléctricas, además de tener compatibilidad con el software usado en el SNI.

PRESENTACIÓN

En el Capítulo I se tiene una breve introducción de la REE, donde se detallan datos generales y eléctricos de la misma. Así mismo el capítulo contiene una descripción general del alcance, los objetivos del proyecto y la justificación del mismo.

En el Capítulo II se realiza una descripción general del sistema, en base a un levantamiento de información de generadores, transformadores, subestaciones, alimentadores principales y carga instalada. Así mismo se analiza el estado actual del sistema y se lo evalúa.

En el Capítulo III se describen y mencionan las características técnicas de los IEDS adquiridos en la REE, tales como el G60 de General Electric Multilin para protección del generador y los REF615, RET615 y REM615 de ABB Relion para protección del alimentador, transformador y motor respectivamente. De igual manera se hace una breve descripción de los relés electromecánicos instalados en las distintas fases de construcción de la REE.

En el Capítulo IV se realizan estudios de flujos de potencia y de cortocircuitos en demanda media y máxima, y se comparan los resultados obtenidos con los datos reales tomados en las instalaciones de la REE y los que se recoge de la simulación ya existente realizada en ETAP. Además se incluye un pequeño tutorial indicando como se modela un sistema de potencia en el DigSilent Power Factory.

En el Capítulo V se presenta el diseño y coordinación de protecciones del SEP de la Refinería Estatal de Esmeraldas.

El Capítulo VI contiene las conclusiones y recomendaciones concernientes al proyecto.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN

LA REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS es una filial de PETROINDUSTRIAL, empresa pública encargada de transformar hidrocarburos mediante procesos de refinación para producir derivados de petróleo extraído en nuestro territorio para que satisfagan la demanda interna de combustibles en el Ecuador y aportar con el desarrollo productivo de nuestra nación, actividad que la ha realizado durante casi 30 años, donde se han producido cambios dentro de sus instalaciones haciendo imprescindible la realización de estudios para que dichos cambios contribuyan a un servicio continuo y óptimo.

La REE es la mayor contribuyente de combustibles a nivel nacional, razón por la que su funcionamiento debe ser el que dicta normas y estándares nacionales e internacionales para evitar paros de planta que causen grandes pérdidas tanto económicas como de cantidad de combustible para el país, convirtiéndose así en una prioridad dentro del sector energético.

Para poder alimentar de energía eléctrica a todas las plantas de procesos de refinación de la REE, el sistema eléctrico debe de funcionar de la mejor manera, es decir, todos los elementos eléctricos deben estar en funcionamiento constante. Para poder lograr esto, deben estar protegidos correctamente ante cualquier tipo de falla, teniendo una coordinación de protecciones adecuada.

El presente proyecto de Titulación está dirigido a la protección óptima del sistema eléctrico en general de la REE, para lo cual es necesario modelar, simular y realizar la coordinación de protecciones.

1.1.1 DATOS GENERALES DE LA REFINERÍA

La REE fue diseñada y construida en la Provincia de Esmeraldas al noroccidente del país, a una distancia de 7 km de la Ciudad de Esmeraldas, en la vía hacia Atacames, a 300 m en línea recta del Río Teaone, 3 km del Río Esmeraldas y 3.8 km del Océano Pacífico, tal como se puede ver en la FIGURA 1.1, para procesar 55 600 barriles de petróleo diarios (BPD) entre 1975 y 1977, iniciando su operación en mayo de 1977. En 1987 se amplió a 90000 BPD, para 1997 se ampliaron las instalaciones para procesar 110000 BPD, adaptándose de esta manera para procesar crudos más pesados, mejorando así la calidad del combustible y minimizando el impacto ambiental.

FIGURA 1.1 VISTA SATELITAL DE LA REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS

De los procesos de refinación en la REE se obtienen Gasolina Súper, Gasolina Extra, Diesel, Nafta de Alto Octanaje, Gasolina de Aviación Comercial JP1, Gasolina de Aviación Militar JP4, Solvente #1, Solvente de Caucho (Rubber Solvent) y Solvente de Pintura (Mineral Turpentine).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar la coordinación de protecciones del sistema eléctrico de potencia de la Refinería Estatal de Esmeraldas Petroecuador EP mediante una simulación actualizada con el fin de mejorar la confiabilidad del sistema, evitando salidas de planta que causen pérdidas económicas.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

a) Realizar un diagnóstico general de la situación actual del sistema eléctrico de la Refinería Estatal de Esmeraldas Petroecuador EP mediante un levantamiento detallado de los generadores, motores, compresores, subestaciones, cables subterráneos y nodos, describiendo tanto los relés actuales como los que fueron recientemente adquiridos con el fin de mejorar la calibración de las protecciones de los equipos.

b) Correr el flujo de potencia y realizar la simulación de corrientes de cortocircuito del SEP industrial de la Refinería Estatal de Esmeraldas Petroecuador EP con un modelo hecho en el software DigSilent Power Factory.

c) Comparar el resultado de las simulaciones hechas en el modelo realizado en el DigSilent Power Factory y en el Etap Power Station ya existente.

d) Realizar la coordinación de las protecciones para los nuevos relés instalados mediante el empleo de DigSilent Power Factory.

1.3 ALCANCE

El presente proyecto de titulación se llevará a cabo sobre el sistema eléctrico de potencia industrial responsable de alimentar de energía a todas las áreas de la Refinería Estatal de Esmeraldas Petroecuador EP encargada de la obtención de derivados de petróleo ecuatoriano.

Dentro de este proyecto se modelará el SEP ya mencionado y se calibrarán las curvas para las protecciones recientemente instaladas mediante el empleo del software DigSilent Power Factory.

En este estudio de modelación y calibración se realizará el levantamiento de los relés existentes, se indicarán sus características y los grupos a los que se encuentran asociados mediante una memoria técnica con los procedimientos que se utilizaron en este proceso.

1.4 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

La REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS tiene proyectado ingresar dos generadores térmicos que alimenten su sistema de potencia, para de esta manera independizarse de la red externa y cubrir sus necesidades por competo, así esta red servirá únicamente para casos de emergencia.

Este ingreso de generación ha provocado un cambio de topología del sistema, el mismo que a lo largo de estos últimos años ha presentado varios cortes y

seccionamientos provocados por fallas que causan el paro en ciertos sectores de la planta. Razones fundamentales por las cuales PETROECUADOR EP se encuentra obligado a realizar un estudio de coordinación del sistema de protecciones del SEP de la REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS.

A esto se le debe sumar el hecho de que la REFINERÍA ha realizado la adquisición de nuevos equipos de protección prontos a instalarse.

De lo que surge la necesidad de obtener datos adecuados y confiables, por lo que se desea una correcta y actualizada simulación para poder conseguir parámetros más exactos del flujo de potencia y corrientes de falla de la red, los que afectan en gran medida al correcto funcionamiento de la planta.

Se escogió el software DigSilent Power Factory para poder tener compatibilidad con el usado en el SNI.

1.5 DATOS ELÉCTRICOS DE LA REFINERIA

El sistema eléctrico industrial de la Refinería Estatal de Esmeraldas cuenta con su propia generación además de una conexión con el Sistema Nacional Interconectado.

En la FIGURA 1.2 se tiene el Turbogenerador 4, parte del sistema de generación propia de la REE.

FIGURA 1.2 TURBOGENERADOR 4

El SEP de la refinería está formado por un anillo de distribución de energía y una red mallada de varias subestaciones alimentadas mediante cables subterráneos desde las S/E principales E y M, trabajando a niveles de voltaje de 69 kV, 13.2 kV, 4.16 kV, y 480 V.

Dentro de estas subestaciones se incorpora medición y protección mediante relevadores, además de centros de transformación (transformadores) encargados de convertir los niveles de voltaje de distribución a voltajes propios de trabajo de diferentes cargas.

CAPÍTULO II

ANÁLISIS DEL ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA

2.1 ANTECEDENTES

La REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS, desde su construcción, encargada a las compañías CHIYODA CHEMICAL ENGINEERING & CONSTRUCTION y TÉCNICAS REUNIDAS en el año 1977 ha sufrido innumerables cambios en su infraestructura a lo largo de sus 30 años de servicio, convirtiéndose en sus reformas más importantes las realizadas en los años 1988 y 1995.

La primera reforma de la REE realizada en 1988, también llamada “90 000 BPDO” (barriles de petróleo por día de operación), duplicó la capacidad de refinación de combustibles, provocando un aumento y cambio de la topología de la red, incluyendo el área de utilidades (Generación por vapor, Sistemas Eléctricos).

La segunda ampliación fue en el año de 1995, donde la refinería aumentó su capacidad hasta 110 000 BPDO, especialmente para procesar derivados con un grado API[1] superior, en esta ampliación se incluye la adición de subestaciones eléctricas de menor tamaño para alimentar nuevas cargas, como otros componentes para la sección de utilidades.

Desde 1995 se ha realizado repotenciación, renovación y adquisición de equipos que incluyen a subestaciones, relevadores, IEDs entre otros.

[1] Grados API “American Petroleum Institute”, medida de densidad del petróleo, determina que tan liviano o pesado es el mismo al compararlo con el agua, es decir mientras más alto es el grado menor es la densidad del crudo.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ACTUAL

2.2.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El Sistema Eléctrico de la REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS se encuentra formado por cuatro Generadores Sincrónicos de tipo Turbo-generador a vapor, Y-G7001, Y-G7002, Y-G7003 con potencias de 6.25 MW cada uno y Y-G7004 de 12 MW respectivamente.

Además de sus generadores, la REE cuenta con una conexión a la red externa desde la Subestación Incoming, llamada también “Refinería” [1], hasta el SNI (Sistema Nacional Interconectado) por una línea aérea de 69 kV.

La Subestación Incoming cuenta con dos transformadores, Y-T1273A y Y-T1273B de 7.5 MVA cada uno, con voltajes de 69/13.2 kV en sus devanados de alta y baja respectivamente, los que se encuentran conectados al switchgear Y-SWG I localizado en la misma subestación.

La subestación E, que recibe aporte tanto de la S/E Incoming como de los generadores, es la encargada de distribuir energía eléctrica a las demás subestaciones mediante un conjunto de alimentadores. Principalmente abastece a la S/E M a través de 1A-17 y 1B-16 a 13.2 kV, los que parten desde los tableros de distribución o swichtgears Y-SWG-1A3 y Y-SWG-B3.

Los alimentadores restantes de la subestación E se encargan de conectar a las subestaciones D, A, B, W, S y formar un anillo conformado por las subestaciones F, G, H, K, J1 y J2. Las dos subestaciones restantes, R y F1+P, se alimentan desde la S/E M. Estas quince subestaciones son las encargadas de distribuir energía eléctrica a toda la REE.

2.3 DESCRIPCIÓN DE GENERADORES Y TRANSFORMADORES

2.3.1 GENERADORES

La REE cuenta con cuatro turbo-generadores de marca GENERAL ELECTRIC desde la década de los 70´s, todos conectados a la subestación E.

En el ANEXO A.1 se tiene la capacidad general de los cuatro generadores, en el ANEXO A.2 los valores de resistencias y reactancias, en el ANEXO A.3 los valores de voltaje y corriente para cada una de las fases, frecuencia, potencia y factor de potencia cuando se tiene un escenario de operación normal y en el ANEXO A.4 las constantes tanto de tiempo como de inercia. Estos datos fueron obtenidos de las placas y datasheets de cada generador, además se incluyen datos del SNI ya que aporta energía al sistema.

2.3.2 TRANSFORMADORES

Existen cuarenta y un transformadores instalados dentro de la REE, incluyendo la subestación Incoming, estos se encuentran divididos en transformadores de potencia y de distribución, los mismos que están repartidos entre los patios de transformación de las subestaciones, subestaciones pequeñas y cámaras de transformación. Se puede mencionar varios fabricantes como WESTINGHOUSE ELECTRIC, ABB y MITSUBISHI, sus características se describen en el ANEXO A.5 y el ANEXO A.6.

2.4 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO

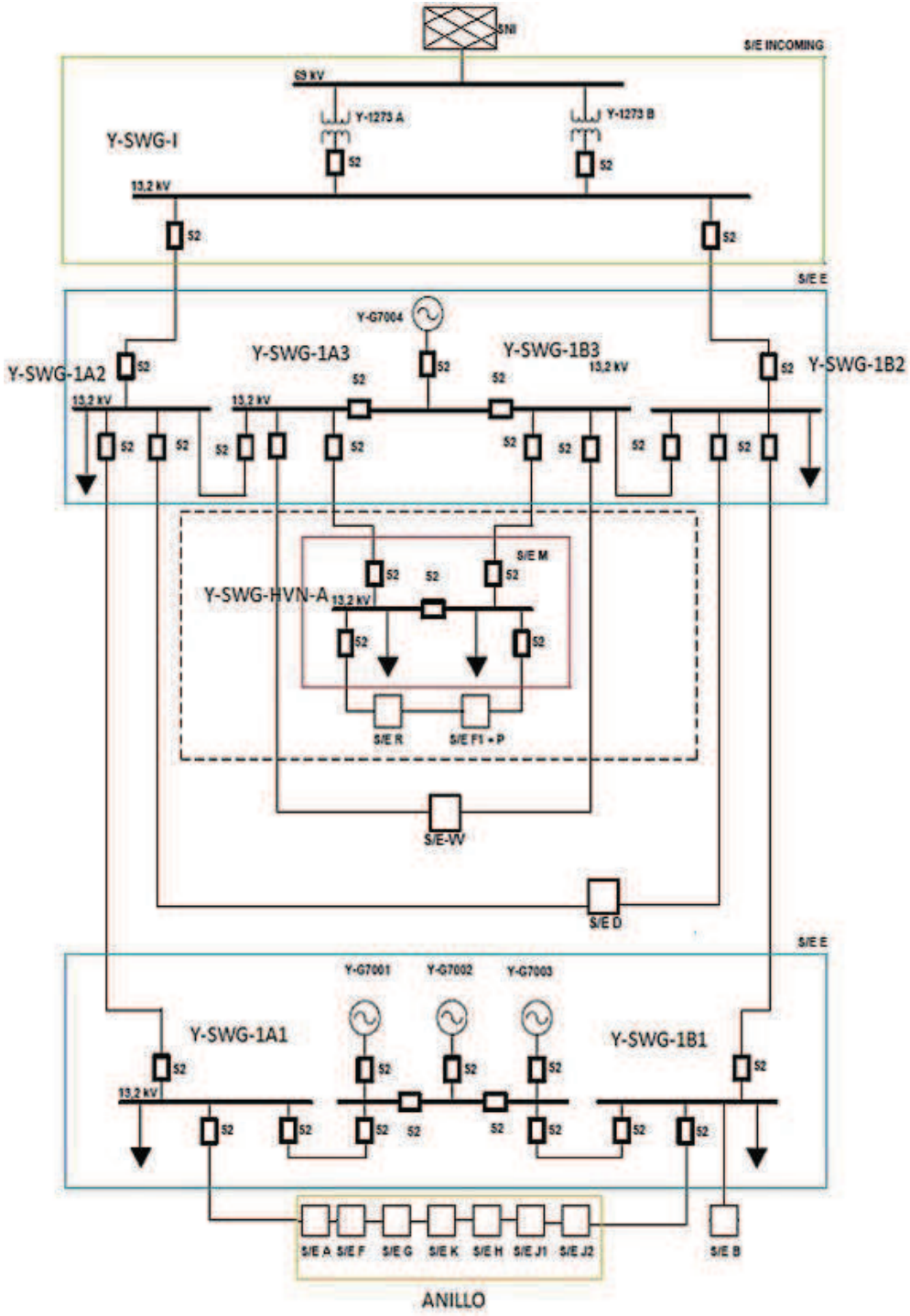

FIGURA 2.1 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA REE

En la FIGURA 2.1 se tiene el diagrama unifilar simplificado de la REE, el cual cuenta con la red externa del SNI, los generadores, las quince subestaciones y los alimentadores principales. El diagrama unifilar completo se encuentra en el ANEXO C y en el ANEXO DIGITAL PA.

2.5 DESCRIPCIÓN DE LAS S/E DE LA REE

La REE cuenta con quince subestaciones, cuyos voltajes disponibles, además de 13.2 kV que es el de distribución, se encuentran en 4.16 kV y 480 V para la alimentación de los motores ubicados en las plantas de procesos y 208/120 V para servicios auxiliares.

La subestación Incoming está conectada a la red externa para luego distribuir dos alimentadores mediante canalización subterránea a 13.2 kV hasta la subestación principal E, de la cual se derivan alimentadores a las subestaciones M, D, A, B, W y un anillo que alimenta a las subestaciones F, G, K, H, J1 y J2. De la subestación M se derivan las subestaciones R y F1+P.

2.5.1 SUBESTACIÓN INCOMING

Está interconectada a la Red de Energía Eléctrica Nacional del Ecuador “Empresa TRANSELECTRIC” a través de una línea aérea de 69 kV.

Esta S/E es la encargada junto al sistema de generación de la REE de proveer energía a las plantas de procesos, cuenta con dos transformadores de potencia de 7.5/8.4/9.4 MVA (ONAN) a 69/13.2 kV cada uno, los cuales se conectan a la barra del switchgear “Y-SWG-1” a 13.2 kV. En el ANEXO DIGITAL P1 se tiene el diagrama unifilar de dicho switchgear, y en el ANEXO A.7 se detallan los switchgears de la S/E Incoming y los alimentadores que parten de estos.

2.5.2 SUBESTACIÓN E

Es la subestación principal, encargada de distribuir energía eléctrica a toda la Refinería. Se encuentra alimentada por la red externa desde la subestación Incoming y por el sistema propio de generación de la REE.

Este está ubicado en un área adyacente a ésta. Alimenta al resto de subestaciones, de aquí su gran importancia para el funcionamiento correcto del sistema eléctrico de la Refinería.

Cuenta con nueve switchgears, dos transformadores de 13.2/4.16 kV (Y-T1271A y Y-T1255A) que alimentan los motores C-P5A, V-P6A, P-C1, TV-P2A, Y-P3001A, Y-P7003A, Y-P3010A, Y-GBXM01, TV1-P1A, VL-P14A, Y-P7011A, TV-C1B, Y-C1501, Y-P8005, Y-C1505, y dos transformadores de 13.2/0.48 kV (Y-1272A y Y-1256) conectados a dos tableros a 480 V que alimentan motores mayores a 100 HP.

Las principales plantas a las que alimenta esta subestación se detallan en el ANEXO A.8 y el ANEXO A.9, de igual manera en los ANEXOS A.10 y A.11 se detallan los switchgears de la S/E E y los alimentadores que parten de éstos.

Los diagramas unifilares de los switchgears de la S/E E se pueden encontrar en los ANEXOS DIGITALES P2, P3, P4, P5, P6 y P7.

Cabe recalcar que los planos fueron brindados por el personal de la REE, y elaborados por la empresa HM&H INC.

2.5.3 SUBESTACIÓN M

Recibe alimentación desde la subestación E y provee de energía eléctrica a los equipos del DCS mediante el UPSE-M/P, y a las subestaciones R y F1+P. Cuenta con dos switchgears, uno en 13.2 kV y otro en 4.16 kV, tres transformadores, dos en 13.2/4.16 kV (Y-T1290A y Y-T1291A) que alimentan motores de 4.16 kV utilizables, y uno en 13.2/0.48 kV (Y-T1292A) que alimenta dos tableros a 480 V (PCM1 y PCM2), los que se conectan a motores mayores de 100 HP.

Las principales plantas a las que alimenta esta subestación se detallan en el ANEXO A.12.

2.5.3.1 Subestación R

Alimentada por la subestación M, cuenta con un transformador de 800 kVA en 13.2/0.48 kV (Y-T1294) que conecta a un tablero de 480 V (CCM-Y-LMC-R).

2.5.3.2 Subestación F1+P

Es igualmente alimentada por la S/E M y cuenta con dos transformadores de 2 MVA cada uno, en 13.2/0.48 kV (Y-T1295A y Y-T1295B), los que alimentan dos tableros en 480 V (Y-LMC-F1+PA y Y-LMC-F1+PB).

2.5.4 SUBESTACIÓN D

Es alimentada desde la subestación E, cuenta con un transformador en 13.2/0.48 kV (Y-T1254A) que se conecta a un tablero de 480 V, el cual alimenta motores mayores

de 100 HP. Las principales plantas a las que alimenta esta subestación se detallan en el ANEXO A.13.

2.5.5 SUBESTACIÓN A

Alimentada desde la subestación E. Cuenta con dos transformadores, uno en 13.2/4.16 kV (Y-T1251A) que alimenta un switchgear en 4160 V que va conectado a motores como TV-P1A, y otro en 13.2/0.48 kV (Y-T1251B) que alimenta un tablero en 480 V que va conectado a motores mayores de 100 HP. Las principales plantas a las que alimenta esta subestación se detallan en el ANEXO A.14.

2.5.6 SUBESTACIÓN W

Es alimentada directamente desde la subestación E. Cuenta con dos transformadores, uno en 13.2/0.69 kV (Y-T1296A) y otro en 13.2/0.48 kV (Y-T1297), y dos tableros, uno de variadores de velocidad y otro en 480 V (Y-LMC-WW). Las principales plantas a las que alimenta esta subestación se detallan en el ANEXO A.15.

2.5.7 SUBESTACIÓN B

Es alimentado directamente desde la subestación E, cuenta con un transformador de 1.5 MVA en 13.2/0.48 kV (Y-T1252), que alimenta dos tableros en 480 V (Y-LMC-B1A y Y-LMC-B1B).

2.5.8 SUBESTACIÓN F

Forma parte del anillo que sale desde la subestación E. Cuenta con un transformador en 13.2/0.48 kV (Y-T1282) y un tablero en 480 V que alimenta motores mayores de 100 HP.

2.5.9 SUBESTACIÓN G

Es parte del anillo que sale de la subestación E, cuenta con un transformador de 300 kVA en 13.2/0.48 kV (Y-T1261), que alimenta un tablero en 480 V (Y-LMC-G1).

2.5.10 SUBESTACIÓN H

De igual manera es parte del anillo que sale de la subestación E, cuenta con un transformador de 500 kVA en 13.2/0.48 kV (Y-T1263).

2.5.11 SUBESTACIÓN K

Alimentado desde la subestación E, siendo parte del anillo que sale de esta, cuenta con un transformador de 1 MVA en 13.2/4.16 kV (Y-T1264), actualmente los equipos que se encuentran conectados a esta subestación están fuera de servicio.

Las subestaciones J1 y J2 son subestaciones pequeñas, que cuentan con un transformador cada una, principalmente se encargan de alimentar a las oficinas, talleres, sistemas de iluminación.

Las principales plantas a las que alimentan estas últimas subestaciones (F, G, K, H, J1 y J2) se detallan en el ANEXO A.16.

2.6 NIVELES DE VOLTAJE UTILIZADOS EN LA REE

La REE trabaja con cinco niveles de voltaje 13.2 kV, 4.16 kV, 480 V, 220 V y 120 V, de la siguiente manera:

- Sistema Nacional Interconectado: 13.2 kV
- Barra Principal: 13.2 kV
- Plantas de Procesos: 13.2 kV, 4.16 kV, 480 V, 220 V, 120 V
- Energía Segura de Respaldo (UPS): 220 V, 120 V AC
- Fuentes de Corriente Continua: 120 V DC

Además, a nivel de 480 V se encuentran instalados sistemas de compensación reactivos, los cuales se resumen en el ANEXO A.17.

2.7 DESCRIPCIÓN DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA REE

Los alimentadores principales de la REE son aquellos que se conectan a las plantas más importantes de la misma, las características de éstos se detallan en los ANEXOS A.18, A.19, A.20 y A.21.

2.8 DESCRIPCIÓN DE LA CARGA

Dentro de las veinte y cinco plantas en las que se divide la REE, existe una variedad de cargas, mismas que se ocupan de realizar diferentes procesos industriales de refinación como por ejemplo:

- Bombas de recirculación
- Bombas de separación de efluentes
- Tanque de estabilización por soplado
- Paneles de control
- Refrigeración
- Purificadores de aceite
- Condensador/Desbutanizador
- Columnas de condensación

También se puede mencionar cargas importantes en las siguientes áreas:

- Administrativas
- Talleres
- Laboratorios
- Iluminación
- Aire acondicionado
- UPS

Debido a la gran cantidad de motores que implican estas cargas asociadas al sistema, se las enlista en el ANEXO DIGITAL LEVANTAMIENTO DE CARGA donde se encuentran sus características, código, potencia activa, potencia aparente, voltaje nominal, factor de potencia y eficiencia.

2.9 EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LA REE

2.9.1 EVALUACIÓN

Se da una evaluación a los factores principales de la REE, tales como niveles de voltaje, generadores, transformadores y alimentadores.

2.9.1.1 Niveles de voltaje

Los niveles de voltaje en cada una de la barras, switchgears, centros de control de motores y tableros de distribución se encuentran en los rangos permitidos: 0.95 < Vp.u. < 1.05 y un ángulo -30° < θ < 30° según la norma IEEE 141-1993 **"**Practicas recomendadas de distribución eléctrica para plantas industriales".

2.9.1.2 Generadores

Los cuatro Turbo-generadores que se encuentran en servicio actualmente, a pesar del tiempo de uso, no se encuentran generando su potencia nominal debido a que se tiene un despacho de carga y reserva de generación mayor al 30% de la potencia instalada, además de contar con una conexión al SNI. Con las consideraciones anteriores se observa que los generadores mantienen constante su voltaje en terminales, cabe mencionar que han sufrido fallas a lo largo del tiempo teniendo varias reparaciones.

2.9.1.3 Transformadores

La mayoría de los transformadores que se encuentran en los patios y cámaras de transformación están funcionando a su capacidad nominal o por debajo ella, existen dos transformadores sobrecargados, el Y-T1277B ubicado en la

Subestación E que está a un nivel de 183% y el Y-T1272B que se encuentra en la Subestación D y está trabajando aproximadamente al 139% por encima de su capacidad nominal, cabe recalcar que estos transformadores cuentan con refrigeración forzada. En la FIGURA 2.2 se tiene el patio de transformación de la subestación E.

FIGURA 2.2 PATIO DE TRANSFORMACIÓN S/E E

2.9.1.4 Alimentadores

Los alimentadores principales se encuentra a un voltaje nominal de 13.2 kV, aunque su capacidad de fabricación es de 15 kV, con un tipo de aislamiento de prolipopileno etileno lo que le permite soportar hasta un 33% de aumento de voltaje. La corriente que fluye por los alimentadores no sobrepasa su capacidad de corriente nominal, llegando a un máximo de 30% en demanda media. Su principal problema son los altos niveles freáticos, corrosión y desgaste a lo largo del tiempo,

debido a esta condición se está realizando un cambio de alimentadores, con año de finalización en el 2014. En la FIGURA 2.3 se tiene una fotografía de un alimentador tipo A.

FIGURA 2.3 ALIMENTADOR TIPO A

2.9.1.4.1 Niveles freáticos y de corrosión

Debido a la humedad del suelo, sedimentación, retención superficial e infiltración de agua y contaminantes producto de los diferentes procesos petroquímicos que se realizan al interior de las diferentes plantas de la refinería, los niveles freáticos actuales son altos y han afectado a las instalaciones eléctricas subterráneas, en su gran mayoría a los alimentadores principales. Estos altos niveles freáticos han provocado un deterioro progresivo del aislamiento de las instalaciones eléctricas a lo largo de los años por el contacto de sustancias corrosivas combinadas con altas temperaturas.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE LOS RELÉS DIGITALES ADQUIRIDOS

3.1 ANTECEDENTES

Desde su construcción en la década de los 80s la refinería fue equipada con relés analógicos de tecnología electromecánica de marca Westinghouse y Mitsubishi en su gran mayoría, cuya protección incluye generadores, transformadores alimentadores principales y motores de gran potencia.

También se debe mencionar a los relevadores General Electric de tecnología más avanzada, adquiridos posteriormente, asociados a la protección de los turbogeneradores instalados y a sus respectivas excitatrices.

A lo largo del tiempo de servicio la refinería ha sido sometida a varias etapas de ampliación en la que se han añadido y reemplazado varios elementos de protección ubicados en las distintas subestaciones, principalmente en la E y M, pasando de relés electromecánicos a digitales controlados por microprocesador y actualmente con la adquisición de IEDs de diferentes series para ser instalados en la subestación E.

3.1.1 RELÉS INSTALADOS FASE “55000”

En la TABLA 3.1 se indica los relés electromecánicos que fueron instalados en la fase “55000” de los cuales algunos se encuentran en servicio todavía.

TABLA 3.1 RELÉS INSTALADOS EN LA FASE "55000"

Marca/Fabricante	Función	Tipo	Código ANSI/IEEE
Westinghouse	Control de Voltaje Sobre corriente	COV	51 V
Westinghouse	Corriente de secuencia negativa	COQ, POQ	46
Westinghouse	Potencia inversa	CRN-1	32
Westinghouse	Sobre corriente direccional	CWC CWP CWP-1	87GN
Westinghouse	Diferencial de Generador	CA	87G
Westinghouse	Diferencial para Transformador	CA	87T
Westinghouse	Sobrecorriente	CO	51/50
General Electric	Pérdida de Excitación	CHH11A	40
General Electric	Pérdida de Campo	357932YA122	64F
Mitsubishi	Control de Voltaje Sobrecorriente	COV	51V
Mitsubishi	Pérdida de Campo	HIF-D	40
Mitsubishi	Voltaje	CV-2	27
Mitsubishi	Voltaje	CV-5	59
Mitsubishi	Corriente	SFA-1-A-D	50NG

3.1.2 RELÉS INSTALADOS EN LA FASE “90000”

En la TABLA 3.2 se indica los relés electromecánicos que fueron instalados en la fase “90000” de los cuales algunos se encuentran en servicio todavía.

TABLA 3.2 RELÉS INSTALADOS EN LA FASE “90000”

Marca/Fabricante	Función	Tipo	Código ANSI/IEEE
Mitsubishi	Sobrecorriente	CO2-6-7-9	50,51,51N,51G
Mitsubishi	Potencia Inversa	PDA-P, PDB-2-P	32P, 32Q
Mitsubishi	Secuencia de fases Secuencia Negativa	CP, COQ	46
Mitsubishi	Bajo Voltaje	CWC CWP CWP-1	27
Mitsubishi	Sobrevoltaje	CV-8	59G
Mitsubishi	Relé de Relación Diferencial para Transformador	IT-3C-D	87T
Mitsubishi	Sobre corriente Instantáneo Temporizado	IT-3C-D	51/50
Mitsubishi	Sobreccorriente Instantáneo	LO-ID	50G

3.1.3 RELÉS INSTALADOS EN LA FASE “110000”

En la TABLA 3.3 se detalla los relés instalados en la fase “110000”, se debe mencionar que estos disponen de un microprocesador.

TABLA 3.3 RELÉS INSTALADOS EN LA FASE “110000”

Marca/Fabricante	Función	Tipo	Código ANSI/IEEE
General Electric	- Corrientes de línea - Cortocircuito entre fases - Cortocircuito Fase/tierra - Desequilibrio o inversa de corriente - Control de número de arranques - Protección contra rotor bloqueado	MMC SERIE 1000 Redes Modulares de Protección de Motores	49,50.51G,46,37,66, 59LR
General Electric	- Detección de mínimo voltaje con equipos de protección - Detección de sobre voltaje y caídas de voltaje	TOV SERIE 1000C Redes Modulares de tensión	S/N
General Electric	Protección Diferencial de barras	BUSS 100	S/N
General Electric	Cable Piloto Estático	SPD11A SPD11B SPD12A	S/N

3.2 DESCRIPCIÓN DE FAMILIAS MULTILIN Y ABB RELION

3.2.1 FAMILIA GENERAL ELECTRIC MULTILIN

La familia MULTILIN de General Electric tiene una amplia gama de opciones para las áreas de protección y control para distribución, transmisión de energía, sector industrial, Smart Grid y comunicaciones ligadas a la transmisión de datos, la mayoría de IEDs de esta familia cuenta con tecnología que permite una programación rápida y flexible de acuerdo con las necesidades del usuario además de fácil instalación y remoción para reemplazo o mantenimiento.

Existen varias series en esta familia incluyendo protección de alimentadores (distribución y transmisión), generación, administración y gestión de sistemas de energía, protección de transformadores, redes, motores, bus de procesos, medición y protección individual, además de generar un diagnóstico del equipo, mismo que servirá para que operadores realicen los mantenimientos necesarios y aumente la vida útil del elemento a ser protegido.

Esta familia cuenta con módulos de comunicación para una red LAN[2] y conexión con una integración a un sistema SCADA[3], además un servidor para autentificación de usuario y una herramienta informática llamada ENERVISTA[4] y UR SEPTUP para el monitoreo y revisión de los eventos guardados.

A diferencia de la familia UR que emplea hardware común para reducir costos, su tecnología presenta mejoras para que sus características sean superiores y tenga procesos de calidad según normas establecidas, como por ejemplo temperatura,

---

[1] LAN (Local Area Network) Red de Área Local, es una red que conecta los ordenadores en un área relativamente pequeña y predeterminada.
[2] SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) Supervisión y Adquisición de Datos, es un software para ordenadores que permite controlar y supervisar procesos industriales a distancia.
[3] Enervista es una red de herramientas informáticas diseñadas para simplificar todos los aspectos de trabajo, optimizando las operaciones tales como la creación y validación de archivos de configuración.

entre otras, maximizando la fiabilidad y confiabilidad del sistema incluyendo nuevas características como sobrecarga en algún elemento, protección para el rotor y alertas para el transformador de corriente asociado.

3.2.2 FAMILIA ABB RELION

Esta familia presenta características modulares de fácil instalación y remoción, diseñada para aplicaciones de protección para alimentadores, bahías de control, transformadores, protección diferencial de línea, protección de motores, y generadores, así como otros procesos de automatización, sobre instalación de carga, condiciones críticas de voltaje y corriente entre otras.

RELION también puede brindar servicios de medición, supervisión y administración de datos de forma remota mediante una red LAN o en el sitio utilizando una interfaz lcd, instalado en el módulo para ayudar al usuario a mantener un control del dispositivo y aumentar la vida útil de cualquier elemento asociado a la protección que brinda esta familia, cabe mencionar que los estándares utilizados en estos IEDs son normas IEC y ANSI disponibles en cada serie.

Todas las series contienen las funciones antes mencionadas, siendo las más completas la 670 y la 650, con capacidades de protección para subestaciones de distribución, sin embargo todas desde la 601 hasta la 670 tienen características de comunicación/control del IED mediante el software PCM 600, presentando y editando la topología de la red con protocolos DNP3.

Algunas de las series incorporan capacidades para detectar la presencia de armónicos y generar alertas según la programación que haya realiza do el operador del relé.

3.3 G60 SISTEMA DE PROTECCIÓN PARA GENERADOR

3.3.1 DESCRIPCIÓN

El sistema de protección G60 es un relé de arquitectura basada en un microprocesador que posee características de protección, administración, control y funciones de memorización para los generadores de pequeña y mediana potencia a corriente alterna impulsados por vapor, bunker, gas natural o energía hidráulica, para reaccionar y brindar un diagnóstico ante fallas de corriente, voltaje y frecuencia.

Las características estándar disponibles integran mediciones RMS de formas de onda de frecuencia, ángulo (fasor), voltaje y corriente en el relé, con capacidades de automatización avanzadas para ofrecer soluciones de control personalizadas, además de una unidad de medición fasorial (sincrofasor) según IEEE C37.118[5] (2011) y IEC 61850-90-5[6] de apoyo.

Tiene disponible Ethernet Global Data (EGD) que facilita el enlace con sistemas de control de GE Digital Energy nuevos o de versiones anteriores, cableado reducido relé a relé, mejorando la transmisión y monitorización de datos y alarmas a alta velocidad.

En la FIGURA 3.1 se tiene el diagrama de protección para generador G60, donde se indican las funciones de protección del mismo mediante la numeración ANSI.

[5] IEEE C37.118 define los sincrofasores, frecuencia y velocidad de cambio de frecuencia, con medición en todas las condiciones. En éste se especifican métodos para la evaluación de estas medidas y los requisitos para el cumplimiento de la norma, en condiciones de estado estable y dinámico.

[6] IEC 61850-90-5, parte 90 de la norma IEC 61850 para transmitir sincrofasor, información de acuerdo con IEEE C37.118.

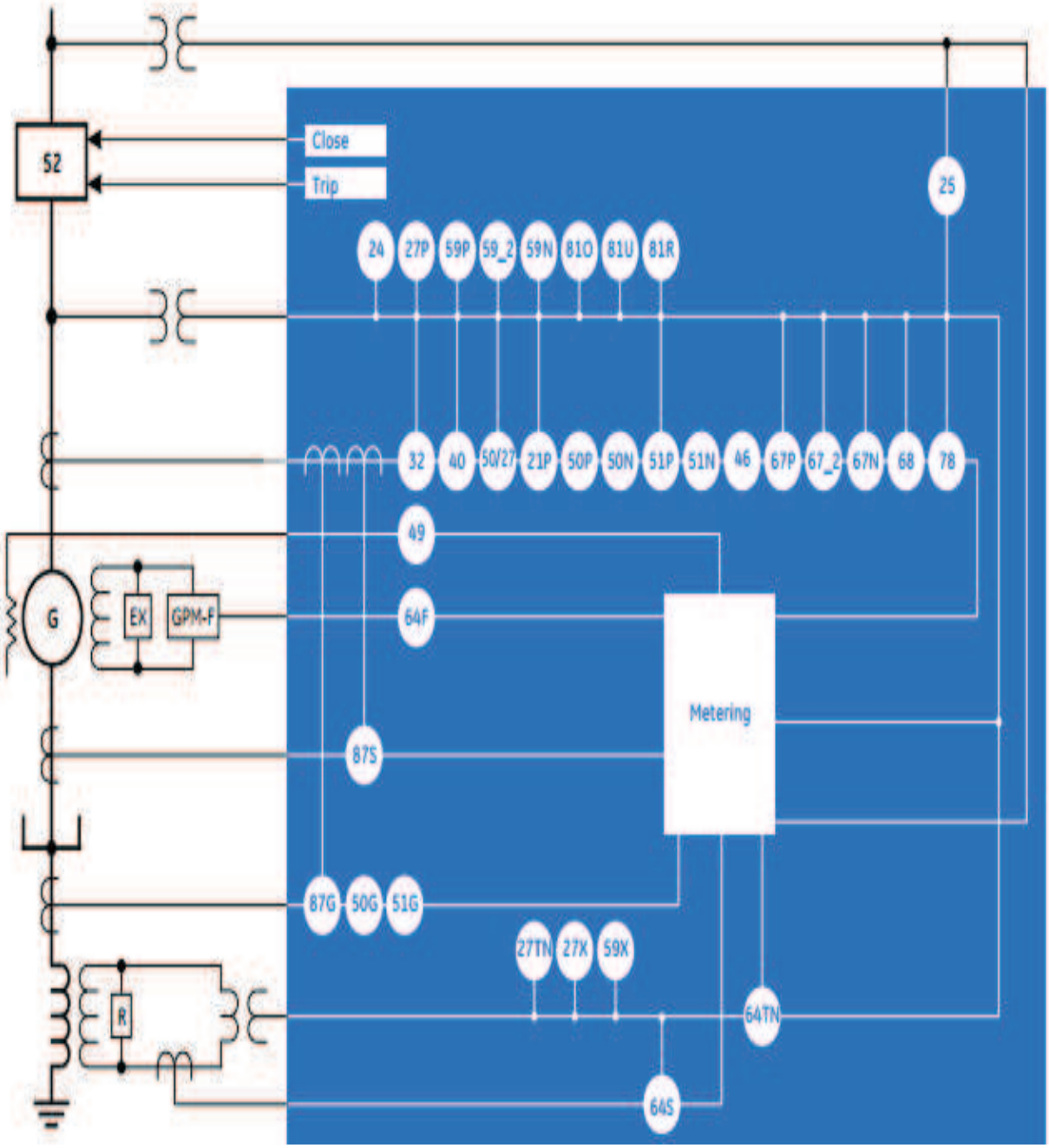

FIGURA 3.1 DIAGRAMA DE PROTECCIÓN PARA GENERADOR/ G60

3.3.2 PROTECCIÓN

En la TABLA 3.4 se puede observar las características de protección del G60.

TABLA 3.4 CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DEL G60

		Entradas Analógicas	3 TC	3 TC + TC tierra	3 TC + TC SEF
		Código de Ordenar	AA	AB	AC
Protección	ANSI				
Protección de distancia back up para fase	21P		•	•	•
Protección contra Sobrexcitación V/HZ	24				
Chequeo de Sincronización	25		•	•	•
Protección contara bajo voltaje	27P, 27TN, 27X				
Protección de potencia inversa	32		◦	◦	◦
Protección contra pérdida de excitación. desbalance, sobrecalentamiento	40.46.49		•	•	•
Protección de sobre corriente instantánea fase, tierra, neutro y energización accidental	50G, 50N, 50P, 50SP,50/27		◦	◦	◦
Protección de sobre corriente temporizada fase y tierra	51G, 51N, 51P		•	•	•
Protección contra sobre voltaje	59N, 59P,59X,59_2				
Protección contra falla en el campo a tierra	64F.64S,64TN,				•
Protección direccional	67N, 67P, 67_2		•	•	•
Protección contra oscilación de potencia	68, 78		•	•	•
Protección diferencial	87G, 87S			•	•
Protección contra sobre frecuencia, baja frecuencia	81A, 81O, 81R,81U				

3.4 REF615 PROTECCIÓN PARA ALIMENTADOR

3.4.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El relé REF615 brinda protección, medición y supervisión para alimentadores principales, líneas aéreas, sistemas de barras tanto de subestaciones de distribución como de sistemas de potencia industrial, indiferentemente del principio aplicado de puesta a tierra del sistema. De la misma forma ofrece protección a transformadores para sobrecorrientes de respaldo. También posee función flexible trifásica de multi-disparo, auto-recierre que sirve en caso de fallas temporales sobre líneas aéreas para restauración automática.

El REF615 soporta todo el potencial de la norma IEC 61850[7] para interoperabilidad y comunicaciones entre aparatos de automatización de subestaciones.

El diseño tipo extraíble del relé agilita la instalación y prueba de la protección, además facilita el mantenimiento gracias al fácil intercambio de relés. La caja del REF615 brinda cortocircuito automático de los secundarios de los transformadores de corriente (TC), evitando así que se deriven voltajes peligrosos en los mismos cuando una unidad enchufable se extrae de su caja.

El relé se puede ajustar y poner en marcha rápidamente para los requerimientos especiales de la aplicación deseada, una vez se han dado los ajustes específicos, ya que la flexibilidad del mismo permite que su configuración normalizada de señal sea ajustada mediante la matriz de señal (SMT) incluida en la herramienta del usuario de ajuste y configuración del relé PCM600.

[7] La norma IEC 61850 es una estandarización internacional de comunicación que permite integrar funciones de protección, control, automatización, medición y supervisión en una subestación a partir de dispositivos electrónicos inteligentes (IED's) de varios fabricantes conectados en red.

El relé de protección de alimentador ofrece un sistema de detección de arco de tres canales para supervisar interruptores de circuito de tableros, barras y compartimientos de cables.

El REF615 se torna único en el mercado debido a las siguientes características:

- Diseño extraíble.
- Protección completa de sobrecorriente con falla de alta impedancia.
- Protección de falla de arco de alta velocidad para seguridad incrementada del personal, daño material reducido y tiempo de parada minimizado.
- Protección de falla sensitiva a tierra.
- Protección de sobrecarga térmica para alimentadores.
- Funcionalidad mejorada de grabación de perturbaciones.
- Control total de capacidad operacional del sistema de protección.
- Pantalla LCD grande, con caracteres claramente visibles.
- Comunicaciones simultáneas DNP3.0[8] Nivel 2+ y Modbus[9], más conectividad de aparato e interoperabilidad de sistema de acuerdo a la norma IEC 61850.
- Diseño amigable al medio ambiente con cumplimiento RoHS[10].

3.4.2 PROTECCIÓN

El REF615 brinda protección de sobrecorriente temporizada e instantánea, sobrecorriente de secuencia negativa, sobrecarga térmica, discontinuidad de fase y falla de interruptor. Conjuntamente da protección opcional de falla a tierra sensitiva (SEF) y falla de alta impedancia (HIZ) para sistemas de distribución tanto puestos sólidamente a tierra como puestos a tierra con impedancia y sin puesta a tierra.

[8] DNP3 (Distributed Network Protocol) es un protocolo industrial para comunicaciones entre IED's y subestaciones controladoras.
[9] Modbus es un protocolo de comunicaciones que permite el control de una red de dispositivos.
[10] RoHS (Restriction of Hazardous Substances) es la directiva de restricción de sustancias peligrosas en equipos eléctricos y electrónicos.

En la TABLA 3.5 se detallan las características de protección del relé REF615.

TABLA 3.5 CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DEL REF615

		Entradas Analógicas	3 TC	3 TC + TC	3 TC + TC
				tierra	SEF
		Código de Ordenar	AA	AB	AC
Protección	ANSI				
Protección sobrecorriente fase, 4 elementos	51P, 50P-1, 50P-2, 50P-3		•	•	•
Sobrecorriente de fase de tiempo largo	51LT, 50L		•	•	•
Protección sobrecorriente de neutro, 4 elementos	51N, 50N-1, 50N-2, 50N-3, 50NL		•	•	•
Protección sobrecorriente tierra, 4 elementos	51G, 50G-1, 50G-2, 50G-3			◦	
Protección falla tierra sensitiva	SEF				◦
Sobrecorriente de secuencia negativa, 2 elementos	46-1, 46-2		•	•	•
Protección de falla de alta impedancia	HIZ				◦
Sobrecarga térmica	49T		•	•	•
Discontinuidad de fase	PD (I2/I1)		•	•	•
Falla de Interruptor de circuito	50BF		•	•	•
Función de reenganche	79		•	•	•
Función de bloqueo	86		•	•	•
Protección ARC a través de 3 sensores de lente	ARC		◦	◦	◦

En la figura 3.2 se tiene el diagrama unifilar de las protecciones del REF615.

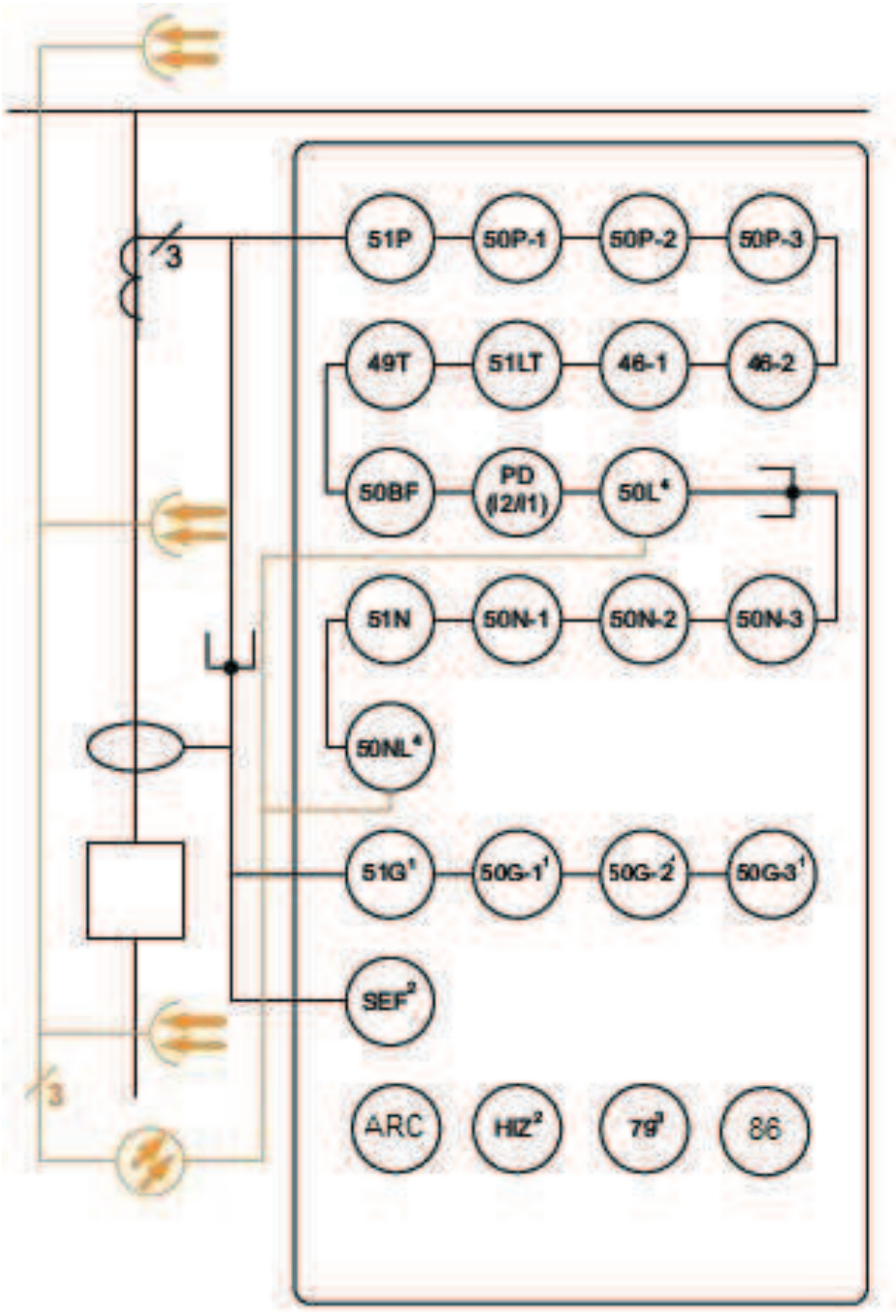

FIGURA 3.2 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DEL REF615

3.4.3 CONTROL

Este relé posee funcionalidad básica de control, la cual facilita a través del interfaz humano-máquina (HMI) del panel frontal o por medio de un sistema de control remoto, el control de un interruptor de circuito.

