

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD RAFAEL URDANETA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA



**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE
DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES PEQUIVEN -
COMPLEJO PETROQUÍMICO ANA MARÍA CAMPOS**

Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

PRESENTADO POR:

Br. Paradas Mujica, Aarón Daniel.

Maracaibo, Diciembre de 2011

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD RAFAEL URDANETA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE ELÉCTRICA



**COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE
DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES PEQUIVEN -
COMPLEJO PETROQUÍMICO ANA MARÍA CAMPOS**

Trabajo Especial de Grado para optar al título de Ingeniero Electricista

.....

Aarón D. Paradas M.

C.I. 19.263.343

.....

Nancy Mora de Morillo.
Tutora Académica.

.....

Ing. Manuel Abrahamsz
Tutor Industrial.

Índice de Contenido	Pág.
APROBACIÓN.....	XVIII
DEDICATORIA.....	XIX
AGRADECIMIENTOS.....	XX
RESUMEN.....	XXI
ABSTRACT.....	XXII
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
CAPÍTULO I.....	26
EL PROBLEMA.....	26
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	26
1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	31
1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	31
1.3.1. OBJETIVO GENERAL.....	31
1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	31
1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.....	32
1.5. DELIMITACIÓN.....	33
1.5.1. DELIMITACIÓN ESPACIAL.....	33
1.5.2. DELIMITACIÓN TEMPORAL.....	33
1.5.3. DELIMITACIÓN CIENTÍFICA.....	33
CAPÍTULO II.....	35
MARCO TEÓRICO.....	35
2.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	35
2.2. VISIÓN.....	36
2.3. MISIÓN.....	36

2.5.	ANTECEDENTES	38
2.6.	BASES TEÓRICAS	42
2.6.1.	SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.	42
2.6.3.	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	50
2.6.4.	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	55
2.6.5.	SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS	59
2.6.5.1.	PARTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.	64
2.6.5.2.	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	65
2.6.5.3.	TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	67
2.6.5.3.1.	ASPECTOS BÁSICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE. ..	68
2.6.5.4.	RELÉS.....	75
2.6.5.5.	FUSIBLES.	79
2.6.5.5.1.	CLASIFICACIÓN DE LOS FUSIBLES.	81
2.6.5.6.	INTERRUPTORES.....	85
2.6.5.6.1.	TIPOS DE INTERRUPTORES.....	90
2.6.5.7.	RELÉS DE SOBRECORRIENTE.....	98
2.6.5.7.1.	RELÉS DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO.....	98
2.6.5.7.2.	RELÉS DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEOS.....	101
2.6.5.8.	PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE MOTORES	104
2.6.5.9.	PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE TRANSFORMADORES.....	108
2.6.5.10.	PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE BARRAS PRINCIPALES. ...	110
2.6.5.11.	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE	111
2.6.5.11.1.	CONSIDERACIONES GENERALES.....	112
2.6.5.11.2.	CRITERIOS DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.	115

2.6.5.11.3. PLANEACIÓN Y DATOS REQUERIDOS PARA UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN	118
2.6.5.11.4. PROCEDIMIENTO A SEGUIR EN UNA COORDINACIÓN.	119
2.7. GLOSARIO DE TÉRMINOS	120
2.8. OPERACIONALIZACIÓN DE LA VARIABLE.....	123
CAPÍTULO III	129
MARCO METODOLÓGICO	129
3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	129
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	130
3.3. POBLACIÓN.	131
3.4. MUESTRA	132
CAPÍTULO IV	139
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	139
4.1.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.....	139
4.1.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.....	142
4.2. MODELAJE DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES EN EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN ETAP POWER STATION 6.0.0.....	145
4.2.1. ELEMENTOS DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES	147
4.3. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO	161
4.4. VERIFICACIÓN DE LA SATURACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE LA SUBESTACIÓN.....	165
4.5. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA EMPRESA.....	179

4.6. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.....	183
4.7. NUEVA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.	222
ASPECTOS TOMADOS EN CUENTA PREVIOS A LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	223
4.7.1. AJUSTE DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS MOTORES EN 4160V DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.....	224
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 42A-P1A/B/C Y 42B-P1A/B/C (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).....	224
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 42A – P5A/C Y 42B – P5A/C (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).....	229
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 42A – P5B Y 42B – P5B (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).	234
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 42A – C2A/B Y 42B – C2A/B (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).....	239
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 90-P208C Y 90-P209B (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).	244
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 90-P200A, 90-P200B, 90-P200C, 90-P200D, 90-P200E, 90-P200F Y 90-P200G (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).....	249
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO AL MOTOR 41A-C1D (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).....	254
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 90-P211B/D (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).	259
4.7.2. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN 4160/480V DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.....	264

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 42A – T1 Y 42A– T2 DE 1500 kVA.....	264
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 42-AT1 Y 42-AT2 DE 1000 kVA.	267
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 40A – T1 Y 40A– T2 DE 750 kVA.....	272
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 40-AT1 Y 40-AT2 DE 750 kVA.	274
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 90 –T4 DE 1500 kVA.	279
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 90 – T4 DE 1000 kVA.	281
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 42B – T1 Y 42B– T2 DE 1500 kVA.	286
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 90 – T4 DE 1500 kVA.	288
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 40B – T1 Y 40B– T2 DE 750 kVA.	293
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 40-BT1 Y 40-BT2 DE 750 kVA.	295
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90A – T1 Y 90B– T1 DE 1500 kVA.	302
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90 –T5/T6 DE 1000 kVA.	307
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90 – T5 Y 90– T6 DE 1000 kVA.	309
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90 –T7/T8 DE 1000 kVA.	314
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90 – T7 Y 90– T8 DE 1000 kVA.	316
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE TRANSFORMADOR 41 – T1 DE 750 kVA.	321
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE TRANSFORMADOR 90–T3 DE 250 kVA.	327
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO IQ - 1000. ASOCIADO A LOS MOTORES 90P-200/P Y 90P-200/O (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).	333

4.7.3.2. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN 4160/480V DE LAS EXTENSIONES DE BARRA “HIDRÓLISIS 1 FERT” E “HIDRÓLISIS 2 FERT”.....	338
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 42-T-DES-A/B DE 500 kVA.	338
4.7.3.3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS INTERRUPTORES DE ENLACE DE BARRA DE LAS EXTENSIONES DE BARRA “HIDRÓLISIS 1 FERT” E “HIDRÓLISIS 2 FERT Y LAS BARRAS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.	344
CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS INTERRUPTORES DE ENLACE DE BARRA DE LAS EXTENSIONES DE BARRA “HIDRÓLISIS 1 FERT” E “HIDRÓLISIS 2 FERT Y LAS BARRAS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.	345
4.7.4. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LOS TRANSFORMADORES DE LA BARRA DE EMERGENCIA DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.	347
4.7.5. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 90-TA Y 90-TB EN 34.5/4.16 kV DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.	356
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90-TA y 90-TB DE 25 MVA.....	356
CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90-TA y 90-TB DE 25 MVA.	359
CONCLUSIONES.....	367
RECOMENDACIONES	371
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	372

Índice de Figuras	Pág.
Figura 2.1. Constitución de los Sistemas Eléctricos de Potencia	43
Figura 2.2. Esquema de Una Barra.....	46
Figura 2.3. Esquema de Doble Barra.....	47
Figura 2.4. Esquema de Barra Principal y Transferencia.	47
Figura 2.5. Esquema de Barra Doble.....	48
Figura 2.5. Esquema de Anillo	49
Figura 2.6. Esquema de Interruptor y Medio.....	49
Figura 2.7. Representación de Onda de Cortocircuito.....	50
Figura 2.8. Contribución de Corriente de Cortocircuito de los elementos de un SEP.	53
Figura 2.9. Diagrama unifilar ilustrando protecciones primarias de un Sistema Eléctrico. .	61
Figura 2.10. Secuencia de Pasos a seguir en la Implantación de un Sistema de Protecciones	62
Figura. 2.11. Diagrama de bloques representativo de un sistema de Protección.	65
Figura. 2.12. Corte de un transformador de corriente	66
Figura. 2.13. Curvas de excitación en Secundario para Diferentes Valores de Voltaje en secundario.....	73
Figura 2.14. Relaciones de Transformación de Sobrecorrientes para Transformadores Clase T para Burdens entre 0.1 y 0.8 (Exceptuando B0.9 y B1.8).....	74
Figura. 2.15. Relé Electromecánico.....	76
Figura. 2.16. Relé Numérico.	76
Figura 2.17. Limitación Típica de Corriente donde se Muestra el Pico Permitido y el Tiempo Total de Despeje.....	80
Figura. 2.18. Fusible de expulsión.....	83
Figura. 2.19. Curvas características para Fusibles tipo K y T.....	84

Figura. 2.20. Corte de un fusible limitador de corriente.....	84
Figura 2.21. Componentes principales de un relé de sobrecorriente de disco de inducción o electromecánico	99
Figura 2.22. Partes Elementarías de un Relé de Inducción	99
Figura. 2.23. Comparación de las Curvas Tiempo- Corriente Típicas.....	101
Figura 2.24. Relé Instantáneo de Solenoide	103
Figura: 2.25. Relé Instantáneo de Armadura con Bisagras	103
Figura 2.26. Protección de Sobrecorriente a Tierra usando Transformador de Corriente Secuencia Cero	106
Figura 2.27. Esquema de Protecciones para Transformadores.....	109
Figura 2.28. Corrientes de Falla a Tierra en Transformadores con Conexión Delta –Estrella Aterrados.	113
Figura 2.29. Ejemplo de Intervalo de Tiempo entre dos Relés	116
Figura 4.1. Diagrama Unifilar de la Subestación Principal de Fertilizantes	140
Figura. 4.2. Pantalla de creación de Nuevo Proyecto.....	145
Figura. 4.3. Menú de elementos disponibles para modelado.....	146
Figura. 4.4. Modelado de Fuentes de Potencia.....	147
Figura. 4.5. Pestaña “Rating” de Fuentes de Potencia.....	148
Figura. 4.6. Modelado de barras o alimentadores.....	149
Figura 4.7. Menú de editor de Transformadores de Potencia.....	150
Figura 4.8. Pestaña “Rating” del menú de editor de Transformadores de Potencia.....	151
Figura 4.9. Pestaña “TAP” del menú de editor de Transformadores de Potencia.....	152
Figura 4.10. Pestaña “Grounding” del menú de editor de Transformadores de Potencia ..	153
Figura 4.11. Pestaña “Protection” del menú de editor de Transformadores de Potencia ...	154
Figura 4.12. Pestaña “Info” del menú de editor de Motores Síncronos	155

Figura 4.13. Pestaña “Nameplate” del menú de editor de Motores Síncronos.....	156
Figura 4.14. Pestaña “Model” del menú de editor de Motores Síncronos.....	157
Figura 4.15. Pestaña “LR Model” del menú de editor de Motores Síncronos	158
Figura 4.16. Pestaña “Protection” del menú de editor de Motores Síncronos.....	159
Figura 4.17. Pestaña “Model” del menú de editor de Motores Síncronos.....	160
Figura 4.17. Esquema de Protecciones de para Transferencia Automática de Carga	162
Figura 4.18. Secuencia de Operación de la Transferencia Automática.....	163
Figura 4.19. Coordinación Actual para Fallas de Fase del motor 42B – P5A.....	193
Figura 4.20. Coordinación Actual para Fallas de Tierra del motor 42B – P5A	194
Figura 4.21. Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 90 – TA.....	200
Figura 4.21. Coordinación Actual para Fallas de Tierra de Transformador 90 – TA	201
Figura 4.22. Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 40 – AT3 (Caso 1)	203
Figura 4.23. Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 90 – BT1 (Caso 2)	204
Figura 4.24.Coordinación Actual para Fallas de Tierra de Transformador 40 – AT1 (Caso 3).....	206
Figura 4.25. Coordinación Actual para Fallas de Tierra de Transformador 40 – AT1 (Caso 3).....	207
Figura 4.26. Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 40 – BT2 (Caso 4)	208
Figura 4.27. Coordinación Actual para Fallas de Tierra de Transformador 40 – BT2 (Caso 4).....	209
Figura 4.28. Diagrama Unifilar de motores 42A-P1A/B/C y 42B-P1A/B/C.....	226
Figura 4.29. Coordinación para Fallas de Fase de motores 42A-P1A/B/C y 42B-P1A/B/C.	227

Figura 4.30. Coordinación para Falla a Tierra de motores 42A-P1A/B/C y 42B-P1A/B/C.	228
Figura 4.31. Diagrama Unifilar de motores 42A – P5A/C y 42B – P5A/C.	231
Figura 4.32. Coordinación para Fallas de Fase de motores 42A – P5A/C y 42B – P5A/C.	232
Figura 4.33. Coordinación para Falla a Tierra de motores 42A – P5A/C y 42B – P5A/C.	233
Figura 4.34. Diagrama Unifilar de motores 42A – P5B y 42B – P5B.	236
Figura 4.35. Coordinación para Fallas de Fase de motores 42A – P5B y 42B – P5B.	237
Figura 4.36. Coordinación para Falla a Tierra de motores 42A – P5B y 42B – P5B.....	238
Figura 4.37. Diagrama Unifilar de motores 42A – C2A/B y 42B – C2A/B.	241
Figura 4.38. Coordinación para Fallas de Fase de motores 42A – C2A/B y 42B – C2A/B.	242
Figura 4.39. Coordinación para Falla a Tierra de motores 42A – C2A/B y 42B – C2A/B.	243
Figura 4.40. Diagrama Unifilar de motores 90-P208C y 90-P209B	246
Figura 4.41. Coordinación para Fallas de Fase de motores 90-P208C y 90-P209B.	247
Figura 4.42. Coordinación para Falla a Tierra de motores 90-P208C y 90-P209B.	248
Figura 4.43. Diagrama Unifilar de motores 90-P200A, 90-P200B, 90-P200C, 90-P200D, 90-P200E, 90-P200F Y 90-P200G	251
Figura 4.44. Coordinación para Fallas de Fase de motores 90-P200A, 90-P200B, 90-P200C, 90-P200D, 90-P200E, 90-P200F Y 90-P200G.....	252
Figura 4.45. Coordinación para Falla a Tierra de motores 90-P200A, 90-P200B, 90-P200C, 90-P200D, 90-P200E, 90-P200F Y 90-P200G.....	253
Figura 4.46. Diagrama Unifilar del motor 41A-C1D	256
Figura 4.47. Coordinación para Fallas de Fase del motor 41A-C1D	257
Figura 4.48. Coordinación para Falla a Tierra del motor 41A-C1D	258

Figura 4.49. Diagrama Unifilar de motores 90-P211B/D.	261
Figura 4.50. Coordinación para Fallas de Fase de motores 90-P211B/D.....	262
Figura 4.51. Coordinación para Falla a Tierra de motores 90-P211B/D.....	263
Figura 4.52. Diagrama Unifilar de los Transformadores 42A – T1 y 42A – T2.....	269
Figura 4.53. Coordinación para Falla a Fase de los Transformadores 42A – T1 y 42A – T2.	270
Figura 4.54. Coordinación para Falla a Tierra de los Transformadores 42A – T1 y 42A – T2.....	271
Figura 4.55. Diagrama Unifilar para los Transformadores 40A – T1 y 40A – T2.....	276
Figura 4.56. Coordinación para Falla a Fase de los Transformadores 40A – T1 y 40A – T2.	277
Figura 4.57. Coordinación para Falla a Tierra de los Transformadores 40A – T1 y 40A – T2.....	278
Figura 4.58. Diagrama Unifilar del Transformador 90 – T4.....	283
Figura 4.59. Coordinación para Falla a Fase del Transformador 90 – T4.....	284
Figura 4.60. Coordinación para Falla a Tierra del Transformador 90 – T4.....	285
Figura 4.61. Diagrama Unifilar de los Transformadores 42B – T1 y 42B – T2.	290
Figura 4.62. Coordinación para Falla a Fase de los Transformadores 42B – T1 y 42B – T2.	291
Figura 4.63. Coordinación para Falla a Tierras de los Transformadores 42B – T1 y 42B – T2.....	292
Figura 4.64. Diagrama Unifilar para los Transformadores 40B – T1 y 40B – T2.	297
Figura 4.65. Coordinación para Falla de Fase de los Transformadores 40B – T1 y 40B – T2.	298
Figura 4.66. Coordinación para Falla de Tierra de los Transformadores 40B – T1 y 40B – T2.....	299

Figura 4.67. Diagrama Unifilar de los Transformadores 90B – T1 y 90A– T1.....	304
Figura 4.68. Coordinación para Falla de Fase de los Transformadores 90B – T1 y 90A – T1.....	305
Figura 4.69. Coordinación para Falla de Tierra de los Transformadores 90B – T1 y 90A – T1.....	306
Figura 4.70. Diagrama Unifilar de los Transformadores 90– T5 y 90– T6.....	311
Figura 4.71. Coordinación para Falla de Fase de los Transformadores 90 – T5 y 90 – T6.	312
Figura 4.72. Coordinación para Falla a Tierra de los Transformadores 90 – T5 y 90 – T6.	313
Figura 4.73. Diagrama Unifilar de los Transformadores 90– T7 y 90– T8.....	318
Figura 4.74. Coordinación para Falla de Fase de los Transformadores 90 – T7 y 90 – T.8	319
Figura 4.75. Coordinación para Falla de Tierra de los Transformadores 90 – T7 y 90 – T.8	320
Figura 4.76. Diagrama Unifilar de Transformador 41-T1.....	324
Figura 4.77. Coordinación para Falla de Fase del Transformador 41-T1	325
Figura 4.78. Coordinación para Falla a Tierra del Transformador 41-T1	326
Figura 4.79. Diagrama Unifilar del Transformador 90 – T3	330
Figura 4.80. Coordinación para Falla de Fase del Transformador 90-T3.	331
Figura 4.81. Coordinación para Falla a Tierra del Transformador 90-T3.....	332
Figura 4.82. Diagrama Unifilar de los Motores 90P-200/P y 90P-200/O	335
Figura 4. 83. Coordinación para Fallas de Fase de los Motores 90P-200/P y 90P-200/O.	336
Figura 4. 84. Coordinación para Fallas a Tierra de los Motores 90P-200/P y 90P-200/O.	337
Figura 4.85. Diagrama Unifilar de los Transformadores 42-T-DES-A/B.....	341

Figura 4. 86. Coordinación para Fallas de Fase de los Transformadores 42-T-DES-A/B.	342
Figura 4. 87. Coordinación para Fallas a Tierra de los Transformadores 42-T-DES-A/B.	343
Figura 4.88. Diagrama Unifilar de los Transformadores de la Barra de Emergencia.	349
Figura 4.89. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 42A-T3.....	350
Figura 4.90. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 42B-T3.....	351
Figura 4.91. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 40A-T3.....	352
Figura 4.92. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 40B-T3.....	353
Figura 4.93. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 90-T9.....	354
Figura 4.94. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 90-T2.....	355
Figura 4.95. Curvas de Funcionamiento de las Protecciones de Falla de Fase más Lentas	362
Figura 4.96. Curvas de Funcionamiento de las Protecciones de Falla a Tierra más Lentas	363
Figura 4.97. Diagrama Unifilar de los Transformadores 90-TA y 90-TB	364
Figura 4.98. Coordinación para Fallas de Fase de los Transformadores 90-TA y 90-TB..	365
Figura 4.99. Coordinación para Fallas a Tierra de los Transformadores 90-TA y 90-TB.	366

Índice de Tablas	Pág
Tabla 2.1. Valores nominales para lado primario de un transformador de corriente según normas.	67
Tabla 2.2. Valores nominales para lado secundario de un transformador de corriente según normas.	67
Tabla 2.3. Corrientes nominales de los transformadores de múltiples bushings.....	68
Tabla 2.4. Corrientes nominales para transformadores con una o dos relaciones de transformación.	70
Tabla 2.5. Saturaciones estándar para transformadores con corriente nominal de secundario 5amp.	71
Tabla 2.6. Características y uso de algunos relés según norma IEEE.	77
Tabla 2.7. Valores de Tap típicos y su rango de ajuste para Relés de Sobrecorriente con Retardo.....	100
Tabla 2.8. Intervalos de tiempo sin calibración en campo	116
Tabla 2.9. Intervalos de tiempo con calibración en campo	117
Tabla 2.10. Mínimos intervalos de tiempo para sistemas industriales.	118
Tabla 4.1. Fabricantes y modelos de relés de sobrecorriente instalados en la Subestación Principal de Fertilizantes.	142
Tabla 4.2. Corrientes de cortocircuito a ½ ciclo.....	164
Tabla 4.3. Corrientes de cortocircuito a 1.5 - 4 ciclos.....	164
Tabla 4.4. Verificación de saturación de los CT	165
Tabla 4.5. Nuevas Relaciones de Transformación para los CTs	168
Tabla 4.6. Determinación de la Clase de los CTs.....	172
Tabla 4.7. Nuevas RT de los CT y cálculo de sus Clases.....	175
Tabla 4.8. Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones de Motores.....	184

Tabla 4.9. Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones del lado de AT de los Transformadores de Potencia	187
Tabla 4.10. Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones del lado de BT de los Transformadores de Potencia	190
Tabla 4.11. Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones de enlace de las barras “HVSG 90.1 EXT FERTIL A” e “HIDRÓLISIS 1” y el enlace entre “HVSG 90.1 EXT FERTIL B” e “HIDRÓLISIS 2”	191
Tabla 4.12. Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Motores de 4160V	195
Tabla 4.13. Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores Principales de la Subestación	202
Tabla 4.14. Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores	210
Tabla 4.15. Cantidad de equipos que deberán ser reemplazados	224
Tabla 4.16. Reemplazos de Fusibles de los Transformadores de la Barra de Emergencia	348

APROBACIÓN

Este jurado aprueba el Trabajo Especial de Grado titulado: **“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES PEQUIVEN - COMPLEJO PETROQUÍMICO ANA MARÍA CAMPOS”**, presentado por el Bachiller: **AARÓN D. PARADAS M.**, portadora de la C.I. 19.263.343, , en cumplimiento con los requisitos establecidos para optar por el título de INGENIERO ELECTRICISTA.

.....
Prof. Nancy Mora de Morillo

.....
Prof. Arnaldo Largo

.....
Ing. Manuel Abrahamsz

.....
Ing. Oscar Urdaneta
Decano de la Facultad de Ingeniería

DEDICATORIA

A mi mamá, mi papá y mi abuela, por todo el amor, valores y principios que me han inculcado y por el apoyo que me han dado durante mi vida y mi carrera. Son la razón de ser quien soy hoy.

A dios y a la Divina Pastora, por darme salud y la fuerza necesaria para enfrentar mí camino por la vida.

AGRADECIMIENTO

A Dios y la Divina Pastora, por darme salud y guiarme en cada paso que doy.

A mis padres, hermanas y familiares, por el apoyo brindado en cada momento de mi vida y de mi carrera.

A la Universidad Rafael Urdaneta, por ser la casa de estudio que me dio los conocimientos para obtener mi título de Ingeniero Electricista.

A PEQUIVEN, por abrirme las puertas de su planta para la ejecución de este trabajo especial de grado.

Al ingeniero Manuel Abrahamsz, por su tiempo, dedicación y conocimientos aportados en la realización de este trabajo especial de grado.

A la profesora Nancy Mora, por su orientación, conocimientos y aportes para la exitosa culminación de este gran proyecto.

A los técnicos del departamento de protecciones (Carreño, Douglas, Ferrer, Noel, Miguel y Fabio), por su tiempo y apoyo en el desarrollo de las fases de este proyecto.

“COORDINACIÓN DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS DE SOBRECORRIENTE DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES PEQUIVEN - COMPLEJO PETROQUÍMICO ANA MARÍA CAMPOS”

Paradas M., Aarón D.

Escuela de Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Rafael Urdaneta

Maracaibo- Venezuela. adpm_26@hotmail.com.

RESUMEN

Frente a fallas ocurridas en circuitos ramales de la Subestación Principal de Fertilizantes se ha presentado la actuación no selectiva del sistema de protección de sobrecorriente, pues la falla ha sido despejada por protecciones de las barras principales. Por ello el Departamento de Protecciones Eléctricas propuso realizar una nueva coordinación de protecciones eléctricas de sobrecorriente. Se necesitó ejecutar un proceso de recopilación de información sobre los datos técnicos de equipos asociados tanto al sistema de potencia como al de protección de la red, y también los ajustes de sus respectivos dispositivos de protección. Se realizó el modelado de la red y las curvas tiempo–corriente de relés y fusibles mediante el Software de simulación ETAP 6.0.0.; con el cual también se determinaron los niveles de cortocircuito actuales. Se verificó la saturación en transformadores de corriente. Se evaluó la coordinación con los dispositivos y ajustes actuales identificando aquellos componentes que no cumplen con los criterios de selectividad de la empresa. Se planteó una nueva coordinación de protecciones proponiendo la instalación de nuevos relés numéricos, fusibles y transformadores de corriente a fin de establecer un funcionamiento totalmente selectivo del sistema de protecciones de la subestación analizada.

Palabras claves: coordinación de protecciones, protección contra sobrecorriente, ETAP Power Station, margen de coordinación, selectividad.

Aarón Paradas: aaronparadas@gmail.com

OVERCURRENT COORDINATION OF MAIN FERTILIZER SUBSTATION PEQUIVEN - PETROCHEMICAL COMPLEX ANA MARÍA CAMPOS

ABSTRACT

In the presence of short-circuits in the branch circuits of the Main Substation of Fertilizantes non selective operation of the overcurrent protection system has occurred since the failure has been insulated by the principal's branch protections. The Electrical Protections Department proposed the realization of a new overcurrent coordination, which made necessary gather all the information of the technical data, associated to the equipments both the power system and the protection system of the network, also the respective settings of protective devices. The power system and the time-current curves of the protective dives were modeled in the simulation software ETAP 6.0.0.; whit it actual short-circuit levels were determined, determining the conditions under which the proposed assessment was performed. Current transformers saturation was verified. The coordination was evaluated whit the actual equipments and adjustments identifying those that do not meet the criteria of selectivity provided by the company. A new overcurrent coordination was made was made proposing the installation of new numerical relay, fuses and current transformers with the objective of establish a fully selective operation of the overcurrent protection system of the substation studied.

Key words: overcurrent coordination, overcurrent protection, ETAP Power Station, coordination margin, selectivity.

Aarón Paradas: aaronparadas@gmail.com

INTRODUCCIÓN

Garantizar la continuidad en el suministro eléctrico dentro de una empresa es fundamental en el desarrollo y cumplimiento a cabalidad de los procesos que allí se realizan, con el fin de cubrir las necesidades y demandas de todos los clientes que forman el mercado.

En ocasiones dentro de los sistemas eléctricos de potencia se presentan fallas o cortocircuitos los cuales de extenderse por todo el sistema ocasionarían daños irreparables, éstos, producirían la fuera de funcionamiento del proceso asociado. Los sistemas de protección de sobrecorriente son una serie de equipos los cuales tienen como función detectar y despejar cualquier falla que se produzca, de manera que el menor número de equipos del sistema de potencia se vea afectado, reduciendo así los daños y el tiempo necesario para la nueva puesta en marcha del proceso.

En el Complejo Petroquímico Ana María Campos – PEQUIVEN S.A., se encuentra la Subestación Principal de Fertilizantes la cual cumple la función de suministrar energía eléctrica a todos los equipos de la planta de Fertilizantes. En la actualidad debido al incremento en los niveles de cortocircuito, obsolescencia de los equipos de protección contra sobrecorriente instalados e inexistencia de ellas en otras ocasiones, se ha presentado un funcionamiento no selectivo en el esquema de protección de sobrecorriente de la subestación lo cual se ha visto evidenciado, por la apertura de los interruptores de las barras principales de las subestaciones frente a una falla ocurrida en uno de los circuitos ramales, lo cual ha ocasionado una total parada de la producción de la planta representando grandes pérdidas económicas. Por lo antes planteado ha surgido la necesidad de realizar una nueva coordinación de protección de sobrecorriente de la Subestación Principal de Fertilizantes que garantice una actuación selectiva a la ocurrencia de una falla.

Para llevar a cabo la coordinación de las protecciones de sobrecorriente se emplearán herramientas metodológicas tales como: la observación, revisiones bibliográficas, entre otras; que sirvan como soporte para la obtención de la información necesaria para la realización de la propuesta planteada.

El desarrollo de la investigación fue seccionado en cuatro capítulos, los cuales están estructurados de la siguiente forma:

Capítulo I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA. En este capítulo se presenta todo lo relacionado al planteamiento del problema, objetivo general y objetivos específicos de la investigación, justificación, así como también la delimitación espacial, temporal y científica de la investigación.

Capítulo II: MARCO TEÓRICO. En este capítulo se recopila toda la información necesaria para el estudio, tal como antecedentes y fundamentos teóricos.

Capítulo III: MARCO METODOLÓGICO. En el presente capítulo se define el tipo y diseño de la investigación, las técnicas e instrumentos de recolección de datos, y las fases de la investigación.

Capítulo IV: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS. En este capítulo se presentan los resultados obtenidos mediante el desarrollo de los objetivos planteados en la investigación.

CAPÍTULO I
EL PROBLEMA

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Se denomina sistema eléctrico de potencia, al conjunto de centrales, estaciones y subestaciones, transformadores, estaciones de interconexiones, líneas y receptores que están eléctricamente unidos. Su función fundamental es llevar a todas las cargas conectadas a dicho sistema la energía eléctrica que necesitan.

El funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) se puede dar de dos maneras como lo son el periodo estable y el periodo transitorio. El periodo estable se define como aquel en el cual el SEP funciona correctamente dentro de los parámetros establecidos de corriente y voltaje, por otro lado el periodo transitorio se especifica como aquel donde las variables eléctricas del sistema salen de sus rangos de operación a causa de perturbaciones sobre el sistema denominadas fallas.

Las fallas en SEP tienen diferentes orígenes como lo son: eléctrico por la alteración del aislamiento que resulta incapaz de soportar la tensión, mecánico debidas a la ruptura de conductores o aisladores, a la caída de un cuerpo extraño tal como ramas de un árbol sobre una línea aérea, atmosférico por la descarga de un rayo a través de los conductores de las líneas, o la realización de maniobras incorrectas y unión entre las mismas líneas y líneas a tierra.

Un cortocircuito en un sistema de potencia de corriente alterna se puede definir como una falla en un equipo o conductor eléctrico la cual ocasiona el flujo de la corriente eléctrica

directamente de una línea y tierra, entre dos líneas o de dos líneas a tierra o entre las tres líneas entre sí, dichas corrientes tienden a tener valores alrededor de los kilo amperios (KA) las cuales causan grandes daños a todos los elementos que constituyen el SEP.

Tomando en cuenta las agravantes que conlleva la ocurrencia de dichas fallas en el sistema eléctrico de potencia, es de gran importancia la instalación de un sistema de protecciones novedoso y selectivo, el cual asegure la integridad del sistema, de tal manera que los equipos no relacionados con el fenómeno no sufran los efectos derivados de cambios bruscos en el suministro eléctrico.

Los sistemas de protecciones se constituyen por una variedad de dispositivos eléctricos como son los transformadores de corriente y potencial, cuya función es traducir los valores reales de las variables eléctricas del sistema (corriente y tensión) a magnitudes menores y proporcionales en un nivel donde los equipos de detección puedan operar. Los equipos de detección denominados relés son elementos electromagnéticos o digitales cuya tarea es monitorear las condiciones de trabajo del SEP y en casos de perturbaciones enviar órdenes a los equipos de interrupción y despeje, los cuales realizan la apertura del circuito o aislamiento de la perturbación producida en la red.

Los interruptores están localizados de manera que cada generador, transformador, línea de transmisión, puedan ser desconectados del resto del sistema. Estos interruptores deben tener suficiente capacidad de interrupción para soportar momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que puede fluir a través de ellos.

Un estudio de coordinación de protecciones consiste en organizar las curvas tiempo-corriente de cada uno de los relés, que se encuentran en serie entre el dispositivo que usa la energía y la fuente. Este debiera realizarse al comienzo de cualquier proyecto de un sistema eléctrico, ya que ello podría indicar que se requieren algunos cambios en las especificaciones de ciertos equipos. También debiera efectuarse un estudio o una revisión,

cada vez que se añaden cargas nuevas o se reemplazan equipos en un sistema existente, o bien, cuando se produce un cambio importante en el nivel de cortocircuito del sistema. Finalmente, se requiere un estudio cuando una falla no es despejada con la selectividad adecuada y compromete una mayor parte del sistema de la que debiera.

Una protección de sobrecorriente se define como aquella que tiene un pick up o momento de accionamiento cuando la corriente que está sensando es mayor al valor al cual ha sido ajustada con anterioridad, este valor de ajuste se obtiene de los valores de corriente instantáneas obtenidas del análisis de cortocircuito, el cual debe ser efectuado con anterioridad al SEP.

Los sistemas eléctricos tienen amplias aplicaciones para ofrecer servicio bien sea residencial, comercial o industrial. Dentro del campo industrial; tienen aplicaciones en: la producción de alimentos, bebidas, vehículos, textiles, así como en diferentes procesos, tales como metalúrgicos, siderúrgicos, petroquímicos, entre otros. Dentro del campo de la petroquímica se puede citar el caso del Complejo Petroquímico Ana María Campos, Petroquímica de Venezuela S.A (Pequiven).

Pequiven propicia la creación de empresas mixtas y de producción social (EPS), estimula el desarrollo agrícola e industrial de las cadenas productivas y promueve el equilibrio social con alta sensibilidad comunitaria y ecológica.

Pequiven ofrece a los mercados nacional e internacional más de 40 productos petroquímicos. Su visión internacional del negocio y la vinculación con importantes socios en la conformación de las empresas mixtas en la que participa le ha permitido consolidar una importante presencia en los mercados de la región, así como de otras partes del mundo.

La empresa ha orientado su crecimiento en tres líneas específicas de negocios: fertilizantes, productos químicos industriales y olefinas y resinas plásticas. Para este fin están instaladas una variedad de plantas que trabajan en conjunto como lo son: LGN I, LGN II, Olefinas I, Olefinas II, Planta Purificadora de Etano, Amoníaco, Urea, Cloro Soda, EDC-MVC II, Policloruro de Vinilo II, RAS, Produsal, Efluentes y Planta Eléctrica.

En cuanto a la Planta de Fertilizantes, la cual engloba amoníaco y urea, ésta tiene como responsabilidad la producción, almacenaje, transporte, distribución y comercialización de todos los fertilizantes necesarios para abastecer, en primer lugar, la demanda nacional y exportar los excedentes. Adicionalmente, ejecuta programas educativos orientados a la preservación del ambiente y el uso racional de los fertilizantes.

El mercado interno es la prioridad para Pequiven y por medio de la Unidad socialista de Logística y Abastecimiento de Fertilizante (USLAF) y en coordinación con el Ministerio del Poder Popular para Agricultura y Tierras, es atendido en calidad y cantidad, tanto en el ciclo de siembra de invierno, como en el ciclo norte verano, lo que se traduce en un gran esfuerzo logístico, debido a la gran cantidad de producto que se moviliza a lo largo y ancho de nuestro territorio durante todo el año.

Los principales productos derivados de la Planta de Fertilizantes son: Urea Perlada, Sulfato de Amonio, NPK 12-24-12/3 CP, NPK 12-24-12 CP, NPK 10-20-20/4 CP, NPK 14-14-14/11 CP, NPK 12-12-17/2 SP, DAP II 16-42-00. En total esta planta tiene una producción neta de 2008 MTMA repartidos 1.144 MTMA para el mercado nacional y restante para la exportación.

El sistema de eléctrico de PEQUIVEN está constituido por un conjunto de subestaciones de generación, subtransmisión, enlace, distribución e interconexión. Principalmente dentro del complejo se encuentra una planta eléctrica, la cual se encarga de la generación con cuatro turbinas a vapor, la interconexión con el sistema eléctrico nacional (SEN) y posterior

transmisión hacia las subestaciones de distribución localizadas en cada una de las plantas de procesamiento petroquímico.

La Subestación Principal de Fertilizantes a nivel de 4.16 kV está conformada por dos barras simples principales HVSG 90.1 Fertilizantes A, HVSG 90.1 Fertilizantes B y sus correspondientes barras de extensión con capacidad de cortocircuito de 48 kA a 18 ciclos, alimentadas a través de dos transformadores 90-TA y 90-TB, con alimentación en alta que proviene de la S/E Jet Pack en 34.5 kV y doble devanado secundario en 4.16 kV cada uno.

En esta subestación se ha producido un mal funcionamiento de las protecciones de sobrecorriente, debido a que al ocurrir fallas en los circuitos de salida de la barra HVSG 90.1 Fertilizantes B, las mismas son despejadas por las protecciones principales de la subestación, lo cual ocasiona la salida de servicio innecesariamente de todas las cargas asociadas. Dicho mal funcionamiento es indicativo de que las curvas de funcionamiento de los dispositivos instalados no están coordinadas selectivamente.

Se puede citar el caso de la falla ocurrida en Agosto de 2010 en el motor sincrónico 41A-C1D asociado a un compresor de amoníaco, el cual tiene una capacidad de 737 Hp a 4160V, que fue afectado por una falla a tierra debido a la pérdida del aislante e inundamiento del motor por deterioro de los sellos. Este evento ocasionó la actuación de la protección principal de la barra en lugar de la correspondiente al motor, y todos los equipos de la planta de amoníaco y la planta de urea salieron de funcionamiento ya que ambas necesitan del amoníaco comprimido como materia prima para los procesos que realizan.

Este funcionamiento no selectivo se debe a que no se ha actualizado la coordinación de protecciones de sobrecorrientes, considerando los niveles de cortocircuito actuales; la coordinación previa se había realizado con un estudio de cortocircuito correspondiente a otras condiciones y los dispositivos de protección actualmente instalados datan de más de

40 años, son de tecnología electromagnética con curvas fijas, que en algunos casos no permiten realizar ajustes para lograr una adecuada selectividad.

De permitir que las protecciones de sobrecorriente de la Subestación Principal de Fertilizantes sigan funcionando con los ajustes actuales, conllevaría a que al presentarse una falla en los circuitos de salida de la subestación principal, saldrán de operación todos equipos eléctricos conectados a la misma, la cual causará la salida de operación de la planta, deteniendo su producción y derivando pérdidas monetarias sustanciales. Por lo anteriormente expuesto, es necesario realizar un estudio para realizar una nueva coordinación de protecciones que se adecue a las corrientes presentes en situación de fallas y funcione correctamente; razón por la cual se ha propuesto la elaboración de este Trabajo Especial de Grado.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.

¿Cómo realizar la coordinación de protecciones eléctricas de sobrecorriente de la subestación principal de fertilizantes PEQUIVEN – COMPLEJO PETROQUÍMICO ANA MARÍA CAMPOS?

1.3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.

1.3.1. OBJETIVO GENERAL.

Realizar la coordinación y ajustes de las protecciones de sobrecorrientes asociadas a la subestación eléctrica de la planta fertilizantes del complejo petroquímico PEQUIVEN.

1.3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Recolectar la información técnica de los componentes del SEP de la Planta de Fertilizantes, incluyendo los ajustes, curvas y esquemas funcionales de los dispositivos de protección, asociados a la subestación principal de fertilizantes.

- Realizar análisis de cortocircuito en la subestación principal de fertilizantes.
- Modelar las curvas tiempo-corriente y ajustes de los diferentes dispositivos de protección en el software ETAP 6.0.0.
- Realizar simulaciones de falla, identificando los dispositivos de protección cuyo comportamiento no sea selectivo.
- Determinar los ajustes en los dispositivos de protección considerando los criterios de selectividad de la empresa y determinar aquellos casos donde no se logre selectividad con los equipos existentes.
- Proponer las características técnicas de los nuevos dispositivos de protección con los cuales se logre una adecuada selectividad.

1.4. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA.

El presente Trabajo Especial de Grado se justifica porque suministrará a la empresa un informe técnico, en el cual se señalarán los ajustes adecuados en los dispositivos de protección de sobrecorriente de manera que estos funcionen de manera selectiva.

También se proveerá de una propuesta de equipos de protección que deberían ser sustituidos y las características técnicas de aquellos que los reemplazarían con el fin de lograr una óptima coordinación. De esta manera se resguardará a la empresa de la salida de operación de toda la planta, cuando se presenten fallas en alguno de los circuitos ramales, garantizando mantener una continuidad en la producción del fertilizante urea.

El abastecimiento continuo de este producto incrementará el desarrollo del plan agropecuario del país, beneficiando a la colectividad en general, pues incidirá positivamente en el suministro de alimentos a toda la población.

Por último, es importante la realización de este Trabajo Especial de Grado ya que aportará al Autor un crecimiento académico significativo, en un área de gran relevancia como es la protección de sobrecorrientes en sistemas eléctricos industriales de petroquímicas.

1.5. DELIMITACIÓN.

1.5.1. DELIMITACIÓN ESPACIAL

El estudio se realizó en el Departamento de Protecciones Eléctricas del Complejo Petroquímico Ana María Campos, Petroquímica de Venezuela S.A. (Pequiven), situado en la región Nor-Oriental del lago de Maracaibo, más concretamente en la Bahía El Tablazo en los Puertos de Altigracia, municipio Miranda, Estado Zulia.

1.5.2. DELIMITACIÓN TEMPORAL

El estudio se realizó en un tiempo de ocho (8) meses, a partir de la aprobación del anteproyecto por parte de la Universidad Rafael Urdaneta.

1.5.3. DELIMITACIÓN CIENTÍFICA

Este estudio se realizó en el ámbito de la Ingeniería Eléctrica, orientado hacia el Área de Potencia, específicamente en las Subáreas de Sistemas de Potencia y Sistemas de Protección; dentro de la línea de investigación de Protecciones de Sistemas Eléctricos Industriales.

CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.

Petroquímica de Venezuela S.A (PEQUIVEN) es una industria compleja que se basa en la transformación del gas natural para la producción y comercialización de productos Petroquímicos en el mercado venezolano o Internacional. Su propósito es desarrollar una industria petroquímica líder regional y de alcance global sobre la base de las ventajas comparativas con que cuenta Venezuela: País Petrolero con abundantes reservas de gas natural. Posición geográfica favorable para acceder a los mercados regionales y globales en crecimiento.

Presenta una serie de Plantas y empresas en operaciones tales como: Planta de Gas Licuado I y II, Olefinas I y II, Amoníaco A y B, Urea A y B, Las empresas mixtas Polinter, Indesca, Química Venoco, Propilven, Cloro Vinilos del Zulia y Olefinas del Zulia. También operan en el complejo las empresas privadas Estizulia, que produce poliestirenos. Dow Chemical, dedicada a la elaboración de Látex y Praxair, destinada a la producción de anhídrido carbónico.

Los productos y servicios de cada una de las plantas que conforman Pequiven son los siguientes:

CLOROSODA II: Ésta produce el Ácido clorhídrico, el cloro y soda cáustica.

VINILOS II: Esta a su vez se encuentra dividida en las siguientes plantas.

MVC II: Para obtener este producto una elaboración directa del etileno para producir EDC y luego con este se realiza una pirolisis, obteniendo MVC.

PVC II: Para obtener este producto se realiza una polimerización del MVC.

OLEFINAS: Esta a su vez se encuentra dividida en las siguientes plantas:

Olefinas I: En esta área la materia prima utilizada es el etano, el cual es sometido a un craqueo, luego a una compresión y por último a un enfriamiento para así obtener etileno.

Olefinas II: En esta área la materia prima utilizada es el propano el cual es igualmente sometido a craqueo, compresión y enfriamiento para así obtener propileno.

TRANSPORTE DE PRODUCTOS: Esta área se encarga del transporte de productos terminados, y también de materia prima a fuera de los límites de cada una de las plantas del Complejo Zulia incluyendo todos los muelles del mismo.

PLANTA ELÉCTRICA: Suministra electricidad, vapor y agua.

CTA: Suministra aire comprimido al Complejo.

ÁREA 45: Suministra vapor al complejo.

Pequiven rige su funcionamiento en base de una visión y misión las cuales son:

2.2. VISIÓN

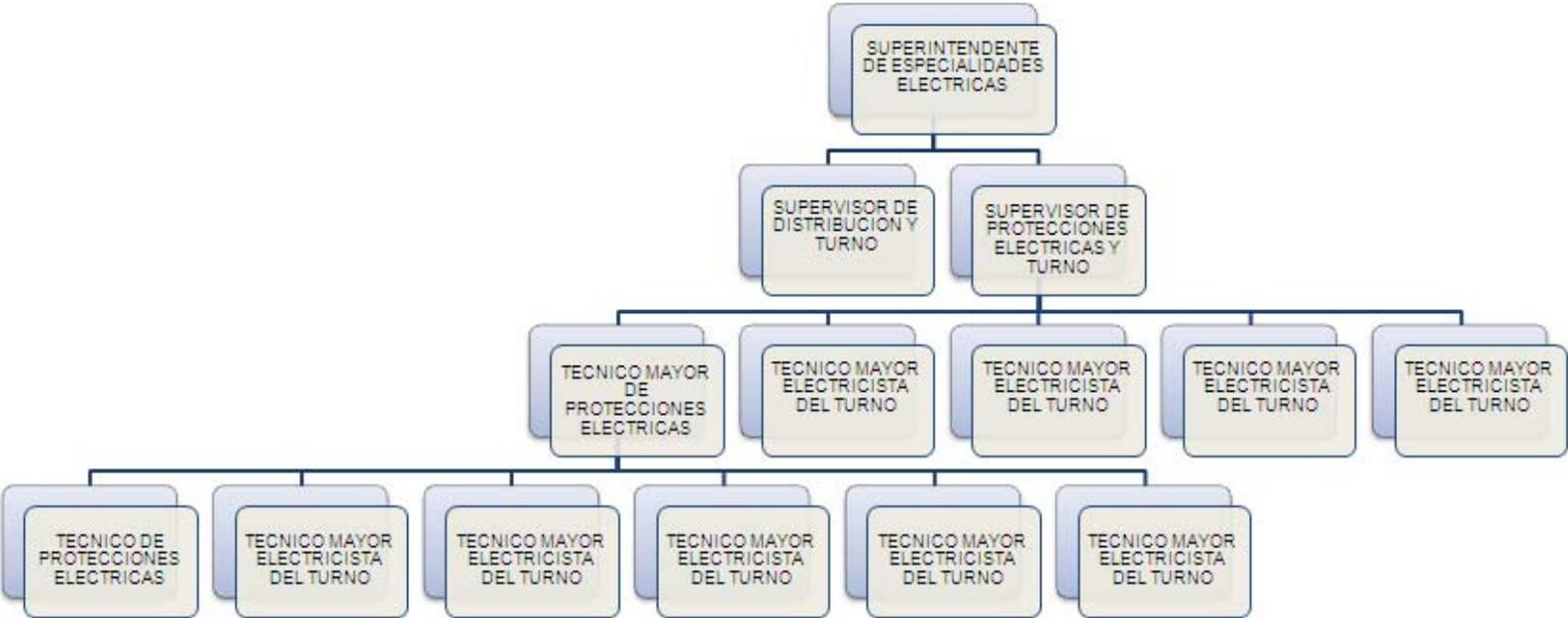
Ser la Corporación capaz de transformar a Venezuela en una potencia petroquímica mundial para impulsar su desarrollo.

2.3. MISIÓN

Producir y comercializar con eficiencia y calidad productos químicos y petroquímicos, en armonía con el ambiente y su entorno, garantizando la atención prioritaria a la demanda nacional, con el fin de impulsar el desarrollo económico y social de Venezuela.

2.4. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA

ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL DE PROTECCIONES ELECTRICAS



2.5. ANTECEDENTES

En el año 2005, Sosa Emiro y Alvarez Emilio realizaron su tesis de grado titulada: **“ESTUDIO DE FALLA A TIERRA EN SUBESTACIONES DEL COMPLEJO PETROQUÍMICO EL TABLAZO”**, en la Universidad de Zulia, Facultad de Ingeniería, Escuela de Eléctrica, Maracaibo, Venezuela, que tenía como objetivo general determinar, si en las subestaciones del Complejo Petroquímico, se producen niveles de cortocircuito en caso de falla a tierra, que no superen la capacidad de diseño de las subestaciones existentes, empleando el programa de simulación NEPLAN v5.19@,

Los objetivos específicos de este trabajo fueron los siguientes: a) Realizar un estudio de cortocircuito con los parámetros actuales del sistema eléctrico del Complejo Zulia. b) Seleccionar las subestaciones que se consideren necesarias para el estudio de cortocircuito. c) Recopilar la información de los parámetros eléctricos de las subestaciones para realizar el estudio de cortocircuito. d) Analizar los resultados obtenidos del programa de simulación de fallas eléctricas, verificando los nuevos niveles de cortocircuito en fallas línea a tierra, de cada subestación. e) Recomendar las acciones necesarias para optimizar el nivel de cortocircuito en caso que se supere el nivel de diseño en alguna subestación del Complejo.

El marco teórico estuvo sustentado en: RODRIGUEZ, M. Análisis de Sistemas de Potencia. STEVENSON, W. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. MARTIN, J Raúl. Diseño de Subestaciones Eléctricas.. Std. NEMA BU-1. "BUSWAYS". IEEE Std. C37.06.". IEEE Std. C37.010. Std. IEEE C.37.23.

El trabajo de investigación se clasificó como descriptivo y entra en la clasificación de estudio exploratorio. Debido a que la investigación se basa en la descripción del sistema eléctrico del Complejo, se eligió como población a un conjunto de ingenieros y técnicos especialistas que tenían afinidad con el proyecto, es decir, que su profesión, conocimientos y experiencia están muy relacionados con la investigación. Se eligió personal de Pequiven el cual consiste en: Ingenieros y Técnicos Electricistas del Departamento Técnico y del Área de Distribución Eléctrica del Complejo, la determinación de la muestra no será necesaria en este caso dado que la selección en la población ya es específica. Las técnicas de recolección de datos que utilizadas

fueron, entrevistas dirigidas y cuestionarios del tipo abierto, buscando así respuestas claras y precisas, esto con el fin de que los aportes sean directos al tema de investigación. Las fases establecidas fueron: Primera Fase – Preliminar, Segunda Fase – Búsqueda de Información Técnica de Equipos, Tercera Fase – Verificación de datos de placa de Motores de Inducción, Cuarta Fase – Simulación de Cortocircuito en Neplan®, Quinta Fase – Análisis de los Resultados.

En este estudio se realizó un estudio de cortocircuito de la red de subestaciones del Complejo Petroquímico EL TABLAZO con la finalidad de determinar, si los niveles no superan la capacidad del diseño existente, se realizó el modelaje del sistema eléctrico en el software y posteriormente se simuló fallas a tierra. De los resultados obtenidos se concluyó que aunque los niveles de cortocircuito incrementaron en el sistema eléctrico del Complejo Petroquímico, no se superó la capacidad de cortocircuito de las subestaciones estudiadas.

Esta investigación sirvió para establecer las bases metodológicas para realizar un estudio de cortocircuito, desde la recolección de datos, modelación y simulación de fallas, así mismo dentro de las recomendaciones se plantea la necesidad de una revisión de la coordinación de protecciones eléctricas de sobrecorriente el cual es la línea de investigación de este proyecto. Otro aspecto importante es que la tesis citada cubre las instalaciones de la Subestación Principal de la Planta de Fertilizantes la cual es el lugar donde se llevó a cabo el estudio planteado en este trabajo de tesis.

En el año 2010, Nuñez Gabriela y Romero Manuel realizaron su tesis de grado titulada: **“EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DINÁMICO DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN ASOCIADOS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y SUBTRANSMISIÓN PERTENECIENTES A LA ZONA PENINSULAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN FALCÓN PARA LA C.A. ENELVEN.”**, en la Universidad Rafael Urdaneta, Facultad de Ingeniería, Escuela de Eléctrica, Maracaibo, Venezuela, que tenía como objetivo general Evaluar el desempeño dinámico de los equipos y dispositivos de protección contra sobrecorriente empleados en las redes de subtransmisión y distribución de la Zona Peninsular en el Sistema Eléctrico de Transmisión Falcón, mediante simulaciones, ante diferentes contingencias de operación empleando el software de simulación DigSILENT Power Factory.

Los objetivos específicos de este trabajo fueron los siguientes: a) Recopilar los aspectos técnicos de los elementos de la red actual de Transmisión Falcón, así como los correspondientes ajustes de los dispositivos de protección. b) Modelar la red actual de Transmisión Falcón en el software de simulación DigSILENT Power Factory. c) Realizar estudios de cortocircuito de la red bajo estudio mediante el software de simulación DigSILENT Power Factory. d) Modelar los ajustes actuales de los dispositivos de protección asociados a la red bajo estudio en el software de simulación DigSILENT Power Factory. e) Realizar simulaciones dinámicas de la red bajo estudio ante condiciones de falla, identificando los dispositivos de protección cuyo comportamiento no sea selectivo. f) Elaborar una propuesta de soluciones técnicas para solventar la problemática detectada.

La investigación se tipificó como descriptiva y explicativa, de acuerdo con el diseño de la investigación esta se define del tipo Documental y Experimental. La población de tomada fue las redes de Transmisión, Subtransmisión y Distribución del sistema peninsular de la región de Falcón y la muestra consistió en los relés de protección contra sobrecorriente (50, 51, 50N, 51N) y fusibles que integran el sistema de protección de la red. Las técnicas utilizadas para la recolección de datos fueron observación documental o bibliográfica, observación indirecta, observación indirecta y entrevistas estructuradas. Las fases de la investigación se definieron de la siguiente manera: Primera Fase – Documentación de Carácter General, Segunda Fase – Realización de Estudios de Cortocircuito, Tercera Fase – Realización de Simulaciones Dinámicas, Cuarta Fase - Elaboración de Propuesta de Soluciones Técnicas.

En este proyecto de investigación se llevó a cabo un proceso de recopilación de información sobre los datos técnicos de los equipos asociados tanto al sistema de potencia como al sistema de protección de la red, así como también los ajustes de sus respectivos dispositivos de protección. Una vez obtenida la información y con el apoyo de la base de datos proveída por la Gerencia de Protección y Análisis de ENELVEN se realizó el modelado de la red en el Software de simulación DigSILENT Power Factory. Posteriormente se ejecutaron las simulaciones necesarias para el estudio de cortocircuito, determinando las condiciones bajo las cuales se realizó la evaluación propuesta. Dentro de dicha evaluación se tomó en consideración los arranques de las protecciones y el margen de coordinación entre éstas, identificando los dispositivos que no

cumplen con los criterios de selectividad y sensibilidad establecidos por la empresa. De los resultados obtenidos se planteó una propuesta de soluciones a la problemática detectada con la finalidad de optimizar el funcionamiento del Sistema Eléctrico Peninsular.

Esta investigación aporta un recurso valioso para el desarrollo del presente trabajo de investigación como base acerca de todos los aspectos técnicos que engloban una coordinación de protecciones de sobrecorriente, guía para el planteamiento de las simulaciones de fallas en el sistema, así como al mismo tiempo fue de gran utilidad al momento de establecer los pasos a seguir para la realización del estudio planteado.

En 1995, N&V CONSULTORES, C.A. presento un informe técnico relacionado con la realización de la coordinación de protecciones eléctricas de sobrecorriente de las subestaciones de la Planta de Fertilizantes, para el desarrollo de está se utilizo el estudio de cortocircuito realizado en el mismo año por el Departamento Técnico de PEQUIVEN, el trabajo estuvo estructurado de la siguiente manera: a) Descripción de las subestaciones, b) Verificación funcional de las protecciones asociadas a los circuitos ramales de las subestaciones, c) Establecimiento de los criterios para los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de los circuitos ramales de las subestaciones, d) Determinación de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente, e) Verificación ajustes de las protecciones de sobrecorriente, por último se presento una tabla resumen de los ajustes establecidos junto con los diagramas unificares de la red.

El estudio planteado fue utilizado como guía para el desarrollo de la coordinación de protecciones, objeto de está investigación, tomando de él referencia de los criterios para los ajustes y para presentar los resultados del estudio, de igual manera permitió conocer los niveles de cortocircuito en la época de su realización y los ajustes determinados en el momento.

2.6. BASES TEÓRICAS

2.6.1. SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA.

Se denomina sistema eléctrico de potencia, al conjunto de centrales, estaciones y subestaciones transformadora, estaciones de interconexiones, líneas y receptores que están eléctricamente unidos. Su función fundamental es llevar todas las cargas conectadas a dicho sistema la energía eléctrica que necesitan. La organización esquemática de los elementos que componen un sistema eléctrico de potencia es como se presenta en la figura 2.1.

El sistema eléctrico se compone de cinco etapas principales:

- Etapa de generación: Comprende centrales generadoras de electricidad, estas se transforma la energía mecánica proveniente bien sea de una caída de agua, ráfagas de viento, o motores de combustibles fósiles.
- Etapa de Transformación: Comprende las estaciones de transformación en las cuales se incrementa o se realiza un decremento en el nivel de voltaje dependiendo de la necesidad.
- Etapa de transmisión: Comprende las líneas de transmisión, estas son un conjunto de conductores que permiten el flujo de la energía eléctrica de un lugar a otro.
- Etapa de distribución: Comprende las redes primarias de distribución, las estaciones transformadoras de distribución, las redes secundarias de distribución, y las acometidas.
- Etapa de Consumo: Representa las diferentes cargas dentro del sistema eléctrico las cuales demanda la energía eléctrica.

En la etapa de generación los generadores se encargan de transformar la energía mecánica en eléctrica, la salida de los generadores esta generalmente entre 13.8 y 26 kV. Esta tensión se eleva con transformadores de alta potencia para disminuir las perdidas en las líneas a través de largas distancias.

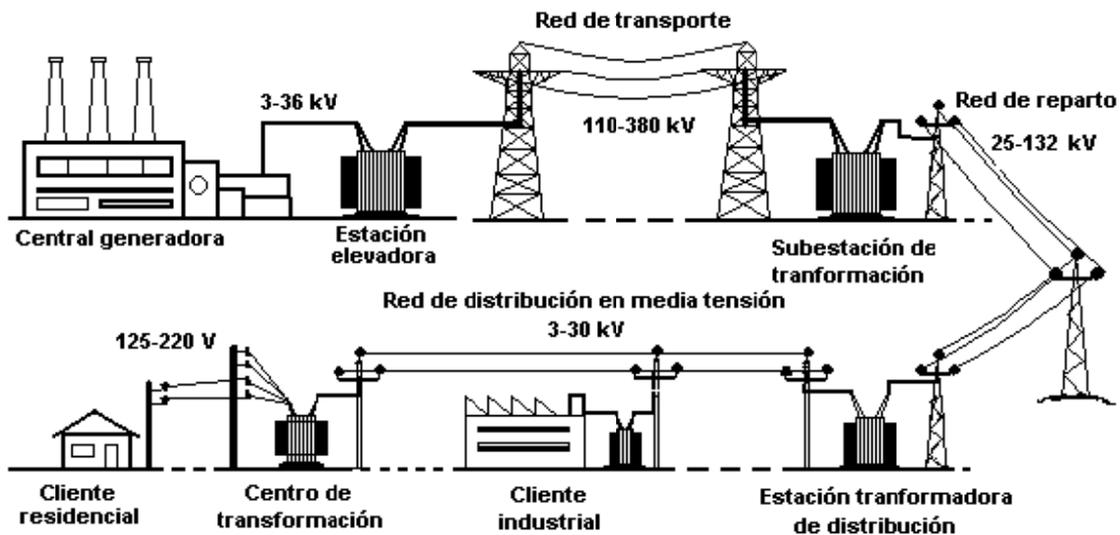


Figura 2.1 Constitución de los Sistemas Eléctricos de Potencia

Fuente: www.wikipedia.org

Las tensiones de transmisión en Venezuela son: 115 KV, 230 KV, 400 KV y 800 KV (765 KV). Estas líneas llevan la tensión a de la central generadora a subestaciones situadas en puntos intermedios y en áreas de consumo a nieles de tensión de: 230 KV, 115 KV, 69 KV y 34.5 KV. Estas subestaciones alimentan a líneas de subtransmisión, con tensiones de 34.5 KV, 24 k, 13.8 KV, 12.47 KV, 11.95 KV, 11.5 KV,

Los circuitos de distribución se encargan de adecuar los niveles de voltaje a los requeridos por los diferentes tipos de cargas en los sistemas como son, residenciales, industriales, hospitalarios y comerciales, en unos niveles tensión de 6,9 KV y 4,16 KV. 208V, 240V, 120V.

2.6.2. SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

Una subestación es un conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, que tienen la función de modificar los parámetros de la potencia eléctrica, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

Tipos de Subestación.

Según su función las subestaciones pueden clasificarse en:

- **Subestación de Generación.**

Son las más próximas a las unidades de generación eléctrica, su función es adaptar los parámetros de potencia que suministran los generadores y alimentan los servicios auxiliares del mismo; son unidades independientes.

- **Subestación de Transmisión.**

Su función es elevar la energía desde unidades de generación hasta las líneas de transmisión. Dependiendo del volumen y distancia a la que transporten energía, estas subestaciones pueden elevar la tensión hasta 69 KV, 115 KV, 230 KV, 400 KV y 765 KV, valores típicos en Venezuela.

- **Subestación de Subtransmisión.**

Se utilizan para reducir la tensión de las líneas que van desde las líneas de transmisión hasta la tensión de subtransmisión de 24, ó 34.5 kV. Reubican en puntos intermedios entre subestaciones de transmisión y subestaciones de distribución.

- **Subestaciones de Distribución.**

Su función es reducir la tensión de las líneas de transmisión o subtransmisión a las líneas de distribución de 2.4 kV, 4.16 kV, 6.9 kV, 11.95 kV, 12.4 kV ó 13.8 kV. Se ubican en centros de carga finales.

- **Subestaciones de Interconexión.**

Permiten la unión entre dos o más sistemas a través de transformadores de potencia cuya relación de transformación depende de los niveles de tensión de los sistemas a interconectar. Se ubican en los límites, fronteras o donde se acuerden los puntos de medición de los sistemas interconectados.

- **Subestación de Enlace.**

Se utiliza para conmutación entre las líneas, sin transformación entre ellas con los sistemas de seccionamiento, interrupción y protección correspondientes.

Según su forma de Montaje pueden clasificarse en:

- **De Uso Exterior.**

Los elementos que la constituyen se encuentran instalados a la intemperie. Requiere un diseño capaz de soportar las condiciones del medio ambiente al que está expuesto.

- **De Uso Interior.**

Los elementos que la constituyen están instalados en el interior de una edificación. Su diseño es menos exigente en cuanto a las condiciones ambientales que debe soportar, pero debe ser adecuada a la edificación y ocupar el menor espacio.

- **Subestación Encapsulada.**

Estas Subestaciones se encuentran aisladas en gas Sf₆ (hexafloruro de azufre), Se conocen desde los años 60 y su tecnología se ajusta a los requerimientos actuales. El espacio requerido para instalar esta subestación es menor al de las convencionales, sin embargo el costo es mucho mayor.

Según su Arreglo se pueden clasificar en:

- **Alto Perfil.**

Este tipo de subestación se realizaron los equipos y las barras en varios niveles verticales o en plano vertical. Se utiliza cuando los costos de superficie son mayores a los de la subestación.

- **Bajo Perfil.**

En este tipo de arreglo los equipos y barras de la subestación están instalados en el plano horizontal, en línea longitudinal o transversal.

Esquema de Barras de Subestaciones.

- **Una Barra.**

Está compuesta de una barra principal y está considerada como sin flexibilidad ya que las interrupciones la afectan sin posibilidad de conmutar los circuitos. Este tipo de subestación presenta baja confiabilidad. (Ver figura 2.2.)

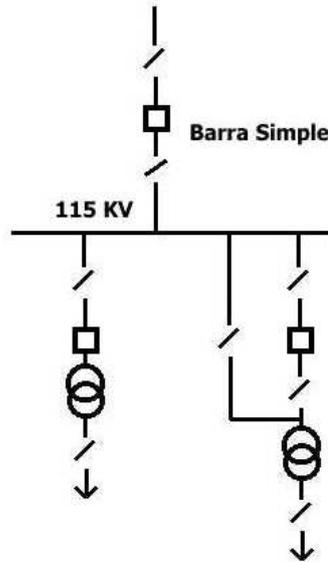


Figura 2.2 Esquema de Una Barra.
Fuente: Sosa, Alvares – 2005

- **Doble Barra, Doble Interruptor Automático.**

Está formada por dos interruptores automáticos para cada circuito alimentador. Cada circuito está conectado a las dos barras. En general la mitad de los circuitos puede operar en caso de falla. Las barras principales se deben ubicar de tal forma que no se extienda la falla a ambas barras. Este esquema es de alta confiabilidad pero resulta costosa por el uso de dos interruptores automáticos por circuito. (Ver figura 2.3.)

- **Barra Principal y Transferencia.**

Consiste en agregarle a una barra simple otra barra de la misma capacidad que se utilizará para transferir la carga a ésta. Se utiliza un interruptor de transferencia para unir las barras y para conectar cada circuito a la barra se utiliza un seccionador de transferencia. (Ver figura 2.4.)

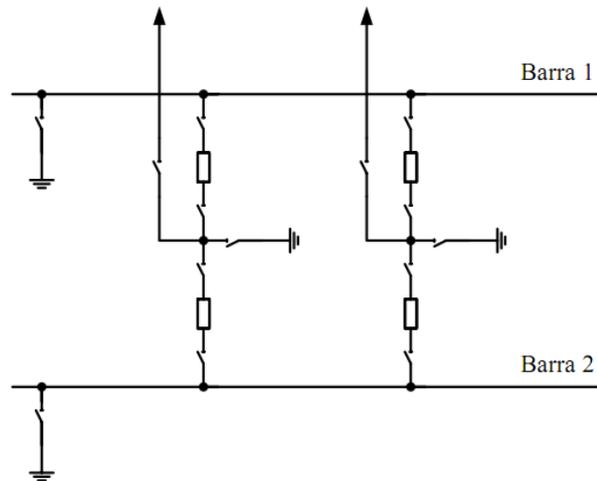


Figura 2.3 Esquema de Doble Barra

Fuente: Sosa, Alvares – 2005

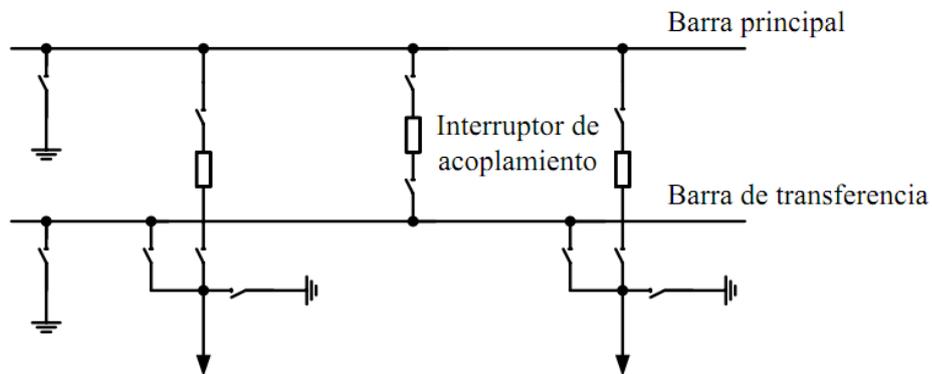


Figura 2.4 Esquema de Barra Principal y Transferencia.

Fuente: Sosa, Alvares – 2005

- **Doble Barra.**

Esta subestación está formada por dos barras de igual capacidad y a su vez con la misma capacidad de la subestación. El acoplamiento de las mismas se realiza a través de un interruptor de enlace, para transferir la carga de una barra a otra. Este esquema presenta gran flexibilidad ya sea para repartir cargas, disponibilidad durante fallas y para ejecutar mantenimiento en barras e interruptores. (Ver figura 2.5.)

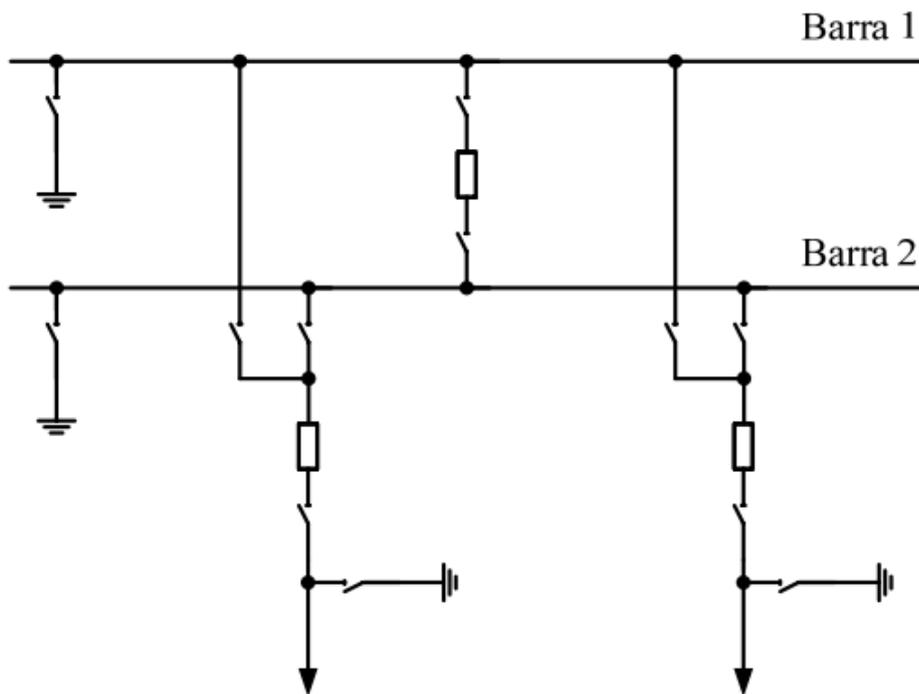


Figura 2.5 Esquema de Barra Doble.

Fuente: Sosa, Alvares – 2005

- **Anillo.**

Este esquema está formado por interruptores según la figura 2.6. Cuando opera normalmente los interruptores están cerrados, durante la falla de alguno de los circuitos se abren los dos interruptores asociados abriendo el anillo. Es un esquema económico, flexible y confiable, su desventaja es que la apertura de dos interruptores puede dejar sin alimentación a más de un circuito.

- **Interruptor y Medio.**

Consiste en tres interruptores conectados en serie entre dos barras y a su vez dos circuitos conectados entre los tres interruptores. En caso de falla se abren los dos interruptores asociados al circuito manteniendo disponible el suministro a los demás circuitos, sin afectar el sistema. Presenta un alto índice de contabilidad y disponibilidad. (Ver figura 2.6.)

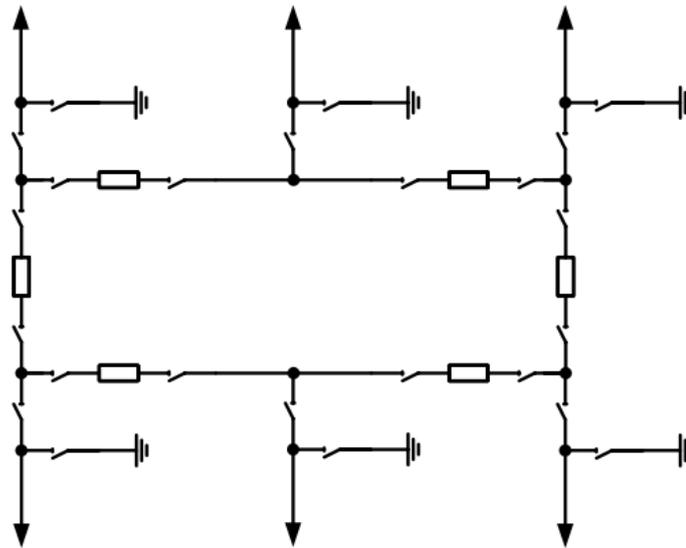


Figura 2.5 Esquema de Anillo

Fuente: Sosa, Alvares – 2005

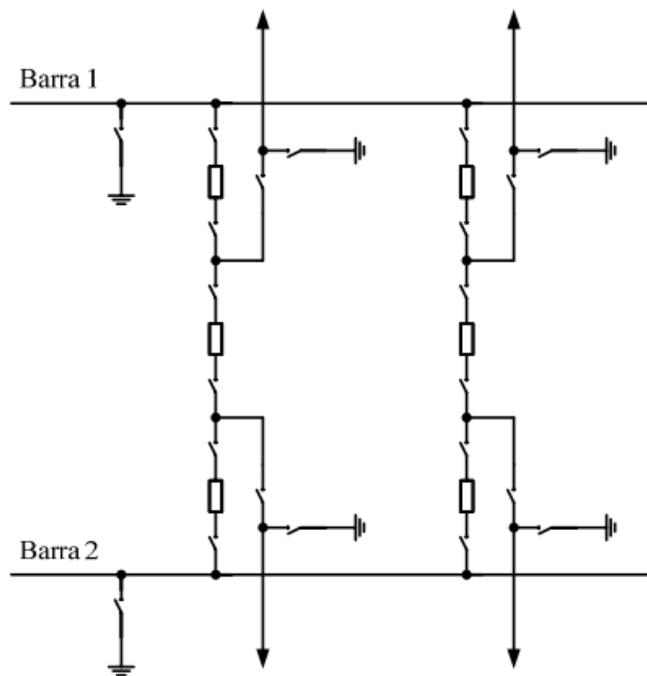


Figura 2.6 Esquema de Interruptor y Medio

Fuente: Sosa, Alvares – 2005

2.6.3. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Se conoce como corriente de cortocircuito a la corriente que fluye a un punto donde ha ocurrido una falla en un sistema eléctrico. La impedancia en dicho punto, en el momento de ocurrir la falla es igual a cero. Está llega a ser varias veces mayor que la corriente nominal en cualquier punto del sistema y por eso es muy importante su cálculo y conocer su comportamiento. En la figura 2.7 se observa la representación del comportamiento de la corriente de cortocircuito así como se indican los periodos por los que esta pasa.

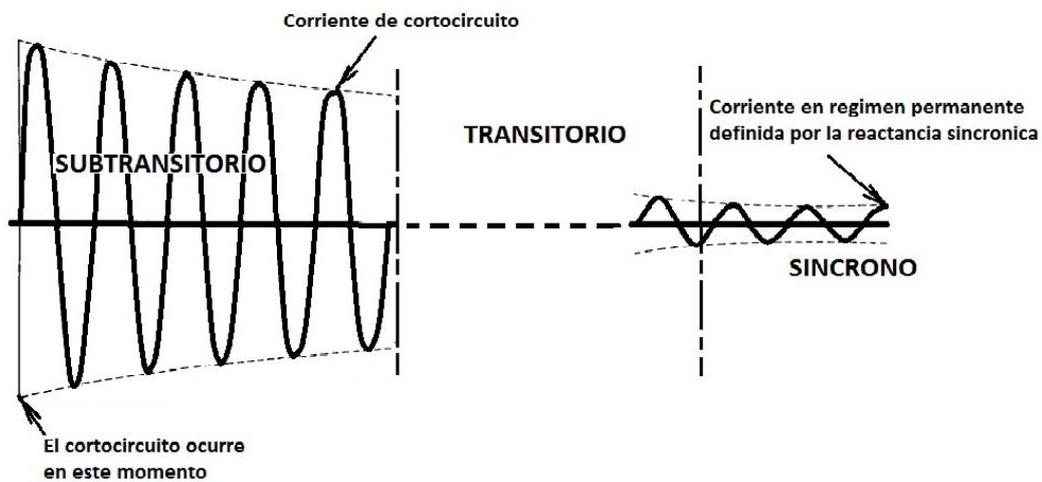


Figura 2.7 Representación de Onda de Cortocircuito

Fuente: www.wikipedia.org

La reacción de un sistema de potencia al momento de una falla es establecer un flujo de corriente desde algunos equipos (generadores, motores sincrónicos y de inducción) hasta el lugar de la falla. Se puede entender como que estos se conviertan en fuente de alimentación de energía eléctrica en el punto de falla y que la sumatoria de todos estos efectos producen la corriente de cortocircuito.

Cuando en la red de energía se produce una falla, la corriente que circula, viene determinada por la fuerza electromotriz (F.E.M) de las maquinas del sistema, por sus impedancias y por las impedancias de la red entre las maquinas y el fallo. Las corrientes que circulan a través de las maquinas por los distintos ciclos de tiempo son completamente distintas. A causa del efecto de la

corriente en rotor sobre el flujo que genera la tensión en la maquina, en dicha maquinas sincrónicas se producen los cambios de reactancia que se explican a continuación:

X_d'' : Reactancia subtransitoria: Es la reactancia aparente del devanado del estator en el instante que ocurre el cortocircuito. Está compuesta por la reactancia efectiva del circuito de armadura en $t=0$, incluyendo el efecto de toda la corriente inducida transitoria producida tanto para el grupo magnético del rotor como el devanado de excitación.

X_d' : Reactancia transitoria: Es la reactancia aparente del devanado del estator si el efecto del devanado amortiguador es ignorado y solo el devanado de campo es considerado. Esta reactancia determina la corriente de cortocircuito que fluye después del periodo subtransitorio. La reactancia transitoria es efectiva de 0.5 hasta 2 segundos o mas dependiendo del diseño de la maquina.

X_d : Reactancia sincrónica o permanente: Esta no es efectiva hasta no haber transcurrido algunos segundos por lo que generalmente no se considera en los cálculos de cortocircuito para la aplicación de coordinación de protecciones.

El tiempo que dura el cortocircuito se puede dividir en tres periodos:

- **Período Subtransitorio:** durante éste periodo inicial, la corriente de cortocircuito toma su valor máximo para luego comenzar a bajar rápidamente de valor y permanece durante los primeros ciclos. Si la tensión pasa por su valor máximo o pico, la corriente de cortocircuito durante este período es simétrica. Se trata por lo tanto de una corriente simétrica o cortocircuito que, para establecerse durante ese período requiere también el nombre de corriente subtransitoria de cortocircuito. Si la tensión pasa por su valor nulo o cero, la corriente subtransitoria de cortocircuito se trata de una corriente asimétrica de cortocircuito.
- **Período Transitorio:** durante ese tiempo la corriente de cortocircuito va disminuyendo lentamente de valor hasta alcanzar el valor de la corriente permanente de cortocircuito. Este periodo dura de 3 a 8 ciclos. Tanto si la inicialización de

cortocircuito se ha producido cuando la tensión por su valor máximo o por su valor nulo, la corriente transitoria de cortocircuito es simétrica.

- **Período Permanente:** la corriente de cortocircuito alcanza su valor permanente I_p y continua sin variar ese valor mientras dura la causa que ha provocado el cortocircuito. Durante el período subtransitorio se produce intensos esfuerzos electrodinámicos en los elementos sometidos al cortocircuito, que pueden provocar su destrucción. Dado el tiempo de desconexión propio de los interruptores y relés de protección, los interruptores desconectan la parte del circuito afectada por el cortocircuito, durante el periodo transitorio, por lo que las maquinas y aparatos deben proyectarse para soportar durante el tiempo que dura el período transitorio, la corriente de cortocircuito producida.

La corriente de cortocircuito transitoria y permanente provoca un intenso calentamiento en las maquinas y aparatos sometidos al cortocircuito, por lo que estos deberán diseñarse para resistir el calentamiento producido por la corriente de cortocircuito transitorio, hasta que los dispositivos de protección hayan despejado la falla.

Fuentes de Corriente de Cortocircuito

Las fuentes básicas de corrientes de fallas, o elementos de la red eléctrica en las que se generan estas corrientes, son las compañías de energía eléctrica, generadores, motores síncronos y motores de inducción, la superposición de cada una de las corrientes que emergen de cada uno de ellos dan lugar a la corriente de cortocircuito del sistema. (Ver figura 2.8)

A continuación se trata puntualmente cada una de las fuentes de cortocircuito mencionadas:

- **Compañías de Energía Eléctrica, Electric Utility:** Está representada por una gran interconexión de centrales de generación. En un sistema típico, los generadores no son afectados por el máximo nivel de cortocircuito que se puede producir en una planta industrial. Las líneas de transmisión, líneas de distribución y transformadores introducen

impedancias entre las compañías de generación eléctrica y el consumidor industrial. De no ser así, estas serían una fuente infinita de corrientes de falla.

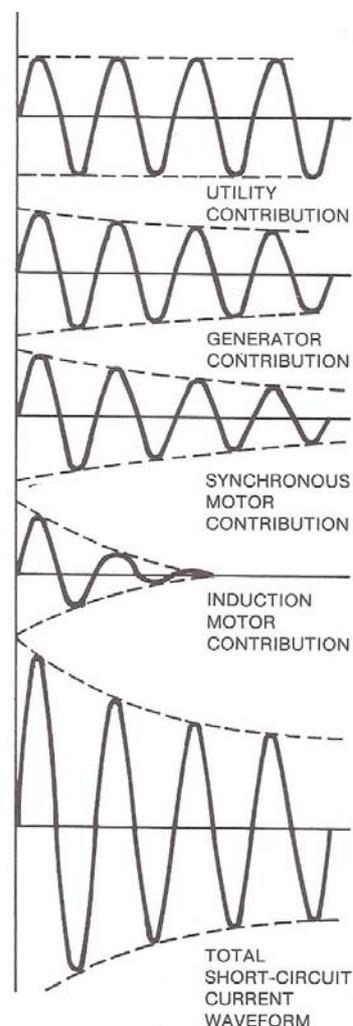


Figura 2.8 Contribución de Corriente de Cortocircuito de los elementos de un SEP.

Fuente: IEEE Std. 242 - 2001

- **Generadores Síncronos:** Los generadores síncronos reaccionan un cortocircuito de una manera predecible. La corriente de en estos decrece de una manera exponencial desde un valor inicial muy alto hasta un valor estable y permanente considerablemente más bajo. Dado que el rotor del generador permanece en movimiento por su acople con la motriz mecánica, y su campo magnético continua energizado por la excitatriz, el estado permanente de la corriente de cortocircuito permanecerá hasta que la alimentación sea interrumpida.

- **Motores Síncrónicos:** La contribución de los motores síncronos de corriente de cortocircuito no difiere mucho de los generadores. La caída de voltaje del sistema debido a la falla causa que el motor reciba menos potencia para continuar moviendo la carga acoplada a él. La inercia el motor y su carga actúan como motriz mecánica, y la alimentación del campo magnético se mantiene por la excitatriz, esto conlleva a que el motor trabaje como generador. La corriente de cortocircuito disminuye a medida que el motor reduce su velocidad hasta detenerse.
- **Motores de Inducción:** La contribución de un motor de inducción resulta de su acción como generador producida por la inercia que posee este al momento de la falla. En contraste con el motor síncrono, el campo magnético es producido por la inducción del estator en vez de un devanado de corriente directa. Este flujo decae al remover la fuente de voltaje en la presencia de una falla, en consecuencia la contribución del motor de inducción disminuye rápidamente de manera exponencial y desaparece.

Los motores de inducción de rotor devanado normalmente operan con los anillos del rotor cortocircuitados y contribuirán en la misma manera que lo hacen los motores de jaula de ardilla a la corriente de cortocircuito. Ocasionalmente, los motores de alta potencia de rotor devanado operan con resistencias externas en el circuito del rotor. Esto conlleva a que su contribución a la corriente de falla sea insignificante.

Otra fuente de corriente de cortocircuito la representan los capacitores instalados en el sistema bien sea para compensación serio o paralela, estos descargan corrientes al sistema aunque en su mayoría tienen un tiempo de incidencia muy corto por lo que son despreciados. Sin embargo, hay algunas aplicaciones en las cuales las se pueden presentar muy altas corrientes transitorias cuando un cortocircuito ocurre cerca de un banco de capacitores energizado. Estas corrientes, son poseen generalmente mucha mayor frecuencia que la de operación normal, puede que excedan en magnitud al resto de las corrientes del sistema y persistir un tiempo prolongado ocasionando severos esfuerzos mecánicos en los componentes del circuito.

2.6.4. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Las corrientes de corto circuito introducen una gran cantidad de energía destructiva, en forma de calor y fuerza magnética, a los sistemas de potencia. Por esto se deben realizar cálculos de manera de asegurarse que los niveles de cortocircuito de los equipos son adecuados para manejar las corrientes que se presenten.

Los niveles de cortocircuito proporcionan las bases para las especificaciones de los interruptores con su respectiva capacidad de interrupción, la relación de transformación de los transformadores de corriente, las capacidades y ajustes de los relés de sobrecorriente, etc. Un equipo cuya capacidad de interrupción es menor que la corriente suministrada por el sistema eléctrico corre el riesgo de destruirse ocasionando pérdidas mayores si opera para despejar una falla de cortocircuito, al igual que un transformador que cuya relación de transformación no abarque los niveles de corriente frente a fallas no podrá entregar valores en proporción correctos a los relés para accionamiento.

En el desarrollo de los sistemas eléctricos, se presentan cambios constantes en la configuración de la red; estos cambios modifican o alteran los niveles de cortocircuito en distintos puntos del sistema; de aquí que cuando se presenten estos cambios, se deban modificar los estudios de cortocircuito para adecuar los valores del equipo y dispositivo de protección. Es decir, que los estudios de cortocircuito cubren las fases de planeación y se extienden hasta la de operación, de ahí la importancia de su estudio.

Cuando en un sistema eléctrico de potencia se presenta una condición anormal, tal como una falla debido a flameo de una cadena de aisladores en una línea de transmisión o Subestación, una descarga atmosférica a una torre de las líneas de transmisión, la ruptura del cable de guarda en la línea y su contacto con un conductor de fase, etc., dependiendo de la naturaleza y la localización de la falla se presenta la circulación de corriente de valor elevado. Estas corrientes se detectan por medio de los relés de protección que toman para esto alrededor de medio ciclo; considerando los tiempos de coordinación con otros relés y el de operación de los interruptores que aíslan las

partes falladas del sistema; estas se aíslan en adición al tiempo de detección en otros 300 o 400 ms, representa la escala de tiempo de interés, para los estudios de cortocircuito.

En general para la realización de los estudios de cortocircuito se realizan algunas asunciones con el fin de facilitar los cálculos. Una de las principales es que las fallas son “bolted” lo que quiere decir, que la impedancia de presente en la falla es “cero”, los resultados obtenidos presentaran el máximo valor que se puede presentar, por lo tanto los equipos escogidos bajo este principio siempre tendrán las características adecuadas. Por otro lado se toma como referencia la falla trifásica debido a que generalmente en esta se presenta los mayores valores para las corrientes de cortocircuito. En muchos sistemas frecuentemente solo se considera los valores de cortocircuito para esta falla.

Otras de las suposiciones comúnmente hechas son:

- Se ignoran las corrientes de las cargas.
- Los voltajes en los generadores son los nominales sin carga, aunque los valores reales estén en un rango de $\pm 5\%$ del valor nominal.
- Los motores trabajan con su voltaje nominal en sus terminales cuando las fallas ocurren.
- El porcentaje de impedancia de los transformadores se toman de acuerdo a sus datos de en la placa característica o, se utiliza un valor de de tolerancia de $\pm 7,5\%$ para anticipar la peor condición.
- Cuando la relación X/R de las fuentes de generación es desconocida, se utilizan valores altos, esto resulta en corrientes despreciablemente mayores a las que se obtendrían con los valores reales.
- Se desprecia la impedancia de los paneles de distribución por sus bajos valores.

Simulación de Fallas.

Para determinar las corrientes de falla se debe simular todos los tipos de cortocircuitos, algunos de los cuales pueden tener contacto a tierra a través de una resistencia de falla. Esta simulación debe efectuarse en las barras de las centrales y subestaciones, así como a lo largo de la línea. En los cálculos de cortocircuito se debe considerar las impedancias para las condiciones más desfavorables, de acuerdo a lo siguiente:

- Para los generadores se debe usar las impedancias sub-transitorias no saturadas.
- Para los transformadores se debe usar las impedancias en las tomas (taps) de operación más desfavorables.
- Para las líneas se debe usar las impedancias propias; y en el caso de líneas en paralelo, las impedancias mutuas.

Los cálculos deben permitir determinar no sólo las corrientes totales de falla en las barras de las subestaciones, sino también los aportes a las corrientes de falla de cada circuito conectado a dichas barras. De manera similar se debe calcular las corrientes de falla en las líneas de transmisión y se debe simular todas las fallas en las subestaciones. Cuando se tenga doble barra se deberá calcular las fallas en cada una de las barras.

Máximas y Mínimas Corrientes de Falla.

La máxima y mínima demanda está asociada a las cargas conectadas al sistema, las cuales determinan la máxima y mínima generación. El objetivo es determinar las máximas y las mínimas corrientes que pueden alimentar los cortocircuitos, ya que para el ajuste y la coordinación de los sistemas de protección se tiene un compromiso entre selectividad y sensibilidad de acuerdo a los siguientes criterios:

- La sensibilidad de la protección debe permitir detectar las fallas aún con las mínimas corrientes de cortocircuito.
- La selectividad de las protecciones de respaldo debe mantenerse aún con las máximas corrientes de falla, para lo cual se requiere tiempos de debidamente coordinados.

Resistencia de Falla.

Al producirse una falla no siempre se tiene un cortocircuito franco sino que el fenómeno se suele presentar con una resistencia de falla que tiene los siguientes componentes:

- La Resistencia del Arco que se produce por la falla, el cual se forma en el aire y tiene una longitud según la distancia del aislamiento correspondiente.
- La Resistencia de Puesta a Tierra del punto donde se produce la falla, la cual corresponde al camino de retorno por tierra hasta la fuente.

Para las simulaciones de las fallas en las líneas de transmisión se debe considerar que la Resistencia de Puesta a tierra puede ser hasta 50 Ohmios, pero es deseable modelar valores mayores de 100 Ohmios o más, sobre todo en los siguientes casos:

- Un terreno de alta resistividad eléctrica, ya que si se tiene una línea en terreno rocoso o arenoso de alta resistividad, será difícil conseguir una buena puesta a tierra.

El diseño de la línea sin cable de guarda, ya que el cable de guarda constituye una conexión que pone en paralelo las puestas a tierra de las estructuras de la línea, lo que se traduce en una disminución de la resistencia de puesta a tierra en las fallas

2.6.5. SISTEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Los sistemas de protecciones eléctricas, son un conjunto de elementos los cuales tienen por objetivo, prevenir daños al personal, minimizar los daños causados en los elementos de un sistema eléctricos de potencia por las fallas que en estos se presentan y limitar la duración de las interrupciones en el servicio eléctrico en los casos que se presenten fallas en los equipamientos, errores humanos en maniobras, o la incidencia de un evento natural adverso que pueda ocurrir en cualquier localidad del sistema.

Las principales anomalías frente a las cuales se debe proteger el SEP son los cortocircuitos y las sobrecargas. Los cortocircuitos pueden ser originados de muchas maneras, incluyendo fallas en el aislamiento debido a la presencia de humedad, daños mecánicos en los elementos del sistema de distribución, etc. Los circuitos se pueden sobrecargar simplemente por conectar grandes cargas que superen la capacidad de operación del sistema, de igual manera puede ser resultado de una mala instalación de equipos o por falta de mantenimiento, tal como ejes desalineados o cojinetes gastados. La incorrecta operación de los equipamientos es también causa de sobrecargas o daños severos. Estas pueden ser, arranques muy frecuentes, largos periodos de aceleración de máquinas rotativas, ventilación obstruida, entre otros.

Principalmente la función de un sistema de protecciones es la de sacar de servicio lo más pronto posible cualquier elemento del sistema de potencia, cuando en este se detecta la presencia de un cortocircuito o, cuando comienza a operar de una manera anormal que pueda causarle daño o bien impedir el correcto funcionamiento del resto de los elementos del sistema.

Desde el punto de vista del diseño de un sistema de protecciones el realizador tiene a disposición una serie de técnicas que permitirán minimizar los efectos causados por la presencia de anomalías en el sistema. Los sistemas de protección deben ser diseñados de manera que estos permitan:

- Aislar lo más pronto posible los elementos afectados del sistema y de esta manera mantener un normal suministro de la energía eléctrica a todos los equipos posibles y minimizar el daño que pueda sufrir la parte afectada.

- Minimizar la magnitud de las corrientes de cortocircuito presentes en y de esta forma disminuir los daños potenciales al sistema.
- Proveer circuitos alternativos, reclosers automáticos, para de esta manera minimizar la duración de los cortes en el suministro eléctricos bien sea de las fuentes o de los equipos que la consumen.

El sistema de protección debe ser concebido para atender una contingencia doble; es decir, se debe considerar la posibilidad que se produzca un evento de falla en el sistema eléctrico, al cual le sigue una falla del sistema de protección, entendido como el conjunto Relé-Interruptor. Por tal motivo, se debe establecer las siguientes instancias:

- Las protecciones principales (primaria y secundaria) que constituyen la primera línea de defensa en una zona de protección y deben tener una actuación lo más rápida posible (instantánea). En la figura 2.9 se ilustran las protecciones primarias de un sistema eléctrico.
- Las protecciones de respaldo que constituyen la segunda instancia de actuación de la protección y deberán tener un retraso en el tiempo, de manera de permitir la actuación de la protección principal en primera instancia.

En general, las protecciones son diseñadas para operar en dos formas distintas: como Protecciones Unitarias para detectar fallas en una zona de protección o como Protecciones Graduadas para detectar fallas en más de una zona de protección. Estas últimas se caracterizan por lo siguiente:

- Son relativamente selectivas porque detectan fallas en más de una zona de protección.
- Desempeñan funciones de protección de respaldo porque son sensibles a fallas en las zonas vecinas a su zona de protección.

- Operan midiendo las corrientes, tensiones, impedancias, entre otros, para establecer la graduación de su tiempo de actuación.

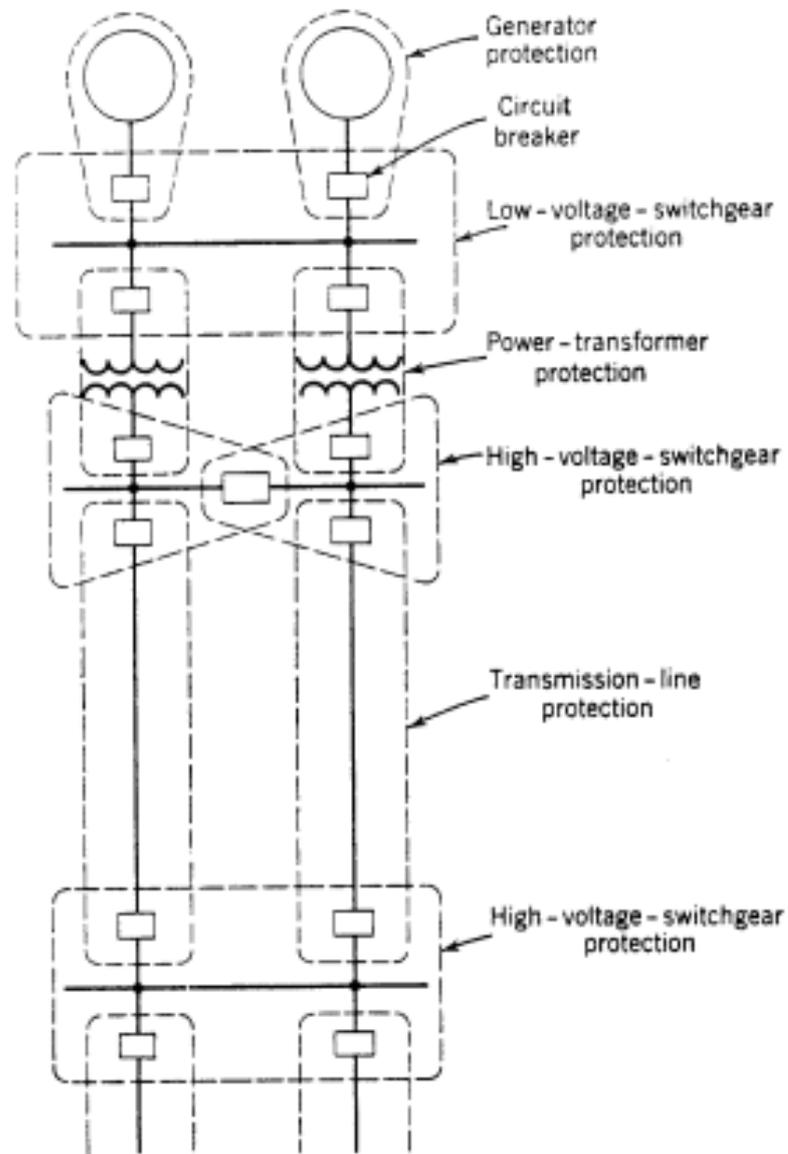


Figura 2.9. Diagrama unifilar ilustrando protecciones primarias de un Sistema Eléctrico.

Fuente: Art and Science of Protective Relaying. Russell Mason.

Pasos para Implantación de un Sistema de Protecciones Eléctricas

Para el cálculo de los parámetros de los sistemas de protecciones, para su sucesiva implantación se deben seguir una serie de pasos como se indican en el esquema ilustrado en la figura 2.10.

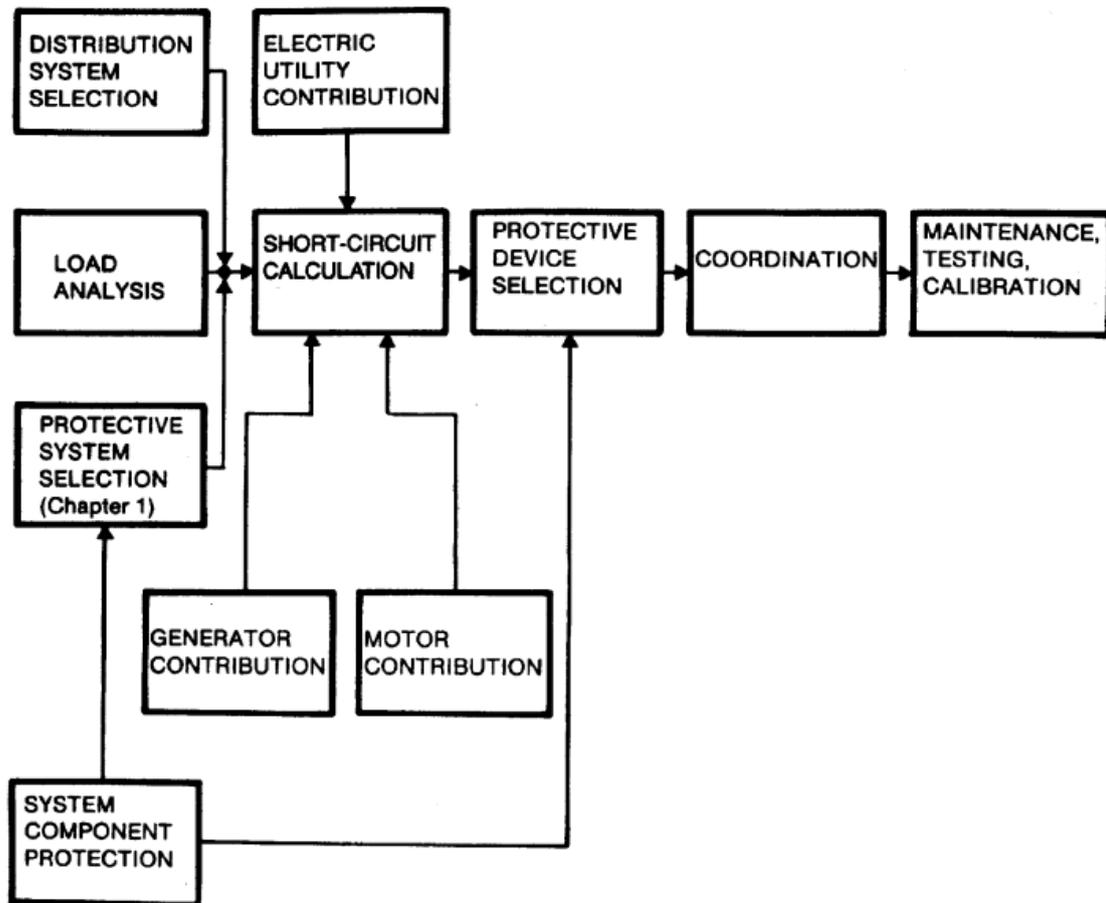


Figura 2.10. Secuencia de Pasos a seguir en la Implantación de un Sistema de Protecciones

Fuente: IEEE Std. 242 - 2001

Características de los Sistemas de Protección

- **Confiabilidad.**

Es el grado de certeza con el que el sistema de protección actuará, para un estado pre diseñado. Es decir, tendrá un grado de confiabilidad óptima, cuando éste actúe en el momento en que se requiere, desde el diseño.

- **Seguridad.**

La seguridad se refiere al grado de certeza en el cual un relé no actuará para casos en los cuales no tiene que actuar. Por lo que un dispositivo que no actúe cuando no es necesario, tiene un grado de seguridad mayor que otros que actúan de forma inesperada, cuando son otras protecciones las que deben actuar.

- **Sensibilidad.**

Se utiliza este término para indicar la capacidad por parte del sistema de protección de identificar una condición anormal en el funcionamiento, bien sea la ocurrencia de un cortocircuito o funcionamiento inapropiado que causen variaciones fuera de los rangos en las variables de corriente o voltaje del sistema.

- **Selectividad.**

Este aspecto es importante en el diseño de un sistema de protección, ya que indica la secuencia en que los relés actuarán, de manera que si falla un elemento, sea la protección de este elemento la que actúe y no la protección de otros elementos. Asimismo, si no actúa esta protección, deberá actuar la protección de mayor capacidad de interrupción, en forma jerárquica, precedente a la protección que no actuó. Esto significa que la protección que espera un tiempo y actúa, se conoce como dispositivo de protección de respaldo.

- **Velocidad.**

Se refiere al tiempo en que el sistema tarda en completar el ciclo de detección-acción. Muchos dispositivos detectan instantáneamente la falla, pero tardan fracciones de segundo en enviar la

señal de disparo al interruptor correspondiente. Por eso es muy importante la selección adecuada de una protección que no sobrepase el tiempo que tarda en dañarse el elemento a proteger.

- **Simplicidad.**

El aspecto de la simplicidad, como su nombre lo indica, se refiere al número de elementos que se utilizan para un sistema de protecciones, mientras menos dispositivos se empleen, más simple será y por lo tanto más fácil será su mantenimiento, a la vez que se reduce el costo total del sistema de protección. Pero en ocasiones la simplicidad puede llevar a un costo mayor, debido al uso de elementos multifuncionales, que simplifican el esquema general de protecciones, y que realizan diferentes funciones siendo por esto de costo más elevado.

- **Economía**

Cuando se diseña un sistema de protección lo primero que se debe tener en cuenta es el costo de los elementos a proteger. Mientras más elevado sea el costo de los elementos y la configuración de la interconexión de estos sea más compleja, el costo de los sistemas de protección será de mayor magnitud. A veces el costo de un sistema de protección no es el punto a discutir, sino la importancia de la sección del sistema de potencia que debe proteger, lo recomendable es siempre analizar múltiples opciones para determinar cuál de ellas es la que satisface los requerimientos de protección al menor costo.

2.6.5.1. PARTES DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN.

Los sistemas de protección están conformados básicamente por tres partes. (Ver figura 2.11)

- **DISPOSITIVOS DE TRADUCCIÓN O MEDICIÓN:** Son los encargados de tomar los valores de las variables del sistema y disminuirlas proporcionalmente para ser registradas por los equipos de detección.
- **DISPOSITIVOS DE DETECCIÓN:** Tienen como función determinar los momentos en los que está sucediendo alguna condición de falla en el sistema para enviar las ordenes de actuación a los equipos de interrupción y despeje.

- **DISPOSITIVOS DE INTERRUPCIÓN Y DESPEJE:** Son los que se encargan de abrir los puntos necesarios dentro del sistema de potencia para lograr que la falla no se extienda a través del mismo.



Figura. 2.11. Diagrama de bloques representativo de un sistema de Protección.

Fuente: Núñez – Romero 2010.

2.6.5.2. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente son utilizados para transformar como su nombre lo expresa las corrientes del sistema de potencia en valores estandarizados y proporcionales para ser entregados a los relés para que estos puedan medir efectuar las mediciones de corriente en sistemas eléctricos. Tienen su devanado primario conectado en serie con el circuito de alta tensión. La impedancia del transformador de corriente, vista desde el lado del devanado primario, es despreciable comparada con la del sistema en el cual estará instalado, aún si se tiene en cuenta la carga que se conecta en su secundario. En esta forma, la corriente que circulará en el primario de los transformadores de corriente está determinada por el circuito de potencia. En la figura 2.12 se muestra el interior de un transformador de corriente, especificando sus partes.

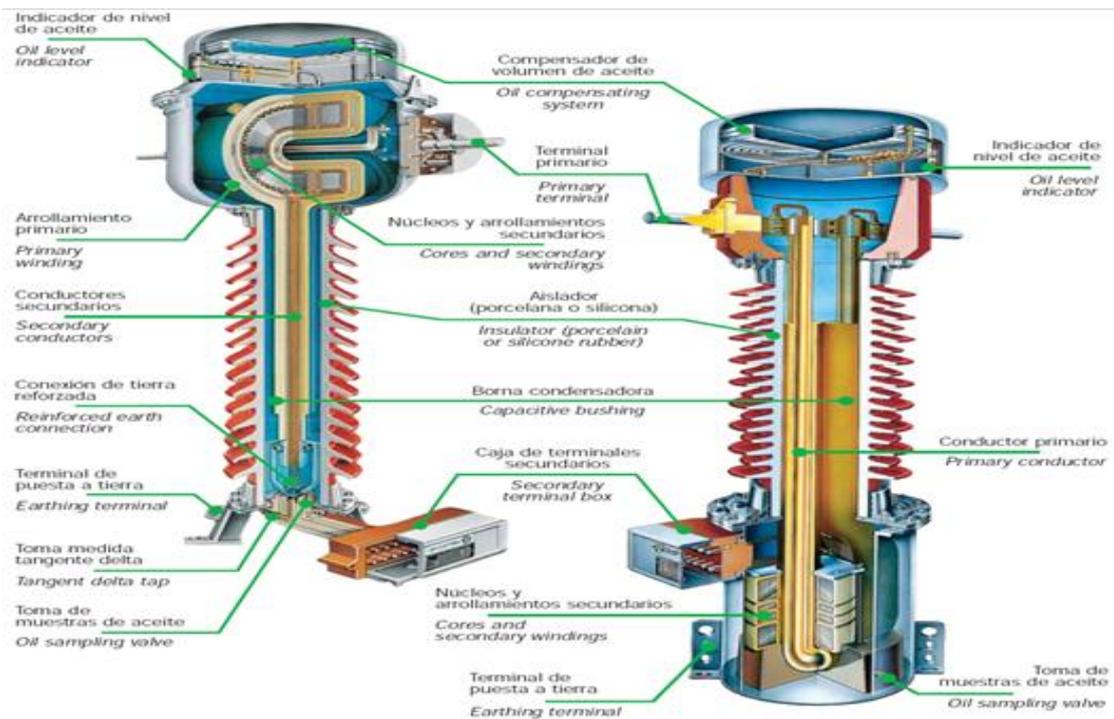


Figura. 2.12. Corte de un transformador de corriente

Fuente: www.wikipedia.com

Características para la Especificación de un Transformador de Corriente

- Corriente primaria asignada. (Ver valores típicos en tabla 2.1)
- Corriente secundaria asignada. (Ver valores típicos en tabla 2.2)
- Corrientes de cortocircuito asignadas.
- Corriente de cortocircuito térmica asignada.
- Valor nominal de la corriente dinámica asignada.
- Potencia de precisión
- Límites de calentamiento
- Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento
- Frecuencia asignada
- Clase de precisión

- Número de devanados secundarios
- Tipo de instalación (interior o exterior)

Tabla 2.1. Valores nominales para lado primario de un transformador de corriente según normas.