El REF615 está provisto de un sistema de autenticación de cuatro niveles, con contraseñas individuales a nivel de observador, operador, ingeniero y administrador, para mantener la información íntegra y proteger al relé de acceso no autorizado. Este sistema de control de acceso aplica a la HMI del panel frontal, basada en la herramienta del usuario de ajuste y configuración del relé PCM600 y en navegador embebido de internet.

Además se incluye un juego completo de funciones de monitoreo que permiten conocer continuamente la disponibilidad operacional de las características del relé, tales como la condición del mismo, del circuito de disparo y del interruptor de circuito.

Además se incluye control de presión del gas de las cámaras de extinción, chequeo del deterioro del interruptor y tiempo de carga del resorte del mecanismo de operación del mismo. También se supervisa el tiempo de recorrido y número de operaciones del interruptor del circuito, obteniendo de esta manera información básica para programar mantenimiento del interruptor.

En la TABLA 3.6 se detalla las características de control, medición y automatización del relé REF615.

TABLA 3.6 CARACTERÍSTICAS DE CONTROL, MEDICIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DEL REF615

		Entradas Analógicas	3 TC	3 TC + TC tierra	3 TC + TC SEF
		Código de Ordenar	AA	AB	AC
Control					
Control de Interruptor de circuito	52		•	•	•
Auto-recierre	79		◦	◦	◦
Monitoreo y supervisión					
Monitoreo condición de Interruptor de circuito			•	•	•
Supervisión de circuito de disparo	TCS		•	•	•
Medición					
Corrientes trifásicas			•	•	•
Corriente de neutro			•	•	•
Corriente de tierra				◦	
Componentes de secuencia			•	•	•
Corrientes de demanda de fase			•	•	•
Máximas corrientes de demanda de fase			•	•	•
Automatización & Comunicaciones					
10/100BaseT Ethernet (RJ45): Soporta DNP3.0 Nivel 2+, Modbus e IEC61850			◦	◦	◦
100BaseFL Ethernet (LC): Soporta DNP3.0 Nivel 2+, Modbus e IEC61850			◦	◦	◦
Registros					
Grabador de secuencia de eventos (SOE)			•	•	•
Grabador de fallas			•	•	•
Grabador de perturbaciones (forma de onda)			•	•	•

3.4.4 COMUNICACIÓN ESTÁNDAR

El REF615 además de soportar la nueva norma IEC 61850 para comunicaciones tanto vertical como horizontal, mensajería GOOSE[11] y ajuste de parámetros de

[11] La mensajería GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events) se basa en señales de estado binario en la red de subestaciones, usados comúnmente para el disparo de los relés de protección.

acuerdo al IEC 61850-8-1[12] entre aparatos en subestaciones, permite los protocolos norma de la industria DNP3.0 y Modbus.

Este lenguaje de configuración de subestaciones admite el uso de herramientas de ingeniería para configuración automatizada, mantenimiento y puesta en marcha de aparatos de subestación.

3.4.5 OTRAS CARACTERÍSTICAS

- ENTRADAS ANALÓGICAS
  - Corrientes: Programable 5/1 A o 1/0.2 A.
  - Frecuencia Nominal: Programable 60/50 Hz.

- ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS
  - 4 entradas binarias con tierra común.
  - 2 salidas NA doble polo.
  - 2 salidas NA un polo.
  - 2 salidas de señal de transferencia.
  - 1 salida de señal Forma C para alarma de auto-chequeo.
  - 7 entradas binarias adicionales + 3 salidas binarias (disponibles como opción).

- COMUNICACIONES
  - IEC 61850-8-1 con mensajería GOOSE.
  - DNP3.0 sobre TCP/IP[13].
  - Modbus sobre TCP/IP.
  - Sincronización de tiempo a través de servidores primario y de respaldo (SNTP).

[12] IEC 61850-8-1 es una parte de la norma IEC 61850 que se refiere al mapeo de servicio de comunicación especificada.
[13] TCP/IP es un protocolo que presta transmisión fiable de paquetes de datos sobre redes. Procede de dos protocolos muy importantes (Transmission Control Protocol / Internet Protocol).

- VOLTAJE DE CONTROL
    - Variante 1: 48…250 VCD, 100…240 VCA.

3.5 RET615 PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADOR

3.5.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El relé de protección de transformador tiene un diseño compacto y unidad extraíble, libera todo el potencial del estándar IEC 61850 para comunicación e interoperabilidad entre aparatos de automatización de subestaciones.

El RET615 brinda protección y control avanzado para transformadores de potencia de dos devanados y bloques generador-transformador en sistemas de potencia tanto industriales como de distribución. Se encuentra disponible para las combinaciones más usadas comúnmente en devanados de transformadores de potencia en delta y estrella, permitiendo coordinar la puesta a tierra del neutro según el esquema de protección ante fallas a tierra. De igual manera ofrece codificación flexible, dejando que se pueda elegir entre configuraciones de unidades sólo de corriente o configuraciones de voltaje y corriente.

Además ofrece un sistema rápido de detección de arco de tres canales para la supervisión y protección de barras de distribución, compartimiento del interruptor y cables en el aparellaje[14] del interior de cabinas metálicas.

El relé contiene una amplia pantalla gráfica LCD en la que se puede visualizar diagramas unifilares personalizables, donde se indica la posición para los

[14] Aparallaje es el conjunto de aparatos que suelen estar en armarios de control para maquinaria o cuadros de distribución para grandes instalaciones.

dispositivos de aparamenta[15], éstos pueden modificarse usando el editor gráfico del PCM600 según las necesidades del usuario. También se puede mostrar en la pantalla LCD los valores medidos proporcionados por la configuración estándar escogida.

El RET615 se torna único en el mercado debido a las siguientes características:

- Cuatro grupos de ajustes.
- Diseño extraíble.
- Protección diferencial sensitiva para fallas vuelta a vuelta.
- Protección falla a tierra restringida (REF).
- Detección de flameo de arco (AFD).
- Protección de sobrecarga térmica de transformador.
- Terminales anillo para entradas y salidas.
- Pantalla LCD grande, con caracteres claramente visibles.
- Diseño amigable al medio ambiente con cumplimiento RoHS.

3.5.2 PROTECCIÓN

El RET615 ofrece rápida protección selectiva ante falla entre espiras del bobinado, cortocircuitos entre fases y contorneo de aisladores mediante protección diferencial de transformador trifásica estabilizadora. También ofrece protección ante falla de interruptor.

De la misma forma ofrece protección monofásica de fallas a tierra, incluyendo lugares cercanos al punto neutro del transformador, mediante la función de falla a tierra restringida sensible (REF), misma que para proteger los devanados del transformador opera utilizando tanto el principio convencional de alta impedancia,

[15] Aparamenta es el conjunto de dispositivos de medición, regulación, control y maniobra usados en las instalaciones eléctricas.

como el principio numérico de baja impedancia. Cuando utiliza el último mencionado, no es necesario usar resistencias estabilizadoras o varistores.

La protección REF no precisa coordinar sus tiempos de actuación con otros esquemas de protección gracias a su carácter de protección unitaria y a su absoluta selectividad, permitiendo que se puedan despejar las fallas con una velocidad muy alta.

El RET615 asegura estabilidad durante la energización del transformador mediante el frenado por segundo armónico y la función de frenado por quinto armónico, garantizando la estabilidad de la protección ante una sobre-excitación moderada del transformador.

Además incluye protección ante sobrecargas térmicas para evitar el envejecimiento prematuro del aislamiento del bobinado, supervisando el esfuerzo térmico de los devanados del transformador.

De igual manera el RET615 proporciona múltiples etapas de protección frente a sobreintensidad de fases, secuencia de fase negativa, cortocircuitos y respaldo ante fallas a tierra para ambos lados del transformador, tanto de alto como de bajo voltaje.

También contiene protección tanto para sobrevoltaje y subvoltaje trifásico, como para fallas a tierra basadas en voltaje residual, dependiendo de la configuración estándar que se seleccione.

Para obtener un sistema de protección de barra estable, que a la vez sea de alta velocidad y confiable, se puede utilizar comunicación GOOSE entre los IEDs RET615 y REF615 de los alimentadores entrantes y salientes de la subestación. Para esto se deben configurar los IEDs, de esta manera se asegura la

disponibilidad operacional de la protección con supervisión continua de los IEDs y su mensajería GOOSE sobre la barra de estación.

En la TABLA 3.7 se detallan las características de protección del relé RET615.

TABLA 3.7 CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DEL RET615

		Entradas Analógicas	6 TC + TC	6 TC + TC
			Tierra	tierra + 5 TP
		Código de Ordenar	AA	BA
Protección	ANSI			
Diferencial porcentaje fase (dos arrollamientos), restringida y sin restricción	87		•	•
Sobrecorriente fase, 2 elementos (Arrollamiento 1)	51P (1), 50P (1)		•	•
Sobrecorriente fase, 2 elementos (Arrollamiento 2)	51P (2), 50P (2)		•	•
Sobrecorriente direccional fase, (Arrollamiento 2)	67P (2)			•
Sobrecorriente neutro, 2 elementos (Arrollamiento 1)	51N (1), 50N (1)		•	•
Sobrecorriente neutro, 2 elementos (Arrollamiento 2)	51N (2), 50N (2)		•	•
Sobrecorriente tierra, 2 elementos	51G, 50G		•	•
Sobrecorriente direccional neutro, (Arrollamiento 2)	67N (2)			•
Sobrecarga térmica (Arrollamiento 1)	49T (1)		•	•
Baja corriente trifásica (Arrollamiento 1)	37 (1)		•	
Bajo voltaje fase	27			•
Sobre voltaje secuencia fase	47			•
Falla interruptor circuito	50 BF		•	•
Falla interruptor neutro	50N BF			•
Sobrevoltaje fase	59		•	•
Sobrevoltaje tierra	59G			•
Equilibrio de voltaje	60		•	•
Protección falla a tierra restringida	REF		•	•
Detección flameo arco vía 3 sensores lente	AFD-1 AFD-2 AFD-3		◦	◦

En la figura 3.3 se tiene el diagrama unifilar de las protecciones del RET615.

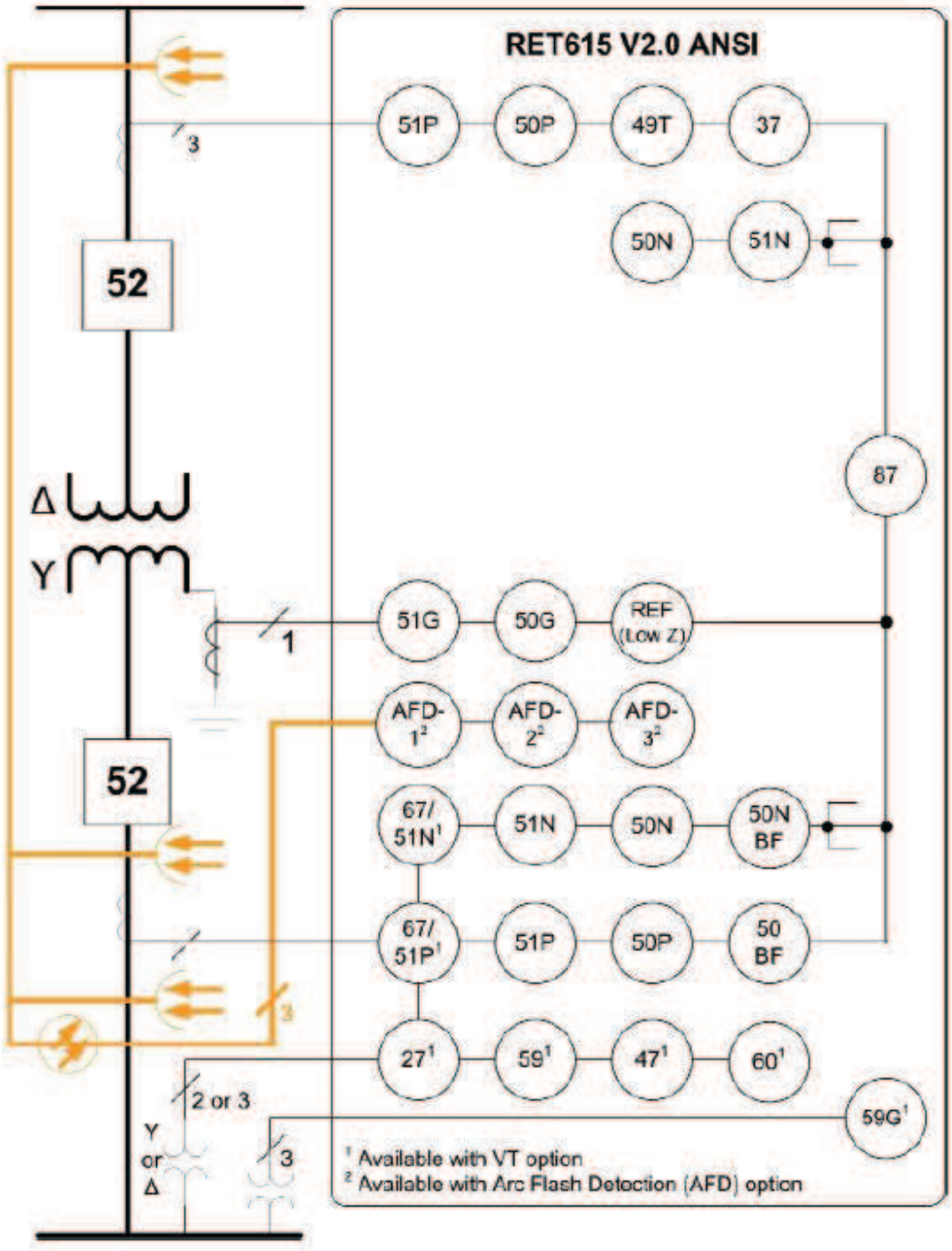

FIGURA 3.3 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DEL RET615

3.5.3 CONTROL

El RET615 en sus configuraciones estándar A-D tiene el módulo RTD/mA, el cual permite la medición hasta de seis señales de temperatura por medio de las entradas RTD y dos señales analógicas derivadas del transductor mediante las entradas de mA.

Mediante las entradas RTD y de mA se puede medir la temperatura del ambiente del aire y del aceite de la parte superior e inferior del transformador. De igual manera con la RTD funcionando como entrada de medida de resistencia directa, o a través de un transductor de mA, se puede dar seguimiento a la posición de un cambiador de tomas en carga o tap del transformador, y en darse el caso esta información puede ser enviada a otros IED mediante la comunicación horizontal, utilizando mensajes GOOSE analógicos.

Con el relé para protección de transformador también se puede controlar el interruptor del lado de alta, ya sea por control remoto como a través del HMI del panel frontal.

Se incluye un software ACT el cual permite crear funciones lógicas multi-capa compuestas por elementos lógicos, los que contienen temporizadores y biestables, que sumadas a funciones lógicas y de protección, permiten que la configuración estándar del IED pueda ser ajustada para cumplir con las necesidades concretas en cada caso de la aplicación.

Con el fin de controlar su disponibilidad operativa se incluye un conjunto de funciones de monitorización en las que se encuentra la autosupervisión del propio IED, su interruptor y su circuito de disparo.

En la TABLA 3.8 y la TABLA 3.9 se detallan las características de control, medición y automatización del relé RET615.

TABLA 3.8 CARACTERÍSTICAS DE CONTROL, MEDICIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DEL RET615

		Entradas Analógicas	6 TC + TC	6 TC + TC
			tierra	tierra + 5 TP
		Código de Ordenar	AA	BA
Control	ANSI			
Control interruptor circuito (Arrollamiento 2)	52 (2)		•	•
Monitoreo y supervisión				
Monitoreo circuito disparo	TCM		•	•
Monitoreo condición interruptor (Arrollamiento 2)	52CM (2)		•	•
Falla fusible (Arrollamiento 2)	60 (2)			•
Medición				
Corrientes trifásicas (Arrollamiento 1)	IA, IB, IC (1)		•	•
Corrientes trifásicas (Arrollamiento 2)	IA, IB, IC (2)		•	•
Corrientes secuencia (Arrollamiento 1)	I1, I2, I0 (1)		•	•
Corrientes secuencia (Arrollamiento 2)	I1, I2, I0 (2)		•	•
Corriente tierra	IG		•	•
Demanda corrientes fase (Arrollamiento 1)			•	•
Máxima demanda corrientes fase (Arrollamiento 1)			•	•
Demanda corrientes fase (Arrollamiento 2)			•	•
Máxima demanda corrientes fase (Arrollamiento 2)			•	•
Voltajes trifásicos (Arrollamiento 2)	VA, VB, VC (2)			•
Voltajes secuencia (Arrollamiento 2)	V1, V2, V0 (2)			•
Voltaje tierra	VG			•
Potencia, energía y factor de potencia (Arrollamiento 2)	P, E y FP(2)			•

TABLA 3.9 CARACTERÍSTICAS DE CONTROL, MEDICIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DEL RET615

		Entradas Analógicas	6 TC + TC	6 TC + TC
			tierra	tierra + 5 TP
		Código de Ordenar	AA	BA
Automatización & Comunicaciones				
10/100BaseT Ethernet (RJ45)			•	•
100BaseFL Ethernet(LC)			◦	◦
10/100BaseT Ethernet (RJ45) + RS-485 (1x4-hilos o 2x2-hilos) + IRIG-B			◦	◦
100BaseFL Ethernet(LC) + RS-485 (1x4-hilos o 2x2-hilos) + IRG-B			◦	◦
Ethernet 10/100BaseT (RJ45) + configurable RS232/RS485 + [RS485 o fibra vidrio serial (ST)] + IRG-B			◦	◦
Registros				
Grabador de secuencia de eventos	SER		•	•
Grabador de fallas	FLR		•	•
Grabador digital fallas (forma onda)	DFR		•	•

3.5.4 COMUNICACIÓN ESTÁNDAR

Para la comunicación e interoperatividad de dispositivos de automatización de subestaciones, además de soportar de manera nativa el nuevo estándar IEC 61850 que permite cubrir la comunicación vertical y horizontal incluyendo mensajes GOOSE de señales tanto analógicas como digitales y ajuste de parámetros según el estándar IEC 61850-8-1, permite DNP3 y el estándar industrial Modbus. También se ofrecen una segunda y tercera interfaz de red Ethernet[16] opcionales que permiten contar con disponibilidad y mejorar la fiabilidad de comunicación. Para conseguir una marca de tiempo precisa, se admite

[16] Ethernet es un estándar de redes de área local para equipos con acceso al medio por contienda, que especifica las características de cableado y señalización del nivel físico, y los formatos de trama de datos del nivel de enlace de datos del modelo OSI.

sincronización por Ethernet empleando SNTP[17] o por un bus independiente utilizando IRIG-B[18].

Otra forma eficaz de comunicación que se puede utilizar es Ethernet autorregenerable controlado por un switch gestionable, ya que el switch gestionable controla la consistencia del bucle, dirige los datos y corrige el flujo de estos cuando se presentan perturbaciones en la comunicación. Además el anillo Ethernet autorregenerable puede integrarse en la red Ethernet bajo los protocolos mencionados anteriormente.

3.5.5 OTRAS CARACTERÍSTICAS

- ENTRADAS ANALÓGICAS
    - Corrientes trifásicas y tierra: Programable 5/1 A.
    - Frecuencia nominal: Programable 60/50 Hz.
    - Voltajes trifásicos y tierra: Voltaje secundario nominal programable (disponible como opción).

- ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS
    - Estándar 8, 12 entradas binarias con entradas de TP.
    - Dos salidas NO con monitoreo de circuito de disparo.
    - Tres salidas NO.
    - Una salida forma C.
    - Una salida de alarma de auto-chequeo Forma C.
    - Estándar 10 salidas binarias.

- COMUNICACIONES
    - IEC 61850-8-1 con mensajería GOOSE.

[17] SNTP protocolo simple de sincronización de red, es una aplicación que permite sincronizar el hardware en red.
[18] IRIG-B es un formato estándar para la transferencia de información de temporización.

- DNP3.0 Level 2+ sobre TCP/IP.
- Modbus sobre TCP/IP.
- Sincronización de tiempo a través de SNTP.
- Puerto serial opcional RS-485 programable para DNP3.0 Level 2+ o Modbus RTU[19].
- Sincronización de tiempo opcional IRIG-B.

- VOLTAJE DE CONTROL
  - Opción 1: 48 ... 250 Vcd, 100 … 240 Vca.
  - Opción 2: 24 … 60 Vcd.

3.6 REM615 PROTECCIÓN PARA MOTOR

3.6.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

El REM615 es un IED fabricado para la protección, medición, control y supervisión de motores asincrónicos y sus variadores en la industria de fabricación y procesos.

El relé de protección para motor, de tamaño reducido y diseño extraíble, utiliza al máximo el estándar IEC 61850 en interoperabilidad y comunicación de los dispositivos de automatización de subestaciones.

Por lo general se utiliza para la protección de motores de alto voltaje, controlados con interruptor de circuito o contactor, y para motores de bajo voltaje, de tamaño mediano y grande controlados por contactor en diferentes tipos de variadores, ya sean ventiladores y aireadores, trituradoras y picadoras, bombas y transportadores, o mezcladoras y agitadoras. Además brinda codificación flexible, permitiendo que se pueda escoger entre configuraciones únicamente de corriente y configuraciones de voltaje y corriente.

[19] Modbus RTU, variante de Modbus, es una representación binaria compacta de los datos.

Adicionalmente brinda un sistema rápido de tres canales de protección de falla de arco para supervisión de flameo de arco en los compartimientos de los tableros.

El REM615 se vuelve único en el mercado debido a las siguientes características:

- Cuatro grupos de ajustes.
- Diseño extraíble.
- Salida normalmente cerrada para contactores de motor.
- Temporizadores dedicados de tiempo de operación de máquina.
- Supervisión pérdida carga.
- Detección de flameo de arco (AFD).
- Protección de sobrecarga térmica de motor.
- Terminales anillo para entradas y salidas.
- Pantalla LCD grande, fácil de leer.
- Diseño amigable al medio ambiente con cumplimiento RoHS.

3.6.2 PROTECCIÓN

El REM615 brinda todas las facilidades para dirigir arranques de motor y operaciones normales de variador, incluyendo protección y despeje de fallas en situaciones anormales. Así mismo ofrece protección de sobrecarga térmica y rotor bloqueado, supervisión de tiempo de arranque y protección contra arranques demasiado frecuentes de motor.

Además presenta protección de atascamiento de motor operando, desbalance de corriente de secuencia de fase negativa e inversión de fase, también supervisión de pérdida de carga y una provisión para ejecutar arranque forzado de emergencia.

Adicionalmente, el IED incorpora protección de sobrecorriente de respaldo, falla a tierra direccional y no-direccional, bajo voltaje trifásico, sobrevoltaje de secuencia de fase negativa y bajo voltaje de secuencia positiva.

Para formar un sistema de protección de barra estable, confiable y de alta velocidad, se usa comunicación GOOSE entre los IEDs REM615, RET615 y REF615 de los alimentadores entrantes y salientes de la subestación. Para lo que se deben configurar los IEDs, de esta manera se asegura la disponibilidad operacional de la protección con supervisión continua de los IEDs y su mensajería GOOSE sobre la barra de estación. En la TABLA 3.10 y la TABLA 3.11 se detallan las características de protección del relé REM615.

TABLA 3.10 CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DEL REM615

		Entradas Analógicas	3 TC + TC	3 TC + TC
			tierra	tierra + 5 TP
		Código de Ordenar	AA	CA
Protección	ANSI			
Sobrecorriente fase, 2 elementos	51P, 50P		•	•
Sobrecorriente tierra	51G		•	•
Sobrecorriente neutro direccional	67/51N			•
Sobrecarga térmica	49M		•	•
Baja corriente trifásica	37		•	•
Inversión fase	46R		•	•
Rotor bloqueado/arranque	66/51 LRS		•	•
Rotor bloqueado/atascamiento	51LR		•	•
Sobrecorriente secuencia negativa, 2 elementos	46M-1, 46M-2			•
Bajo voltaje fase	27			•
Sobre voltaje secuencia fase	47			•
Sobre voltaje tierra	59G			•

TABLA 3.11 CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DEL REM615

		Entradas Analógicas	3 TC + TC	3 TC + TC
			tierra	tierra + 5 TP
		Código de Ordenar	AA	CA
Protección	ANSI			
Falla interruptor circuito	50 BF		•	•
Falla interruptor neutro	50N BF			•
Equilibrio de voltaje	60		•	•
Salida disparo retenida eléctricamente/auto reposición, 2 elementos	86/94-1, 86/94-2		•	•
Detección flameo arco vía 3 sensores lente	AFD-1, AFD-2, AFD-3		◦	◦

En la figura 3.4 se tiene el diagrama unifilar de las protecciones del REM615.

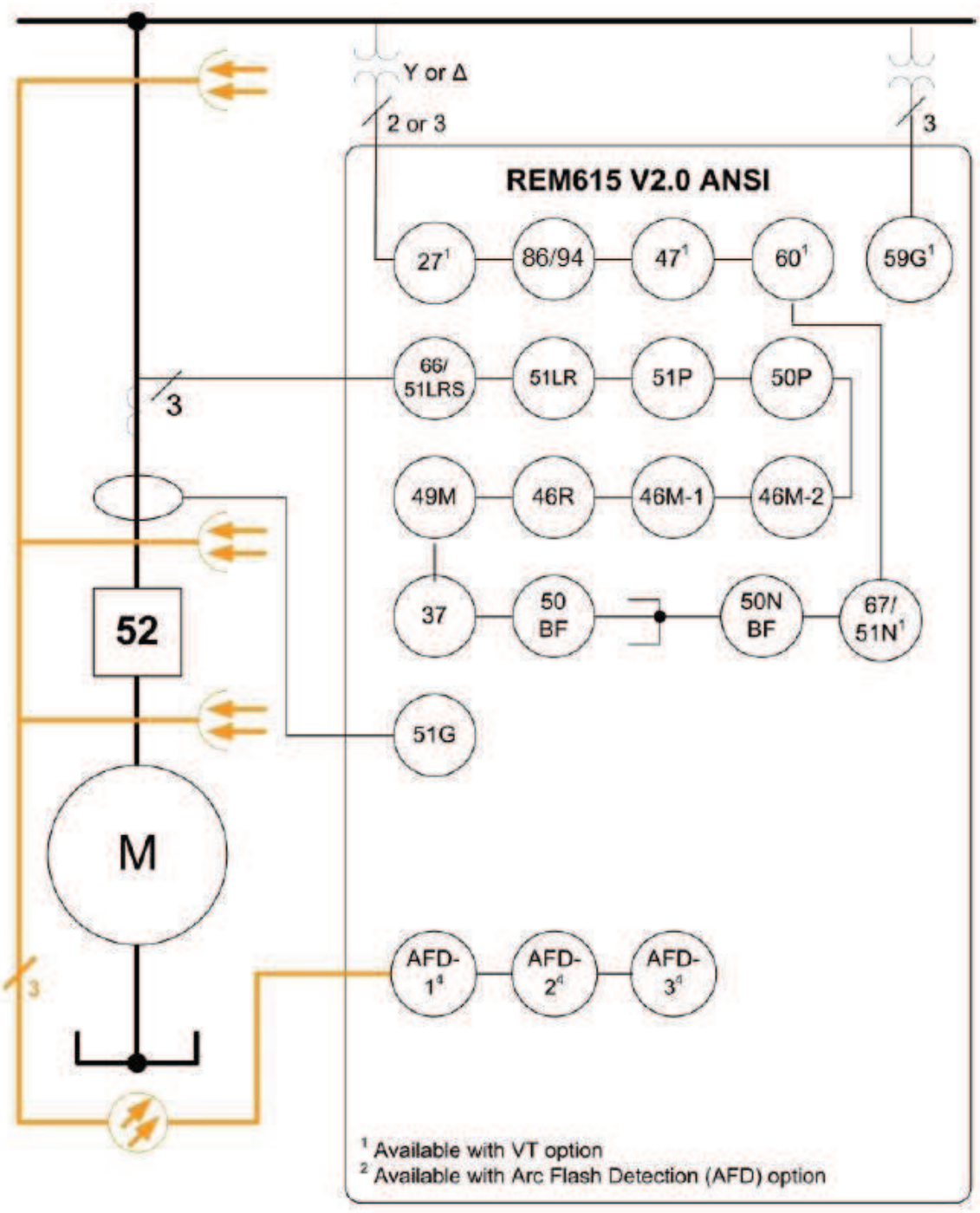

FIGURA 3.4 DIAGRAMA UNIFILAR DE PROTECCIONES DEL REM615

3.6.3 CONTROL

El REM615 ofrece funcionalidad básica de control que facilita, a través de la HMI del panel frontal o por medio de controles remotos, el control de un interruptor de circuito. Así mismo el relé está provisto de un sistema de autenticación de cuatro niveles, basado en rol, para mantener la información íntegra y proteger al relé de acceso no autorizado.

Para controlar la disponibilidad operacional de las características del REM615, se incluye un conjunto completo de funciones de monitorización para supervisar la condición del propio IED, interruptor y circuito de disparo. Donde incluye chequeo de desgaste del interruptor, presión de gas de las cámaras de extinción y tiempo de carga del resorte del mecanismo de operación del mismo. Además se monitorea el tiempo de recorrido y número de operaciones del interruptor de circuito, con lo que se obtiene información básica para programar mantenimiento del interruptor.

En la TABLA 3.12 y TABLA 3.13 se detallan las características de control, medición y automatización del relé REM615.

TABLA 3.12 CARACTERÍSTICAS DE CONTROL, MEDICIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DEL REM615

		Entradas Analógicas	3 TC + TC	3 TC + TC
			tierra	tierra + 5 TP
		Código de Ordenar	AA	CA
Control	ANSI			
Control interruptor circuito	52		•	•
Arranque emergencia	62EST		•	•
Monitoreo y supervisión				
Monitoreo circuito disparo	TCM		•	•
Monitoreo condición interruptor	52CM		•	•

TABLA 3.13 CARACTERÍSTICAS DE CONTROL, MEDICIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DEL REM615

		Entradas Analógicas	3 TC + TC	3 TC + TC
			tierra	tierra + 5 TP
		Código de Ordenar	AA	CA
Monitoreo y supervisión				
Falla fusible	60			•
Monitoreo secundario abierto TC	CCM		•	•
Temporizador operación máquina, 2 elementos	OPTM-1, OPTM-2		•	•
Medición				
Corrientes trifásicas	IA, IB, IC		•	•
Corrientes secuencia	I1, I2, I0		•	•
Corriente tierra	IG		•	•
Demanda corrientes fase			•	•
Máxima demanda corrientes fase			•	•
Voltajes trifásicos	VA, VB, VC			•
Voltajes secuencia	V1, V2, V0			•
Voltaje tierra	VG			•
Potencia, energía y factor potencia	P, E y FP			•
Automatización & Comunicaciones				
10/100BaseT Ethernet (RJ45)			•	•
100BaseFL Ethernet(LC)			◦	◦
10/100BaseT Ethernet (RJ45) + RS-485 (1x4-hilos o 2x2-hilos) + IRIG-B			◦	◦
100BaseFL Ethernet(LC) + RS-485 (1x4-hilos o 2x2-hilos) + IRG-B			◦	◦
Ethernet 10/100BaseT (RJ45) + configurable RS232/RS485 + [RS485 o fibra vidrio serial (ST)] + IRG-B			◦	◦
Registros				
Grabador de secuencia de eventos	SER		•	•
Grabador de fallas	FLR		•	•
Grabador digital fallas (forma onda)	DFR		•	•

3.6.4 COMUNICACIÓN ESTÁNDAR

Para comunicación inter-aparatos en subestaciones, además de soportar totalmente el nuevo estándar IEC 61850, permite el protocolo estándar de la industria Modbus y los conocidos protocolos DNP3 e IEC 60870-5-103[20].

Si se desea obtener un estampado exacto de tiempo, el relé de protección de motor soporta sincronización sobre Ethernet utilizando SNTP o sobre una barra separada usando IRIG-B.

3.6.5 OTRAS CARACTERÍSTICAS

- ENTRADAS ANALÓGICAS
  - Corrientes trifásicas y tierra: Programable 5/1 A.
  - Frecuencia nominal: Programable 60/50Hz.
  - Voltajes trifásicos y tierra: Voltaje secundario nominal programable (disponible como opción).

- ENTRADAS Y SALIDAS BINARIAS
  - Estándar 8, 12 entradas binarias con entradas de TP.
  - Dos salidas NO con monitoreo de circuito de disparo.
  - Tres salidas NO.
  - Una salida forma C.
  - Una salida de alarma de auto-chequeo Forma C.
  - Estándar 10 salidas binarias.

[20] IEC 60870-5-103 es una norma que admite la interoperabilidad entre los dispositivos de protección y control de una subestación, permite funciones específicas de protección y concede al proveedor de un servicio para incorporar sus propias funciones de protección en los rangos de datos privados.

- COMUNICACIÓN
  - IEC 61850-8-1 con mensajería GOOSE.
  - DNP3.0 Level 2 + sobre TCP/IP.
  - Modbus sobre TCP/IP.
  - Sincronización de tiempo a través de SNTP.
  - Puerto serial opcional RS-485 programable para DNP3.0 Level 2 + o Modbus RTU.
  - Sincronización de tiempo opcional IRIG-B.

- VOLTAJE DE CONTROL
  - Opción 1: 48 ... 250 Vcd, 100 ... 240 Vca.
  - Opción 2: 24 ... 60 Vcd.

CAPÍTULO IV

ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

4.1 ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA

4.1.1 INTRODUCCIÓN

El análisis del flujo de potencias en la red de cualquier sistema eléctrico de potencia es uno de los aspectos más importantes tanto dentro de su comportamiento en estado permanente como en la planeación y diseño de una expansión posterior.

Se basa en determinar los flujos de potencia tanto activa como reactiva en cada nodo del sistema a partir de los voltajes de estado estacionario en cada una de las barras de la red para diversas condiciones operacionales o de contingencia, así mismo permite identificar si se necesita aplicar métodos de compensación tales como inyectar potencia inductiva o reactiva o fijar los taps de los transformadores para mejorar y mantener en rangos aceptables los niveles de voltaje.

4.1.2 MODELADO DE UN SISTEMA DE POTENCIA

En el ANEXO B se tiene un breve manual de usuario del DigSilent Power Factory, dirigido a la modelación de un sistema de potencia.

4.1.3 ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA

El objetivo principal de realizar un flujo de carga en el sistema industrial de la REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS es calcular la potencia activa, reactiva, y los valores de voltaje con su respectivo ángulo en todos los nodos de conexión, entendiendo como nodo a las barras de las subestaciones, switchgears y centros de control de motores.

El análisis de flujos de potencia presentado en este proyecto que se realiza sobre el sistema eléctrico de la REE, se calcula empleando el software “DigSilent Power Factory 14.1” y se simula sobre los siguientes escenarios de operación:

- Demanda Media: 17MW
- Demanda Máxima: 25MW

Con el primer escenario, que considera una demanda media, se realiza el flujo de potencia para obtener valores de potencia y voltaje, los que serán comparados con los datos reales tomados en las instalaciones de la refinería y los que se recoge de la simulación ya existente realizada en ETAP.

El segundo escenario que corresponde a la demanda máxima será utilizado para obtener los valores de las corrientes y potencias de cortocircuito, para el diseño y coordinación de protecciones en el CAPÍTULO 5, se utiliza este escenario ya que se recomienda y es considerada como una buena práctica realizar estos estudios en las peores condiciones.

Dentro del presente análisis de flujos de potencia se desea confirmar tanto que la generación pueda suplir con la demanda media de la REE, como que los elementos del sistema se encuentren operando en condiciones normales, es decir que los niveles de voltaje en cada una de las barras no varíen del ±5% del valor nominal establecido para cada una de ellas. De igual manera este análisis sirve de

base para modelar una futura demanda pensando en la ampliación de la REE, aumentando así su producción.

4.1.3.1 Flujo de potencia para las barras principales

Se realiza el flujo de potencia para las barras a nivel de 13.2 kV, en la TABLA 4.1 y TABLA 4.2 se presentan los resultados del mismo.

TABLA 4.1 RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA PARA LOS TERMINALES PRINCIPALES A NIVEL DE 13.2 [kV]

Terminal	Voltaje [kV]	Voltaje [pu]	Ángulo [deg]
B-G7003	13.19302	0.99947	29.28976
BY-G7001	13.19302	0.99947	29.28976
BY-G7002	13.19302	0.99947	29.28976
BY-G7004	13.19233	0.99942	29.28668
Bus S/E J1	13.18362	0.99876	29.27832
Bus S/E J2	13.18460	0.99883	29.27853
Bus T1290A HV	13.17272	0.99793	29.21839
Bus T1290B HV	13.17272	0.99793	29.21839
Bus T1291A HV	13.17156	0.99785	29.21766
Bus T1291B HV	13.17227	0.99790	29.21809
Bus T1292A HV	13.17235	0.99791	29.21685
Bus T1292B HV	13.17245	0.99791	29.21831
Bus T1293A HV	13.17253	0.99792	29.21727
Bus T1293B HV	13.17239	0.99791	29.21795
Bus T1296A HV	13.18933	0.99919	29.27509
Bus T1296B HV	13.18933	0.99919	29.27509
Bus T1297 HV	13.18932	0.99919	29.27448
Bus Y-T1251AB	13.18494	0.99886	29.28038
Bus Y-T1252	13.18927	0.99919	29.28591
Bus Y-T1253A	13.19166	0.99937	29.28863
Bus Y-T1253B	13.19173	0.99937	29.28868
Bus Y-T1254A	13.19146	0.99935	29.28848
Bus Y-T1254B	13.19161	0.99936	29.28851
Bus Y-T1255A	13.18912	0.99918	29.28925

TABLA 4.2 RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA PARA LOS TERMINALES PRINCIPALES A NIVEL DE 13.2 [kV]

Terminal	Voltaje [kV]	Voltaje [pu]	Ángulo [deg]
Bus Y-T1256	13.19059	0.99929	29.28858
Bus Y-T1270B	13.19070	0.99930	29.28674
Bus Y-T1294 HV	13.16434	0.99730	29.20759
Bus Y-T1295A HV	13.16130	0.99707	29.20264
Bus Y-T1295B HV	13.16120	0.99706	29.20286
Bus Y-T1298	13.19019	0.99926	29.28746
BusY-T1255B	13.19267	0.99944	29.28853
E5-VV1	13.18937	0.99919	29.27512
E5-VV2	13.18937	0.99919	29.27512
E7-VV1	13.18937	0.99919	29.27512
HV-DS-001	13.18003	0.99849	29.26652
HVM-A	13.17272	0.99793	29.21839
HVM-B	13.17272	0.99793	29.21839
Poliducto Esm.-Quito	13.19239	0.99942	29.28796
SE G	13.18069	0.99854	29.26861
SE H	13.18182	0.99862	29.27304
SE K	13.18176	0.99862	29.27280
Terminal	13.19631	0.99972	29.28689
Terminal(1)	13.19604	0.99970	29.28850
Terminal(3)	13.19862	0.99990	29.28697
Y-HVDP-F1+P	13.16136	0.99707	29.20290
Y-HVDP-R	13.16437	0.99730	29.20760
Y-SS1271A	13.19182	0.99938	29.28688
Y-SS1271B	13.19184	0.99938	29.28692
Y-SS1272A	13.19055	0.99928	29.28458
Y-SS1272B	13.19063	0.99929	29.28468
Y-SWG-1	13.19510	0.99963	29.31758
Y-SWG-1A1	13.19083	0.99931	29.28860
Y-SWG-1A2	13.19201	0.99940	29.28679
Y-SWG-1A3	13.19233	0.99942	29.28668
Y-SWG-1B1	13.19273	0.99945	29.28879
Y-SWG-1B2	13.19243	0.99943	29.28783
Y-SWG-1B3	13.19233	0.99942	29.28668

Como se puede observar en los resultados del flujo de potencia para las barras principales de la REE que trabajan a 13.2 kV, la magnitud del voltaje de cada una de estas en por unidad está alrededor de 0.99 y el ángulo del fasor alrededor de 29 grados, cumpliendo a cabalidad con la norma IEEE 141-1993[21], es decir que los niveles de voltaje no varían del ±5% del voltaje nominal y el ángulo de voltaje está entre ±30º.

4.1.3.2 Flujo de potencia para los alimentadores principales

Se entiende como alimentadores principales a aquellos que parten de la subestación E, en la TABLA 4.3 y TABLA 4.4 se tienen los resultados del flujo de potencia realizado en esos conductores.

TABLA 4.3 RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA PARA LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES

Alimentador	Voltaje en el terminal i [pu]	Voltaje en el terminal j [pu]	Nivel de carga [%]
1-A1	0.99931	0.99886	24.33147
1-A2	0.99931	0.99937	13.51638
1-A3	0.99931	0.99935	5.87830
1-A4	0.99931	0.99918	30.74580
1-A5	0.99931	0.99849	5.82503
1-A6	0.99931	0.99926	10.03045
1A-7	0.99940	0.99931	31.23627
1-A9	0.99931	0.99929	4.46392
1-A10	0.99940	0.99178	9.24310
1A-11	0.99938	0.99940	1.21919
1-A12	0.00000	0.00000	0.00000
1A-13	0.99940	0.99928	9.74914
1-A15	0.99940	0.99942	36.97703
1A-16	0.99942	0.99919	10.53553
1A-17	0.99942	0.99793	34.36613

[21] La norma IEEE 141-1993, recomendada para distribución de energía eléctrica para plantas industriales, menciona que un sistema eléctrico de distribución a nivel industrial opera en condiciones normales siempre y cuando los niveles de voltaje en sus barras se encuentren dentro de los rangos permisibles: $0.95 < V_{PU} < 1.05$ y sus respectivos ángulos estén entre $-30^{\circ} < \theta < 30^{\circ}$.

TABLA 4.4 RESULTADOS DEL FLUJO DE POTENCIA PARA LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES

Alimentador	Voltaje en el terminal i [pu]	Voltaje en el terminal j [pu]	Nivel de carga [%]
1-B1	0.99919	0.99945	7.18134
1-B2	0.99945	0.99937	16.29166
1-B3	0.99945	0.99936	10.23983
1-B4	0.99945	0.99944	3.88626
1-B5	0.99945	0.99883	9.68906
1B-7	0.99943	0.99945	8.56951
1-B9	0.99929	0.99943	12.23724
1-B10	0.99943	0.99930	12.28891
1-B11	0.99943	0.99938	3.97816
1-B12	0.99963	0.99943	22.74365
1-B14	0.99942	0.99943	15.80085
1B-15	0.99942	0.99919	10.67388
1B-16	0.99793	0.99942	34.36613

En los resultados presentados se puede ver que en cada extremo de los alimentadores, tal como en el caso anterior, los niveles de voltaje en por unidad están alrededor de 0.99, lo que indica que el sistema opera correctamente. Salvo en el caso de 1-A12 que en ambos extremos se mide 0 pu, esto se debe a que en demanda media este alimentador se encuentra desconectado. Por otro lado el nivel de carga no supera el 80%, demostrando así que las líneas no están sobrecargadas.

4.1.3.3 Flujo de potencia para los transformadores

En la TABLA 4.5 se tiene los resultados del flujo de potencia para transformadores, con el voltaje en por unidad tanto para el lado primario como para el secundario y con el porcentaje al cual se encuentran cargados dichos transformadores.

TABLA 4.5 RESULTADO DEL FLUJO DE POTENCIA PARA TRANSFORMADORES

Transformador	Voltaje en el primario [pu]	Voltaje en el secundario [pu]	Nivel de carga [%]
Y-T1251A	0.99886	0.98864	27.77520
Y-T1251B	0.99886	0.99624	12.86499
Y-T1252	0.99919	0.94521	51.72402
Y-T1253A-1	0.99937	0.99595	12.39068
Y-T1253B	0.99937	0.99832	2.23326
Y-T1254A	0.99935	0.99247	21.26846
Y-T1254B	0.99936	0.99936	0.00059
Y-T1255A	0.99918	0.98460	56.23547
Y-T1255B	0.99944	0.99573	14.21628
Y-T1256	0.99929	0.99545	16.32944
Y-T1257	0.99545	0.97385	82.67510
Y-T1261	0.99854	0.99222	40.82827
Y-T1262	0.99876	0.99551	21.40874
Y-T1263	0.99862	0.98393	40.36985
Y-T1264	0.00000	0.00000	0.00000
Y-T1265	0.99883	0.98783	29.76029
Y-T1270A-1	0.99178	0.98342	45.84557
Y-T1270B	0.99930	0.98985	40.59829
Y-T1271A	0.99938	0.99478	16.27370
Y-T1271B	0.99938	0.99395	19.93706
Y-T1272A	0.99928	0.98382	52.81108
Y-T1272B	0.99929	0.99415	25.26178
Y-T1273A	1.00000	0.99963	16.63967
Y-T1273B	1.00000	0.99963	16.63967
Y-T1282	0.99849	0.99546	31.16480
Y-T1290 A	0.99793	0.99793	0.00000
Y-T1290 B	0.99793	0.99793	0.00000
Y-T1291 A	0.99785	0.98320	44.19618
Y-T1291 B	0.99790	0.99306	14.64592
Y-T1292A	0.99791	1.00144	23.78025
Y-T1292B	0.99791	0.99386	11.35488
Y-T1293 A	0.99792	1.02320	22.00622
Y-T1293B	0.99791	0.99427	19.51376
Y-T1294	0.99730	0.99179	18.63886
Y-T1295A	0.99707	0.99839	24.08438
Y-T1295B	0.99706	0.98701	44.29621
Y-T1296A	0.99919	0.98662	37.26981
Y-T1296B	0.99919	0.98668	37.26818
Y-T1297	0.99919	1.05497	22.27354
Y-T1298	0.99926	0.99145	35.54565

De la tabla se puede apreciar que los niveles de voltaje de los transformadores tanto para el primario como para el secundario cumplen con la norma mencionada anteriormente, lo que quiere decir que están operando cabalmente, salvo el Y-T1264 el cual está conectado a la subestación K, la que se considera como auxiliar ya que los equipos de esta se encuentran fuera de servicio para condiciones normales. En cuanto se refiere a la carga de los mismos se puede decir que no están sobrecargados, ya que con excepción del Y-T1257, el nivel de carga está abajo del 80%, por otro lado el porcentaje de carga del Y-T1253B, Y-T1254B, Y-T1290A y Y-T1290B es muy bajo, lo que se debe a que para demanda media estos transformadores alimentan cargas muy pequeñas.

4.2 ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS

4.2.1 INTRODUCCIÓN

Para el diseño y correcto funcionamiento de cualquier sistema de distribución eléctrica se deben efectuar estudios preliminares para poder especificar características de los equipos, especialmente la capacidad de tolerar fallas o cortocircuitos en el sistema.

Un cortocircuito es uno de los sucesos más destructivos dentro de los sistemas de potencia, ya que las corrientes de éste alcanzan valores considerablemente más grandes que los nominales de las líneas, generadores y transformadores.

Las secuelas de un cortocircuito se deben principalmente a los efectos tanto de la sobrecorriente como de la caída de voltaje, ya que si estas corrientes elevadas circulan durante un tiempo extenso, causan graves daños térmicos a los equipos y producen problemas de estabilidad en el SEP.

Al tener un sistema de distribución subterráneo, las fallas se deben principalmente a la pérdida de aislamiento en los conductores y elementos del sistema, también se pueden presentar equipos defectuosos y sobre voltajes transitorios por maniobra.

El estudio de cortocircuitos en un sistema de distribución no es más que un análisis en el que se determina la intensidad de las corrientes de cortocircuito tanto en régimen permanente como transitorio, con el fin de poder realizar un correcto ajuste en las protecciones de los equipos del sistema.

4.2.2 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS

En el presente estudio se calculan los niveles de cortocircuito máximos y mínimos ante fallas en las barras de 0.48, 4.16 y 13.2 kV más importantes del sistema eléctrico de la Refinería, con el fin de establecer las corrientes de cortocircuito máximas monofásicas y trifásicas a medio ciclo en los nodos de dicho SEP.

Al tener un sistema tipo radial, las cargas están distribuidas, por lo que se pueden realizar ciertos casos de estudio que son suficientes para el análisis de cortocircuitos del sistema y así poder determinar los lugares críticos en los que se tiene que implementar mecanismos de protección.

En dichos casos se determinan las corrientes de falla que van a ser utilizadas en la coordinación de protecciones, es decir, con los valores de las corrientes máximas se ajustan los taps y se calculan los dial de los ieds que van a ser utilizados.

El análisis de cortocircuito presentado en este proyecto se ejecuta usando el software “DigSilent Power Factory 14.1”, a través del Método de acuerdo a la

norma IEC60909[22] publicada en el 2001, en la ventana de cálculo de cortocircuitos, y simulando fallas trifásicas y de línea a tierra, en tiempos de medio ciclo de forma independiente para demanda máxima en cada uno de los siguientes casos:

- Fallas individuales en cada uno de los terminales principales.
- Fallas individuales en los alimentadores principales de la subestación E.

Las simulaciones del sistema se efectúan para el escenario de operación citado anteriormente, nombrado como Demanda Máxima, ya que es mejor realizar estos estudios en las peores condiciones, es decir en este caso, trabajando con mayor carga y generando las fallas más perjudiciales, con las intensidades de corriente más elevadas que se puedan ocasionar.

Los valores obtenidos en el presente análisis de corrientes de cortocircuito se utilizan en el Capítulo V, para el diseño y coordinación de los sistemas de protección.

4.2.2.1 Fallas individuales en cada uno de los terminales principales

El presente estudio se realiza provocando fallas individuales en las barras principales del SEP de la REE, para de esta manera obtener los valores propios de cortocircuito de cada una de estas, es decir, Corriente Inicial de Cortocircuito "Ikss" y Potencia Inicial de Cortocircuito "Skss".