NORMA	VALORES NOMINALES
IEC	<u>10</u> - 12.5 - <u>15</u> - <u>20</u> - <u>30</u> - 40 - <u>50</u> - 60 - <u>75</u> A., y sus múltiplos decimales. Nota: Los valores subrayados son los más empleados.
ANSI	10 - 15 - 25 - 40 - 50 - 75 - 100 - 200 - 300 - 400 - 800 - 1200 - 1600 - 2000 - 3000 - 4000 - 5000 - 6000 - 8000 - 12000 A.

Fuente: Normas IEC 185 y ANSI C51.13

Tabla 2.2. Valores nominales para lado secundario de un transformador de corriente según normas.

NORMA	VALORES NOMINALES
IEC	1 A, 2 A, y 5 A El valor preferido es 5 A.
ANSI	5 A.

Fuente: Normas IEC 185 y ANSI C51.13

2.6.5.3. TIPOS DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

- **De Medición:** Requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, y de un exceso de 20% sobre el mismo valor nominal.
- **DE Protección:** Requieren conservar su fidelidad hasta un valor de 20 veces la magnitud de la corriente nominal.
- **Mixtos:** Se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con un núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos mas, con núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

2.6.5.3.1. ASPECTOS BASICOS DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Corrientes Nominales

Según la norma ANSI/IEEE C57.13-1978 las relaciones de transformación estandarizadas son como se indican en la tabla 2.3. y 2.4

Tabla 2.3 Corrientes nominales de los transformadores de múltiples bushings

Current Ratings, (amperes)	Secondary Taps		
600:5	50:5	X2-X3	
	100:5	X1-X2	
	150:5	X1-X3	
	200:5	X4-X5	
	250:5	X3-X4	
	300:5	X2-X4	
	400:5	X1-X4	
	450:5	X3-X5	
	500:5	X2-X5	
	600:5	X1-X5	
	1200:5	100:5	X2-X3
		200:5	X1-X2
		300:5	X1-X3
400:5		X4-X5	
500:5		X3-X4	
600:5		X2-X4	
800:5		X1-X4	
900:5		X3-X5	
1000:5		X2-X5	
1200:5		X1-X5	
2000:5	300:5	X3-X4	
	400:5	X1-X2	
	500:5	X4-X5	
	800:5	X2-X3	
	1100:5	X2-X4	
	1200:5	X1-X3	
	1500:5	X1-X4	
	1600:5	X2-X5	
	2000:5	X1-X5	

Current Ratings, (amperes)	Secondary Taps	
3000:5	300:5	X3-X4
	500:5	X4-X5
	800:5	X3-X5
	1000:5	X1-X2
	1200:5	X2-X3
	1500:5	X2-X4
	2000:5	X2-X5
	2200:5	X1-X3
	2500:5	X1-X4
	3000:5	X1-X5
4000:5	500:5	X1-X2
	1000:5	X3-X4
	1500:5	X2-X3
	2000:5	X1-X3
	2500:5	X2-X4
	3000:5	X1-X4
	3500:5	X2-X5
5000:5	4000:5	X1-X5
	500:5	X2-X3
	1000:5	X4-X5
	1500:5	X1-X2
	2000:5	X3-X4
	2500:5	X2-X4
	3000:5	X3-X5
	3500:5	X2-X5
	4000:5	X1-X4
	5000:5	X1-X5

Fuente: ANSI/IEEE Std. 242-1986

Tabla 2.4 Corrientes nominales para transformadores con una o dos relaciones de transformación.

Table 16—Ratings for Current Transformers with One or Two Ratios

Single Ratio (amperes)	Double Ratio with Series—Parallel Primary Windings (amperes)	Double Ratio with Taps in Secondary Winding (amperes)
10:5	25 × 50:5	25/50:5
15:5	50 × 100:5	50/100:5
25:5	100 × 200:5	100/200:5
40:5	200 × 400:5	200/400:5
50:5	400 × 800:5	300/600:5
75:5	600 × 1200:5	400/800:5
100:5	1000 × 2000:5	600/1200:5
200:5	2000 × 4000:5	1000/2000:5
300:5		1500/3000:5
400:5		2000/4000:5
600:5		
800:5		
1200:5		
1500:5		
2000:5		
3000:5		
4000:5		
5000:5		
6000:5		
8000:5		
12 000:5		

Fuente: ANSI/IEEE Std. 242-1986

Accuracy – Exactitud en Medición

El funcionamiento de los relés de protección depende de la exactitud con la que se realice la transformación por parte de los transformadores de corriente, no solamente de las corrientes nominales sino también, de las corrientes de falla. La exactitud para las altas sobrecorrientes depende de la sección transversal del núcleo de hierro y el número de vueltas en el devanado secundario. A medida que la sección transversal sea mayor, mayor deberá de ser el flujo magnético que se debe establecer para entrar en saturación. La saturación da como resultado un incremento en el error presente en la relación de transformación. Mientras mayor sea el número de vueltas del devanado secundario, menor deberá de ser el flujo magnético requerido para establecer corrientes en el secundario y así mismo en el relé.

Según la norma ANSI/IEEE C57.13-1978 las clases de exactitud puede designarse por letras bien sea C o T, y el número de clasificación. La letra C significa que el porcentaje de corrección de la relación de transformador puede calcularse, y la T significa que este ha sido determinado mediante pruebas. Los números de clasificación indican el voltaje presente en los bornes del secundario del transformador en condiciones de saturación estándar a 20 veces la corriente nominal del secundario sin exceder en 10% la corrección de la relación de transformador. (Ver tabla 2.5).

Tabla 2.5 Saturaciones estándar para transformadores con corriente nominal de secundario 5amp.

Burden [†] Designation	Resistance Ohms	Inductance Millihenrys	Impedance Ohms	Volt- Amperes (at 5 A)	Power Factor
Metering Burdens					
B-0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B-0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B-0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B-0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B-1.8	1.62	2.08	1.8	45	0.9
Relaying Burdens					
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B-2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B-8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

Fuente: ANSI/IEEE Std. 242-1986

Burden

En cuanto a transformadores de corriente se refiere, el burden indica la carga conectada a los terminales del secundario y es expresada en voltio-amperios (VA) y factor de potencia a un nivel de corriente especificado, o como un valor de impedancia con los correspondientes valores de resistencia y reactancia. El termino *burden* se usa para diferenciar la corriente de carga, de la corriente de carga del primario. El factor de potencia es referido al de la carga y no al circuito primario. ANSI a designado valores estándar para los burden que pueden ser vistos en la tabla 2.4.

Característica de Excitación del Secundario y Curvas de Relación de Transformación frente Sobrecorrientes

La forma característica de la excitación del secundario, como es mostrada por los fabricantes es la forma como se comporta la corriente con respecto al voltaje presente en el secundario (figura 2.13). Los valores son obtenidos bien sea mediante el cálculos realizados basados en las curvas de perdidas en el núcleo o por el promedio de los resultados de pruebas realizadas en un transformador muestra de un lote de producción.

Para los transformadores de clase T, se trazan curvas de relación de transformación frente en presencia de sobrecorrientes en el rango de 1-22 veces para una corriente normal en el primario y todos los valores de burden estándar. (Figura 2.14)

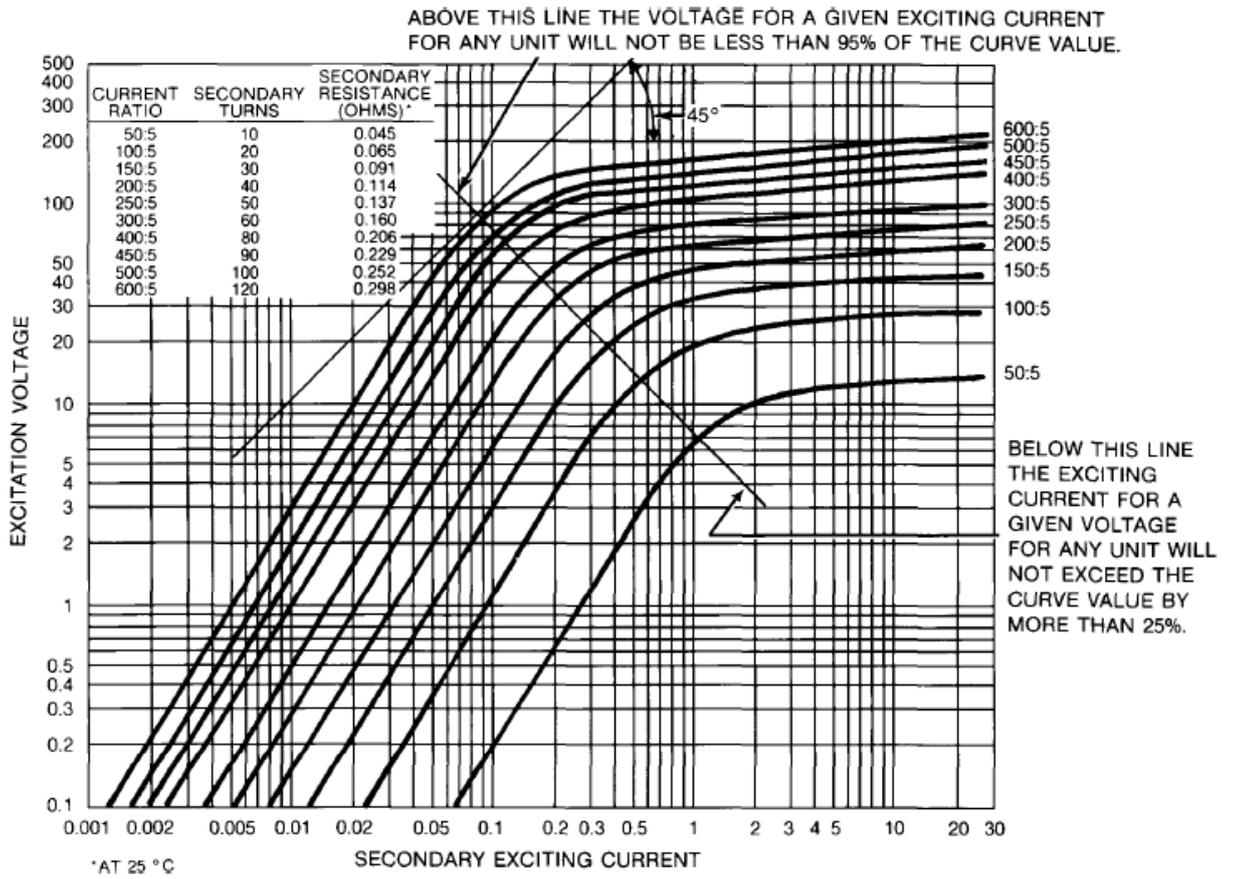


Figura. 2.13 Curvas de excitación en Secundario para Diferentes Valores de Voltaje en secundario

Fuente: ANSI/IEEE Std. 242-1986

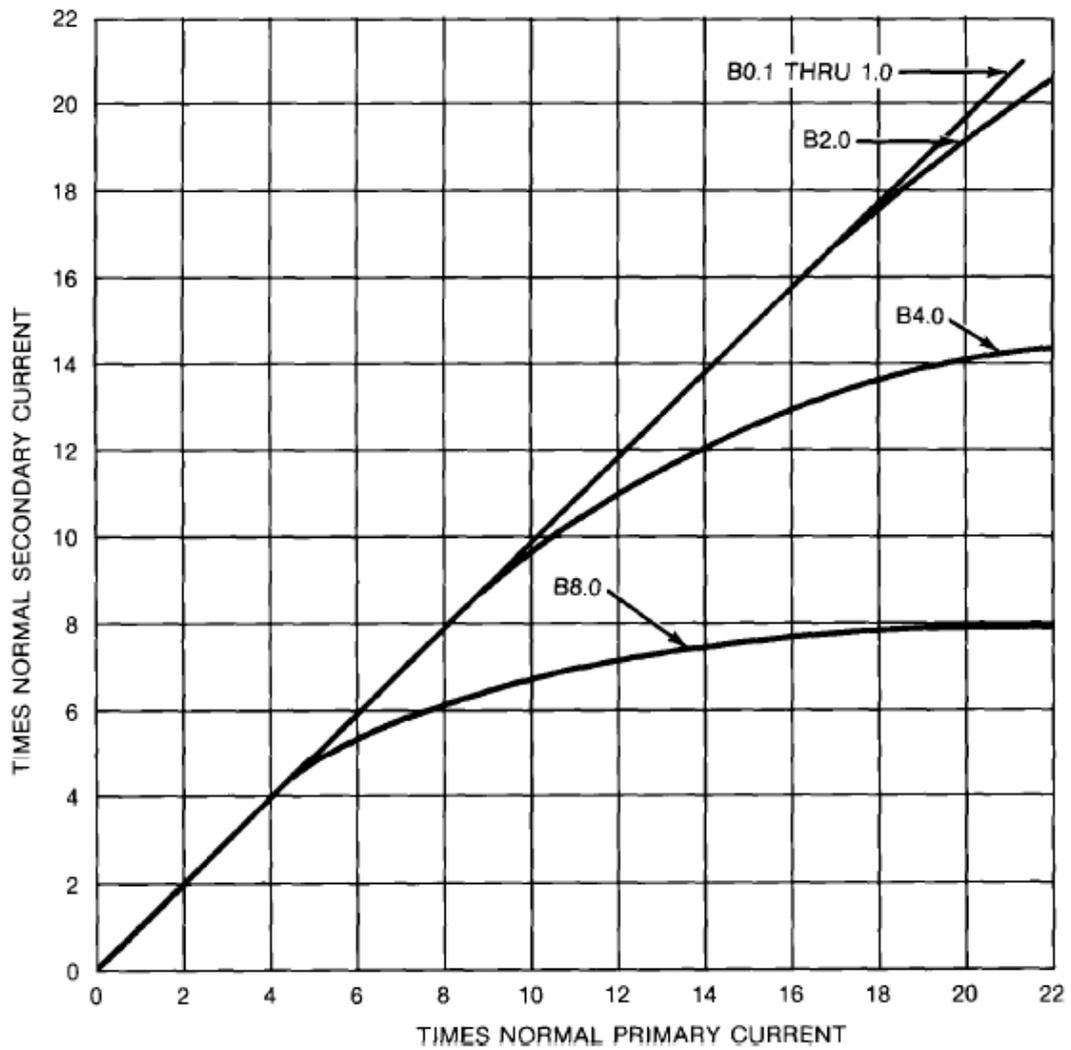


Figura 2.14 Relaciones de Transformación de Sobrecorrientes para Transformadores Clase T para Burdens entre 0.1 y 0.8 (Exceptuando B0.9 y B1.8)

Fuente: ANSI/IEEE Std. 242-1986

2.6.5.4. RELÉS

Es un equipo de protección de una red que tiene por objeto la supervisión de uno o varios parámetros de la instalación, por ejemplo: las corrientes, la tensión, la temperatura, la frecuencia, etc. Estas magnitudes se miden permanentemente y se comparan con valores de referencia o de ajuste que son los que determinan si una situación se define como anormal y peligrosa. Cuando aparece una falla, la protección da la orden de desconexión o disparo, y, para aislar de forma permanente la parte con defecto, impide la reconexión hasta que se ha reparado el equipo. También puede enviar una alarma que informe al personal de mantenimiento para que intervenga.

Los tipos de relés según su construcción pueden clasificarse en:

- **Relés Electromecánicos:** este relé monitorea la corriente y tiene características inversas con respecto a la corriente que esta monitoreando. Este tipo de relé es sin duda alguna uno de los relés más populares en el medio, para sistemas de medio y bajo voltaje, los relés digitales modernos poseen características que son basadas en el mecanismo de torque de este equipo. En la figura 2.15 se muestra un esquemático del funcionamiento del relé electromecánico.

La corriente I_1 desde el transformador de corriente, crea un flujo magnético, que al mismo tiempo induce una corriente I_2 en el devanado secundario, la corriente I_2 crea un flujo magnético B. Los flujos A y B esta fuera de fase, por lo tanto producen un torque en el disco que empieza a girar. Ahora, la velocidad es proporcional al par de frenado, y este es proporcional al par de giro. Por lo tanto, la velocidad es proporcional a I^2 .

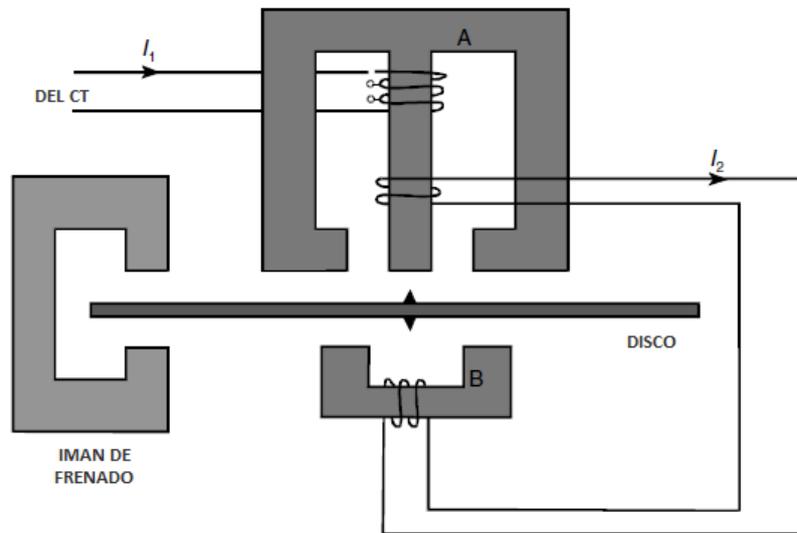


Figura. 2.15. Relé Electromecánico.

Fuente: Power Systems Protection. L.G. Hewitson, Mark Brown y Ramesh Balakrishnan.

- **Relés Numéricos:** el relé numérico se basa en el muestreo de las corrientes o voltajes, en la conversión analógica digital y en la manipulación numérica, donde todos los ajustes se hacen en una forma numérica directamente en una memoria no volátil. Los ajustes pueden ser realizados tanto manualmente en el frontal del relé o mediante comunicaciones con un computador o un sistema computador/monitoreo. (Ver figura 2.16).



Figura. 2.16. Relé Numérico.

Fuente: Catalogo ABB

En la tabla 2.6 se muestran algunos de los relés más utilizados en los sistemas de Distribución y Subtransmisión.

Algunos relés tienen tiempo de retardo ajustable, y otros son "instantáneos" o de "alta velocidad". El término "Instantáneo" significa que no tiene tiempo de retardo intencional y se aplica a los relés que operan en un tiempo mínimo de aproximadamente 0,1 segundos. El término "Alta Velocidad" connota la operación en menos de 0,1 segundos y por lo general se realiza en 0,05 segundos o menos. El tiempo de funcionamiento de los relés de alta velocidad se expresa habitualmente en ciclos basados en la frecuencia de alimentación del sistema, por ejemplo, un ciclo es de 1/60 de segundos en un sistema de 60 ciclos. Originalmente, sólo el término "Instantáneo" fue utilizado, pero, como la velocidad del relé se incrementó, el término "Alta Velocidad" se consideró necesario para diferenciar los dos tipos de relés. Ocasionalmente, un relé auxiliar adicional es utilizado para introducir cierto retraso en la actuación que es totalmente independiente de la magnitud de la cantidad de accionamiento en el relé de protección.

Tabla 2.6. Características y uso de algunos relés según norma IEEE.

Numero del Equipo	Función	Definición	Usos típicos
2	Relé de retraso de tiempo de inicio	Su función es permitir y determinado tiempo de retraso antes o después de cualquier operación de conmutación o de protección.	Usado para proveer un tiempo de retraso en la transferencia hacia la fuente de alimentación en un esquema de transferencia automático
21	Relé de distancia	Equipo que funciona cuando las admitancias, impedancias o reactancias del circuito aumentan o disminuyen mas allá de límites predeterminados	Usado para proteger líneas de transmisión de larga longitud
27	Relé de bajo voltaje	Equipo que trabaja bajo un nivel especificado de un nivel de voltaje bajo	Usado para iniciar una transferencia automática cuando una fuente primaria de energía se pierde

Numero del Equipo	Función	Definición	Usos típicos
32	Relé direccional	Relé que funciona bajo un valor deseado de flujo de potencia en una dirección establecida	Usado para prevenir un flujo inverso de potencia de la alimentación de una falla aguas arriba.
50	Relé de sobrecorriente instantáneo	Relé que funciona de forma instantánea para una condición de excesiva corriente, o un nivel de aumento de corriente elevado, así indicando una falla en el circuito que se está protegiendo.	Utilizado en el disparo de un interruptor instantáneamente al presentarse un alto nivel de cortocircuito. Puede ser disparado en fallas de fase a fase (50), de fase a neutro (50N), de fase a tierra (50G).
51	Relé de sobrecorriente temporizado	Un relé ya sea con una característica de tiempo definido o inversa que funciona cuando la corriente en un circuito de corriente alterna excede un valor predeterminado.	Usado para el disparo de un interruptor luego de un tiempo de retraso durante una sobrecorriente sostenida. Usando un disparo instantáneo durante altos niveles de cortocircuito. Puede ser disparado en fallas de fase a fase (50), de fase a neutro (50N), de fase a tierra (50G).
67	Relé de sobrecorriente direccional	Relé que funciona para un nivel determinado de sobrecorriente en una dirección establecida	Usado en relés asociados a alimentadores para prevenir el flujo inverso de sobrecorriente

Fuente: Power Distribution System de CUTLER-HAMMER

2.6.5.5. FUSIBLES.

Los fusibles pueden definirse como dispositivos que protegen el circuito mediante la apertura del circuito, por la fundición y ruptura de los filamentos que lo componen, cuando una sobrecorriente o cortocircuito pasa a través de él. Los fusibles tienen principalmente las siguientes características:

- Combina ambos elementos de detección y de interrupción en un mismo dispositivo.
- Es de acción directa, ya que responde a una combinación de magnitud y duración de niveles de corriente fluyendo a través de él.
- Normalmente no incluye ningún dispositivo para abrir y cerrar manualmente un circuito energizado, por lo que requiere la instalación de estos por separado.
- Es un dispositivo monofásico. Solo el fusible en la fase sujeta a sobrecorrientes responderá y interrumpirá la fase donde se presenta la falla.
- Luego de haber interrumpido una sobrecorriente, se debe reemplazar por un nuevo dispositivo antes de restaurar el servicio.

Es un dispositivo constituido por un soporte adecuado, un filamento o lámina de un metal o aleación de bajo punto de fusión que se intercala en un punto determinado de una instalación eléctrica para que se funda, por Efecto Joule, cuando la intensidad de corriente supere, por un cortocircuito o un exceso de carga, un determinado valor que pudiera hacer peligrar la integridad de los conductores de la instalación con el consiguiente riesgo de incendio o destrucción de otros elementos.

Datos Requeridos para la Especificación de un Fusible.

- **Voltaje Nominal.**

Es el voltaje rms que determina la capacidad de un fusible para suprimir el arco interno que ocurre después que se funde. Un fusible fundido debe poder soportar su voltaje nominal.

- **Corriente Nominal de Operación.**

Es la corriente rms que el fusible debe llevar de forma indefinida, sin fundirse ni abrirse.

- **Corriente Nominal de Interrupción.**

Es la corriente asimétrica rms más grande que el fusible puede interrumpir de forma segura.

- **Tiempo de Arqueo.**

Es el tiempo que transcurre desde el inicio de la fundición de los filamentos del dispositivo, hasta la final interrupción del circuito. Este tiempo va depender de factores como el voltaje y la reactancia del circuito (Ver figura 2.17).

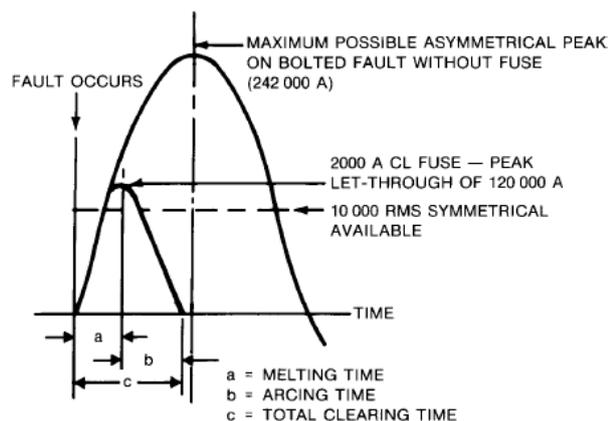


Figura 2.17 Limitación Típica de Corriente donde se Muestra el Pico Permitido y el Tiempo Total de Despeje

Fuente: ANSI/IEEE Std. 242-1986

- **Tiempo de Respuesta.**

Es el tiempo de fusión y de apertura de un fusible que depende de la magnitud de la sobrecorriente o corriente de falla, y por lo general se especifica mediante una curva de tiempo-corriente.

2.6.5.5.1. CLASIFICACIÓN DE LOS FUSIBLES.

- **Fusibles de Expulsión:** Estos aprovechan la generación y expulsión de un gas a alta presión que, al ser inyectado a través del arco producido a continuación de la fusión del elemento fusible, provoca la extinción del mismo conforme a su relación corriente – tensión – tiempo. (Ver figura 2.18)

De este tipo de fusible son los de ácido bórico, sustancia que es el elemento generador de gas, y que tienen como ventaja que son recargables, utilizando para ello pastillas de ácido bórico comprimido. Al fundir el elemento fusible, se produce el arco eléctrico y al quedar libre el fusible, el resorte que estaba comprimido desplaza el contacto móvil, produciendo un alargamiento del arco. A su vez, el arco produce calor y éste provoca una reacción en el ácido bórico que desprende vapor de agua y óxido de boro. La extinción del arco se logra por la acción desionizadora del vapor y la turbulencia de las partículas del óxido de boro. Una vez que la presión interior llega a valores elevados, se desprende el sello y escapa el gas en forma explosiva. Al interrumpirse la corriente de cortocircuito, aparece la sobretensión transitoria de restablecimiento y, posteriormente, aparece la tensión restablecida del sistema.

Dentro de los fusibles de expulsión se encuentran los siguientes tipos:

- **Fusibles Tipo T:** Son fusibles de actuación lenta, son los menos utilizados, empleándose para la protección de redes aéreas de distribución generalmente, debido a los cortocircuitos momentáneos que los árboles o el viento pueden hacer entre los conductores. Capacidad nominal de 0-600 A, 250 y 600 V. Son fusibles limitadores de corriente compactos con 200 KA rms simétricos de ruptura.
- **Fusibles Tipo K:** Son fusibles de actuación rápida, se emplean para la protección de redes de distribución con cables aislados y para los circuitos de alumbrado generalmente. Capacidad nominal 0-600 A, 250 y 600 V. Tienen capacidades de interrupción entre 50, 100 y 200 KA simétricos.

- **Fusibles Tipo H:** Son llamados fusibles de actuación extra rápida. Capacidad nominal de 0-600 A y 600 V. Son fusibles encapsulados con capacidad de ruptura máxima de 10 KA rms simétricos.

Las curvas características de los tipos de fusibles ya mencionados se muestran en la figura 2.19.

- **Fusibles Limitadores de Corriente:** Este tipo de fusible tiene doble acción, por un lado reduce la corriente de falla debido a la característica de introducir una resistencia elevada en el circuito y por otro, debido al incremento de la resistencia pasa de un circuito de bajo factor de potencia a otro circuito de alto factor de potencia, desfasando el cero normal de la onda de corriente a un punto cercano al cero normal de la onda de tensión. (Ver figura 2.20)

El elemento fusible, más largo que el anterior y que se encuentra dentro de arena de sílice que centra el arco, eleva la presión a lo largo del elemento fusible y produce una elevación momentánea de la resistencia, la cual limita la corriente de cortocircuito, limitando así el tiempo de interrupción a un valor que se considera dentro del primer semiciclo de la onda de corriente.

El elemento fusible consta de uno o varios elementos de plata en forma de alambre o cinta perforada. Estos elementos van enrollados helicoidalmente sobre un cilindro de porcelana que soporta altas temperaturas en el instante de la operación. El espacio entre el soporte y el tubo está relleno de arena de sílice. El eslabón fusible tiene puntos M que son puntos de soldadura de plomo o aleaciones de estaño y cadmio. Al calentarse el elemento de plata se empieza a fundir en diferentes puntos, produciendo gran número de pequeños arcos eléctricos en serie que, unidos a la alta resistencia del circuito, acaban por eliminar la Corriente.

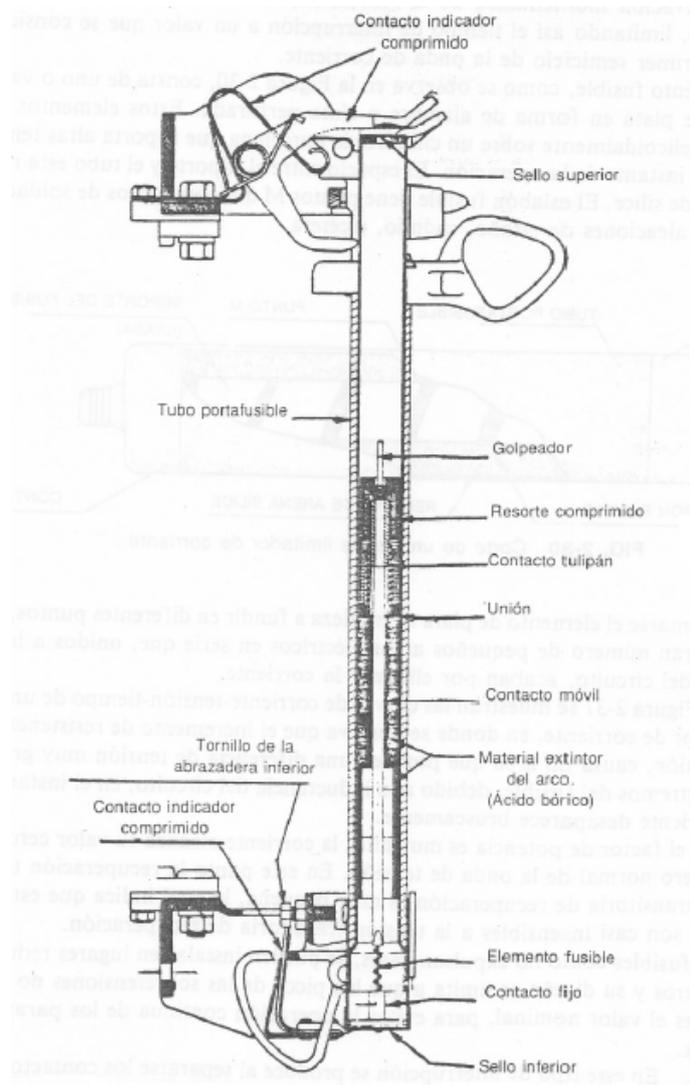


Figura. 2.18. Fusible de expulsión

Fuente: Diseño de Subestaciones Eléctricas. José Raúl Marín

- **Fusibles de Vacío:** Este tipo de interrupción se produce al separarse los contactos dentro de un recipiente hermético en el que se ha hecho el vacío, de tal manera que a medida que se separan los contactos, la corriente se concentra en los puntos más salientes de la superficie del contacto y cesa cuando se evapora el último puente entre los dos contactos.

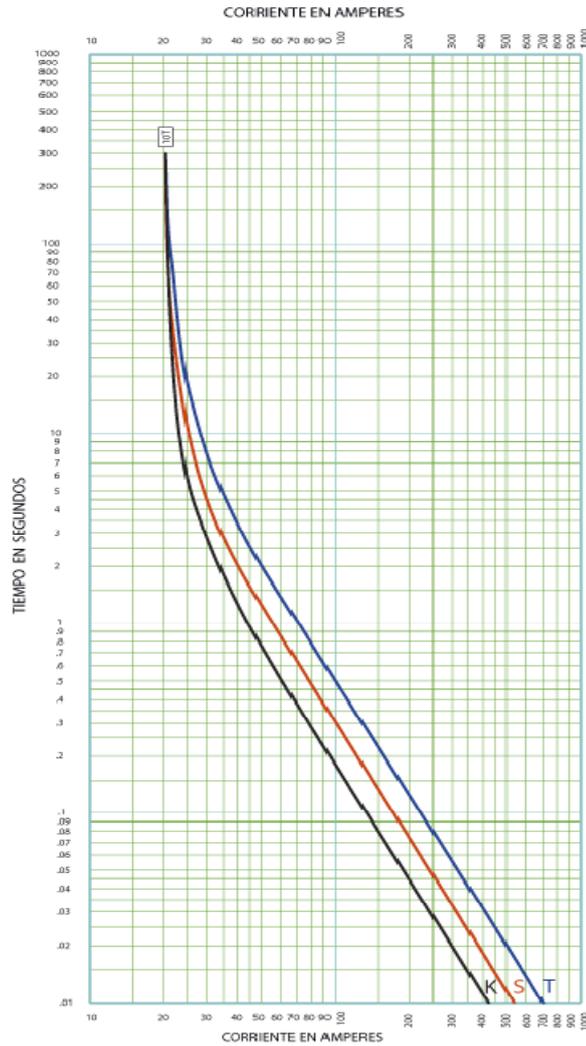


Figura. 2.19. Curvas características para Fusibles tipo K y T.

Fuente: www.rms.co.cl Catalogo sobre fusibles.

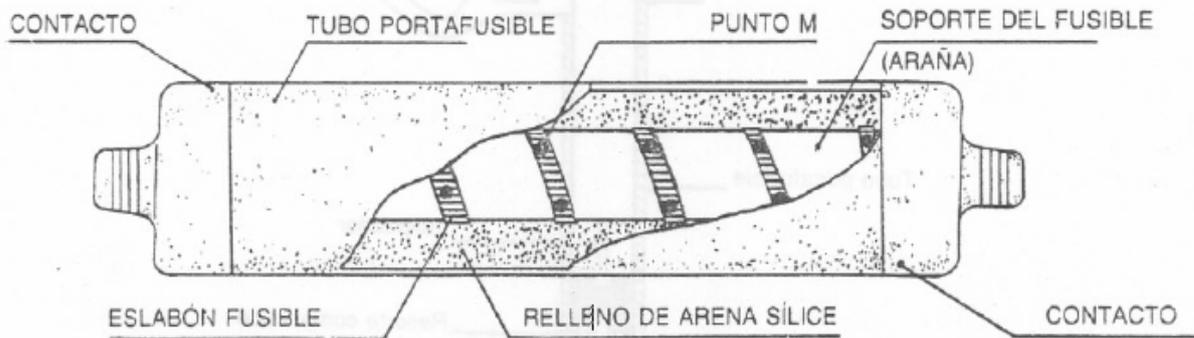


Figura. 2.20. Corte de un fusible limitador de corriente

Fuente: Diseño de Subestaciones Eléctricas. José Raúl Marín

La emisión del arco que se forma en el vacío sólo ocurre en las pequeñas zonas del electrodo donde existe metal ionizado que forma una especie de vapor. Este vapor se expande rápidamente en el vacío al separarse los dos electrodos, llegándose a condensar en las paredes de vidrio de la cámara, y al pasar por cero la corriente, las zonas ionizadas del cátodo se extinguen y cesa el flujo de corriente. Conviene que los electrodos sean de un material buen conductor térmico, para que se enfríe rápidamente la superficie del contacto, lo que reduce la evaporación y acelera el corte del arco.

2.6.5.6. INTERRUPTORES.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito. Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables. Los interruptores son junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia. El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperios a las inductivas de varias decenas de kiloamperios (cortocircuito).

Los interruptores son colocados de manera tal que cada generador, línea de transmisión, motor, transformador, cada elemento del sistema en general, pueda ser aislado del circuito de manera individual lo cual es fundamental al momento de despejar fallas o funcionamientos anormales eficientemente.

Parámetros de los Interruptores.

A continuación se van a definir algunas de las magnitudes características que hay que considerar en un interruptor.

Tensión Nominal: Es el valor eficaz de la tensión entre las fases del sistema en que se instala el interruptor.

Tensión Máxima: Es el valor máximo de la tensión para el cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión, al cual debe operar, según normas.

Corriente Nominal: Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

Corriente de Cortocircuito inicial: Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en la corriente transitoria.

Corriente de Cortocircuito: Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco. Las unidades son kiloamperios aunque comúnmente son en Megavolt- Amperes (MVA) de cortocircuito.

Tensión de Restablecimiento: Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia que es del orden de miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación. Esta tensión tiene dos componentes, una a la frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

Resistencia de Contacto: Cuando una cámara de arqueo se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano. Este contacto formado por tres o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él.

La resistencia de contacto varía de acuerdo con la formula:

$$R = K \times \zeta \times \frac{D}{F}$$

(Ec. 1)

En donde:

R = Resistencia de contacto en ohms.

K = Constante dada por el fabricante del interruptor.

ζ = Resistividad del metal del contacto

D = Dureza del metal del contacto

F = Fuerza que mantiene cerrado el contacto.

En la formula se observa que la resistencia de un contacto crece directamente proporcional a la resistividad y a la dureza e inversamente proporcional con la presión de contacto.

El desempeño de los interruptores puede ser influenciado por factores no eléctricos relacionados con el ambiente en donde se encuentra la instalación, tales como la temperatura ambiente, la humedad, la elevación por encima del nivel del mar o la presencia de contaminantes.

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales:

- Parte Activa
- Parte Pasiva.
- Accesorios.

Parte activa.

Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soportan los contactos móviles.

Parte Pasiva.

Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es el aceite, en los que se aloja la parte activa.

En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- Soporta los recipiente de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

Accesorios.

En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:

- Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- Conectores de tierra.
- Placa de datos.
- Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

Cámaras de extinción del arco: Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate.

Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos reactores, capacitares capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, apareciendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente, durante el paso de la onda por cero, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento.

Durante la interrupción del arco, aparecen los siguientes fenómenos:

- Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
- Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables entre 100 y 1 000 metros entre segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto, su extinción.

Como la interacción de estos fenómenos es difícil de analizar, el diseño de una cámara está basado, en gran porcentaje, en tablas y pruebas de laboratorio. En la actualidad, se sigue en la búsqueda de cámaras interruptoras de menor tamaño y mayores capacidades de cortocircuito,

centrándose los estudios en la investigación de la física del arco eléctrico a través de equipos de medición, captación de datos, simulación y, finalmente, del empleo de computadoras.

2.6.5.6.1. TIPOS DE INTERRUPTORES.

De acuerdo con los elementos que intervienen en la abertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados conforme a su aparición histórica:

- Gran volumen de aceite
- Pequeño volumen de aceite
- Neumáticos (aire comprimido)
- Hexafluoruro de azufre
- Vacío

Interruptor en Gran Volumen de Aceite.

Fueron de los primeros interruptores que se emplearon en alta tensión y que utilizaron el aceite para la extinción del arco. Son muy utilizados todavía en Estados Unidos.

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

Cada polo tiene doble cámara interruptiva, conectadas en serie, lo cual facilita la ruptura del arco al repartirse la caída de tensión según el número de cámaras. Para conseguir que la velocidad de los contactos sea elevada, de acuerdo con la capacidad interruptiva de la cámara, se utilizan poderosos resortes, y para limitar el golpe que se produciría al final de la carrera, se utilizan amortiguadores.

Para la revisión, por mantenimiento de los interruptores en pequeña capacidad, se bajan los tres tanques por medio de un cable y una manivela. En aparatos de gran capacidad, primero se vacía el aceite y a continuación se abren las tapas de hombre uno a uno de los tres tanques.

En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico, con resortes o con compresora unitaria según la capacidad interruptiva del interruptor.

Interruptor en Bajo Volumen de Aceite.

Este tipo, que tiene forma de columna, fue inventado en Suiza por el Dr. J. Landry. Por el pequeño consumo de aceite, son muy utilizados en Europa en tensiones de hasta 230 kV y de 2 500 MVA de capacidad interruptiva. En general se usan tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

La potencia de apertura es limitada sólo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo. Para potencias interruptoras altas, el soplo de los gases sobre el arco de hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en axial.

Los contactos de estos interruptores pueden soportar, según estadísticas de los fabricantes, el siguiente número de operaciones sin requerir su cambio:

A corriente nominal 4000 operaciones

A la mitad de la potencia máxima de cortocircuito 8 operaciones.

A plena potencia de cortocircuito 3 operaciones.

Interruptores Neumáticos.

Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 kg/cm² dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor.

La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de 3 ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

Estos aparatos pueden operar en dos formas. En forma modular con su propia compresora y tanque de almacenamiento; o en forma de estación central de aire comprimido, que alimenta el conjunto de los interruptores de la instalación. La segunda forma puede ser de alimentación radial a partir de un cabezal de aire, o a partir de una instalación en anillo; tiene el inconveniente de que en caso de una fuga en la tubería principal puede ocasionar la falla de toda la instalación, además de que en caso de subestaciones de gran capacidad, la longitud de las tuberías es tan grande que hace que su costo sea muy elevado respecto al caso modular.

En los aparatos de tipo modular, el volumen del tanque debe ser del tamaño que pueda soportar, cuando menos, dos operaciones de apertura y cierre combinadas. A continuación, si la presión resultante es inferior al valor mínimo considerado por el fabricante para el soplado del arco, y ocurriera un cortocircuito en la línea, el interruptor tiene un control que impide la apertura del mismo, ya que de no bloquearlo se produciría la destrucción del interruptor.

Las cámaras de extinción de estos interruptores son de forma modular y, de acuerdo con la capacidad y tensión de la instalación, se utilizan desde dos cámaras en adelante:

2 cámaras hasta 80 kV

4 cámaras hasta 150 kV

6 cámaras hasta 220 kV

10 cámaras hasta 380 kV

Una de las ventajas de utilizar varias cámaras en serie, es la de repartir la tensión entre el mismo número de ellas, disminuyendo la tensión de reencendido entre los contactos de cada una de ellas.

Debido a que estos interruptores producen mayores sobretensiones, es común entre los diversos fabricantes insertar en paralelo con los contactos principales, resistencias amortiguadoras y capacitancias que producen altas impedancias y reparten las tensiones de las cámaras.

- Tipo 1 Es una resistencia R en serie con un explosor E ; este conjunto está en paralelo con el contacto C 1 del interruptor.
- Tipo 2 Tiene un capacitor C de reparto de tensión.
- Tipo 3 Usa además del capacitor C una resistencia que permite una pequeñísima corriente y produce un abatimiento de la sobretensión entre los contactos C 1 del interruptor.
- Tipo 4 Es semejante al tipo 3, pero se utiliza una resistencia R 1 para el cierre y otra R 2 para la apertura.

Interruptores en Hexafluoruro de Azufre.

Son aparatos que se desarrollan al final de la década de los años 60 y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF_6) que tiene una capacidad dieléctrica

superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista del mantenimiento.

Propiedades del SF₆. Es un gas químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6.14 g/l. Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión. A la temperatura de 2 000°K conserva todavía alta conductividad térmica, que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, o sea la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas características de ruptura del arco eléctrico y por lo tanto la gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después la extinción del arco.

En los primeros interruptores se usaron dos presiones, la menor de bars, llenando los tanques y la mayor, de unos bars, dentro de las cámaras de extinción. Esto se hizo con el fin de evitar que al abrir el interruptor sus contactos, el soplo de gas produjera enfriamiento y el gas pasara a estado líquido. Posteriormente se ha usado una sola presión, con lo cual se disminuye el tamaño de los interruptores en cerca de un 40%, y para evitar el uso de la segunda presión se aprovecha la propia presión del gas como punto de partida y la cámara, al abrir los contactos, tiene un émbolo unido al contacto móvil que al operar comprime el gas y lo inyecta sobre el gas ionizado del arco, que es alargado, enfriado y apagado al pasar la corriente por cero.

Los interruptores pueden ser polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos en que las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones desde 115 hasta 800 kV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 kA, que es un caso muy especial.

Este tipo de aparatos pueden librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Las principales averías de este tipo de interruptores son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de la fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado en el aparato.

En caso de pérdida total de la presión de gas y debido a la alta rigidez dieléctrica del SF_6 , la tensión que pueden soportar los contactos cuando están abiertos es igual al doble de la tensión de fase a tierra. De cualquier forma, no es conveniente operar un interruptor de SF_6 cuando ha bajado su presión por una fuga y debe de ser bloqueado el circuito de control de apertura para evitar un accidente.

En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, aunque conviene que haya sido dispersión de un milisegundo entre los tres polos; se entiende por dispersión a la diferencia en tiempo que existe entre el instante de cierre del primero y el instante del último polo del interruptor. El uso de la dispersión es importante, pues sirve para reducir las sobretensiones debidas a impulsos por maniobra.

Si el interruptor es de operación monopolar, puede ser benéfico usar recierre monopolar. Aquí la dispersión puede aumentar 4 milisegundos, cuya magnitud empieza a producir efectos adversos en la magnitud de las sobretensiones por maniobra.

Interruptores en Vacío.

Esta tecnología aparece por el año 1960. Son aparatos que, en teoría, abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material que parece ser una aleación del tipo latón.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y, por tanto, no es necesario el soplado del arco ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

Este tipo se utiliza en instalaciones de hasta 34.5 kV dentro de tableros blindados.

Los dos inconvenientes principales son:

- Que por algún defecto o accidente, se pueda perder el vacío de la cámara y al entrar aire y producirse el arco, pueda reventar la cámara.

- Debido a su rapidez producen grandes sobretensiones entre sus contactos y éstos emiten ligeras radiaciones de rayos X.

Ventajas y Desventajas de los Interruptores Descritos.

Tipo neumático.

Ventajas.

- Bajo costo y disponibilidad del aire.
- Rapidez de operación.
- No provoca explosiones ni arde como el aceite.
- Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.
- No es asfixiante ni tóxico.

Desventajas.

- Menor rigidez dieléctrica que el *SF6*.
- Mayor presión.
- La constante térmica es de unas 100 veces las del *SF6*, a la misma presión.
- Aun en presiones cinco veces superiores al *SF6*, el aire tiene únicamente 10% de la capacidad de extinción del arco.
- En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas. Para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura.
- Después de la apertura el gas ionizado debe ser ventilado.
- Los niveles de ruido al operar son muy altos.
- El sistema de compresión de aire tiene un precio alto y la confiabilidad de sus componentes es difíciles de lograr.

Tipo hexafluoruro.

Ventajas:

- Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.
- Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire.
- El *SF6* es estable. Expuesto al arco se disocia en *SF4*, *SF2* y en fluoruros metálicos, pero al enfriar el arco, aun a presiones bajas.

- La alta rigidez dieléctrica del *SF6* lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aun a presiones bajas.
- La presión utilizada para interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos.
- Buena conductividad térmica, es del orden de tres veces la del aire.

Desventajas:

- Disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca personal.
- Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

Tipo vacío.

Ventajas:

- Es un interruptor muy compacto.
- Prácticamente no necesita mantenimiento.

Desventajas:

- Es difícil mantener un buen vacío debido al arqueo y desgrasificación de los electrodos metálicos.
- Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos X.
- Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

Crecimiento de las capacidades de interrupción. Las capacidades de interrupción han ido creciendo a través de los años dependiendo del tipo de interruptor y de las capacidades de los mismos.

De acuerdo con el progreso en la técnica de los interruptores el aumento de la capacidad de interrupción es regular, crece en los de aire comprimido y mucho más en los de *SF6*, debido a las extraordinarias características dieléctrica y térmica de este gas.

2.6.5.7. RELÉS DE SOBRECORRIENTE

Los relés de sobrecorriente instantáneos (50) y con tiempo de retardo (51) son los más comúnmente usados en los sistemas de protección. Son usados tanto como protecciones principales como de respaldo y son aplicados en todas las zonas del sistema. La protección de este tipo mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorriente que se pueden producir en un cortocircuito.

Los relés de sobrecorriente con retardo son usados para establecer un tiempo de acción frente a un nivel de corriente determinado, en cambio los relés de sobrecorriente instantáneos son usados para proveer una acción de alta velocidad.

2.6.5.7.1. RELÉS DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO

Los relés con retardo de tiempo más comúnmente usados son los relés cuyo principio de funcionamiento es el de un disco de inducción. Estos relés funcionan básicamente de la misma manera que los medidores de consumo eléctrico de disco giratorio, lo que permite proveer una gran variedad de curvas de Tiempo – Corriente.

Relés Electromecánicos de Sobrecorriente con Retardo

Los componentes principales de un relé de sobrecorriente de disco de inducción o electromecánico son mostrados en la figura 2. 21 y los elementos representativos principales para su funcionamiento se muestran en la figura 2.22.

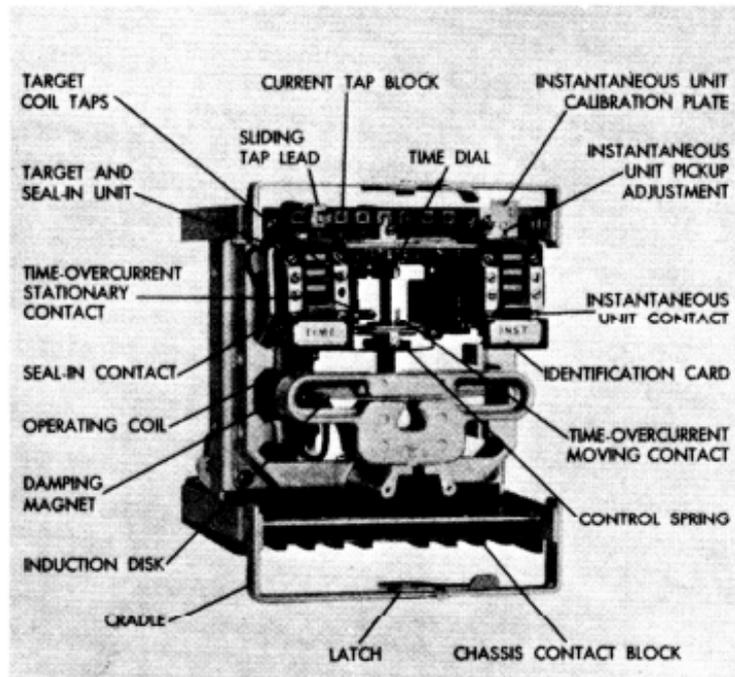


Figura 2.21. Componentes principales de un relé de sobrecorriente de disco de inducción o electromecánico

Fuente: IEEE Std. 242-2001

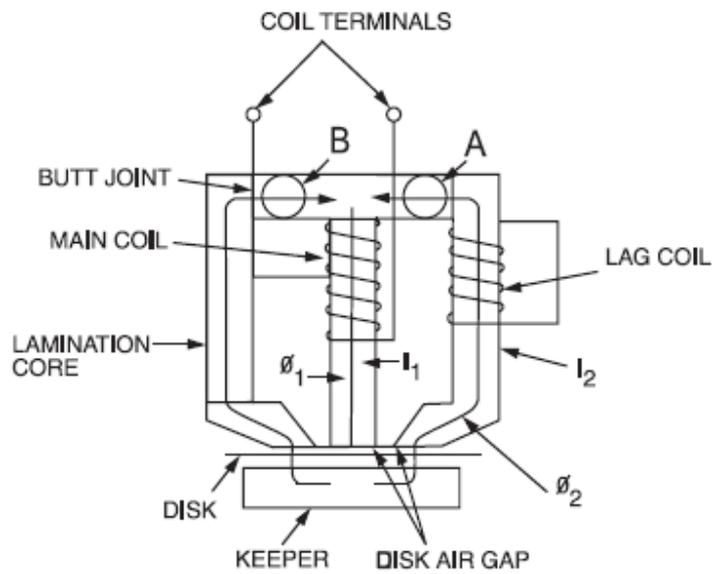


Figura 2.22. Partes Elementarías de un Relé de Inducción

Fuente: IEEE Std. 242-2001

El torque de operación en el disco es producido por un electroimán que tiene una bobina principal y una de retraso, los cuales producen el flujo magnético necesario para que el disco entre en movimiento. Un imán de amortiguamiento provee la moderación en la rapidez con la que el disco se mueve una vez que este inicia su marcha, esto será lo que defina la característica de acción del relé. Existen dos ajustes en los relés de sobrecorriente: El Tap de corriente Pickup y el retardo de tiempo.

La corriente pickup es determinada por una serie de taps los cuales están ajustados a una gran variedad de corrientes (Ver tabla 2.7). El ajuste de retardo de tiempo determina la posición inicial del contacto móvil sobre el disco giratorio cuando la corriente registrada es menor al ajuste del pickup, este ajuste controla el tiempo en el que se cierra el contacto del relé. Un relé construido bajo estos principios tiene una característica de tiempo inverso lo que quiere decir, que el relé opera a lentamente en valores bajos de corriente que se encuentren bajo el ajuste del tap de corriente, medida que la corriente incrementa el tiempo de operación se reduce. Dependiendo de la aplicación en la que se esté utilizando el relé, existen diversos comportamientos Tiempo – Corriente de manera que un mismo dispositivo pueda ser usado para distintos casos. En la figura 2.23. se observan las típicas curvas características de Tiempo – Corriente.

Tabla 2.7. Valores de Tap típicos y su rango de ajuste para Relés de Sobrecorriente con Retardo

Tap range	Tap settings
0.5-2.5 (or 0.5-2)	0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5
0.5-4	0.5, 0.6, 0.7, 0.8, 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 4.0
1.5-6 (or 2-6)	1.5, 2, 2.5, 3, 3.5, 4, 5, 6
4-16 (or 4-12)	4, 5, 6, 7, 8, 10, 12, 16
1-12	1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 12

Fuente: IEEE Std. 242-2001

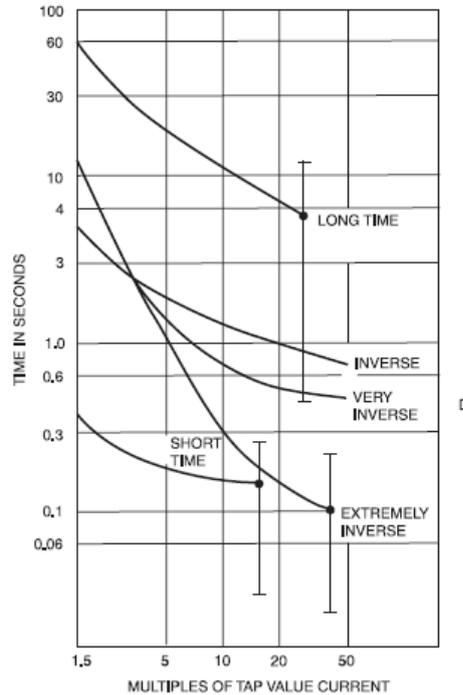


Figura. 2.23. Comparación de las Curvas Tiempo- Corriente Típicas.

Fuente: IEEE Std. 242-2001

Relés de Sobrecorriente con Retardo de Tiempo Estáticos o Digitales

Las curvas características Tiempo - Corriente para los relés estáticos se obtienen mediante el uso de circuitos análogos o digitales. Las curvas características y los ajustes de Tap son similares a los disponibles en los relés electromecánicos, con la diferencia que al ser circuitos eléctricos estos pueden ajustarse a cualquier curva de funcionamiento o nivel de corriente pickup que se desee lo que le da mayor versatilidad en los usos de estos dispositivos.

2.6.5.7.2. RELÉS DE SOBRECORRIENTE INSTANEOS

Los relés de sobrecorriente instantáneos son diseñados para operar sin ningún retardo de tiempo como su nombre lo indica instantáneamente, el tiempo típico de operación está entre 0.5 y 2 ciclos. Al igual que en el caso anterior se encuentran dos tipos de relés, electromecánicos e instantáneos.

Relés Electromecánicos de Sobrecorriente Instantáneos

Los relés de sobrecorriente instantáneos usan el principio de atracción electromagnética y principalmente se encuentran en dos configuraciones: Solenoides o embolo y de Armadura con bisagras (Ver figura 2.24 y 2.25). Los elementos básicos de los relés de solenoides son el solenoide mismo y el embolo, de hierro, el cual será el que entre en movimiento al presentarse el valor de corriente para el cual fue ajustado. La corriente pickup es determinada por la posición del embolo dentro del solenoide, estos relés son monofásicos que se pueden montar juntos en un mismo armazón de manera de contener un dispositivo trifásico según se desee.

En el caso de los relés de armadura con bisagras, la armadura se mantiene abierta por un resorte, esta será atraída hacia una espiga por un electroimán lo cual cerrará los contactos del relé. La corriente de atracción del electroimán será proporcional a la corriente que atraviesa la bobina, la corriente necesaria para superar la tensión requerida puede ser ajustada para obtener diferentes tipos de comportamiento lo cual permite al relé tener funcionamiento en ocasiones como instantáneo y relé con retardo a la vez.

Relés de Sobrecorriente Instantáneos Estáticos o Digitales

En los relés estáticos, la protección de sobrecorriente instantánea normalmente se encuentran combinadas con la protección con retardo de tiempo con las tres fases dentro del mismo dispositivo. Esta configuración permite un ahorro de espacio y representa una mayor eficiencia operativa ya que para la gran mayoría de las aplicaciones ambos tipos de protección son empleadas.

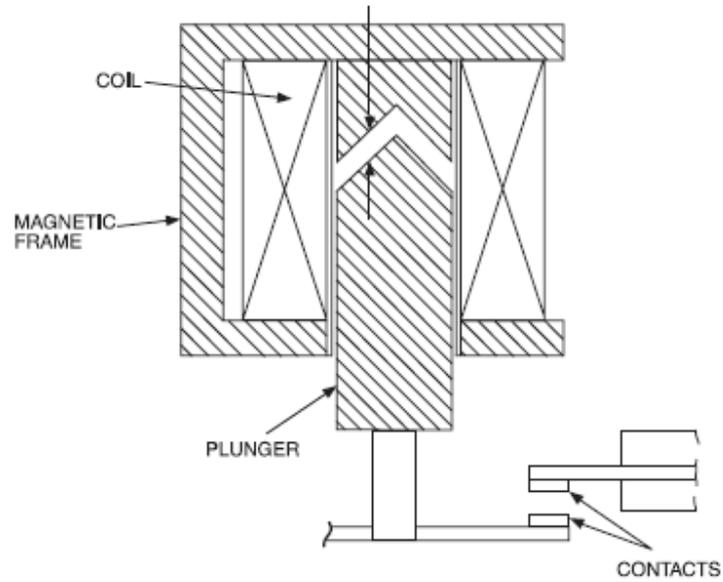


Figura 2.24. Relé Instantáneo de Solenoide

Fuente: IEEE Std. 242 – 2001

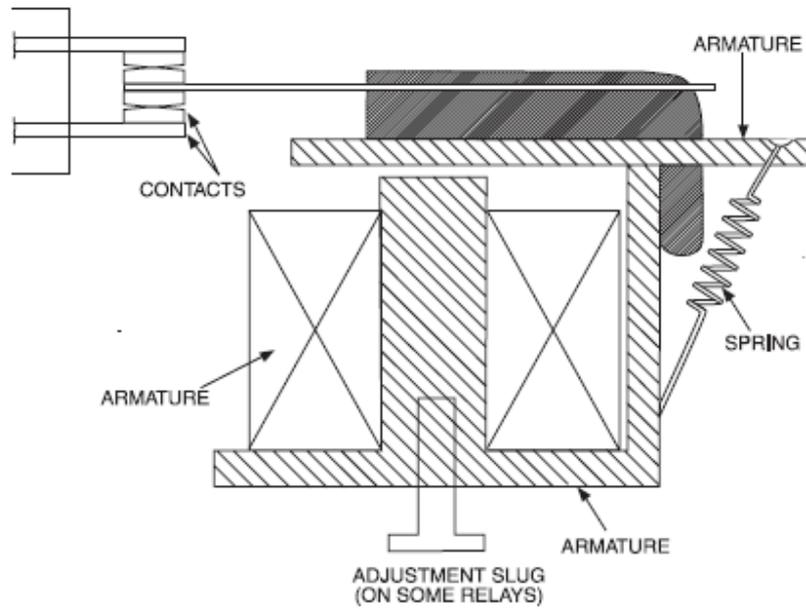


Figura: 2.25. Relé Instantáneo de Armadura con Bisagras

Fuente: IEEE Std. 242 - 2001

2.6.5.8. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE MOTORES

En la determinación de las protecciones de sobrecorriente de los motores bien sean síncronos o no, existen diversas variables las cuales deben ser tomadas en cuenta para una correcta estimación y selección como son: importancia del motor, especificaciones nominales del motor, tipo de controlador del motor, etc. Por estas razones es recomendable la evaluación de las protecciones para cada motor según sus requerimientos específicos. Una vez calculadas las especificaciones de las protecciones necesarias, debe realizarse un estudio de lo que está disponible en el mercado de manera de escoger la que más se adecue a cada caso.

Aspectos a Considerar en la Determinación de las Protecciones

- **Características del motor:** Se debe tomar en cuenta la clase del motor, velocidad, voltaje, potencia nominal (HP), factor de servicio, factor de potencia nominal.
- **Condiciones en el arranque del motor:** Se debe tener especial consideración al nivel de corriente presente durante el arranque y su duración, estará determinada por el tipo de carga que maneje el motor.
- **Configuración del sistema de potencia:** Tipo de puesta a tierra, exposición a descargas eléctricas, niveles de cortocircuito.

PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEAS

El propósito de estas protecciones es la de detectar cortocircuitos entre fases y actuar sin ningún tipo de retardo, el despeje con rapidez de estas fallas se traduce en:

- Limitación del daño causado.
- Limitación de la duración de la caída de voltaje que conlleva la falla.
- Limitar la posibilidad de la difusión de la falla.

Relés de Sobrecorriente Instantánea de Fase

Estos relés son usados normalmente con transformadores de corriente de fase. Los relés son requeridos solo en dos fases si se instalara en conjunto con un relé de sobrecorriente a tierra, de lo contrario se debe instalar un relé por fase. Los relés son usados con los siguientes equipamientos:

- Interruptores de niveles de voltaje medio.
- Contactares de nivel de voltaje medio los cuales no tienen fusibles de alta potencia.
- Interruptores de niveles de voltaje bajo para los casos en los que la importancia del motor o su potencia nominal justifica el costo de esta protección en lugar de las protecciones de acción directa.

Ajustes de Protecciones instantáneas de Fase.

En los circuitos de protección conformados por relés de sobrecorriente instantáneos los ajustes deben ser tales que no actúen para niveles de corriente presentes en las circunstancias a continuación:

- Inrush currents al momento de arranque del motor.
- Frente a rápidos reconexiones luego de una caída del sistema.

Para la mayoría de los motores de jaula de ardilla el ajuste de pickup es normalmente tomado en valores alrededor de 10 u 11 veces la corriente de nominal del motor. Para los motores de mayor tamaños (por encima de 200 HP) y motores síncronos es recomendado que el máximo valor de inrush current asimétrica sea determinada por el fabricante del motor y el ajuste de la protección instantánea sea tomado en 75% por encima de dicho valor.

En el caso de los motores de rotor devanado se debe tener en cuenta que la inrush current debido al arranque es baja dado que este proceso se realiza mediante la adición de resistencias al circuito del rotor, lo que disminuye el valor de la corriente durante el arranque. La contribución de estos motores a una falla externa superará la corriente de arranque en el caso que se encuentren los

anillos del rotor en cortocircuito durante su operación. Para evitar sobre ajustar las protecciones se debe tomar como referencia el valor máximo de contribución a fallas externas.

Protecciones Instantáneas de Falla a Tierra

La función de estas protecciones es muy claramente interpretada dado su nombre, detectaran corrientes de falla a tierra y actuaran sin ninguna condición de retardo de tiempo.

Es recomendable que un transformador de corrientes de secuencia cero sea instalado para alimentar el relé utilizado en esta aplicación. (Ver Figura 2.26)

Las protecciones instantáneas de sobrecorriente a tierra normalmente son ajustadas a valores de corriente de falla a tierra en el primario de los transformadores entre 5 y 20 amperios.

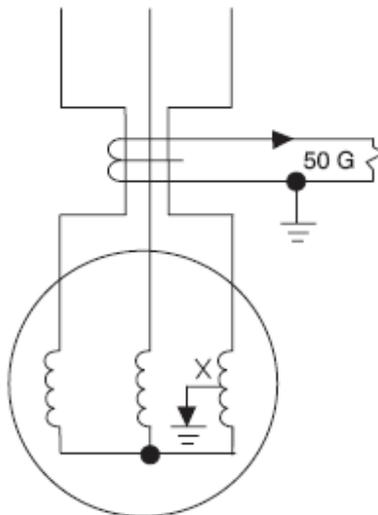


Figura 2.26. Protección de Sobrecorriente a Tierra usando Transformador de Corriente Secuencia Cero

Fuente: IEEE Std. 242 – 2001

PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO

Las funciones de estas protecciones son detectar:

- Fallas en la aceleración a la velocidad nominal en el intervalo de aceleración establecido.
- Motor es situación de estancamiento.
- Corrientes de cortocircuito de baja magnitud.

Los ajustes normalmente usados son los siguientes:

- Para proveer al mismo tiempo protección contra sobrecarga, se escogen ajustes entre 5 y 25% por encima del factor de servicio del motor.
- Cuando no se intenta proveer la protección de sobrecarga, el pickup es ajustado entre 200 y 350% de la corriente nominal del motor.
- En algunos casos es deseable ajustar el pickup ligeramente por encima del valor de corriente de la corriente simétrica de arranque. Para este caso el relé no vera la corriente de arranque, solo proveerá protección para corrientes de falla.

En cuanto al ajuste del retardo de tiempo para la actuación de las protecciones, se debe escoger la que más se adecue para cada caso estudiando las curvas disponibles, presentadas con anterioridad, de manera que se seleccione el tiempo y la curva tiempo-corriente que mejor convenga.

Protecciones de Sobrecorriente a Tierra con Retardo

El propósito fundamental es la detectar la condición de falla a tierra y una vez hecho esto, realizar el cierre de sus contactos siguiente una curva Tiempo – Corriente selecciona. Estas protecciones son usualmente de un tiempo muy corto de actuación, usando curvas extremadamente inversas, los ajustes típicos se encuentran en un tap de 0.5 y 1.0 tiempo de retardo.

2.6.5.9. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE TRANSFORMADORES

Las fallas en los transformadores pueden ser causadas por una diversidad de condiciones internas y externas las que provocaran la incapacidad para funcionar de la unidad bien sea por razones mecánicas o eléctricas.

Principalmente las protecciones instaladas en los transformadores cumple la finalidad de:

- Proteger el sistema eléctrico de los efectos de las fallas en los transformadores.
- Proteger los transformadores de las perturbaciones presentes en el sistema eléctrico al cual se encuentran conectados.

Las consideraciones primordiales al momento de realizar el cálculo de los ajustes de las protecciones son, el voltaje de operación, corriente nominal y la corriente Inrush.

Energizar un transformador en sistema de distribución o subtransmisión conlleva a una sobrecorriente de corto tiempo de duración debido al fenómeno de magnetización, esta corriente tiene un valor en el rango de 8 a 12 veces la corriente de carga nominal y una duración de 0.01s. La presencia de este fenómeno es razón de especial cuidado al momento de la selección de fusibles y realizar los ajustes de relés, estos deberán permitir la presencia de esta corriente en el sistema.

La protección de sobrecorriente para transformadores puede ser provista por, relé junto a interruptores y transformadores de corriente o por fusibles e interruptores. El esquema típico de configuración de las protecciones cuando está basada en relés se presenta en la figura 2.27.

Los relés de sobrecorriente son seleccionados para proveer un rango de ajustes por encima de las sobrecargas permitidas y las corrientes de falla que puedan presentarse en el transformador. Las

características deben seleccionarse de manera que éstas coordinen con los dispositivos aguas arriba y abajo del transformador a proteger.

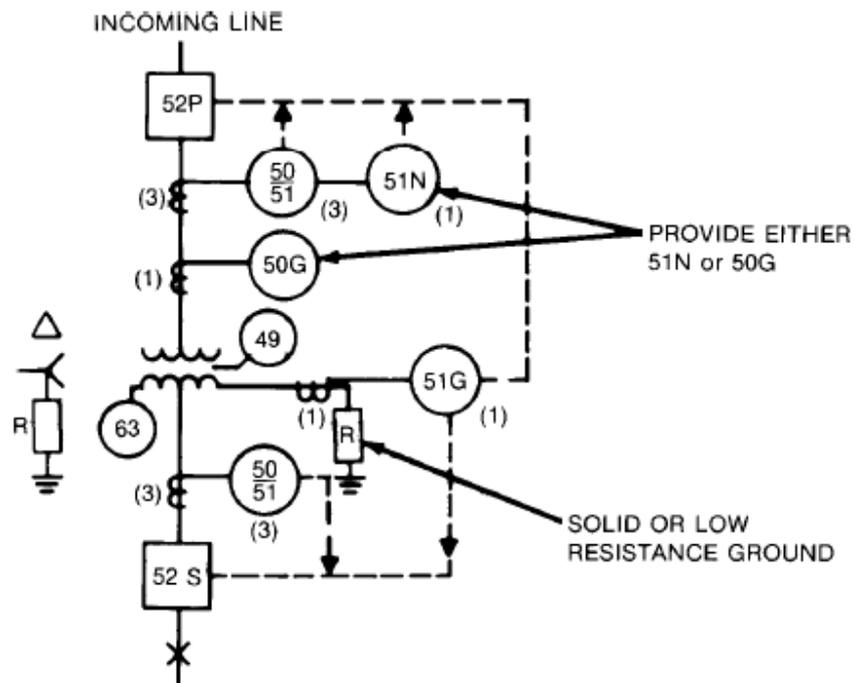


Figura 2.27. Esquema de Protecciones para Transformadores

Fuente: IEEE Std. 242 – 2001

La mejor protección para los transformadores es la provista por los interruptores y fusibles, tanto en lado de bajo como alta tensión, en la práctica se encuentran comúnmente en el secundario para proteger de que exceda del máximo de sobrecarga, la cual se da presenta cuando se evidencia 125% de la corriente nominal del equipo.

Implementando los interruptores con fusibles integrados en el primario de cada transformador, se suministra una buena protección contra cortocircuitos a demás de establecer una buena selectividad en el sistema. Utilizando interruptores con fusibles integrados y fusibles de tiempo retardado en el secundario de cada transformador permite un ajuste muy preciso de las protecciones y permite establecer una muy buena protección contra sobrecarga y cortocircuito.

Las fallas a tierra que se puedan presentar en el secundario de los transformadores o entre el secundario y la protección principal del secundario, no puede ser despejada por la protección principal del secundario. Estas fallas cuando son limitadas por las impedancias añadidas al neutro, pueden no ser detectadas por ninguna de las protecciones principales del primario o secundario del transformador. Este tipo de fallas solo pueden ser despejadas por los interruptores del primario del transformador disparado por un relé conectado en el circuito de conexión a tierra que esta combinado con un transformador de corriente de neutro.

2.6.5.10. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE BARRAS PRINCIPALES.

Las barras principales de las subestaciones son las partes del sistema de potencia usadas para dirigir el flujo de potencia hacia los alimentadores principales y para aislar aparatos o circuitos enteros del sistema. Están incluidas las barras de distribución, interruptores, fusibles, transformadores de corriente y la estructura donde son instalados.

La acción de despejar fallas en las barras principales de las subestaciones, conlleva a la desconexión de toda la apertura de todos los interruptores adjuntos a esta en respuesta a la acción de los relés, o por el disparo de fusibles. Esta desconexión implica el corte en el suministro eléctrico a todas las cargas relacionadas a la barra lo cual puede conllevar a efectos colaterales en el resto del sistema de potencia. Debido a la resultante inactividad del sistema relacionado los equipamientos de las barras deben ser diseñados los más confiables posibles.

Cuando los sistemas de potencia industriales se encuentran aterrados a través de impedancias limitadoras de corriente de falla a tierra, estas son considerablemente menores por lo que requiere de relés más sensibles. Además, los transformadores en con conexión Estrella – Delta aíslan el dispositivo en el primario de las corrientes de falla a tierra, en estos casos se deben instalar relés de protección de falla a tierra.

2.6.5.11. COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE

Los objetivos de la coordinación de sobrecorriente son, determinadas características, especificaciones y ajustes, de los dispositivos de protección de sobrecorriente con el fin de minimizar los daños y despejar las corrientes de cortocircuitos lo mas pronto posible. Los esquemas de protección esta generalmente configurados de manera que en presencia de una condición de sobrecarga o falla, se aíse del sistema de potencia la menos cantidad de elementos posibles. La realización de un estudio de coordinación de protecciones sobre corrientes se basa en la comparación de selección y comparación de los tiempos de los dispositivos, de manera de lograr los objetivos de protección de sistema bajo condiciones anormales, en dicho estudio se debe incluir todos los dispositivos desde las fuentes de generación hasta las cargas del sistema de potencias.

Un estudio de coordinación provee además una serie de datos utiles para la selección de:

- Valores nominales de los transformadores (voltaje y corriente).
- Características y ajustes de los relés de protección.
- Características de los fusibles.
- Características y ajustes de los interruptores.

En la instalación de un nuevo sistema de potencia usualmente los niveles de operación cambian antes de la implantación del sistema, pero luego de haber sido ordenados los nuevos dispositivos de protección, estos cambios deben ser anticipados al momento de seleccionar los dispositivos de manera que sus características sean suficientemente sensibles para proteger frente a los nuevos niveles de carga. Para evitar un mal funcionamiento de sistema de protecciones de sobrecorriente se deben determinar los ajustes una vez determinada los niveles de carga y de corriente de cortocircuito del sistema.

Las protecciones de sobrecorriente en los sistemas de potencia se aplican tanto como protecciones primarias y de respaldo. Las protecciones primarias son la primera línea de defensa contra los daños resultantes de flujo de corriente de cortocircuito o resultantes de una operación

anormal. Las protecciones de respaldo son las que actúan en los casos en que las primarias, fallan en el despeje de las contingencias que se puedan presentar en el sistema, los ajustes de estas protecciones deben ser tales que ellas actúen con un intervalo de tiempo con respecto al tiempo de actuación de las protecciones principales, como consecuencia de esto estas protecciones deberán ser diseñadas para soportar las corrientes que se presentan por un tiempo prolongado sin sufrir ningún daño.

En sistema de potencia ya existente, normalmente los niveles de carga y de corriente en de cortocircuitos, estos cambios exigen cambios en los ajustes de las protecciones dado que al aumentar los niveles de cortocircuito la actuación selectiva del sistema de protecciones se verían comprometida.

2.6.5.11.1. CONSIDERACIONES GENERALES

Corrientes de Cortocircuito

Al momento de realizar un estudio de coordinaciones, la siguiente información acerca de las corrientes de cortocircuito en cada barra es necesaria:

- Máxima y mínima corriente instantánea de medio ciclo tanto como para fallas monofásicas y trifásicas.
- Máxima y mínima corriente de interrupción (1.5-8 ciclos) para fallas trifásicas.
- Máxima y mínima corriente de 30 ciclos para fallas trifásicas.
- Máxima y mínima corriente de falla a tierra.

Las corrientes instantáneas son usadas para determinar los niveles de corriente a los cuales los dispositivos instantáneos deben operar.

El máximo nivel de corriente de interrupción es el valor al que comúnmente usado para determinar el intervalo de tiempo entre la actuación de diferentes dispositivos. El valor mínimo

de corriente de interrupción es necesario para determinar la sensibilidad requerida por los dispositivos.

Trasformadores en Conexión Delta- Estrella.

Cuando una falla ocurre en el secundario de un transformador con conexión Delta-Estrella aterrado, la magnitud de la corriente de falla en por unidad dependerá del tipo de falla. Este hecho afectara directamente la coordinación de las protecciones del primario del transformador con las que se encuentran instaladas en el secundario. Ver figura 2.28.

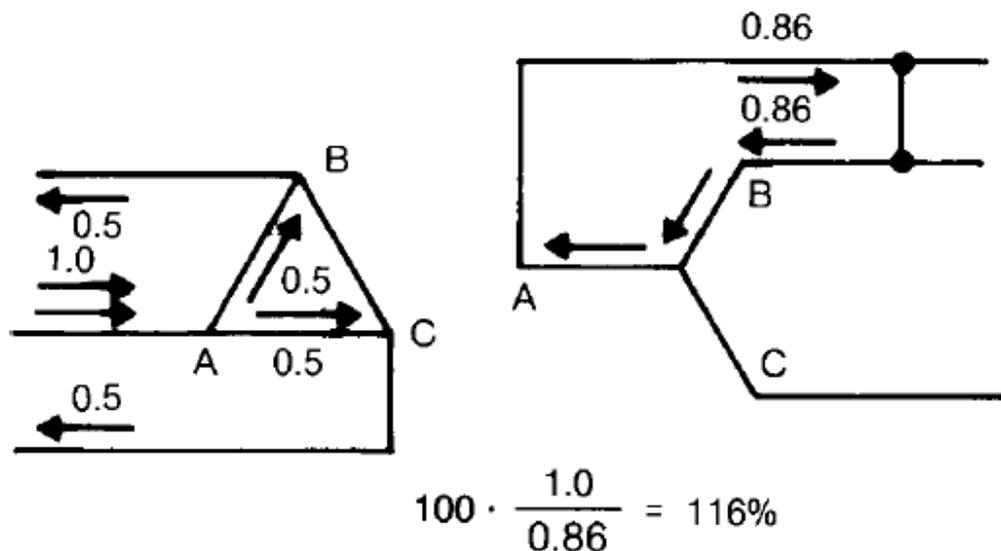


Figura 2.28. Corrientes de Falla a Tierra en Transformadores con Conexión Delta –Estrella Aterrados.

Fuente: IEEE Std. 242 -2001

Para fallas entre fases en el secundario, las corrientes en por unidad de línea en el primario son 16% mayores que las presentes en el secundario. Además, las corrientes en los devanados primarios para una falla trifásica en el secundario son aproximadamente 16% mayores que las presentes en las fallas de fase a fase.

En las fallas de fase a tierra en los transformadores aterrados solidamente en el secundario, la corriente en por unidad en dos fases en el primario es solamente 58% de la corriente presente en el secundario. Para fallas trifásicas en el secundario la corriente que recorre los devanados del primario es igual a la corriente presente para las fallas de fase a tierra

Corrientes de Flujo de Carga.

Adicionalmente a los estudios de cortocircuito y caída de voltaje, se deben realizar estudios de flujo de carga con la finalidad de determinar las corrientes de funcionamiento normal y de emergencia, presentes en todos los puntos de circuito los datos resultantes de este estudio se usan para establecer las características de operación continua de los conductores y equipamientos de protección.

Pickup.

El termino pickup toma diferentes significados dependiendo del elemento al que se esta haciendo referencia. Para la mayoría de los dispositivos, pickup define la mínima corriente para iniciar su operación. Esta definición es mayormente usada cuando se describen las características de un relé. Pickup también describe el comportamiento de un interruptor de bajo voltaje el cual tiene integrado un dispositivo de disparo electrónico.

El pickup en los relés de protecciones sobrecorriente es generalmente considerado con el mínimo valor de corriente que ocasiona que el relé cierre sus contactos. La selección del tap del relé es sinónima de colocarle el ajuste de pickup.

Relé Electromecánico versus Relé Estáticos.

El valor de pickup para los relés electromecánicos con tiempo de retardos es el mínimo valor de corriente que causa la puesta en marcha del disco de inducción, este valor no es necesariamente el ajuste del tap del relé los ajustes mínimos generalmente encontrados en este tipo de relé se encuentran entre 1.5 y 2 veces el pickup. Cuando se hace referencia al pickup de los relés

estáticos se puede hablar que se indica el ajuste del tap, los ajustes mínimos generalmente encontrados en este tipo de relé se encuentran entre 1 y 2 veces el pickup.

Transformadores de Corriente

La consideración principal que se resalta entorno a los transformadores de corriente es la posibilidad de que estos funcionen en condición de saturación, cuando un transformador de corriente (CT) opera cerca del codo que se forma en su curva de excitación, pequeños incrementos en la corriente puede causar densidades de flujo que generaran la saturación del CT. Cuando la saturación ocurre, la señal de corriente presente en el secundario se deforma por lo tanto, la señal que se le suministra a los relés no es proporcional a la corriente de entrada en el CT lo que generan un mal funcionamiento en los relés.

2.6.5.11.2. CRITERIOS DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.

La manera de visualizar la realización de una coordinación de protecciones es, dibujar en papel logarítmico cada una de las curvas de tiempo – corriente de actuación de cada uno de los dispositivos, un determinado intervalo de tiempo entre curvas debe ser mantenido entre las curvas características de cada elemento de protección con la finalidad de garantizar la actuación selectiva del sistema de protecciones.

Al realizar la coordinación entre dos relés de sobrecorriente, considerar la localización de un con respecto al otro es necesario. El intervalo de tiempo entre las curvas características generalmente utilizado cuando se están tratando con relés de disco de inducción es de 0.3 – 0.4s, este tiempo debe ser medido bien sea en el menor valor de pickup que puede ser ajustado para la protección aguas abajo o en el punto donde se marque la mayor corriente de falla para los dos relés. Ver figura 2.29.

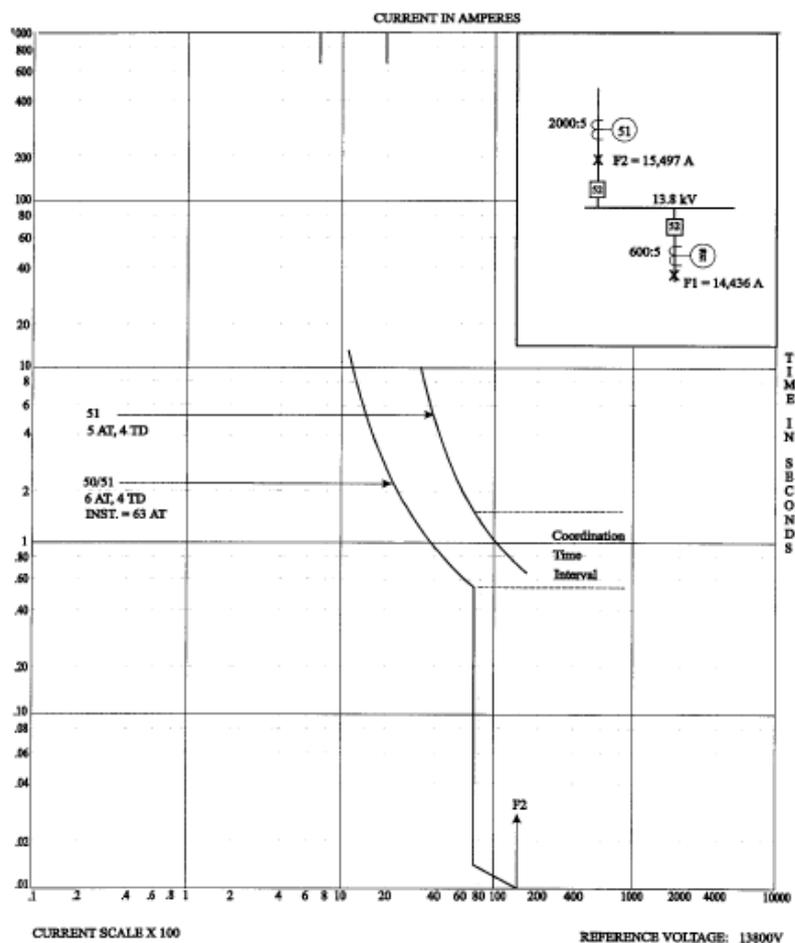


Figura 2.29. Ejemplo de Intervalo de Tiempo entre dos Relés

Fuente: IEEE Std 242 – 2001

Todos los ajustes de los elementos deben ser calibrados en su localización, esto permite reducir el intervalo de tiempo alrededor de 0.05s, los tiempos entre curvas se muestran en las tablas 2.8 y 2.9.

Tabla 2.8 Intervalos de tiempo sin calibración en campo

Components	CTI without field testing	
	Electromechanical	Static
Circuit breaker opening time (5 cycles)	0.08 s	0.08 s
Relay overtravel	0.10 s	0.00 s
Relay tolerance and setting errors	0.17 s	0.17 s
Total CTI	0.35 s	0.25 s

Fuente: IEEE Std. 242 – 2001

Tabla 2.9 Intervalos de tiempo con calibración en campo

Components	CTI with field testing	
	Electromechanical	Static
Circuit breaker opening time (5 cycles)	0.08 s	0.08 s
Relay overtravel	0.10 s	0.00 s
Relay tolerance and setting errors	0.12 s	0.12 s
Total CTI	0.30 s	0.20 s

Fuente: IEEE Std. 242 – 2001

Al usar relés estáticos, el tiempo de viaje del disco de inducción deja de ser factor a considerar, por lo tanto el intervalo de tiempo necesario es reducido a 0.2 – 0.3s. Mediante el empleo de dispositivos que tengan un mecanismo el cual haga el que el tiempo de viaje de los discos de inducción sea menor, el intervalo de tiempo puede ser reducido a valores entre 0.2 – 0.35s.

Cuando se realiza la coordinación entre un relé y un fusible agua abajo, el tiempo de operación del interruptor no es una variante. El tiempo total de despeje del fusible en la coordinación será usado como el punto de partida para el intervalo de tiempo. Cuando el relé aguas arriba es de inducción el intervalo puede ser ajustado en 0.22s, en cambio si se usa un relé estático el tiempo es menor, se ajusta en 0.12s. Cuando se presenta el caso contrario, es decir, el elemento aguas arriba es el fusible, el tiempo de acción de interruptor es un factor que debe ser tomado en cuenta, por lo tanto, se deberá incluir este tiempo junto con el intervalo de tiempo para la coordinación con el relé.

En la tabla 2.10 se encuentran indicados los mínimos intervalos de tiempo entre curvas de funcionamiento normalmente usados en sistemas industriales.

Tabla 2.10. Mínimos intervalos de tiempo para sistemas industriales.

Downstream	Upstream			
	Fuse	Low-voltage breaker	Electro-mechanical relay	Static relay
Fuse	CS ^{b,c}	CS	0.22 s	0.12 s
Low-voltage circuit breaker	CS ^c	CS	0.22 s	0.12 s
Electromechanical relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s
Static relay (5 cycles)	0.20 s	0.20 s	0.30 s	0.20 s

^aRelay settings assumed to be field-tested and -calibrated.

^bCS = Clear space between curves with upstream minimum-melting curve adjusted for pre-load.

^cSome manufacturers may also recommend a safety factor. Consult manufacturers' time-current curves.

Fuente: IEEE Std. 242 – 2001

2.6.5.11.3. PLANEACIÓN Y DATOS REQUERIDOS PARA UN ESTUDIO DE COORDINACIÓN

Para la realización de un estudio de coordinación de protecciones se deben seguir siete pasos:

- A. Desarrollar el diagrama unifilar del sistema sujeto al estudio. La mayoría de la información en el diagrama es usada para realizar los cálculos de estudios de cortocircuito, flujo de carga y las características y ajustes de los dispositivos de protección. La siguiente información debe ser mostrada en el diagrama.
 - a. Datos de interruptores y barras: voltaje y corriente nominal, corriente de interrupción y tiempos de actuación.
 - b. Datos de transformadores: voltajes nominales, potencia nominal, impedancia, conexión de los devanados, posición del tap, sistema de aterramiento.
 - c. Datos de generadores: reactancias subtransitoria, transitoria y síncrona, potencia nominal, voltaje nomina, conexión, sistema de puesta a tierra y factor de potencia.
 - d. Datos de cables: longitud, calibre, tipo de conductor y temperatura que puede soportar.

- e. Datos de barra infinita o barra swing: voltaje, potencia de cortocircuito, impedancia en por unidad y relación R/X para falla trifásica y de fase a tierra.
 - f. Información de los dispositivos de protección: mostrar todos los relés, fusibles, interruptores y transformadores de corriente.
 - g. Datos de la carga: potencia de los motores junto con todos sus datos nominales, potencia y voltaje de las cargas estáticas.
- B. Determinar las configuraciones y comportamientos del sistema en condiciones normales, temporales y de emergencia.
- C. Determinar el flujo de carga del sistema.
- D. Determinar las corrientes de cortocircuito para los siguientes casos.
- a. Máxima y mínima corriente instantánea de medio ciclo tanto como para fallas monofásicas y trifásicas.
 - b. Máxima y mínima corriente de interrupción (1.5-8 ciclos) para fallas trifásicas.
 - c. Máxima y mínima corriente de 30 ciclos para fallas trifásicas.
- E. Determinar las características de los dispositivos de protección y recolectar las curvas características de funcionamiento en papel logarítmico suministradas por los fabricantes.
- F. Recolectar las curvas de daño térmico para los siguientes elementos del sistema:
- a. Cables.
 - b. Transformadores.
 - c. Motores.

2.6.5.11.4. PROCEDIMIENTO A SEGUIR EN UNA COORDINACIÓN.

La realización de una coordinación de protecciones es un proceso de ensayo y error en el cual las curvas características de cada uno de los dispositivos son dibujadas en un papel logarítmico de manera que se pueda realizar una coordinación selectiva. El siguiente procedimiento presenta una serie de pasos necesarios, con el cual se facilitara y garantizara una correcta construcción de las graficas de coordinación de corriente y para el posterior ajuste y montaje de los dispositivos en el sistema:

- A. Seleccionar el circuito a ser coordinado. Se debe iniciar en las cargas del circuito y fluir aguas arriba hasta las fuentes de generación, deben determinar las mayores corrientes presentes que por lo general son las corrientes de inrush en el momento de arranque de los motores.
- B. Seleccionar la correcta escala para la corriente, esto permite que al realizar las graficas resulten ordenadas lo que facilitara su entendimiento. Típicamente el mayor nivel de cortocircuito es el límite para la escala de corriente.
- C. Dibujar un pequeño diagrama unifilar de cada uno de los circuitos que serán coordinados en conjunto con las graficas de sus curvas en papel logarítmico, esto facilitara su entendimiento.
- D. En las graficas se deben señalar los siguientes puntos de importancia.
 - a. Máximo nivel de cortocircuito.
 - b. Corrientes de los transformadores funcionando con su carga nominal.
 - c. Curvas de daño de los elementos a proteger.
 - d. Corrientes Inrush de los elementos.
 - e. Dibujar las curvas de funcionamiento de cada uno de los dispositivos seleccionados.

2.7. GLOSARIO DE TÉRMINOS

Cambiador de Tomas (TAPS): Las tomas de un transformador son un conjunto de puntos de conexión a lo largo de un devanado, lo que permite seleccionar el número de espiras de éste. Así, se consigue un transformador con el número de espiras variable, permitiendo la regulación de voltaje en el devanado secundario. La selección de la toma en uso se hace por medio de un mecanismo cambiador de tomas.

Ciclo: es la menor distancia a partir de la cual una onda se repite. El ciclo viene dado por la longitud de onda, que es el parámetro físico que indica el tamaño de una onda, precisamente, la distancia que hay entre el principio y el final de una onda.

Cortocircuito: fallo en un aparato o línea eléctrica por el cual la corriente eléctrica pasa directamente del conductor activo o fase al neutro o tierra en sistemas monofásicos de corriente alterna, entre dos fases o igual al caso anterior para sistemas polifásicos, o entre polos opuestos en el caso de corriente continua.

Diagrama Unifilar: Los diagramas unifilares representan todas las partes que componen a un sistema de potencia de modo gráfico, completo, tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr así la forma una visualización completa del sistema de la forma más sencilla

Hexafluoruro de Azufre: compuesto inorgánico de fórmula SF₆. En condiciones normales de presión y temperatura es un gas incoloro, inodoro, no-toxico y no-inflamable. Es un gas de elevada constante dieléctrica (muy aislante), por lo que se usa habitualmente como aislante en los sistemas de distribución de electricidad, especialmente en altos voltajes.

Puesta a Tierra: conexión eléctrica a la masa general de la tierra, siendo esta última un volumen de suelo, roca etc., cuyas dimensiones son muy grandes en comparación al tamaño del sistema eléctrico que está siendo considerado.

Sobrecorriente: corrientes eléctricas levemente superiores a la nominal (hasta 1.5 veces la corriente nominal, aproximadamente) que se mantienen por tiempos relativamente largos.

Sobretensión: súbito incremento de tensión a altas frecuencias o frecuencia industrial originada por impactos en el sistema. También se entiende como una onda que se superpone a la de la tensión nominal de la red.

Subestación Eléctrica: Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Corriente Inrush: Se refiere a las sobrecorriente momentarias resultantes de la puesta en servicio de elementos del sistema eléctrico de potencia como motores y transformadores.

Software: equipamiento lógico o soporte lógico de una computadora digital, y comprende el conjunto de los componentes lógicos necesarios para hacer posible la realización de tareas específicas; en contraposición a los componentes físicos del sistema, llamados hardware.

Punto de Fusión: temperatura en la que el sólido se convierte en líquido; este valor es constante y específico en cada sustancia, el cambio de sólido a líquido no sólo se da por aplicación de calor sino que también aumentando o disminuyendo la presión según se requiera.

2.8. OPERACIONALIZACIÓN DE LA VARIABLE

NOMBRE DE LA VARIABLE: Coordinación de las protecciones de sobrecorriente

DEFINICIÓN CONCEPTUAL: Determinación de los ajustes de todos los dispositivos de protección de sobrecorriente instalados en un sistema de potencia, de manera que, se asegure que el menor número de elementos sean puestos fuera de servicio cuando los dispositivos despejan una falla, al mismo tiempo estos deben proveer protección frente a las diferentes fallas en el menor tiempo posible.

DEFINICIÓN OPERACIONAL: Determinación de los ajustes de los relés de sobrecorriente instantáneos y con retardo de tiempo, de fase y neutro y fusibles instalados en la subestación principal de la planta fertilizantes del complejo petroquímico PEQUIVEN. de manera que, se asegure que el menor número de elementos sean puestos fuera de servicio cuando los dispositivos despejan una falla, al mismo tiempo estos deben proveer protección frente a las diferentes fallas en el menor tiempo posible.

CUADRO DE VARIABLES

OBJETIVO GENERAL: Realizar la coordinación y ajustes de las protecciones de sobrecorrientes asociadas a la subestación eléctrica de la planta fertilizantes del complejo petroquímico PEQUIVEN.

OBJETIVOS	VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADORES
<p>Recolectar la información técnica de los componentes del SEP de la Planta de Fertilizantes, incluyendo los ajustes, curvas y esquemas funcionales de los dispositivos de protección de sobrecorriente, asociados a la subestación principal de fertilizantes.</p>	<p>COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE</p>	<p>Información técnica de los componentes del SEP y sistema de protecciones de sobrecorriente</p>	<p>Sistema Eléctrico de Potencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Diagrama Unifilar • Datos de placa de motores. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Tensión Nominal (KV). ✓ Corriente Nomina (A-KA). ✓ HP Nominal. ✓ Corriente de Arranque (A). ✓ Fabricante. • Datos de placa de Transformadores. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Capacidad Nominal (MVA – KVA) ✓ Tensión Nominal (KV). ✓ Clase de Enfriamiento. ✓ Relación de Transformación. ✓ Porcentaje de Impedancia. ✓ BIL (kV). ✓ Grupo de Conexión. • Características de las Barras. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Capacidad Nominal (A). ✓ Capacidad de Corriente de Cortocircuito (KA). <p>Sistema de Protecciones Eléctricas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relés de sobrecorriente <ul style="list-style-type: none"> ✓ Fabricante y modelo. ✓ Opciones de ajuste. ✓ Familia de curvas de funcionamiento. • Fusibles <ul style="list-style-type: none"> ✓ Voltaje Nominal (V). ✓ Capacidad Nominal (A). ✓ Capacidad de Interrupción (KA).

OBJETIVO GENERAL: Realizar la coordinación y ajustes de las protecciones de sobrecorrientes asociadas a la subestación eléctrica de la planta fertilizantes del complejo petroquímico PEQUIVEN.

OBJETIVOS	VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADORES
<p>Recolectar la información técnica de los componentes del SEP de la Planta de Fertilizantes, incluyendo los ajustes, curvas y esquemas funcionales de los dispositivos de protección de sobrecorriente, asociados a la subestación principal de fertilizantes.</p>	<p style="text-align: center;">COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE</p>	<p>Información técnica de los componentes del SEP y sistema de protecciones de sobrecorriente</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Transformadores de corriente <ul style="list-style-type: none"> ✓ Relación de transformación. ✓ Burden. ✓ Precisión de Medición. • Ajustes de las protecciones eléctricas. <ul style="list-style-type: none"> ✓ Pick up. ✓ Dial de Tiempo. ✓ Curva de Operación
<p>Realizar análisis de cortocircuito en la subestación principal de fertilizantes</p>		<p>Análisis de cortocircuito</p>	<p>Software de Simulación ETAP Power Station 6.0.0</p> <p>Modelado del SEP</p> <p>Fallas eléctricas:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Falla trifásica. ✓ Falla de línea a tierra. ✓ Falla de línea - línea a tierra. ✓ Falla de línea a línea. <p>Identificación de los niveles de cortocircuito:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Valor máximo (KA). ✓ Valor mínimo (KA). <p>Comparación de capacidad nominal de cortocircuito de interruptores y barras versus valor máximo de cortocircuito de falla.</p>

OBJETIVO GENERAL: Realizar la coordinación y ajustes de las protecciones de sobrecorrientes asociadas a la subestación eléctrica de la planta fertilizantes del complejo petroquímico PEQUIVEN.

OBJETIVOS	VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADORES
<p>Modelar las curvas tiempo-corriente y ajustes de los diferentes dispositivos de protección en el software ETAP 6.0.0</p>	<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE</p>	<p>Modelado de las curvas tiempo corriente y ajustes.</p>	<p>Modelado de Transformadores de corriente.</p> <p>Modelado de Curvas de operación, pick up y dial de tiempo de relés:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Relés de sobrecorriente instantáneo (50). ✓ Relés de sobrecorriente con retardo (51). ✓ Relés de fase. ✓ Relés de neutro.
<p>Realizar simulaciones de falla, identificando los dispositivos de protección cuyo comportamiento no sea selectivo.</p>		<p>Identificación de los dispositivos de protección cuyo comportamiento no sea selectivo.</p>	<p>Simulación de fallas en diferentes puntos del sistema eléctrico.</p> <p>Criterios de Coordinación de la Empresa.</p> <p>Saturación de transformadores de corriente.</p> <p>Inrush de transformadores de potencia.</p> <p>Tiempo de arranque de motores.</p> <p>Corriente de arranque de motores.</p> <p>Revisar la margen de coordinación de protecciones de sobrecorriente ((Δt)).</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Relé – Relé ✓ Relé - Fusible <p>Puntualizar casos en los que se observe falta de coordinación en la operación de las protecciones sobrecorriente.</p>

OBJETIVO GENERAL: Realizar la coordinación y ajustes de las protecciones de sobrecorrientes asociadas a la subestación eléctrica de la planta fertilizantes del complejo petroquímico PEQUIVEN.

OBJETIVOS	VARIABLE	DIMENSIÓN	INDICADORES
<p>Determinar los ajustes en los dispositivos de protección considerando los criterios de selectividad de la empresa y determinar aquellos casos donde no se logre selectividad con los equipos existentes.</p>	<p style="text-align: center;">COORDINACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE</p>	<p>Ajustes en los dispositivos de protección considerando criterios de selectividad y casos donde no se logra selectividad</p>	<p>Pick up Dial de tiempo Curvas de Coordinación definitivas.</p>
<p>Proponer las características técnicas de los nuevos dispositivos de protección con los cuales se logre una adecuada selectividad</p>		<p>Características y ajustes de nuevos dispositivos de protección</p>	<p>Datos técnicos del relé de sobrecorriente. Determinar ajustes de los nuevos relés:</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Pickup. ✓ Dial de Tiempo. ✓ Curva de Operación

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

Según Tamayo y Tamayo (2006, Pág. 44), “la investigación descriptiva propone describir de modo sistemático las características de una población, situación o área de interés.

Este tipo de estudio busca únicamente describir situaciones o acontecimientos; básicamente no está interesado en comprobar explicaciones, ni en probar determinadas hipótesis, ni en hacer predicciones. Con mucha frecuencia las descripciones se hacen por encuestas (estudios por encuestas), aunque éstas también pueden servir para probar hipótesis específicas y poner a prueba explicaciones”.

Por el postulado anterior, se puede establecer que el presente trabajo responde a una investigación del tipo descriptiva ya que se describieron y modelaron los elementos de potencia y de protección que constituyen el sistema como lo son: Transformadores, motores, alimentadores, cargas estáticas y dinámicas, interruptores, transformadores de corriente, interruptores, relés y fusibles.

De igual manera se realiza la descripción y simulación de la presencia de cortocircuitos en la red de manera de conocer la magnitud de las corrientes que circulan bajo diferentes situaciones; con la finalidad de determinar los ajustes que deberán tener los dispositivos de

protección, al igual que las capacidades de cortocircuito que deben interrumpir los elementos del sistema.

Por último se describen los estudios de funcionamiento del esquema de protección contra sobrecorriente en los que se verifica su correcto accionamiento del sistema frente la presencia de fallas en distintos lugares del SEP en el que se está realizando el estudio, con esto se verifica que los ajustes de las protecciones son los correctos, de lo contrario y si con los equipos instalados no se logra un funcionamiento selectivo, se especifican características técnicas de los nuevos equipos al igual que los ajustes que en ellos se deben colocar.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Sabino (1994, Pág. 44) en su definición de estudio documental, señala que un estudio documental se presenta “cuando los datos a emplear ya han sido recolectados en otras investigaciones y son conocidos mediante los informes correspondientes, nos referimos a datos secundarios, porque han sido obtenidos por otros y nos llegan elaborados y procesados de acuerdo con los fines de quienes inicialmente los obtuvieron y manipularon. Como estas informaciones proceden siempre de documentos escritos, pues esa es la forma uniforme en que se emiten los informes científicos”.

Por otra parte, Arias (1997, Pág. 48), define como investigación de campo aquellas donde la recolección de datos es efectuada directamente de la realidad donde ocurren los hechos sin manipular o controlar variable alguna.

Partiendo de las definiciones expuestas por los autores antes mencionados, se establece que la investigación realizada se define del tipo Documental y de Campo. Es del tipo Documental ya que la obtención de datos se realizó mediante la consulta de fuentes bibliográficas impresas y digitales, tales como: libros, informes, investigaciones anteriormente realizadas dentro de la empresa y las normas manejadas en la misma así

como las normativas internacionales. Se califica como una investigación de Campo dado que se acudió a las instalaciones eléctricas de la S/E Principal de Fertilizantes, para observar y recoger información en sitio de los ajustes de los dispositivos de protección y para verificar la validez de la información suministrada por la empresa.

Hernández, Fernández y Baptista, (Págs 205 y 206, 2006), definen las investigaciones No experimentales como aquellas donde las variables independientes ocurren y no es posible manipularlas, no se tiene control directo sobre dichas variables ni se puede influir sobre ellas, porque ya sucedieron, al igual que sus efectos.

Partiendo de la definición antes mencionada, se puede catalogar esta investigación como No Experimental, dado que no se realiza ninguna alteración sobre la información recolectada en el desarrollo del estudio con la finalidad de determinar consecuencias ante las simulaciones de cortocircuito efectuadas.

En última instancia esta investigación es Transversal debido a que se recolectaron los datos en un solo momento. Su propósito fue describir variables y analizar su incidencia e interrelación en un momento determinado.

El periodo que comprendió la recolección de datos para esta investigación fue de dos (02) meses, febrero y marzo. Esta tarea fue llevada a cabo en la Subestación Principal de la Planta de Fertilizantes del Complejo Petroquímico Ana María Campos.

3.3. POBLACIÓN.

Para Chávez (1999, Pág. 162) la población de un estudio es el universo de la investigación, sobre el cual se pretende generalizar los resultados. Está constituida por características o estratos que le permiten distinguir los sujetos, unos de otros. Asimismo Risquez y otros (1999, Pág. 48) se refieren a la población como un conjunto total finito o infinito de

elementos o unidades de observación que se consideran en un estudio (Nación, estados, grupos, comunidades, objetos, instituciones, asociaciones, actividades, acontecimientos, personas).

En la presente investigación la población está representada por los dispositivos de protección contra sobrecorrientes de los elementos de potencia de la Subestación Principal de la Planta de Fertilizantes del Complejo Petroquímico Ana Maria Campos. Se estudiara el comportamiento del sistema de protecciones contra sobrecorrientes producidas por las distintas fallas posibles, de manera de lograr establecer un funcionamiento selectivo del esquema de protecciones.

3.4. MUESTRA

Al respecto de la muestra Tamayo y Tamayo (2006. Pág. 76), postulan que: “a partir de la población cuantificada para una investigación se determina, cuando no es posible medir cada una de las entidades de población, esta muestra se considera, es representativa de la población”.

Una muestra puede ser clasificada en diversos tipos: aleatorias o probabilísticas, no aleatorias o empíricas, muestreo mixto o muestreo tipo. Particularmente, en una muestra no aleatoria o empírica de tipo intencionada “el investigador selecciona los elementos que a su juicio son representativos, lo cual exige al investigador un conocimiento previo de la población que se investiga para poder determinar cuáles son las categorías o elementos que se pueden considerar como tipo representativo del fenómeno que se estudia.” (Tamayo y Tamayo, 2006, Pág. 118).

En la investigación realizada la muestra consistió en los relés de protección contra sobrecorriente instantáneos y temporizados (50, 51, 50N, 51N, 51G) y fusibles que integran

el sistema de protección de la red bajo estudio. Estos dispositivos fueron estudiados para determinar si funcionaban selectivamente frente a la presencia de cortocircuitos en el sistema y en los casos de no ser así presentar las soluciones para establecer un correcto funcionamiento. Para analizar el comportamiento del sistema de protecciones de sobrecorriente se llevaron a cabo simulaciones en el software ETAP Power Station 6.0.

La selección de la muestra se realizó de forma no aleatoria de tipo intencionada, ya que ésta fue establecida por el Departamento de Protecciones Eléctricas, del Complejo Petroquímico Ana María Campos. Se escogieron todos los dispositivos de protección pertenecientes a la Subestación Principal de Fertilizantes ya que se desea establecer un correcto funcionamiento de todas las protecciones de sobrecorriente instaladas en la misma.