Para facilitar este análisis, en el DigSilent se utiliza la función de fallas múltiples en todas las barras, tanto para fallas trifásicas como para fallas monofásicas a tierra.

[22] La norma IEC60909 del 2001 sugiere calcular las corrientes de cortocircuito modelando el SEP, calculando la impedancia de cortocircuito de cada uno de los equipos, refiriéndolas al voltaje nominal y calculando el circuito equivalente Thévenin en el punto de la falla.

4.2.2.1.1 Cortocircuitos trifásicos

En la TABLA 4.6, TABLA 4.7, TABLA 4.8, TABLA 4.9 y TABLA 4.10 se tienen los resultados para fallas múltiples trifásicas en las barras más importantes de la REE.

TABLA 4.6 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
69kV INCOMING	0.000	0.000
B-G7003	24.060	550.078
BY-G7001	24.060	550.078
BY-G7002	24.060	550.078
BY-G7004	24.133	551.743
Bus D-CM02	8.273	59.612
Bus P2-CM02B	7.746	55.815
Bus P2-CO2A	10.137	73.042
Bus S/E J1	18.781	429.400
Bus S/E J2	19.098	436.644
Bus T1290A HV	21.262	486.105
Bus T1290A LV	11.063	79.713
Bus T1290B HV	21.168	483.973
Bus T1290B LV	8.716	62.799
Bus T1291A HV	21.234	485.465
Bus T1291A LV	8.950	64.488
Bus T1291B HV	21.183	484.306
Bus T1291B LV	8.456	60.927
Bus T1292A HV	21.139	483.303
Bus T1292B HV	21.088	482.129
Bus T1293A HV	21.266	486.199
Bus T1293B HV	21.209	484.902
Bus T1296A HV	22.523	514.951
Bus T1296B HV	22.523	514.951
Bus T1297 HV	22.380	511.683
Bus Y-T1251AB	22.584	516.349
Bus Y-T1252	21.578	493.334
Bus Y-T1253A	23.934	547.206
Bus Y-T1253B	23.935	547.217

TABLA 4.7 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
Bus Y-T1270B	23.315	533.048
Bus Y-T1294 HV	18.001	411.555
Bus Y-T1294 LV	19.801	16.462
Bus Y-T1295A HV	17.791	406.745
Bus Y-T1295B HV	17.790	406.745
Bus Y-T1298	23.488	537.000
BusY-T1255B	23.895	546.318
CCM-2	32.515	27.032
CCM-PCM 1A	49.824	41.423
CCM-PCM 1B	53.934	44.840
CCM-PCM 2A	49.390	41.062
CCM-PCM 2B	47.073	39.136
E5-VV1	22.551	515.589
E5-VV2	22.551	515.589
E5-VV7	30.742	36.740
E7-VV1	22.551	515.589
E7-VV3	30.858	36.879
HV-DS-001	16.654	380.758
HVM-A	21.532	492.289
HVM-B	21.532	492.289
MV-M1A	8.838	63.682
MV-M1B	8.331	60.025
Poliducto Esm.-Quito	21.524	492.106
S/E R	17.990	14.957
SE G	17.004	388.769
SE H	17.755	405.927
SE K	17.705	404.780
Y-HLC-K1	0.000	0.000
Y-HMC-A1	14.818	106.771
Y-HMC-E1	8.729	62.898
Y-HMC-E2	7.775	56.023
Y-HMC-E4	2.489	17.935
Y-HMC-E5	2.506	18.055
Y-HVDP-F1+P	17.857	408.269

TABLA 4.8 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
Y-HVDP-R	18.069	413.117
Y-LLC-A1	46.148	38.367
Y-LLC-D1	49.671	41.296
Y-LLC-D2	44.614	37.091
Y-LLC-D3	24.074	20.015
Y-LLC-D4	22.297	18.538
Y-LLC-E1	45.838	38.109
Y-LLC-E2	45.076	37.476
Y-LLC-E3	33.066	27.490
Y-LLC-E4	42.197	35.082
Y-LLC-E5	38.041	31.627
Y-LMC-A1A	35.562	29.565
Y-LMC-A1B	0.000	0.000
Y-LMC-A2	0.000	0.000
Y-LMC-B1	49.605	41.241
Y-LMC-B1A	36.284	30.166
Y-LMC-B1B	33.926	28.205
Y-LMC-CV-10	0.000	0.000
Y-LMC-D1A	32.515	27.032
Y-LMC-D1B	35.642	29.632
Y-LMC-D1C	36.986	30.750
Y-LMC-D1D	33.287	27.674
Y-LMC-D2B	32.515	27.032
Y-LMC-D2C	32.515	27.032
Y-LMC-D2D	32.515	27.032
Y-LMC-D3A	21.238	17.657
Y-LMC-D3B	0.000	0.000
Y-LMC-D4A	19.338	16.077
Y-LMC-D4B	0.000	0.000
Y-LMC-D5A	0.000	0.000
Y-LMC-D5B	18.797	15.627
Y-LMC-E1A	0.000	0.000
Y-LMC-E1B	0.000	0.000
Y-LMC-E1C	33.651	27.977

TABLA 4.9 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
Y-LMC-E1D	0.000	0.000
Y-LMC-E2A	33.169	27.576
Y-LMC-E2B	0.000	0.000
Y-LMC-E2C	0.000	0.000
Y-LMC-E2D	0.000	0.000
Y-LMC-E3A	0.000	0.000
Y-LMC-E3B	0.000	0.000
Y-LMC-E3C	0.000	0.000
Y-LMC-E4A	34.286	28.504
Y-LMC-E4B.	0.000	0.000
Y-LMC-E4C.	0.000	0.000
Y-LMC-E4D.	0.000	0.000
Y-LMC-E5A	36.849	30.636
Y-LMC-E5B	36.905	30.682
Y-LMC-E5C	36.915	30.690
Y-LMC-E5D	0.000	0.000
Y-LMC-EN	43.261	35.967
Y-LMC-F1	30.216	25.121
Y-LMC-F1+P-A	60.548	50.339
Y-LMC-F1+P-B	60.948	50.671
Y-LMC-G1	7.860	6.535
Y-LMC-H1	14.891	12.380
Y-LMC-J1	7.904	6.571
Y-LMC-J2	13.116	10.904
Y-LMC-W	45.011	37.422
Y-LVD-E1	2.844	1.025
Y-SS1271A	23.470	536.603
Y-SS1271B	23.470	536.593
Y-SS1272A	23.486	536.956
Y-SS1272B	23.485	536.933
Y-SWG-1	23.913	546.732
Y-SWG-1A1	24.051	549.881
Y-SWG-1A2	24.127	551.608
Y-SWG-1A3	24.133	551.743

TABLA 4.10 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS TRIFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
Y-SWG-1B1	24.064	550.173
Y-SWG-1B2	24.117	551.378
Y-SWG-1B3	24.133	551.743
Bus Y-T1254A	23.733	542.605
Bus Y-T1254B	23.732	542.586
Bus Y-T1255A	23.698	541.800
Bus Y-T1256	23.698	541.802
Bus Y-T1270A-1	23.492	541.159

Para sistemas de potencia radiales, mientras la falla se encuentre más cercana a la fuente, las corrientes de cortocircuito en las barras serán mayores. El presente sistema puede ser considerado conectado en anillo, ya que cuenta como fuentes con una red externa y cuatro generadores, los que se encuentran en distintos puntos de la red, además la mayoría de las subestaciones se conectan a más de una fuente, por lo que las corrientes de cortocircuito van a estar alrededor de los 20 kA para barras que trabajen con voltaje de 13.2 kV. Cabe recalcar que para barras de voltajes menores, las corrientes de cortocircuito van a ser mayores, esto se debe a la relación del transformador. También las barras que estén con poca carga conectada van a tener corrientes de falla bajas.

Por obvias razones las potencias de cortocircuito van a variar de la misma forma que las corrientes de falla.

4.2.2.1.2 Cortocircuitos monofásicos a tierra

En la TABLA 4.11, TABLA 4.12, TABLA 4.13, TABLA 4.14 y TABLA 4.15 se tienen los resultados para fallas múltiples monofásicas a tierra en las barras más importantes de la REE.

TABLA 4.11 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
69kV INCOMING	0.00000	0.00000
B-G7003	2.47972	18.89797
BY-G7001	2.47972	18.89797
BY-G7002	2.47972	18.89797
BY-G7004	2.47937	18.89531
Bus D-CM02	8.07985	19.40599
Bus P2-CM02B	8.11722	19.49575
Bus P2-CO2A	9.67271	23.23170
Bus S/E J1	2.38620	18.18532
Bus S/E J2	2.40943	18.36233
Bus T1290A HV	2.35874	17.97602
Bus T1290A LV	10.74517	25.80750
Bus T1290B HV	2.35673	17.96071
Bus T1290B LV	9.16565	22.01385
Bus T1291A HV	2.35792	17.96978
Bus T1291A LV	8.80074	21.13740
Bus T1291B HV	2.35670	17.96045
Bus T1291B LV	8.47909	20.36488
Bus T1292A HV	2.35566	17.95251
Bus T1292B HV	2.35442	17.94310
Bus T1293A HV	2.35882	17.97665
Bus T1293B HV	2.35742	17.96597
Bus T1296A HV	2.41768	18.42520
Bus T1296B HV	2.41768	18.42520
Bus T1297 HV	2.41492	18.40417
Bus Y-T1251AB	2.41778	18.42594
Bus Y-T1252	2.40337	18.31610
Bus Y-T1253A	2.47470	18.85974
Bus Y-T1253B	2.47476	18.86020
Bus Y-T1254A	2.46563	18.79059
Bus Y-T1254B	2.46567	18.79090
Bus Y-T1255A	2.46839	18.81165
Bus Y-T1256	2.46853	18.81272
Bus Y-T1270A-1	2.47700	19.02030

TABLA 4.12 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
Bus Y-T1270B	2.45838	18.73536
Bus Y-T1294 HV	2.27390	17.32946
Bus Y-T1294 LV	20.17598	5.59133
Bus Y-T1295A HV	2.26785	17.28330
Bus Y-T1295B HV	2.26785	17.28330
Bus Y-T1298	2.46566	18.79088
BusY-T1255B	2.47618	18.87105
CCM-2	25.93413	7.18708
CCM-PCM 1A	50.53978	14.00599
CCM-PCM 1B	55.15944	15.28623
CCM-PCM 2A	49.48202	13.71286
CCM-PCM 2B	48.08034	13.32441
E5-VV1	2.41905	18.43566
E5-VV2	2.41905	18.43566
E5-VV7	30.23580	12.04509
E7-VV1	2.41905	18.43566
E7-VV3	30.35852	12.09397
HV-DS-001	2.31556	17.64697
HVM-A	2.36542	18.02695
HVM-B	2.36542	18.02695
MV-M1A	8.67764	20.84176
MV-M1B	8.34382	20.03999
Poliducto Esm.-Quito	2.42627	18.49069
S/E R	18.35945	5.08792
SE G	2.32237	17.69883
SE H	2.34780	17.89261
SE K	2.34598	17.87874
Y-HLC-K1	0.00000	0.00000
Y-HMC-A1	0.13203	0.31711
Y-HMC-E1	2.54244	6.10637
Y-HMC-E2	2.52628	6.06757
Y-HMC-E4	1.75808	4.22252
Y-HMC-E5	1.76218	4.23236
Y-HVDP-F1+P	2.26971	17.29749

TABLA 4.13 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
Y-HVDP-R	2.27578	17.34380
Y-LLC-A1	0.00002	0.00001
Y-LLC-D1	49.26338	13.65227
Y-LLC-D2	45.95127	12.73439
Y-LLC-D3	23.28841	6.45387
Y-LLC-D4	22.13530	6.13432
Y-LLC-E1	46.64677	12.92713
Y-LLC-E2	46.11241	12.77904
Y-LLC-E3	34.01251	9.42582
Y-LLC-E4	40.76363	11.29675
Y-LLC-E5	38.12908	10.56664
Y-LMC-A1A	0.00002	0.00001
Y-LMC-A1B	0.00000	0.00000
Y-LMC-A2	0.00000	0.00000
Y-LMC-B1	49.60799	13.74777
Y-LMC-B1A	26.18148	7.25563
Y-LMC-B1B	25.33012	7.01969
Y-LMC-CV-10	0.00000	0.00000
Y-LMC-D1A	25.93413	7.18708
Y-LMC-D1B	27.10159	7.51061
Y-LMC-D1C	27.60805	7.65097
Y-LMC-D1D	23.98522	6.64698
Y-LMC-D2B	25.93413	7.18708
Y-LMC-D2C	25.93413	7.18708
Y-LMC-D2D	25.93413	7.18708
Y-LMC-D3A	17.34271	4.80615
Y-LMC-D3B	0.00000	0.00000
Y-LMC-D4A	16.46500	4.56291
Y-LMC-D4B	0.00000	0.00000
Y-LMC-D5A	0.00000	0.00000
Y-LMC-D5B	16.20081	4.48970
Y-LMC-E1A	0.00000	0.00000
Y-LMC-E1B	0.00000	0.00000
Y-LMC-E1C	26.10970	7.23573

TABLA 4.14 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
Y-LMC-E1D	0.00000	0.00000
Y-LMC-E2A	26.16231	7.25031
Y-LMC-E2B	0.00000	0.00000
Y-LMC-E2C	0.00000	0.00000
Y-LMC-E2D	0.00000	0.00000
Y-LMC-E3A	0.00000	0.00000
Y-LMC-E3B	0.00000	0.00000
Y-LMC-E3C	0.00000	0.00000
Y-LMC-E4A	25.28256	7.00651
Y-LMC-E4B.	0.00000	0.00000
Y-LMC-E4C.	0.00000	0.00000
Y-LMC-E4D.	0.00000	0.00000
Y-LMC-E5A	35.98701	9.97301
Y-LMC-E5B	36.02227	9.98278
Y-LMC-E5C	36.02840	9.98448
Y-LMC-E5D	0.00000	0.00000
Y-LMC-EN	43.20606	11.97361
Y-LMC-F1	31.05631	8.60658
Y-LMC-F1+P-A	62.62040	17.35387
Y-LMC-F1+P-B	63.10450	17.48803
Y-LMC-G1	7.99769	2.21639
Y-LMC-H1	14.53600	4.02834
Y-LMC-J1	8.03754	2.22743
Y-LMC-J2	13.38756	3.71007
Y-LMC-W	44.65536	12.37526
Y-LVD-E1	0.00000	0.00000
Y-SS1271A	2.46490	18.78507
Y-SS1271B	2.46490	18.78507
Y-SS1272A	2.46499	18.78577
Y-SS1272B	2.46499	18.78572
Y-SWG-1	2.47268	18.84438
Y-SWG-1A1	2.47843	18.88816
Y-SWG-1A2	2.47933	18.89501
Y-SWG-1A3	2.47937	18.89531

TABLA 4.15 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS MONOFÁSICOS PARA FALLAS INDIVIDUALES EN CADA UNA DE LAS BARRAS

BARRA	Ikss [kA]	Skss [MVA]
Y-SWG-1B1	2.47946	18.89603
Y-SWG-1B2	2.47935	18.89521
Y-SWG-1B3	2.47937	18.89531

Debido a las circunstancias descritas para fallas trifásicas, en este caso los valores de las corrientes de cortocircuito en la mayoría de las barras van a oscilar entre los 2 kA, valor que se puede considerar bajo en comparación con el valor medio de las corrientes de cortocircuito trifásicas, esto se debe a que el sistema se encuentra aterrizado mediante resistencias para así disminuir la intensidad de las corrientes de cortocircuito monofásicas, para esto se aterrizan todos los generadores y los transformadores Y-T1273A, Y-T1273B, Y-T1264, y Y-T1251A mediante resistencias de 20 Ω y los transformadores Y-T1271A, Y-T1271B, Y-T1255A y Y-T1255B mediante resistencias de 1 Ω. Para las barras asociadas a las subestaciones M y W las corrientes de cortocircuito monofásico van a ser muy elevadas, alcanzando valores de 50 kA, y en otros casos alrededor de 10 kA, esto se debe a que dichas barras alimentan a una gran cantidad de motores trifásicos asincrónicos, los que causarían un gran desbalance en el caso de haber una falla en una de sus fases. Las potencias de cortocircuito tienen la misma variación que las corrientes de cortocircuito.

4.2.2.2 Fallas individuales en los alimentadores principales de la subestación E

Como se explica en el Capítulo II, la subestación E es la principal, ya que alimenta a la mayor parte de la planta, por este motivo los alimentadores asociados a esta subestación se deben considerar para este estudio, para lo que simulamos en el DigSilent fallas trifásicas y monofásicas a tierra en cada uno de estos al 10, 50 y 90% de su longitud. En la TABLA 4.16, TABLA 4.17, TABLA 4.18 y TABLA 4.19 se detallan las corrientes y potencias iniciales de cortocircuito para cada una de las fallas mencionadas.

TABLA 4.16 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA S/E E

Alimentador	Porcentaje de la línea	Falla Trifásica		Falla Monofásica a Tierra	
		Ikss A [kA]	Skss A [MVA]	Ikss A [kA]	Skss A [MVA]
1A-1	10%	23.900	546.43	2.472	18.84
	50%	23.306	532.84	2.448	18.65
	90%	22.727	519.60	2.424	18.47
1A-2	10%	24.029	549.38	2.478	18.88
	50%	23.964	547.89	2.476	18.87
	90%	23.936	547.24	2.475	18.86
1A-3	10%	23.993	548.55	2.476	18.87
	50%	23.819	544.58	2.469	18.82
	90%	23.739	542.74	2.466	18.79
1A-4	10%	24.017	549.09	2.477	18.88
	50%	23.877	545.89	2.473	18.85
	90%	23.734	542.63	2.469	18.82
1A-5	10%	22.711	519.24	2.443	18.62
	50%	18.455	421.93	2.348	17.90
	90%	16.774	383.51	2.315	17.64
1A-6	10%	23.994	548.58	2.477	18.88
	50%	23.768	543.41	2.472	18.84
	90%	23.544	538.28	2.467	18.80
1A-7	10%	24.111	551.24	2.479	18.89
	50%	24.065	550.20	2.478	18.89
	90%	24.050	549.86	2.478	18.89
1A-9	10%	24.016	549.09	2.477	18.88
	50%	23.876	545.89	2.473	18.85
	90%	23.734	542.63	2.470	18.82

TABLA 4.17 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA S/E E

Alimentador	Porcentaje de la línea	Falla Trifásica		Falla Monofásica a Tierra	
		Ikss A [kA]	Skss A [MVA]	Ikss A [kA]	Skss A [MVA]
1A-10	10%	24.155	556.45	2.494	19.15
	50%	23.697	545.90	2.482	19.06
	90%	23.500	541.35	2.477	19.02
1A-11	10%	23.482	536.87	2.465	18.79
	50%	23.648	540.67	2.469	18.81
	90%	24.006	548.86	2.477	18.87
1A-12	10%	23.993	548.55	2.477	18.87
	50%	23.712	542.14	2.470	18.82
	90%	23.824	544.69	2.471	18.83
1A-13	10%	24.008	548.90	2.477	18.87
	50%	23.656	540.84	2.469	18.81
	90%	23.496	537.19	2.465	18.79
1A-15	10%	24.127	551.61	2.479	18.89
	50%	24.128	551.64	2.479	18.89
	90%	24.131	551.72	2.479	18.90
1A-16	10%	23.810	544.36	2.468	18.81
	50%	22.907	523.72	2.434	18.55
	90%	22.558	515.74	2.420	18.44
1A-17	10%	23.551	538.44	2.457	18.72
	50%	22.013	503.27	2.393	18.23
	90%	21.512	491.84	2.366	18.03

TABLA 4.18 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA S/E E

Alimentador	Porcentaje de la línea	Falla Trifásica		Falla Monofásica a Tierra	
		Ikss A [kA]	Skss A [MVA]	Ikss A [kA]	Skss A [MVA]
1B-9	10%	23.494	537.15	2.465	18.79
	50%	23.650	540.72	2.469	18.81
	90%	23.999	548.69	2.477	18.87
1B-10	10%	23.965	547.91	2.475	18.86
	50%	23.514	537.61	2.464	18.78
	90%	23.322	533.21	2.459	18.74
1B-11	10%	23.997	548.65	2.477	18.87
	50%	23.643	540.55	2.469	18.81
	90%	23.481	536.84	2.465	18.79
1B-12	10%	23.823	544.66	2.471	18.83
	50%	23.708	542.03	2.470	18.82
	90%	23.984	548.35	2.477	18.87
1B-14	10%	24.128	551.65	2.479	18.89
	50%	24.117	551.40	2.479	18.89
	90%	24.116	551.36	2.479	18.89
1B-15	10%	23.814	544.45	2.468	18.81
	50%	22.917	523.96	2.434	18.55
	90%	22.561	515.82	2.420	18.44
1B-16	10%	21.512	491.84	2.366	18.03
	50%	22.013	503.27	2.393	18.23
	90%	23.551	538.44	2.457	18.72

TABLA 4.19 RESULTADOS DE CORTOCIRCUITOS EN LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES DE LA S/E E

Alimentador	Porcentaje de la línea	Falla Trifásica		Falla Monofásica a Tierra	
		Ikss A [kA]	Skss A [MVA]	Ikss A [kA]	Skss A [MVA]
1B-1	10%	21.818	498.82	2.411	18.37
	50%	22.799	521.26	2.411	18.60
	90%	23.809	544.34	2.472	18.84
1B-2	10%	24.041	549.64	2.479	18.99
	50%	23.971	548.04	2.476	18.87
	90%	23.937	547.28	2.475	18.86
1B-3	10%	24.004	548.80	2.477	18.88
	50%	23.823	544.67	2.470	18.82
	90%	23.738	542.73	2.466	18.79
1B-4	10%	24.047	549.79	2.479	18.89
	50%	23.979	548.24	2.478	18.88
	90%	23.912	546.70	2.477	18.87
1B-5	10%	23.384	534.64	2.471	18.83
	50%	21.098	482.38	2.441	18.60
	90%	19.432	444.28	2.415	18.41
1B-7	10%	24.101	551.03	2.479	18.89
	50%	24.063	550.16	2.479	18.89
	90%	24.059	550.07	2.479	18.89

Para fallas monofásicas las corrientes de cortocircuito de todos los alimentadores y en cualquier parte de estos van a ser muy parecidas, alrededor de 2.4 kA, por los mismos motivos explicados anteriormente. Para fallas trifásicas sucede igual, los valores de las corrientes de cortocircuito van a oscilar alrededor de los 23 kA, salvo en los alimentadores 1A-5 y 1B-5, donde dichas corrientes van a ser menores, esto se debe a que estos dos alimentadores son los que proveen energía al anillo formado por las subestaciones F, G, K, H, J1 y J2.

4.2.3 ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITOS Y CAPACIDAD DE CORTE DE INTERRUPTORES

En la TABLA 4.20 se tiene las características de los interruptores asociados a los relés utilizados en cada uno de los casos del estudio de coordinación de protecciones del Capítulo V.

TABLA 4.20 CAPACIDAD DE CORTE DE INTERRUPTORES

Marca	Modelo	Capacidad Nominal		Capacidad de cortocircuito	Tiempo de Corte [ms]	DATOS DEL ELEMENTO A PROTEGER				
		Vmáx. [kV]	In [A]	Irms Simétrica [kA]		Tipo	Código	Vn [kV]	In [A]	I falla [kA]
SCHNEIDER	LF2	17.50	630	25	65	Generador	G1,2,3	13.20	342	1.90
SCHNEIDER	LF2	17.50	1250	25	65	Generador	G4	13.20	656	3.70
SIEMENS	15-GMSG-750-1200-97	13.80	1200	28	83	Alimentador	1A-4	13.20	240	25.00
SIEMENS	15-GMSG-750-1200-97	13.80	1200	28	83	Alimentador	1A-5	13.20	240	21.40
SIEMENS	15-GMSG-500-1200-62	13.80	1200	18	83	Alimentador	1A-7	13.20	480	11.90
SIEMENS	15-GMSG-750-1200-97	13.80	1200	28	83	Alimentador	1A-12	13.20	480	17.80
SIEMENS	15-GMSG-750-1200-97	13.80	1200	28	83	Alimentador	1A-13	13.20	310	24.00
SIEMENS	15-GMSG-500-1200-62	13.80	1200	18	83	Alimentador	1A-15	13.20	480	15.60
SIEMENS	15-GMSG-750-1200-97	13.80	1200	28	83	Alimentador	1B-7	13.20	480	17.00
GE	GG07S	13.20	630	50	65	Alimentador	1B-9	13.20	310	24.00
SIEMENS	15-GMSG-750-1200-97	13.80	1200	28	83	Alimentador	1B-12	13.20	480	17.70
SIEMENS	15-GMSG-500-1200-62	13.80	1200	18	83	Alimentador	1B-14	13.20	480	13.40
GE	MIC7052	13.20	200	31	45	Primario Transformador	Y-T1255A	13.20	132	24.00
SIEMENS	5-GMSG-250-1200-97	4.16	1200	29	83	Secundario Transformador	Y-T1255A	4.16	416	7.30
GE	MIC7052	13.20	70	20	40	Primario Transformador	Y-T1282	13.20	70	16.70
ABB	Tmax XT1	0.48	160	65	75	Secundario Transformador	Y-T1282	0.48	1925	30.20
GE	GG04S	4.16	400	50	65	Motor	P-C1	4.16	110	0.88

4.3 ANÁLISIS COMPARATIVO

Este análisis se basa en realizar una comparación de resultados específicos como niveles de voltaje en los switchgears, corrientes que circulan por los alimentadores y potencia activa y reactiva suministrada por los generadores, entre la simulación realizada en este proyecto por medio del DIGSILENT POWER FACTORY, una previa simulación hecha en el modelo de ETAP con el que cuenta la REE e información real del sistema, en esta última es importante mencionar que se recopilaron datos tanto en las subestaciones principales E y M, como en varios puntos de la refinería a través de mediciones previas realizadas por los operadores del departamento de mantenimiento eléctrico.

4.3.1 ANÁLISIS COMPARATIVO DE GENERACIÓN

Para realizar una comparación en el aspecto de generación es fundamental cotejar los valores de potencia activa y reactiva, en este caso será para el escenario de demanda media, que cuenta con tres generadores y el aporte de la subestación Incoming.

En la TABLA 4.21 se tiene la comparación entre el modelo realizado en el DigSilent Power Factory y el modelo existente hecho en el Etap.

TABLA 4.21 COMPARACIÓN DE GENERACIÓN EN DEMANDA MEDIA ENTRE ETAP Y DIGSILENT POWER FACTORY

Generador	Potencia Nominal[MVA]	Etap		DigSilent Power Factory	
		Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]
SNI	25.000	2.300	0.460	2.494	0.039
Generador 1	7.813	*	*	*	*
Generador 2	7.813	4.000	0.883	4.000	3.500
Generador 3	7.813	4.000	0.970	4.000	4.300
Generador 4	15.000	7.000	0.861	6.800	5.400

De igual manera, en la TABLA 4.22 se tiene la comparación entre el modelo realizado en el DigSilent Power Factory y los datos tomados en la planta de la REE.

TABLA 4.22 COMPARACIÓN DE GENERACIÓN EN DEMANDA MEDIA ENTRE DATOS REALES Y DIGSILENT POWER FACTORY

Generador	Potencia Nominal[MVA]	Datos Reales		DigSilent Power Factory	
		Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]	Potencia Activa [MW]	Potencia Reactiva [MVAR]
SNI	25.000	2.267	0.000	2.494	0.083
Generador 1	7.813	*	*	*	*
Generador 2	7.813	3.994	3.400	4.000	3.500
Generador 3	7.813	3.994	4.468	4.000	4.300
Generador 4	15.000	6.724	5.369	6.800	5.400

* Los recuadros que se encuentran con asterisco corresponden al Generador 1 que se encuentra fuera de servicio.

De las tablas anteriores se puede observar que los valores de generación dados en el presente proyecto se asimilan mucho a los de las mediciones tomadas en la planta, tanto en potencia activa como reactiva, mientras que los valores que arroja la simulación existente en Etap difieren mucho en el caso de potencia reactiva.

En la FIGURA 4.1, tomada de las pantallas ubicadas en la cabina de control de generadores, se indica el despacho de generación para demanda media con tres generadores en servicio, donde la Subestación Incoming asume la variación de carga con el alimentador 1B-12.

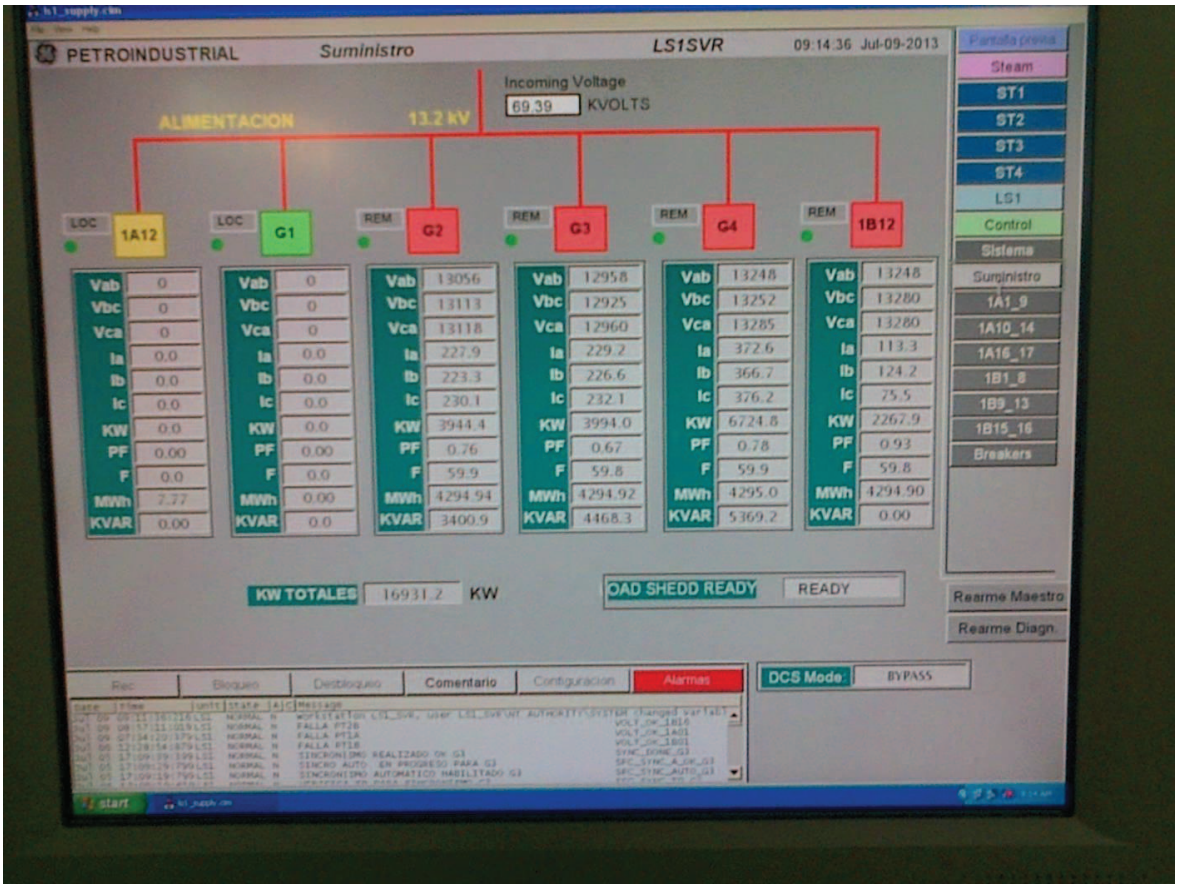

FIGURA 4.1 CABINA DE CONTROL DE GENERACIÓN

Al realizar un despacho de generación, las potencias activas son muy cercanas a las observadas en el centro de control como describe la figura, si el SNI estuviera desconectado el generador 4 asumirá la referencia de voltaje y los otros generadores el control del factor de potencia.

4.3.2 ANÁLISIS COMPARATIVO DE VOLTAJES

Para este análisis se comparan los niveles de voltaje de las principales subestaciones en por unidad, tanto para demanda media como para demanda máxima.

En la TABLA 4.23 se comparan valores de voltaje y factor de potencia en cada una de las subestaciones principales, entre los dados por la simulación hecha en el presente proyecto y la existente de Etap, para demanda media.

TABLA 4.23 COMPARACIÓN DE VOLTAJES DE SUBESTACIONES ENTRE ETAP Y DIGSILENT POWER FACTORY PARA DEMANDA MEDIA

Subestación	Voltaje Nominal [kV]	Etap		DigSilent Power Factory	
		Voltaje [pu]	Factor de Potencia	Voltaje [pu]	Factor de Potencia
INCOMING	69.0	0.876	0.339	1.000	1.000
E	13.2	0.873	0.448	0.987	0.876
M	13.2	0.865	0.886	0.987	0.876
D	13.2	0.872	0.829	0.987	0.876
F	13.2	0.840	0.898	0.987	0.876
G	13.2	0.870	0.870	0.987	0.876
H	13.2	0.869	0.784	0.987	0.876
J1	13.2	0.870	0.818	0.987	0.876
J2	13.2	0.856	0.850	0.987	0.876
R	13.2	0.889	0.896	0.986	0.876
F1-P	13.2	0.862	0.877	0.986	0.876
VV	13.2	0.872	0.829	0.987	0.876
A	13.2	0.839	0.870	0.987	0.876
B	13.2	0.899	0.880	0.987	0.876

En la TABLA 4.24 se tienen los mismos resultados que en la tabla anterior, a diferencia que el escenario de operación es el de demanda máxima.

TABLA 4.24 COMPARACIÓN DE VOLTAJES DE SUBESTACIONES ENTRE ETAP Y DIGSILENT POWER FACTORY PARA DEMANDA MÁXIMA

Subestación	Voltaje Nominal [kV]	Etap		DigSilent Power Factory	
		Voltaje [pu]	Factor de Potencia	Voltaje [pu]	Factor de Potencia
INCOMING	69.0	0.848	0.460	0.999	1.000
E	13.2	0.848	0.473	0.999	0.881
M	13.2	0.835	0.883	0.999	0.881
D	13.2	0.843	0.970	0.999	0.880
F	13.2	0.869	0.861	0,998	0.881
G	13.2	0.841	0.813	0.998	0.883
H	13.2	0.840	0.775	0.998	0.881
J1	13.2	0.841	0.812	0.998	0.880
J2	13.2	0.842	0.816	0.999	0.880
R	13.2	0.832	0.892	0.996	0.881
F1-P	13.2	0.831	0.885	0.996	0.881
VV	13.2	0.843	0.829	0.999	0.880
A	13.2	0.869	0.864	0.998	0.880
B	13.2	0.872	0.879	0.999	0.008

Como se puede ver, tanto para demanda media como para demanda máxima, los niveles de voltaje en por unidad de la simulación realizada en otro software tienen una caída de voltaje superior al 5%, fuera de la recomendación de la norma IEEE 141-1993, denotando que podría causar daños o problemas con la operación normal de la refinería. La subestación K se encuentra fuera de servicio por eso no se enlista.

En la FIGURA 4.2 se muestra un multímetro instalado en la subestación E, donde se observa el nivel de voltaje que se mantiene en los switchgears, superando en un 0.1% de la magnitud nominal en dos de sus tres fases y en la tercera baja 0.1% manteniendo un promedio de 13.2 kV.

FIGURA 4.2 MULTÍMETRO UBICADO EN LA SUBESTACIÓN E

Si comparamos los resultados obtenidos en ambas simulaciones con los de la figura y con las mediciones realizadas por el área de mantenimiento eléctrico, donde las caídas de voltaje no sobrepasan el 5% en las subestaciones principales, observamos que los resultados obtenidos en DigSilent Power Factory se ajustan más al caso real, demostrando que el modelo realizado en el presente proyecto tiene un porcentaje de certeza elevado.

4.3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO DE CORRIENTE

El análisis comparativo de las intensidades de corriente se realiza solamente entre la simulación de este proyecto y los datos reales tomados de las mediciones, ya

que los reportes del flujo de potencia del Etap en el escenario de operación de demanda media no detallan el nivel de carga en los alimentadores.

De igual manera la comparación se realiza solo para algunos alimentadores de las subestaciones E y M, debido a que no se obtuvieron todos los datos en el sistema de monitoreo remoto. En la TABLA 4.25 y TABLA 4.26 se encuentran los valores de corriente nominal y nivel de carga de los alimentadores mencionados anteriormente.

TABLA 4.25 COMPARACIÓN DE CORRIENTES EN DEMANDA MEDIA ENTRE DATOS REALES Y DIGSILENT POWER FACTORY PARA ALIMENTADORES "A"

Subestación	Corriente Nominal Primario del Transformador [A]	Datos Reales		DigSilent Power Factory	
		Corriente Nominal del Alimentador [A]	Nivel de carga en el Alimentador [%]	Corriente Nominal del Alimentador [A]	Nivel de carga en el Alimentador [%]
1A-1	174.95	420	41.65	420	24.33
1A-2	87.47	452	19.35	452	13.50
1A-3	87.70	420	20.88	420	5.87
1A-4	131.21	240	54.67	240	30.74
1A-5	*	240	*	240	5.82
1A-6	87.47	310	28.21	310	10.03
1A-7	*	480	*	480	31.23
1A-9	65.60	240	27.33	240	4.46
1A-10	47.70	175	27.25	175	9.24
1A-11	131.11	310	42.29	310	1.21
1A-12	*	480	*	480	0.00
1A-13	87.47	310	28.21	310	9.74
1A-15	*	480	*	480	36.97
1A-16	*	358	*	358	10.53
1A-17	*	358	*	358	34.36

*Datos no disponibles.

TABLA 4.26 COMPARACIÓN DE CORRIENTES EN DEMANDA MEDIA ENTRE DATOS REALES Y DIGSILENT POWER FACTORY PARA ALIMENTADORES "B"

Subestación	Corriente Nominal Primario del Transformador [A]	Datos Reales		DigSilent Power Factory	
		Corriente Nominal del Alimentador [A]	Nivel de carga en el Alimentador [%]	Corriente Nominal del Alimentador [A]	Nivel de carga en el Alimentador [%]
1B-1	43.73	452	9.62	452	7.18
1B-2	87.47	452	19.35	452	16.29
1B-3	87.47	420	19.35	420	10.23
1B-4	131.00	480	31.19	480	38.86
1B-5	*	320	*	320	9.62
1B-6	*	480	*	480	1.09
1B-7	*	480	*	480	8.56
1B-9	87.47	310	28.21	310	12.23
1B-10	43.73	175	24.98	175	12.28
1B-11	218.69	310	70.54	310	3.97
1B-12	*	480	*	480	22.74
1B-14	*	480	*	480	15.80
1B-15	*	358	*	358	10.67
1B-16	*	358	*	358	34.36

*Datos no disponibles

De los resultados de las tablas se puede observar que ningún alimentador se encuentra cargado más allá del 50% en su capacidad nominal de corriente, tomando en cuenta que los transformadores Y-T1272B y Y-T1277B están sobrecargados en un 189% y 139% respectivamente, esto depende mucho de la intermitencia de las cargas en el interior de la refinería como también hay varias subestaciones desconectadas del sistema, como la VV, que se encargan de proporcionar energía a diferentes procesos industriales dentro del sistema.

En la FIGURA 4.3, FIGURA 4.4, FIGURA 4.5 y FIGURA 4.6 se tienen capturas de pantalla del sistema de monitoreo para los alimentadores principales de la subestación E, llamados tipo "A" y tipo "B".

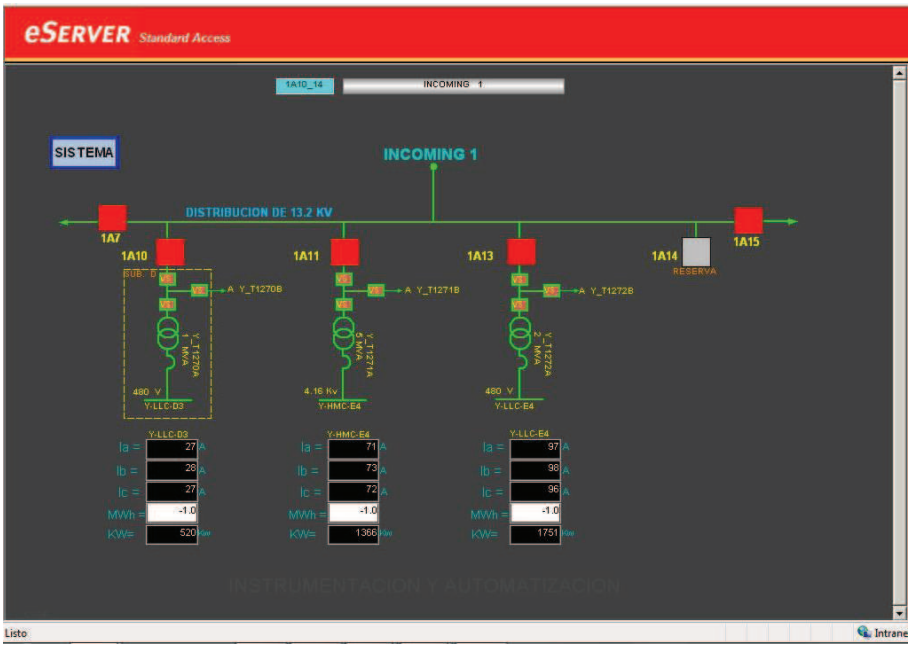

FIGURA 4.3 CAPTURA DE PANTALLA DEL SISTEMA DE MONITOREO PARA ALIMENTADORES TIPO "A"

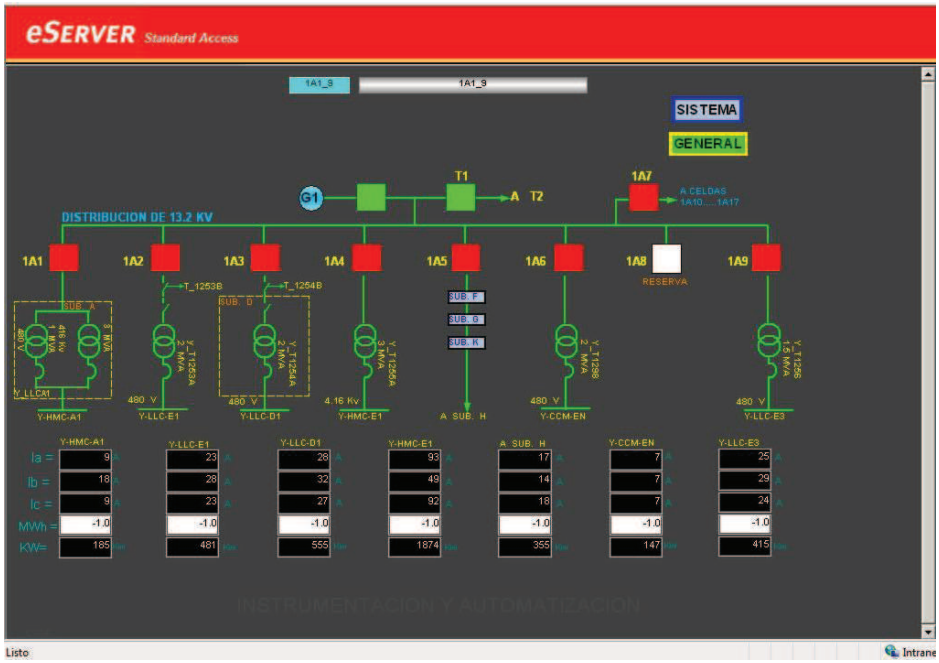

FIGURA 4.4 CAPTURA DE PANTALLA DEL SISTEMA DE MONITOREO PARA ALIMENTADORES TIPO "A"

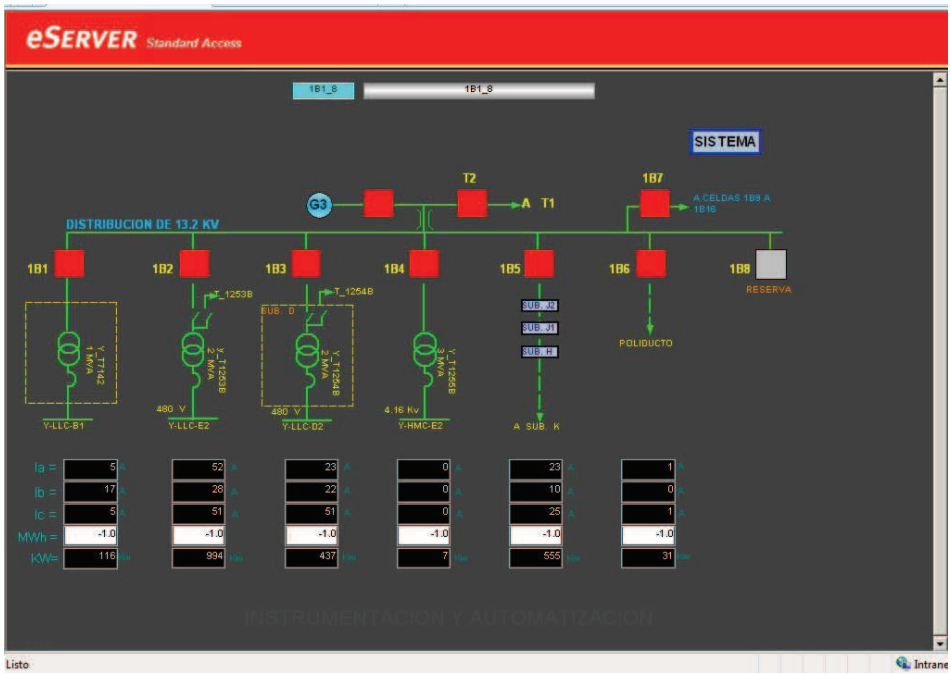

FIGURA 4.5 CAPTURA DE PANTALLA DEL SISTEMA DE MONITOREO PARA ALIMENTADORES TIPO "B"

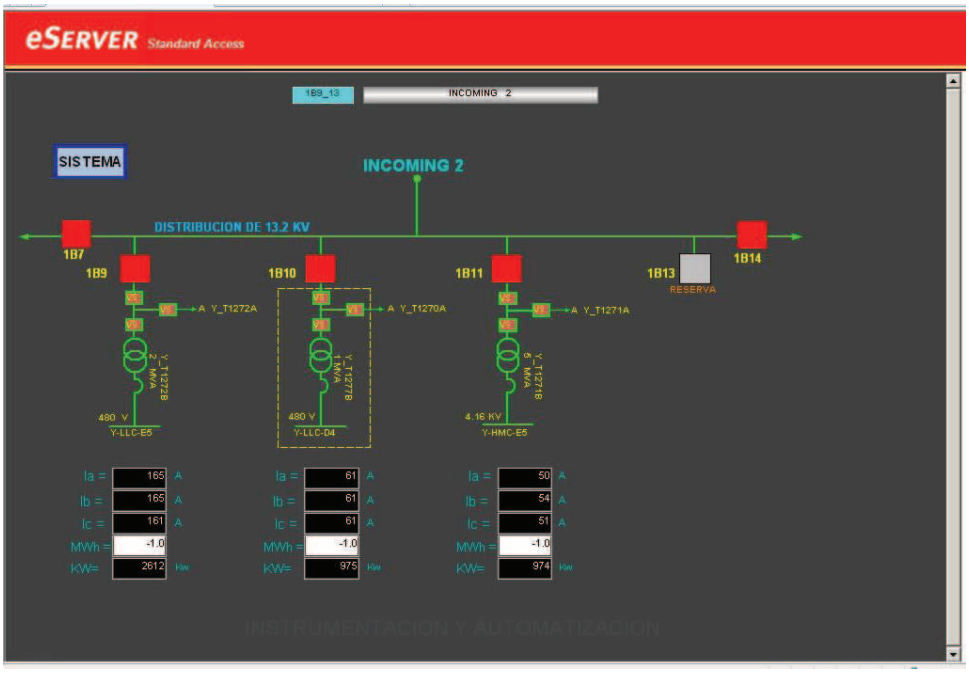

FIGURA 4.6 CAPTURA DE PANTALLA DEL SISTEMA DE MONITOREO PARA ALIMENTADORES TIPO "B"

CAPÍTULO V

DISEÑO Y COORDINACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN AL DISEÑO DE PROTECCIONES

Las protecciones eléctricas son de vital importancia dentro de cualquier sistema eléctrico sea este de generación, transmisión o distribución de energía así como en el área industrial, comercial y domiciliaria. Estas vienen estrechamente ligadas a la continuidad del servicio, para evitar daños a equipos, pérdidas técnico-económicas y prevenir lesiones al personal encargado de la instalación y mantenimiento de elementos en un sistema ya sea nuevo o que se encuentre en operación.

El software que se utiliza en este estudio es el DigSilent Power Factory (Digital Simulator for Electrical Network) versión 14.1 (demo), donde se modela y simula el SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL de la refinería con los datos recogidos en el levantamiento de equipos y carga que se realizó dentro de las instalaciones de la REE, mismo que es expuesto en el CAPÍTULO 2 y en los anexos entregados.

Los datos de Flujos de Potencia y Cortocircuitos necesarios para el diseño y coordinación de protecciones se encuentran en el CAPÍTULO 4, y las funciones de protección para cada modelo relevador que serán utilizadas en este proyecto se muestran en el CAPÍTULO 3.