3.5. TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Según Bavaresco (2001), “la investigación no tiene significado sin las técnicas de recolección de datos. Estas técnicas conducen a la verificación del problema planteado. Cada tipo de investigación determinará las técnicas a utilizar y cada técnica establece sus herramientas, instrumentos o medios que serán empleados”.

Del autor Carlos Sabino (1994, Pág. 88); “Un instrumento de recolección de datos es, en principio, cualquier recurso de que se vale el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información. Dentro de cada instrumento concreto pueden distinguirse dos aspectos diferentes: forma y contenido. La forma del instrumento se refiere al tipo de aproximación que establecemos con lo empírico, a las técnicas que utilizamos para esta tarea. En cuanto al contenido éste queda expresado en la especificación de los datos que necesitamos conseguir; se concreta, por lo tanto, en una serie de ítems que no son otra cosa que los mismos indicadores que permiten medir las variables, pero que asumen ahora la forma de preguntas, puntos a observar, elementos a registrar”.

Se pueden definir entonces como Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos como los procedimientos y herramientas que utiliza el investigador para recabar la información requerida durante el desarrollo de la investigación. Dentro de estas técnicas e instrumentos de recolección de datos se encuentra lo siguiente:

La observación, que puede definirse de tres tipos:

- **OBSERVACIÓN DOCUMENTAL O BIBLIOGRÁFICA:** este tipo de observación es definido por Sierra (1996, Pág.368), define “La observación documental y metódica, fundamentalmente, se basa en el establecimiento previo de las variables empíricas y las categorías sobre las que necesitamos recoger información. Durante el transcurso de este trabajo de investigación existieron textos que resultaron de mucha ayuda al momento de hacer consultas teóricas tales como: The Art and Science of Protective Relaying de C. Russell Mason e IEEE Std. 242 – 2001. “Remmended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Comercial Porwer Systems. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2001.
- **OBSERVACIÓN INDIRECTA:** Tamayo y Tamayo (2006, Pág.186) define que la observación indirecta se emplea “cuando el investigador corrobora los datos que ha tomado de otros, ya sea de testimonios reales o escritos de personas que han tenido contacto de primera mano con la fuente que proporciona los datos”. Se contó con un informe técnico en el cual se presenta la original coordinación de protecciones contra sobrecorrientes de la subestación realizada en 1995 por la Consultora N&V C.A. de este documento se extrajo la base de datos de los relés de protección contra sobrecorriente, así como también los márgenes de coordinación establecidos por la empresa.

- **OBSERVACIÓN DIRECTA:** Según Tamayo y Tamayo (2006, Pág.183), “la observación directa es aquella en la cual el investigador puede observar y recoger datos mediante su propia observación”. En esta investigación se realizó la comprobación de los ajustes de los relés de protección en campo de manera de cerciorarse de estar trabajando con los valores adecuados así como también se recolectó la información de dispositivos cuyo registro de ajustes había sido extraviado.
- **INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS:** Dentro de la investigación realizada los instrumentos de recolección de datos utilizados fueron instrumentos digitales, información organizada en tablas que expone los datos necesarios para el modelaje de la red eléctrica y los dispositivos de protección. En los archivos de la empresa se encontró información en un portafolio digital, compuesto de distintas carpetas que dividían la información según la zona a la que pertenecía la data técnica. También se encontró información almacenada relativa a diagramas unifilares que exponen la configuración de la red eléctrica y otros datos importantes del sistema de potencia evaluado.

Otro instrumento de recolección de datos consistió en un cuaderno de notas, en el cual se recolectó información sobre los criterios utilizados por la empresa en el ajuste y la coordinación de los dispositivos de protección de la red eléctrica y ajustes de los diferentes dispositivos de protección.

3.6. FASES DE LA INVESTIGACIÓN

FASE I: DOCUMENTACIÓN DE CARÁCTER GENERAL.

- Recopilación de diagramas unifilares.
- Recopilación de datos técnicos de la red bajo estudio: Transformadores, motores sincronicos, motores de inducción y barras.

- Recopilación del sistema de protección contra sobrecorriente de la red en análisis, tales como: Curvas de coordinación de la red y ajustes actuales de los dispositivos de protección correspondiente.
- Recopilación de información técnica de las nuevas tecnologías de relés numéricos.
- Revisión de los criterios de los ajustes para las protecciones de sobrecorriente de la empresa.
- Revisión de normas relacionadas con los sistemas de protección de sobrecorriente.

FASE II: REALIZACIÓN DE ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

- Creación de la base de datos del sistema de potencia correspondiente a la red estudiada en el software de simulación ETAP Power Station.
- Realización de estudios de cortocircuito.
- Evaluación de los niveles de cortocircuito en la red ante fallas del tipo trifásico, monofásico, bifásico y bifásico a tierra.

FASE III: REALIZACIÓN DE SIMULACIONES DEL SISTEMA DE PROTECCIONES FRENTE A FALLAS.

- Modelado de las curvas tiempo-corriente y ajustes de los diferentes dispositivos de protección en el software ETAP 6.0, incluyendo relés, fusibles, interruptores y transformadores de corriente.
- Realización de simulaciones dinámicas ante condiciones de falla, para identificar: tiempos de actuación, márgenes de coordinación y pérdida de selectividad de los dispositivos de protección.
- Análisis de los reportes obtenidos del software de simulación luego de realizar las simulaciones dinámicas.
- Identificación de los equipos de protección cuya actuación no sea selectiva o se encuentre fuera de los criterios establecidos por la empresa.

FASE IV: ELABORACIÓN DE PROPUESTA DE SOLUCIONES TÉCNICAS.

- Determinación de los ajustes de los relés de sobrecorriente de manera de establecer la mayor selectividad posible.
- Presentación de propuesta para el reemplazo de los relés que se encuentran instalados que no permitan establecer un funcionamiento selectivo al mismo tiempo que se presentan los ajustes para los nuevos equipos.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. DESCRIPCIÓN ELÉCTRICA DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES

4.1.1. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES

La información del sistema eléctrico bajo estudio fue dividida en dos grupos, uno para el sistema de potencia y todo lo concerniente a los parámetros técnicos de los equipos instalados. El otro grupo para los sistemas de protección contra sobrecorriente asociados a los mismos equipos, especificando los ajustes de los dispositivos de protección, así como también los transformadores de medición. Los datos de los equipos de potencia instalados en la subestación principal de fertilizantes fueron suministradas por el Departamento de Técnico-Pequiven del Complejo Ana María Campos, a su vez parte de las especificaciones del sistema de protecciones fueron suministrados por el Departamento de Protecciones Eléctricas.

El arreglo de los elementos de potencia y protección se muestra en la figura 4.1. La función de la subestación es proveer el suministro eléctrico a los diferentes equipos que constituyen la planta de Fertilizantes del Complejo Ana María Campos la cual opera las veinticuatro (24) horas del día durante todo el año y demanda garantía en la continuidad del suministro eléctrico, lo cual justifica la configuración y esquema de funcionamiento de la subestación.

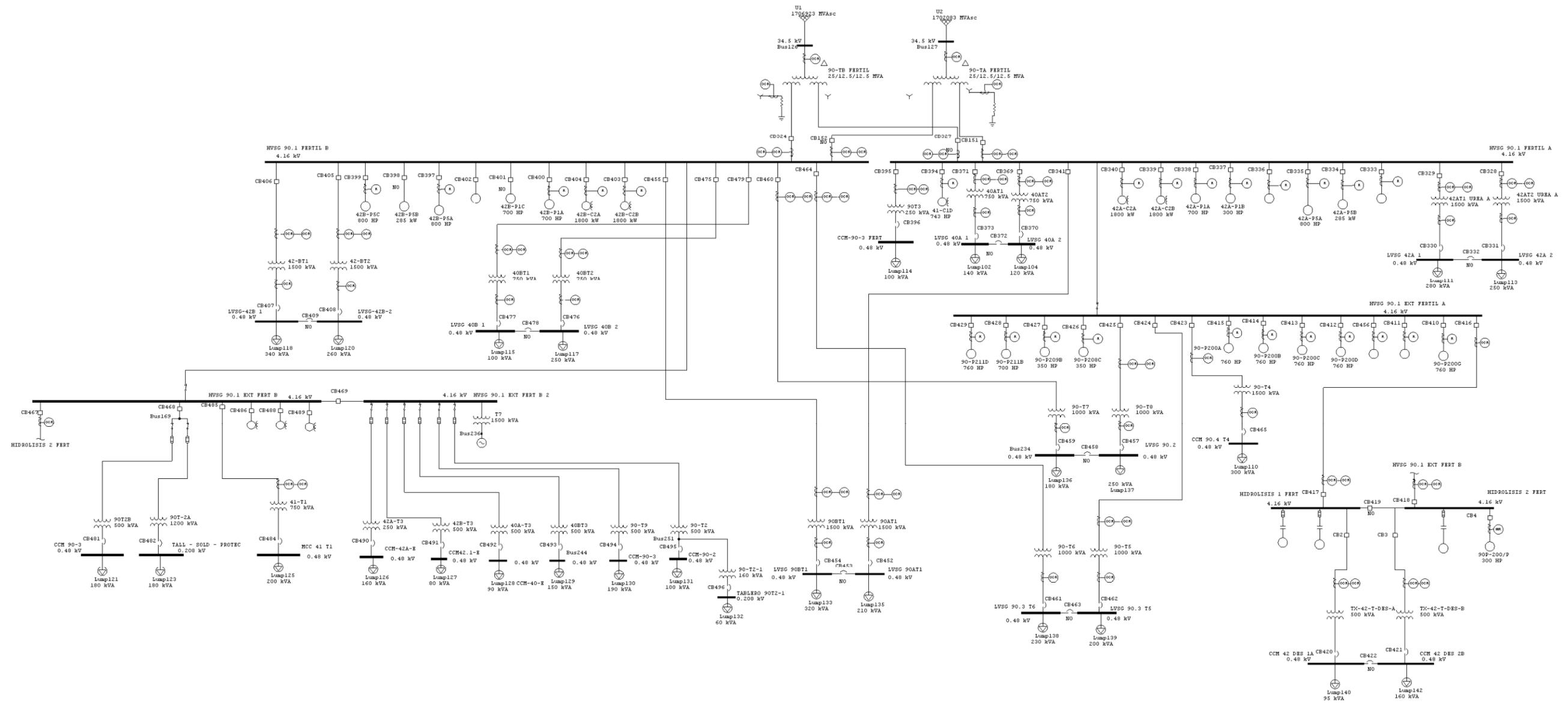


Figura 4.1. Diagrama Unifilar de la Subestación Principal de Fertilizantes

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

El sistema eléctrico de la planta está constituido por dos barras principales, HVSG 90.1 Fertil A y HVSG 90.1 Fertil B y sus derivaciones como lo son la barra de emergencia y la barra de Hidrólisis, las cuales tienen una capacidad de cortocircuito de 48 kA a 18 ciclos. Dada la demanda de continuidad del suministro eléctrico, éstas se encuentran alimentadas por dos (2) transformadores trifásicos tridevanados denominados 90-TA y 90-TB, los cuales son alimentados por la Subestación JETPACK en un nivel de 34.5 KV. Éstos transformadores tienen un devanado primario de 25 MVA y dos devanados secundarios con una capacidad de 12.5 MVA en un nivel de voltaje de 4.16 KV. Cada uno de estos transformadores alimentan por uno de sus devanados secundarios a una de las barras del sistema, dejando disponible su otro devanado secundario de reserva para el caso en que su homólogo, por causa de una falla, no pueda alimentar la barra a la que se encuentra asociado y de esta manera tras una falla se pueda restituir el servicio mediante una transferencia de carga al otro transformador conjunto.

Las barras principales que constituyen la subestación alimentan a una serie de motores en 4.16kV de capacidades entre 300 y 1800 HP y transformadores de potencia los cuales están asociados a centros de control de motores (CCM). Las capacidades de dichos transformadores se encuentran entre 500 y 1500 kVA.

Los equipos instalados en la red se especifican a continuación:

- **Transformadores de Potencia:** Existen un total de treinta (30) transformadores en distintos niveles de tensión y capacidades, los cuales alimentan una serie de CCM en 480 V. La información técnica de los equipos se muestran en el anexo I.
- **Motores:** En el sistema bajo estudio se encuentran instalados un total de treinta y cinco (35) motores en 4.16 KV y veintiocho (28) (CCM) en 480 V los cuales serán estudiados como un conjunto de cargas agrupadas. En condiciones normales no todos los motores instalados en 4.16 KV están en operación ya que la planta está diseñada de manera que los equipos críticos tengan un respaldo. Por lo tanto estos equipos no serán considerados para el análisis de cortocircuito y serán especificados

al momento de describir el estudio. Las especificaciones técnicas de los motores se encuentran en el anexo II y los parámetros para los centros de control de motores en el anexo III.

4.1.2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE.

El sistema de protecciones de sobrecorriente está constituido por fusibles Siemens H388 y relés de sobrecorriente instantáneos (50, 50N) y temporizados (51, 51N, 51G) cuyos ajustes (Arranque “TAP” y Multiplicador de la Curva “DIAL”) se mostrarán en detalle más adelante. Los relés tienen asociados transformadores de corriente (CT por sus siglas en inglés) con distintas relaciones de transformación que serán especificadas posteriormente.

Se encuentran instalados una variedad de relés de diferentes fabricantes y distintos modelos tanto numéricos como electromecánicos. La cantidad, modelo y fabricantes de éstos se muestran en la tabla 4.1

Tabla 4.1 Fabricantes y modelos de relés de sobrecorriente instalados en la Subestación Principal de Fertilizantes.

Fabricante	Modelo	Cantidad
GEC	CDG 14	4
	CDG 51	9
	CDG 11	19
ALSTOM	CAG 14	2
ABB	SPAM-150C	35
	SPAJ-142	7
	RACIC	2
WESTINGHOUSE	CO	10
	IQ-1000	4

Fuente: Propia – Paradas 2011

Las especificaciones técnicas de los relés, tipos de curvas de operación, designación del relé en el software de simulación, equipos de potencia que protegen ya sea un motor o transformador, función que desempeña y las respectivas relaciones de transformación (RT) de los CTs que los alimentan se encuentran especificados en anexo IV. Es importante

destacar que en algunos casos debido a la configuración del software se debieron modelar más relés de los que verdaderamente existen. Esto se debe a que normalmente los relés electromecánicos de sobrecorriente solo poseen las funciones 50 y 51 por lo que el software de modelado ha generalizado y hecho disponible solo el modelado de 2 funciones para este tipo de relé. Dicha condición no aplica para los relés CDG-51 instalados ya que estos integran en una misma unidad además de las funciones 50 y 51 la 51N. Esta es la razón por la cual se debió modelar dicho relé como si fueran 2 unidades por separado: una para las funciones 50 /51 y otra para la 51N.

Las funciones de protección al igual que los ajustes de los relés instalados que se encuentran asociados a los interruptores de alta tensión de los transformadores de potencia y la relación de transformación de los CTs que los alimentan se encuentran especificadas en el anexo V. El anexo VI presenta la misma información de los relés asociados al lado de baja tensión de los transformadores.

Cada uno de los motores instalados al nivel de 4.16 kV consta de una protección SPAM-150C de la marca ABB o de un relé IQ-1000 del fabricante Westinghouse, los parámetros de ajustes y las relaciones de transformación asociados a estos se muestran en el anexo VII.

En el anexo VIII se encuentra la información de los ajustes actuales de las protecciones presentes en el enlace de barra entre las barras “HVSG 90.1 EXT FERTIL A” e “HIDRÓLISIS 1” y el enlace entre “HVSG 90.1 EXT FERTIL B” e “HIDRÓLISIS 2”

Todos los equipos asociados a la barra de emergencia tienen instalados para protección en el lado de alta tensión fusibles Siemens H388 y en el lado de baja tensión se encuentra la unidad de disparo de los interruptores OTOMAX. Las curvas de funcionamiento de estos dispositivos se ilustran en los anexos IX y X respectivamente.

CONEXIONADO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE EN EL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Es importante destacar este punto dado que el sistema de protecciones está conformado por dispositivos de diferentes tecnologías, que poseen diferencias en cuanto a sus conexiones del transformador de corriente y el relé. Se encuentran instalados dos tipos de tecnologías en cuanto a relés se refiere, los cuales son: relés electromecánicos (CDG 14, CDG 51, CAG 14 y CO) y relés numéricos (SPAM-150C, SPAJ-142, IQ-1000 y RACIC).

Los relés CAG 14 marca ALSTOM son relés de falla a tierra para transformadores únicamente, esto quiere decir que se encuentran instalados en el cable de neutro de los secundarios de los transformadores de potencia, específicamente en 90-TA y 90-TB. Para su instalación está dispuesto solo un transformador de corriente en el cable de neutro de los transformadores el cual alimenta a estos relés únicamente.

En relación a los relés CDG 14 marca CEG son dispositivos para fallas de fase que se encuentran en los secundarios de los transformadores 90-TA y 90-TB. Estos relés se encuentran alimentados por tres CTs conectados a cada fase y entre ellos en configuración estrella; del punto neutro de dicha conexión estrella se alimenta un relé CDG 11 marca CEG que realiza la función 51N. Esta configuración se encuentra establecida en ambos secundarios de los transformadores principales de la subestación.

Gran parte de los transformadores que alimentan los diferentes centros de control de motores están protegidos por relés tipo CDG 51 marca CEG los cuales desempeñan las funciones 50 y 51 y 51N. Éstas son unidades que combinan a su vez tres relés electromecánicos de los cuales dos de ellos desempeñan la función 50 y 51 y el tercero la función 51N. Estos se encuentran alimentados por tres CTs de fase en estrella para proveer funciones 50 y 51 en dos fases y la función 51N se alimenta con el neutro de la conexión de los CTs.

En cuanto a los relés numéricos que se encuentran instalados como son IQ-1000 marca Westinghouse, SPAM-150C marca ABB ambos protecciones de motores, relés SPAJ-142 marca ABB como protecciones de los transformadores que alimentan los CCM y relés RACIC marca ABB instalados en los lados de alta tensión de los transformadores de potencia 90-TA y 90-TB, aunque no realizan las mismas funciones, el conexionado de los relés es similar; dada su tecnología poseen la facultad de realizar la detección y cálculo algorítmico de las fallas a tierra a pesar de no encontrarse esta cableada en los relés, los relés se encuentran alimentados por tres CT de fase únicamente sin necesidad de realizar el conexionado de los neutros como en los casos anteriores.

4.2. MODELAJE DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES EN EL SOFTWARE DE SIMULACIÓN ETAP POWER STATION 6.0.0.

Para iniciar el proceso de modelado fue necesario crear un nuevo proyecto en el software seleccionando en el menú “File” la opción de “New Project”. En la figura 4.2 se muestra la pantalla donde se ingresó la identificación del proyecto y el formato de la hoja de dibujo.

Al finalizar la creación del nuevo proyecto el programa genera una hoja de dibujo donde se van colocando los elementos del sistema de potencia que se desea modelar. El ingreso de dichos elementos es realizado mediante la selección de alguno de los iconos disponibles en la barra de herramientas que se muestra en la figura 4.3.



Figura. 4.2. Pantalla de creación de Nuevo Proyecto.

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



Figura. 4.3. Menú de elementos disponibles para modelado.

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

Al momento de modelar cualquiera de los elementos del sistema de potencia se dispone de dos opciones: Se puede seleccionar un modelo ya existente en la base de datos del software o se puede crear un nuevo modelo si se poseen los datos técnicos requeridos. Al mismo tiempo el software posee una librería de datos típicos para los casos en los que no se tienen todos los datos técnicos del elemento de manera de completar los campos de parámetros con los valores más comunes, al igual que es posible cambiar los parámetros de un elemento ya existente en la librería en donde debido a la utilización del equipo se haya cambiado su desempeño.

En el anexo XI se ilustra el escritorio de trabajo del software.

Seguidamente se explica el proceso de modelado de los elementos del sistema de potencia y del sistema de protección.

4.2.1. ELEMENTOS DE POTENCIA DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES

- **Fuentes de Potencia**

Para comenzar con la modelación de una fuente de potencia o “Power Grid”, como lo define el software utilizado, se debe seleccionar el elemento de la barra de elementos colocarlo en el lugar deseado para el arreglo del circuito y proceder a establecer los parámetros en el menú de edición del elemento iniciando por la pestaña de “Info” que se muestra en la figura 4.4. En esta pestaña se selecciona la barra a la que se encuentra asociada la fuente de potencia y la modalidad de funcionamiento bien sea Swing, control de voltaje, potencia reactiva o factor de potencia.

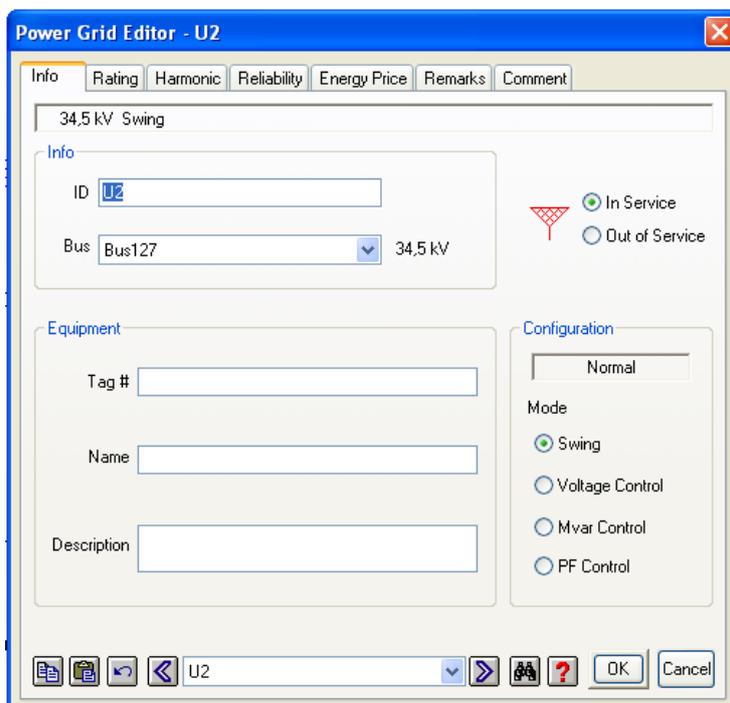


Figura. 4.4. Modelado de Fuentes de Potencia.

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

Los parámetros de operación de las fuentes de poder son ingresados en la pestaña del menú de edición “Rating”, véase figura 4.5. En esta pestaña se encuentran campos de edición donde se ingresan los datos de: voltaje de operación, conexionado de la fuente bien sea estrella o delta, indicación si la fuente se encuentra balanceado o desbalanceado, MVAsc de cortocircuito tanto monofásicos como trifásicos y la relación X/R, valor con el cual el software calcula los valores de impedancia para las distintas secuencias. Por otro lado se encuentra una serie de renglones donde se puede establecer cómo será el funcionamiento de la fuente de poder en diferentes situaciones.

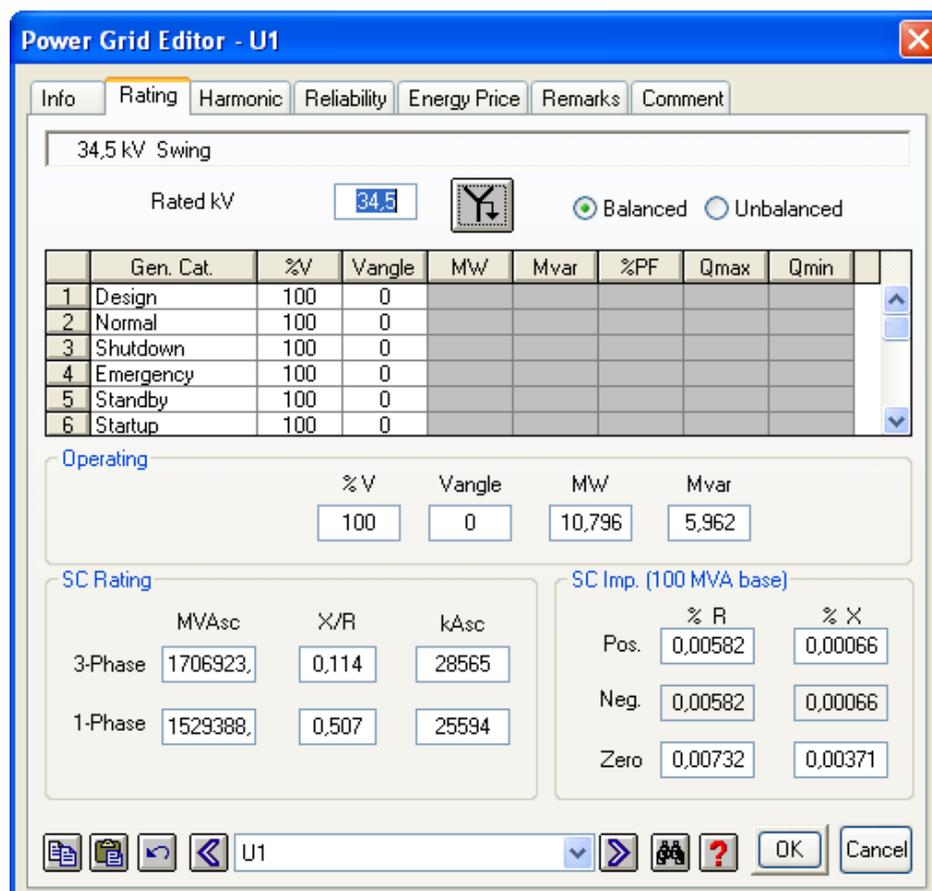


Figura. 4.5. Pestaña “Rating” de Fuentes de Potencia.

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

- **Barras o Alimentadores**

El programa de simulación no establece ningún lineamiento donde se deben modelar las barras de alimentación en primera lugar para luego proceder con los demás elementos a diferencia de la gran mayoría de software que si lo establecen así, principalmente se debe seleccionar el elemento “Bus” de la barra de elementos colocarlo en el lugar deseado para el arreglo del circuito y proceder a establecer los parámetros de voltaje en el menú de edición del elemento que se muestra en la figura 4.6.

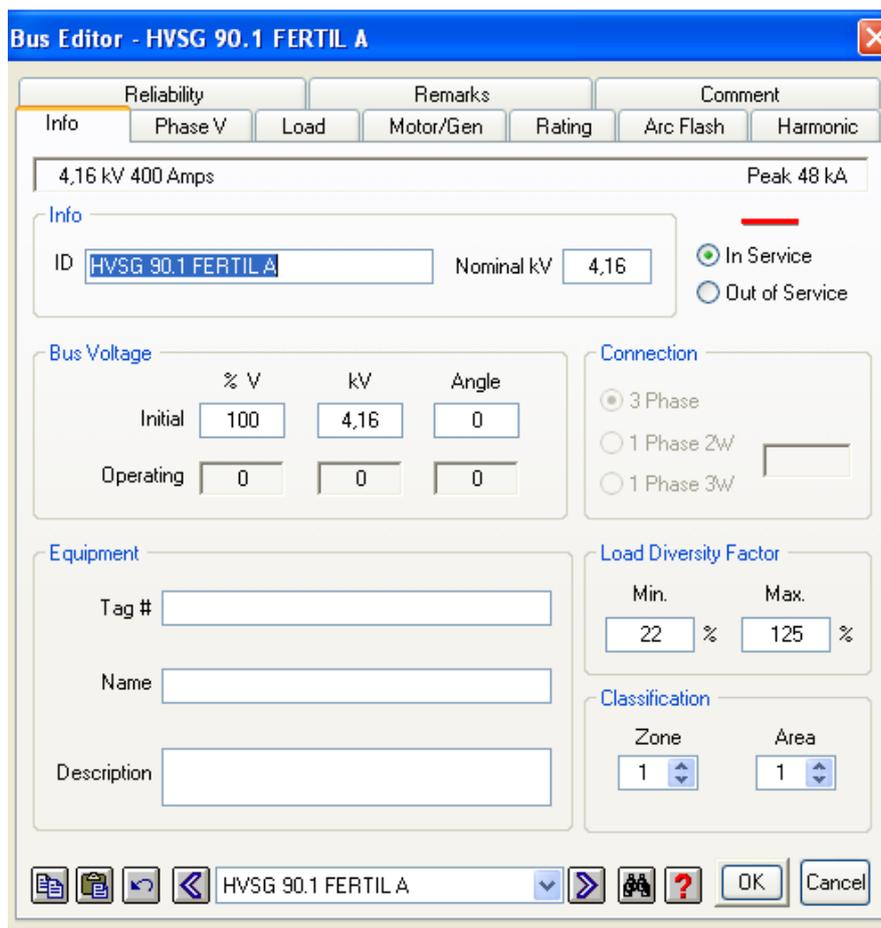


Figura. 4.6. Modelado de barras o alimentadores.

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

- **Transformadores de Potencia**

Una vez seleccionado el tipo de transformador deseado de dos o tres devanados, se coloca en el lugar del circuito donde corresponde, se procede a conectar sus terminales a las barras que se desea de esta manera se establece automáticamente los niveles de voltaje del transformador para luego ingresar el resto de los datos técnicos del equipo en el menú de editor como se muestra en la figura 4.7. El menú de editor consta de diferentes pestañas donde se ingresan diferentes datos del transformador a continuación se explicará cómo deben de ser llenados estos campos. Es importante destacar que no todos los campos serán llenados ya que el software posee la ventaja de calcular algunos campos a partir de otros previamente llenados.

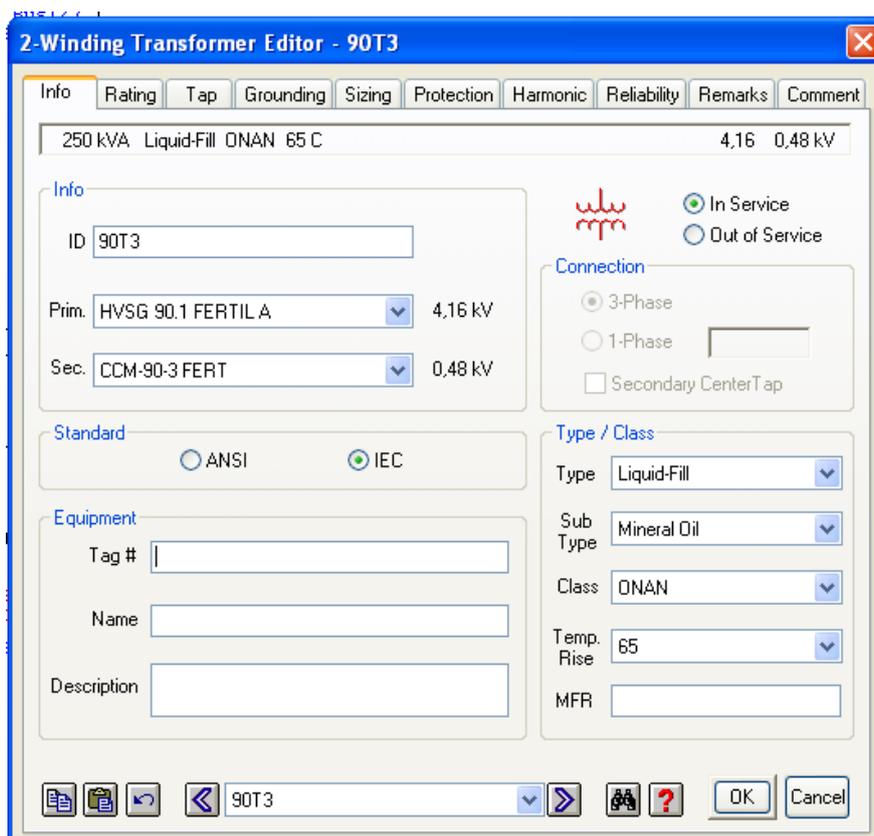


Figura 4.7. Menú de editor de Transformadores de Potencia

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

En la primera pestaña del menú se muestra el lugar donde se ingresa la identificación que se le dará al elemento, las barras a las que está asociado en su lado primario y secundario, se puede establecer su conexión (trifásica o monofásica), su estado (en servicio o fuera de servicio), el tipo y clase de enfriamiento que posee y el estándar por el cual se registrará su modelado bien sea por la norma ANSI (American National Standards Institute) o IEC (International Electrotechnical Commission).

En la segunda pestaña del menú de edición “Rating” mostrada en la figura 4.8, se encuentran los campos de edición donde se definen la potencia nominal del transformador, valores de % Z y relación X/R para secuencia positiva y cero y se tiene la opción de utilizar los valores típicos según los datos ya ingresados. El resto de los campos observados como “FLA” o corriente de operación a plena carga son calculados directamente por el software.

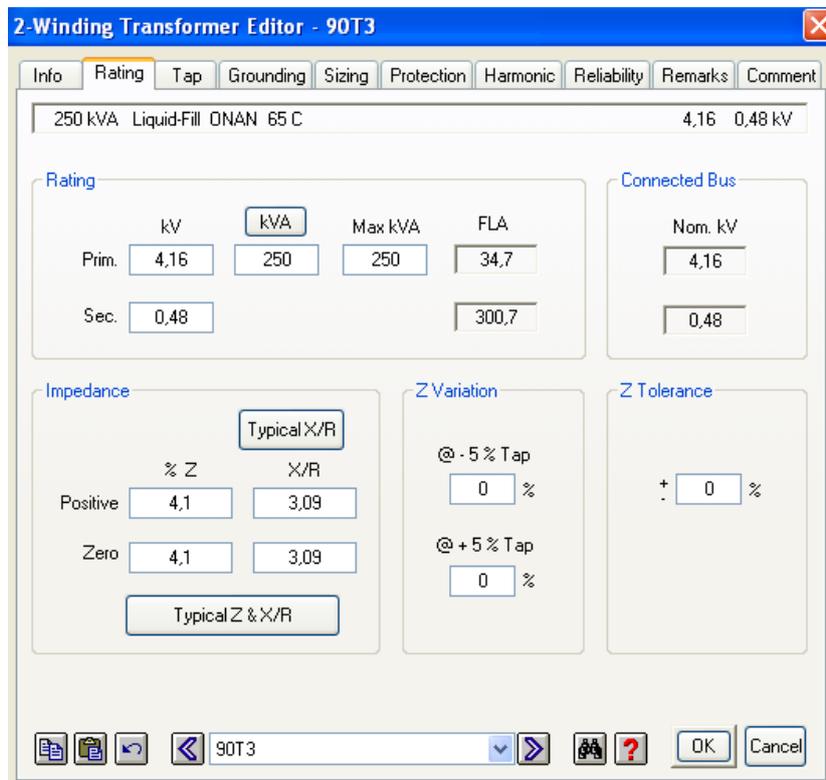


Figura 4.8. Pestaña “Rating” del menú de editor de Transformadores de Potencia

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

La figura 4.9 corresponde a la pestaña de “TAP”, esencialmente en esta sección se permite el modelado del o de los taps que se puedan encontrar en el transformador bien sea en el primario o secundario, establecer el porcentaje de variación de voltaje por cada paso del tap, señalar si el transformador se encuentra asociado a una unidad generadora y establecer el grupo de conexión indicando el ángulo de desfase que posee el secundario del transformador con respecto al primario. Otra opción importante de señalar es el LTC/Voltaje Regulator. Esta opción modela un cambiador de tomas bajo carga y permite seleccionar la opción AVR la cual determina la posición del tap al momento de realizar una corrida de flujo de carga de manera de establecer el mejor perfil de voltajes.

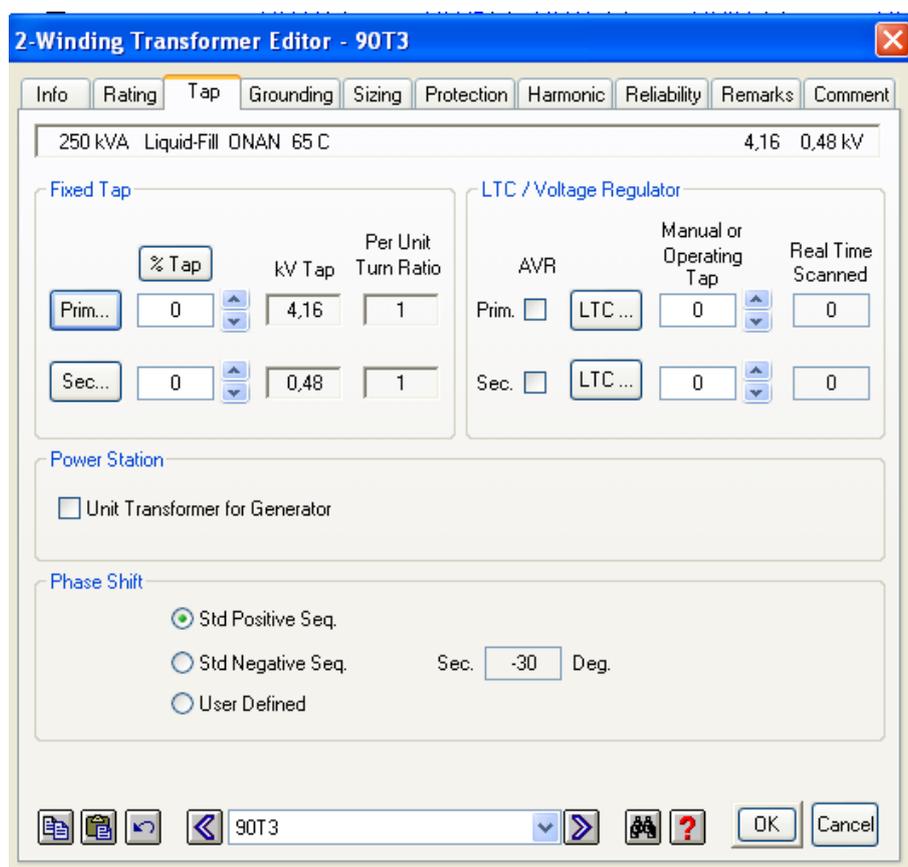


Figura 4.9. Pestaña “TAP” del menú de editor de Transformadores de Potencia

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

En el menú de edición se encuentra la pestaña “Grounding” en la que se establece la manera en el que encuentran conectados los devanados del transformador y permite modelar además impedancias de puesta a tierra de ser el caso. En la figura 4.10 se presenta esta pestaña del menú.

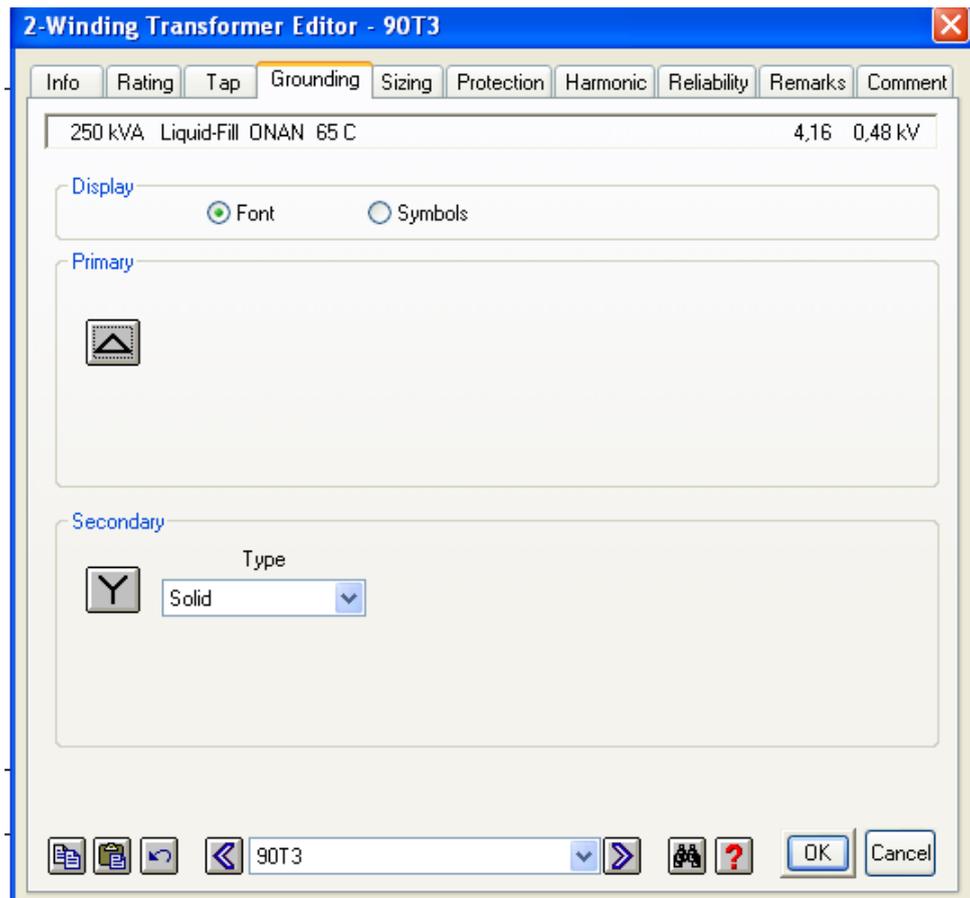


Figura 4.10. Pestaña “Grounding” del menú de editor de Transformadores de Potencia

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

Por último entre las pestañas de importancia para la investigación que se realizó se encuentra en el menú de edición “Protection”. En ésta se muestra la curva de daño del transformador y permite establecer si se desea observar la curva de daño para fallas frecuentes o poco frecuentes. Se encuentra una sección donde se modela la corriente de magnetización Inrush, y se encuentra una sección donde una vez realizada una corrida de corto circuito se presentan los valores de importancia, como corrientes y valores de

impedancia para cuando la falla se presenta en el primario o secundario. La pestaña anteriormente descrita se presenta en la figura 4.11.

La diferencia con el menú de edición de los transformadores de tres devanados, es la presencia de un campo extra de edición para cada parámetro correspondiente al tercer devanado presente, todos los datos se ingresan de igual manera.

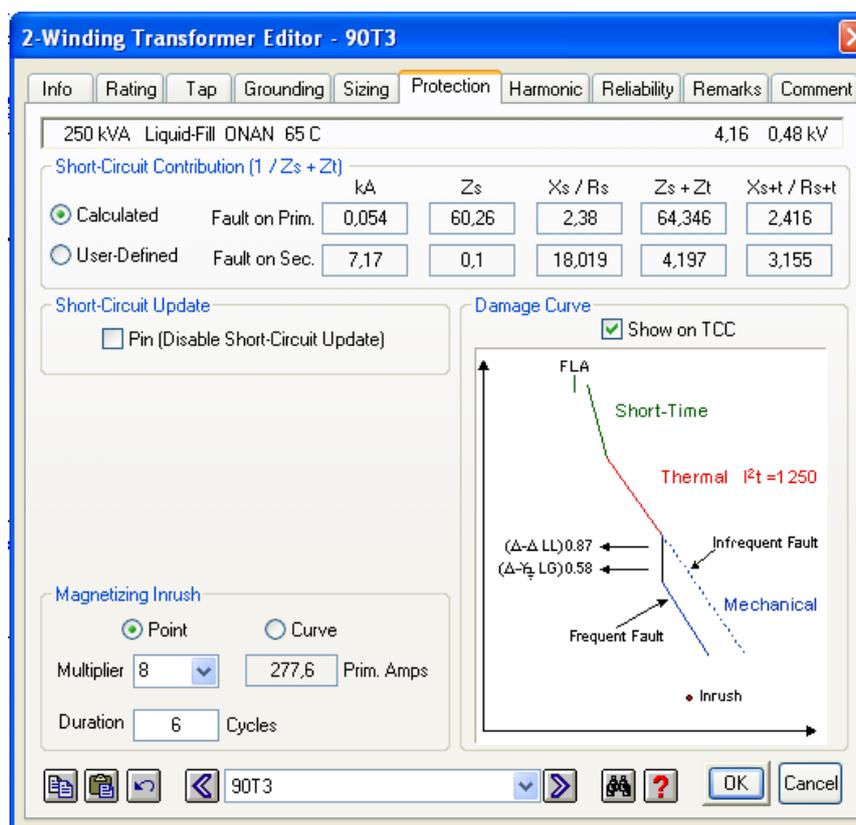


Figura 4.11. Pestaña “Protection” del menú de editor de Transformadores de Potencia

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

- **Motores Síncronos**

En cuanto al modelado de los motores síncronos, este se realiza muy similarmente a los transformadores, se selecciona el icono de motor síncrono de la barra de elementos y se dispone en el lugar deseado dentro del circuito y luego a través del menú de edición se ingresarán los datos técnicos para el modelado del equipo, el menú de edición funciona de

igual manera, con pestañas, para el estudio objeto de esta investigación solo tienen importancia los datos técnicos que se ingresan en las pestañas de: “Info”, “Nameplate”, “Model”, “LR Model” y “Protection”. A continuación se explica el modelado de los motores síncronos abordando cada pestaña por separado.

En primer lugar se encuentra la pestaña “Info”, en ésta se ingresa el nombre de motor, barra a la que se encuentra conectado, estatus del motor, conexionado y factor de demanda. Esta pestaña se muestra en la figura 4.12

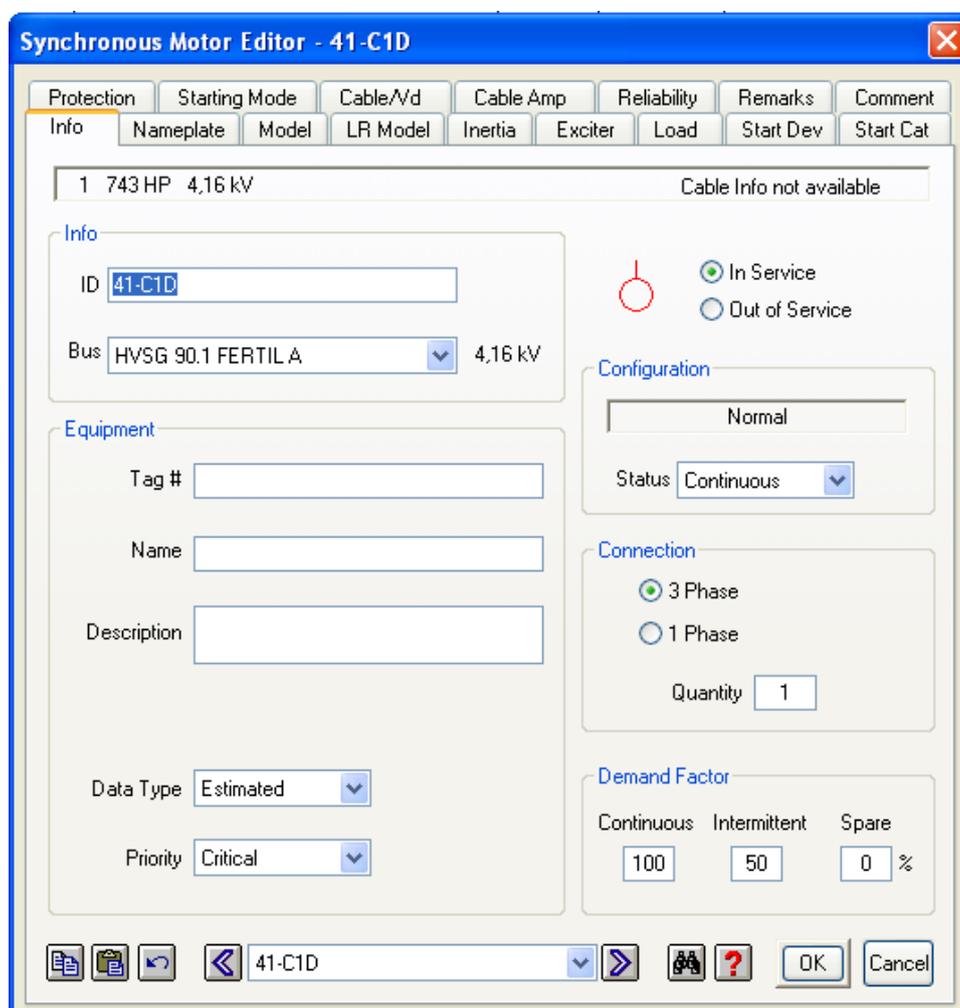


Figura 4.12. Pestaña “Info” del menú de editor de Motores Síncronos

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

En la pestaña “Nameplate” se ingresan los datos de potencia nominal (HP o KW), voltaje nominal, número de polos y factor de potencia. El software procederá automáticamente a calcular y llenar los campos de corriente nominal, capacidad nominal en MVA y eficiencia del motor. En la figura 4. 13 se muestra esta pestaña.

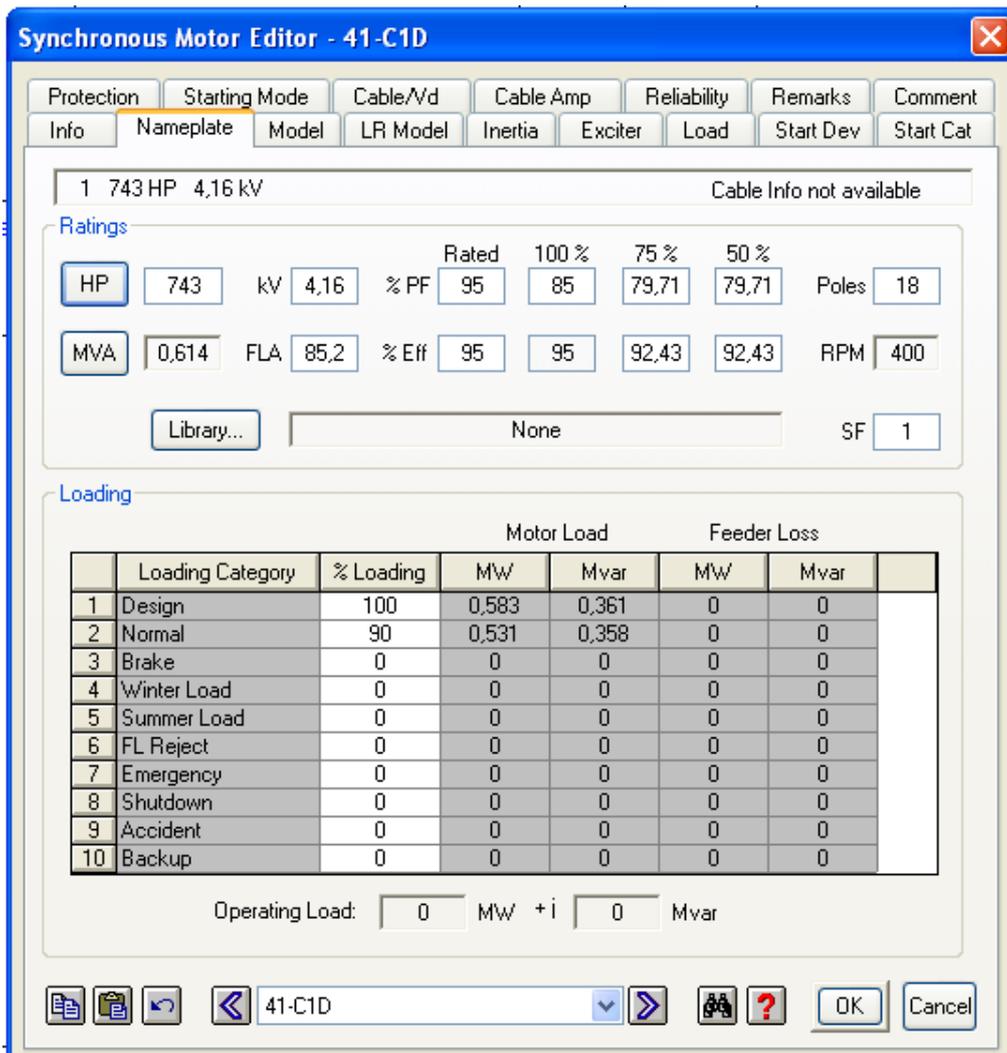


Figura 4.13. Pestaña “Nameplate” del menú de editor de Motores Síncronos
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

La pestaña “Model” presenta una serie de campos de edición donde se introducen los valores correspondientes a las impedancias del motor, impedancia de secuencia positiva, negativa y cero y por otra parte existe una sección donde se introducen los valores de las impedancias del modelo dinámico del motor. De no poseer todos los valores para el modelado el software permite la opción de llenar los campos de edición con los valores típicos según los datos ya conocidos. En la figura 4. 14 se muestra esta pestaña.