5.2 FILOSOFÍA DE PROTECCIÓN

Este estudio de coordinación de protecciones se realiza exclusivamente para los 4 generadores que se encuentran actualmente instalados en la refinería y para la subestación E, dado que aquí es donde se reemplazarán parcialmente relés de tipo electromecánico por IEDs ABB familia Relion de características específicas para la protección de alimentadores, transformadores y para el control y protección de grandes motores. Cabe recalcar que las funciones de protección 50, 50N, 51 y 51N se ajustan y coordinan con la ayuda del DigSilent Power Factory, para las demás funciones de protección se siguen los procedimientos que recomiendan las siguientes normas:

- Protección de generadores: IEEE Std C37.102-2006.
- Protección de transformadores: IEEE Std C37.91-2000.
- Protección de motores: IEEE Std C37.96-200.
- Protección de alimentadores: IEEE Std 141-1993 y IEEE Std 242-2001.

5.3 CRITERIOS DE DISEÑO

Si se presentara alguna falla en cualquier instante, los dispositivos que conforman en su totalidad el sistema de protección tienen que actuar siempre de acuerdo a ciertas cualidades que se describen a continuación.

5.3.1 VELOCIDAD/RAPIDEZ

Esta cualidad se refiere al tiempo en el que el relé detecta condiciones de falla, mismo que debe ser el menor posible al igual que el tiempo de despeje, este último depende de la clase de interruptor que se encuentra en servicio.

5.3.2 SELECTIVIDAD

Esta cualidad se refiere a que la falla se despeje únicamente dentro de la zona de protección prevista en el diseño y coordinación, aislando así el elemento que se encuentra donde se presenta el cortocircuito.

5.3.3 SENSIBILIDAD

Esta cualidad se refiere a detectar la mínima magnitud de falla con la mayor exactitud posible, es decir que el error de medición debe ser lo más bajo posible.

5.3.4 CONFIABILIDAD

Esta cualidad se refiere a la probabilidad de que un equipo, en este caso de protección, funcione de una manera correcta bajo ciertas condiciones técnicas y ambientales.

5.4 PROTECCIÓN DE GENERADORES

Los ajustes de las diferentes funciones de protección para los generadores son calibrados de acuerdo a los procedimientos que sugiere la norma IEEE C37.102 2006[23], Guide for AC Generator Protection.

[23] IEEE Std C37.102-2006 Guia para protección de Generador AC esta norma es ampliamente aceptada para la selección de equipo cuya función es la de protección sea el caso de generadores hidráulicos, de vapor, o vapor condensado, brindando un respaldo y dando procedimientos o un filosofía válida para la mayoría de escenarios en los que un elemento de protección es aplicable.

5.4.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL PARA GENERADOR (87G)

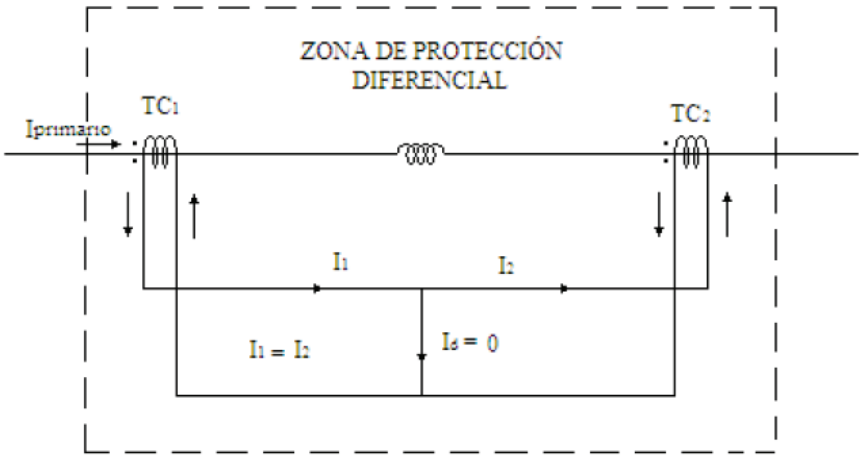

FIGURA 5.1 ESQUEMA BÁSICO PROTECCIÓN DIFERENCIAL

En la FIGURA 5.1 se tiene el esquema básico de la protección diferencial. Para esto, la corriente mínima de operación viene dada por corrientes de restricción menores a 5 A para TCs de relación de transformación N/5.

Para que la operación no sea causa directa de la saturación, sino que esta se dé por una falla interna, se trabaja con zonas de saturación con una corriente superior a 5 A.

$$I_r = (5A + 5A)/2 = 5A$$

$$I_0 = 0.2\ A$$

Se asume un error de +/- 2% para cada uno de los TCs, por lo tanto el error total en la medición es el 4% de 5 A.

$$0.04\ \times 5A = 0.2A$$

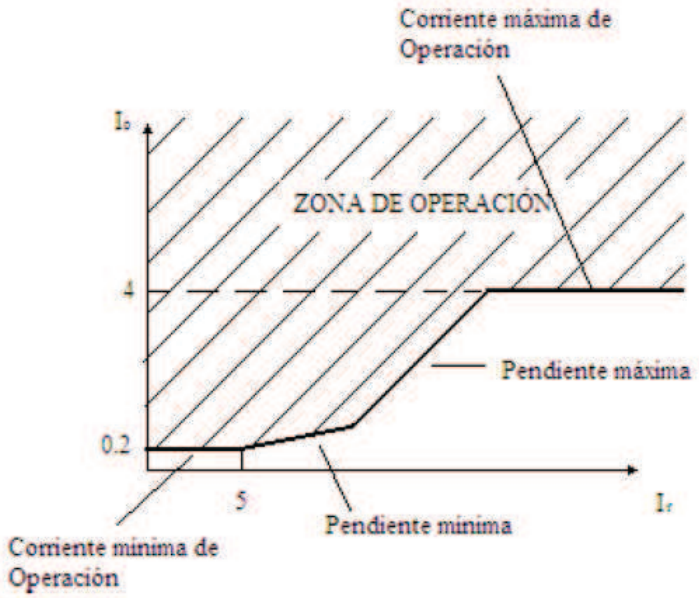

FIGURA 5.2 GRÁFICA DE CALIBRACIÓN DE PENDIENTES

Para evitar la mala operación del relé porcentual se calibran pendientes de operación mínima y máxima, tal como se muestra en la FIGURA 5.2, y se usa como valores recomendados de pendientes mínimas de 10% a 25%.

- 10% da una sensibilidad para fallas internas.
- 25% mayor rango de error.

Para la pendiente máxima se usan valores de 25% a 50% para permitir diferencias de saturación entre los TCs, esto sucede cuando las corrientes de cortocircuito son demasiado elevadas en el primario.

5.4.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21P)

En la FIGURA 5.3 se tiene el diagrama de conexión de un relé de distancia.

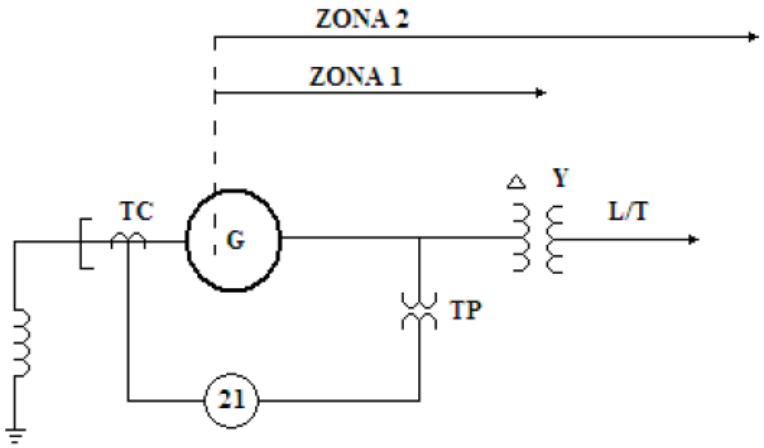

FIGURA 5.3 CONFIGURACIÓN FUNCIÓN 21

Se utiliza generalmente como respaldo para fallas fase/ fase y trifásicas en ambos elementos, generador y transformador (unidad), generalmente se utiliza entre el 50% y 70% de la impedancia del transformador para setear la función con retardos que van en el orden de los 0.5 s.

En este caso no se configura la función 21 para los generadores ya que no existe una unidad de generación específica (generador-transformador) debido a la topología de la refinería.

5.4.3 PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (40)

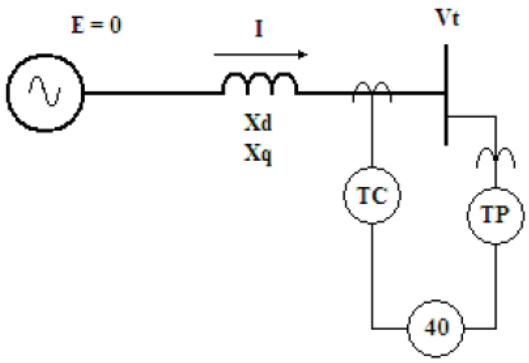

FIGURA 5.4 CONFIGURACIÓN DE LA FUNCIÓN 40

En la FIGURA 5.4 se tiene el diagrama de conexión de la protección de pérdida de excitación, esta actúa cuando el valor de la impedancia vista por el relé entra en el círculo de la característica mho de la misma, el relé será ajustado de la siguiente manera:

Unidad 1

El valor del diámetro de círculo es el de la reactancia sincrónica directa (Xd).
La compensación será la reactancia transitoria directa (X´d /2).
Tiempo de 0.5 a 0.6 s, según recomendación.

Ajustes

En la TABLA 5.1 se presentan los valores de reactancia sincrónica directa y reactancia transitoria directa de cada uno de los cuatro generadores, con las que se ajusta la función 40 de la protección de generador.

TABLA 5.1 AJUSTES DE LA FUNCIÓN 40 PARA PROTECCIÓN DE GENERADOR

Generador	Xd (pu)	X´d /2 (pu)
Y-G7001,2,3	1.74	0.87
Y-G7004	1.83	0.92

En la FIGURA 5.5 se tiene el diagrama de la característica MHO de la función 40.

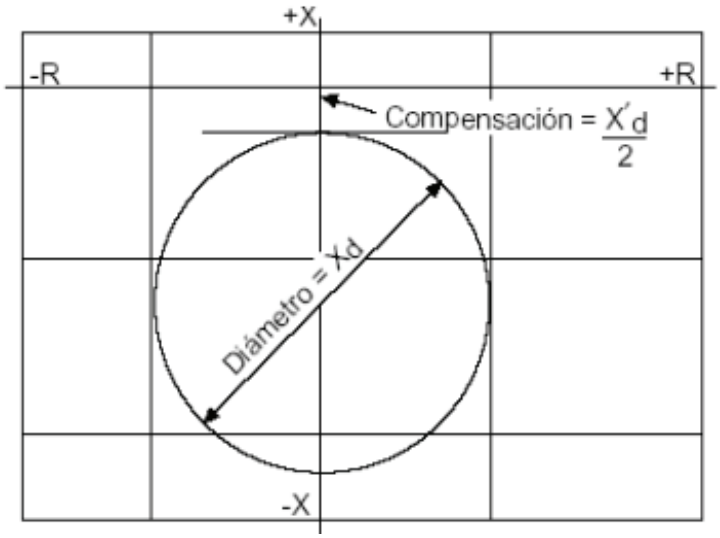

FIGURA 5.5 CARACTERISTICA MHO DE LA PROTECCION 40

5.4.4 PROTECCIÓN DE SOBREXCITACIÓN (24)

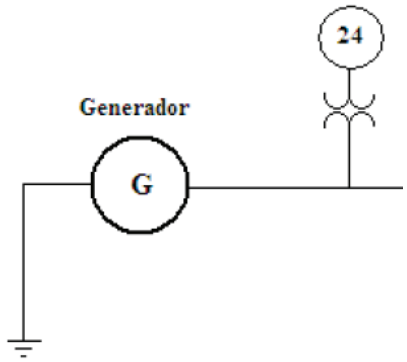

FIGURA 5.6 CONFIGURACIÓN FUNCIÓN 24

La sobrexcitación puede suceder por un aumento en el voltaje nominal o por baja frecuencia ya sea por daño del regulador de voltaje o del limitador de frecuencia, causando así stress térmico en el generador, en la FIGURA 5.6 se muestra el diagrama de conexión de la protección de sobrexcitación.

Según la norma mencionada, para que no ocurran daños por sobrexcitación durante la operación continua, se deben realizar los siguientes ajustes:

Generador 1.05 pu, a condiciones nominales

Ajustes

$$t = \frac{0.003\mathrm{K}}{\left(\frac{V/Hz}{100} - 1\right)^2}$$

Dial K= 4

Relación V/Hz (%): 106%.

Tiempo de disparo: 3.33 s.

En la FIGURA 5.7 se presenta la gráfica de la relación V/Hz vs el tiempo de operación, de la función 24 para protección del generador.

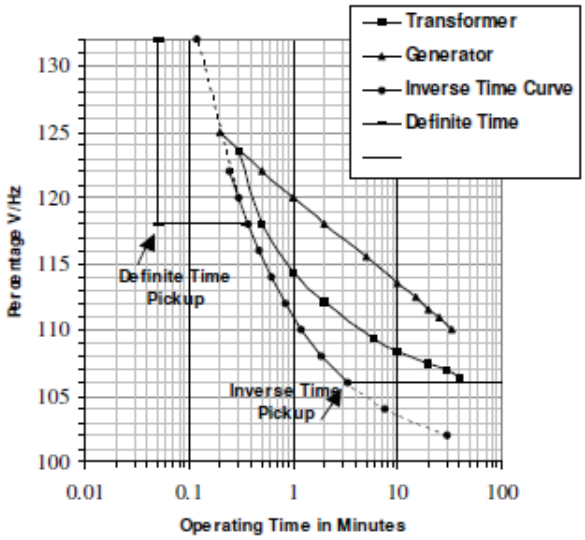

FIGURA 5.7 GRÁFICA V/Hz vs TIEMPO DE OPERACIÓN

5.4.5 PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA (32)

Un generador se motoriza en el caso de que una turbina de vapor se quede bruscamente sin flujo en los inyectores, se presente cierre accidental o daño en las válvulas o en el regulador de velocidad. En la FIGURA 5.8 se presenta el esquema lógico para la función 32.

FIGURA 5.8 ESQUEMA LÓGICO PARA LA FUNCIÓN 32

Para la protección contra potencia inversa se consideran los siguientes aspectos:

- ✓ Potencia inversa entre 0.5 y 3 % de la potencia nominal del generador.
- ✓ Potencia consumida como motor del 60 % al 80 %.
- ✓ Tiempo de disparo hasta 30 s.

Ajustes

Potencia motorización 3%.
Tiempo de disparo 30 s.

$$\boldsymbol{P_{operación} = P_{motorización} \times 0.5\%}$$

$$P_{operación} = 0.003 \times 0.005 \times 7.2MVA \times 0.98$$

$$P_{operación} = 105.84\ W\ Generador\ 1{,}2{,}3$$

$$P_{operación} = 220\ W\ Generador\ 4$$

Tiempo de retardo para disparo secuencial (unidad de supervisión) 2 s.

- Reducción de la potencia mecánica (turbina)
- Transferencia a sistemas auxiliares
- Disparo interruptor de la unidad
- Disparo interruptor de campo

5.4.6 PROTECCIÓN TÉRMICA (49)

La protección térmica actúa si el generador presenta sobrecarga, falla de aislamiento, temperaturas ambientales extremas o falla de la refrigeración.

Ajustes

Tiempo de alarma (s)	10	30	60	120
Corriente de armadura (%)	218	150	127	115

También existen sensores térmicos que miden la temperatura de diversos elementos del generador dando alarmas para realizar acciones correctivas.

5.4.7 DISTORSIÓN DE FRECUENCIA

5.4.7.1 Baja Frecuencia (81U)

En la TABLA 5.2 se tienen varias condiciones de operación para la protección de baja frecuencia.

TABLA 5.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA

Operación	Frecuencia
Continua	59.5 Hz – 60.5 Hz
Hasta 50 minutos	58.5 Hz – 59.5 Hz
Hasta 10 minutos	57.5 Hz – 58.5 Hz
Hasta 3 minutos	57.2 Hz – 57.8 Hz
Operación Prohibida	57.2 Hz

Ajustes

Elemento 1
Frecuencia de arranque 59.2 Hz Tiempo de retraso 10 min.

Elemento 2
Frecuencia de arranque 58.4 Hz Tiempo de retraso 1.5 min.

Elemento 3
Frecuencia de arranque 57.7 Hz. Tiempo de retraso 30 s.

Elemento 4
Frecuencia de arranque 57.1 Hz. Tiempo de retraso 0.167 s.

Se puede configurar una alarma cunado la frecuencia es de 59.5 Hz con un tiempo de 10 s.

5.4.7.2 Sobre Frecuencia (81O)

En la TABLA 5.3 se tienen varias condiciones de operación para la protección de sobre frecuencia.

TABLA 5.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA

Operación	Frecuencia
Continua	59.5 Hz – 60.5 Hz
10 minutos	60.5 Hz – 61.8 Hz
Operación prohibida	61.8 Hz

Ajustes

Alarma: 60.6 Hz.
Tiempo: 5 s.

Disparo: 61.5 Hz.
Tiempo: 3 s.

5.4.8 PROTECCIÓN CONTRA BAJO VOLTAJE (27P/27X)

La protección 27X es un respaldo de la 27P y se debe considerar:

- Si afecta en su arranque significativamente al voltaje en el generador.
- El tiempo en el que el AVR actúa para restablecer el voltaje

Ajuste 1

90% V_N del generador.
Tiempo de disparo: 10 s.

Ajuste 2

80% V_N del generador.
Tiempo de disparo: 2 s.

5.4.9 TERCER ARMÓNICO PARA FALLA FASE TIERRA (27TH)

En la impedancia de puesta a tierra del neutro se mide un voltaje de tercer armónico, esto se debe a que el voltaje inducido por la máquina no es senoidal al 100%. El tercer armónico varía del 2% al 5% de la componente fundamental, pero cuando ocurre una falla a tierra cerca del neutro la magnitud de este disminuye, por lo que para la detección de falla a tierra se utiliza un relé de mínimo voltaje, ayudando así a las zonas que no cubre la protección principal 59N. En la FIGURA 5.9 se tiene la protección 27TH y la 59N/G.

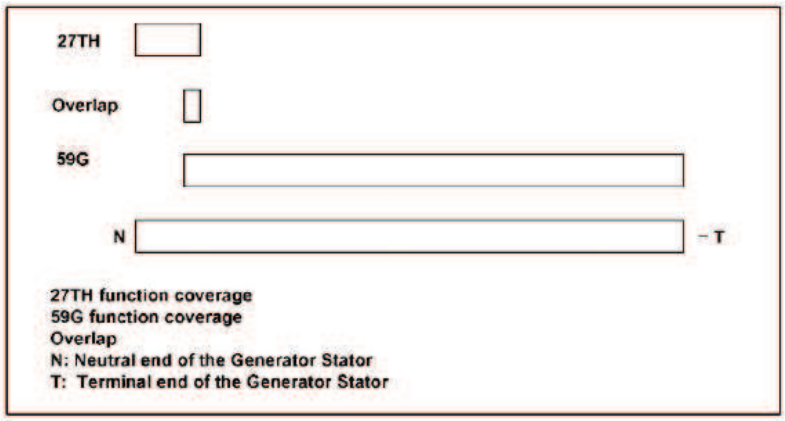

FIGURA 5.9 PROTECCIÓN 27TH Y 59N/G

Se requieren varias pruebas en el generador para la correcta calibración de esta función, a continuación se enlistan varias ajustes típicos de tiempo.

Ajustes

Tiempo de disparo
5 segundos
Frecuencia 180 Hz
Con una protección entre el 0% y 4%

5.4.10 SOBRE VOLTAJE NEUTRO (59P, 59_2, 59N)

Regularmente esta función es calibrada con las recomendaciones del fabricante del generador, pero usualmente se utiliza una función temporizada (curva tiempo inversa) y una instantánea tomando en cuenta si la medición es fase/fase o fase neutro.

Ajustes

Instantáneo 150% $V_{nominal}$
Temporizado 140% $V_{nominal}$

Tiempo 2.5 s.

Temporizado 110% $V_{nominal}$
Tiempo: 10 s. a 15s

5.4.11 ENERGIZACIÓN ACCIDENTAL (50/27)

Esta función de protección se ocupa de limitar los daños que pueda producir una energización accidental desde los terminales, puede producirse por:

- Mal funcionamiento del control del generador
- Arqueo en los terminales del generador
- Errores de operación
- Las tres anteriores juntas

Cuando el generador se energiza de manera accidental, generalmente el interruptor de campo no está activado y se convierte en un motor, debido a esto las corrientes pueden aumentar a 3 pu o 4 pu.

De igual manera las corrientes que son inducidas en el rotor pueden producir altas temperaturas y consecuentemente daños en poco tiempo.

Si se produce una energización monofásica aparecerán corrientes de secuencia negativa que producirán corrientes con frecuencias dos o tres veces la nominal.

A continuación se enlistan los relés que aperan en caso de una energización inadvertida.

- Relé contra pérdida de excitación.
- Relé de potencia inversa.

- Relés de respaldo del sistema.
- Relés de corrientes de secuencia negativa.

El esquema de operación de protección anterior es el más común pero pueden realizarse configuraciones dependiendo el sistema.

5.4.12 PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE Y RESTRICCIÓN DE VOLTAJE (51V)

Esta función sirve como respaldo al presentarse fallas que pueden ser menores a la corriente nominal con supervisión de voltaje.

Ajustes

Sobrecorriente instantánea 50% $I_{nominal}$ a full load

$$I_{pick\ up} = 2.36\ A$$

Bajo voltaje 75% $V_{nominal}$

$$V_{pick\ up} = 84.85\ V$$

Sobre corriente 150% $I_{nominal}$ con $V_{nominal}$

$$I_{pick\ up} = 7.38\ A$$

* La curva respectiva y el dial son recomendación del fabricante.

5.4.13 PROTECCIÓN SECUENCIA NEGATIVA (46)

Ajuste

Corriente de secuencia negativa permisible

I_2=10%

Corriente desbalanceada de tiempo corto permisible
I_2^2t = 40%

Pick up 7%
Dial K I_2^2t = 9
Tiempo lineal de reseteo= 4 min

Alarma

Pickup 7%
Tiempo 30 s.

5.4.14 PÉRDIDA DE SINCRONISMO (68, 78)

Ajustes

La unidad de mho se establece típicamente a limitar el alcance en la dirección del sistema, se fija el doble de reactancia transitoria, no se toma en cuenta la reactancia del transformador como menciona la norma ya que al conectarse a la subestación E existen varios transformadores.

El diámetro de la unidad de mho es:

- (2 x X´d) = 34 ohm para los Generadores 1, 2, 3.
- (2 x X´d) = 60 ohm para los Generador 4.
- Ángulo de impedancia de la unidad de mho: 90 °.

En la ausencia de un estudio de estabilidad, se hace un ajuste del temporizador de 40 ms a 100 ms para la alarma o el disparo.

5.4.15 DISPOSITIVO DE SINCRONIZACIÓN Y PUESTA EN PARALELO (25)

No se trata de un mecanismo de protección, sino de un mecanismo para poner en paralelo los generadores.

Ajustes

Se debe configurar un margen de error según la calidad y exactitud de los transformadores de corriente que se usen.

*Las funciones 64F, 64S y 63TN se encuentra desactivadas y las funciones 50, 51, 50N, 51N se ajustan y coordinan con la ayuda de DigSilent Power Factory más adelante.

5.5 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADOR

Los ajustes de las diferentes funciones de protección para los transformadores son calibrados de acuerdo a los procedimientos que recomienda la norma IEEE C37.91 2000[24] Guide for Protective Relay Applications to Power Transformer, incluyendo protecciones mecánicas como protección térmica del transformador (49T) y protección de presión del tanque (63), se debe mencionar que la mayoría de los transformadores son de categoría de protección II.

[24] IEEE Std C37.91-2000 Guía para protección por relevadores aplicada a Transformadores, esta norma considera y guía sobra aplicaciones prácticas, procedimientos o filosofía general de protección así como consideraciones técnico-económicas para transformadores.

5.5.1 PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87T)

Para este proyecto no se calibra la función diferencial para transformador ya que esta es usada regularmente en transformadores desde 10 MVA, por recomendación del reporte de comité IEEE B49, en la FIGURA 5.10 se muestra la configuración típica de una protección diferencial porcentual.

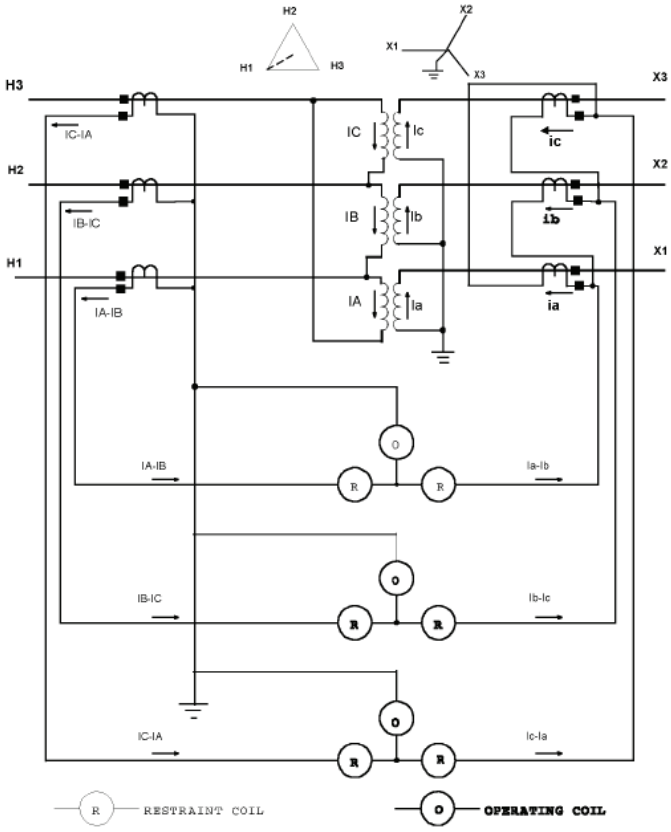

FIGURA 5.10 CONFIGURACIÓN TÍPICA PARA UN TRANSFORMADOR Δ Y

Dentro de la refinería existen transformadores de 5 MVA y menores potencias, a excepción de los dos transformadores de la subestación Incoming que son de 7 MVA pero no son de responsabilidad de la REE, por lo que en este caso no se configurará esta protección.

5.5.2 PROTECCIÓN DE ACUMULACIÓN DE PRESIÓN DE GAS BUCHHOLZ (63)

Existen algunos tipos de protecciones de presión que se activan en su mayoría por la acumulación de gases por descomposición del aceite y el incremento de la presión del aceite por fallas internas.

- Relé acumulador de gas.
- Relé detector de gas.
- Relé de presión.
- Relé de presión repentina de aceite.
- Relé de presión repentina de gas/aceite.

El relé BUCHOLZ se puede activar por varias razones, entre ellas:

- Acumulación de gas.
- Circulación de aceite.

La acumulación de gas se produce principalmente por la presencia de pequeños cortocircuitos entre espiras de los devanados, fuga de aceite del tanque o degradación del aislamiento.

Pero si se producen fallas de gran magnitud, el acetite comienza a moverse a gran velocidad debido al incremento de la temperatura, produciéndose un fenómeno de convección que activa la alarma. En la FIGURA 5.11 se presenta una imagen del relé Bucholz.

FIGURA 5.11 RELÉ BUCHHOLZ

5.5.3 PROTECCIÓN TÉRMICA (49)

Estas son protecciones mecánicas que detectan:

- Altas temperaturas ambientales.
- Daños en el sistema de enfriamiento.
- Sobrecargas.
- Altos voltajes.
- Bajas Frecuencias.
- THD.
- Desbalance en voltaje de las diferentes fases.

Estas circunstancias antes enlistadas pueden producir:

- Sobre calentamiento devanados.
- Falla de aislamiento.
- Micro descargas y calentamiento de aceite.

Ajustes

Temperatura de tanque de 100˚C a 125˚C, dependiendo de la temperatura ambiente con un tiempo de retardo entre 1 a 4 minutos. En la FIGURA 5.12 se tiene un diagrama de protección con dispositivo térmico.

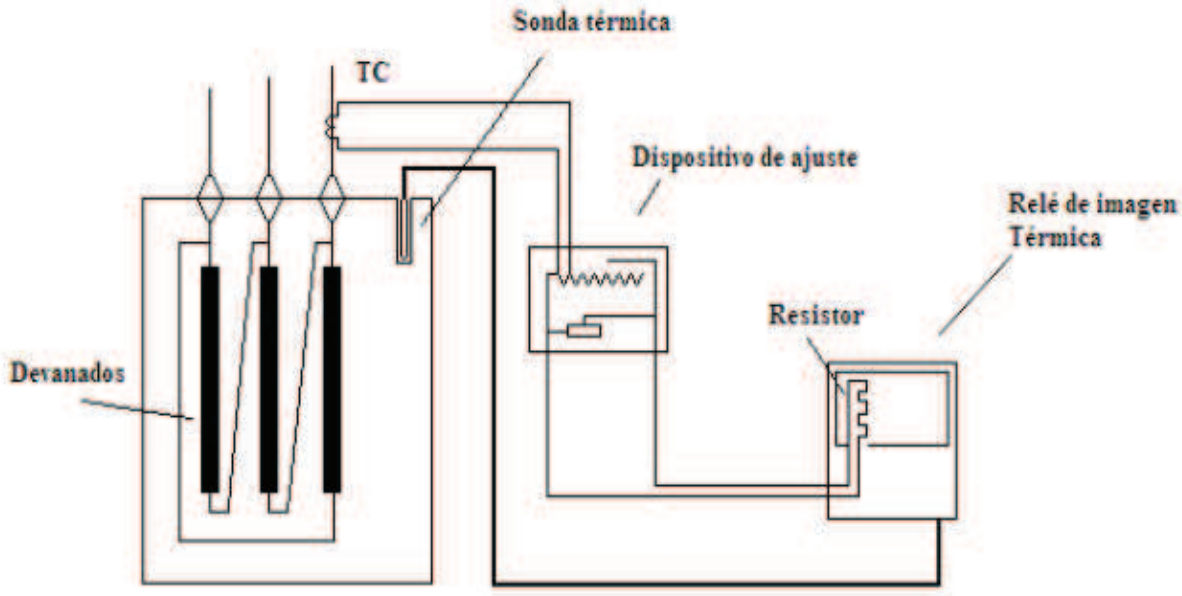

FIGURA 5.12 DIAGRAMA DE PROTECCIÓN CON DISPOSITIVO TÉRMICO

5.5.4 PÉRDIDA DE CARGA (37)

Esta función se activa cuando la corriente o potencia medidas tienen un decremento a un valor determinado.

Ajustes

Se activa según la configuración del operador.

5.5.5 DETECCIÓN DE FLAMEO POR ARCO (AFP)

Protección para transformadores tipo seco, en este caso no se encuentra activada.

5.5.6 VOLTAJE DE SECUENCIA NEGATIVA (47)

Ajustes

Es un relé que funciona sobre una predeterminado valor del voltaje polifásico en la secuencia de fase deseada, cuando los voltajes polifásicos son desequilibrados, o cuando la tensión de secuencia de fase negativa es superior a una determinada cantidad.

5.5.7 SOBREVOLTAJE Y DE EQUILIBRIO (59) (59G) (60)

Se configura arriba del voltaje máximo cuando sucede una falla, para la función de desbalance se mide la diferencia de corriente o voltaje en dos circuitos.

Ajustes

Disparo: 1.05 pu. $V_{nominal}$.
Tiempo: instantáneo.

5.5.8 BAJO VOLTAJE (27)

Generalmente a esta función se la configura abajo del voltaje nominal del sistema a plena carga.

Ajustes

Disparo: 0.97 pu.$V_{nominal.}$
Tiempo: instantáneo.

*Las funciones REF (Detección de falla a tierra restringida de baja impedancia) y AFP (Detección de flameo por arco) se encuentran desactivadas, las funciones 50P, 51P, 50N y 51N se ajustan y coordinan para los casos seleccionados con la ayuda del DigSilent Power Factory más adelante.

5.6 PROTECCIÓN DE ALIMENTADOR

Los ajustes de las diferentes funciones de protección para alimentadores son calibrados de acuerdo a la norma IEEE Std 141-1993[25] Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants y la IEEE Std 242-2001[26] Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrialommercial Power Systems, incluyendo protección mecánica y protección térmica del alimentador (49F).

5.6.1 FALLA DEL INTERRUPTOR (50NBF)

Ajustes

Alarma inmediata en coordinación con un back up.

[25]

[26] Ambas normas tanto la IEEE Std 141-1993, como la IEEE Std 242-2001 nos guían para realizar una adecuada selección, aplicación de los elementos que constituyen el sistema de protección incluyendo los que resguardan a los alimentadores de plantas industriales.

5.6.2 RELÉ DE REENGANCHE DE INTERUPTOR (79)

La función de reenganche puede dar cinco disparos programados por el operador. Esta función es difícil configurarla manualmente, por lo que se recomienda que sea automática en una de las configuraciones del IED.

5.6.3 PROTECCIÓN TÉRMICA (49)

Esta protección depende de los límites térmicos de cada alimentador así como su corriente nominal para determinar la corriente pick up, se debe tomar en cuenta la temperatura ambiente, las condiciones del aislamiento actual y el tipo de instalación ya sea aérea o por conductos.

5.6.4 PROTECCIÓN CONTRA DESEQUILIBRIO E INVERSIÓN DE FASES (46)

Puede suceder cuando las cargas no están correctamente balanceadas, al ser un sistema trifásico esto no sucede a excepción de cargas como oficinas o lugares administrativos, los que cuentan con su propio transformador. También se puede detectar una inversión de fases por mala conexión.

Ajustes para Desequilibrio de Fases

Desequilibrio de fase: 20% considerando $I_2^2 t$.
Disparo: 14 ms a 27 ms.

Ajustes para Inversión de Fases

Detección de Inversión de fase.
Disparo: Instantáneo.

*Las funciones SEF (falla a tierra sensitiva), HIZ (Falla de alta impedancia), PD (Discontinuidad de fase) y 51LT (Sobre corriente de tiempo largo) se encuentran desactivadas, y las funciones 50P, 51P, 50N y 51N se ajustan y coordinan para los casos seleccionados con la ayuda del DigSilent Power Factory más adelante.

5.7 PROTECCIÓN DE MOTOR

Los ajustes de las diferentes funciones de protección para motores son calibrados de acuerdo a la norma IEEE Std C37.96-200[27] Guide for AC Motor Protection, incluyendo protecciones mecánicas como protecciones térmicas (49).

5.7.1 BAJO VOLTAJE (27) (60)

Ajuste

80% del $_{nominal}$ del motor.
Disparo: 2-3 s.
Respaldo: delay 0.1s.

5.7.2 SOBREVOLTAJE (59) (60)

Ajuste

20% - 30% más del $V_{nominal.}$
10% más del $V_{nominal}$ para rotor bloqueado.
Disparo instantáneo.

[27] La norma IEEE Std C37.96-200 es una guía una adecuada para la protección de motores basado en tipo, tamaño y aplicación, pero principalmente trata de que el usuario utilice los procedimientos que se indican en la misma para cualquier circunstancia.

5.7.3 DESBALANCE O INVERSIÓN DE FASES (46R)

Generalmente sucede cundo los contactos sufren algún daño y se debe tener en cuenta algún desbalance debido a diferencia en el burden de los TCs, se puede configurar el disparo instantáneo o con un delay después de presentarse el desbalance.

Ajuste para Desbalance de Fases

15% de desbalance de corriente en cualquier fase.
Disparo instantáneo.

Ajuste para Inversión de Fases

Inversión de fases.
Disparo instantáneo.

5.7.4 SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA NEGATIVA (46M)

Ajuste

Corriente desbalanceada de tiempo corto permisible
$I_2^2 t$ = 40%.

Pick up= 15%.
Dial K $I_2^2 t$ = 40.

5.7.5 VOLTAJE DE SECUENCIA NEGATIVA (47)

Esta función es utilizada específicamente en motores para que el arranque no se produzca cuando se pierde una fase o haya una secuencia de fases reversa.

Ajuste

10% de la componente negativa del voltaje.
Disparo 2s.

5.7.6 ROTOR BLOQUEADO (51 LR)

Esta función se ve reemplazada por los relés de sobrecorriente 50/51 y la protección térmica (49T).

5.7.7 PROTECCIÓN TÉRMICA (49)

Esta función depende mucho de las características y materiales del motor, como también de la manera en que este es utilizado, específicamente el tiempo de uso.

Ajustes

115-125% de la $I_{nominal}$ a plena carga.
Disparo instantáneo.

En la TABLA 5.4 se tienen los factores de corrección para el ajuste de la función 49 para la protección térmica del motor.

TABLA 5.4 FACTORES DE CORRECCIÓN PARA EL AJUSTE DE LA FUNCIÓN 49

Tiempo de uso del motor	Factor de corrección
Continuo 1.15	1.00
Continuo 1	0.90
Intermitente 60 minutos	0.70
Intermitente 30 minutos	0.75
Intermitente 15 minutos	0.70
Intermitente 5 minutos	0.60

*Las funciones AFP (Detección de flameo por arco) y 66 (Relé a pasos) se encuentran desactivadas, las funciones 50P, 51P, 50N y 51N se ajustan y coordinan con la ayuda del DigSilent Power Factory, lo mismo sucede con el arranque de motores para los casos seleccionados.

5.7.8 ARRANQUE DE MOTORES

Esta parte del estudio se simula mediante el módulo MOTOR STARTUP del DIGSILENT POWER FACTORY, que se muestra en la FIGURA 5.13, y consiste en el arranque de varios motores que se encuentran en reposo hasta llegar a su estado de operación normal y mantenerse trabajando en régimen permanente.

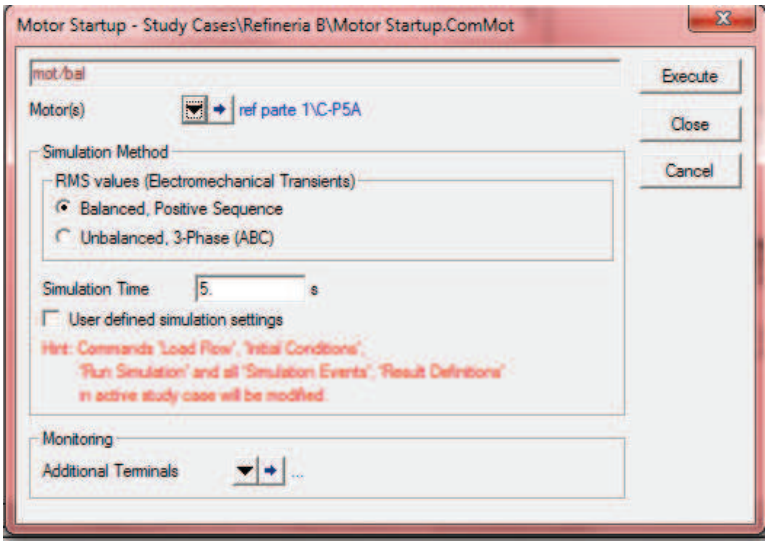

FIGURA 5.13 MÓDULO MOTOR START-UP

Condiciones para el estudio:

- ✓ El arranque será considerado individual para cada motor.
- ✓ No se consideran arrancadores suaves o algunos métodos de arranque.
- ✓ Tiempo configurado para el arranque igual a 5 s.
- ✓ Datos de Inercia y Torque por defecto.

El alcance de esta parte de estudio no evalúa la conducta de todo el sistema durante el arranque de estos motores, pero muestra datos importantes a considerar como la variación de voltaje en los Y-LLC (Switchgears) y los Y-LMC (Centro de control de Motores) asociados para la protección de motores y su respectiva coordinación con los demás elementos del sistema.

La corriente de Inrush en un motor va en razón de 6 a 8 veces la corriente nominal, dependiendo del torque e inercia del mismo, por este motivo se debe tomar en cuenta la intensidad de la corriente y el tiempo que dura el arranque para la protección de un motor.

5.8 CASO 1

Para realizar el ajuste y coordinación de la protección de los generadores Y-G7001, Y-G7002 y Y-G7003 se debe consideran que al momento de simular una falla de cualquier tipo estos se encuentran conectados a las barras BY-G7001, BY- G7002, BY-G7003 , las mismas que se están unidas entre sí por medio de los interruptores 52-BS1 y 52-BS2 convirtiendo a estas prácticamente en un solo bus, por tal motivo si la falla ocurre en los bornes de cualquier generador o sucede en las barras de conexión la magnitud de la corriente de falla será igual debido a que la longitud de los alimentadores entre estos en relativamente pequeña.

Para el generador Y-G7004 y su conexión con la barra BY-G7004 se toman las mismas observaciones antes mencionadas, considerando de igual manera la corriente de falla en los bornes o en el bus de conexión idéntica.

5.8.1 CASO 1A

En este caso se analiza la coordinación de protecciones de los generadores Y-G7001, Y-G7002 y Y-G7003 respectivamente, en la FIGURA 5. 14 se tiene el diagrama del circuito, los relés a ser ajustados se encuentran en los terminales de cada uno de los generadores.

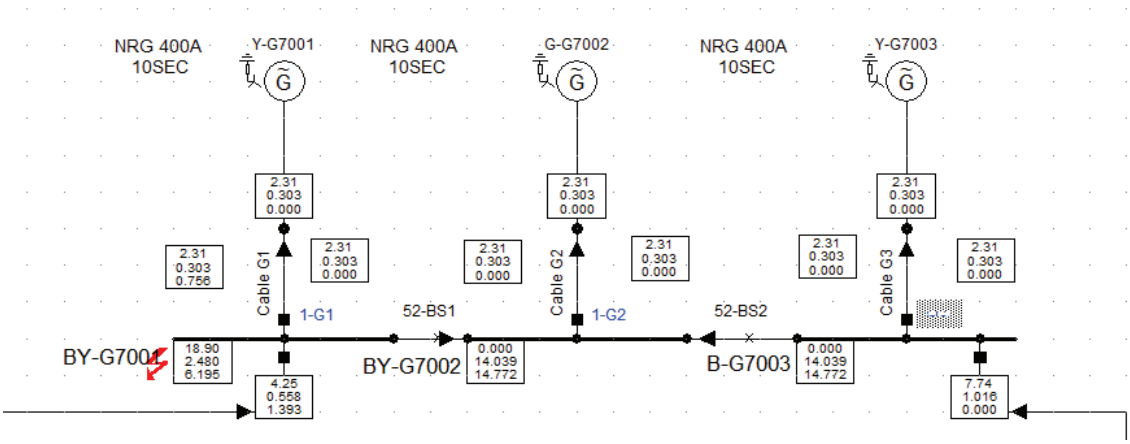

FIGURA 5.14 CASO 1A

5.8.1.1 Calibración relé 1-G1, 1-G2, 3-G3

Ubicados en cada uno de los terminales de los generadores con una corriente nominal igual a 342 A. Se configura con el relé de sobre corriente GES7005B, que cuenta con función instantánea y temporizada tanto para fallas trifásicas como para fallas a tierra. Para la medición se utiliza un transformador de corriente con relación RTC igual a 400/5.

5.8.1.1.1 Función falla trifásica

Para el ajuste de la protección en caso de falla trifásica, se calibra la función instantánea para fallas en los bornes del generador, se considera para el cálculo de la corriente de pick up un factor de 0.8 el mismo que considera la máxima variación de la corriente de cortocircuito, quedando la expresión de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 1911\ A \times 5}{400} = 19.11\ A$$

En cuanto a la función temporizada, se calcula la corriente de ajuste.

$$I_{ajuste} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{342 \times 5}{400} = 4.27\ A$$

Después de realizar el ajuste y coordinación de protecciones para elementos del sistema que se encuentran aguas abajo en los casos siguientes y tomando en cuenta que el aporte de corriente a una falla en cualquier lugar es compartido por los generadores como por la red externa, se utiliza un dial 4 con esto tenemos un tiempo de respuesta como respaldo de 670 ms.

5.8.1.1.2 Función falla fase a tierra

Para el ajuste de la función de falla a tierra se considera un factor de 0.8 considerando la variación anterior, y se utiliza la corriente máxima de falla a tierra.

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 303\ A \times 5}{400} = 3.03\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se calcula así:

$$I_{ajuste} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{342 \times 5}{400} = 4.27A$$

Se necesitamos obtener una coordinación aguas abajo con los alimentadores, se utiliza un dial 1 para tener un tiempo de respuesta como respaldo de 700 ms.

5.8.1.2 Ajustes de coordinación

Existen varias consideraciones con respecto a la coordinación de los generadores, especialmente durante un cortocircuito fase tierra, donde la corriente de falla en los bornes del generador es menor a la nominal, esta reducción ocurre debido a que la puesta a tierra de los generadores se realiza con banco de resistencias.

5.8.1.2.1 Ajustes en 1-G1, 2-G2, 3-G3

La corriente de ajuste para falla trifásica a se establece en 3 A para que la curva de sobrecorriente se acerque más a las corriente nominal de los Generadores disminuyendo el rango de una posible sobrecarga controlada.

La corriente de ajuste de falla monofásica se modifica a 3 A como en el caso anterior y la corriente de arranque para falla a tierra a 8.55 A, esto utilizando una práctica de protección usual duplicando la corriente nominal de los generadores y utilizando este valor como magnitud de cortocircuito, así se logra ser más selectivo al momento de discriminar las posibles fallas que se presenten.

El tiempo de arranque para la función instantánea se aumenta a 40 ms, esto para asegurar la coordinación en el caso que el relé del generador detecte con su instantáneo una falla aguas abajo.

5.8.1.3 Resumen de calibración y ajustes

Después de haber calibrado y ajustado las diferentes funciones de protección, se puede hacer un resumen de cómo se muestra en la TABLA 5.5

TABLA 5.5 RESUMEN CONFIGURACIÓN RELÉS CASO 1A

Relé	Función Falla Trifásica				Función Falla Fase a Tierra			
	Instantáneo		Temporizado		Instantáneo		Temporizado	
	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial
1-G1	19.11	40	3	3	8.5	40	3	1
1-G2	19.11	40	3	3	8.5	40	3	1
1-G3	19.11	40	3	3	8.5	40	3	1

Como referencia para el presente caso, se usan curvas IAC Extremadamente inverso, a continuación se muestran las ecuaciones que pueden ser usadas para obtener los tiempos de disparo (T) de acuerdo al dial (TMD) y la relación entre la corriente de falla y la corriente pick up que se seleccione.

Para la determinación del dial en este y los demás casos que se plantean en el proyecto se realiza un ensayo de prueba y error gracias a la facilidad en cuanto a variación del TMD que nos brinda el simulador hasta llegar a un tiempo adecuado de coordinación.

$$T = TDM \quad A + \frac{B}{I/I_{pkp} \quad - C} + \frac{D}{I/I_{pkp} \quad - C \quad ^2} + \frac{E}{I/I_{pkp} \quad - C \quad ^3} \quad T_{RESET}$$

$$T = TMD \quad \frac{t_r}{I/I_{pkp} \quad ^2 - 1}$$

Las constantes que se utilizan para las ecuaciones mostradas son las de las curvas IAC Extremadamente inverso, mismas que se muestran en la TABLA 5.6.

TABLA 5.6 CONSTANTES PARA EL CÁLCULO DEL TIEMPO DE DISPARO SEGÚN LAS CURVAS IAC EXTREMADAMENTE INVERSO

Tipo de curva IAC	A	B	C	D	E	TR
IAC Extreme Inverse	0.004	0.6379	0.6200	17.872	0.2461	6.008

En las FIGURAS 5.15 y 5.16 se tienen las curvas de protección de los relés mencionados para su función de falla trifásica y de falla fase a tierra.