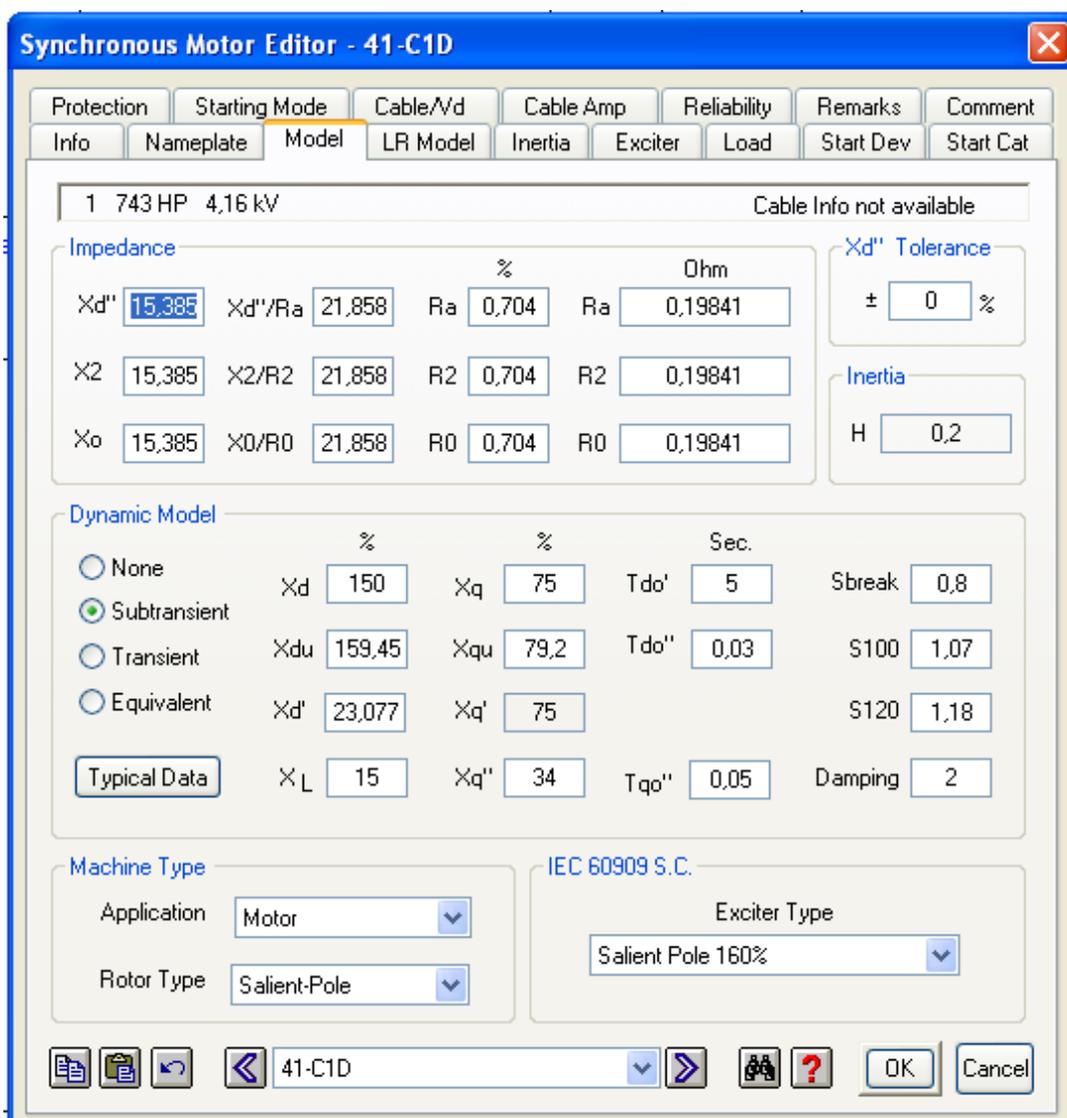


Figura 4.14. Pestaña “Model” del menú de editor de Motores Síncronos
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

En la pestaña de “LR Model” básicamente se encuentran campos de edición donde se especifican la corriente de rotor bloqueado en porcentaje de la corriente nominal, el factor de potencia para cuando se encuentra el rotor bloqueado y el tipo de sistema de puesta a tierra aterramiento y conexionado interno del motor. En la figura 4. 15 se muestra esta pestaña.

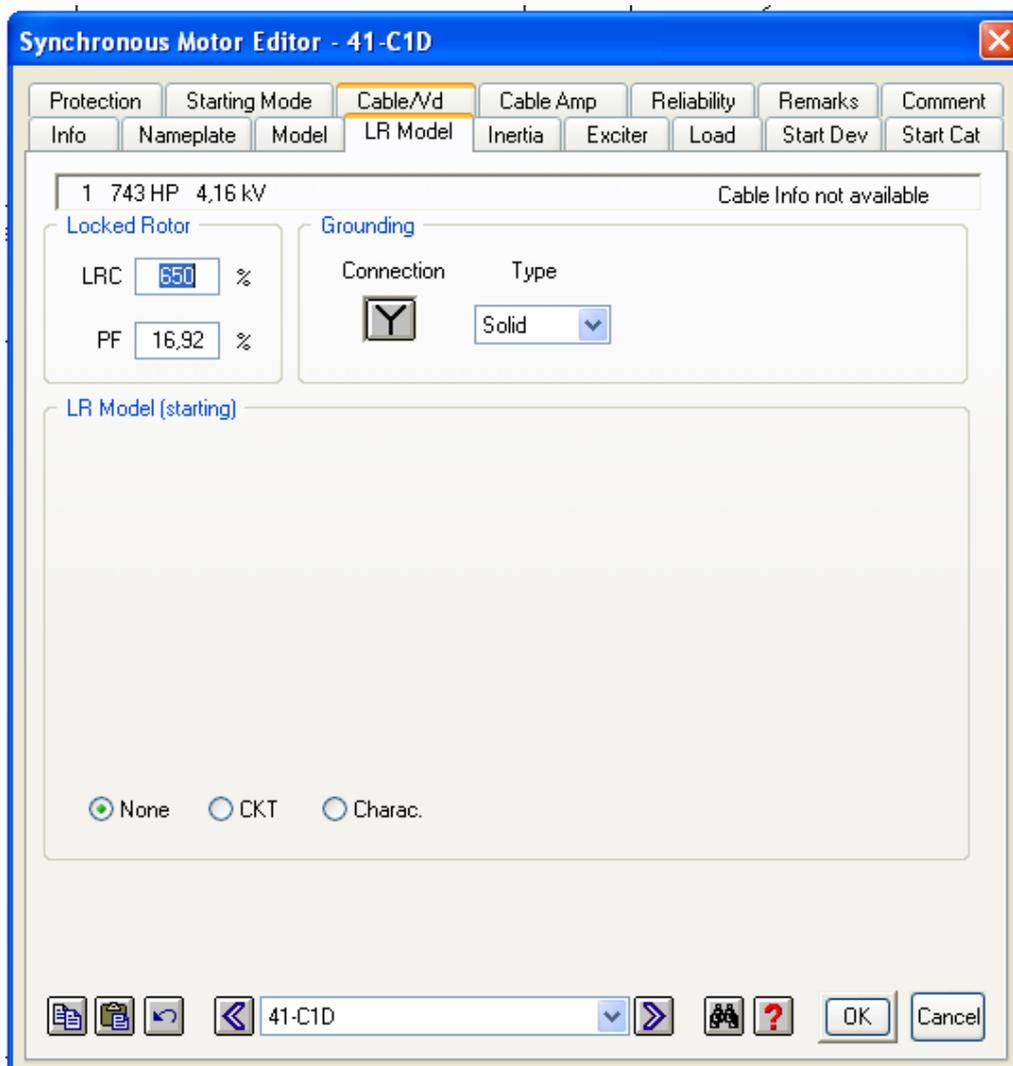


Figura 4.15. Pestaña “LR Model” del menú de editor de Motores Síncronos
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

En último lugar se tiene la pestaña “Protection”, en ella se encuentran diferentes áreas dependiendo del estudio que se desea realizar, dichas áreas son de importancia para él

estudio realizado son: “starting curve – Constant terminal voltage” y “Asymmetrical LRC”. En la primera de las áreas se especifica el tiempo de aceleración del motor y el porcentaje de voltaje con respecto al nominal en que ésta se da, en el área de “Asymmetrical LRC” se especifica el ajuste que se debe realizar para la determinación de la corriente de rotor bloqueado en el arranque. En la figura 4. 16 se muestra esta pestaña.

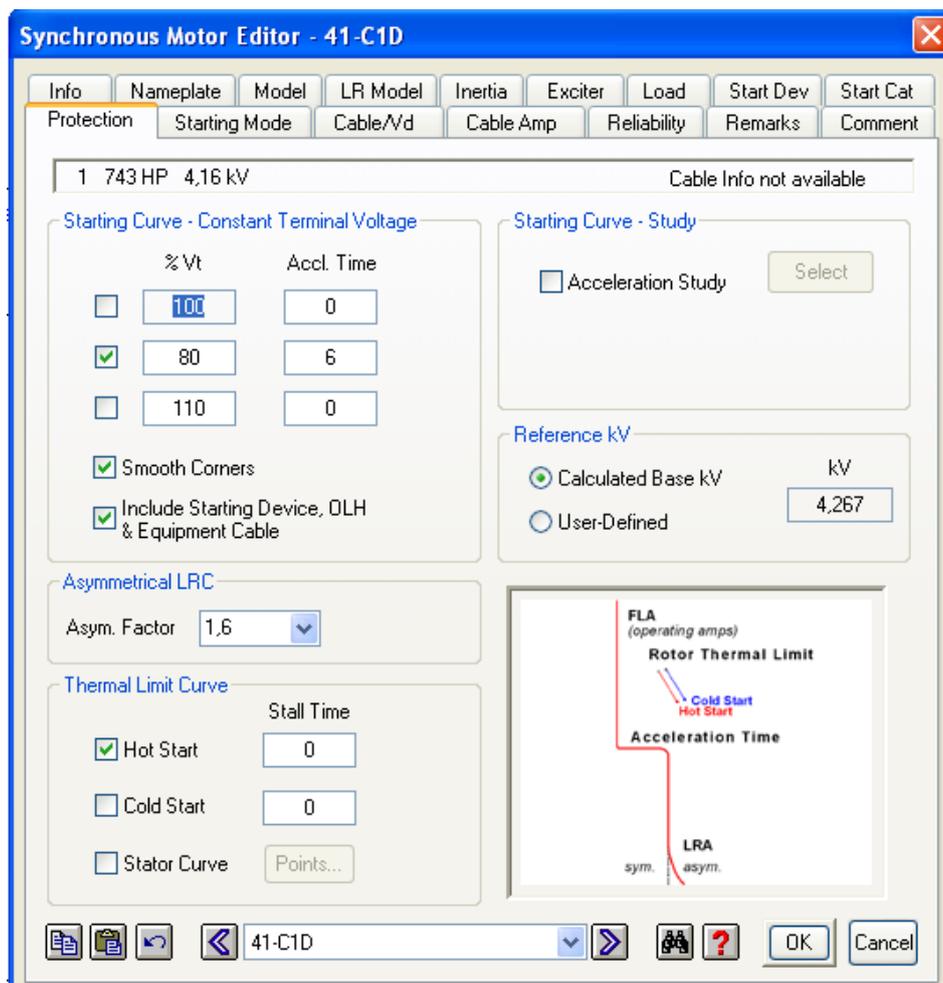


Figura 4.16. Pestaña “Protection” del menú de editor de Motores Síncronos
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

- **Motores de Inducción**

En cuando al modelado de los motores de inducción este, solo difiere del modelado de los motores síncronos en cuanto a los datos ingresados en la pestaña “Model”. En esta pestaña

del menú de edición de los motores de inducción se encuentran campos donde se introducen los parámetros correspondientes a la corriente de rotor bloqueado en porcentaje de la corriente nominal y el factor de potencia para cuando esta situación se presenta, los valores de impedancia de secuencia negativa y cero y los valores de torque máximo y torque para el momento de rotor bloqueado, ambos en porcentaje del torque nominal de operación del motor. Por su parte el software calcula y muestra el circuito equivalente del motor partiendo de los datos ingresados. En la figura 4. 17 se muestra esta pestaña.

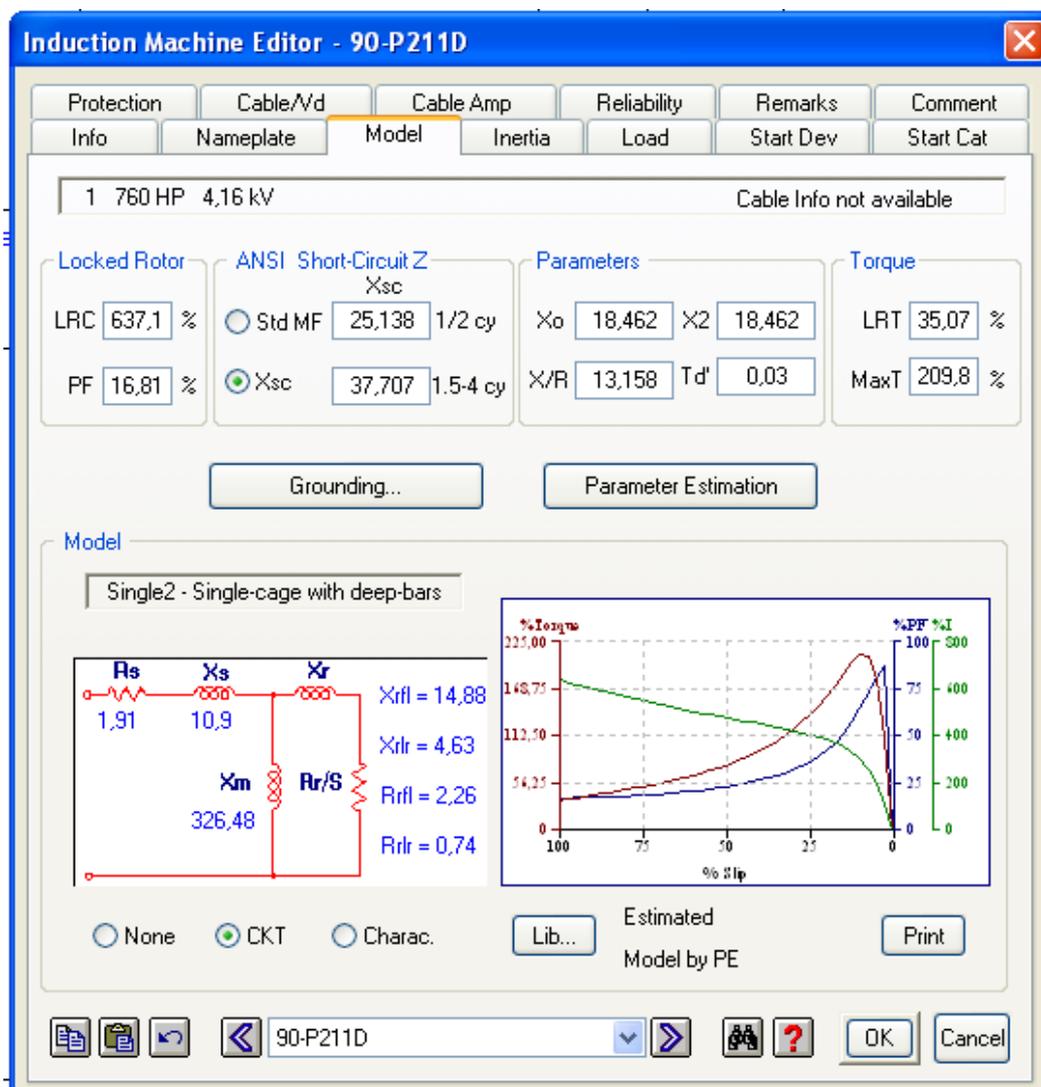


Figura 4.17. Pestaña “Model” del menú de editor de Motores Síncronos
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

4.3. ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

El estudio de cortocircuito fue realizado con la finalidad de determinar los valores de las corrientes de cortocircuito en el sistema. Estos serán usados para la determinación de la saturación de los transformadores de corriente y para la realización de la coordinación de protecciones.

En primer lugar para realizar un análisis de cortocircuito se deben establecer las condiciones en las que se estudiará el sistema, el cual deberá ser para este estudio la configuración más desfavorable posible. El escenario del estudio del Sistema Eléctrico estará definido en la condición más desfavorable con las 5 unidades generadoras alimentando al sistema eléctrico en 34.5 kV e interconexión con tres líneas conectadas al SEN en 115 kV. La tensión pre-falla es 1.04 pu y corresponde con la tensión de operación de cada fase del sistema antes del cortocircuito.

Estudios previamente hechos por el Departamento Técnico de Pequiven arrojaron como resultado, que al conectar en paralelo los transformadores 90-TA y 90-TB los niveles de cortocircuito superaban la capacidad de las barras de la subestación. Por lo tanto, la configuración del sistema se dispuso de manera que cada transformador alimentase una de las barras y su extensión a través de uno de sus secundarios, mientras el otro devanado permanece de reserva para el caso en que el otro transformador, por cualquier circunstancia, no pueda suplir alimentación a la carga. Este será el escenario en el que se realizará el estudio. En el anexo X se presenta el diagrama de esta configuración del sistema y se señala los lugares donde se simulan las fallas.

Se considerarán los siguientes tipos de fallas eléctricas para el estudio:

- Falla Trifásica
- Falla Línea a Tierra
- Falla Línea a Línea
- Falla Doble Línea a Tierra

Con el objetivo de resguardar que no ocurra la posibilidad de una falla ocasionada por una incorrecta maniobra durante la realización de una transferencia de carga, lo cual podría desencadenar un cortocircuito mientras los transformadores se encuentren en paralelo, se dispone de un esquema de protecciones. De acuerdo con las normativas de la empresa el esquema deberá corresponder con lo presentado en la figura 4.17 y funcionar según lo presentado en la figura 4.18., sin embargo, debido a que los transformadores son de tipo tridevanado y la antigüedad de la subestación, no se cumple por completo con las normativas de la empresa; a pesar de esto la subestación tiene un sistema de protección el cual permite establecer una protección satisfactoria para la realización de la transferencia de carga; se debe destacar que no existe reporte de fallas ocurridas durante la realización de esta maniobra.

Figura 4.17 Esquema de Protecciones de para Transferencia Automática de Carga
Fuente: Departamento de Protecciones Eléctricas-Pequiven.

Figura 4.18 Secuencia de Operación de la Transferencia Automática.

Fuente: Curso de coordinación de protecciones / A.F. & G.M.

El estudio de cortocircuito se realizó utilizando la herramienta computacional ya antes explicada ETAP 6.0.0., se simularon todas las fallas planteadas y se efectuaron cálculos de niveles de cortocircuito a $\frac{1}{2}$ ciclo y de 1,5 a 4 ciclos. La información para el modelado de las fuentes de poder correspondientes a la alimentación del sistema fue suministrada por el Departamento Técnico de Pequiven y fue la siguiente: 1942,734 MVAsc trifásicos, 1811,493 MVAsc monofásicos, ambos a un nivel de voltaje de 34.5 kV. Para la simulación de las fallas se consideró de igual manera que todos los motores y cargas se encontraban operativas. En la tabla 4.2 y 4.3 se presentan resumidos los resultados del estudio y en los anexos XII y XIII se muestran todos los resultados arrojados por el programa.

Tabla 4.2 Corrientes de cortocircuito a ½ ciclo.

		Falla Trifásica	Falla Línea a Tierra	Falla Línea a Línea	Falla Doble Línea a Tierra
Barra	kV	Magnitud (kA)	Magnitud (kA)	Magnitud (kA)	Magnitud (kA)
HVSG 90.1 EXT FERT A	4.16	34.840	18.310	30.783	31.449
HVSG 90.1 EXT FERT B	4.16	29.433	16.743	25.713	26.462
HVSG 90.1 FERT A	4.16	34.840	18.310	30.783	31.449
HVSG 90.1 FERT B	4.16	29.433	16.743	25.713	26.462

Fuente: ETAP POWER-STATION 6.0.0.

Tabla 4.3 Corrientes de cortocircuito a 1.5 - 4 ciclos.

		Falla Trifásica	Falla Línea a Tierra	Falla Línea a Línea	Falla Doble Línea a Tierra
Barra	kV	Magnitud (kA)	Magnitud (kA)	Magnitud (kA)	Magnitud (kA)
HVSG 90.1 EXT FERT A	4.16	29.077	17.800	26.895	27.517
HVSG 90.1 EXT FERT B	4.16	26.825	16.323	24.119	24.849
HVSG 90.1 FERT A	4.16	29.077	17.800	26.895	27.517
HVSG 90.1 FERT B	4.16	26.825	16.323	24.119	24.849

Fuente: ETAP POWER-STATION 6.0.0.

4.4. VERIFICACIÓN DE LA SATURACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE LA SUBESTACIÓN

La determinación de la saturación de los CT es muy importante dentro de lo que engloba una coordinación de protecciones, puesto que si estos elementos no entregan la correcta información a los relés estos no podrán actuar correctamente o que dada la relación de transformación en los casos donde se usan relés electromecánicos sus curvas de operación no abarquen el nivel de cortocircuito visto. La forma exacta de determinar la saturación de un CT es mediante la suma de la carga que representan los equipos que este alimenta y comparar con los datos nominales del transformador.

No se conocen ninguno de los datos técnicos de los CT puesto que no hay una base de datos con dicha información, al mismo tiempo que los equipos no están provistos de una placa característica que permita conocer cualquier tipo de información técnica respecto a ellos, la única información que se tiene es la RT. Puesto que no se posee la información técnica necesaria para realizar correctamente la verificación de la saturación de los CT se tomará de referencia lo establecido en la IEEE Std. 242-2001. Se asumirá que todos los CT son de clase 200 y la carga asociada es de 2 ohmios; ésta será la peor condición posible. De acuerdo con la IEEE Std. 242-2001, en el escenario planteado, si se presenta un nivel de cortocircuito que reflejado en el secundario del transformador exceda las 20 veces la corriente nominal del equipo, este se encontrará saturado. En la tabla 4.4 se presentan los resultados de este estudio.

Tabla 4.4 Verificación de la saturación de los CT

Número de CT	Corriente del Primario (A)	Corriente del Secundario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máx. Corriente en veces la nominal del secundario	Estatus del CT
1	600	5	120	34.840	58.07	SATURADO
2	600	5	120	34.840	58.07	SATURADO
3	600	5	120	34.840	58.07	SATURADO
4	100	5	20	34.840	348.40	SATURADO
5	1200	5	240	34.840	29.03	SATURADO
6	1000	5	200	34.840	34.84	SATURADO
7	1200	5	240	34.840	29.03	SATURADO
8	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
9	600	5	120	34.840	58.07	SATURADO
10	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
11	1000	5	200	34.840	34.84	SATURADO
12	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO

Tabla 4.4 Verificación de la saturación de los CT (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	Corriente del Secundario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máx. Corriente en veces la nominal del secundario	Estatus del CT
13	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
14	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
15	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
16	600	5	120	34.840	58.07	SATURADO
17	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
18	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
19	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
20	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
21	1000	5	200	14.700	14.70	NO SATURADO
22	1250	5	250	29.680.	23.74	SATURADO
23	600	5	120	32.497	58.07	SATURADO
24	2000	5	400	27.950	13.98	NO SATURADO
25	600	5	120	32.497	58.07	SATURADO
26	3000	5	600	29.433	10.56	NO SATURADO
27	600	5	120	29.433	52.78	SATURADO
28	2000	5	400	27.470	13.74	NO SATURADO
29	3000	5	600	29.433	10.56	NO SATURADO
30	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
31	1250	5	250	20.130	16.10	NO SATURADO
32	100	5	20	32.497	348.40	SATURADO
33	3000	5	600	29.433	10.56	NO SATURADO
34	500	5	100	29.433	63.34	SATURADO
35	1250	5	250	20.340	16.27	NO SATURADO
36	2000	5	400	27.140	13.57	NO SATURADO
37	3000	5	600	29.433	10.56	NO SATURADO
38	2000	5	400	27.930	13.97	NO SATURADO
39	1000	5	200	15.050	15.05	NO SATURADO
40	3000	5	600	25.320	8.44	NO SATURADO
41	1000	5	200	15.150	15.15	NO SATURADO
42	1250	5	250	25.910	20.73	SATURADO
43	3000	5	600	25.320	8.44	NO SATURADO
44	1250	5	250	25.940	20.75	SATURADO
45	1000	5	200	15.500	15.50	NO SATURADO
46	500	5	100	29.433	63.34	SATURADO

Tabla 4.4 Verificación de la saturación de los CT (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	Corriente del Secundario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máx. Corriente en veces la nominal del secundario	Estatus del CT
47	2000	5	400	27.950	14.18	NO SATURADO
48	2000	5	400	34.840	14.37	NO SATURADO
49	500	5	100	29.433	69.68	SATURADO
50	500	5	100	29.433	63.34	SATURADO
51	500	5	100	27.470	63.34	SATURADO
52	500	5	100	29.433	69.68	SATURADO
53	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
54	500	5	100	20.130	69.68	SATURADO
55	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
56	500	5	100	29.433	69.68	SATURADO
57	500	5	100	29.433	69.68	SATURADO
58	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
59	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
60	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
61	500	5	100	34.840	69.68	SATURADO
62	600	5	120	29.433	52.78	SATURADO
63	600	5	120	29.433	52.78	SATURADO
64	1000	5	200	29.433	31.67	SATURADO
65	1000	5	200	29.433	31.67	SATURADO
66	500	5	100	29.433	63.34	SATURADO
67	500	5	100	29.433	69.68	SATURADO
68	500	5	100	29.433	63.34	SATURADO
69	500	5	100	29.433	63.34	SATURADO

Fuente: Propia – Paradas 2011

De acuerdo con este criterio, 49 de los CTs de la subestación se encuentran saturados y corresponden con el 100% de los instalados en las barras principales a nivel de 4.160V. Es importante resaltar que éste no es el criterio más exacto, razón por la cual se procedió a ubicar posibles soluciones como se indica seguidamente:

AUMENTO DE LA RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN DE LOS CTS

Considerando los resultados obtenidos y de manera de que todos los CTs no se saturen en el momento que se presente una falla, se consideró un aumento en las relaciones de transformación hasta el valor comercial, donde las premisas del estudio anteriormente efectuado se cumplan de manera que ninguno de los CTs se sature. Las nuevas relaciones de transformación deberán ser como las presentadas en la tabla 4.5. Se utilizó un asterisco junto a la RT de los CT para indicar que estas fueron modificadas.

Tabla 4.5 Nuevas Relaciones de Transformación para los CTs

Número de CT	Corriente del Primario (A)	Corriente del Secundario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máx. Corriente en veces la IN de Sec.	Estatus del CT
1	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
2	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
3	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
4	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
5	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
6	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
7	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
8	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
9	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
10	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
11	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
12	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
13	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
14	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
15	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
16	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
17	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
18	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
19	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
20	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
21	1000	5	200	14.700	14.70	NO SATURADO
22	2000	5	400*	29.680.	14.84	NO SATURADO
23	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO

Tabla 4.5 Nuevas Relaciones de Transformación para los CTs (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	Corriente del Secundario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máx. Corriente en veces la IN de Sec.	Estatus del CT
24	2000	5	400	27.950	13.98	NO SATURADO
25	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
26	3000	5	600	29.433	10.56	NO SATURADO
27	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
28	2000	5	400	27.470	13.74	NO SATURADO
29	3000	5	600	29.433	10.56	NO SATURADO
30	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
31	1250	5	250	20.130	16.10	NO SATURADO
32	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
33	3000	5	600	29.433	10.56	NO SATURADO
34	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
35	1250	5	250	20.340	16.27	NO SATURADO
36	2000	5	400	27.140	13.57	NO SATURADO
37	3000	5	600	29.433	10.56	NO SATURADO
38	2000	5	400	27.930	13.97	NO SATURADO
39	1000	5	200	15.050	15.05	NO SATURADO
40	3000	5	600	25.320	8.44	NO SATURADO
41	1000	5	200	15.150	15.15	NO SATURADO
42	2000	5	400*	25.910	12.96	NO SATURADO
43	3000	5	600	25.320	8.44	NO SATURADO
44	2000	5	400*	25.940	12.97	NO SATURADO
45	1000	5	200	15.500	15.50	NO SATURADO
46	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
47	2000	5	400	27.950	14.18	NO SATURADO
48	2000	5	400	34.840	14.37	NO SATURADO
49	2000	5	400*	29.433	17.42	NO SATURADO
50	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
51	2000	5	400*	27.470	15.84	NO SATURADO
52	2000	5	400*	29.433	17.42	NO SATURADO
53	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
54	2000	5	400*	20.130	17.42	NO SATURADO
55	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
56	2000	5	400*	29.433	17.42	NO SATURADO
57	2000	5	400*	29.433	17.42	NO SATURADO

Tabla 4.5 Nuevas Relaciones de Transformación para los CTs (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	Corriente del Secundario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máx. Corriente en veces la IN de Sec.	Estatus del CT
58	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
59	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
60	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
61	2000	5	400*	34.840	17.42	NO SATURADO
62	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
63	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
64	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
65	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
66	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
67	2000	5	400*	29.433	17.42	NO SATURADO
68	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO
69	2000	5	400*	29.433	15.84	NO SATURADO

Fuente: Propia- Paradas 2011

Se observa fácilmente que para que los transformadores no se saturen al momento de presentarse una falla, deben tener una relación de transformación muy alta si se consideran que todos son de clase 200. El establecer una RT alta para los CTs no es conveniente ya que las corrientes nominales de los equipos que se desean proteger se encuentran en el promedio de los 150 amperios y son muy bajas en comparación al rango del transformador, esto trae como consecuencia cierto nivel de imprecisión en la información que podrán estar recibiendo los relés en condiciones normales dado que la mejor condición de trabajo para los CTs en los alrededores de la mitad de su rango y las corrientes nominales de los equipos se encontrarían en los alrededores del 10% de este.

CONSIDERACIÓN DE LA CARGA DE LOS CTS Y ESTIMACIÓN DE LA CLASE REQUERIDA

Dado que la solución planteada con la revisión y las premisas presentadas en primer lugar no son técnicamente viables, se procedió a determinar la clase que debería de ser cada transformador de manera que no se sature en el nivel de cortocircuito máximo visto por él.

Entre las premisas del estudio se estimaron 8 metros de cable número 12AWG para la conexión entre relés y CTs y cable de neutro, las impedancias de los CTs fueron tomadas de los manuales del fabricante. El estudio fue llevado a cabo de acuerdo con el estándar ANSI/ IEEE 242 – 2001, se calculó el voltaje de saturación de los CTs para el nivel de cortocircuito actual y la carga en el secundario presente y se presentó la clase requerida para el CT según las clases normalizadas C100, C200, C400, C600, C800. Los resultados se presentan en la tabla 4.6.

CONSIDERACIÓN DE LA CARGA DE LOS CTS, INCREMENTO DE LA RT Y ESTIMACIÓN DE LA CLASE REQUERIDA

Como resultado de los cálculos realizados se observó que en varios casos que para que los CTs no se saturen al nivel de cortocircuito evidenciado, su clase debe ser alta o en algunos casos no corresponde con valores comerciales, por lo tanto se debió modificar la relación de transformación con el fin de disminuir el voltaje de saturación y así la clase requerida para que los CTs fuese una opción viable. Estos cambios efectuados se encuentran mostrados en la tabla 4.7. Los nuevos CTs calculados serán modelados al momento de realizar la nueva coordinación no serán tomados en cuenta para la revisión del estado actual. Se utilizó un asterisco junto a la RT de los CT para indicar que las mismas fueron modificadas.

Tabla 4.6. Determinación de la Clase de los CTs

Número de CT	Corriente del Primario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máxima Corriente de Cortocircuito Referida al Secundario	Impedancia de Cables (ohm)	Impedancia de Relés (ohm)	Impedancia Total (ohm)	Voltaje de Saturación (V)	Clase del CT
1	600	120	34.840	290	0,05	2,7	2,75	799,64	1000
2	600	120	34.840	290	0,05	2,7	2,75	799,64	1000
3	600	120	34.840	290	0,05	1,6	1,65	480,28	600
4	100	20	34.840	1.742	0,05	0,03	0,08	146,72	200
5	1200	240	34.840	145	0,05	2,7	2,75	399,82	600
6	1000	200	34.840	174	0,05	0,1	0,15	26,87	200
7	1200	240	34.840	145	0,05	2,7	2,75	399,82	600
8	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
9	600	120	34.840	290	0,05	2,7	2,75	799,64	1000
10	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
11	1000	200	34.840	174	0,05	0,1	0,15	26,87	200
12	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
13	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
14	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
15	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
16	600	120	34.840	290	0,05	2,7	2,75	799,64	1000
17	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
18	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
19	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
20	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
21	1000	200	14.700	74	0,05	1,6	1,65	121,59	200

Tabla 4.6. Determinación de la Clase de los CTs (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máxima Corriente de Cortocircuito Referida al Secundario	Impedancia de Cables (ohm)	Impedancia de Relés (ohm)	Impedancia Total (ohm)	Voltaje de Saturación (V)	Clase del CT
22	1250	250	20.130	119	0,05	1,6	1,65	196,39	200
23	600	120	34.840	290	0,05	1,6	1,65	480,28	600
24	2000	400	27.950	70	0,05	1,6	1,65	115,59	200
25	600	120	34.840	290	0,05	1,6	1,65	480,28	600
26	3000	600	31.670	53	0,05	1,6	1,65	87,32	200
27	600	120	31.670	264	0,05	1,6	1,65	436,58	600
28	2000	400	27.470	69	0,05	1,6	1,65	113,60	200
29	3000	600	31.670	53	0,05	1,6	1,65	87,32	200
30	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
31	1250	250	20.130	81	0,05	0,75	0,80	64,76	200
32	100	20	34.840	1.742	0,05	1,6	1,65	2881,66	Fuera de rango
33	3000	600	31.670	53	0,05	1,6	1,65	87,32	200
34	500	100	31.670	317	0,05	0,75	0,80	254,70	400
35	1250	250	20.340	81	0,05	1,6	1,65	134,59	200
36	2000	400	27.140	68	0,05	1,6	1,65	112,24	200
37	3000	600	31.670	53	0,05	1,6	1,65	87,32	200
38	2000	400	27.930	70	0,05	1,6	1,65	115,51	200
39	1000	200	15.050	75	0,05	1,6	1,65	124,48	200
40	3000	600	25.320	42	0,05	0,9	0,95	40,27	200
41	1000	200	15.150	76	0,05	1,6	1,65	125,31	200

Tabla 4.6. Determinación de la Clase de los CTs (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máxima Corriente de Cortocircuito Referida al Secundario	Impedancia de Cables (ohm)	Impedancia de Relés (ohm)	Impedancia Total (ohm)	Voltaje de Saturación (V)	Clase del CT
42	1250	250	25910	104	0,05	1,6	1,65	171,44	200
43	3000	600	25.320	42	0,05	0,9	0,95	40,27	200
44	1250	250	25940	104	0,05	1,6	1,65	171,64	200
45	1000	200	15.500	78	0,05	1,6	1,65	128,20	200
46	500	100	31.670	317	0,05	0,75	0,80	254,70	400
47	2000	400	28.350	71	0,05	1,6	1,65	117,24	200
48	2000	400	28.730	72	0,05	1,6	1,65	118,81	200
49	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
50	500	100	31.670	317	0,05	0,1	0,15	48,84	200
51	500	100	31.670	317	0,05	0,1	0,15	48,84	200
52	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
53	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
54	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
55	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
56	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
57	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
58	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
59	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
60	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
61	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
62	600	120	31.670	264	0,05	1,6	1,65	436,58	600

Tabla 4.6. Determinación de la Clase de los CTs (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máxima Corriente de Cortocircuito Referida al Secundario	Impedancia de Cables (ohm)	Impedancia de Relés (ohm)	Impedancia Total (ohm)	Voltaje de Saturación (V)	Clase del CT
63	600	120	31.670	264	0,05	1,6	1,65	436,58	600
64	1000	200	31.670	158	0,05	0,1	0,15	24,42	200
65	1000	200	31.670	158	0,05	0,1	0,15	24,42	200
66	500	100	31.670	317	0,05	0,1	0,15	48,84	200
67	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
68	500	100	31.670	317	0,05	1,6	1,65	523,89	600
69	500	100	31.670	317	0,05	1,6	1,65	523,89	600

Fuente: Propia – Paradas 2011

Tabla 4.7 Nuevas RT de los CT y cálculo de sus Clases

Número de CT	Corriente del Primario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máxima Corriente de Cortocircuito Referida al Secundario	Impedancia de Cables (ohm)	Impedancia de Relés (ohm)	Impedancia Total (ohm)	Voltaje de Saturación (V)	Clase del CT
1	700	140*	34.840	249	0,05	2,7	2,75	685,41	800
2	700	140*	34.840	249	0,05	2,7	2,75	685,41	800
3	600	120	34.840	290	0,05	1,6	1,65	480,28	600
4	100	20	34.840	1.742	0,05	0,03	0,08	146,72	200
5	1200	240	34.840	145	0,05	2,7	2,75	399,82	600
6	1000	200	34.840	174	0,05	0,1	0,15	26,87	200

Tabla 4.7 Nuevas RT de los CT y cálculo de sus Clases (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máxima Corriente de Cortocircuito Referida al Secundario	Impedancia de Cables (ohm)	Impedancia de Relés (ohm)	Impedancia Total (ohm)	Voltaje de Saturación (V)	Clase del CT
7	1200	240	34.840	145	0,05	2,7	2,75	399,82	600
8	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
9	700	140*	34.840	249	0,05	2,7	2,75	685,41	800
10	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
11	1000	200	34.840	174	0,05	0,1	0,15	26,87	200
12	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
13	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
14	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
15	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
16	700	140*	34.840	249	0,05	2,7	2,75	685,41	800
17	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
18	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
19	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
20	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
21	1000	200	14.700	74	0,05	1,6	1,65	121,59	200
22	1250	250	29.680	119	0,05	1,6	1,65	196,39	400
23	600	120	34.840	290	0,05	1,6	1,65	480,28	600
24	2000	400	27.950	70	0,05	1,6	1,65	115,59	200
25	600	120	34.840	290	0,05	1,6	1,65	480,28	600
26	3000	600	31.670	53	0,05	1,6	1,65	87,32	200
27	600	120	31.670	264	0,05	1,6	1,65	436,58	600

Tabla 4.7 Nuevas RT de los CT y cálculo de sus Clases (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máxima Corriente de Cortocircuito Referida al Secundario	Impedancia de Cables (ohm)	Impedancia de Relés (ohm)	Impedancia Total (ohm)	Voltaje de Saturación (V)	Clase del CT
28	2000	400	27.470	69	0,05	1,6	1,65	113,60	200
29	3000	600	31.670	53	0,05	1,6	1,65	87,32	200
30	500	100	34.840	348	0,05	0,75	0,80	280,19	400
31	1250	250	20.130	81	0,05	0,75	0,80	64,76	200
32	500	100*	34.840	348	0,05	1,6	1,65	576,33	600
33	3000	600	31.670	53	0,05	1,6	1,65	87,32	200
34	500	100	31.670	317	0,05	0,75	0,80	254,70	400
35	1250	250	20.340	81	0,05	1,6	1,65	134,59	200
36	2000	400	27.140	68	0,05	1,6	1,65	112,24	200
37	3000	600	31.670	53	0,05	1,6	1,65	87,32	200
38	2000	400	27.930	70	0,05	1,6	1,65	115,51	200
39	1000	200	15.050	75	0,05	1,6	1,65	124,48	200
40	3000	600	25.320	42	0,05	0,9	0,95	40,27	200
41	1000	200	15.150	76	0,05	1,6	1,65	125,31	200
42	1250	250	25910	104	0,05	1,6	1,65	171,44	200
43	3000	600	25.320	42	0,05	0,9	0,95	40,27	200
44	1250	250	25940	104	0,05	1,6	1,65	171,64	200
45	1000	200	15.500	78	0,05	1,6	1,65	128,20	200
46	500	100	31.670	317	0,05	0,75	0,80	254,70	400
47	2000	400	28.350	71	0,05	1,6	1,65	117,24	200
48	2000	400	28.730	72	0,05	1,6	1,65	118,81	200

Tabla 4.7 Nuevas RT de los CT y cálculo de sus Clases (Continuación)

Número de CT	Corriente del Primario (A)	RT del CT	Máxima Corriente de Cortocircuito (kA)	Máxima Corriente de Cortocircuito Referida al Secundario	Impedancia de Cables (ohm)	Impedancia de Relés (ohm)	Impedancia Total (ohm)	Voltaje de Saturación (V)	Clase del CT
49	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
50	500	100	31.670	317	0,05	0,1	0,15	48,84	200
51	500	100	31.670	317	0,05	0,1	0,15	48,84	200
52	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
53	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
54	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
55	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
56	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
57	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
58	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
59	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
60	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
61	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
62	600	120	31.670	264	0,05	1,6	1,65	436,58	600
63	600	120	31.670	264	0,05	1,6	1,65	436,58	600
64	1000	200	31.670	158	0,05	0,1	0,15	24,42	200
65	1000	200	31.670	158	0,05	0,1	0,15	24,42	200
66	500	100	31.670	317	0,05	0,1	0,15	48,84	200
67	500	100	34.840	348	0,05	0,1	0,15	53,73	200
68	500	100	31.670	317	0,05	1,6	1,65	523,89	600
69	500	100	31.670	317	0,05	1,6	1,65	523,89	600

Fuente: Propia – Paradas 2011

4.5. CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE LA EMPRESA

El Departamento de Protecciones Eléctricas de Pequiven establece una serie de criterios para los ajustes de las protecciones de sobrecorriente de manera que se cumplan las normativas de operación de la empresa y de igual manera las normas internacionales IEEE, ANSI y nacionales CEN que aplican al tema. Fueron estos criterios los utilizados al momento de evaluar el estado actual del sistema de protecciones de manera de determinar los dispositivos que no operen selectivamente.

En cuanto a los intervalos de coordinación entre los diferentes equipos de protección se consideraron los intervalos establecidos por la IEEE los cuales se encuentran en el apartado 2.6.5.9.2. A continuación se presentan los criterios establecidos por la empresa en cuanto a los ajustes.

Criterios de ajuste para las protecciones asociadas a los motores de 4160V.

- **Protección contra Sobrecorriente Instantánea (50):** Para motores con esquema de control y protección por interruptor, se ajustará al 170% de la corriente de rotor bloqueado del referido motor.
- **Protección contra Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N):** El relé de falla a tierra se alimenta de un circuito residual formado por tres transformadores de corriente un en cada fase. La protección se ajustará al 20% de la corriente secundaria nominal de dicho transformador.
- **Tiempo de Rotor Bloqueado:** Para el ajuste de esta función se seleccionará el máximo tiempo de arranque del motor más un 25% adicional.

Criterios de ajuste para las protecciones asociadas a los interruptores del lado de alta tensión de los transformadores de potencia en 4160/480V.

- **Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51):** El criterio de ajuste a emplear para el arranque de la protección temporizada de fase en esta localidad será al 125% de la capacidad nominal del transformador, verificando que cuando arranque el motor de mayor capacidad conectada a la barra, la protección no opere.
- **Protección contra Sobrecorriente Instantánea de Fase (50):** El criterio de ajuste para la unidad instantánea de la protección de sobrecorriente de fases asociado a este interruptor será colocar el 125% del nivel de cortocircuito trifásico máximo en las barras del lado de baja tensión del transformador de potencia, referido al lado de alta tensión, evitando con esta selección disparos falsos por fallas en las barras de 480V.
- **Tiempo de Operación de la Unidad de Protección de Fase ($t >$):** El lado de baja tensión de los transformadores de potencia no presentan protección de sobrecorriente de fase, por lo cual se coordinará tomando como referencia el circuito más lento visto desde la localidad.
- **Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N):** El criterio a emplear para el ajuste de este tipo de protección será de un 10% del arranque de la protección de fase.
- **Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N):** El arranque de esta protección debería ser ajustado en cuatro (4) veces la capacidad del transformador de potencia, debido a que la conexión delta-estrella presente en los mismo abre las redes de secuencia cero para fallas a tierra. En caso que este valor supere el máximo nivel de cortocircuito monofásico de la barra de 4.16kV, se seleccionará para el arranque de la unidad el 50% del nivel de cortocircuito monofásico máximo.

- **Tiempo de Operación de la Unidad de Protección de Tierra (to >):** El tiempo de operación por sobrecorriente se debería ajustar a un valor igual a 0.1 segundos al valor en amperios de 4 veces la capacidad del transformador, sin embargo con la finalidad de disminuir los tiempos de operación de la unidad para fallas a tierra de alta impedancia, se seleccionará el tiempo de operación en 0.1 seg, al 50% del nivel de cortocircuito monofásico máximo de la barra de 4.16kV.

Criterios de ajustes para las protecciones asociadas al interruptor de enlace de barras en 4.16kV de la Subestación de Hidrólisis 4.16kV/480V

- **Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51):** El arranque de la protección se ajustará a la suma del 80% de la corriente de plena carga de todos los motores (sin incluir el motor más grande), más la corriente de las cargas estáticas y la corriente de arranque del motor de mayor capacidad.
- **Protección contra Sobrecorriente Instantánea de Fase (50):** La protección deberá ser inhibida o en todo caso ajustada por encima del nivel de cortocircuito máximo en la barra, de manera de lograr selectividad con las protecciones asociadas en los interruptores aguas abajo.
- **Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N):** El criterio a emplear para el ajuste de este tipo de protección será de un 10% del arranque de la protección de fase.
- **Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N):** La protección deberá ser inhibida o en todo caso ajustada por encima del nivel de cortocircuito máximo en la barra, de manera de lograr selectividad con las protecciones asociadas en los interruptores aguas abajo.

- **Tiempos de Operación en Fase y en Tierra:** Las protecciones asociadas al interruptor acoplador tanto en fase como en tierra deberán ser coordinadas operativamente con la protección más lenta de los circuitos de salida de la barra de 4.16kV.

Criterios de ajuste para las protecciones asociadas a los interruptores del lado de baja tensión de los transformadores de potencia en 34.5/4.16 kV (90-TA y 90-TB)

- **Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51):** Se ajustará el arranque de esta protección a la suma de la capacidad máxima del transformador, más el arranque del motor de mayor capacidad.
- **Protección contra Cortocircuito Trifásico (50):** Esta unidad se deberá inhibir o en todo caso ajustar por encima del nivel de cortocircuito máximo en la barra de 4.16 kV, de forma de lograr la selectividad con las protecciones aguas abajo.
- **Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N):** Para el ajuste de esta protección se seleccionará el 10% del arranque de la protección de sobrecorriente temporizada de fase.
- **Tiempos de Operación en Fase y en Tierra:** Las protecciones de sobrecorriente instantáneas asociadas a los interruptores de lado de baja tensión de los transformadores de potencia (90-TA y 90-TB) deberán ser coordinados operativamente con la protección más lenta de los circuitos de salida de las barras de 4.16kV.

Criterios de ajuste para las protecciones asociadas a los interruptores del lado de baja tensión de los transformadores de potencia en 4160/480 V.

- **Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N):** El criterio de ajuste es un 10% del ajuste de la protección de fase, de no estar presente la protección de fase, se deberá ajustar al 12.5% de la capacidad máxima del transformador de potencia.
- **Tiempo de Operación de la Unidad de Protección de Tierra (to>):** La unidad de tierra debe ser coordinada con la protección más lenta para una falla monofásica en los circuitos de salida de las barras de 480V.

4.6. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LAS PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE.

En primer lugar para la evaluación del desempeño de las protecciones de sobrecorriente se procedió a identificar con ayuda del software los niveles de cortocircuito visto por cada relé a lo largo de la subestación, estos niveles de cortocircuito fueron determinados manteniendo los criterios mencionados en la realización de estudios de cortocircuito.

Con la finalidad de determinar si los ajustes actualmente establecidos en los relés son los indicados, se calcularon los ajustes de arranque que éstos deberían tener, mediante el uso de una hoja de EXCEL, de manera de cumplir con los criterios establecidos, posteriormente se compararon los ajustes presentes con los calculados y se identificaron los casos en los que no se cumplían los criterios de la empresa; se estableció un rango de variación del 20% para la calificación del ajuste. A continuación se presentan los resultados de este estudio donde se indica claramente el cumplimiento o no de los criterios establecidos; los resultados son presentados de igual manera que se encuentran los criterios de ajuste. En la tabla 4.8 se presenta la evaluación de los ajustes de las protecciones de motores en 4160V en ciertos casos los motores se encontraban fuera de servicio por lo que los relés no se

encontraban instalados, pero de igual manera se encontró registro de los ajustes; se designó S.I. (sin información) a estos casos al igual que en aquellos donde tampoco se posee información de los ajustes actuales. El número de relé es la identificación del mismo en el modelado realizado en ETAP 6.0.0.

Tabla 4.8 Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones de Motores

Motor Protegido	In (A)	Iarr (A)	Tiempo de Arranque (seg)	Número del Relé	Función	RT del CT	Ajuste Calculados en Corriente (A)	Ajuste Actual en Corriente (A)	Calificación
42B-P5C	96,6	600	3	57	50	100	990	990	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42B-P5B	53	318	3	S.I.	50	100	525	524	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42B-P5A	96,6	600	3	55	50	100	990	990	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42B-P1B	91	552	3	S.I.	50	100	911	900	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42B-P1C	91	552	3	S.I.	50	100	911	900	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42B-P1A	91	552	3	76	50	100	911	900	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42B-C2A	257,5	1542	8	74	50	200	2544	2500	CUMPLE
					50N		40	40	CUMPLE
42B-C2B	257,5	1542	8	75	50	200	2544	2500	CUMPLE
					50N		40	40	CUMPLE
41A-C1D	85,2	512,4	6	54	50	100	845	845	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42A-C2A	257,5	1542	8	3	50	200	2544	2500	CUMPLE
					50N		40	40	CUMPLE
42A-C2B	257,5	1542	8	7	50	200	2544	2500	CUMPLE
					50N		40	40	CUMPLE
42A-P1A	91	558	3	10	50	100	921	900	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42A-P1B	37,81	330	3	11	50	100	545	552	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42A-P1C	91	558	3	12	50	100	921	900	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
42A-P5A	96,6	600	3	4	50	100	990	990	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE

Tabla 4.8 Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones de Motores (Continuación)

Motor Protegido	In (A)	Iarr (A)	Tiempo de Arranque (seg)	Número del Relé	Función	RT del CT	Ajuste Calculados en Corriente (A)	Ajuste Actual en Corriente (A)	Calificación
42A-P5B	38.3	38.3	315	3	50	100	520	524	CUMPLE
					50N		20	10	CUMPLE
42A-P5C	96,6	600	3	6	50	100	990	990	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P211D	96	558	3	58	50	100	921	920,5	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P211B	93	558	3	60	50	100	921	920,5	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P209B	46	276	3	69	50	10	455	450	CUMPLE
					50N		2	20	CUMPLE
90-P208C	46	276	3	77	50	100	455	450	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P200A	93	558	3	62	50	100	921	950	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P200B	96	576	3	63	50	100	950	950	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P200C	96	576	3	64	50	100	950	950	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P200D	96	576	3	65	50	100	950	950	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P200E	96	576	3	67	50	100	950	950	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P200F	96	576	3	68	50	100	950	950	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90-P200G	96	576	3	66	50	100	950	950	CUMPLE
					50N		20	20	CUMPLE
90P-200/O	36,5	323	3	S.I.	50	20	533	109,5	NO CUMPLE
					50N		4	4	CUMPLE
42P-116/A	96	239	3	S.I.	50	100	394	S.I.	S.I.
					50N		20	20	CUMPLE
42P-116/B	96	239	3	S.I.	50	100	394	S.I.	S.I.
					50N		20	20	CUMPLE
90P-200/P	36,5	323	3	105	50	20	533	220	NO CUMPLE
					50N		4	4	CUMPLE

Tabla 4.8 Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones de Motores (Continuación)

Motor Protegido	In (A)	Iarr (A)	Tiempo de Arranque (seg)	Número del Relé	Función	RT del CT	Ajuste Calculados en Corriente (A)	Ajuste Actual en Corriente (A)	Calificación
41-C1A	86,4	SI	3	S.I.	50	100	S.I.	S.I.	S.I.
					50N		20	20	CUMPLE
41-C1B	86,4	SI	3	S.I.	50	100	S.I.	S.I.	S.I.
					50N		20	20	CUMPLE
41-C1C	86,4	SI	3	S.I.	50	100	S.I.	S.I.	S.I.
					50N		20	20	CUMPLE

Fuente: Propia – Paradas 2011

Tras realizada la evaluación de los ajustes y comparando los ajustes actuales con los calculados de acuerdo a los criterios, se determinó que las protecciones de todos los motores que actualmente se encuentran en servicio cumplen con los criterios de ajuste del arranque impuestos, exceptuando el ajuste de la protección 50 del relé correspondiente al motor 90P-200/P que será la única protección que sufrirá modificaciones en el ajuste. Por lo que respecta a las demás protecciones que se determinó no cumplían con los criterios, no serán tomadas en cuenta dado que los equipos a los que cuyos relés están asociados no se encuentran en operación ni se pretende su puesta en servicio, ya que no se encuentran conectados ni su circuito de potencia ni el circuito de protección; por esta razón, estos motores no serán tomados en cuenta para los siguiente estudios a realizar.

Dado que los criterios de ajustes de las protecciones de los transformadores de potencia varían según su localización bien sea en alto o bajo voltaje éstos fueron estudiados de igual manera y los resultados se presentan en las tablas 4.9 y 4.10 respectivamente. En la evaluación de los ajustes de los relés de AT, además de los datos de tanto los transformadores de potencia y los relés de protección se presentan los niveles de cortocircuitos de fase y tierra necesarios para el cálculo de los ajustes de las protecciones 50, en la evaluación de las protecciones de BT no se presenta este dato ya que solo están presentes las protecciones de tipo 51N y estas no toman en cuenta el nivel de cortocircuito para su ajuste.