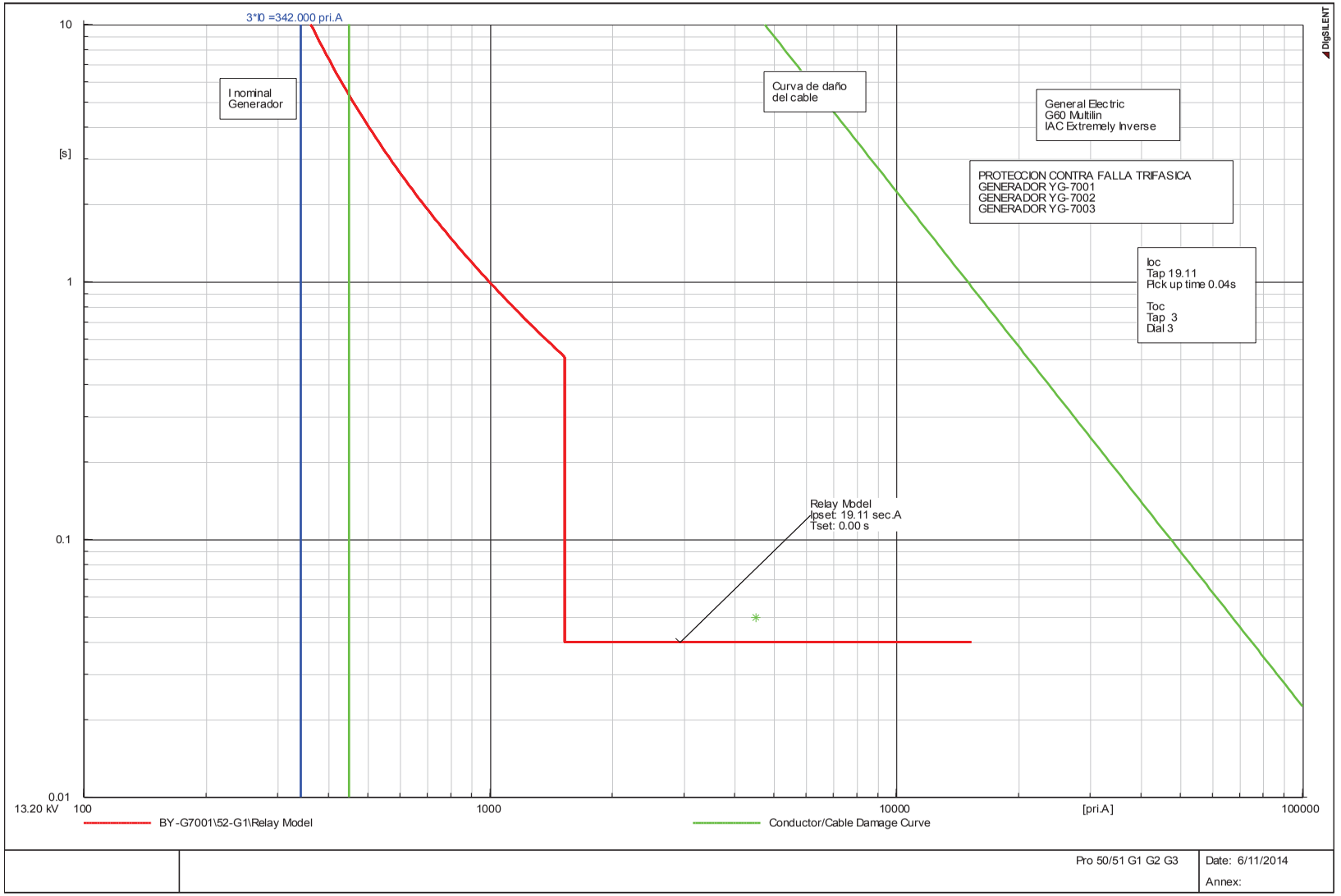

FIGURA 5.15 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50/51 GENERADORES 1, 2, 3

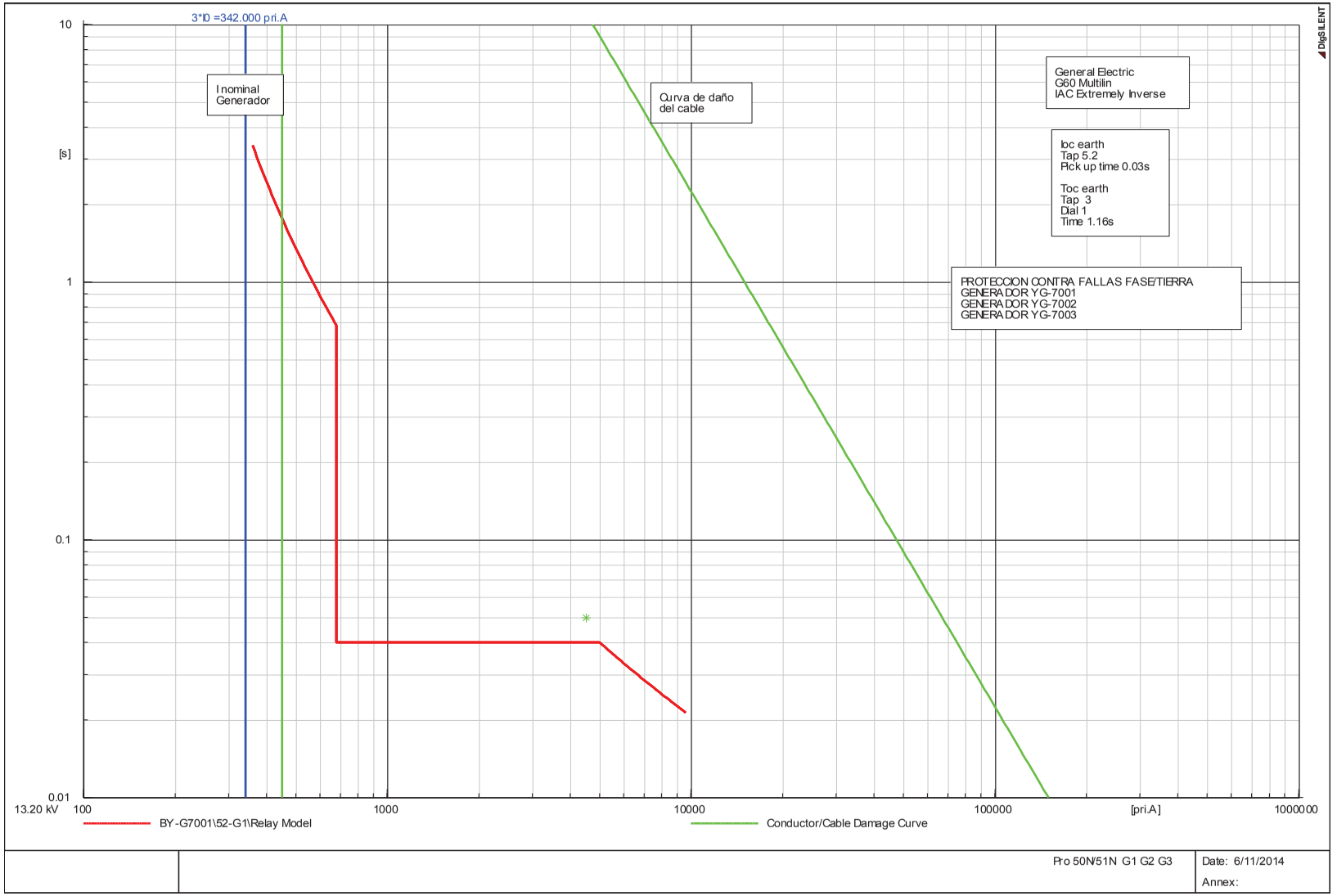

FIGURA 5.16 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50N/51N GENERADORES 1, 2, 3

5.8.1.4 Análisis de operación de los relés

5.8.1.4.1 Falla trifásica en el generador sea G1, G2, G3

Para fallas trifásicas en los cerca de los terminales del generador se debe tener en cuenta que los 3 generadores se encuentran conectados a un solo bus BY-G7001,2,3 y al suceder una falla en esta barra los tres relés 1-G1, 1-G2 y 1-G3 actuarán de la misma manera disparando instantáneamente a los 40 ms.

5.8.1.4.2 Falla monofásica en el generador sea G1, G2, G3

Cuando ocurre una falla monofásica, a más de las consideraciones que se tomaron para una trifásica, las corrientes de falla se reducen significativamente debido a que cada generador está aterrizado con un banco de resistencias de 20 ohmios, NRG 400 A, a 10 s. Esto hace que cada generador aporte con una corriente de 303 A a la falla, la misma que es menor a la corriente nominal de 342 A, de aquí la importancia del ajuste previo de los relés de variación de voltaje así como de frecuencia, los que determinarán un desbalance en la operación normal de cualquiera que sea el generador y dispararán a los tiempos calibrados.

El ajuste instantáneo se determinó para fallas a partir del doble de la corriente nominal en un tiempo de 40 ms, para así lograr una coordinación adecuada con los demás elementos del sistema.

5.8.2 CASO 1B

Este caso estudia la coordinación de protecciones del generador Y-G7004, en la FIGURA 5.17 se tiene el diagrama del circuito, el relé se instala en el terminal de dicho generador.

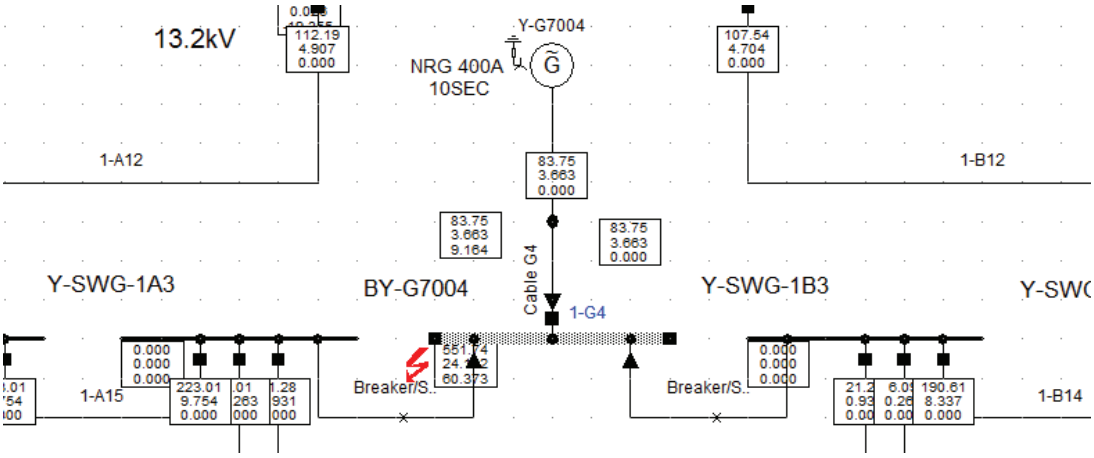

FIGURA 5.17 CASO 1B

5.8.2.1 Calibración relé 1-G4

Se encuentra ubicado en los terminales del generador Y-G7004, con una corriente nominal igual a 656 A. Se configura con el relé de sobrecorriente GES7005B, que cuenta con función instantánea y temporizada, utilizando curvas de tipo IAC Extremadamente Inverso para fallas trifásicas y de fase a tierra. Para la medición se utiliza un transformador de corriente con relación RTC igual a 800/5.

5.8.2.1.1 Función falla trifásica

Para el ajuste de la función de falla trifásica, se calibra la función instantánea para fallas en los bornes del generador, considerando para el cálculo de la corriente de pick up un factor de 0.8 de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 3663\ A \times 5}{800} = 18.31\ A$$

En cuanto a la función temporizada, se calcula la corriente de ajuste.

$$I_{ajuste} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{656 \times 5}{800} = 4.1\ A$$

Para obtener una coordinación aguas abajo con los alimentadores se utiliza un dial 2, con esto tenemos un tiempo de respuesta como respaldo de 400 ms.

5.8.2.1.2 Función falla fase a tierra

Para el ajuste de la función de falla a tierra se considera al igual que en la función de falla trifásica el cálculo de la corriente de pick up, corriente de ajuste y dial. Al igual que para la función de fallas trifásicas, la corriente de pick up se calcula multiplicando por un factor de 0.8, en este caso, a la corriente máxima de falla a tierra.

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 374\ A \times 5}{800} = 1.23\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se determina con la expresión de cálculo de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{656 \times 5}{800} = 4.1\ A$$

Para obtener una coordinación aguas abajo para una falla fase tierra con los alimentadores se utiliza un dial 1 con esto tenemos un tiempo de respuesta como respaldo de 680 ms.

5.8.2.2 Ajustes de coordinación

Después de realizar los cálculos para obtener las corrientes de arranque y ajuste, existen varias consideraciones que hacen necesario un ajuste de la coordinación en la función instantánea para falla fase tierra y la temporizada en ambos casos.

5.8.2.2.1 Ajustes en 1-G4

Para este relé se ajusta el valor de la corriente de pick up para la función de falla fase a tierra teniendo en cuenta las mismas consideraciones que en el caso 1A, es decir, se toma el doble de la corriente nominal, quedando finalmente en 8.2 A.

De igual manera para la función temporizada tanto de falla trifásica como de falla fase a tierra se tiene la misma consideración que en el caso anterior, dejando la corriente de ajuste en 3 A.

5.8.2.3 Resumen de calibración y ajustes

Los resultados de la calibración final del Relé 1-G4 se muestran en la TABLA 5.7.

TABLA 5.7 RESUMEN CONFIGURACIÓN RELÉ CASO 1B

Relé	Función Falla Trifásica				Función Falla Fase a Tierra			
	Instantáneo		Temporizado		Instantáneo		Temporizado	
	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial
1-G4	18.31	40	3	2	8.2	40	3	1

En las FIGURAS 5.18 y 5.19 se tienen las curvas de protección del relé mencionado para su función de falla trifásica y de falla fase a tierra.

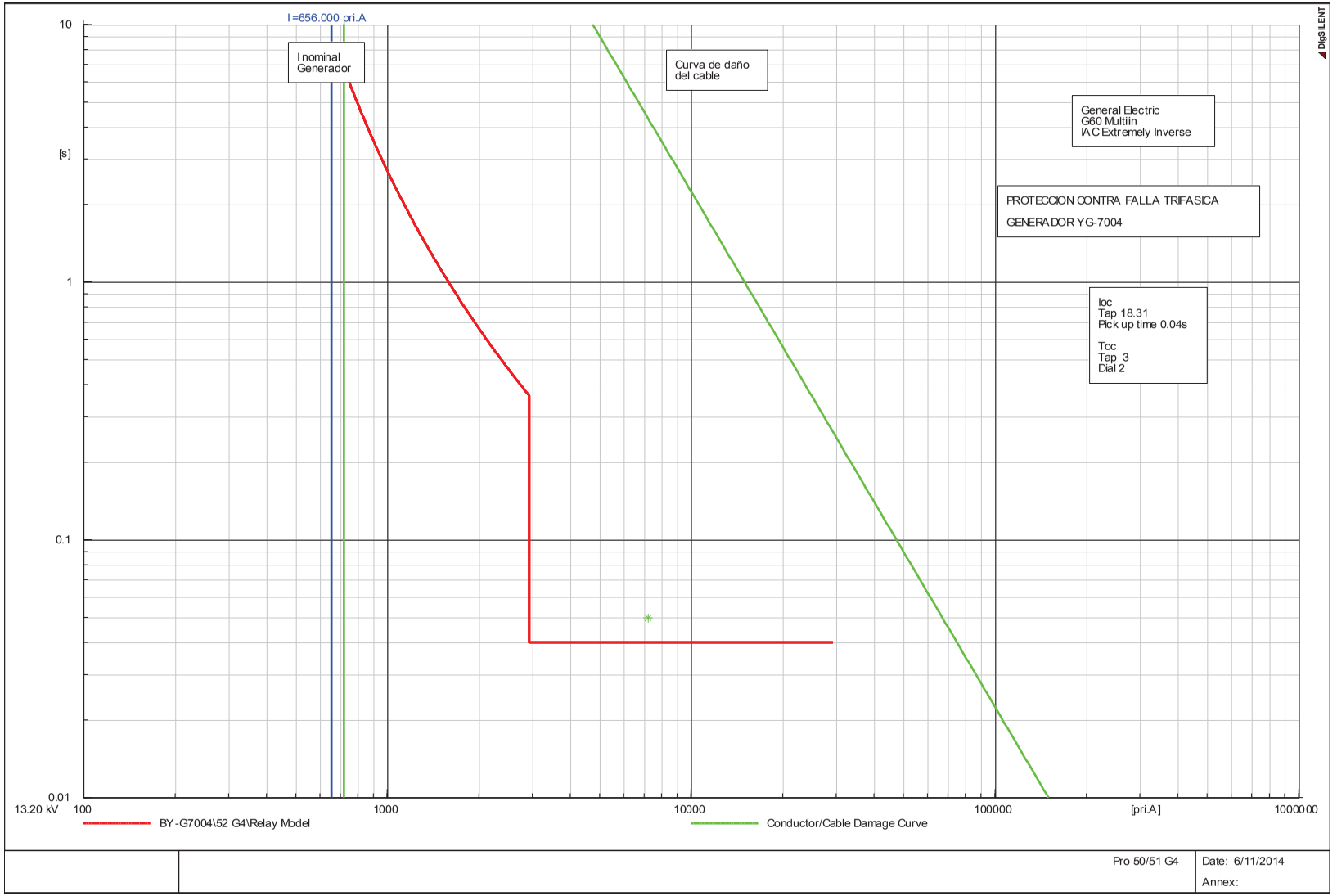

FIGURA 5.18 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50/51 DEL GENERADOR 4

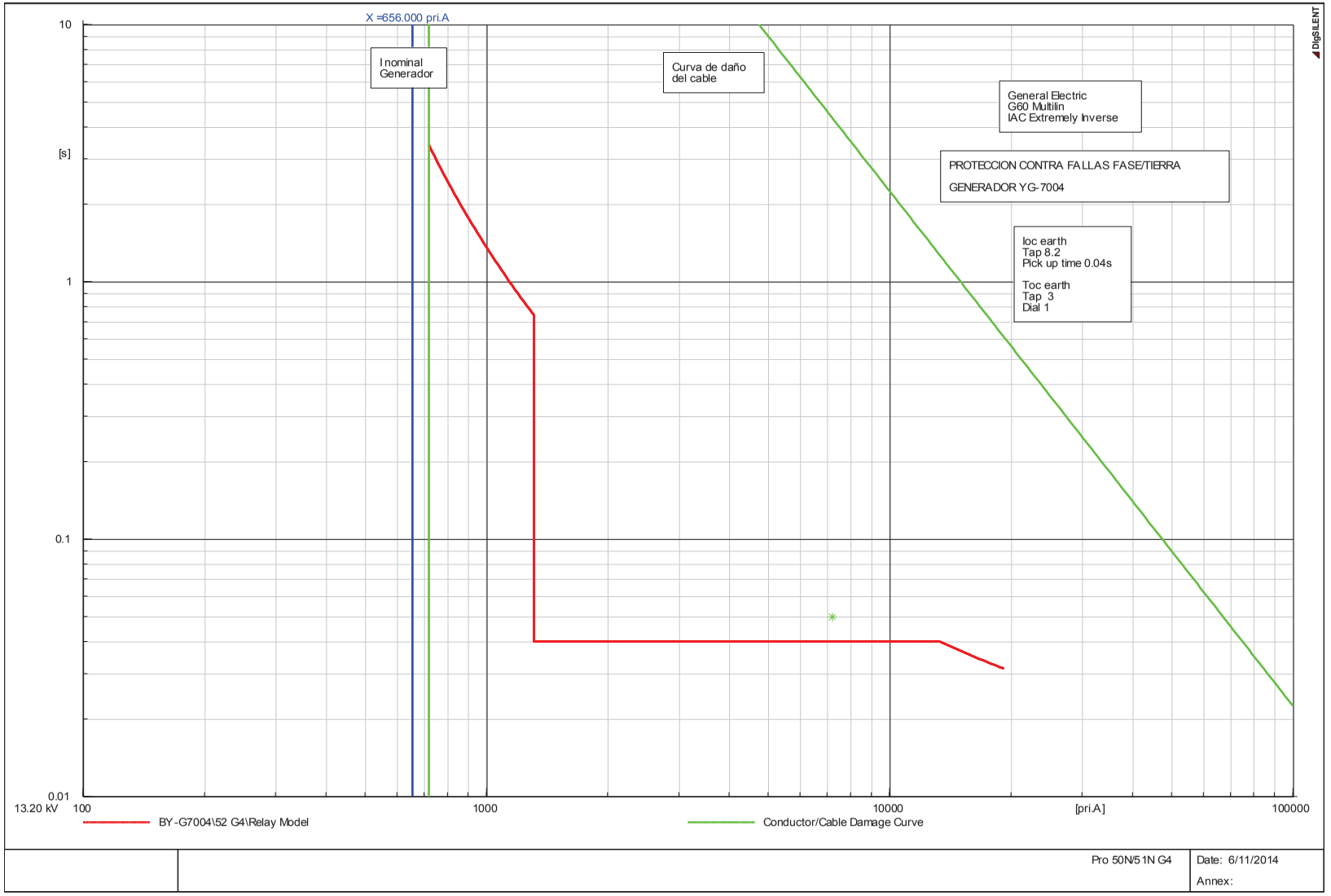

FIGURA 5.19 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50N/51N GENERADOR 4

5.8.2.4 Análisis de operación de los relés

5.8.2.4.1 Falla trifásica en el Generador 4

Para fallas trifásicas en los cerca de los terminales del generador se debe tener en cuenta que el generador 4 se encuentra conectado al bus BY-G7004 y al ocurrir una falla en esta barra el relé 1-G4 actuará disparando instantáneamente a los 40 ms.

5.8.2.4.2 Falla monofásica en el Generador 4

Para fallas de fase a tierra se toman las mismas consideraciones que en el caso anterior, por lo que el generador aporta a la falla con una corriente de 356 A, menor que la corriente nominal de 656 A. De aquí la importancia del ajuste previo de los relés de variación de voltaje y de frecuencia, que determinarán un desbalance en la operación normal del generador, disparando al tiempo calibrado.

El ajuste instantáneo se determinó para fallas a partir del doble de la corriente nominal en un tiempo de 40 ms, logrando así una coordinación adecuada con los demás elementos del sistema.

5.9 CASO 2

En este caso se consideran para su protección al alimentador 1-A4, el transformador Y-T1255A y el motor P-C1, por ser el de mayor potencia y presentar condiciones críticas de arranque. En la FIGURA 5.20 Se observa el diagrama del circuito y los relés a ser ajustados.

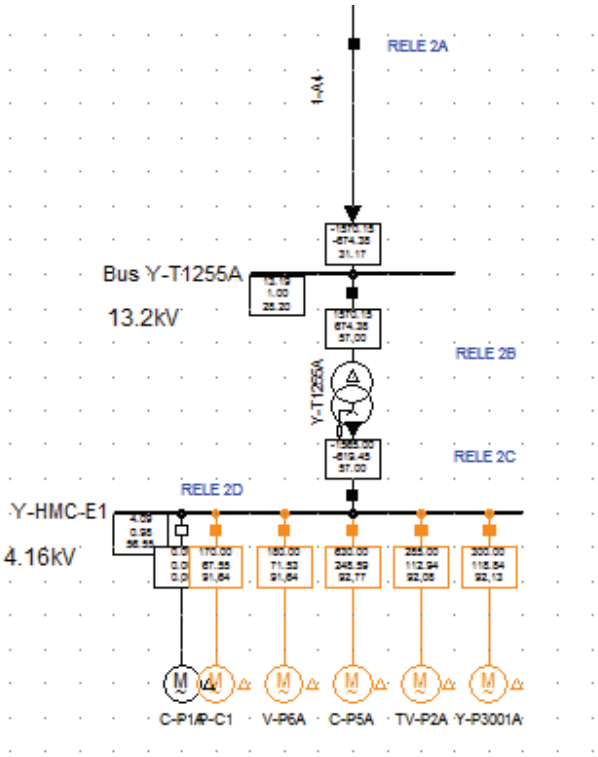

FIGURA 5.20 CASO 2

5.9.1 CALIBRACIÓN RELÉ 2A

Se ubica en el alimentador 1A-4, en el extremo más cercano a la generación, de corriente nominal igual a 240 A. Se configura con el relé de sobre corriente C011_183A806A070, que cuenta con función instantánea y temporizada que utiliza la curva IEC extremadamente inversa tanto para fallas trifásicas como para fallas a tierra con una relación RTC igual a 3000/5.

5.9.1.1 Función falla trifásica

Para el ajuste de la función de falla trifásica, se calibra la función instantánea para fallas al 10% siendo esta la más crítica, considerando para el cálculo de la corriente de pick up un factor de 0.7 que corresponde a la variación de la máxima

corriente de cortocircuito al 10% y la mínima al 90% lo que permite proteger toda la línea y deja expresión de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{70\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.7 \times 24017\ A \times 5}{3000} = 28.01\ A$$

En cuanto a la función temporizada, se calcula la corriente de ajuste de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{240 \times 5}{3000} = 0.4\ A$$

Para obtener una coordinación aguas abajo con los alimentadores se utiliza un dial 4, con esto tenemos un tiempo de respuesta como respaldo de 500 ms.

5.9.1.2 Función falla fase a tierra

Para el ajuste de la función de falla a tierra, se calcula multiplicando a la corriente máxima de falla a tierra por un factor de 0.9, como en el caso anterior este factor corresponde a la variación de la corriente de cortocircuito al 10% y 90% de la línea para un cortocircuito fase tierra.

$$I_{pick\ up} = \frac{90\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.9 \times 2477\ A \times 5}{3000} = 3.71\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se calcula siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{240 \times 5}{3000} = 0.41\ A$$

Para obtener una coordinación aguas abajo para una falla fase tierra con el primario del transformador se utiliza un dial 0.5 con esto tenemos un tiempo de respuesta como respaldo de 680 ms.

5.9.2 CALIBRACIÓN RELÉ 2B

Se encuentra ubicado en el primario del transformador Y-T1255A a 13.2 kV, de corriente nominal igual a 131.21 A y se utiliza la función instantánea y temporizada tanto trifásica como de fase a tierra del relé de sobrecorriente C011_183A8056A08. El ajuste de la función instantánea se calcula con la corriente máxima de cortocircuito en los bornes del primario del transformador, y se utiliza para alimentar el relé un TC con relación RTC igual a 1000/5.

5.9.2.1 Función falla trifásica

La función de fallas trifásicas, se calibra la función instantánea para fallas en los terminales del primario del transformador, considerando para el cálculo de la corriente de pick up un factor de 0.7 de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{70\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.7 \times 23698\ A \times 5}{1000} = 87.94\ A$$

La corriente de ajuste se calcula multiplicando la corriente nominal por un factor de 1.25, permitiendo que el transformador se pueda sobrecargar en un 125%.

$$I_{ajuste} = \frac{125\%\ I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 131 \times 5}{1000} = 0.82\ A$$

Para el valor del dial se considera que cuando suceda una falla en el secundario, y la protección de este no responda, el relé opere a los 180 ms, lo que se logra con un dial igual a 0.45.

5.9.2.2 Función falla fase a tierra

Se calibra la corriente de pick up multiplicando por un factor de 0.9 y la corriente de ajuste por un factor de 1.25, con los cálculos de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{90\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.9 \times 2408\ A \times 5}{1000} = 9.63\ A$$

$$I_{ajuste} = \frac{125\%\ I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 131\ A \times 5}{1000} = 0.82\ A$$

Para el dial se tienen las mismas consideraciones que en la función de falla trifásica, por lo que se escoge un valor de dial igual a 0.14 con un tiempo de respuesta de 470 ms en coordinación con el secundario del transformador.

5.9.3 CALIBRACIÓN RELÉ 2C

Ubicado en el nodo de conexión con los terminales del secundario del transformador Y-T1255A, de corriente nominal igual a 416 A para el lado de 4.16 kV, se configura con el relé de sobrecorriente C011_183A806A07. Su función instantánea será ajustada con la corriente máxima de cortocircuito para lo que se usa un transformador de corriente con relación RTC igual a 1000/5.

5.9.3.1 Función falla trifásica

La función de fallas trifásicas, se calibra la función instantánea para fallas en los terminales del secundario del transformador, considerando para el cálculo de la corriente de pick up un factor de 0.8, quedando el cálculo así:

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 7223\ A \times 5}{1000} = 28.8\ A$$

Para la función temporizada, se permite que el transformador se sobrecargue en un 125%, por lo que para el cálculo de la corriente de ajuste se multiplica la corriente nominal por un factor de 1.25.

$$I_{ajuste} = \frac{125\%\ I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 416 \times 5}{1000} = 2.5\ A$$

Para obtener una coordinación aguas abajo para una falla trifásica con el motor P-C1 se utiliza un dial 0.12 con esto tenemos un tiempo de respuesta de 100 ms a 1.2 y un delay de 20 ms si es detectado por la parte instantánea.

5.9.3.2 Función falla fase a tierra

Para la función de falla a tierra, la corriente de pick up se calcula multiplicando por un factor de 0.9, en este caso, a la corriente máxima de falla a tierra.

$$I_{pick\ up} = \frac{90\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.9 \times 2280\ A \times 5}{1000} = 10.26\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se calcula multiplicando la corriente nominal por un factor de 1.25, dejando la expresión de cálculo de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{1.25\%\ I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 416 \times 5}{1000} = 2.5\ A$$

Para obtener una coordinación aguas abajo para una falla fase tierra con el motor P-C1 se utiliza un dial 0.12, con esto tenemos un tiempo de respuesta de 400 ms a 1.1 s y un delay de 20ms si es detectado por la parte instantánea.

5.9.4 CALIBRACIÓN RELÉ 2D

Ubicado en el nodo de conexión de la barra Y-HMC-EL que es el centro de control de motores donde se encuentra conectado los motores P-C1, V-P6A, C-P5A, TV-P2A y Y-P3001A y el transformador T-Y1255A , se configura con el relé de sobrecorriente C011_183A806A10. Utilizamos para el caso el motor P-C1 de 630 MW siendo este el de mayor potencia y el que presenta las condiciones más críticas de arranque y en caso de falla para la coordinación, para lo que se usa un transformador de corriente con relación RTC igual a 300/5.

5.9.4.1 Función falla trifásica

En el ajuste de la función de falla trifásica se calibra la corriente de pick up instantánea y se utiliza la corriente de arranque de motor, quedando el cálculo así:

$$I_{pick\ up} = \frac{I_{arranque\ max}}{RTC} = \frac{0.8 \times\ 875\ A \times 5}{300} = 14.58\ A$$

Para la función temporizada, la corriente de ajuste se multiplica la corriente nominal por un factor de 0.8.

$$I_{ajuste} = \frac{0.8 \times I_n}{RTC} = \frac{0.8 \times 110 \times 5}{300} = 1.5\ A$$

Dial igual a 0.85 para ajustar con la curva de arranque del motor P-C1

5.9.4.2 Función falla fase a tierra

Para la función de falla fase a tierra se calcula la corriente de pick up usando la corriente de arranque del motor.

$$I_{pick\ up} = \frac{I_{arranque\ P-C1\ max}}{RTC} = \frac{875\ A \times 5}{300} = 14.58\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se calcula multiplicando la corriente nominal por un factor de 0.8, dejando la expresión de cálculo de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{80\%\ I_n}{RTC} = \frac{0.8 \times 110 \times 5}{2500} = 1.5\ A$$

Dial igual a 0.85 para ajustar con la curva de arranque del motor P-C1

5.9.5 AJUSTES DE COORDINACIÓN

Después de realizar los cálculos para obtener las corrientes de arranque y ajuste existen varias consideraciones que hacen necesario un ajuste de la coordinación en la función instantánea para falla fase tierra y la temporizada en ambos casos.

5.9.5.1 Ajustes en 2A

Para el ajuste del relé del alimentador 1-A4, se toma en cuenta la elevada corriente de falla trifásica de 24017 A haciendo que la corriente de arranque llegue casi a los límites, se decide proteger al alimentador desde una falla de 6000 A con una corriente de pick up igual a 10 A para fallas trifásicas, y la corriente de pick up de falla fase tierra a 2 para mejorar la coordinación.

5.9.5.2 Ajustes en 2B

La elevada corriente de falla trifásica de 23698 A causa que la corriente de pick up sobrepase los límites, se decide proteger al primario desde una falla de 3000 A

con una corriente de arranque igual a 15 A para fallas trifásicas, y la corriente de pick up para fallas de fase a tierra a 4 A para coordinar de una manera adecuada con los demás elementos del sistema.

5.9.5.3 Ajustes en 2C

No es necesario coordinar el la protección del secundario y el primario del transformador ya que el primario no siente una falla en el secundario para una falla fase a tierra pero para fines de coordinación las corrientes de arranque será 25.28 A y la pick up de falla fase a tierra 8 A.

5.9.5.4 Ajustes en 2D

La corriente de arranque para falla trifásica y monofásica del transformador se calcula con la corriente más crítica cuando arranca el motor y la corriente de ajuste se aproxima a 1.5 A.

5.9.6 RESUMEN DE CALIBRACIÓN Y AJUSTES

Los resultados de la calibración final de los relés mencionados se muestran en la TABLA 5.8.

TABLA 5.8 RESUMEN CONFIGURACIÓN RELÉS CASO 2

Relé	Función Falla Trifásica				Función Falla Fase a Tierra			
	Instantáneo		Temporizado		Instantáneo		Temporizado	
	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial
2A	10	30	0.5	0.5	2	30	0.5	0.07
2B	15	20	0.8	0.45	4	20	0.82	0.1
2C	25	20	2.5	0.12	8	20	2.5	0.15
2D	14.58	10	1.5	0.85	14.58	10	1.5	0.85

En la FIGURA 5.21 se tiene la curva de arranque del motor, y en las FIGURAS 5.22 y 5.23 se tienen las curvas de protección de los relés mencionados para su función de falla trifásica y de falla fase a tierra.

Se establece un tiempo de pick up para la función instantánea de 0.02 para el secundario y el primario y 0.03 para la función instantánea el alimentador estos tiempos de arranque son seteados para permitir una coordinación adecuada y que no ocurran disparos que no correspondan a la zona de protección establecida.

Para el caso 2 se usan curvas IEC 225-3 Extremadamente inverso, en la parte inferior se muestran las ecuaciones que pueden ser usadas para obtener los tiempos de disparo (T) de acuerdo al dial (TMD) y relación entre la corriente de falla y la corriente pick up que se seleccione, la determinación del dial para este y los demás casos que se plantean en el proyecto se realiza a un ensayo de prueba y error gracias a la facilidad en cuanto variación del TMD que nos brinda el simulador hasta llegar a un tiempo adecuado de coordinación.

$$T = TDM \quad \frac{K}{I/I_{pkp}{}^{E} - 1} \quad T_{RESET}, \qquad T = TMD \quad \frac{t_r}{I/I_{pkp}{}^{2} - 1}$$

Las constantes que se utilizan para las ecuaciones mostradas son las de las curvas IAC Extremadamente inverso, mismas que se muestran en la TABLA 5.9.

TABLA 5.9 CONSTANTES PARA EL CÁLCULO DEL TIEMPO DE DISPARO SEGÚN LAS CURVAS IAC EXTREMADAMENTE INVERSO

Tipo de curva IAC	K	E	T_R
IEC 255 Extreme Inv.	80	2	058.2

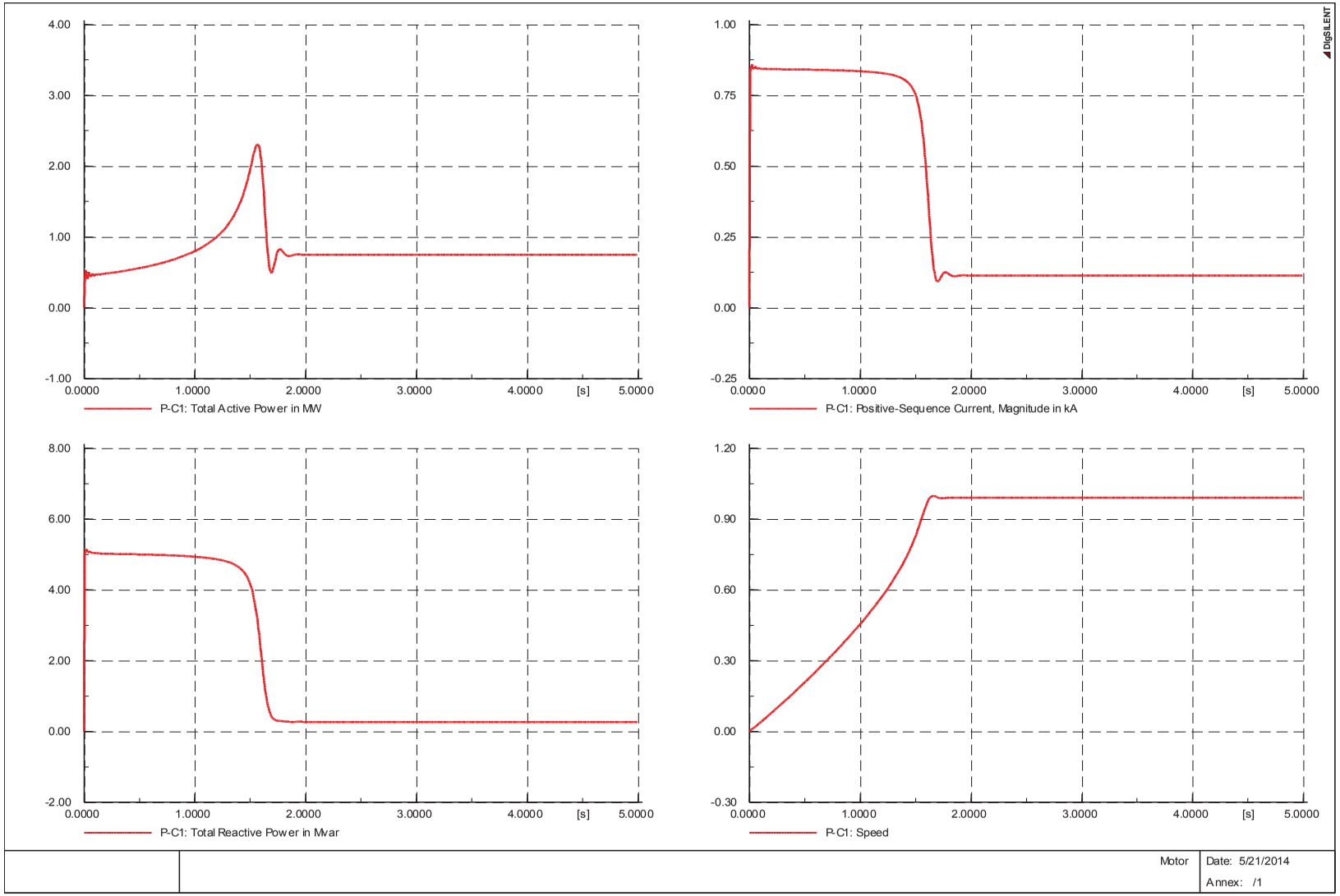

FIGURA 5.21 CURVAS ARRANQUE DE MOTOR P-C5A

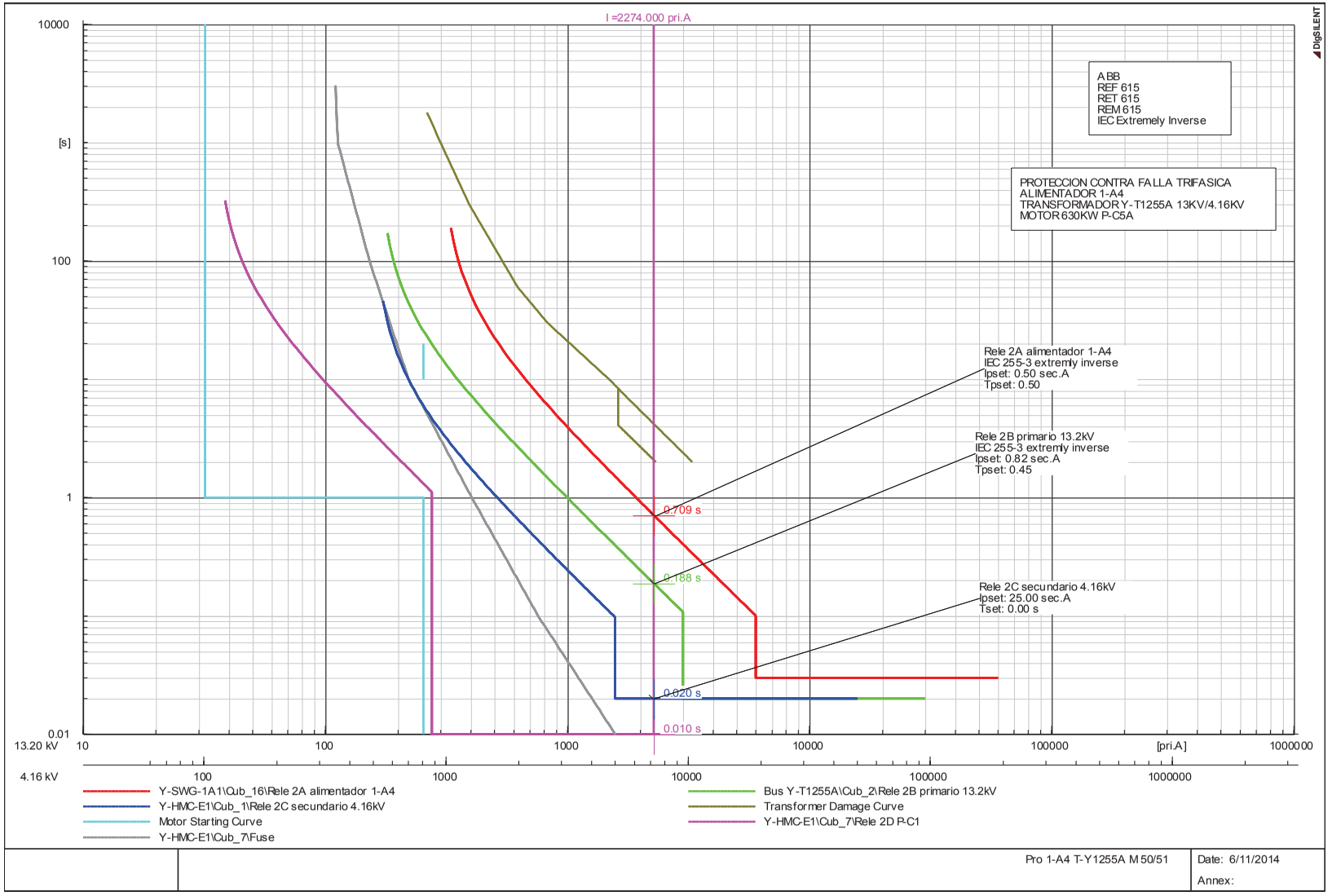

FIGURA 5.22 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECCORRIENTE 50/51 PARA EL CASO 2

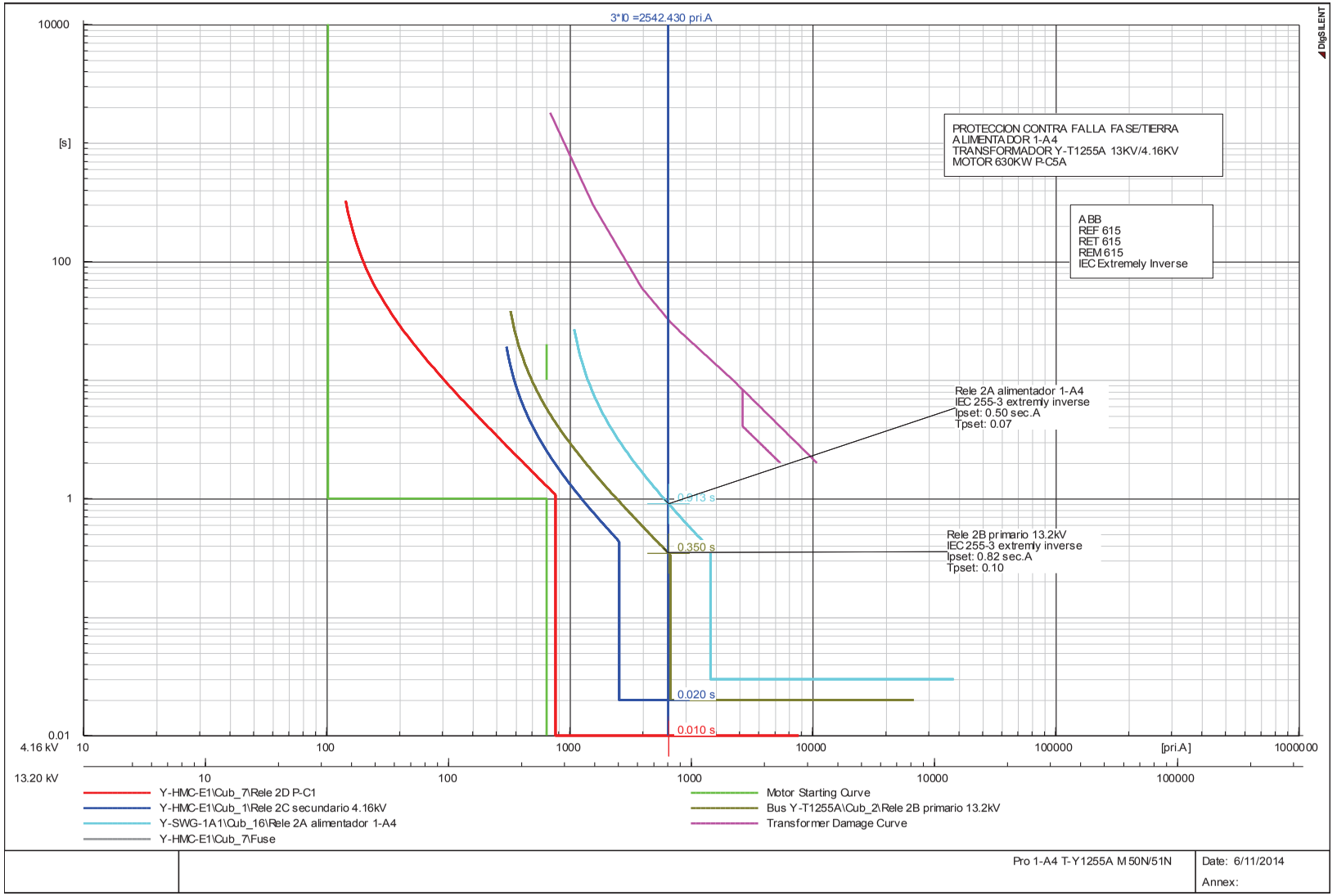

FIGURA 5.23 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50N/51N PARA EL CASO 2

5.9.7 ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS

5.9.7.1 Falla trifásica en el alimentador

Para fallas trifásicas sea al 10%, considerado el más grave, 50% o 90% de la línea, actúa el instantáneo del relé 3A con un delay de 30 ms, en caso de que la falla persista opera el instantáneo de los generadores con un delay de 40 ms. En último caso de que las protecciones y back up del alimentador no entren en funcionamiento se realizaría una desconexión de los generadores esto en un caso crítico y no es recomendable.

5.9.7.2 Falla trifásica y monofásica en los bornes del primario del transformador

En este caso actúan los elementos de protecciones con su función instantánea con un delay de 20 ms para asegurar la coordinación, y en caso de que continúe la falla actúan 3A con un delay en su instantáneo de 20 ms para fallas trifásicas. Para fallas monofásicas actúa el relé 3B instantáneamente con un delay de 20 ms y el relé 3A con su temporizado, con un retraso de coordinación de 500ms.

5.9.7.3 Arranque del motor P-C1

Cuando se energiza el motor, su corriente de arranque alcanza niveles de corriente considerables, si se superan estos niveles de alrededor de 700 a 800 A debe operar con su función instantánea el relé 2D, en caso de que este no despeje la falla actúa 2C del secundario con un delay de 20 ms para cualquier condición sea monofásica o trifásica. El relé 2B actuara a los 490 ms para una falla trifásica para una monofásica no actúa.

5.10 CASO 3

Para este caso se consideran para su protección únicamente para los alimentadores 1-A13 y 1-B9, aguas abajo se encuentran los transformadores Y-T1272A y Y-T1272B a estos transformadores se conectan muchas cargas generales, motores y bombas de menor tamaño que no requieren se coordinados al no presentar condiciones extremas de arranque u operación, algo especial en este caso es la interconexión que existe entre los primarios de los transformadores por medio del cable de aproximadamente 15 metros con dos interruptores automáticos uno en cada extremo que se encuentran asociados a los conductores arriba mencionados. En la FIGURA 5.24 y 5.25 se observa el diagrama del circuito y los relés a ser ajustados.

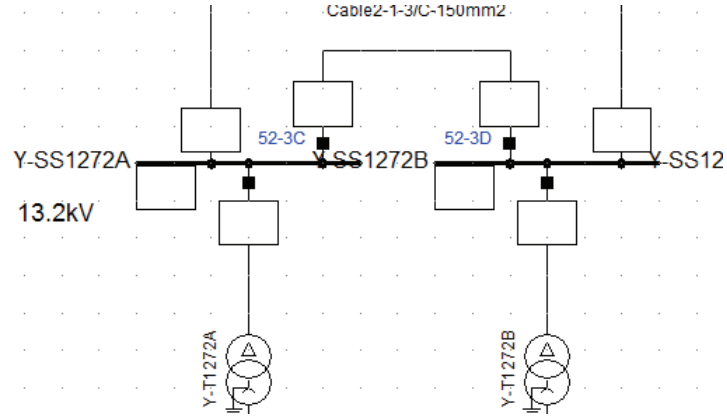

FIGURA 5.24 CASO 3

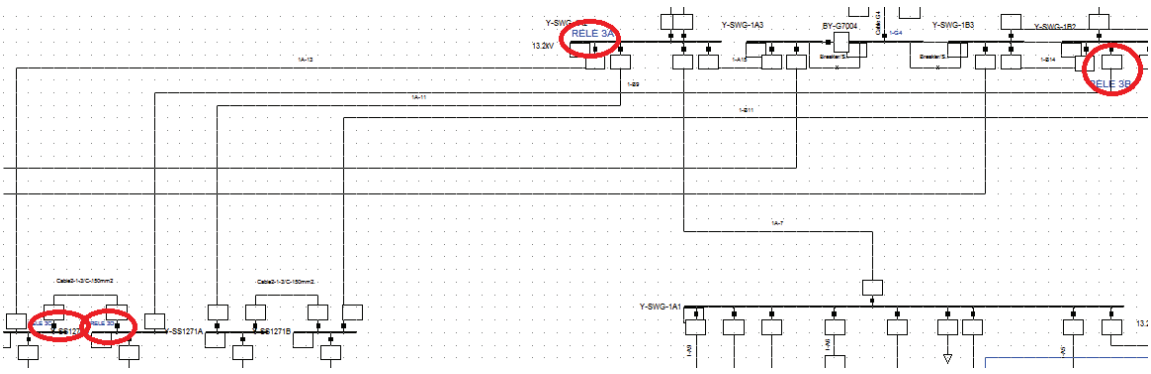

FIGURA 5.25 CASO 3

5.10.1 CALIBRACIÓN RELÉ 3A

Se ubica en el alimentador 1-A13 en su extremo más cercano al generador 4, de corriente nominal igual a 310 A. Se configura el relé de sobrecorriente C011_183A806A17, que cuenta con función instantánea y temporizada que utiliza la curva IEC extremadamente inversa tanto para fallas trifásicas como para fallas a tierra con una relación RTC igual a 500/5.

5.10.1.1 Función falla trifásica

Para el ajuste de la función de falla trifásica, se calibra la función instantánea para fallas al 10% siendo esta la más crítica, considerando para el cálculo de la corriente de pick up un factor de 0.7 correspondiente a la variación de la corriente de cortocircuito, dejando la expresión de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{70\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.7 \times 24008\ A \times 5}{500} = 168.01\ A$$

*Se puede cambiar el TC y tener la relación de transformación mucho más alta para tener una corriente de arranque dentro del rango en el que opera el relé como en el caso 1, pero no se lo realiza para fines demostrativos.

En cuanto a la función temporizada, se calcula la corriente de ajuste de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 310 \times 5}{500} = 3.1\ A$$

Para el dial se usa 0.25 el cual coordina con el generador 4 en su función de protección.

5.10.1.2 Función falla fase a tierra

Para el ajuste de la función de falla a tierra calcula multiplicando a la corriente máxima de falla a tierra por un factor de 0.7.

$$I_{pick\ up} = \frac{70\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.7 \times 2477\ A \times 5}{500} = 17.33\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se calcula siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{310 \times 5}{500} = 3.1\ A$$

Se usa el dial 0.10 para que tenga una adecuado coordinación con el generador 4

5.10.2 CALIBRACIÓN RELÉ 3B

La calibración del relé 3B es la misma que en el relé 3A al ser el mismo tipo de conductor con iguales características, la misma distancia y encontrarse en paralelo.

5.10.3. AJUSTES DE COORDINACIÓN

5.10.3.1 Ajustes en 3A

Para el ajuste del relé del Alimentador 1-A13 la elevada corriente de falla trifásica de 24008 A haciendo que la corriente de arranque sobrepasa llega casi a los límites establecidos para el relé, se decide proteger al alimentador desde una falla de 4000 A con una corriente de pick up igual a 28 A para fallas trifásicas y de 12 A

para fallas de fase a tierra, con el fin de mejorar la coordinación con el generador 4 aguas arriba.

5.10.3.2 Ajustes en 3B

Se realizan iguales ajustes que en el relé 3A.

5.10.4 RESUMEN DE CALIBRACIÓN Y AJUSTES

Después de ajustar ambos relés, se puede hacer un resumen de cómo se configuran, lo que se muestra en la TABLA 5.10.

TABLA 5.10 RESUMEN CONFIGURACIÓN RELÉS CASO 3

Relé	Función Falla Trifásica				Función Falla Fase a Tierra			
	Instantáneo		Temporizado		Instantáneo		Temporizado	
	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial
3A	28	20	3.1	0.25	12	20	3.1	0.1
3B	28	20	3.1	0.25	12	20	3.1	0.1

En las FIGURAS 5.26 y 5.27 se tienen las curvas de protección de los relés mencionados para su función de falla trifásica y de falla fase a tierra.

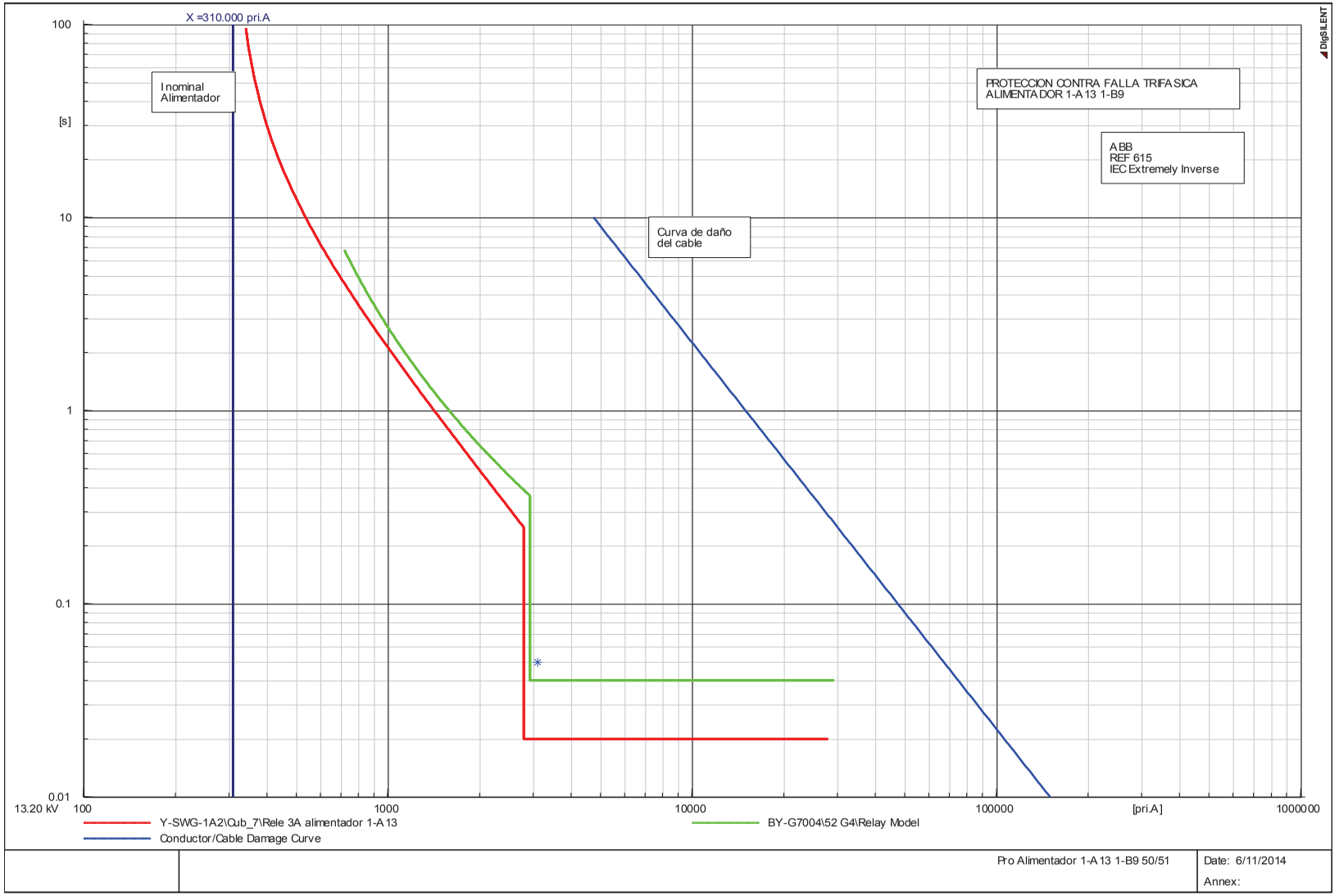

FIGURA 5.26 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECCORRIENTE 50/51 PARA EL CASO 3

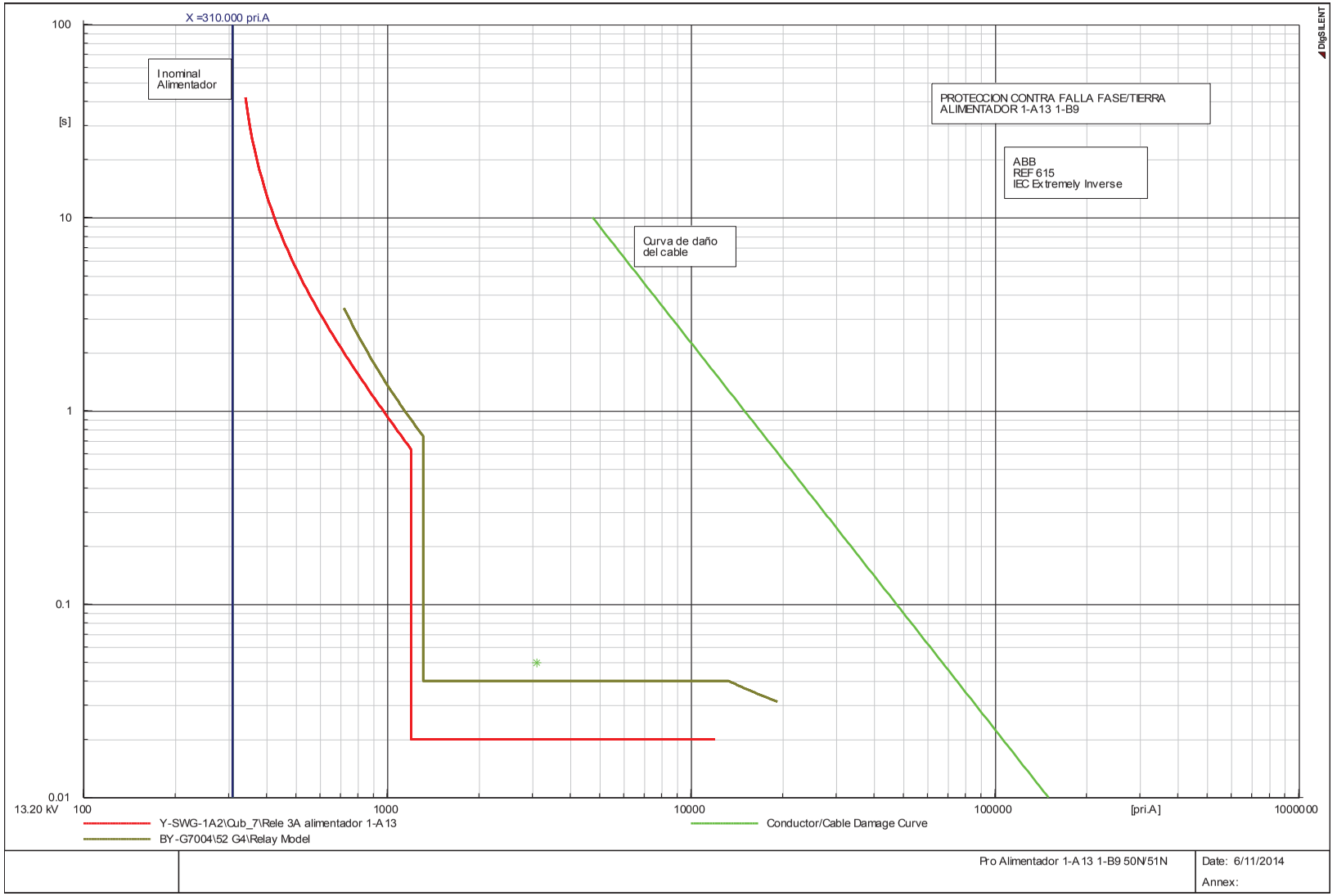

FIGURA 5.27 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE 50N/51N PARA EL CASO 3

5.10.5 ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS

5.10.5.1 Falla trifásica en el alimentador al 10%

Para fallas trifásicas al 10% del alimentador 1-A13 debe actuar la función instantánea del relé 3A, esto se repite para el alimentador 1-B9 y relevador 3B.

Los interruptores 52-3C y 52-3D están asociados a los relés 3A y 3B y deben abrir inmediatamente se detecte una falla en los alimentadores 1A13 o 1-B9, esto para que no se siga alimentando la falla desde el conductor paralelo y así mantener energizado al transformador correspondiente al alimentador libre de cortocircuito.

5.10.5.2 Falla trifásica en el alimentador al 50%

Par una falla trifásica al 50% actúa la función instantánea de ambas líneas al presentarse corrientes del orden de 24008 A en la falla y de 5664 A en el alimentador en paralelo con un retardo de 0.02 s.

5.10.5.3 Falla trifásica en el alimentador al 90%

Par una falla trifásica al 90 % actúa la función actúa de la misma manera al tener corriente de falla de alrededor de 13239 A y de 1379 A en el alimentador paralelo con un retardo de 0.02 s.

5.10.5.4 Falla monofásica en el alimentador 10%

En caso de ocurrir una falla monofásica al 10% del alimentador 1-A13 la función instantánea fase tierra de relé 3A debe disparar de la misma manera, por lo que debe actuar el relé 3B si la falla se presenta en cualquier parte alimentador 1-B9.

5.10.5.5 Falla monofásica en el alimentador 50%

Si se presenta la falla monofásica al 50% de la línea actúa la función temporizada del alimentador donde no ocurre la falla, si esta persiste a los 1.2 s con una corriente de 612 A.

5.10.5.6 Falla monofásica en el alimentador 90%

Para el caso de una falla monofásica al 90% el alimentador que se encuentre en paralelo todavía actuara la función temporizada a los 700 ms con una corriente de 1066 A.

5.11 CASO 4

Se detalla protección para subestaciones, específicamente para la F, que cuenta con el transformador Y-T1282 y el centro de control de motores Y-LMC-F1. Esta subestación es alimentada por la línea 1A-5 de 1.1 km, la que se puede considerar corta, por lo que para este caso es suficiente utilizar la protección de sobre corriente que se encuentra dentro de la función 50 y 51 del RET615 y del REF615 para el resguardo de alimentador y transformador respectivamente.

De todas las S/E del sistema se escoge esta debido a que forma parte del anillo de distribución formado por las subestaciones F, G, K, H, J1 y J2, además de esto es la que está conectada directamente con el alimentador 1A-5, mismo que en el estudio de cortocircuitos presenta problemas ya que las corrientes de falla al 50 y 90% de la línea se pueden considerar bajas si son comparadas con las del resto de alimentadores. En la FIGURA 5.28 se tiene la topología del caso y se indica en que parte se encuentran los relés a ser modelados.

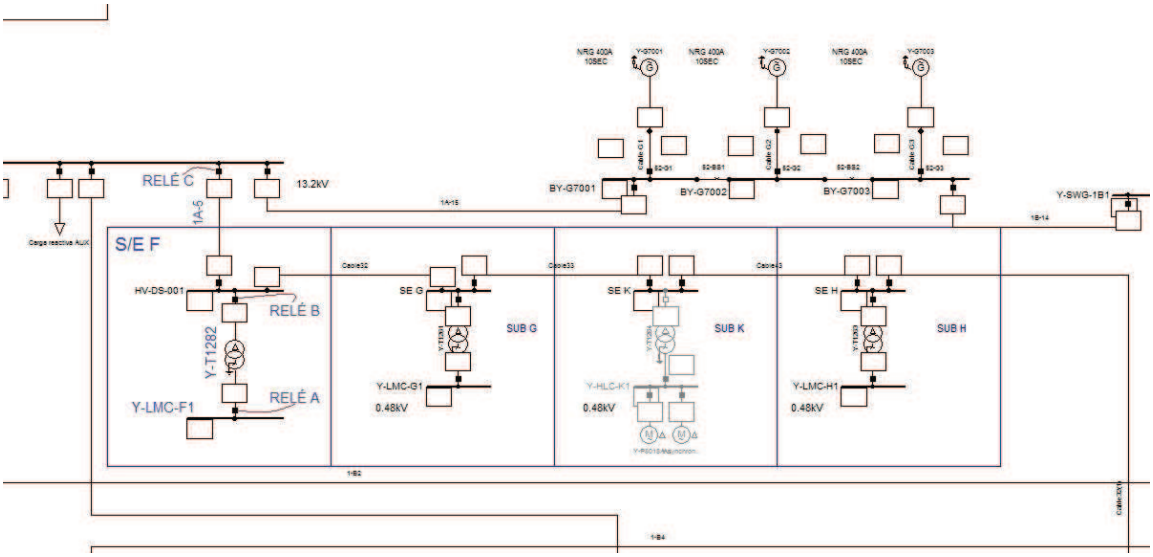

FIGURA 5.28 CASO 4

5.11.1 CALIBRACIÓN RELÉ 4A

Se ubica en el secundario del transformador Y-T1282, que se encuentra a 480 V, de corriente nominal igual a 1925 A referida al secundario. Se configura con el relé de sobre corriente C09_183A805A18, que cuenta con función instantánea y temporizada tanto para fallas trifásicas como para fallas a tierra. Su función instantánea se ajusta con la corriente máxima de cortocircuito en los bornes del secundario del transformador, y se utiliza para alimentar el relé un transformador de corriente con relación RTC igual a 5000/5.

5.11.1.1 Función falla trifásica

Para el ajuste de la función de falla trifásica, se calibra la función instantánea para fallas en los bornes del secundario del transformador, considerando para el cálculo de la corriente de pick up un factor de 0.8 de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 30216\ A \times 5}{5000} = 24.17\ A$$

En cuanto a la función temporizada, se calcula la corriente de ajuste multiplicando la corriente nominal por un factor de 1.25, permitiendo de esta manera cierta sobrecarga en el transformador sin que se dispare esta función.

$$I_{ajuste} = \frac{125\%\ I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 1925 \times 5}{5000} = 2.41\ A$$

Para el dial se usa el más bajo, es decir 0.05.

5.11.1.2 Función falla fase a tierra

Para el ajuste de la función de falla a tierra se considera al igual que en la función de falla trifásica el cálculo de la corriente de pick up, corriente de ajuste y dial. Al igual que para la función de fallas trifásicas, la corriente de pick up se calcula multiplicando por un factor de 0.8, en este caso, a la corriente máxima de falla a tierra.

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 31056\ A \times 5}{5000} = 24.84\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se calcula multiplicando la corriente nominal por un factor de 0.3, dejando la expresión de cálculo de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{30\%\ I_n}{RTC} = \frac{0.3 \times 1925 \times 5}{5000} = 0.58\ A$$

Para el dial al igual que en la función mencionada antes se usa el más bajo, es decir 0.05.

5.11.2 CALIBRACIÓN RELÉ 4B

Se encuentra ubicado en el primario del transformador Y-T1282 a 13.2 kV, de corriente nominal igual a 70 A y se utiliza la función instantánea y temporizada tanto trifásica como de fase a tierra del relé de sobre corriente C09_183A805A20. El ajuste de la función instantánea se calcula con la corriente máxima de cortocircuito en los bornes del primario del transformador, y se utiliza para alimentar el relé un TC con relación RTC igual a 2500/5.

5.11.2.1 Función falla trifásica

Para la función de fallas trifásicas, se calibra la función instantánea para fallas en los bornes del primario del transformador, considerando para el cálculo de la corriente de pick up un factor de 0.8 de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 16654\ A \times 5}{2500} = 26.65\ A$$

La corriente de ajuste se calcula multiplicando la corriente nominal por un factor de 1.25, permitiendo que el transformador se pueda sobrecargar en un 125%.

$$I_{ajuste} = \frac{125\%\ I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 70 \times 5}{2500} = 0.18\ A$$

Para el valor del dial se considera que cuando suceda una falla en el secundario, y la protección de este no responda, el relé opere a los 400 ms, lo que se logra con un dial igual a 0.74.

5.11.2.2 Función falla fase a tierra

Al igual que en la función de falla fase a tierra del relé 4A, se calibra la corriente de pick up multiplicando por un factor de 0.8 y la corriente de ajuste por un factor de 0.3, quedando los cálculos de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{80\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.8 \times 2316\ A \times 5}{2500} = 3.71\ A$$

$$I_{ajuste} = \frac{30\%\ I_n}{RTC} = \frac{0.3 \times 70 \times 5}{2500} = 0.04\ A$$

Para el dial se tienen las mismas consideraciones que en la función de falla trifásica, por lo que se escoge un valor de dial igual a 2.00.

5.11.3 CALIBRACIÓN RELÉ 4C

Ubicado en el nodo de conexión de la barra Y-SWG-1A1 y el cable 1A-5, de corriente nominal igual a 240 A. Este relé se instala con el objetivo de dar respaldo en caso de que fallen las protecciones del transformador Y-T1282 tanto en el primario como en el secundario, y se configura con el relé de sobre corriente C09_183A805A21. Su función instantánea será ajustada con la corriente máxima de cortocircuito, la que se da con fallas al 10% de la línea desde su punto de conexión, para lo que se usa un transformador de corriente con relación RTC igual a 2500/5.

5.11.3.1 Función falla trifásica

En el ajuste de la función de falla trifásica se calibra la corriente de pick up considerando que la función instantánea debe operar para fallas en cualquier parte de la línea, por lo que se utiliza un factor de 0.5, quedando el cálculo así:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 21332\ A \times 5}{2500} = 21.33\ A$$

Para la función temporizada, se permite que la línea se sobrecargue en un 25%, por lo que para el cálculo de la corriente de ajuste se multiplica la corriente nominal por un factor de 1.25.

$$I_{ajuste} = \frac{125\%\ I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 240 \times 5}{2500} = 0.6\ A$$

Para el cálculo del dial se toma en cuenta que este relé debe actuar en el caso de que 4B no funcione correctamente para una falla en los bornes del primario del transformador, considerando un tiempo alrededor de 400 ms, lo que se logra usando un dial igual a 2.00.

5.11.3.2 Función falla fase a tierra

Al igual que para la función de fallas trifásicas, la corriente de pick up se calcula multiplicando por un factor de 0.5, en este caso, a la corriente máxima de falla a tierra.

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 2307\ A \times 5}{2500} = 2.31\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se calcula multiplicando la corriente nominal por un factor de 0.3, dejando la expresión de cálculo de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{30\%\ I_n}{RTC} = \frac{0.3 \times 240 \times 5}{2500} = 0.14\ A$$

Para el cálculo del dial se tienen las mismas consideraciones que en la función de fallas trifásicas, por lo que se escoge un dial igual a 1.25.

5.11.4 AJUSTES DE COORDINACIÓN

5.11.4.1 Ajustes en 4B

Con el objetivo de evitar el traslape de protecciones con la del relé 4C, se ajusta la corriente de pick up tanto para la función de fallas trifásicas como para la función de fallas fase a tierra a 20 A y 2 A respectivamente.

5.11.5 RESUMEN DE CALIBRACIÓN Y AJUSTES

Después de haber calibrado y ajustado cada uno de los relés mencionados, se puede hacer un resumen de cómo se configuran, lo que se muestra en la TABLA 5.11.

TABLA 5.11 RESUMEN CONFIGURACIÓN RELÉS CASO 4

Relé	Función Falla Trifásica				Función Falla Fase a Tierra			
	Instantáneo		Temporizado		Instantáneo		Temporizado	
	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial
4A	24.17	20	2.41	0.05	24.84	20	0.58	0.05
4B	20.00	20	0.18	0.74	2.00	20	0.04	2.00
4C	21.33	20	0.60	2.00	2.31	20	0.14	1.25

En las FIGURAS 5.29 y 5.30 se tienen las curvas de protección de los relés mencionados para su función de falla trifásica y de falla fase a tierra.

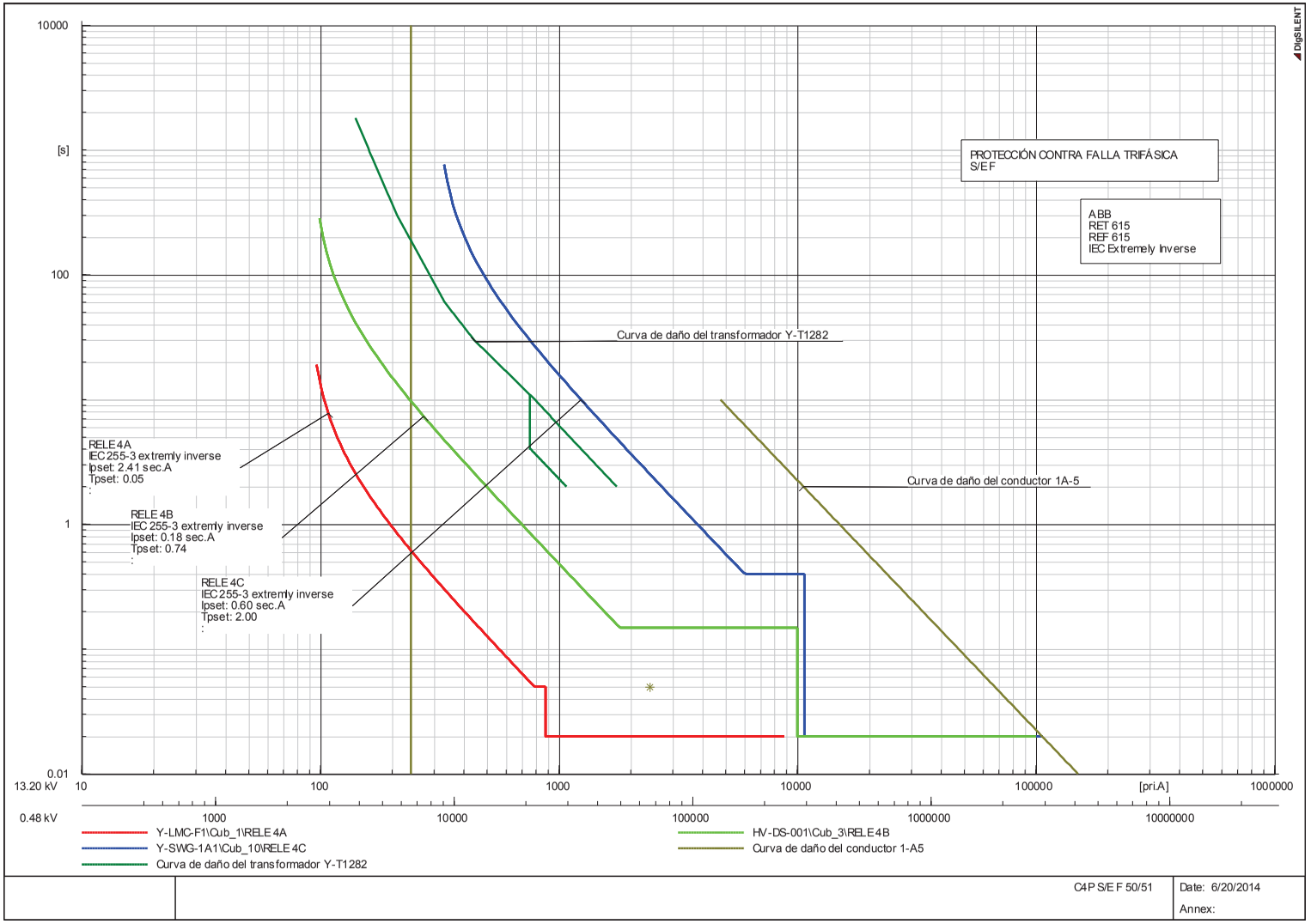

FIGURA 5.29 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TRIFÁSICA DE LA S/E F

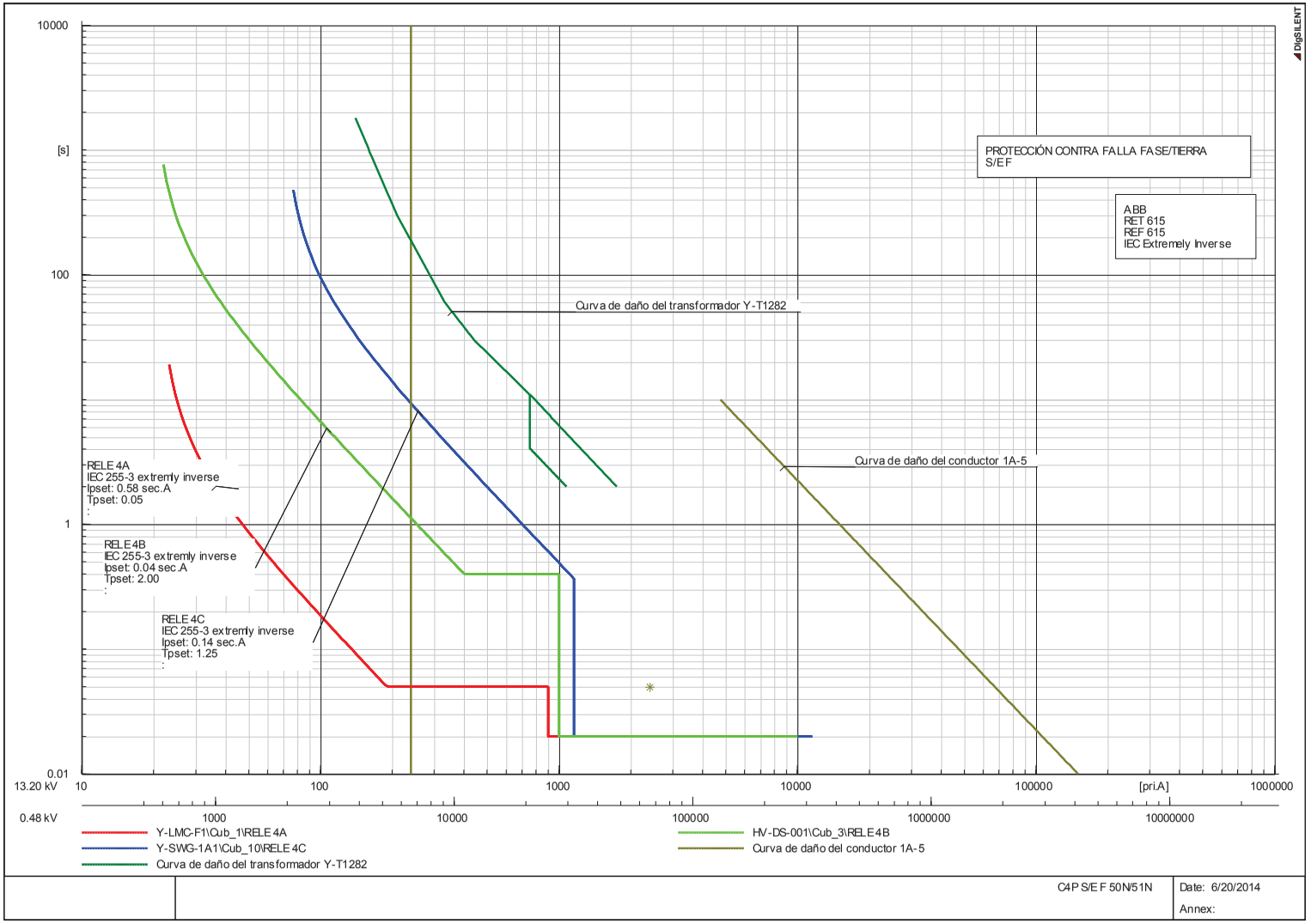

FIGURA 5.30 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE MONOFÁSICA DE LA S/E F

5.11.6 ANÁLISIS DE OPERACIÓN DE LOS RELÉS

5.11.6.1 Falla trifásica en los bornes del secundario del transformador

Para fallas trifásicas en los bornes del secundario actúa el instantáneo del relé 4A, en caso de que la falla persista opera el temporizado del 4B a los 400 ms. El relé 4C va a medir dos veces su corriente nominal, por lo que no va a entrar en función.

5.11.6.2 Falla monofásica en los bornes del secundario del transformador

En este escenario el sistema de protecciones responde igual que en el anterior, ya que el relé 4A opera con su función instantánea y en caso de que continúe la falla actúa 4B con su función temporizada a los 401 ms. De igual manera el relé 4C mide corrientes muy bajas, operando a los 6.72 s, por lo que se considera que no entra en función.

5.11.6.3 Falla trifásica en los bornes del primario del transformador

Cuando ocurren fallas trifásicas en los bornes del primario, el relé 4B opera con su función instantánea, en caso de que este no despeje la falla actúa 4C a los 401 ms. El relé 4A no entra en función ya que no mide ninguna corriente porque la falla se va a tierra por el neutro del transformador.

5.11.6.4 Falla monofásica en los bornes del primario del transformador

Para fallas de fase a tierra ocurre lo mismo que en fallas trifásicas, ya que el relé 4B actúa instantáneamente, el 4C está de respaldo y opera a los 401 ms y el 4A no mide ninguna corriente.

5.12 CASO 5

Se detalla la protección para alimentadores, al igual que en el caso uno se divide en dos partes: Caso 5A para el alimentador 1A-7 y Caso 5B para el alimentador 1B-7. La longitud de las líneas en cuestión es menor a 100 m, en general los cables de toda la planta tienen una longitud menor a 10 km, y al tratarse de un sistema industrial, para la protección de los alimentadores es suficiente el uso de relés de sobre corriente que se encuentran dentro de la función 50 y 51 del REF615.

5.12.1 CASO 5A: PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 1A-7

Se resguarda toda la línea utilizando protección de sobre corriente en cada extremo, en caso de que la falla no se despeje, se ajusta como respaldo protección de sobre corriente en las líneas 1A-12 y 1A-15, mismas que conectan directamente a la S/E Incoming y a los generadores Y-G7001, Y-G7002 y Y-G7003. Existen otros cables que alimentan la falla, debido a la topología del sep en estudio se puede decir que el aporte de estos va a ser muy bajo, de hecho la corriente de falla sensada en los puntos de conexión de cada uno es cercana a la corriente nominal propia de los mismos, por lo que no se consideran en este caso. En la FIGURA 5.31 se tiene la topología del caso y se indica en que parte se encuentran los relés a ser modelados.

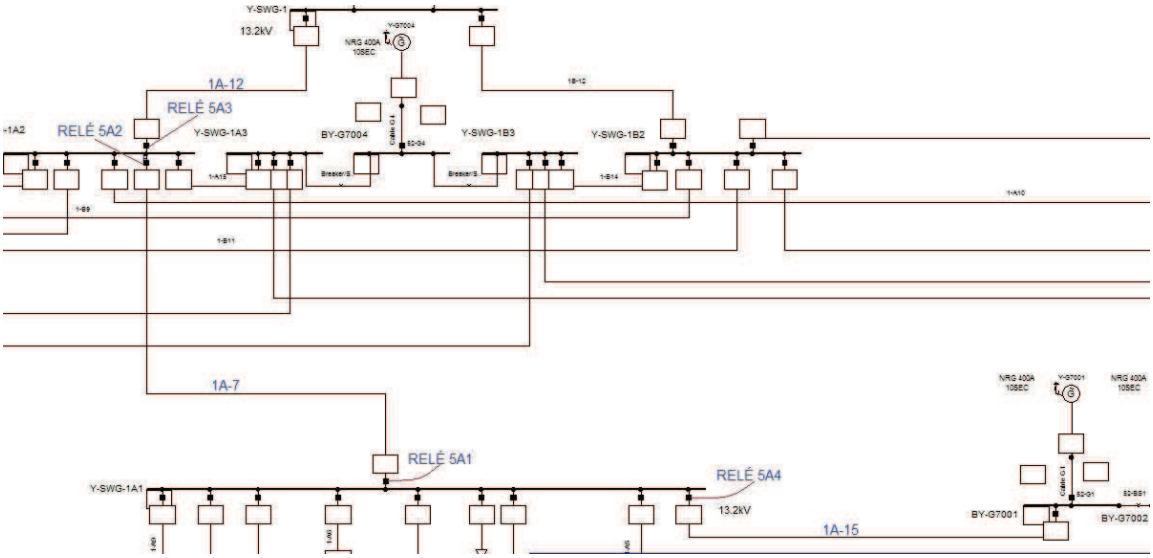

FIGURA 5.31 CASO 5A

5.12.1.1 Calibración relé 5A1

Se ubica en el nodo de conexión de la barra Y-SWG-1A1 y el cable 1A-7, cuya corriente nominal es de 480A, y se configura con el relé de sobrecorriente C09_183A805A06, mismo que cuenta con función instantánea y temporizada tanto para falla trifásica como para falla a tierra. Su función instantánea se ajusta con la corriente máxima de cortocircuito, la que se da con una falla al 90% de la línea, tomando en cuenta que esta empieza desde la barra Y-SWG-1A2. Se utiliza un transformador de corriente con relación RTC igual a 2000/5.

5.12.1.1.1 Función falla trifásica

Para el ajuste de la función de falla trifásica, se calibra la función instantánea para fallas en cualquier parte del alimentador, por lo que para el cálculo de la corriente de pick up se considera un factor de 0.5 de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 11880\ A \times 5}{2000} = 14.85\ A$$

En cuanto a la función temporizada, se calcula la corriente de ajuste multiplicando la corriente nominal por un factor de 1.25, permitiendo de esta manera cierta sobrecarga en la línea sin que se dispare esta función.

$$I_{ajuste} = \frac{125\%\ I_n}{RTC} = \frac{1.25 \times 480 \times 5}{2000} = 1.5A$$

Para el dial se usa el más bajo, es decir 0.05.

5.12.1.1.2 Función falla fase a tierra

En el ajuste de la función de falla a tierra se considera también el cálculo de la corriente de pick up, corriente de ajuste y dial. Al igual que para la función de fallas trifásicas, la corriente de pick up se calcula multiplicando por un factor de 0.5, en este caso, a la corriente máxima de falla a tierra.

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 1316\ A \times 5}{2000} = 1.65\ A$$

La corriente de ajuste para la función temporizada se calcula multiplicando la corriente nominal por un factor de 0.3, mismo que considera el máximo desbalance que se puede ocasionar en el sistema, dejando la expresión de cálculo de la siguiente manera:

$$I_{ajuste} = \frac{30\%\ I_n}{RTC} = \frac{0.3 \times 480 \times 5}{2000} = 0.36A$$

Para el dial al igual que en la función mencionada antes se usa el más bajo, es decir 0.05.

5.12.1.2 Calibración relé 5A2

Se ubica al otro extremo del alimentador 1A-7, cercano a la barra Y-SWG-1A2, y se utiliza la función instantánea y temporizada tanto trifásica como de fase a tierra del relé de sobre corriente C09_183A805A10. El ajuste de la función instantánea se calcula con la corriente máxima de cortocircuito, la que se da con una falla al 10% de la línea desde la barra Y-SWG-1A2. Se utiliza un transformador de corriente con relación RTC igual a 2000/5.

5.12.1.2.1 Función falla trifásica

Para el ajuste de la función de falla trifásica, al tratarse del mismo cable anterior, se tiene igual corriente de ajuste, es decir 1.5 A. La corriente de pick up se calcula de la misma forma que en la función anterior.

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 17845\ A \times 5}{2000} = 22.31\ A$$

Para el dial se usa uno mayor al del 5A1, tomando en cuenta que ambos relés deben operar al mismo tiempo ante cualquier tipo de falla en la línea, por lo que se utiliza 0.10.

5.12.1.2.2 Función falla fase a tierra

Para la función de falla a tierra la corriente de ajuste es igual a 0.36 A, por tratarse del mismo alimentador que en 5A1, y la de pick up se calcula así:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 1748\ A \times 5}{2000} = 2.19\ A$$

Para el dial en este caso se usa un paso más que el del 5A1, es decir 0.06.

5.12.1.3 Calibración relé 5A3

Se encuentra en el nodo de conexión la barra Y-SWG-1A1 y el cable 1A-12, de corriente nominal igual a 480A, en el DigSilent se va a configurar con el relé de sobrecorriente C09_183A805A17. Su función instantánea será ajustada con la corriente máxima de cortocircuito, la que se da con fallas al 90% desde la barra Y-SWG-1 perteneciente a la subestación Incoming. Este relé se instala con el objetivo de dar respaldo en el caso de que fallen las protecciones del alimentador 1A-7, desconectando directamente el aporte que da la subestación Incoming a dicho alimentador, para lo cual utilizamos un transformador de corriente con relación RTC igual a 2000/5.

5.12.1.3.1 Función falla trifásica

Para el ajuste de la función de falla trifásica, al tener como corriente nominal 480 A, la de ajuste será igual a 1.5 A, y la de pick up se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 17703\ A \times 5}{2000} = 22.13\ A$$

Para calcular el dial se tiene como premisa que el relé se active en el caso de que 5A1 y 5A2 no funcionen correctamente para una falla en el alimentador 1A-7, para esto consideramos un tiempo de espera alrededor de 400 ms. También se debe tener en cuenta que se va a sensar distintas corrientes según en qué parte de 1A-7 ocurra la falla, utilizando las curvas IEC 255-3 Extremly Inverse con un dial igual a 0.34 el relé operará tal y como se muestra en la TABLA 5.12.

TABLA 5.12 TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5A3 PARA FALLAS TRIFÁSICAS EN LA LÍNEA 1A-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	5110	380
50	4996	398
90	4890	416

5.12.1.3.2 Función falla fase a tierra

Para la función de falla a tierra la corriente de ajuste será igual a 0.36 A, por tener corriente nominal de 480 A, y la de pick up se calculará así:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 1877\ A \times 5}{2000} = 2.35\ A$$

Se debe tomar en cuenta que el tiempo de operación debe ser alrededor de 400 ms en el caso de que la protección del alimentador 1A-7 falle, el dial se ajusta con las mismas consideraciones que en la función de falla trifásica, por lo que para un valor igual a 0.05 el relé operará como se muestra en la TABLA 5.13.

TABLA 5.13 TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5A3 PARA FALLAS DE FASE A TIERRA EN LA LÍNEA 1A-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	477	401
50	466	422
90	456	443

5.12.1.4 Calibración relé 5A4

Ubicado en el nodo de conexión de la barra Y-SWG-1A1 y el cable 1A-15 de corriente nominal igual a 480 A, se configura con el relé C09_183A805A19. Su función instantánea será ajustada con la corriente máxima de cortocircuito, dada

en fallas al 90% de la línea empezando desde la barra BY-G7001. El objetivo de instalar este relé es dar respaldo en caso de que no actúen las protecciones del alimentador 1A-7 cuando exista una falla en cualquier parte del mismo, desconectando el aporte que dan los generadores Y-G7001, Y-G7002 y Y-G7003 desde la barra BY-G7001 a dicho alimentador, para lo que utilizamos un transformador de corriente con relación RTC igual a 2000/5.

Esta línea es muy particular, ya que en uno de sus extremos se conecta a 3 generadores en paralelo, causando que mientras más alejada este la falla del relé a lo largo de la línea, más baja sea la corriente que sienta este, causando que para fallas al 10% de la línea, en el punto más alejado del relé, la corriente que sensa este sea muy parecida a la que siente cuando hay una falla al 90% del alimentador 1A-7, provocando que este ya no despeje la falla con su función instantánea, sino con la temporizada.

5.12.1.4.1 Función falla trifásica

Para la función de falla trifásica la corriente de ajuste será igual a 1.5 A, ya que la corriente nominal del cable es la misma que en los relés anteriores, y la corriente de pick up se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 15578\ A \times 5}{2000} = 19.47\ A$$

Al momento de ajustar el dial para el temporizado de este relé se tiene como objetivo que este sea un respaldo en el caso de que la protección del alimentador 1A-7 falle, lo ideal para este caso es que el relé a ser modelado se active en un tiempo alrededor de 400 ms cuando exista falla en cualquier parte de 1A-7, también se debe tener en cuenta que según en qué parte de la línea ocurra la falla el relé va a sensar una corriente distinta, en este caso la diferencia es casi el doble

debido a las razones indicadas anteriormente, por lo que los tiempos de activación para las fallas indicadas van a tener un rango de diferencia muy elevado.

Después de probar con varios valores de dial se encuentra que el más óptimo en cuanto a tiempos de activación se refiere es 0.38, en la TABLA 5.14 se muestra cómo opera el relé.

TABLA 5.14 TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5A4 PARA FALLAS TRIFÁSICAS EN LA LÍNEA 1A-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	3327	1022
50	5217	407
90	7109	218

5.12.1.4.2 Función falla fase a tierra

Al tener corriente nominal de 480 A, la corriente de ajuste se calibra a 0.36 A y la de pick up se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 1492\ A \times 5}{2000} = 1.87\ A$$

Para el cálculo del dial se toman las mismas consideraciones que en la función de falla trifásica, por lo que se escoge un valor de 0.10, quedando los tiempos de activación como se muestra en la TABLA 5.15.

TABLA 5.15 TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5A4 PARA FALLAS DE FASE A TIERRA EN LA LÍNEA 1A-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	453	899
50	646	418
90	839	243

5.12.1.5 Ajustes de coordinación

Después de tener calibrados los relés mencionados anteriormente, se pudo observar que 5A2, 5A3 y 5A4 deben ser ajustados por ciertos motivos, especialmente por tener una mayor selectividad y evitar el traslape de protecciones. A continuación se detallará de una mejor manera los ajustes a realizar.

5.12.1.5.1 Ajustes en 5A2

Para este relé se ajusta el valor de la corriente de pick up tanto para la función de falla trifásica como para la función de falla fase a tierra, ya que en ambos casos hay un traslape de protecciones con el instantáneo del relé 5A3.

Por lo tanto se ajusta la corriente de pick up para la función de falla trifásica a 19.5 A y para la función de falla fase a tierra a 2.15 A.

5.12.1.5.2 Ajustes en 5A3

En este caso al calibrar la corriente de pick up, el criterio del 50% para protección del alimentador no es suficiente, ya que para fallas al 10% de la línea el relé va a sensar una corriente menor a la que se configura, esto ocurre en ambas funciones, por lo que se ajusta la corriente de pick up para la función de falla trifásica a 20 A y para la función de falla fase a tierra a 2.2 A.

El dial de la función de falla a tierra es muy bajo, de hecho es el mismo que se usa para el 5A1, lo que causa que las curvas se traslapen, lo mismo pasa si se usa un dial de 0.06, igual valor que el de 5A2. Por lo tanto se elige un dial de 0.07, haciendo que el relé opere como se muestra en la TABLA 5.16.

TABLA 5.16 AJUSTE DE TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5A3 PARA FALLAS DE FASE A TIERRA EN LA LÍNEA 1A-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	477	562
50	466	591
90	456	620

5.12.1.5.3 Ajustes en 5A4

La particularidad mencionada anteriormente de esta línea causa que si ocurre una falla ya sea trifásica o monofásica a tierra en la misma, los relés 5A1 y 5A2 sienten corrientes de cortocircuito muy elevadas, del orden de las de configuración para la función instantánea de cada uno. Para esto se ajusta el tiempo de pick up de los cuatro relés a 30 ms, tanto para la función de falla trifásica como para la función de falla fase a tierra, dejando un rango de 10 ms para que opere la protección propia de la línea, protección que no entra dentro del presente caso, pero vale mencionarla.

Con el objetivo de tener mayor selectividad, evitando que haya traslape de protecciones en las curvas con los instantáneos de 5A2 y 5A3, se ajusta la corriente de pick up para ambas funciones, para la función de falla trifásica a 22 A, y para la función de falla fase a tierra a 2.4 A.

5.12.1.6 Resumen de calibración y ajustes

Después de calibrar y ajustar cada uno de los relés se puede hacer un resumen de cómo quedan configurados, lo que se muestra en la TABLA 5.17.

TABLA 5.17 RESUMEN CONFIGURACIÓN RELÉS CASO 5A

Relé	Función Falla Trifásica				Función Falla Fase a Tierra			
	Instantáneo		Temporizado		Instantáneo		Temporizado	
	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial
5A1	14.85	30	1.5	0.05	1.65	30	0.36	0.05
5A2	19.50	30	1.5	0.10	2.15	30	0.36	0.06
5A3	20.00	30	1.5	0.34	2.20	30	0.36	0.07
5A4	22.00	30	1.5	0.38	2.40	30	0.36	0.10

En las FIGURAS 5.32 y 5.33 se tienen las curvas de protección de los relés mencionados para su función de falla trifásica y de falla fase a tierra.