Tabla 4.9 Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones del lado de AT de los Transformadores de Potencia

Txs Protegido	In (A)	Icc (kA)		Número del Relé	Función	RT del CT	Ajuste Calculados en Corriente (A)	Ajuste Actual en Corriente (A)	Calificación
		Fase	Tierra						
90-TA	418,40	34.800	30.720	95	50	160	5245,21	1248	NO CUMPLE
					51		523	171,2	NO CUMPLE
					50N		1852,10	1280	NO CUMPLE
					51N		120	86,4	NO CUMPLE
90-TB	418,40	34.800	30.720	94	50	160	4416,23	1248	NO CUMPLE
					51		523	171,2	NO CUMPLE
					50N		1852,10	1280	NO CUMPLE
					51N		120	86,4	NO CUMPLE
42-BT1	208,20	28.520	N.A.	73	120	4113,46	4500	CUMPLE	
				51		478,86	480	CUMPLE	
				72		51N	47,88	60	CUMPLE
42-BT2	208,20	28.520	N.A.	71	120	4113,46	4500	CUMPLE	
				51		478,86	480	CUMPLE	
				70		51N	411,34	60	CUMPLE
40-BT1	104,10	28.520	N.A.	81	100	2120,19	2000	CUMPLE	
				51		130,12	250	CUMPLE	
				80		51N	13,012	50	CUMPLE
40-BT2	104,10	28.521	N.A.	78	100	2120,19	2000	CUMPLE	
				51		130,12	250	CUMPLE	
				79		51N	13,01	50	CUMPLE
90B-T1	208,20	28.522	N.A.	21	120	3933,173	4500	CUMPLE	
				51		350	300	CUMPLE	
				20		51N	35	60	CUMPLE
90A-T1	208,20	27.270	N.A.	18	120	3933,17	4500	CUMPLE	
				51		350	300	CUMPLE	
				17		51N	35	60	CUMPLE

Tabla 4.9 Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones del lado de AT de los Transformadores de Potencia (Continuación)

Txs Protegido	In (A)	Icc (kA)		Número del Relé	Función	RT del CT	Ajuste Calculados en Corriente (A)	Ajuste Actual en Corriente (A)	Calificación
		Fase	Tierra						
90-T7	138,80	27.270	16.380	61	50	100	2852,88	2950	CUMPLE
					51		319,24	300	CUMPLE
					50N		945	200	NO CUMPLE
					51N		31,92	30	CUMPLE
90-T8	138,80	19.780	16.380	23	50	100	2852,88	2950	CUMPLE
					51		319,24	300	CUMPLE
					50N		945	200	NO CUMPLE
					51N		31,92	30	CUMPLE
90-T4	208,20	28.610	16.380	30	50	100	4126,44	2950	NO CUMPLE
					51		260,25	173	NO CUMPLE
					50N		945	210	NO CUMPLE
					51N		26,02	20	CUMPLE
90-T5	138,80	19.780	16.380	28	50	100	2841,34	2950	CUMPLE
					51		230,40	230	CUMPLE
					50N		945	210	NO CUMPLE
					51N		23,04	20	CUMPLE
90-T6	138,80	19.780	16.380	28	50	100	2841,34	2950	CUMPLE
					51		230,40	230	CUMPLE
					50N		945	210	NO CUMPLE
					51N		23,04	20	CUMPLE
42-AT1	208,20	27.600	N.A.	2	50	120	3980,76	3600	CUMPLE
					51		480	480	CUMPLE
				1	51N		48	48	CUMPLE
42-AT2	208,20	27.600	N.A.	16	50	120	3980,76	3600	CUMPLE
					51		480	480	CUMPLE
				17	51N		48	48	CUMPLE
42-T-DES-A	69,39	27.600	14.120	86	50	120	2036,53	2040	CUMPLE
					51		86,7375	120	NO CUMPLE
				87	50N		277,56	240	CUMPLE
					51N		8,67	60	NO CUMPLE

Tabla 4.9 Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones del lado de AT de los Transformadores de Potencia (Continuación)

Txs Protegido	In (A)	Icc (kA)		Número del Relé	Función	RT del CT	Ajuste Calculados en Corriente (A)	Ajuste Actual en Corriente (A)	Calificación
		Fase	Tierra						
42-T-DES-B	69,39	27.600	14.120	84	50	140	2036,53	2040	CUMPLE
					51		86,73	120	CUMPLE
				85	50N		277,56	240	CUMPLE
					51N		8,67	60	NO CUMPLE
90-T3	34,70	27.600	N.A.	39	50	140	1096,15	1600	CUMPLE
					51		69,4	70	CUMPLE
				40	51N		6,94	50	NO CUMPLE
41-T1	104,10	27.600	N.A.	82	50	40	2159,13	3200	NO CUMPLE
					51		208,2	160	NO CUMPLE
				83	51N		20,82	32	CUMPLE
40-AT1	104,10	27.600	14.970	32	50	100	2640,86	2080	NO CUMPLE
					51		182,17	180	CUMPLE
					50N		863,65	210	NO CUMPLE
					51N		18,21	20	CUMPLE
40-AT2	104,10	18.310	14.970	9	50	100	2640,86	2080	NO CUMPLE
					51		182,175	180	CUMPLE
					50N		863,65	210	NO CUMPLE
					51N		18,21	20	CUMPLE

Fuente: Propia – Paradas 2011

Es claramente notable que en su mayoría los ajustes de arranque que no cumplen con los criterios de la empresa corresponden a las protecciones de tipo 50 y 50N, es un resultado esperado ya que el ajuste de estas protecciones depende de los niveles de cortocircuito presentes, los cuales como ya se ha establecido han incrementado. En otros casos son las protecciones 51 las que no cumplen con el criterios, esto es consecuencia de los pocos ajustes de TAP presentes en los relés de protecciones de vieja tecnología los cuales no permiten establecer un ajuste ideal.

Tabla 4.10 Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones del lado de BT de los Transformadores de Potencia

Txs Protegido	In (A)	Número del Relé	Función	RT del CT	Ajuste Calculados en Corriente (A)	Ajuste Actual en Corriente (A)	Calificación
90-TA	1735,00	22 / 24	51	600	3277	4500	CUMPLE
		25 / 26	51N		327,7	300	CUMPLE
		51	50G		450	240	NO CUMPLE
90-TB	1735,00	45 / 13	51	600	3277	4500	CUMPLE
		46 / 14	51N		327,7	300	CUMPLE
		51	50G		450	240	NO CUMPLE
42-BT1	1804	53	51N	400	226	1600	NO CUMPLE
42-BT2	1804	52	51N	400	226	1600	NO CUMPLE
40-BT1	902,10	31	51N	200	113	800	NO CUMPLE
40-BT2	902,10	50	51N	200	113	800	NO CUMPLE
90B-T1	1804	37	51N	400	226	400	NO CUMPLE
90A-T1	1804	34	51N	400	226	400	NO CUMPLE
90-T7	1203	41	51N	250	150	1000	NO CUMPLE
90-T8	1203	38	51N	250	150	1000	NO CUMPLE
90-T4	1804	33	51N	250	226	1000	NO CUMPLE
90-T5	1203	48	51N	250	150	1000	NO CUMPLE
90-T6	1203	49	51N	250	150	1000	NO CUMPLE
42-AT1	1804	43	51N	400	226	1600	NO CUMPLE
42-BT2	1804	42	51N	400	226	1600	NO CUMPLE
40-AT1	902,1	47	51N	200	113	800	NO CUMPLE
40-BT1	902,1	44	51N	200	113	800	NO CUMPLE

Fuente: Propia – Paradas 2011

En la tabla anterior se observó que solo cuatro (04) de los ajustes de los relés de protección asociados al lado de BT de los transformadores de potencia cumplen con los criterios impuestos, el resultado se debe a que los relés poseen con pocas opciones para ajuste de Tap que impiden un ajuste preciso.

Seguidamente en la tabla 4.11 se presenta la evaluación de los ajustes de pickup de los relés asociados a los interruptores de enlace de las barras “HVSG 90.1 EXT FERTIL A” e “HIDRÓLISIS 1” y el enlace entre “HVSG 90.1 EXT FERTIL B” e “HIDRÓLISIS 2”

Tabla 4.11 Evaluación de ajustes de Pickup de las Protecciones de enlace de las barras “HVSG 90.1 EXT FERTIL A” e “HIDRÓLISIS 1” y el enlace entre “HVSG 90.1 EXT FERTIL B” e “HIDRÓLISIS 2”

Interruptor Asociado	Número de Relé	RT del CT	Función	Ajuste Calculados en Corriente (A)	Ajuste Actual en Corriente (A)	Calificación
Salida de Barra	92	600	51	702	720	CUMPLE
	93			702	720	CUMPLE
Llegada de Barra	88	1200	51	702	720	CUMPLE
	89			702	720	CUMPLE
	90		51N	70,2	120	NO CUMPLE
	91			70,2	120	NO CUMPLE

Fuente: Propia – Paradas 2011

Es evidente que los ajustes cumplen con los criterios de la empresa por lo que no sufrirán modificación alguna al momento de presentar la nueva propuesta, a pesar que el ajuste actual de las protecciones 51N no cumplen con el criterio no serán sujeto de modificación ya que es el ajuste más cercano al cálculo posible con las opciones de ajuste del relé.

Dada la antigüedad de los relés electromecánicos instalados, su limitado rango de ajuste y su baja resistencia térmica se procedió a hacer una evaluación de los mismos con el fin de determinar aquellos equipos donde el nivel de cortocircuito superará el mayor múltiplo de tap, visto por su curva de operación, esto al mismo tiempo indica que al producirse una falla la corriente que pasa a través del relé podría ser mayor a la que puede soportar el relé por lo tanto este se dañaría o fundiría impidiendo la actuación del mismo. Estos aspectos se estudiaron al observar en una misma gráfica las curvas de funcionamiento de los relés y los niveles de cortocircuito visto por ellos.

La corriente vista por el relé solo disminuiría al aumentar la RT del CT lo cual no es una solución muy viable, por lo tanto, los equipos que no se encuentren en capacidad de actuar bajo las condiciones en las que se encuentran instalados serán propuestos para su reemplazo por un relé numérico SPAJ-142 de la marca ABB, los cuales no solamente constan de curvas de operación que cubren mayor cantidad de múltiplos de tap si no que a

la vez poseen una capacidad de corriente y térmica mucho mayor. La coordinación final presentada será realizada con los relés propuestos.

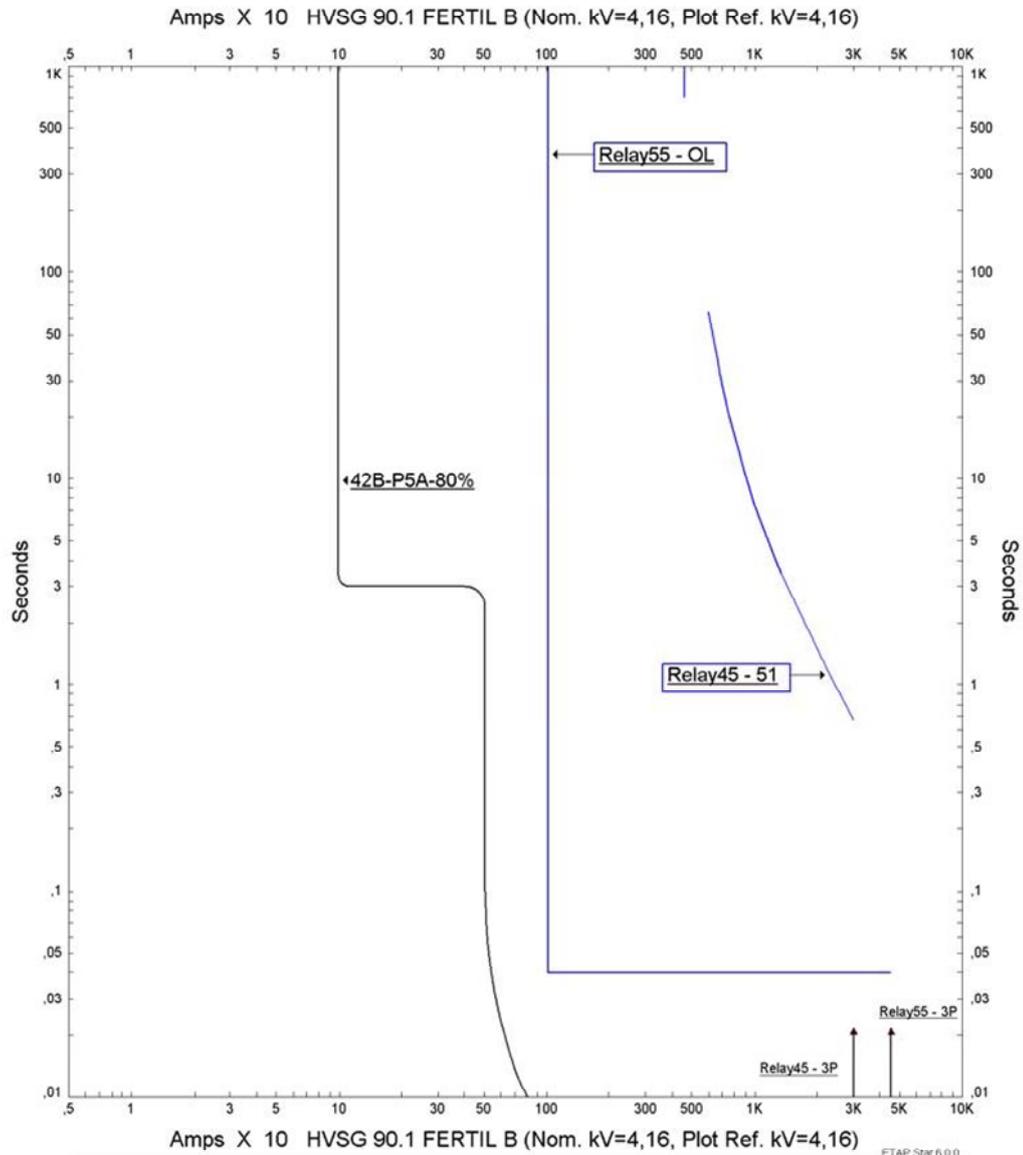
Para cada secuencia de protección radial se presenta el diagrama unifilar donde se ilustran los equipos de protección, al mismo tiempo que se presenta la gráfica con las curvas de funcionamiento y los niveles de cortocircuito visto por las protecciones. Se estableció en cada caso si las protecciones cumplían con los márgenes de protección establecidos.

Se realizó la revisión de los intervalos de coordinación entre los equipos de protección midiendo el tiempo de actuación de cada equipo al nivel máximo de cortocircuito. Se tomó en cuenta para el estudio que las protecciones actuaran para el caso de los transformadores según lo presentado en la sección 2.6.5.9 y para las protecciones de motores lo hicieran según lo establecido en el apartado 2.6.5.8. Será realizada por separado dado que los aspectos a considerar no son los mismos, se distinguirá protecciones de motores, alimentadores principales de la subestación, transformadores alimentadores de CCM. Ver tablas 4.12, 4.13 y 4.14 respectivamente.

En las secuencias de protección de los transformadores no se tomó en cuenta las protecciones 51N del lado de alta de baja tensión con respecto a las protecciones del lado de alta tensión dado que todos los transformadores son de tipo trifásico en conexión delta-estrella.

Para cada evaluación se presentará las curvas de las cadenas de coordinación donde se muestren los casos típicos encontrados en actual arreglo las gráficas restantes se presentan en los anexos.

En cuanto a la revisión de las cadenas de coordinación de los motores, todas son similares por lo que solo se presenta una sola gráfica tanto para la coordinación de las protecciones de fase y tierra. Ver gráficas 4.19 y 2.20 respectivamente. Ver anexos XIV al XLIX para ver el resto de las cadenas de coordinación de motores.



F. Fase de motor 42B-P5A	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES.	Date: 06-02-2011 Rev: Base Fault: Phase
Relay 45 - Curva del relay 51 asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB Relay 55 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 42B-P5A 42B-P5A - Curva de corriente de arranque del motor 42B-P5A	

Figura 4.19 Coordinación Actual para Fallas de Fase del motor 42B – P5A
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

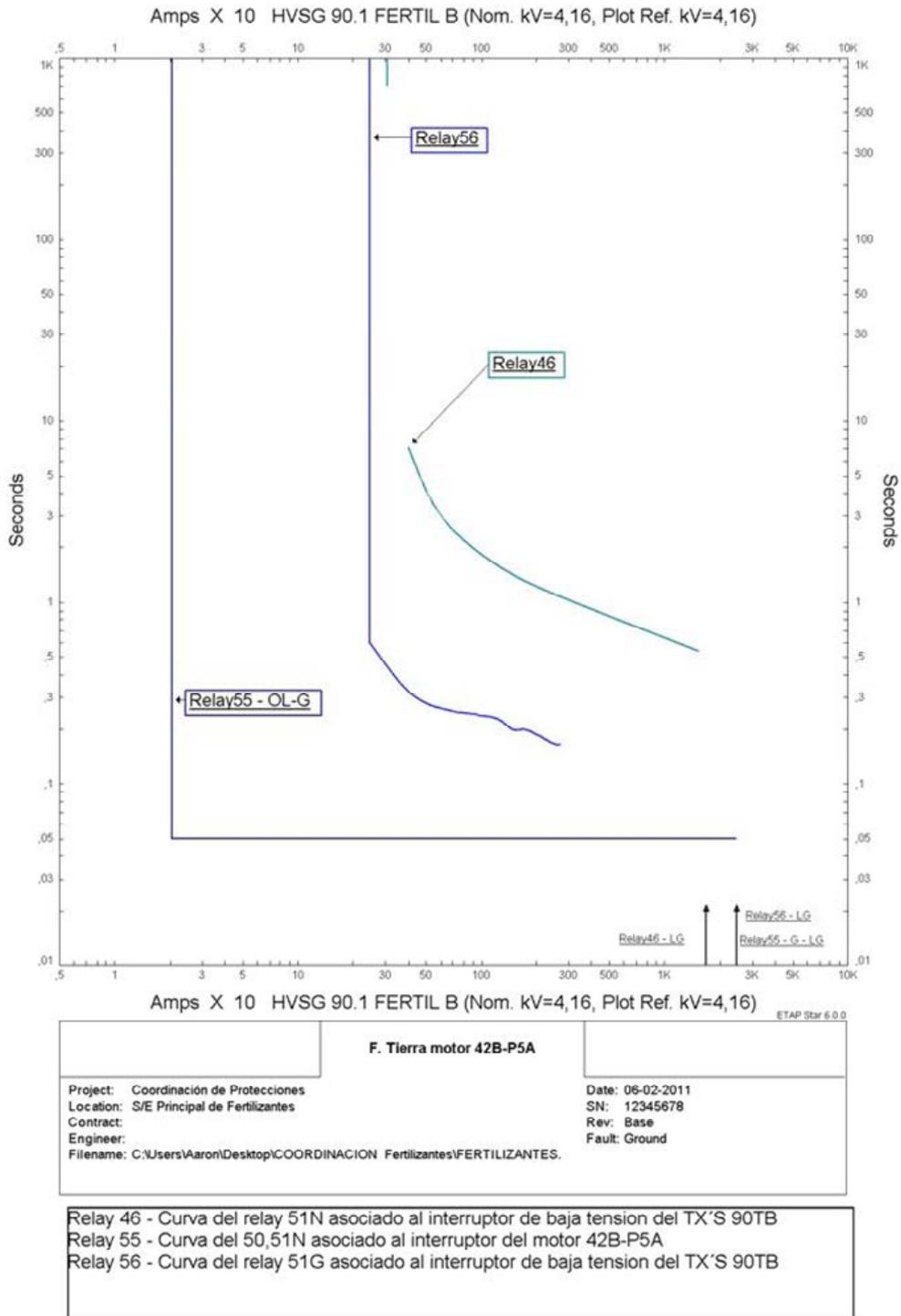


Figura 4.20 Coordinación Actual para Fallas de Tierra del motor 42B – P5A
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

Tabla 4.12. Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Motores de 4160V

Protección de Motor	Aspecto Evaluado	Calificación
41A-C1D	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42A-C2A	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42A-C2B	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42A-P1A	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42A-P1B	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

**Tabla 4.12. Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Motores de 4160V
(Continuación)**

Protección de Motor	Aspecto Evaluado	Calificación
42A-P5A	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42A-P5B	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42B-C2A	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42B-C2B	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42B-P1A	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

**Tabla 4.12. Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Motores de 4160V
(Continuación)**

Protección de Motor	Aspecto Evaluado	Calificación
42B-P5A	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42B-P5C	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90P-200/P	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-P200A	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-P200B	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

**Tabla 4.12. Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Motores de 4160V
(Continuación)**

Protección de Motor	Aspecto Evaluado	Calificación
90-P200C	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-P200D	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-P200G	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-P208C	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-P209B	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

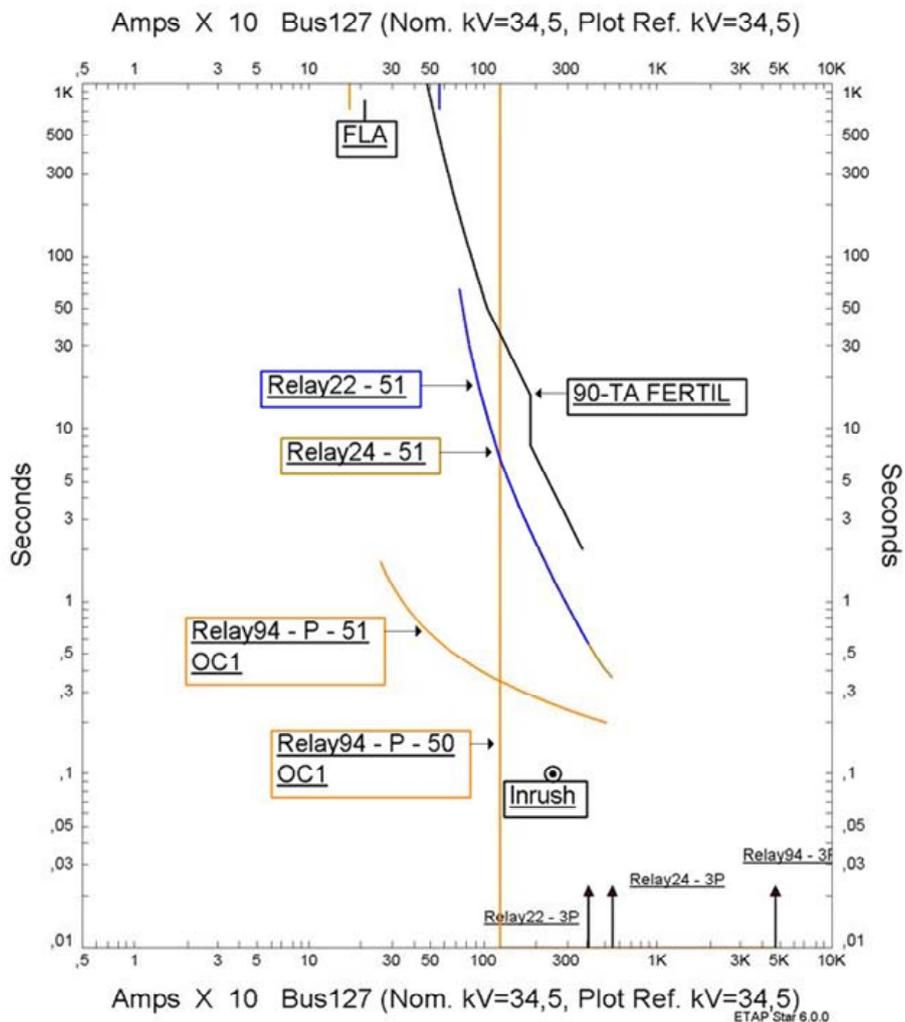
**Tabla 4.12. Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Motores de 4160V
(Continuación)**

Protección de Motor	Aspecto Evaluado	Calificación
90-P211B	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-P211D	Protecciones de fase actúan por arriba de la curva de arranque.	CUMPLE
	Protección de fase guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protección de tierra guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protección opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

Fuente: Propia – Paradas 2011

Es evidente tras la observación de las curvas de funcionamiento de los relés de protecciones de motores, que todos coinciden en no tener margen de coordinación con las unidades de protección para fallas de tierra ubicadas aguas arriba. Por otra parte se puede resaltar el único caso donde esta situación se presenta en los relés de protección de falla a fase y es puntualmente en la cadena de actuación del motor 90P-200/P donde su protección de fallas de fase no guarda el margen de coordinación con las protecciones de sobrecorriente de enlace de barra.

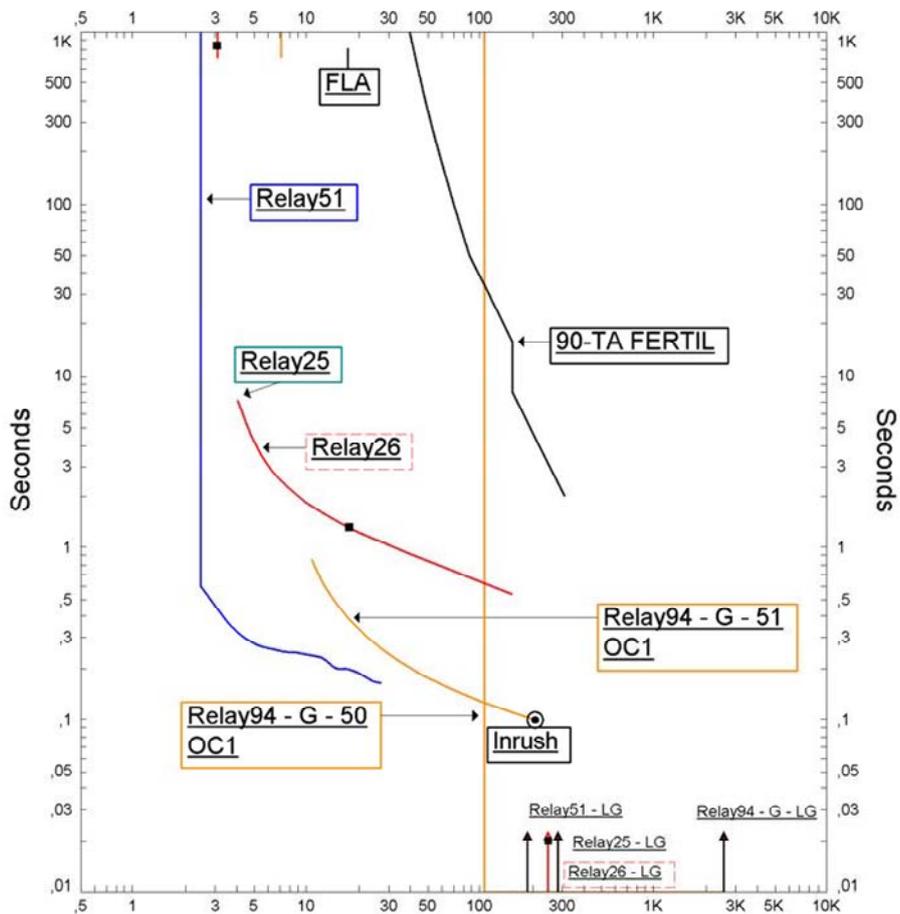
A continuación se presentará la revisión de las curvas de protección de los relés que protegen los transformadores principales de la subestación. En las figuras 4.21 y 4.22 se presentan las curvas de funcionamiento de acuerdo al arreglo actual para las protecciones del transformador 90 –TA, las protecciones del 90 – TB poseen los mismos ajustes.



F. Fase Tx's 90-TA	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 09-14-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Phase
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe	
Relay 22 - Curva del relay 51 asociado al interruptor de baja tensión del TX'S 90TA Relay 22 - Curva del relay 51 asociado al interruptor de baja tensión del TX'S 90TA Relay 94 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB 90-TA - Curva de daño del transformador 90-TA	

Figura 4.21 Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 90 – TA
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

Amps X 100 HVSG 90.1 FERTIL A (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)



Amps X 100 HVSG 90.1 FERTIL A (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)
ETAP Star 6.0.0

F. Tierra Tx's 90-TA	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 09-14-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Ground
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe	

Relay 26 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay 25 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay 94 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 90-TA - Curva de daño del transformador 90-TA

Figura 4.21 Coordinación Actual para Fallas de Tierra de Transformador 90 – TA
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

Tabla 4.13 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores Principales de la Subestación

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
90-TA	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protección más lenta aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protección más lenta aguas abajo.	NO CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE
90-TB	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protección más lenta aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protección más lenta aguas abajo.	NO CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE

Fuente: Propia – Paradas 2011

Se observa en la evaluación de las protecciones de los transformadores principales que se repite lo evidenciado en las protecciones de motores, donde los relés de protección de falla a tierra son los que no se encuentran en cumplimiento de los criterios impuestos.

En cuanto a la revisión de las cadenas de protección de los transformadores que alimentan CCM se presentan esencialmente tres casos los cuales son presentados antes de las tablas resumen de los resultados de la observación. El caso 1 se presenta en la figura 4.22, caso 2 se presenta en las figuras 4.23 y 4.24, caso 3 en las figuras 4.25 y 4.26 y caso 4 en las figuras 4.27. y 4.24 las restantes cadenas de coordinación se encuentran en los anexos L al XCIII

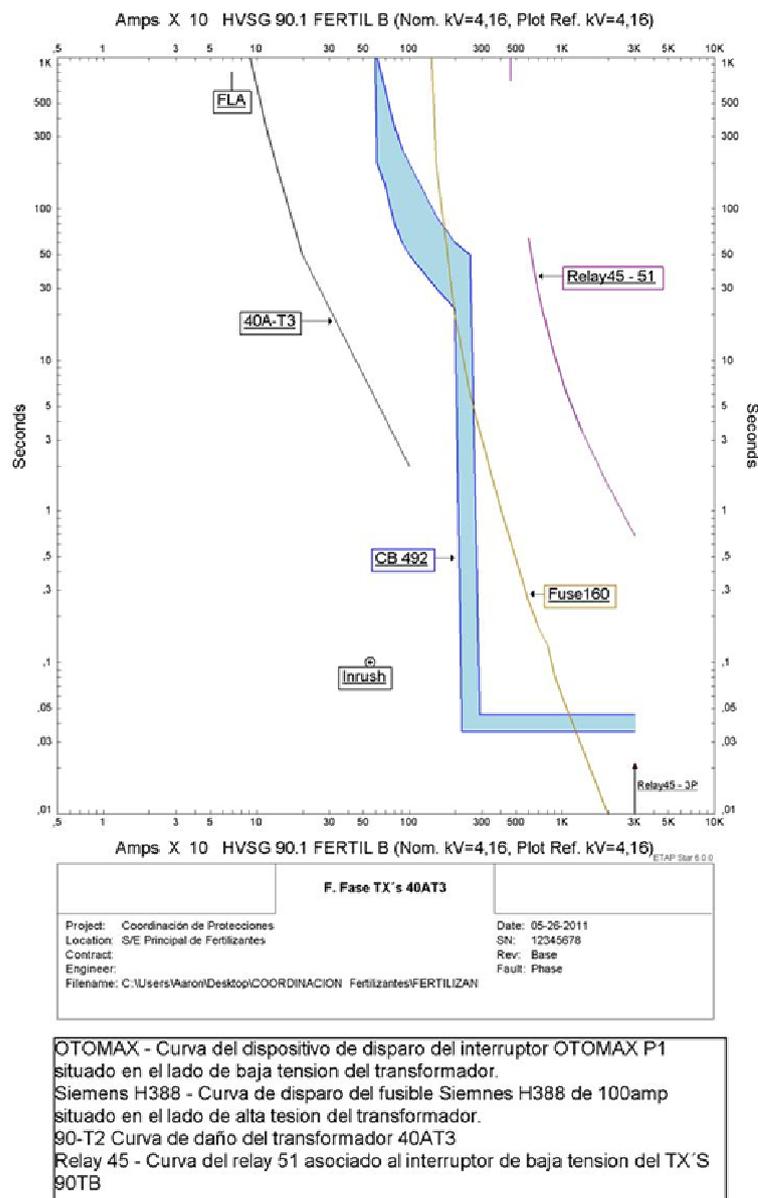
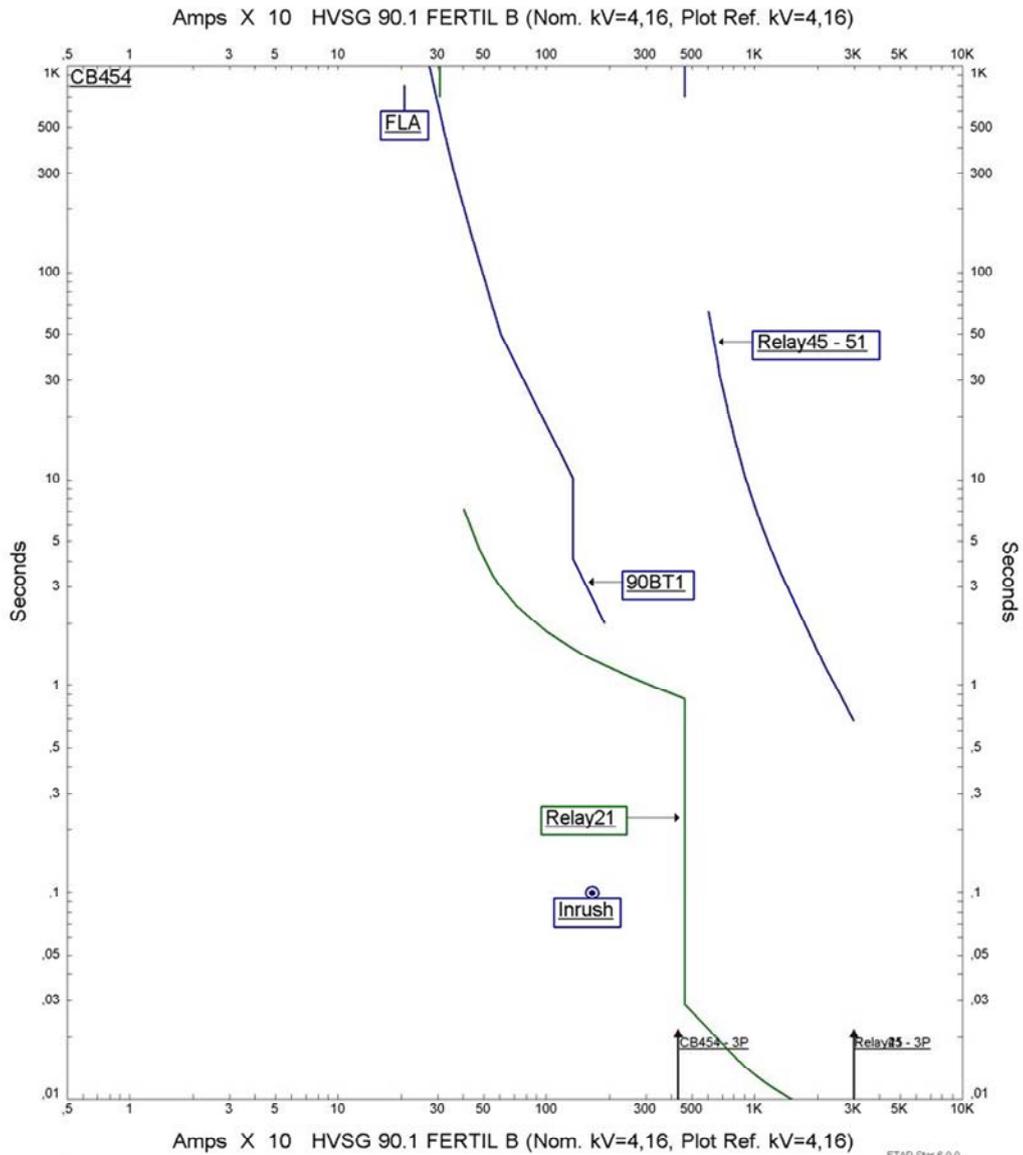


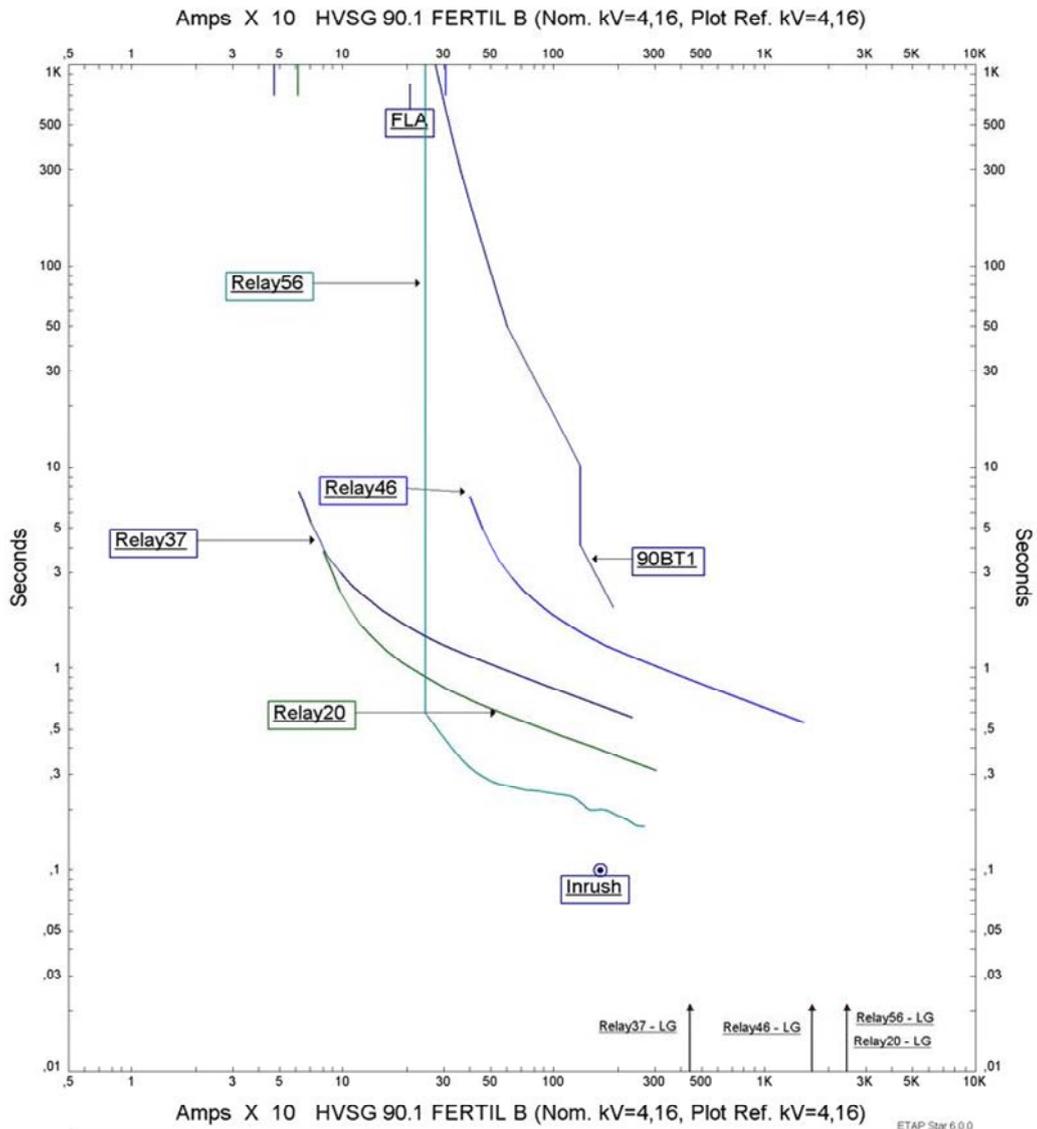
Figura 4.22 Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 40 – AT3 (Caso 1)
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase TX's 90BT1	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES.	Date: 06-01-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase

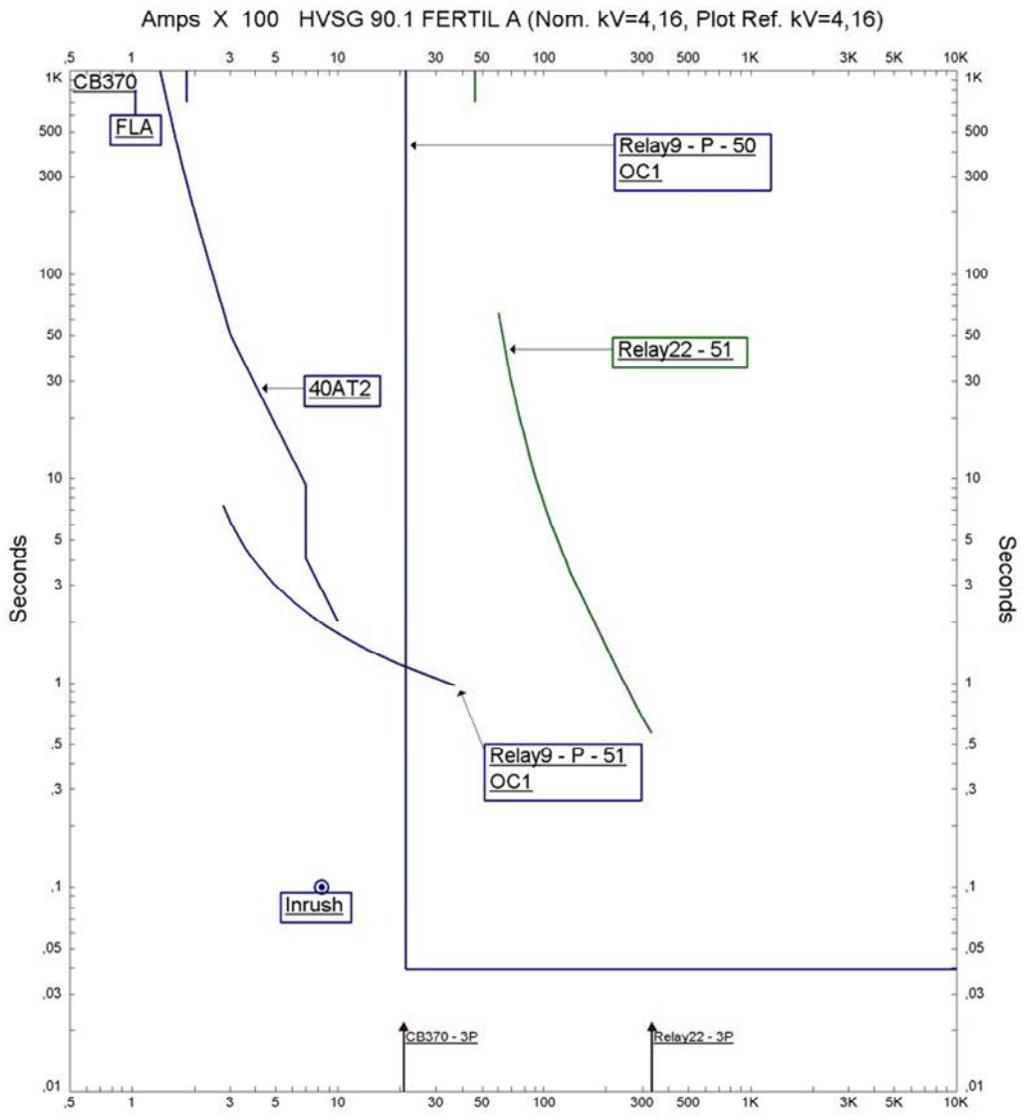
Relay 45 - Curva del relay 51 asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB
 Relay 42 - Curva del relay 50,51 asociado al interruptor de alta tension del TX'S 90BT1
 90BT1- Curva de daño del transformador 90BT1

Figura 4.23 Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 90 – BT1 (Caso 2)
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra TX's 90BT1	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES.	Date: 06-01-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Ground
Relay 56 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB Relay 46 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB Relay 37 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90BT2 Relay 20- Curva del relay 51N asociado al interruptor de alta tension del TX'S 90BT2 90BT1 - Curva de daño del transformador 90BT1	

Figura 4.23 Coordinación Actual para Fallas de Tierra de Transformador 90 – BT1 (Caso 2)
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



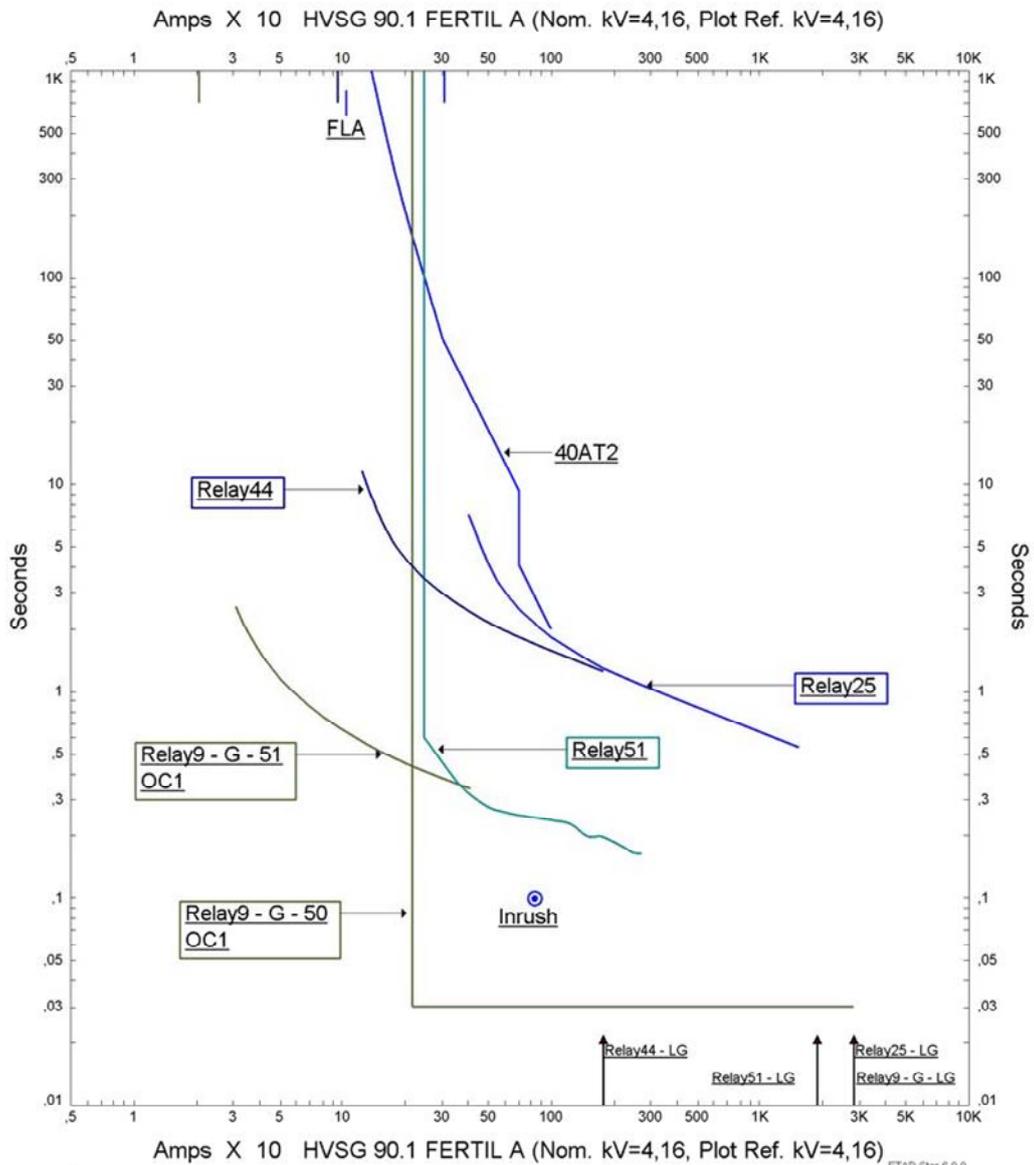
Amps X 100 HVSG 90.1 FERTIL A (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)

ETAP Star 6.0.0

F. Fase Tx's 40AT2		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-10-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

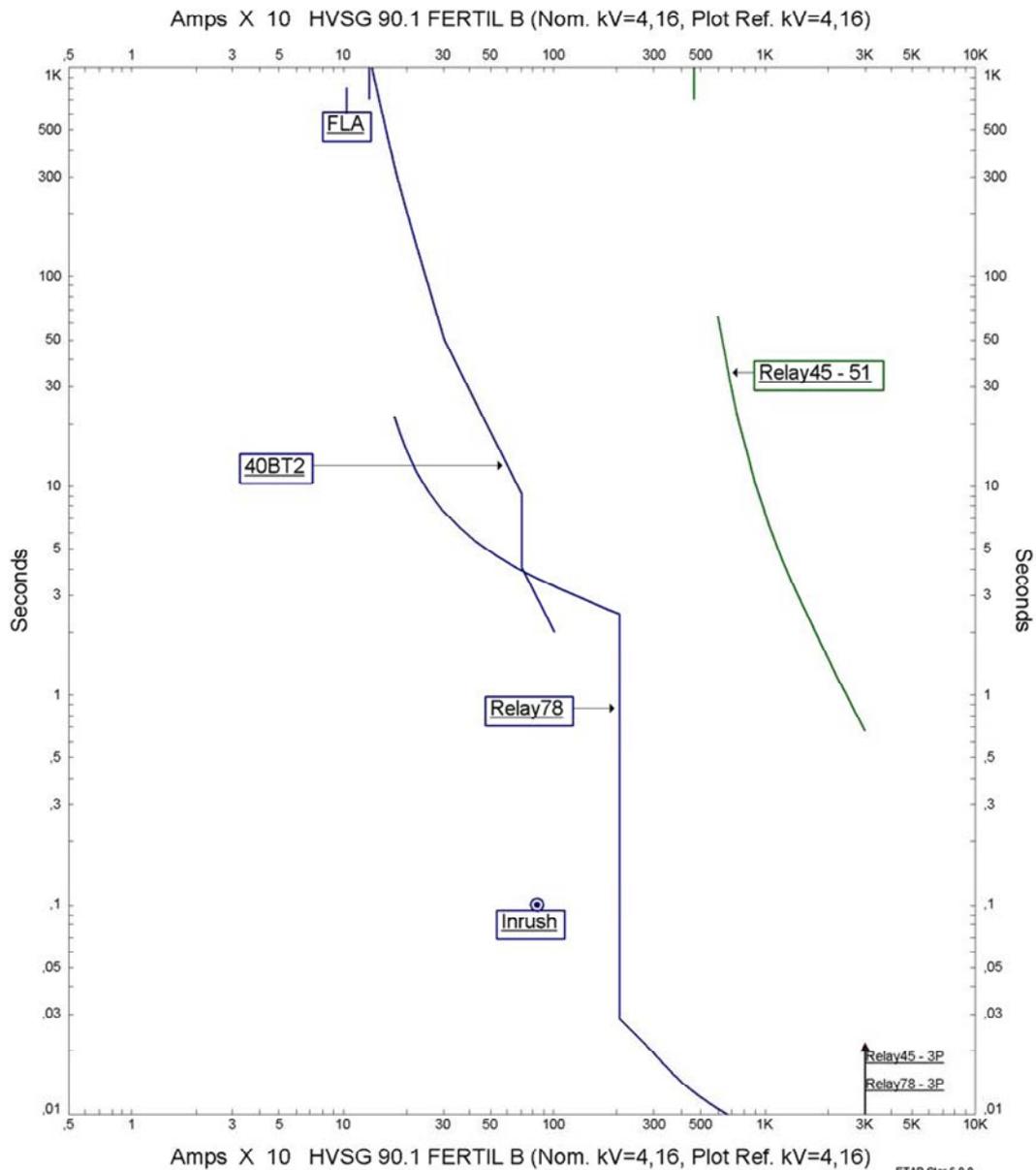
Relay 22 - Curva del relay 51 asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay 9 - Curva del 50,51 asociado al interruptor del Tx's 40AT2
 40AT2-Curva de daño del TXs 40AT2

Figura 4.24 Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 40 – AT1 (Caso 3)
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra Tx's 40AT2		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-10-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		
Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA Relay 25 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA Relay 44 - Curva del 51N asociado al interruptor de alta tension del Tx's 40AT2 Relay 9 - Curva del 50,51 asociado al interruptor del Tx's 40AT2		

Figura 4.25 Coordinación Actual para Fallas de Tierra de Transformador 40 – AT1 (Caso 3)
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

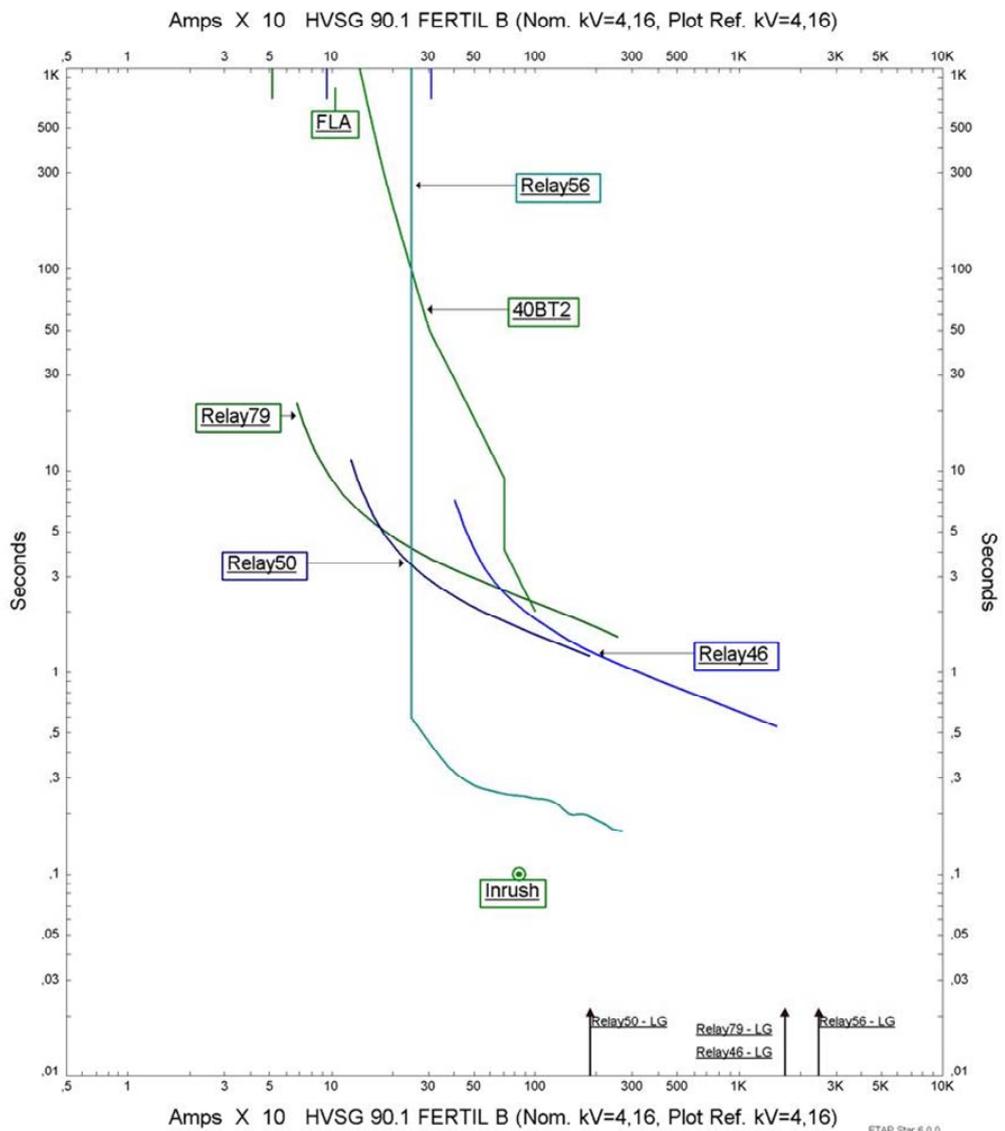


F. Fase TX's 40BT2

Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES.	Date: 05-29-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------

Relay 78 - Curva del relay 50,51 asociado al interruptor de alta tension del TX'S 40BT2
 Relay 45 - Curva del relay 51 asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB
 40BT2- Curva de daño del transformador 40BT2

Figura 4.26 Coordinación Actual para Fallas de Fase de Transformador 40 – BT2 (Caso 4)
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



ETAP Star 6.0.0

F. Tierra TX's 40BT2		
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES.	Date: 05-29-2011 Rev: Base Fault: Ground	
Relay 56 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB Relay 79 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de alta tension del TX'S 40BT2 Relay 50 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del transformador 40BT2 Relay 46 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB 40BT2- Curva de daño del transformador 40BT2		

Figura 4.27 Coordinación Actual para Fallas de Tierra de Transformador 40 – BT2 (Caso 4)
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
40BT1 Caso 4	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	NO CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE
40BT2 Caso 4	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	NO CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE	
Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE	

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
40AT1 Caso 3	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
40AT2 Caso 3	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
40AT3 Caso 1	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	NO CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
40BT3 Caso 1	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	NO CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
42AT1 Caso 2	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE
42AT2 Caso 2	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE
Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE	

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
42AT3 Caso 1	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	NO CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
42BT3 Caso 1	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	NO CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
42BT1 Caso 2	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
42BT2 Caso 2	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
42TDES-A Caso 2	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO EXISTE
42TDES-B Caso 2	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO EXISTE

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
90AT1 Caso 2	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE
90BT1 Caso 2	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE	
Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE	

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
90-T2 Caso 1	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	NO CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
90-T9 Caso 1	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	NO CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO APLICA

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
90-T3 Caso 2	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	NO EXISTE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	NO EXISTE
90-T4 Caso 4	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
90-T5 Caso 4	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-T6 Caso 4	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

Tabla 4.14 Evaluación de Protecciones de Sobrecorriente de Transformadores alimentadores de centro de control de motores (Continuación)

Protección de TXs	Aspecto Evaluado	Calificación
90-T7 Caso 4	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
90-T8 Caso 4	Protecciones actúan en el rango establecido por el punto de corriente Inrush y curva de daño del transformador.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	CUMPLE
	Protecciones de fase asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de AT guardan margen de coordinación con protecciones aguas arriba.	NO CUMPLE
	Protecciones de tierra asociadas al interruptor de BT guardan margen de coordinación con protecciones aguas abajo.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de fase de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de AT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE
	Curva de operación del relé de tierra de BT cubre el máximo nivel de cortocircuitó/ Relé opera dentro del rango de capacidad térmica.	CUMPLE

Fuente: Propia – Paradas 2011

Se observa con claridad que el problema más significativo se presenta en las protecciones para falla a tierra, las cuales no poseen el margen de coordinación establecido y en muchos

casos las curvas de operación de los relés no cubren el mayor nivel de cortocircuito visto por ellas. Se encuentran casos en los que las protecciones de los transformadores no cumplen con ninguno de los parámetros evaluados, por lo tanto en estos casos se planteara un cambio total de las protecciones.