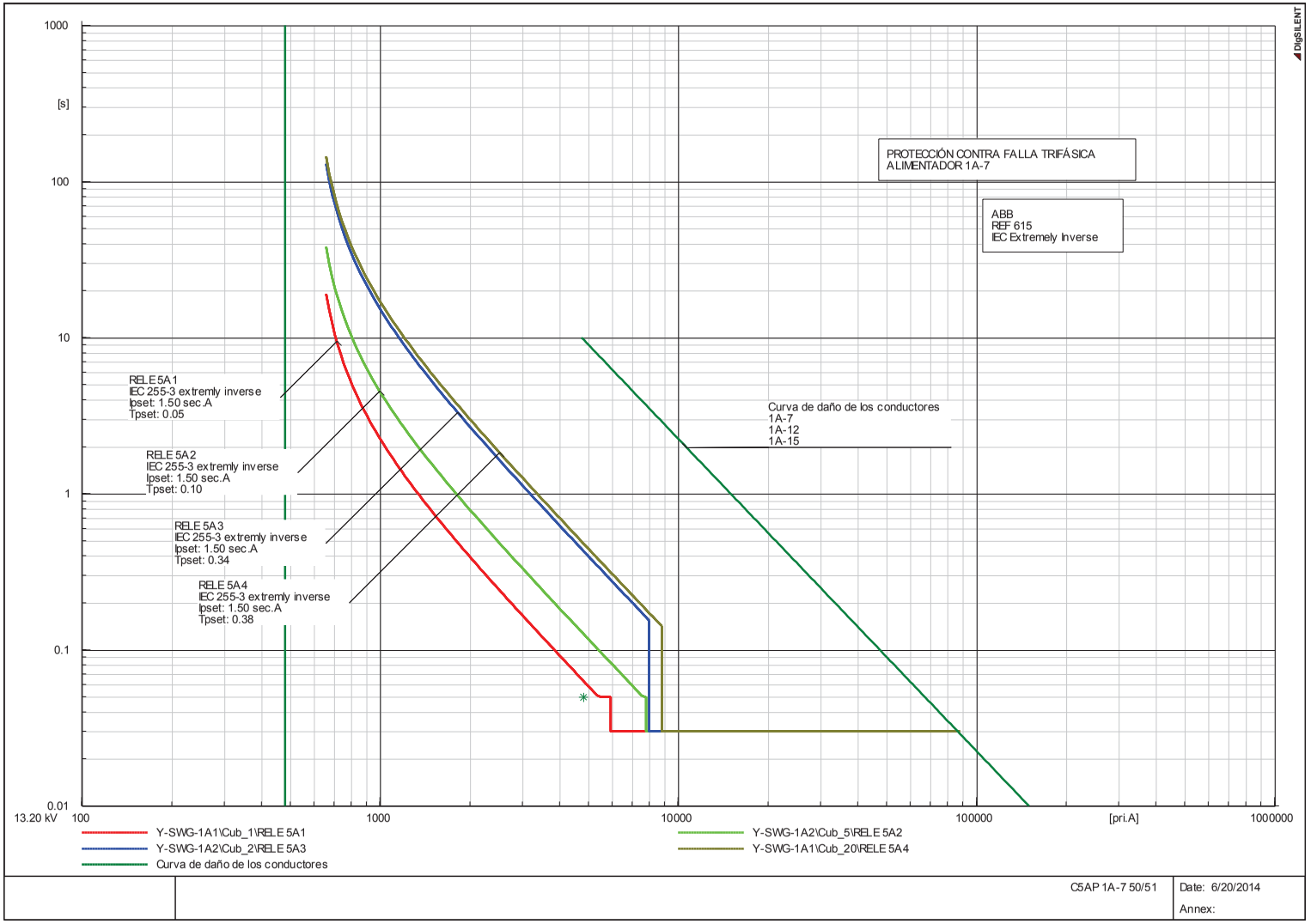

FIGURA 5.32 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TRIFÁSICA ALIMENTADOR 1A-7

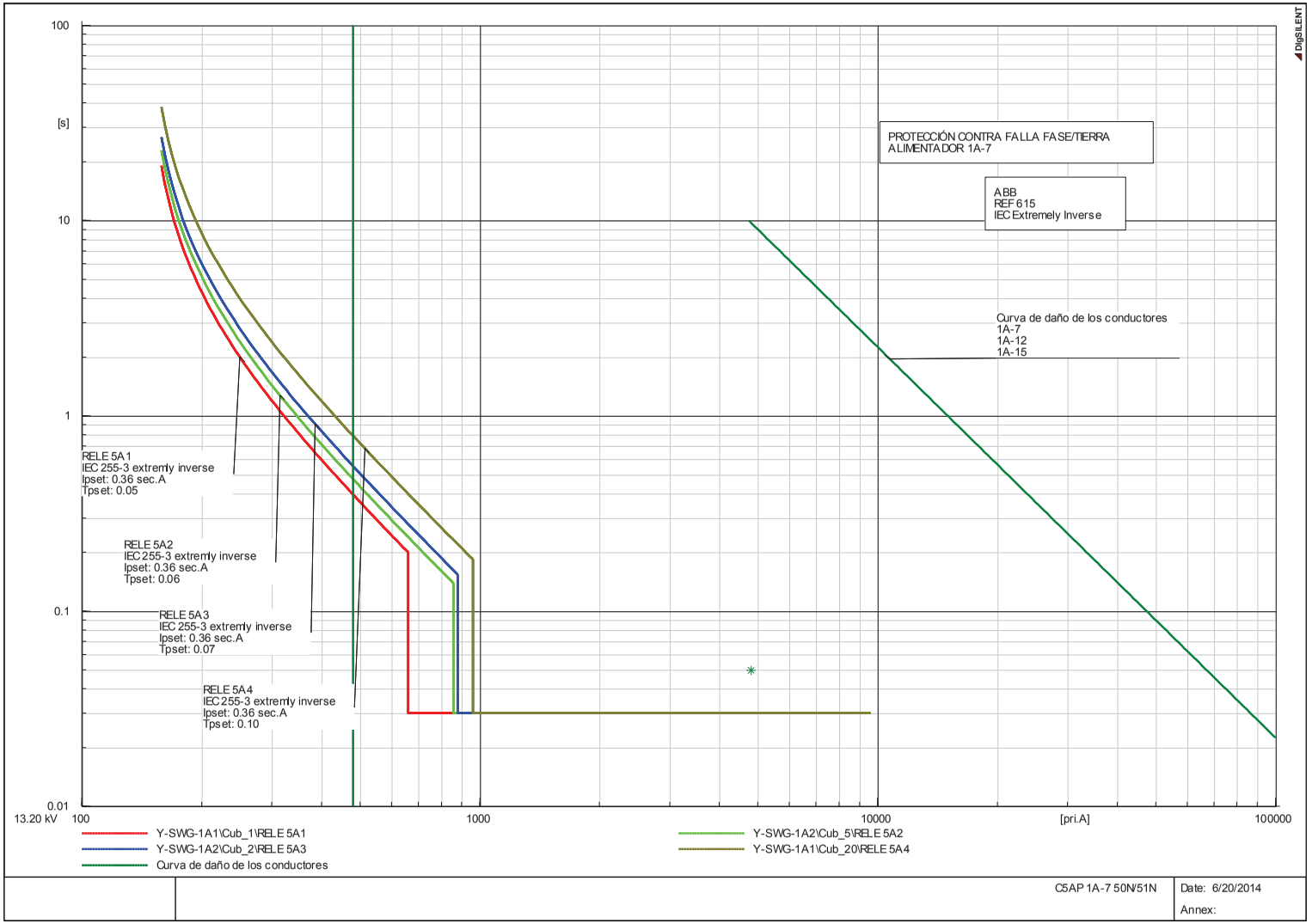

FIGURA 5.33 CURVAS DE COORDINACIÓN PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE MONOFÁSICA ALIMENTADOR 1A-7

5.12.1.7 Análisis de operación de los relés

Se realiza un análisis de cómo operan los relés cuando se presentan fallas trifásicas y monofásicas a tierra en el alimentador 1A-7 al 10, 50 y 90% de su longitud.

5.12.1.7.1 Falla trifásica al 10% de la línea

Cuando ocurren fallas trifásicas al 10% de la línea, el sistema de protecciones actúa de forma correcta, ya que los relés propios de la línea operan de manera instantánea, en caso de que estos fallen se tiene los otros dos de respaldo, el 5A3 que opera a los 380 ms y el 5A4 que se activa después 1.022 s, despejando la falla por completo. Cabe recalcar que el cable 1A-15 debe resistir la corriente de falla el tiempo que tarda el relé 5A4 en activarse, en este caso es una corriente igual a 3327 A, la cual puede tolerar durante más de un segundo sin sufrir daños.

5.12.1.7.2 Falla monofásica a tierra al 10% de la línea

La función de falla fase a tierra opera en buena forma para fallas al 10% de 1A-7, ya que 5A1 y 5A2 actúan con su instantáneo, en el caso de que estos no funcionen opera 5A3 a los 562 ms y si persiste la falla 5A4 a los 899 ms.

5.12.1.7.3 Falla trifásica al 50% de la línea

El sistema de protecciones responde de una manera más eficiente, ya que en el caso de que los instantáneos de 5A1 y 5A2 lleguen a fallar, el respaldo dado tanto por 5A3 como por 5A4 se da en un tiempo cercano a los 400 ms, despejando la falla en su totalidad en un tiempo menor que en el escenario anterior.

5.12.1.7.4 Falla monofásica a tierra al 50% de la línea

Para este escenario, al igual que en los demás, 5A1 y 5A2 despejan la falla con su función instantánea, si estos llegan a tener algún defecto y la falla persiste actúa 5A4 a los 418 ms y a los 591 ms 5A3.

5.12.1.7.5 Falla trifásica al 90% de la línea

Para fallas trifásicas al 90% de la línea, operan 5A1 y 5A2 con su función instantánea, en caso de que estos no lo hagan se tiene de respaldo a 5A4 que actúa a los 218 ms y a 5A3 a los 416 ms.

5.12.1.7.6 Falla monofásica a tierra al 90% de la línea

Para fallas de fase a tierra al 90% de la línea, 5A1 y 5A2 operan con su función instantánea, y 5A4 y 5A3 con su función temporizada a los 243 y 620 ms respectivamente.

5.12.2 CASO 5B: PROTECCIÓN DEL ALIMENTADOR 1B-7

Se resguarda todo el alimentador mediante relés de sobre corriente en cada extremo del mismo, como respaldo se tienen las mismas consideraciones del CASO 5A, por lo que se utiliza protección de sobre corriente en las líneas 1B-12 y 1B-14, mismas que conectan directamente a la S/E Incoming y a los generadores Y-G7001, Y-G7002 y Y-G7003. En la FIGURA 5.34 se tiene un diagrama del caso y se indican los relés a ser modelados.

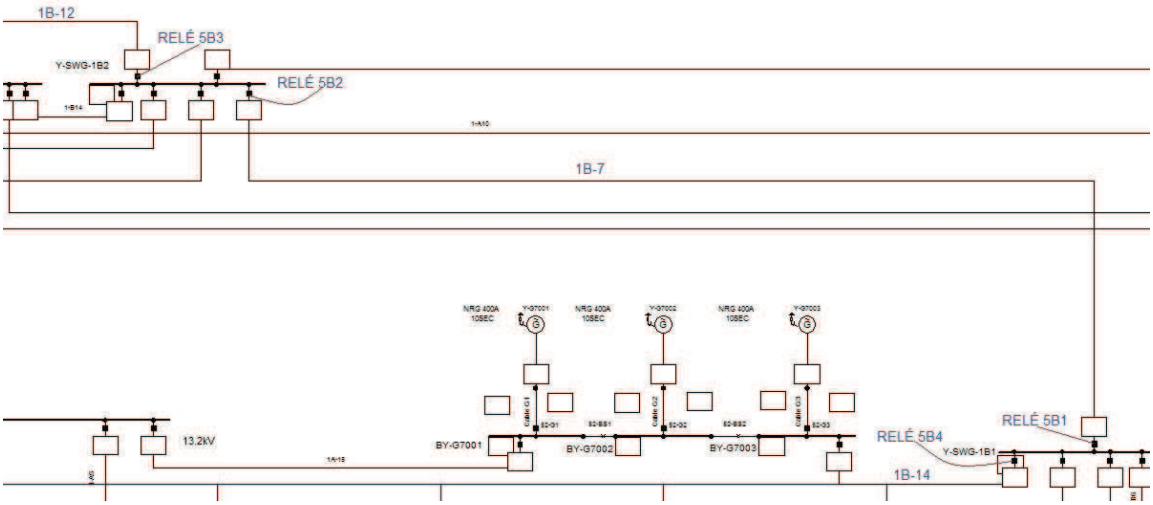

FIGURA 5.34 CASO 5B

5.12.2.1 Calibración relé 5B1

Forma parte de la protección propia del alimentador 1B-7, con corriente nominal de 480 A, se encuentra ubicado en el extremo del mismo, cercano a la barra Y-SWG-1B1 y se configura con el relé de sobrecorriente C09_183A805A05, se ajusta con la corriente máxima de cortocircuito, que se da con fallas al 90% de la línea desde la barra Y-SWG-1B2. Se utiliza un transformador de corriente con relación RTC igual a 2000/5.

5.12.2.1.1 Función falla trifásica

Para la función de falla trifásica se usa como corriente de ajuste 1.5 A, ya que la corriente nominal es de 480 A, y la corriente de pick up se ajusta así:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 13136\ A \times 5}{2000} = 16.42\ A$$

Para el dial se usa el más bajo, 0.05.

5.12.2.1.2 Función falla fase a tierra

En la función de falla de fase a tierra la corriente de ajuste se calibra a 0.36 A, por tener corriente nominal de 480 A, se utiliza como dial un valor de 0.05 y se calcula la corriente de pick up así:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 1496\ A \times 5}{2000} = 1.87\ A$$

5.12.2.2 Calibración relé 5B2

Se encuentra en el otro extremo del alimentador 1B-7 junto a la barra Y-SWG-1B2 y se utiliza la función instantánea y temporizada para falla trifásica y de fase a tierra del relé C09_183A805A07. Se ajusta su instantáneo para la corriente máxima de cortocircuito, que se da con fallas al 10% de la línea y se utiliza un transformador de corriente con relación RTC de 2000/5.

5.12.2.2.1 Función falla trifásica

Para la función de falla trifásica al igual que en el relé anterior se usa como corriente de ajuste un valor de 1.5 A, y la corriente de pick up se calcula así:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 16982\ A \times 5}{2000} = 21.23\ A$$

Para el dial se usa uno mayor al del 5B1, tomando en cuenta que ambos deben operar al mismo tiempo ante cualquier tipo de falla, por lo que se utiliza 0.10.

5.12.2.2.2 Función falla fase a tierra

En cuanto a la función de falla a tierra se toma como corriente de ajuste 0.36 A, al igual que en el relé anterior, como dial un paso más que en el 5B1, es decir 0.06, y para la corriente de pick up se realiza el siguiente cálculo:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 1611\ A \times 5}{2000} = 2.01\ A$$

5.12.2.3 Calibración relé 5B3

Se instala en el punto de conexión del cable 1B-12, de corriente nominal igual a 480 A, y la barra Y-SWG-1B2. Se configura con el relé C09_183A805A08, con su función instantánea ajustada para la corriente máxima de cortocircuito, la que se da en fallas al 90% de la línea desde Y-SWG-1. Este relé se instala como respaldo en caso de fallar 5B1 y 5B2, desconectando el aporte que da la subestación Incoming al alimentador 1B-7. Se usa un transformador de corriente con relación RTC igual a 2000/5.

5.12.2.3.1 Función falla trifásica

En la función de falla trifásica se calibra la corriente de ajuste a 1.5 A por tratarse de un alimentador de corriente nominal igual a 480 A. La corriente de pick up se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 17649\ A \times 5}{2000} = 22.06\ A$$

Para el cálculo del valor del dial se considera un tiempo de espera alrededor de 400 ms, usando las curvas IEC 255-3 Extremly Inverse con un dial igual a 0.35, el relé opera como se muestra en la TABLA 5.18.

TABLA 5.18 TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5B3 PARA FALLAS TRIFÁSICAS EN LA LÍNEA 1B-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	5154	385
50	5034	404
90	4921	423

5.12.2.3.2 Función falla fase a tierra

Para la función de falla fase a tierra se toma como corriente de ajuste un valor de 0.36 A, y para la corriente de pick up se realiza el siguiente cálculo:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 1875\ A \times 5}{2000} = 2.34\ A$$

Para el valor del dial lo ideal es que cuando ocurran fallas en 1B-7 este relé opere en un tiempo cercano a 400 ms, lo que se logra con un valor de 0.05, dando los tiempos de operación tal y como se muestran en la TABLA 5.19.

TABLA 5.19 TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5B3 PARA FALLAS DE FASE A TIERRA EN LA LÍNEA 1B-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	478	399
50	467	420
90	456	443

5.12.2.4 Calibración relé 5B4

Se ubica cerca del nodo de conexión de la barra Y-SWG-1B1 y el cable 1B-14, de 480 A de corriente nominal, se ajusta la corriente de arranque para la corriente máxima de cortocircuito, que se da en fallas al 90% del alimentador desde la barra BY-G7003, y se configura con el relé C09_183A805A09. Sirve de respaldo para

1B-7, desconectando el aporte que le dan los generadores Y-G7001, Y-G7002 y Y-G7003, para lo que utilizamos un transformador de corriente con relación RTC igual a 2000/5.

5.12.2.4.1 Función falla trifásica

En la función de falla trifásica se toma como corriente de ajuste 1.5 A por tener corriente nominal de 480 A, la corriente de pick up se calibra con el siguiente cálculo:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc3\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 13351\ A \times 5}{2000} = 16.7\ A$$

Para obtener el valor del dial se tienen las mismas atenciones que en 5A4, y se escoge un dial de 0.90, dando los tiempos de operación que se indican en la TABLA 5.20.

TABLA 5.20 TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5B4 PARA FALLAS TRIFÁSICAS EN LA LÍNEA 1B-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	6056	714
50	8081	399
90	10116	*INSTANTÁNEO

*Para fallas trifásicas al 90% de 1B-7, 5B4 opera con su función instantánea.

5.12.2.4.2 Función falla fase a tierra

En la función de falla fase a tierra se calibra la corriente de ajuste a 0.36 A y la corriente de pick up se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pick\ up} = \frac{50\%\ I_{cc1\theta}}{RTC} = \frac{0.5 \times 1183\ A \times 5}{2000} = 1.48\ A$$

Para el cálculo del dial se tiene en cuenta las mismas consideraciones que en la función de falla trifásica, por lo que se escoge un valor de 0.16, quedando los tiempos de activación como se indican en la TABLA 5.21.

TABLA 5.21 TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5B4 PARA FALLAS DE FASE A TIERRA EN LA LÍNEA 1B-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	815	412
50	1021	260
90	1228	*INSTANTÁNEO

*Para fallas de fase a tierra al 90% de 1B-7, 5B4 opera con su función instantánea.

5.12.2.5 Ajustes de coordinación

Luego de haber realizado la respectiva calibración de los relés pertenecientes al caso, se nota que 5B2, 5B3 y 5B4 deben ajustarse por varios motivos, especialmente con el afán de tener una mayor selectividad, evitando así el traslape de protecciones. A continuación se detallará de una mejor manera los ajustes a ser realizados.

5.12.2.5.1 Ajustes en 5B2

En la función de falla trifásica se ajusta la corriente de pick up a 19.5 A, evitando de esta manera el traslape de protecciones con el instantáneo de 5B3.

5.12.2.5.2 Ajustes en 5B3

Al igual que en 5A3, el criterio del 50% para protección del alimentador no es suficiente en ambas funciones, por lo tanto se ajusta la corriente de pick up de la función de falla trifásica a 20 A y de la función de falla a tierra a 2.2 A.

El valor dial de la función de falla fase a tierra cumple con los tiempos de activación requeridos, pero es el mismo del 5B1. Si se adelanta un paso a 0.06 se tiene el mismo que en 5B2, por lo que se elige como dial 0.07, evitando así que la curva de protección se cruce con la de los dos relés mencionados, quedando los tiempos de operación como se indican en la TABLA 5.22.

TABLA 5.22 AJUSTE DE TIEMPOS DE OPERACIÓN DEL RELÉ 5B3 PARA FALLAS DE FASE A TIERRA EN LA LÍNEA 1B-7

Lugar en el que ocurre la falla [%]	Corriente que mide el relé [A]	Tiempo de operación [ms]
10	478	599
50	467	588
90	456	620

5.12.2.5.3 Ajustes en 5B4

En cuanto a la topología del sistema donde se ubica este relé, se tiene un escenario muy parecido al del 5A4, por lo que en ambas funciones se calibra el tiempo de pick up de 5B1, 5B2 y 5B3 a 30 ms. Debe de tomarse en consideración el hecho de que para fallas al 90% del alimentador 1B-7, ya sean trifásicas o de fase a tierra, el relé 5B4 va a actuar con su función instantánea, por lo que se ajusta el tiempo de pick up de este en ambas funciones a 40 ms y la corriente de pick up para la función de falla trifásica a 22 A y para la función de falla fase a tierra a 2.6 A, evitando también de esta manera el traslape de protecciones con 5B2 y 5B3.

5.12.2.6 Resumen de calibración y ajustes

Luego de haber calibrado y ajustado los relés mencionados anteriormente, se puede hacer un resumen de cómo quedan configurados, lo que se muestra en la TABLA 5.23.

TABLA 5.23 RESUMEN CONFIGURACIÓN RELÉS CASO 5B

Relé	Función Falla Trifásica				Función Falla Fase a Tierra			
	Instantáneo		Temporizado		Instantáneo		Temporizado	
	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial	Corriente de Pick up [A]	Tiempo de Pick up [ms]	Corriente de Ajuste [A]	Dial
5B1	16.42	30	1.5	0.05	1.87	30	0.36	0.05
5B2	19.50	30	1.5	0.10	2.01	30	0.36	0.06
5B3	20.00	30	1.5	0.35	2.20	30	0.36	0.07
5B4	22.00	40	1.5	0.90	2.60	40	0.36	0.16

En la FIGURA 5.35 y la FIGURA 5.36 se tienen las curvas de protección de los relés mencionados para su función de falla trifásica y de falla fase a tierra.

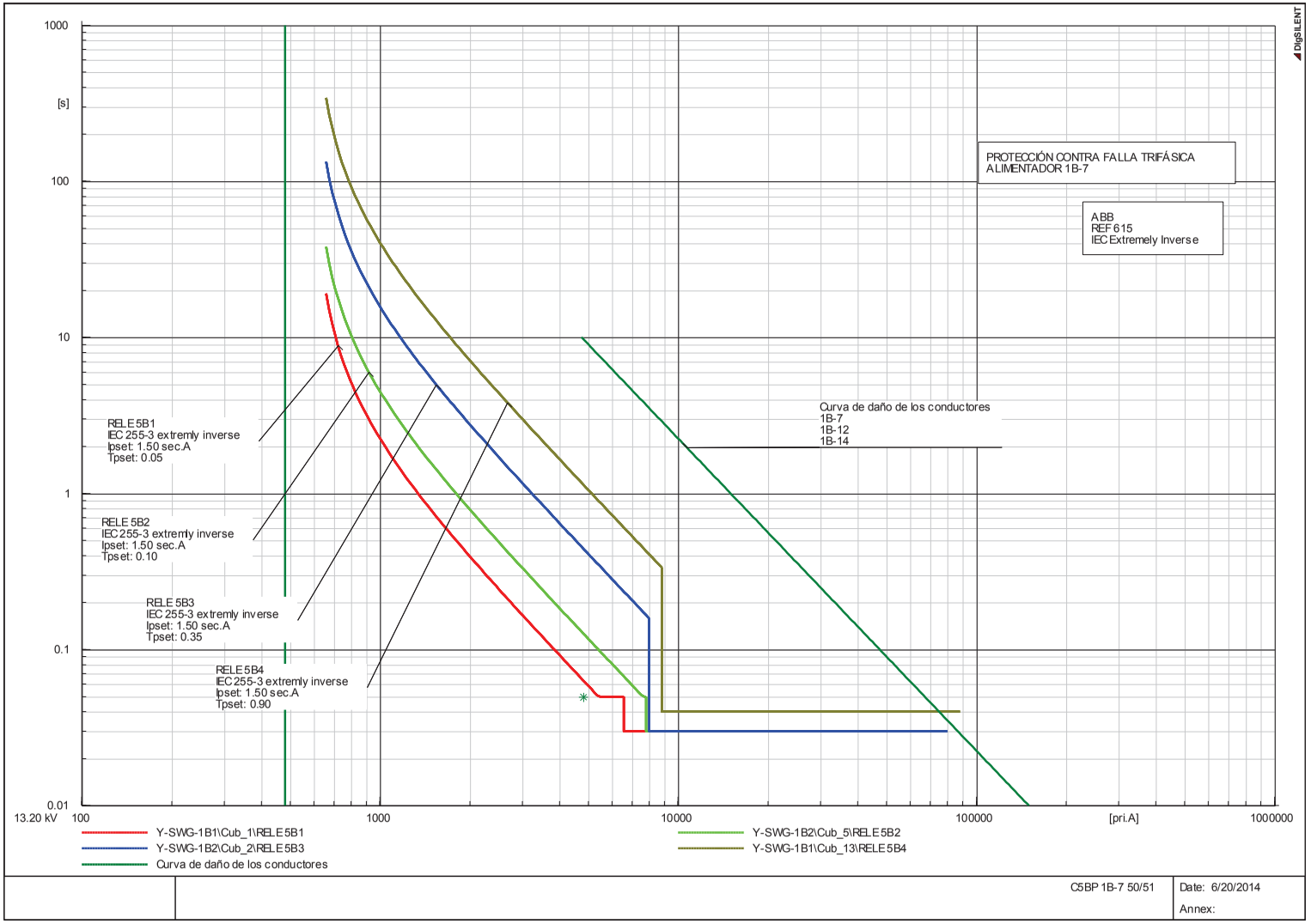

FIGURA 5.35 CURVAS DE COORDINACIÓN PARA PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE TRIFÁSICA ALIMENTADOR 1B-7

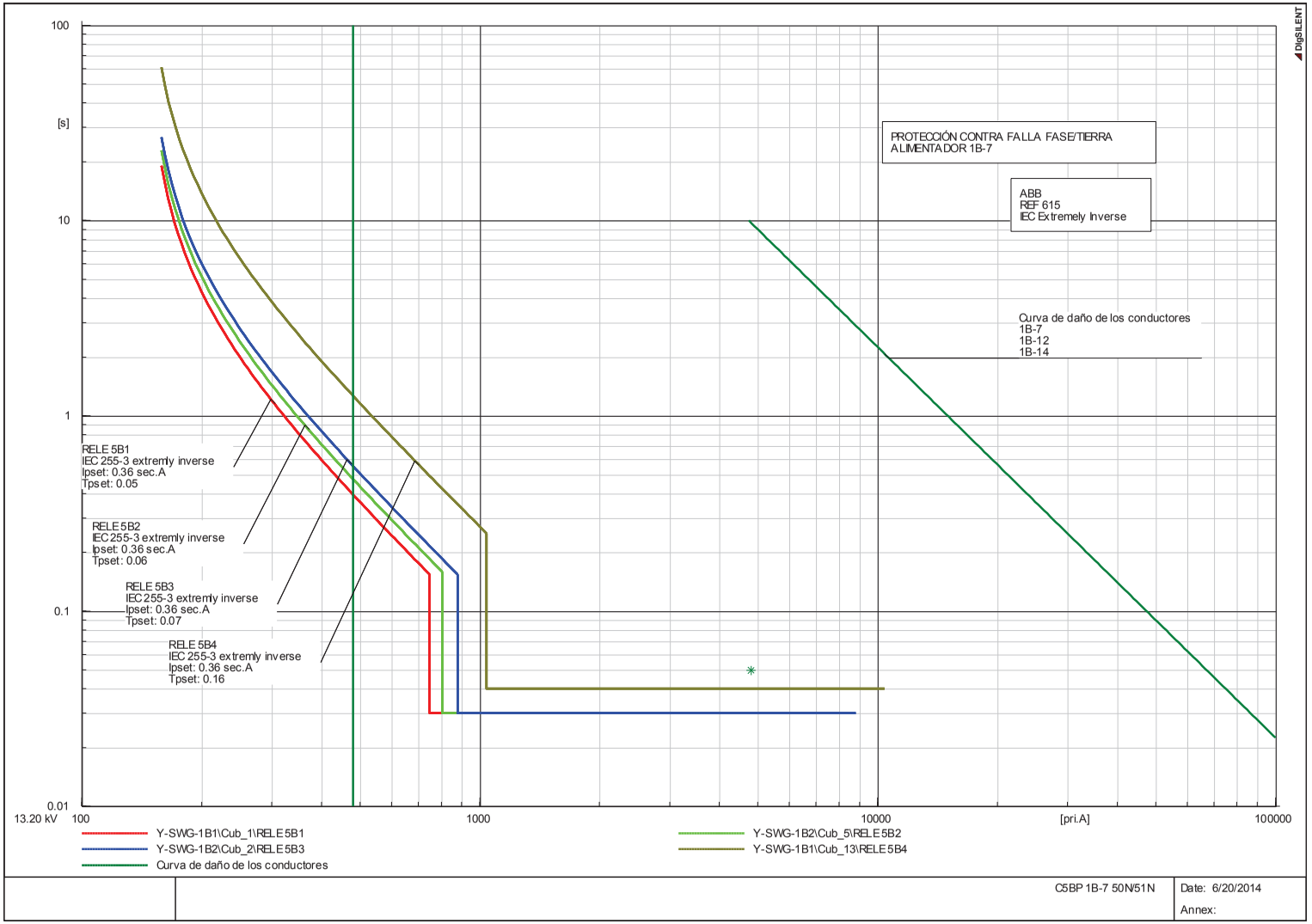

FIGURA 5.36 CURVAS DE COORDINACIÓN PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE MONOFÁSICA ALIMENTADOR 1B-7

5.12.2.7 Análisis de operación de los relés

Se presenta un análisis de la operación de cada uno de los relés mencionados cuando se presentan fallas trifásicas y monofásicas a tierra en el alimentador 1B-7 al 10, 50 y 90% de su longitud.

5.12.2.7.1 Falla trifásica al 10% de la línea

Para fallas trifásicas al 10% de la línea los relés 5B1 y 5B2 operan con su función instantánea, 5B3 y 5B4 con su función temporizada a los 385 y 714 ms respectivamente.

5.12.2.7.2 Falla monofásica a tierra al 10% de la línea

En fallas monofásicas o de fase a tierra al 10% de la línea, 5B1 y 5B2 actúan de manera instantánea, en caso de que estos no operen correctamente se tiene de respaldo a 5B4 que opera a los 412 ms y 5B3 a los 599 ms.

5.12.2.7.3 Falla trifásica al 50% de la línea

En este escenario el sistema de protecciones cumple a cabalidad las premisas planteadas antes de ser calibrado y ajustado, ya que 5B1 y 5B2 actúan instantáneamente y en caso de no ser así se tiene de respaldo a 5B3 y 5B4 que operan con su función temporizada en un tiempo alrededor de los 400 ms.

5.12.2.7.4 Falla monofásica a tierra al 50% de la línea

En lo que se refiere a fallas monofásicas a tierra al 50% de la línea, los relés 5B1 y 5B2 operan instantáneamente, en caso de no despejarse la falla se tiene como respaldo a 5B4 que actúa a los 260 ms y luego a 5B3 que se activa a los 588 ms.

5.12.2.7.5 Falla trifásica al 90% de la línea

Para el presente escenario se tiene a 5B1 y 5B2 operando con su función instantánea y a 5B3 y 5B4 con su función temporizada a los 423 y 254 ms respectivamente.

5.12.2.7.6 Falla monofásica a tierra al 90% de la línea

Este escenario es muy particular, ya que al igual que 5B1 y 5B2, 5B4 opera con su función instantánea, de lo que resulta importante haber aumentado el tiempo de pick up a 40 ms, en caso de persistir la falla se tiene a 5B3 actuando con su función temporizada a los 620 ms.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

- Luego de ejecutar el estudio de flujos de carga se puede notar que en cada uno de los switchgears del SEP de la REE el voltaje se encuentra en el rango permitido según la norma IEEE 141-1993, 0.95<Vp.u<1.05, lo que denota que dicho SEP se encuentra operando de manera adecuada.

- En cuanto al flujo de potencia realizado se puede concluir que el 98% de los transformadores se encuentran por debajo del 80% de su cargabilidad, lo que indica que para demanda máxima el sistema se encuentra operando con normalidad.

- Los alimentadores principales 1A-1 hasta 1A-17 y 1B-1 hasta 1A-16 se encuentra cargados a un nivel inferior al 50% para demanda media, este nivel de carga depende de la intermitencia de las cargas.

- Del estudio de cortocircuitos se puede concluir que al aterrizar mediante resistencias a los generadores y a los transformadores principales del sistema se atenúa la intensidad de las corrientes de cortocircuito monofásicas, causando así que sean mucho menores que las de fallas trifásicas.

- De los resultados obtenidos en el estudio de cortocircuitos se puede observar que las corrientes de falla que circulan por cada uno de los elementos de corte como los interruptores automáticos al vacío están por

debajo de la capacidad de los mismos, por lo que se concluye que estos no presentarían ningún problema térmico.

- Del estudio de cortocircuitos se puede concluir que cuando se produce una falla trifásicas en una barra, las corrientes de falla medidas en las barras conectadas con esta van a ser prácticamente igual como en el caso de los Generadores Y-G7001, Y-G7002, Y-G7003 y sus respectivos buses de conexión. Cabe recalcar que se refiere a barras con el mismo nivel de voltaje.

- Lo mismo sucede cuando se generan fallas individuales de fase a tierra en cada una de las barras, salvo las barras conectadas a transformadores aterrizados con resistencias, las que tienen corrientes de falla menores, y las barras asociadas a las subestaciones M y W, mismas que alimentan gran cantidad de motores asincrónicos, las que presentan corrientes de falla más altas.

.

- Además los valores de potencia activa y reactiva entregada tanto por los generadores como por la red externa, voltaje en las subestaciones y capacidad en los alimentadores principales, ya sea en demanda media (17MW) como en demanda máxima (25MW), pertenecientes a los resultados generados por el flujo de potencia de esta tesis, se asimilan mucho a los tomados de las mediciones realizadas en la planta, por lo que se concluye que es bajo el margen de error del estudio efectuado en el presente proyecto de titulación.

- Al hacer una comparación entre los resultados obtenidos por dos simulaciones realizadas en paquetes informáticos diferentes del mismo Sistema Eléctrico Industrial, en este caso la Refinería Estatal de Esmeraldas, y tener uno menos cercano a los datos reales no significa que alguno de los dos sea mejor que otro, esto depende en su gran mayoría de

los datos e información que el usuario u operador del software ingrese al programa como también de los métodos y características para cada caso que este seleccione para obtener resultados correctos.

- Una de las grandes ventajas que brinda el Power Factory es que los resultados obtenidos por el mismo se pueden exportar ordenadamente y en tablas a distintos software como el Microsoft Excel, MatLab, OpenOffice, entre otros, facilitando de esta manera el análisis de resultados e independizando los mismos del programa.

- Para el resguardo de alimentadores se excluyen las protecciones de distancia 21N y 21P, ya que al ser un sistema industrial la longitud de los mismos va a ser muy inferiores a 10 km, por lo que se consideran líneas cortas.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda revisar la cargabilidad del transformador Y-T1257, ya que se encuentra al 82.7% y puede provocar problemas más adelante.

- Se recomienda realizar mantenimiento y revisiones periódicas a los alimentadores 1A-5 y 1B-5, ya que estos presentan intensidades de cortocircuito diferentes a las dadas en los demás alimentadores de la S/E E.

- Al momento de calibrar en campo los IEDS mencionados en la coordinación de protecciones del Capítulo V, se debe hacerlo con el personal calificado para dicho trabajo, evitando así contratiempos ocasionados por ajustes inapropiados.

- Se recomienda optimizar la generación propia de la REE para así depender menos de la compra de energía al SNI, dejándola únicamente para usarla en caso de mantenimiento de las unidades de generación.

- Se recomienda a las autoridades de la carrera de Ingeniería Eléctrica mejorar el laboratorio de protecciones eléctricas con la adquisición de IEDS para que los estudiantes aprendan a calibrar, ajustar y probar los mismos.

- Se recomienda mantener en archivo los registros de fallas que se han producido en algún elemento del sistema y los mantenimientos periódicos que se realizan en los mismos, para posteriores estudios.

- Se recomienda obtener el paquete de software completo correspondiente a Power Factory para tenerlo como alternativa a otros simuladores y de esta manera poder emplear y manipular el archivo extensión dz o pfd realizado en este proyecto.

- Es importante capacitar al personal acerca del manejo y operación del presente software para así poder usarlo de la manera más óptima.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. POTOSÍ FARINANGO Rodrigo; Estudio de Coordinación de Protecciones Eléctricas para las Plataformas Tivacuno Empleando Relés Digitales; Tesis de Grado. EPN, Quito Ecuador. 2006

2. AGUIRRE CÁRDENAS Christian W; Estudios Eléctricos de Sistemas de Potencia para la Carrera de Ingeniería Eléctrica Utilizando el Software Power Factory 13.2 de DigSilent; Tesis de Grado. EPN, Quito Ecuador. 2008

3. CÓRDOVA PAZMIÑO Jorge L; Estudio de Ajuste y Coordinación de protección con Relés Digitales (IED) del Sistema Eléctrico Quito en Niveles de Voltaje de 138kV y 46 kV; Tesis de Grado. EPN, Quito Ecuador 2008

4. ROSAS Francisco, SANTANA Jorge, ROMAN Galvez; Coordinación de Protecciones para un Sistema Eléctrico Industrial; Tesis de Grado; Instituto Politécnico Nacional, México DF.Mexico.2009

5. MASON, RUSSEL C; El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores; Editorial Continental Traducción; México ,1971.

6. RICCIUTO M; Criterios Generales de Protección y Coordinación con DigSilent Power Factory; Buenos Aires Argentina, 2012

7. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINERING “IEEE”; Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (IEEE red Book). IEEE 141-1993.

8. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINERING “IEEE”; Recommended Practice for Protection and Coordination of Insdustrial and Commercial Power Systems (IEEE red Book). IEEE 242-2001.

9. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINERING “IEEE”; Guide for AC Generator Protection. IEEE C37.102-2006.

10. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINERING “IEEE”; Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers. IEEE C37.91-2000.

11. INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINERING “IEEE”; Guide for AC Motor Protection. IEEE C37.96-2006

12. CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA; Curso de Protecciones Eléctricas en el Programa de Simulaciones de Redes Eléctricas DigSilent Power Factory. Ecuador, 2010

13. COMITE DE OPERACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, Criterios de Ajuste y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN; Perú, 2008

14. 55000 BPSD; Data Books Refinería Estatal de Esmeraldas; Chiyoda

15. 90000 BPSD; Data Books Refinería Estatal de Esmeraldas; Chiyoda

16. 110000 BPSD; Data Books Refinería Estatal de Esmeraldas; T. Reunidas

17. CATÁLOGO IED G60 MULTILIN GENERAL ELECTRIC

18. CATÁLOGO IED REF 615 ABB

19. CATÁLOGO IED RET 615 ABB

20. CATÁLOGO IED REM 615 ABB

LISTA DE ANEXOS DIGITALES

PLANOS

PA DIAGRAMA UNIFILAR COMPLETO DE LA REE página 11
P1 DIAGRAMA UNIFILAR SWITCHGEAR “Y-SWG-1” S/E INCOMING página 11
P2 DIAGRAMA UNIFILAR SWITCHGEAR Y-SWG-1A1 S/E E página 12
P3 DIAGRAMA UNIFILAR SWITCHGEAR Y-SWG-1B1 S/E E página 12
P4 DIAGRAMA UNIFILAR SWITCHGEAR Y-SWG-1A2 S/E E página 12
P5 DIAGRAMA UNIFILAR SWITCHGEAR Y-SWG-1B2 S/E E página 12
P6 DIAGRAMA UNIFILAR SWITCHGEAR Y-SWG-1B3 S/E E página 12
P7 DIAGRAMA UNIFILAR SWITCHGEAR Y-SG-1 S/E E página 12

LIBROS DE EXCEL

LEVANTAMIENTO DE CARGA página 17
FLUJOS DE POTENCIA DEMANDA MÁXIMA (25 MW)
FLUJOS DE POTENCIA DEMANDA MEDIA (17 MW)

ARCHIVOS POWER FACTORY EXTENSIÓN .DZ

REFINERÍA COMPLETA
AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CASOS 1,2 Y 3
AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CASOS 4 Y 5

ANEXOS

ANEXO A

DATOS ELÉCTRICOS DE LA REE

ANEXO A.1 CAPACIDAD GENERAL DE LOS GENERADORES DE LA REE

No	Código	Tipo	Ubicación	Capacidad General						
				Modelo	MVA	MW	Fp	RPM	kV	Frecuencia [Hz]
	SNI	Red externa			850.000				69.0	60
1	Y-G7001	Generador	Bus G1	Polos salientes 2	7.813	6.25	0.8	3600	13.2	60
2	Y-G7002	Generador	Bus G2	Polos salientes 2	7.813	6.25	0.8	3600	13.2	60
3	Y-G7003	Generador	Bus G3	Polos salientes 2	7.813	6.25	0.8	3600	13.2	60
4	Y-G7004	Generador	Bus G4	Polos salientes 4	15.000	12.00	0.8	1800	13.2	60

ANEXO A.2 RESISTENCIAS Y REACTANCIAS DE LOS GENERADORES DE LA REE

No	Código	Impedancia de Secuencia Positiva (%)									Impedancia de Secuencia Cero		
		Estator	Reactancia en el eje directo			Reactancia en el eje en cuadratura			Dispersión				
		Ra-R1	Xd"	Xd'	Xd	Xq"	Xq'	Xq	Xl	X/R	R0 (%)	X0g (%)	Zg [Ω]
1	Y-G7001	0.60	11.90	17	174.10	11.40	49.50	160.90	13.60	6.50	0.80	5.2	20
2	Y-G7002	0.60	11.90	17	174.10	11.40	49.50	160.90	13.60	6.50	0.80	5.2	20
3	Y-G7003	0.60	11.90	17	174.10	11.40	49.50	160.90	13.60	6.50	0.80	5.2	20
4	Y-G7004	0.50	21.00	30	183.00	19.00	23.00	98.80	15.00	7.00	0.50	9.0	20

*La impedancia de secuencia negativa de la armadura R_2 es 1.9 y X_2 es 11.1 para los Generadores 1, 2, 3.

*La impedancia de secuencia negativa de la armadura R_2 es 3.5 y X_2 es 23 para el Generador 4.

ANEXO A.3 DATOS ELÉCTRICOS DE LOS GENERADORES DE LA REE

No	Código	Operación								
		MW	Fp	Vab [kV]	Vbc [kV]	Vca [kV]	Ia [A]	Ib [A]	Ic [A]	Frecuencia [Hz]
	SIN	2.679	0.93	69.390	69.390	69.390	*	*	*	59.9
1	Y-G7001	*	*	*	*	*	*	*	*	*
2	Y-G7002	3.944	0.76	13.056	12.985	13.248	227.9	223.3	220.1	59.9
3	Y-G7003	3.994	0.67	13.113	12.925	12.252	229.2	226.6	232.1	59.9
4	Y-G7004	6.724	0.78	13.118	12.966	13.285	372.6	366.7	376.2	59.9

Los recuadros con * se encuentran vacíos debido a que el Generador 1 está fuera de servicio.

ANEXO A.4 CONSTANTES DE TIEMPO E INERCIA DE LOS GENERADORES DE LA REE

No	Código	Constantes de Tiempo (Sec.)				Constante de Inercia	Constantes de Tiempo (Sec.)			
		Tdo"	Tdo'	Tqo"	Tqo'	H	Td'	Td"	Tq'	Tq"
1	Y-G7001	0.021	3.83	0.065	0.345	4.2	1.1	0.0150	0.345	0.0150
2	Y-G7002	0.021	3.83	0.065	0.345	4.2	1.1	0.0150	0.345	0.0150
3	Y-G7003	0.021	3.83	0.065	0.345	4.2	1.1	0.0150	0.345	0.0150
4	Y-G7004	0.030	6.99	0.075	0.750	4.0	1.3	0.0038	0.750	0.0038

ANEXO A.5 DATOS DE PLACA DE LOS TRANSFORMADORES DE LA REE

Subestación donde se ubica	Código	MVA	Voltaje del primario [kV]	Voltaje del secundario [kV]	% Z	X/R	% Tap		Tipo		Refrigeración
							Prim.	Sec.			
B-Y-LMC-S1	T1	0.05	0.48	0.208	2.600	1.92	0.0	0.0	Dyn	11	OA
INCOMING	Y-T1273A	7.50	69.00	13.200	7.16	14.23	0.0	0.0	Dyn	11	OA
INCOMING	Y-T1273B	7.50	69.00	13.200	7.16	14.23	0.0	0.0	Dyn	11	OA
A	Y-T1251A	7.50	13.20	4.1600	8.44	14.23	0.0	0.0	Dyn	11	OA
A	Y-T1251B	2.00	13.20	0.4800	6.10	7.10	0.0	0.0	Dyn	1	OA
B	Y-T1252	1.50	13.20	0.4800	4.01	5.79	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1253A-1	2.00	13.20	0.4800	5.50	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1253 B	2.00	13.20	0.4800	5.50	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1255 A	3.00	13.20	4.1600	5.66	10.67	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1255 B	3.00	13.20	4.1600	5.58	10.67	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1256	1.50	13.20	0.4800	5.62	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1271A	5.00	13.20	4.1600	6.27	12.85	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1271B	5.00	13.20	4.1600	6.23	12.85	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1272 A	2.00	13.20	0.4800	7.00	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1272 B	2.00	13.20	0.4800	7.00	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
E	Y-T1298	2.00	13.20	0.4800	6.19	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
D	Y-T1254A	2.00	13.20	0.4800	5.51	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
D	Y-T1254B	2.00	13.20	0.4800	5.44	7.10	0.0	2.5	Dyn	11	OA
D	Y-T1270A-1	1.00	13.20	0.4800	6.10	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
D	Y-T1270B	1.00	13.20	0.4800	6.10	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA

ANEXO A.6 DATOS DE PLACA DE LOS TRANSFORMADORES DE LA REE

Subestación donde se ubica	Código	MVA	Voltaje del primario [kV]	Voltaje del secundario [kV]	% Z	X/R	% Tap		Tipo		Refrigeración
							Prim.	Sec.			
M	Y-T1290 A	5.000	13.20	4.160	7.63	12.14	-2.5	0.0	Dyn	11	OA
M	Y-T1290 B	5.000	13.20	4.160	7.63	12.14	0.0	0.0	Dyn	11	OA
M	Y-T1291 A	4.000	13.20	4.160	7.26	11.41	0.0	0.0	Dyn	11	OA
M	Y-T1291 B	4.000	13.20	4.160	7.26	11.41	0.0	0.0	Dyn	11	OA
M	Y-T1292A	2.500	13.20	0.480	6.71	10.67	0.0	2.5	Dyn	11	OA
M	Y-T1292B	2.500	13.20	0.480	6.64	10.67	0.0	0.0	Dyn	11	OA
M	Y-T1293 A	2.500	13.20	0.480	6.41	10.67	0.0	0.0	Dyn	11	OA
M	Y-T1293B	2.500	13.20	0.480	5.75	10.67	0.0	0.0	Dyn	11	OA
F	Y-T1282	1.600	13.20	0.480	6.50	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
G	Y-T1261	0.300	13.20	0.480	4.88	3.09	0.0	0.0	Dyn	11	OA
H	Y-T1263	0.500	13.20	0.480	4.90	3.09	0.0	0.0	Dyn	11	OA
J1	Y-T1262	0.300	13.20	0.480	4.86	3.09	0.0	0.0	Dyn	11	OA
J2	Y-T1265	0.500	13.20	0.480	4.83	3.09	0.0	0.0	Dyn	11	OA
R	Y-T1294	0.800	13.20	0.480	5.05	5.79	0.0	0.0	Dyn	11	OA
F1-P	Y-T1295A	2.000	13.20	0.480	3.94	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
F1-P	Y-T1295B	2.000	13.20	0.480	3.94	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
VV	Y-T1296A	2.000	13.20	0.690	6.34	5.79	0.0	0.0	Dyn	11	OA
VV	Y-T1296B	2.000	13.20	0.690	6.31	5.79	0.0	0.0	Dyn	11	OA
VV	Y-T1297	2.000	13.20	0.480	6.05	7.10	0.0	0.0	Dyn	11	OA
Y-LLC-E3	Y-T1257	0.075	0.48	0.208	7.75	3.09	0.0	2.5	YNd	5	OA

* El transformador Y-T1264 de 1 MVA que pertenece a la subestación K no se enlista por estar fuera de servicio.

ANEXO A.7 SWITCHGEARS DE LA S/E INCOMING

Subestación	Switchgears	Alimentadores
Incoming	Y-SWG-1	1A-12
		1B-12

ANEXO A.8 PLANTAS ALIMENTADAS POR LA S/E E

Subestación	Alimentador	Plantas
E	1B-2	Crudo 1
		TV-C1B
		Panel Caldera
	1B-4	YC1501
		TV-P2B
		V-P6B
		C-P5B
		Y-P8005
	1B-6	Poliducto
	1B-11	YP-3010B
		Y-P7003A
		Y-C1505
		TV1-P1B
		VL-P14B
		Y-P7011B

ANEXO A.9 PLANTAS ALIMENTADAS POR LA S/E E

Subestación	Alimentador	Plantas
E	1A-2	Crudo I
		Vacío I
		Visbreaking I
	1A-4	C-P5A
		V-P6A
		P-C1
		TV-P2A
		Y-P3001A
		Y-P7003C
	1-A6	Utilidades
	1A-9	
	1A-7	Enlace de barras de 13.2kV
	1A-15	
	1B-7	
	1B-14	
	1A-8	Reserva
	1A-14	
	1B-8	
	1B-13	
	1A-11	Y-P3010A
		Y-GBXM01
		TV1-P1A
		VL-P14A
		Y-P7011A
	1A-12	Incoming S.N.I
	1B-12	
	1A-13, 1B-9	Crudo II
		Vacío II
		Visbreaking II

ANEXO A.10 SWITCHGEARS DE LA S/E E

Subestación	Switchgears	Alimentadores
E	Y-SWG-1A1	1A-1
		1A-2
		1A-3
		1A-4
		1A-5
		1A-6
		1A-7
		1A-8
		1A-9
	Y-SWG-1B1	1B-1
		1B-2
		1B-3
		1B-4
		1B-5
		1B-6
		1B-7
		1B-8
	Y-SWG-1A2	Bus Tie
		1A-10
		1A-11
		1A-13
		1B-14
	Y-SWG-1B2	Bus Tie
		1B-9
		1B-10
		1B-11
		1B-13

ANEXO A.11 SWITCHGEARS DE LA S/E E

Subestación	Switchgears	Alimentadores
E	Y-SWG-1A3	1A-15
		1A-16
		1A-17
	Y-SWG1B3	1B-14
		1B-15
		1B-16
	Y-SWG-1A4	1A-15-1
		1A-15-2
	Y-SWG-1B4	1A-18
		1A-19
	Y-SG-1	1A-1
		1B-8

ANEXO A.12 PLANTAS ALIMENTADAS POR LA S/E M

Subestación	Alimentador	Plantas a la que sirve
M	1B-16	HDS
		HDT
		CCR (UPS BUNKER)

ANEXO A.13 PLANTAS ALIMENTADAS POR LA S/E D

Subestación	Alimentador	Plantas a la que sirve
D	1A-3	FCC
		Gascom
		Merox
		Visbreaking 1
		Isomerizadora
	1A-10	FCC
		Gascom
		Merox
		Azufre Viejo
	1B-10	Gascom
		Merox
		DMZ
		Azufre Viejo

ANEXO A.14 PLANTAS ALIMENTADAS POR LA S/E A

Subestación	Alimentador	Plantas a la que sirve
A	1A-1	Setría "A"
	1B-1	Setría "C"
		TV-P1 A/B

ANEXO A.15 PLANTAS ALIMENTADAS POR LA S/E W

Subestación	Alimentador	Plantas a la que sirve
W	1A-16, 1B-15	Crudo I, II
		Visbreaking I,II

ANEXO A.16 PLANTAS ALIMENTADAS POR LAS S/E F, G, K, H, J1, J2

Subestación	Alimentador	Plantas a la que sirve
F, G, K, H, J1, J2	1A-5, 1B-5	Efluentes
		Administración
		Llenaderas
		Talleres de Mantenimiento

ANEXO A.17 SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DE REACTIVOS EN 480V

Ubicación	S/E	Id	Potencia Reactiva Nominal [kVAr]	Voltaje Nominal [V]
CCM-PCM1A	M	Y-BCC-M1	440.0	480
CCM-PCM1B	M	Y-BCC-M2	440.0	480
CCM-PCM2A	M	Y-BCC-M3	440.0	480
CCM-PCM2B	M	Y-BCC-M4	440.0	480
Y-LMC-A2	A	Y-BCC-A1	80.0	480
Y-LMC-EN	E	Y-BCC-E	360.0	480
Y-LMC-E4B	E	CAP2	85.0	480
Y-LMC-W	W	Y-BCC-W	440.0	480
Y-LMC-F1+P-A	F1+P	CAP 1	360.0	480
Y-LMC-F1+P-B	F1+P	CAP 1	360.0	480
Y-LMC-D4B	D	CP-D-12	37.5	480
Y-LMC-E5B	E	CP-E-11	41.5	480
PCM 1B	M	CAP PCM-1E	480.0	480

ANEXO A.18 CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES TIPO A

Alimentador	Fabricante / Tipo De Cable	Tamaño (AWG/MCM)	Longitud (m)	# Fase	R	X	Unidad de Impedancia
1A-1	AmrCbl Mar , EPR,15, 133, Cobre, 1/C Magnetic, 90	313	512.98	3	0.053	0.043	Ω/m
1A-2	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	400	65.00	3	0.064	0.102	Ω/m
1A-3	AmrCbl Mar, EPR,15, 133, Cobre, 3/C, Magnetic, 90	313	217.02	3	0.053	0.034	Ω/m
1A-4	HVTECK, XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	1/0	28.96	3	0.427	0.136	Ω/m
1A-5	HVTECK, XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	1/0	1100.00	3	0.427	0.136	Ω/m
1A-6	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90,1	120	65.00	3	0.196	0.119	Ω/m
1A-7	KERITE, EPR,15, 133, Cobre, 1/C, Non-Mag., 90	500	56.00	3	0.035	0.079	Ω/m
1A-9	HVTECK, XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	1/0	29.87	3	0.427	0.136	Ω/m

ANEXO A.19 CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES TIPO A

Alimentador	Fabricante / Tipo De Cable	Tamaño (AWG/MCM)	Longitud (m)	#/Fase	R	X	Unidad de Impedancia
1A-10	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	95	170.00	3	0.247	0.123	Ω/m
1A-11	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	150	26.00	3	0.160	0.115	Ω/m
1A-12	KERITE, EPR,15, 133, Cobre, 1/C, Non-Mag., 90	500	450.00	3	0.035	0.079	Ω/m
1A-13	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	150	31.00	3	0.160	0.115	Ω/m
1A-14	KERITE, EPR,15, 133, Cobre, 1/C, Non-Mag., 90	150	12.00	3	0.035	0.079	Ω/m
1A-15	KERITE, EPR,15, 133, Cobre, 1/C, Non-Mag., 90	500	12.00	3	0.035	0.079	Ω/m
1A-16	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	185	380.00	3	0.128	0.112	Ω/m
1A-17	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	185	745.00	3	0.128	0.112	Ω/m

ANEXO A.20 CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES TIPO B

Alimentador	Fabricante / Tipo De Cable	Tamaño (AWG/MCM)	Longitud (m)	#/Fase	R	X	Unidad de Impedancia
1B-1	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	400	520.00	3	0.064	0.102	Ω/m
1B-2	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	400	65.00	3	0.064	0.102	Ω/m
1B-3	AmrCbl Mar , EPR,15, 133, Cobre, 3/C, Magnetic, 90	313	220.06	3	0.053	0.034	Ω/m
1B-4	KERITE, EPR,15, 100, Cobre, 3/C, Magnetic, 90	1/0	30.48	3	0.128	0.055	Ω/m
1B-5	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	150	800.00	3	0.160	0.115	Ω/m
1B-7	KERITE, EPR,15, 133, Cobre, 1/C, Non-Mag., 90	500	60.00	3	0.035	0.079	Ω/m

ANEXO A.21 CARACTERÍSTICAS DE LOS ALIMENTADORES PRINCIPALES TIPO B

Alimentador	Fabricante / Tipo De Cable	Tamaño (AWG/MCM)	Longitud (m)	#/Fase	R	X	Unidad de Impedancia
1B-9	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	150	45.00	3	0.160	0.115	Ω/m
1B-10	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	95	170.00	3	0.247	0.123	Ω/m
1B-11	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	150	45.00	3	0.160	0.115	Ω/m
1B-12	KERITE, EPR,15, 133, Cobre, 1/C, Non-Mag., 90	500	455.00	3	0.035	0.079	Ω/m
1B-14	KERITE, EPR,15, 133, Cobre, 1/C, Non-Mag., 90	500	25.00	3	0.035	0.079	Ω/m
1B-15	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	185	380.00	3	0.128	0.112	Ω/m
1B-16	Heesung , XLPE,15, 100, Cobre, 3/C, Non-Mag., 90	185	745.00	3	0.128	0.112	Ω/m

Del tipo de cable mencionado en las tablas se puede aclarar:

- 100,133: Porcentaje de Aislamiento de Voltaje
- 1/C, 3/C: Número de núcleos de Cobre
- XLPE: Aislamiento de polietileno reticulado
- Non/Magnetic: Protección Magnética
- EPR: Aislamiento de polietileno reticulado de caucho
- 90: Temperatura Máxima de Operación (^{o}C)

ANEXO B

MANUAL DEL SOFTWARE “DIGSILENT POWER FACTORY” DIRIGIDO A LA MODELACIÓN DE UN SISTEMA DE POTENCIA

B.1 MODELADO DE UN SISTEMA DE POTENCIA

Para poder realizar un análisis correcto tanto de flujos de potencia como de cortocircuitos, se debe empezar modelando el sistema de potencia, para esto se deben seguir los siguientes pasos:

I. Haciendo Clic en “File” se abrirá una ventana, escoger la opción “New”, ésta abrirá ciertas opciones de las que se deberá escoger “Project …”. En la FIGURA B.1 se puede observar este paso.

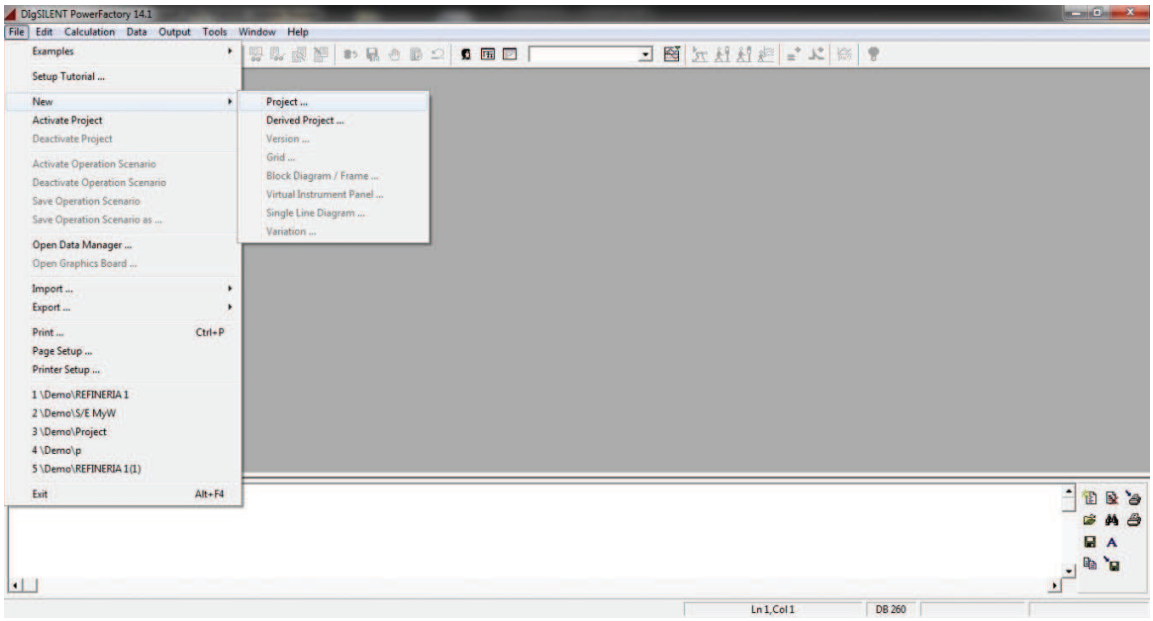

FIGURA B.1 MODELADO DE UN PROYECTO, PASO I

II. Escribir el nombre del proyecto y dar Clic en OK. En la FIGURA B.2 se grafica este paso.

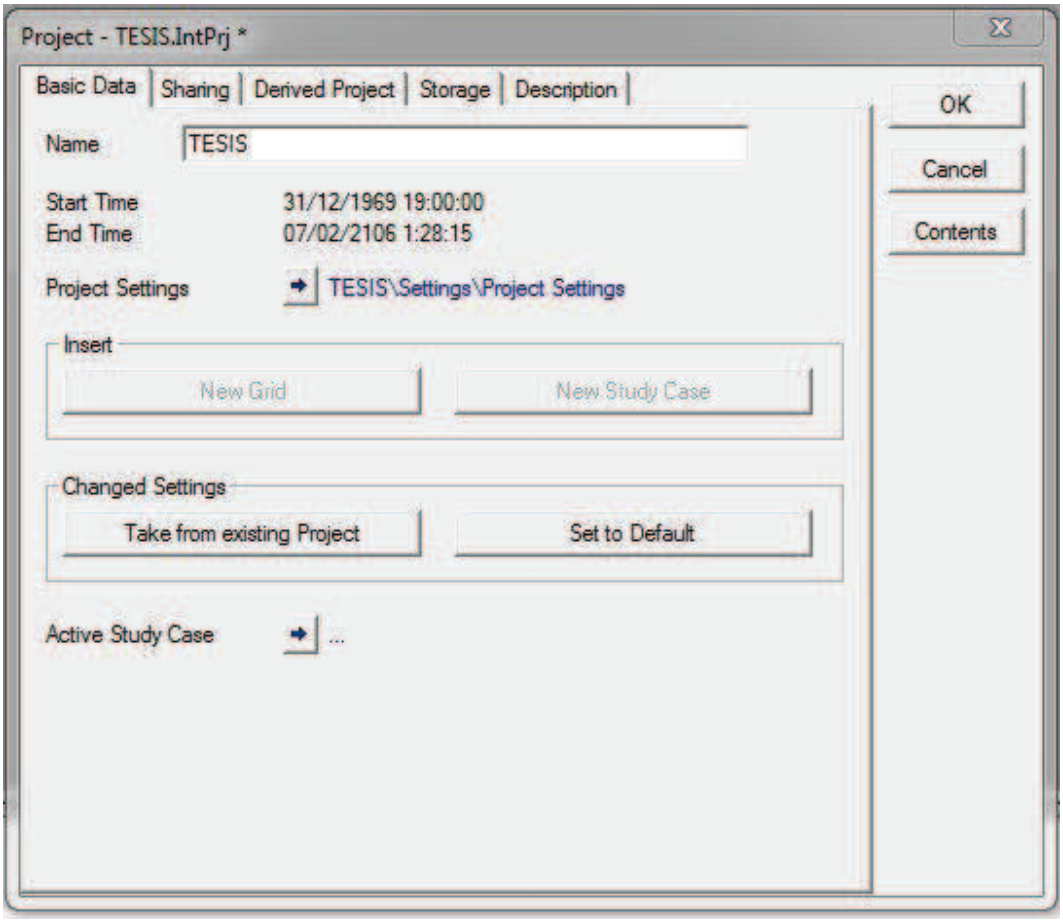

FIGURA B.2 MODELADO DE UN PROYECTO, PASO II

III. Aparecerá una ventana donde se escoge el nombre de la red y la frecuencia nominal del sistema, tal como muestra la FIGURA B.3.

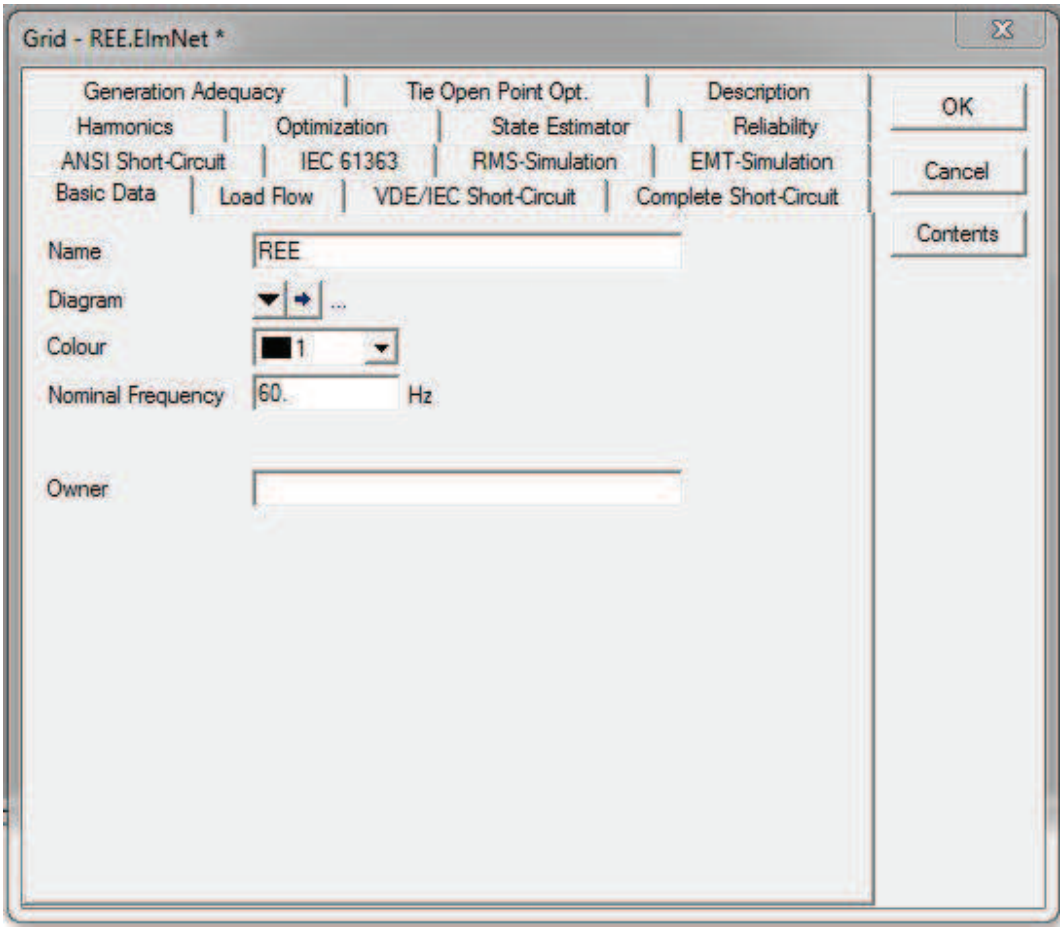

FIGURA B.3 MODELADO DE UN PROYECTO, PASO III

IV. Luego de presionar OK aparece el Área de Trabajo correspondiente a la red creada.

V. Para la red principal es preferible por su dimensión configurar la hoja y cambiarla a tamaño A0, para esto se debe hacer Clic en “Set Drawing Format” , donde aparecerá una ventana para escoger el formato de hoja, tal como se muestra en la FIGURA B.4.

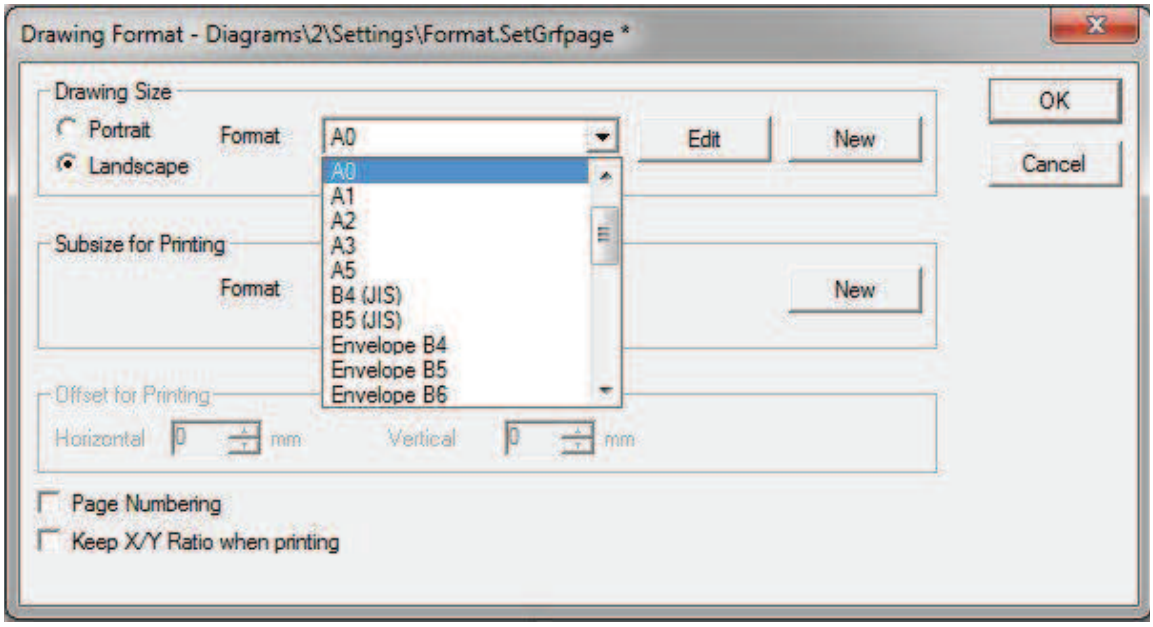

FIGURA B.4 CAMBIAR DE TAMAÑO DE HOJA

VI. Para tener mayor comodidad en el aspecto visual se puede configurar el zoom según sus preferencias, utilizando el ícono “Zoom-level” 100% .

VII. Al costado derecho del Área de Trabajo se encuentra el Panel de Herramientas, lugar donde están los elementos con los que se modelará el SEP en cuestión, los que se detallan en la FIGURA B.5.

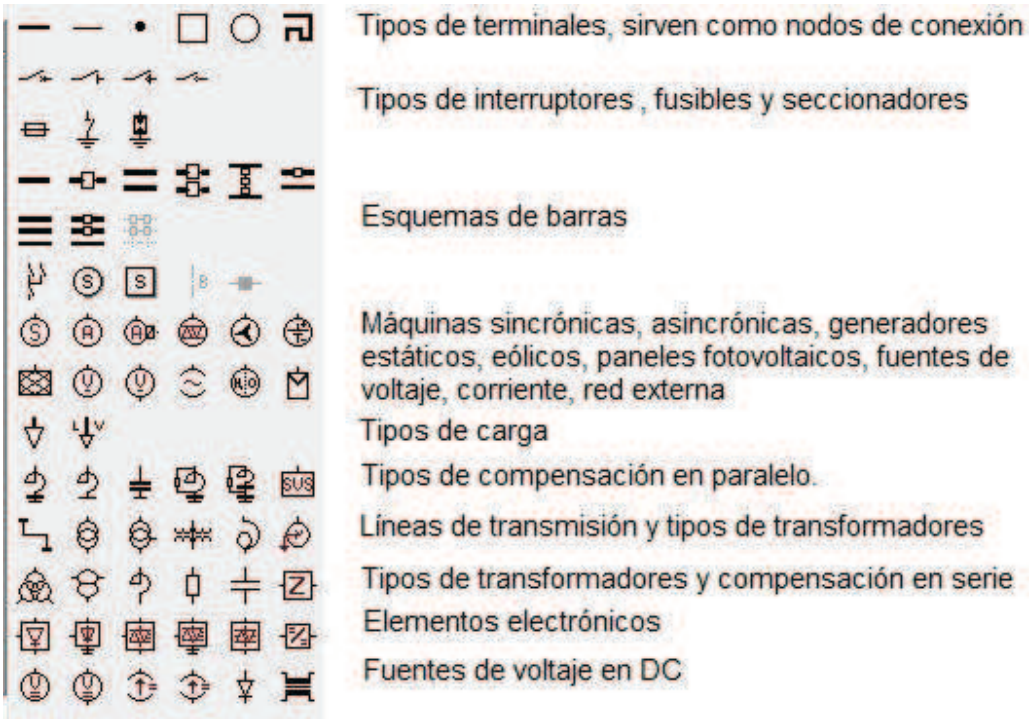

FIGURA B.5 PANEL DE HERRAMIENTAS

VIII. Para modelar el sistema, se deberá empezar colocando los terminales o barras, luego los generadores, transformadores, motores, cargas o capacitores según sea el caso particular de la barra y por último las líneas que conectan los diferentes puntos del sistema.

B.1.1 Modelado de barras

Para modelar las barras del sistema se debe ir al Panel de Herramientas y escoger “Terminal” en el caso de ser switchgears o centros de control de motores, o elegir “Single Busbar System” si se trata de una subestación. Luego se arrastra la barra hacia el Área de Trabajo, una vez ubicada se da doble Clic sobre la misma, abriendo una ventana en la que se digita el nombre de la barra, el voltaje con el que trabaja y se elige la opción “Type”, en “Global Type” no se encuentran las barras con los voltajes nominales de la REE, por lo que se debe seleccionar la opción “New Project Type” donde se escribe el nombre del tipo de barra y el voltaje de la misma, en el caso de haber barras que trabajen con el mismo voltaje se puede utilizar este registro

dando Clic en la opción “Select Project Type”. En las FIGURAS B.6 y B.7 se grafica el procedimiento para modelar las barras.

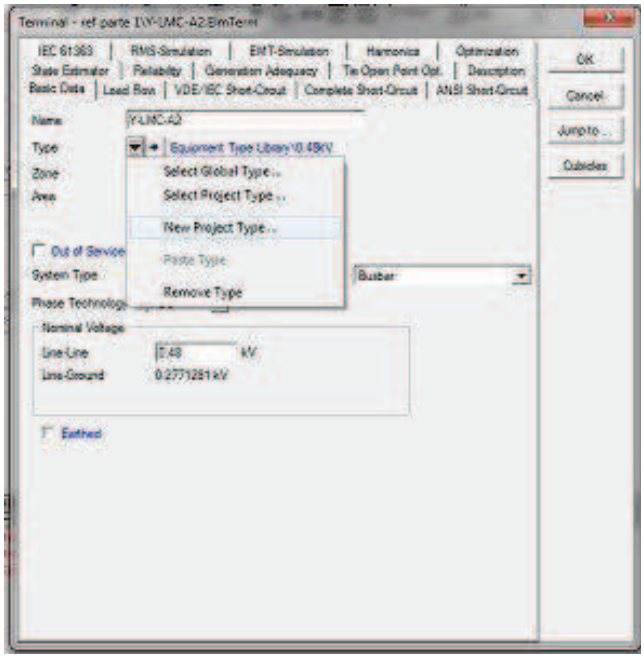

FIGURA B.6 PROCEDIMIENTO PARA MODELAR UNA BARRA

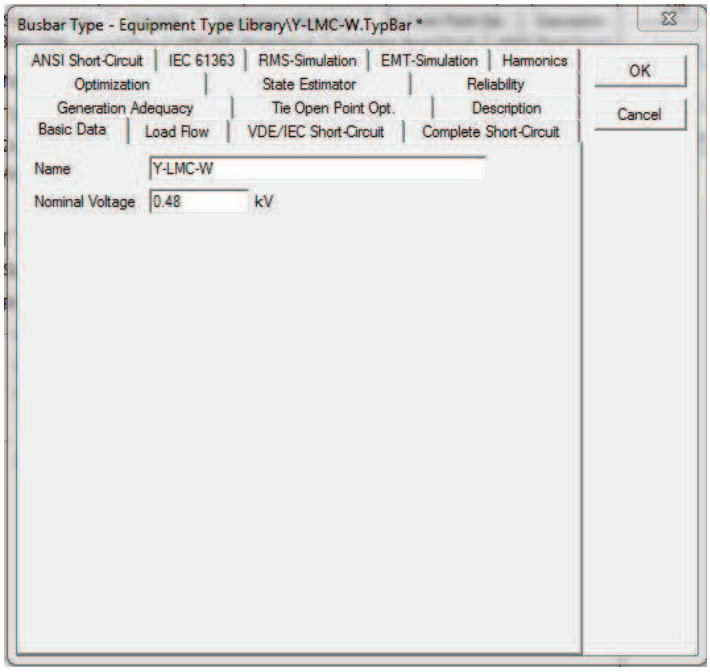

FIGURA B.7 PROCEDIMIENTO PARA MODELAR UNA BARRA

En el caso de tener más de ocho motores, cargas y/o capacitores conectados a una misma barra, es preferible crear una nueva página exclusiva para esta. En la parte de abajo del Área de Trabajo se debe hacer Clic derecho, escoger la opción “Insert Page”, de donde salen más opciones y se debe escoger “Create New Page”, tal como indica la FIGURA B.8.

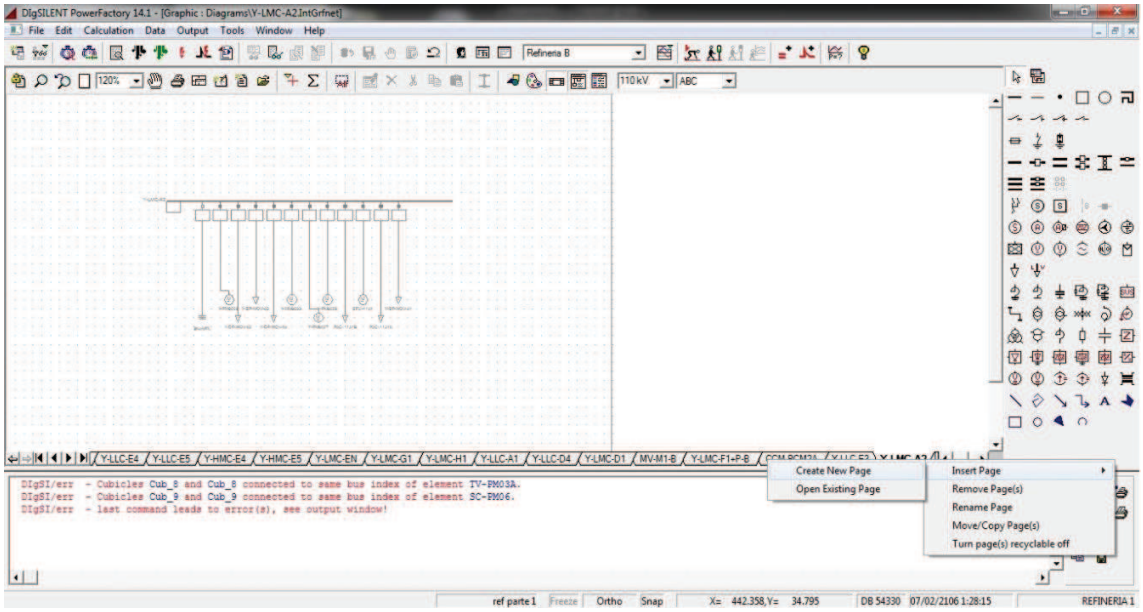

FIGURA B.8 CREAR NUEVA PÁGINA

Luego se debe copiar la barra y pegarla en la nueva página haciendo Clic derecho y escogiendo la opción “Paste Graphic Only”, de esta manera se mantienen las mismas características de la barra en cuestión, en la FIGURA B.9 se indica cómo hacer este procedimiento.

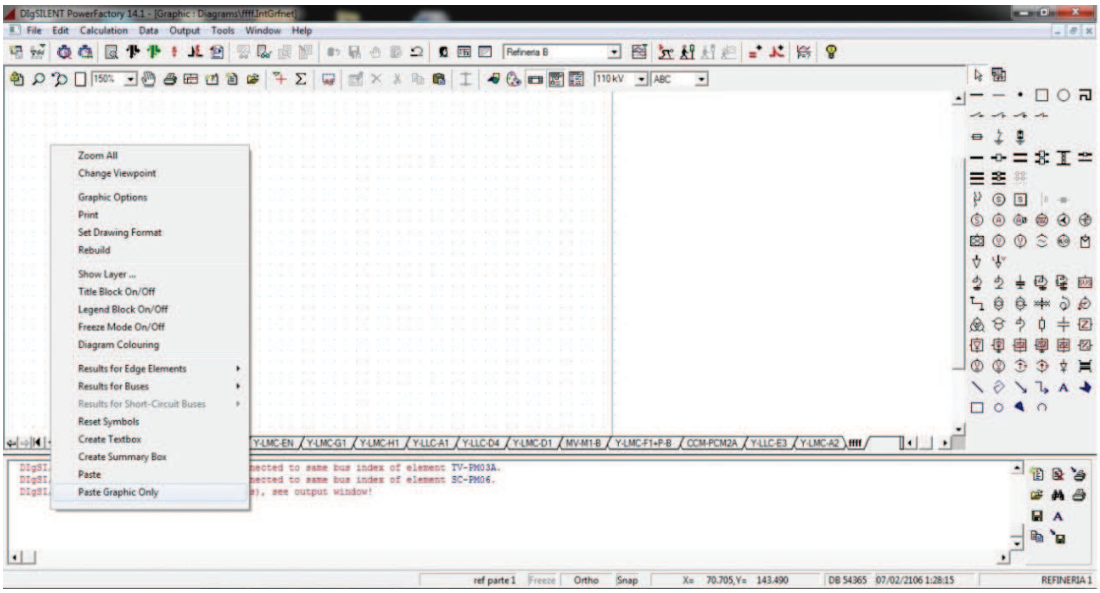

FIGURA B.9 PEGAR BARRA EN NUEVA PÁGINA

B.1.2 Modelado de generadores sincrónicos

Debido a que no hay generadores de tipo global de las características de nuestro proyecto se crea un nuevo tipo de proyecto y se configuran potencia activa, reactiva, factor de potencia, voltaje en bornes (por unidad), frecuencia y los límites de operación del generador, todo esto es sumamente necesario para el flujo de carga. En la FIGURA B.10 se indica cómo se crea un nuevo tipo de proyecto para modelar un generador.

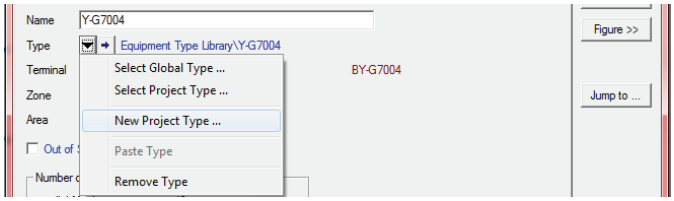

FIGURA B.10 CREACIÓN DE NUEVO TIPO DE PROYECTO DE GENERADOR

También se ingresan datos de resistencia de rotor, estator, reactancias sincrónicas transitorias y subtransitorias, reactancias de secuencia, reactancia en cuadratura y en el eje directo, necesarias para la simulación de cortocircuitos.

Cualquier generador sea este sincrónico o no, es un elemento con características electromecánicas y existen parámetros como las constantes de tiempo, las cuales indican la recuperación de carácter mecánico en el generador después de una falla. Estas constantes de tiempo son transitorias, subtransitorias, parámetros de saturación e inercia. En la FIGURA B.11 se visualiza la ventana en la que se ingresan los parámetros de un generador.

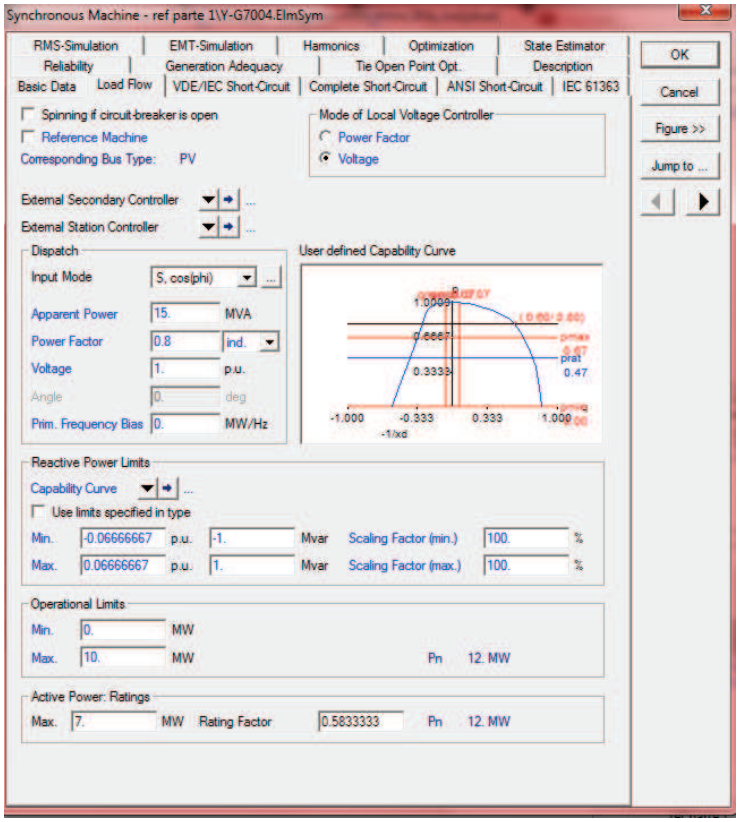

FIGURA B.11 INGRESO DE PARÁMETROS PARA UN GENERADOR

Se selecciona el tipo de barra para los generadores, puede ser PV o PQ, si se elige PV, se debe establecer la potencia activa y el voltaje como referencia, y si se selecciona PQ los valores que se ingresan de potencia activa y reactiva serán despachados, determinando así un punto de operación, provocando que el voltaje dependa mayormente de los reactivos consumidos.

Se debe tomar en cuenta que al tener conectado el sistema a una red externa y contar al mismo tiempo con generación propia, se pueden producir contradicciones dentro de la simulación cuando se define el tipo de barra, sea PV o PQ en el caso que se estén entregando reactivos más allá de los límites.

B.1.3 Modelado de transformadores

Para modelar los transformadores se procede de igual manera que en los casos anteriores, se elige el tipo de transformador deseado del Panel de Herramientas y se lo arrastra hasta el Área de Trabajo, se da doble Clic en el elemento y se procede a escribir el nombre del transformador y definir cuál barra de las que se conecta es la de alto voltaje y cuál es la de bajo voltaje. Después de esto se da Clic en “Type” y se elige “New Project Type”, en esta ventana se escribe el nombre del transformador, se elige el tipo, en este estudio son transformadores trifásicos, y se digitan los valores de potencia, frecuencia, voltaje tanto en el lado de alta como en el de baja, la impedancia de cortocircuito (en porcentaje) y la relación X/R, también se escoge el tipo de conexión tanto en alta como en baja y al ser trifásicos el ángulo de desfase entre los mismos. Si el caso lo amerita, se puede ingresar en “Load Flow” los porcentajes y posiciones de la variación de los taps. En la FIGURA B.12 se tiene la ventana para configurar los transformadores.

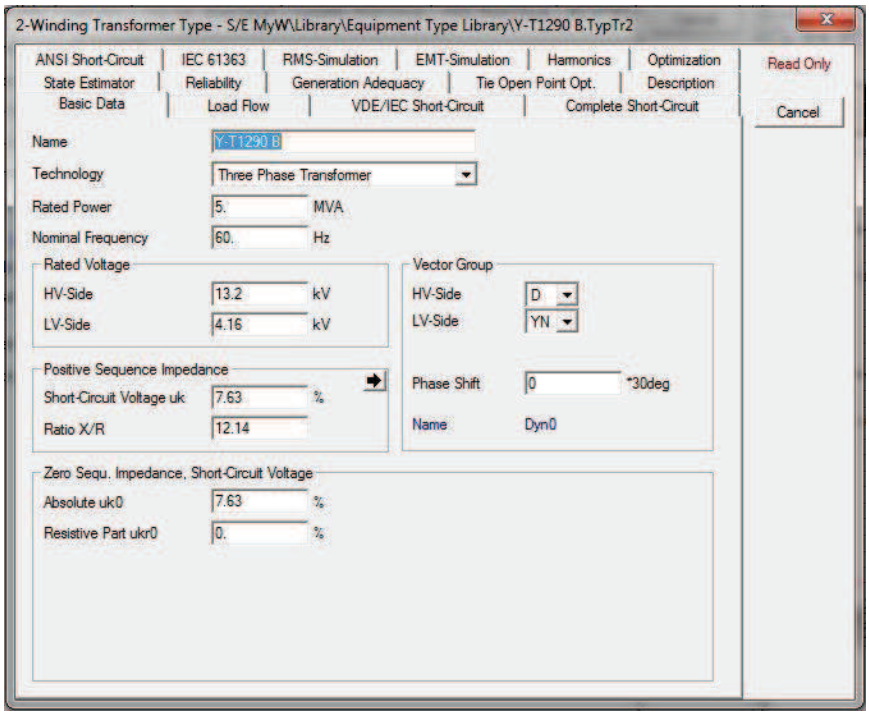

FIGURA B.12 INGRESO DE PARÁMETROS PARA UN TRANSFORMADOR

B.1.4 Modelado de motores

En la planta de la REE existen motores sincrónicos, por esta razón se escoge en el Panel de Herramientas el ícono de Máquina Sincrónica y se lo arrastra al Área de Trabajo para conectarlo a su respectiva barra, se da doble Clic y aparece la ventana para ingresar los parámetros del motor, se escoge la opción de “Load Flow” para ingresar el valor de la potencia en MW que consume dicho motor, volvemos a “Basic Data” para ingresar el nombre del motor, dar Clic en “Type” y escoger la opción “New Project Type”, donde se abre una ventana en la que escogemos “Basic Data” para ingresar el nombre del motor, las magnitudes de voltaje, potencia, factor de potencia, rendimiento, frecuencia nominal, velocidad del rotor y el tipo de conexión del motor. En la FIGURA B.13 se tiene la ventana para ingresar los parámetros de un motor.

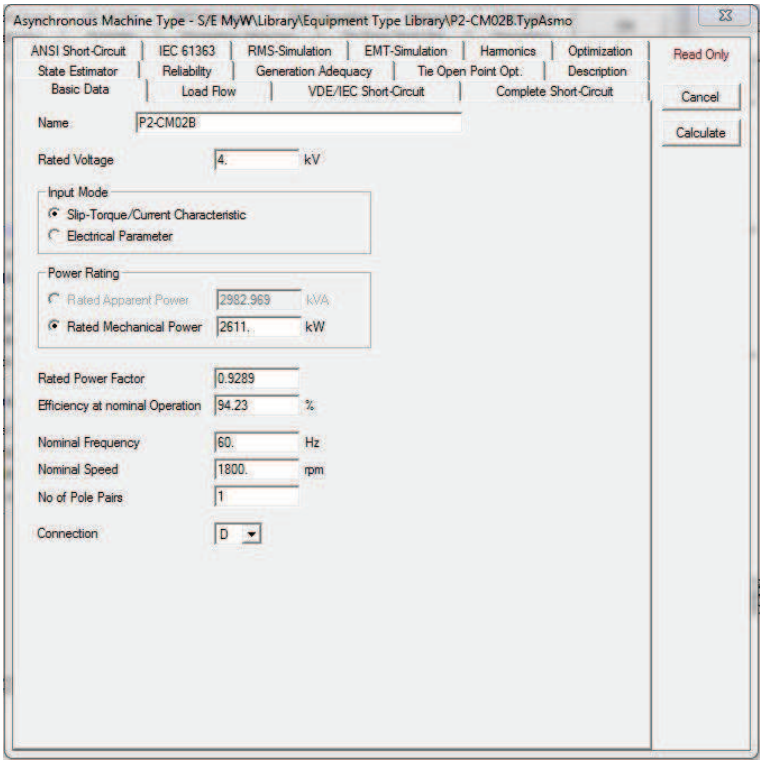

FIGURA B.13 INGRESO DE PARÁMETROS PARA UN MOTOR

B.1.5 Modelado de cargas

Por lo general las cargas tienen las mismas características eléctricas por lo que en este caso se puede escoger en “Type” la opción “Select Global Type” y ahí seleccionar la configuración “Lod-1” para cargas generales. Se escribe el nombre del motor en “Basic Data”, luego en “Load Flow” elegimos “S, cos(phi)” para poder ingresar el valor de la potencia aparente consumida por la carga en MVA y el factor de potencia respectivo. En la FIGURA B.14 se encuentra la ventana de ingreso para cargas.

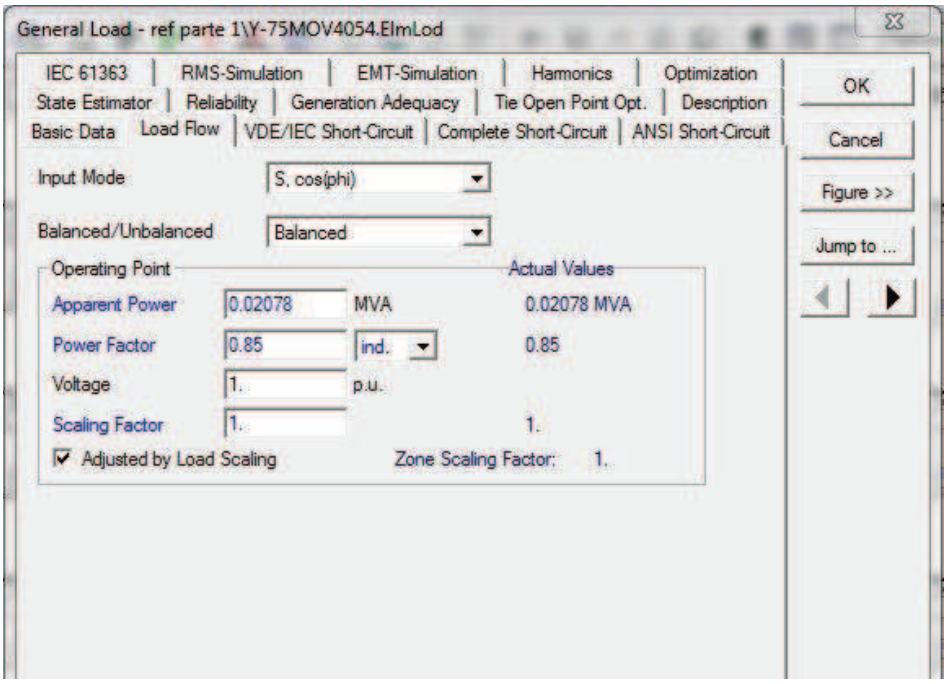

FIGURA B.14 INGRESO DE PARÁMETROS PARA CARGAS

B.1.6 Modelado de capacitores

En algunas de las barras se encuentran conectados capacitores en paralelo para compensación, para modelarlos se escogen del Panel de Herramientas, se arrastran hasta el Área de Trabajo, se conectan a la barra asignada y se da doble Clic sobre estos, abriendo así la ventana de ingreso de parámetros, que se encuentra en la

FIGURA B.15. En “Basic Data” escribimos el nombre del capacitor, y se digitan las magnitudes de voltaje en kV y potencia reactiva en Mvar.

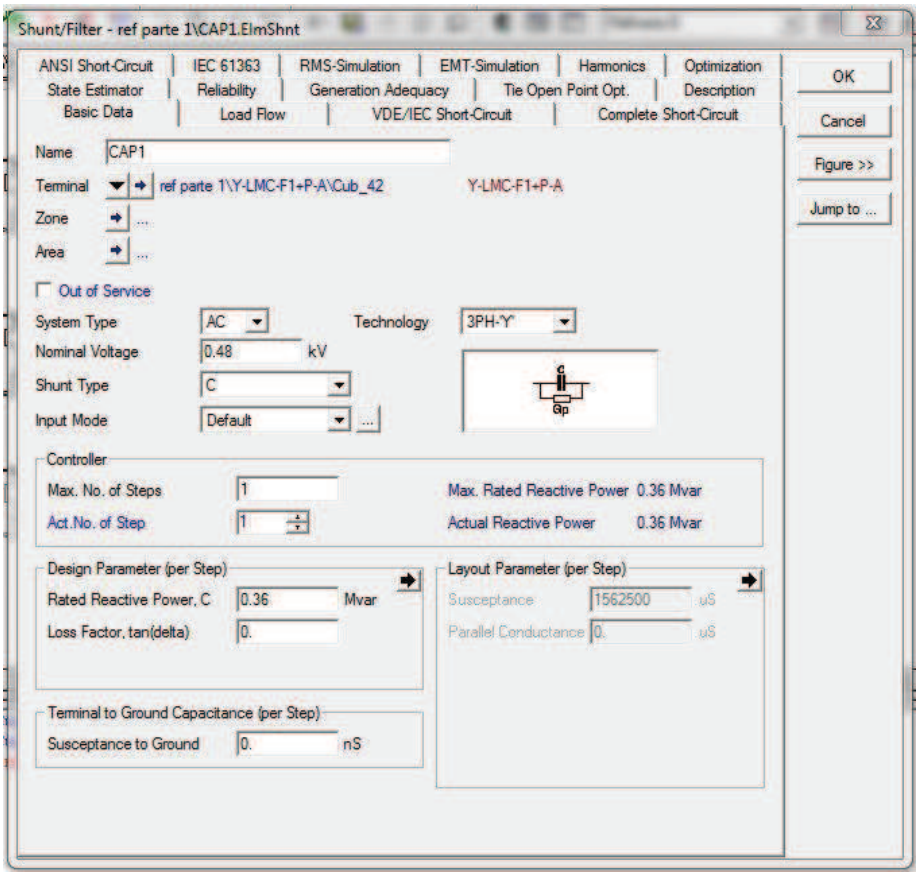

FIGURA B.15 INGRESO DE PARÁMETROS PARA CAPACITORES

B.1.7 Modelado de líneas

Para modelar las líneas escogemos en el Panel de Herramientas el ícono “Line”, lo arrastramos al Área de Trabajo y unimos cada extremo en la respectiva barra a las que vamos a conectar, damos doble Clic y abrimos la ventana para configurar los parámetros de la línea, en “Basic Data” ingresamos la longitud de la línea y en “Type” seleccionamos la opción “New Project Type” de donde escogemos “Lyne Type”, en esta ventana en la parte de “Basic Data” se escribe el nombre de la línea, y se ingresan los valores de voltaje y frecuencia nominal, el tipo de corriente ya sea

alterna o continua, el número de fases y neutros de la línea, y la resistencia y reactancia tanto en secuencia positiva como en secuencia cero. Cabe recalcar que la resistencia y reactancia de la línea son las mismas para secuencia positiva y negativa, por lo que se ingresa solo el valor de secuencia positiva. Luego seleccionamos “Load Flow” donde ingresamos el valor de susceptancia tanto en secuencia positiva y cero, la temperatura máxima operacional y el tipo de material de la línea. En la FIGURA B.16 se muestra la ventana para configurar las líneas.

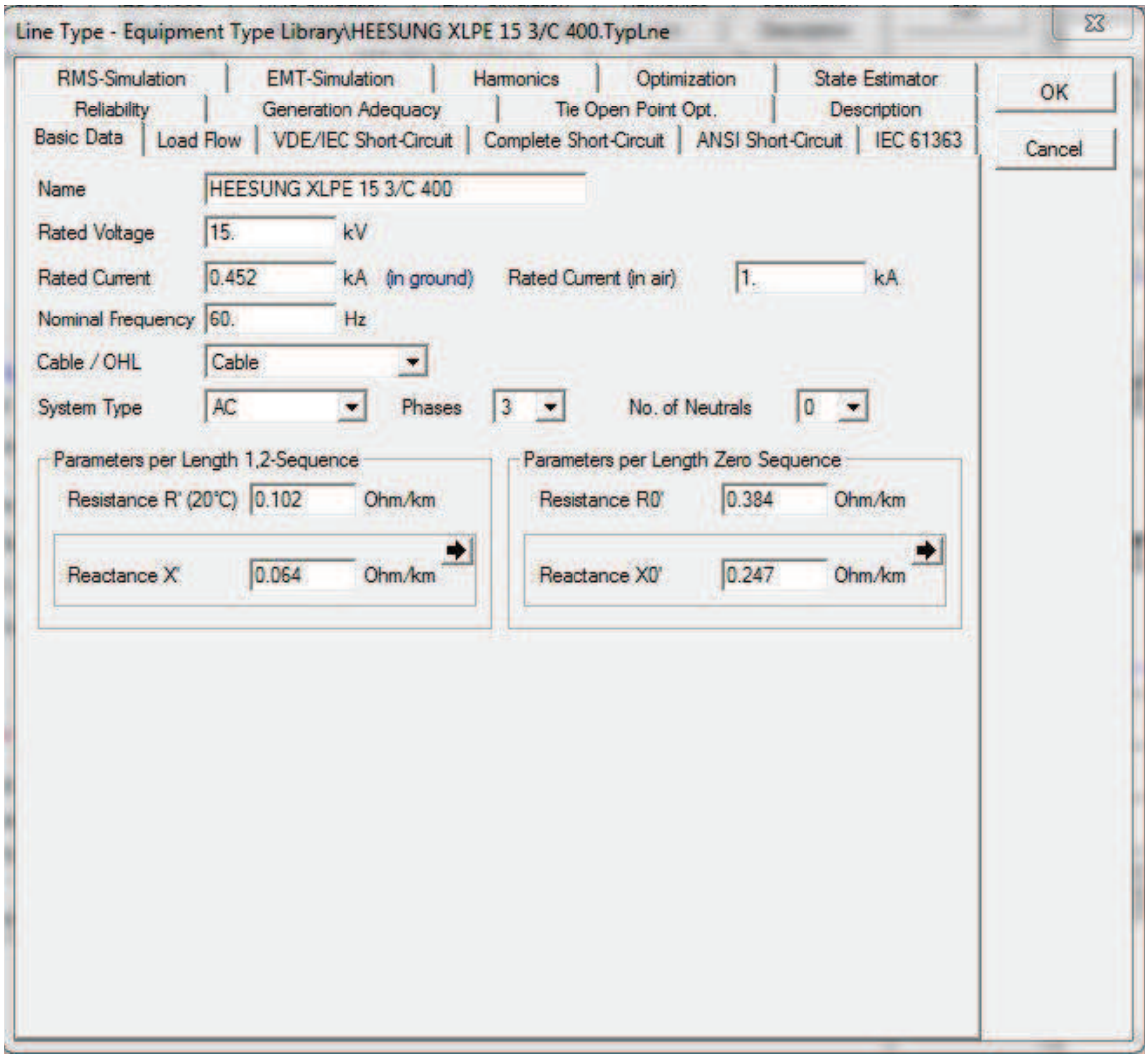

FIGURA B.16 INGRESO DE PARÁMETROS PARA LÍNEAS

ANEXO C

PLANOS ELÉCTRICOS