Es importante resaltar que de ajustar el pickup de las funciones 51N según el criterio se presentará solapamiento con las curvas de funcionamiento de las protecciones de los circuitos ramales que se derivan de la barra que alimenta dicho transformador; dicha información se encuentra especificada en la previa coordinación de protecciones por lo que se verificó que las protecciones de los circuitos ramales tuvieran los ajustes según dicho estudio de manera de comprobar la veracidad de esta información y por lo tanto se deberá de usar y considerar como valido que como mínimo ajustes de pickup se tomaran los actuales de manera de no incurrir en un solapamiento de curvas de operación.

4.7. NUEVA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.

Inicialmente se pretendía realizar una nueva coordinación de protecciones con los equipos de protección instalados pero tras la evaluación actual del sistema de protecciones se determino que no podría ser establecido un esquema de protecciones de sobrecorriente selectivo para más del 80% de las cadenas de protección, por tanto, la nueva coordinación de protecciones será planteada directamente con el equipos propuestos para reemplazo.

A continuación se presenta la propuesta para la nueva coordinación de protecciones de sobrecorriente se la Subestación Principal de Fertilizantes, en primer lugar se presentarán los aspectos importantes tomados en cuenta previos a la realización de la coordinación de las protecciones, seguidamente se muestran la cantidad de equipos que deberán ser reemplazos y su respectivo reemplazo y posteriormente se presenta el cálculo de los ajustes para las protecciones acompañados del diagrama unifilar y las graficas de las curvas de funcionamiento de los dispositivos que conforman cada cadena de protección.

La nueva coordinación será presentada de igual manera en la que se encuentra la antigua coordinación donde se trata por separado los transformadores principales de la subestación, motores en 4160V, los transformadores de potencia en 4160/480V y los equipos pertenecientes a la barra de Hidrólisis en conjunto con los equipos de protección del enlace de barra.

ASPECTOS TOMADOS EN CUENTA PREVIOS A LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

A continuación se presentan las consideraciones hechas previas al estudio:

1. Identificación del mayor nivel de cortocircuitó que podrá ser visto por cada protección.
2. Todos los criterios impuestos por la empresa deberán ser cumplidos.
3. La relación de transformación de los CTs será modificada en los casos indicados por los estudios realizados previamente.
4. Todos los relés asociados a interruptores de transformadores, que dado a su rango y posibilidades de ajuste no permitan un ajuste que cumpla con los criterios de la empresa deberá ser reemplazado por un relé modelo SPAJ-142C marca ABB.
5. El ajuste actual de las protecciones 50 y 51 de AT de los transformadores de potencia alimentadores de centro de control de motores, es el más rápido posible que garantiza selectividad en todo caso.
6. Los nuevos ajustes de las protecciones tipo 50 y 51 de AT de los transformadores de potencia alimentadores de centro de control de motores, no podrá ser más rápidos del los que se encuentran actualmente, de manera de garantizar selectividad con las protecciones agua abajo.

EQUIPOS QUE DEBERÁN SER REEMPLAZADOS CON EL FIN CUMPLIR CON LOS CRITERIOS IMPUESTOS POR LA EMPRESA

En la tabla 4.15 se presentan la cantidad de equipos que deberán ser reemplazados y el equipo elegido para su reemplazo.

Tabla 4.15 Cantidad de equipos que deberán ser reemplazo

Cantidad	Equipo Actual		Reemplazo	
	Marca	Modelo	Marca	Modelo
2	ALSTOM	CAG – 14	GEC	MCGG
4	GEC	CDG – 14	ABB	SPAJ – 142C
		CDG – 11		
9	GEC	CDG – 51	ABB	SPAJ – 142C

Fuente: Paradas – 2011

Los equipos presentados como reemplazo fueron seleccionados por el Supervisor del Departamento de Protecciones tras ser presentadas varias opciones, resultando estos equipos los más adecuados por encontrarse disponibles en el almacén resultando ser más económico. En los anexos XCIV al XCVIII se encuentran los datos técnicos de los relés.

4.7.1. AJUSTE DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS MOTORES EN 4160V DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 42A-P1A/B/C Y 42B-P1A/B/C (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).

$$RTC = 500/5$$

Capacidad: 700 Hp

Voltaje de Operación: 4160V, 3ø

Corriente Nominal (In): 92 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 552 Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 3 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$I_{sec} = \frac{92 \times 5}{500} = 9.2 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 1.65 \times I_{rb}$$

$$I_{rb} = I_{arranq. \text{ del motor}} = 552 \text{ Amp.}$$

$$I \gg = 911 \text{ Amp.}$$

$$I \gg \text{ sec} = \frac{911 \times 5}{500} = 9.11 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 9.11 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

$$t \gg 0.04 \text{ seg. (Ajuste mínimo).}$$

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (Io)

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 20 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{20 \times 5}{500} = 0.2 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (to)

$$t_o = 0.05 \text{ seg. (Ajuste mínimo)}$$

En la figura 4.28 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.29 y 4.30 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

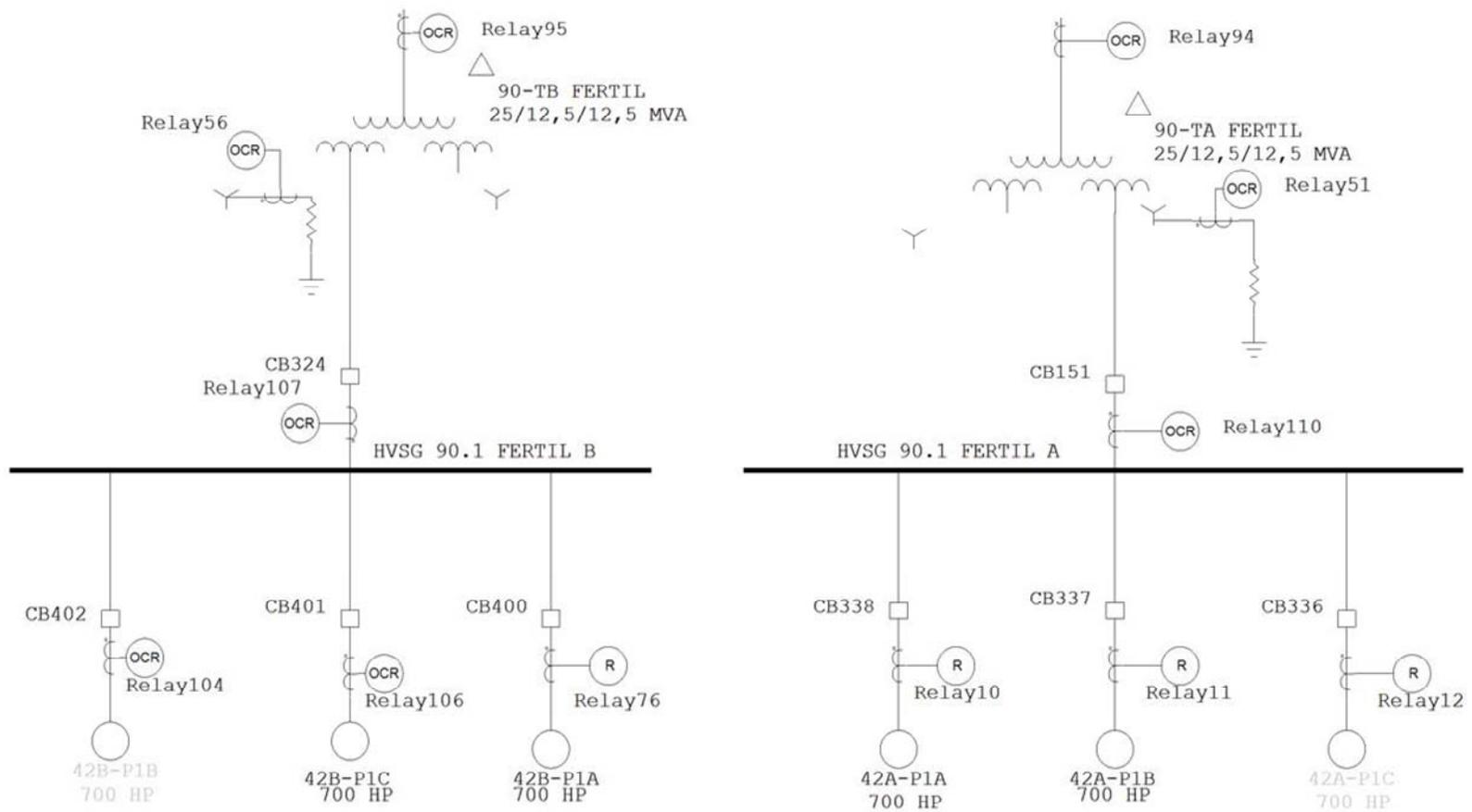


Figura 4.28 Diagrama Unifilar de motores 42A-P1A/B/C y 42B-P1A/B/C.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

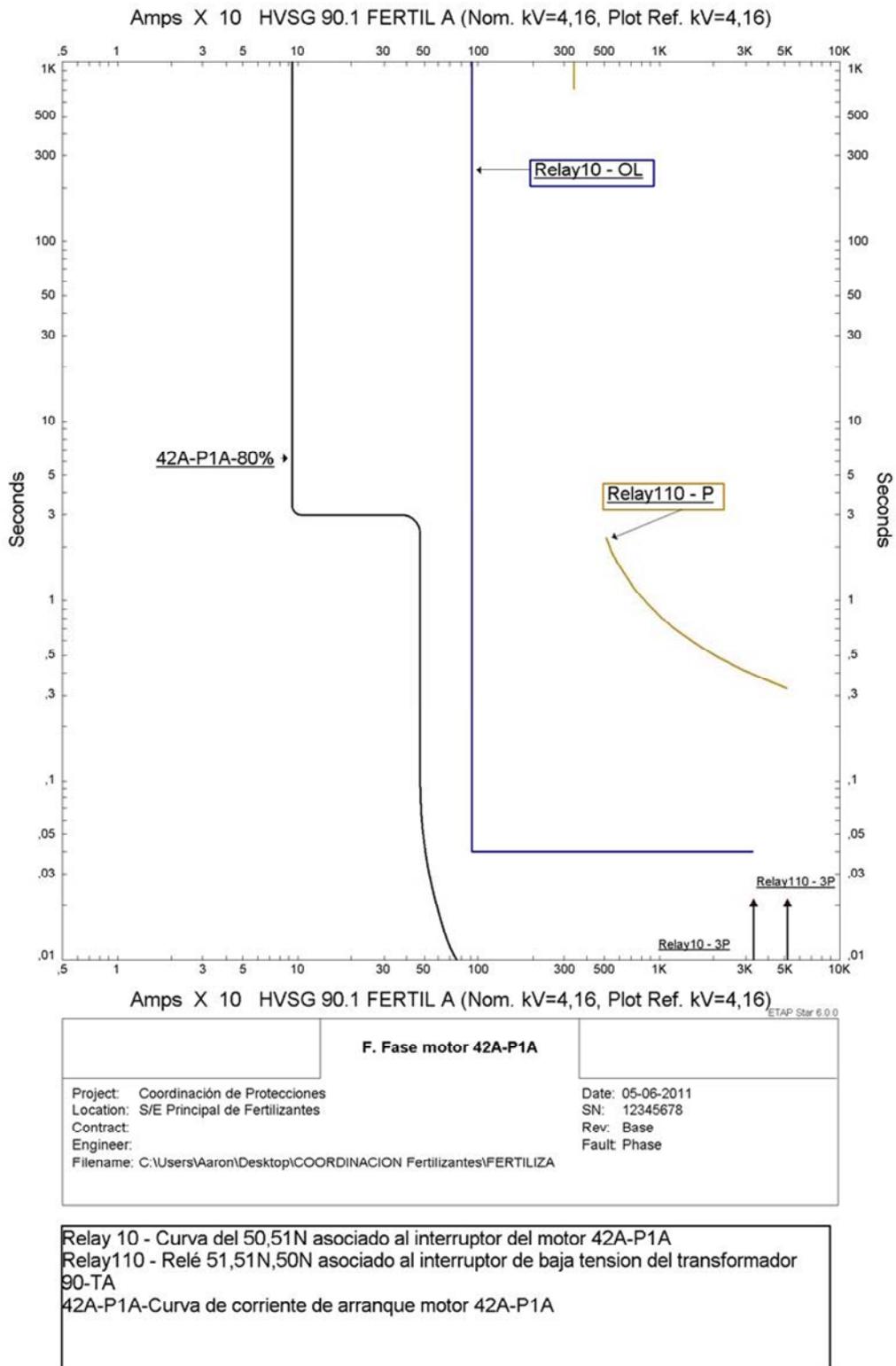
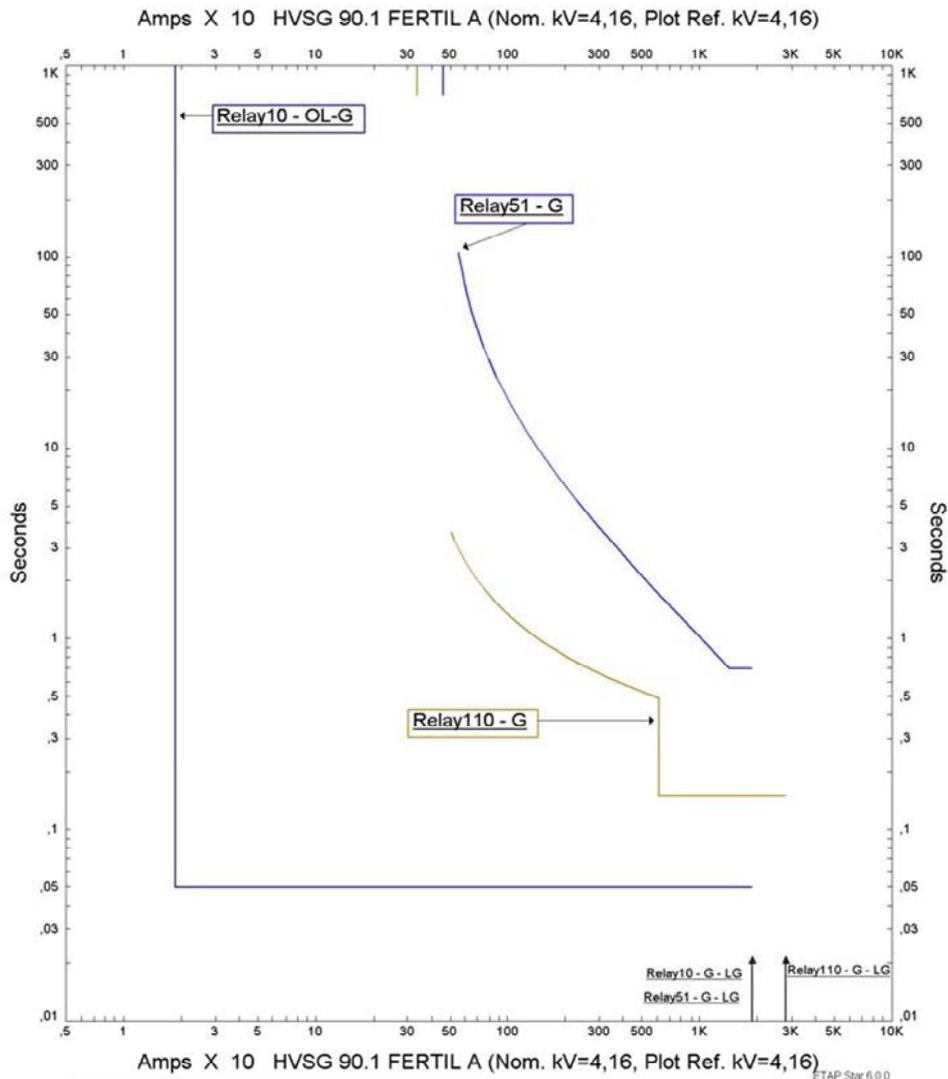


Figura 4.29 Coordinación de Fallas para Fase de motores 42A-P1A/B/C y 42B-P1A/B/C.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra motor 42A-P1A	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 05-06-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Ground

Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay 10 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 42A-P1A
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA

Figura 4.30 Coordinación para Falla a Tierra de motores 42A-P1A/B/C y 42B-P1A/B/C.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 42A – P5A/C Y 42B – P5A/C (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).

$$RTC = 500/5$$

Capacidad: 800 Hp

Voltaje de Operación: 4160V, 3ø

Corriente Nominal (In): 100 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 600 Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 3 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$I_{sec} = \frac{100 \times 5}{500} = 1 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 1.65 \times I_{rb}$$

$$I_{rb} = I_{arranq. \text{ del motor}} = 990 \text{ Amp.}$$

$$I \gg = 990 \text{ Amp.}$$

$$I \gg \text{ sec} = \frac{990 \times 5}{500} = 9.90 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 9.90 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t_{>>}$)

$t \gg 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé I_o (I_o)

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 20 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{20 \times 5}{500} = 0.2 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (t_o)

$t_o = 0.05 \text{ seg.}$ (Ajuste mínimo)

En la figura 4.31 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.32 y 4.33 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

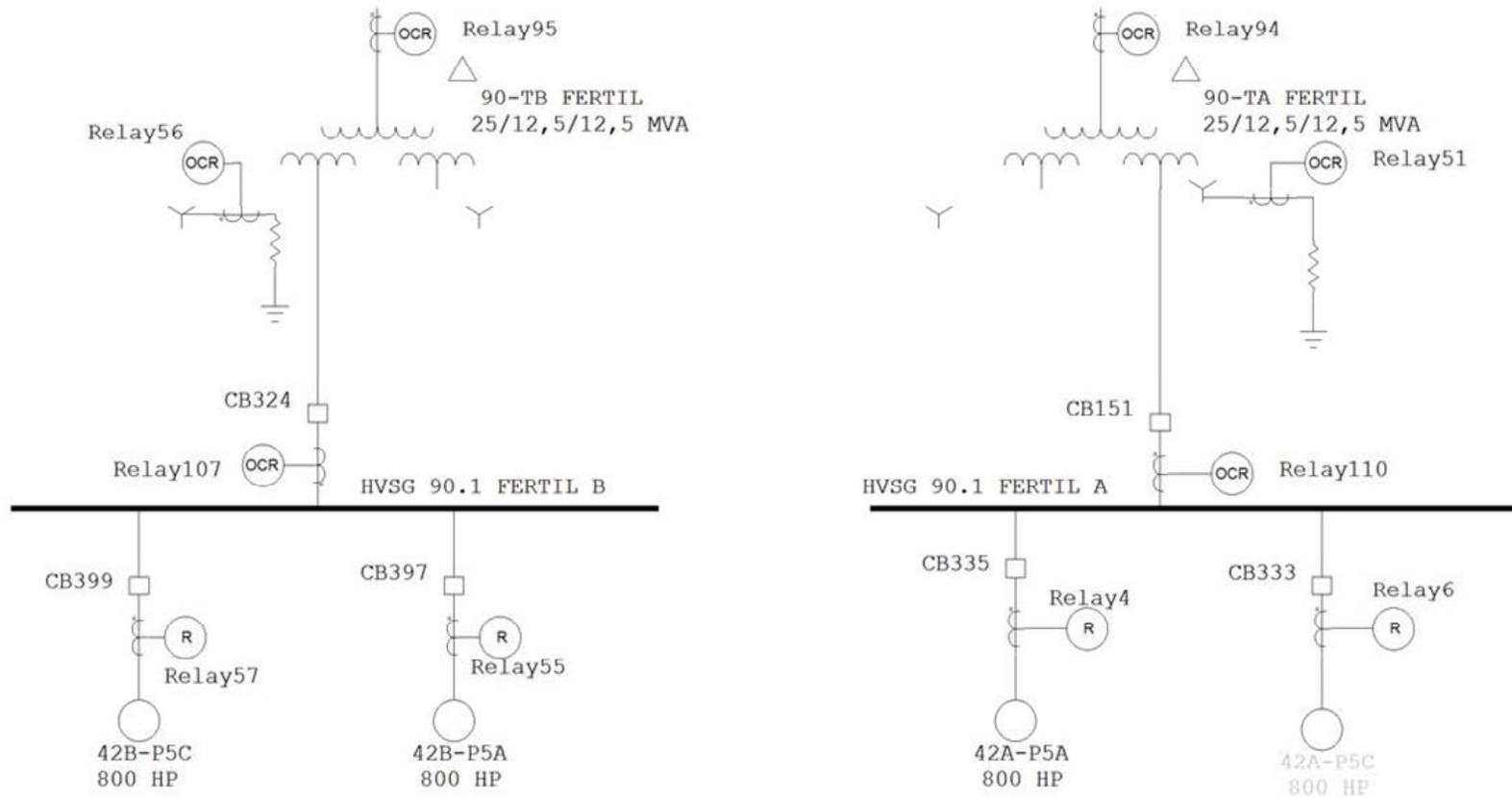
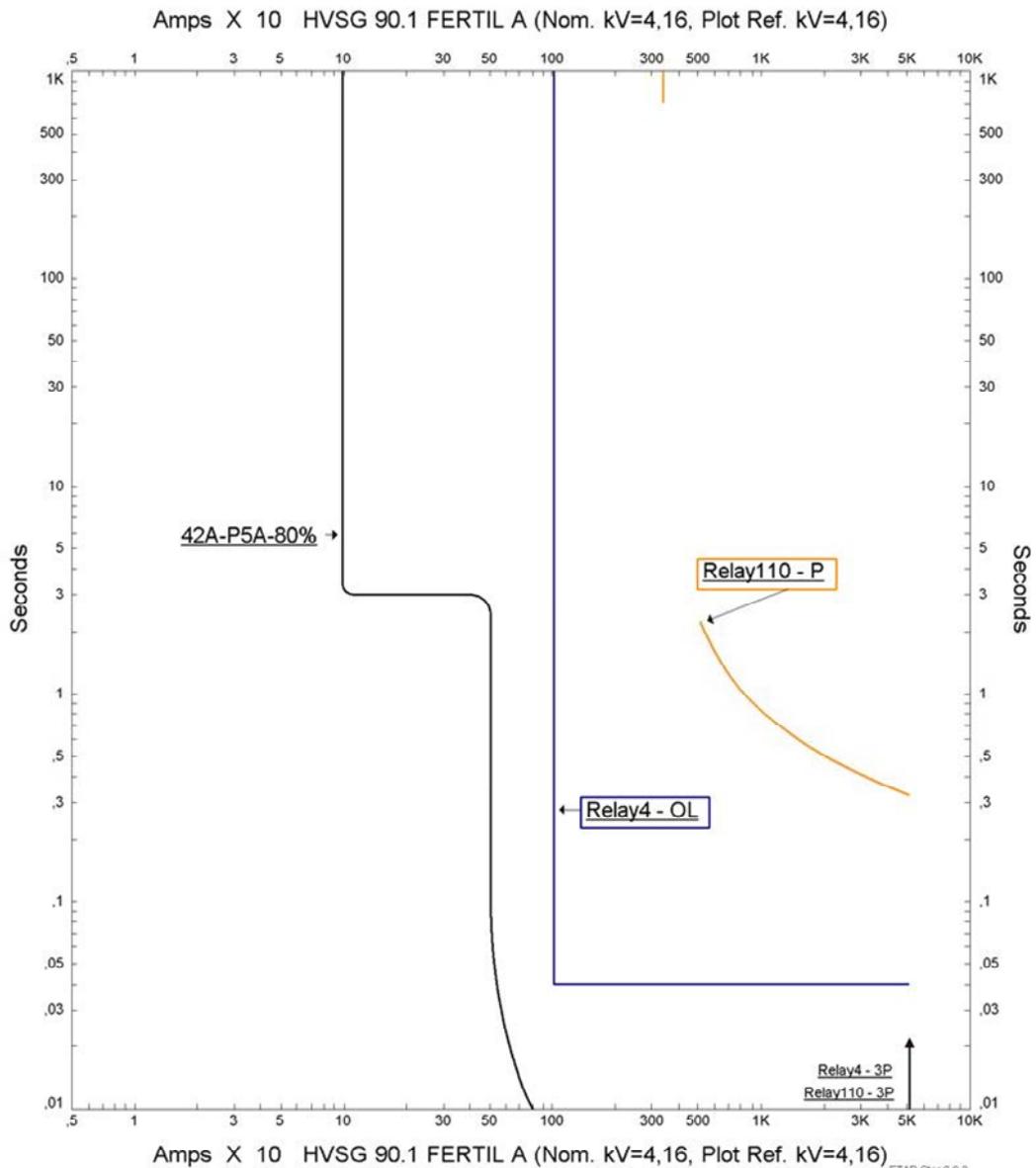


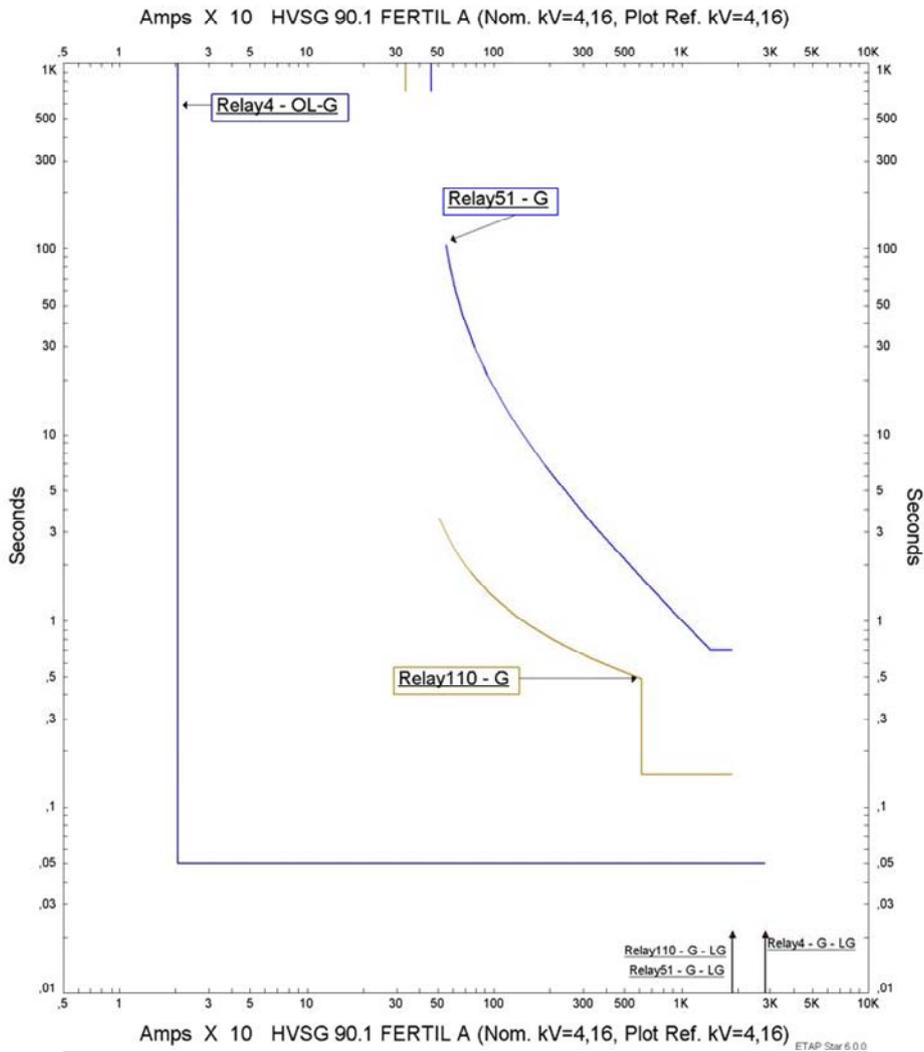
Figura 4.31 Diagrama Unifilar de motores 42A – P5A/C y 42B – P5A/C.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase motor 42A-P5A	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 04-29-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Phase
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	

Relay 4 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 42A-P5A
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 42A-P5A- Curva de corriente de arranque del motor 42A-P5A

Figura 4.32 Coordinación para Fallas de Fase de motores 42A – P5A/C y 42B – P5A/C.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra motor 42A-P5A		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 04-29-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Relay 4 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 42A-P5A
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA

Figura 4.33 Coordinación para Falla a Tierra de motores 42A – P5A/C y 42B – P5A/C.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 42A – P5B Y 42B – P5B (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).

$$RTC = 500/5$$

Capacidad: 382 Hp

Voltaje de Operación: 4160V, 3ø

Corriente Nominal (In): 53 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 318 Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 3 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$I_{sec} = \frac{53 \times 5}{500} = 0.43 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 1.65 \times I_{rb}$$

$$I_{rb} = I_{arranq. \text{ del motor}} = 318 \text{ Amp.}$$

$$I \gg = 525 \text{ Amp.}$$

$$I \gg \text{ sec} = \frac{525 \times 5}{500} = 5.25 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 5.25 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t_{>>}$)

$t \gg 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé I_o (I_o)

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 20 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{20 \times 5}{500} = 0.2 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (t_o)

$t_o = 0.05 \text{ seg.}$ (Ajuste mínimo)

En la figura 4.34 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.35 y 4.36 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

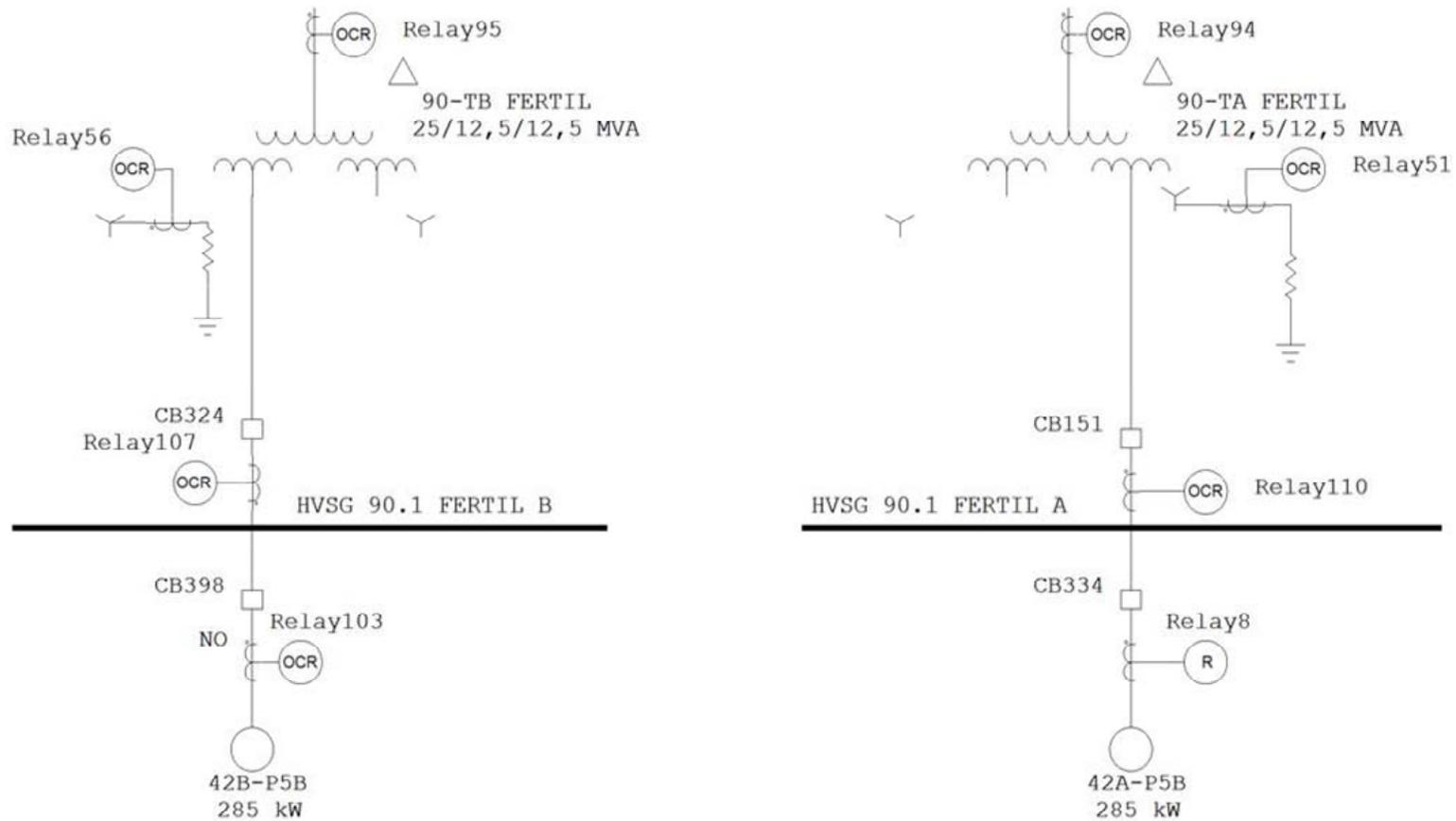
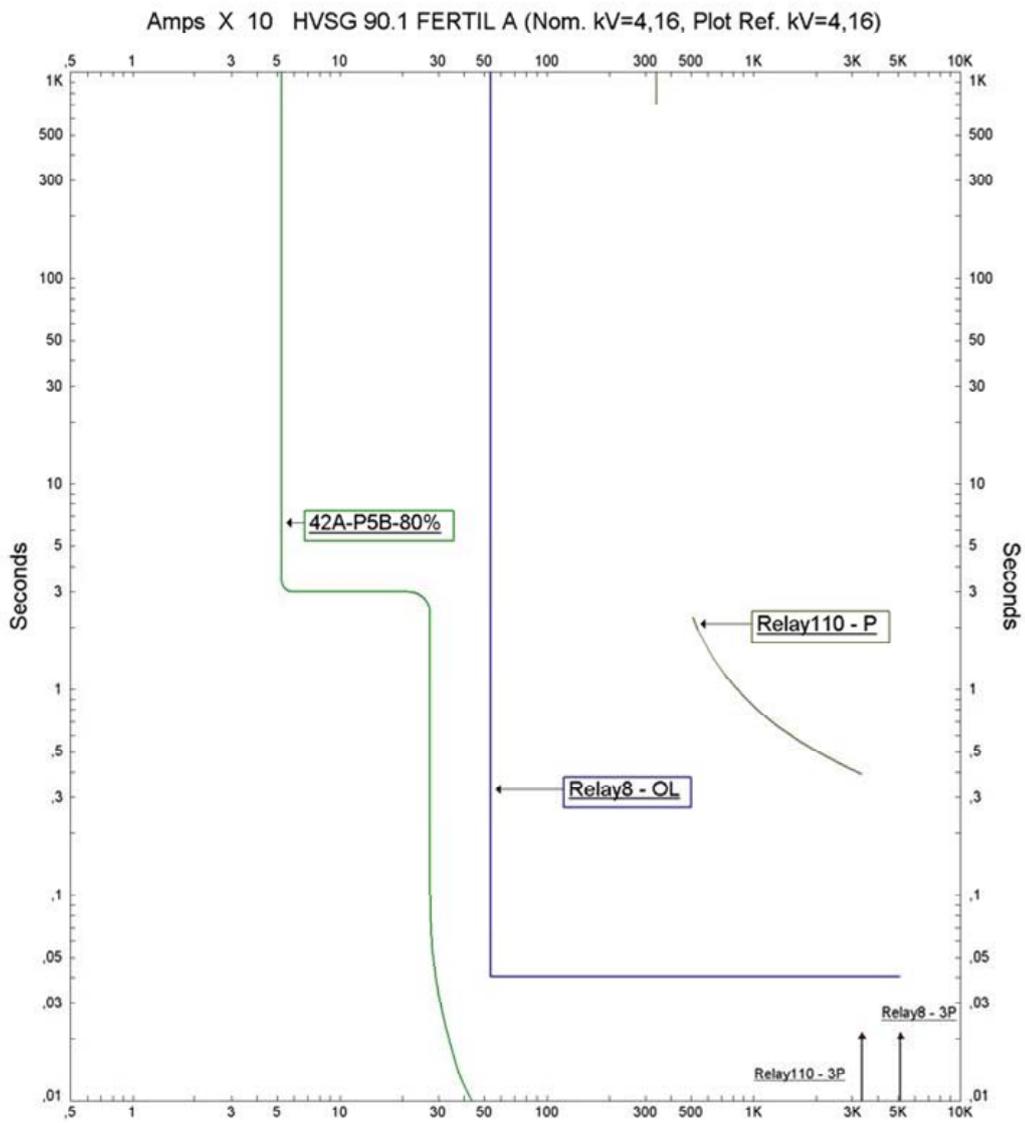
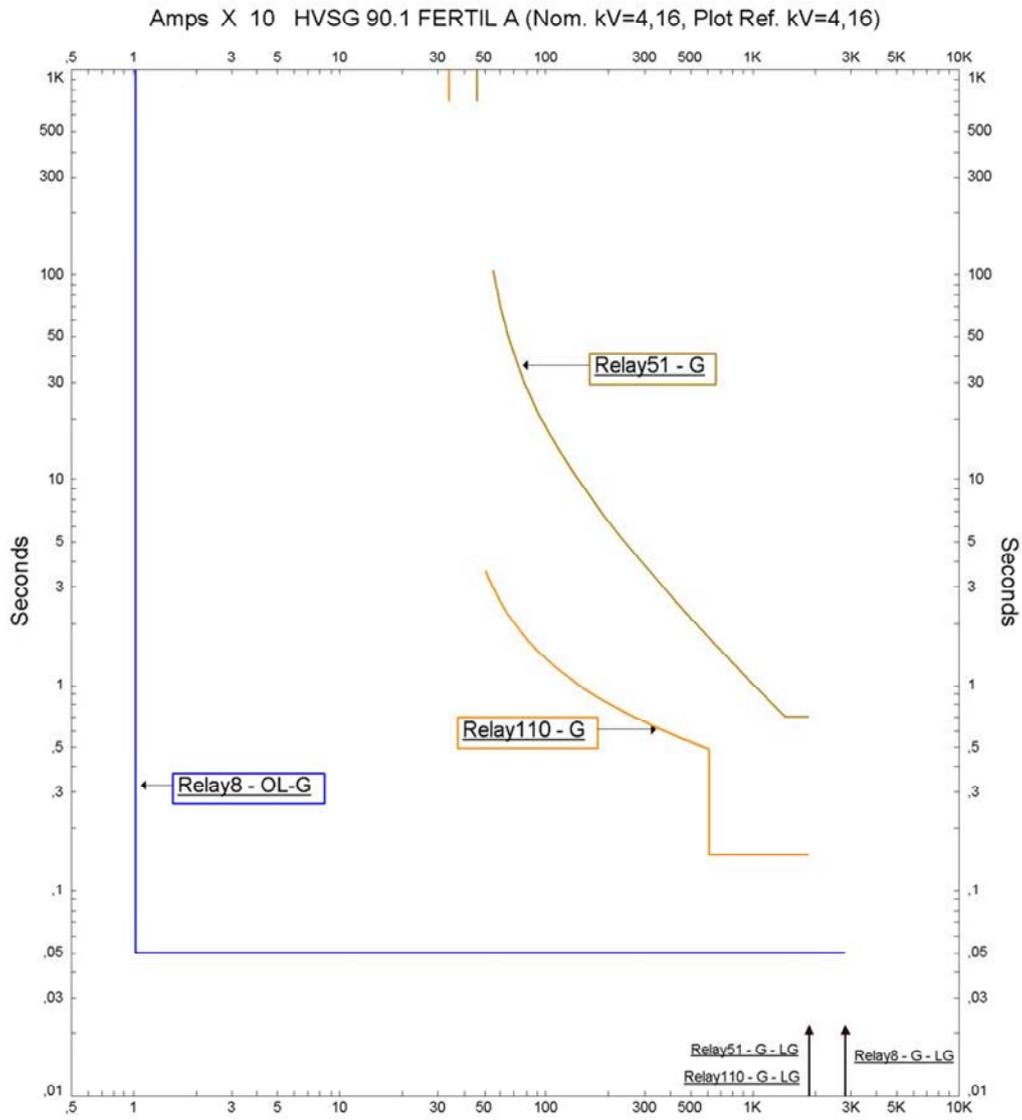


Figura 4.34 Diagrama Unifilar de motores 42A – P5B y 42B – P5B.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase motor 42A-P5B	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 04-29-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase
Relay 8 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 42A-P5B Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA 42A-P5B - Curva de corriente de arranque del motor 42A-P5B	

Figura 4.35 Coordinación para Fallas de Fase de motores 42A – P5B y 42B – P5B.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



Amps X 10 HVSG 90.1 FERTIL A (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)

ETAP Star 6.0.0

F. Tierra motor 42A-P5B	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 04-29-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Ground

Relay 8 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 42A-P5B
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA

Figura 4.36 Coordinación para Falla a Tierra de motores 42A – P5B y 42B – P5B.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 42A – C2A/B Y 42B – C2A/B (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).

RTC = 1000/5

Capacidad: 1800 kW

Voltaje de Operación: 4160V, 3ø

Corriente Nominal (In): 257.5 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 1542 Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 8 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$\text{Insec.} = \frac{257 \times 5}{1000} = 1.29 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 1.65 \times \text{Irb}$$

$$\text{Irb} = \text{Iarranq. del motor} = 1542 \text{ Amp.}$$

$$I \gg = 2544 \text{ Amp.}$$

$$I \gg \text{ sec} = \frac{2542 \times 5}{1000} = 12.72 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 12.72 \times \text{In}$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t_{>>}$)

$t \gg 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé I_o (I_o)

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 40 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{40 \times 5}{1000} = 0,2 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (t_o)

$t_o = 0.05 \text{ seg.}$ (Ajuste mínimo)

En la figura 4.37 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.38 y 4.39 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

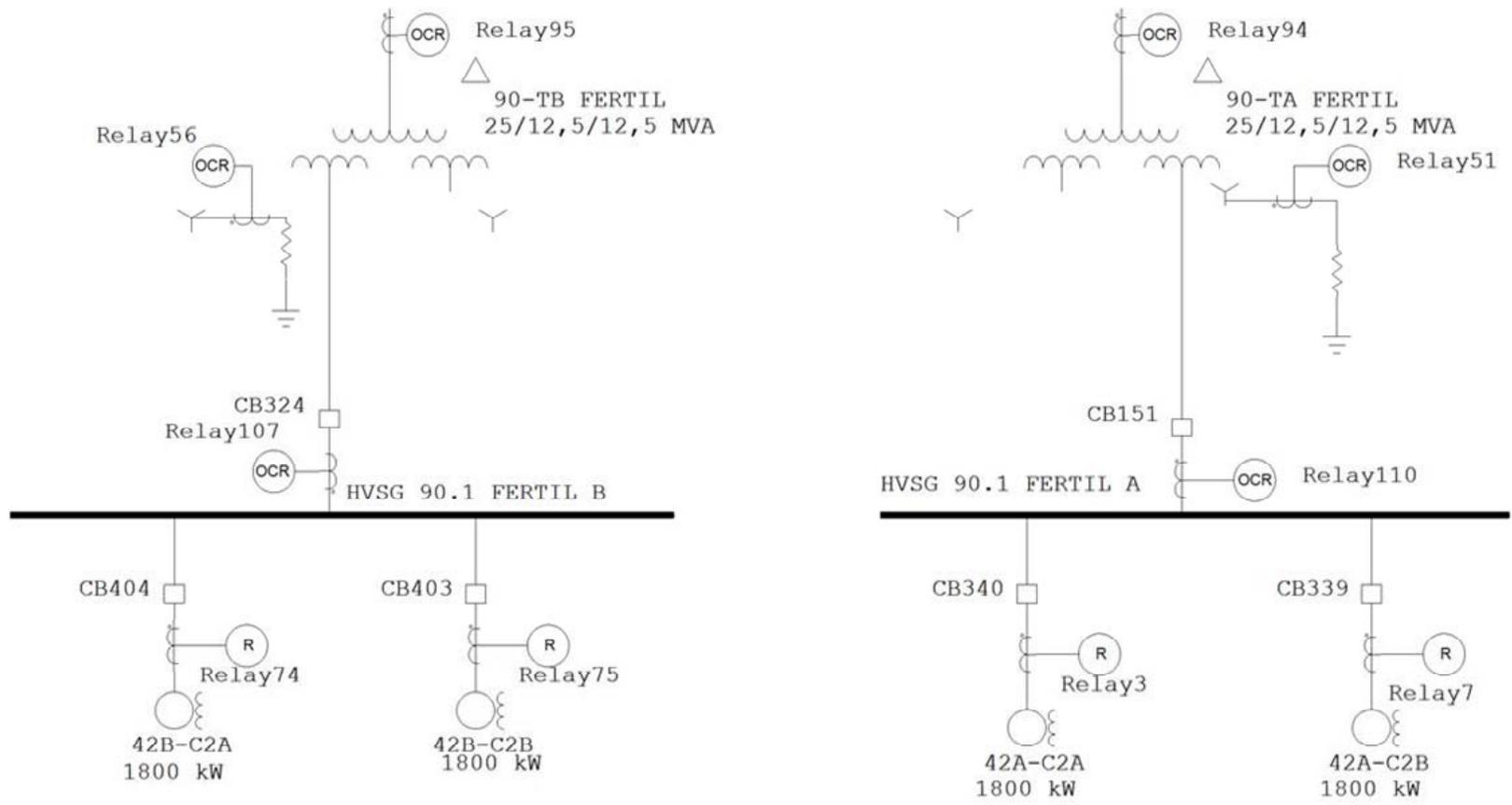
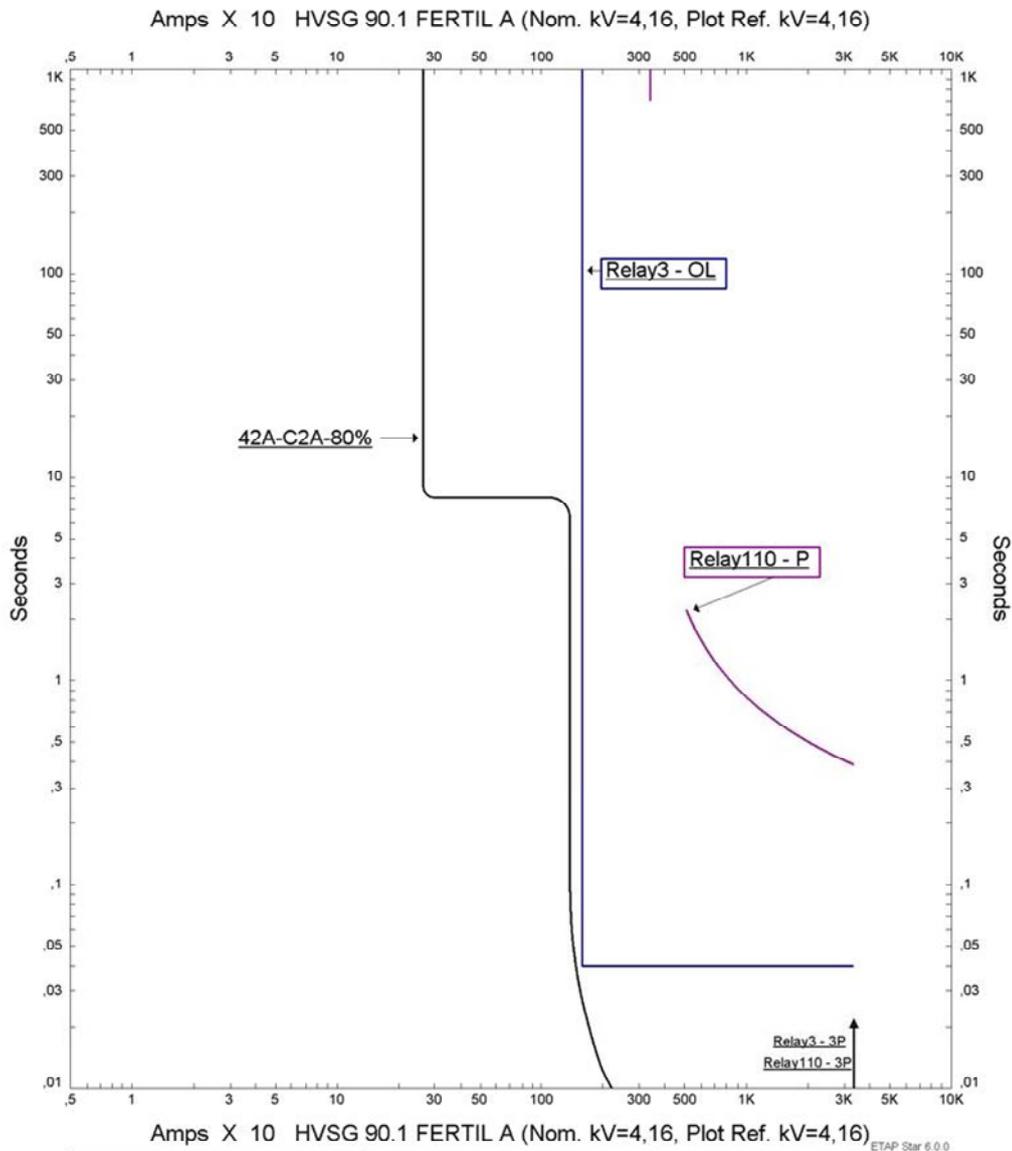


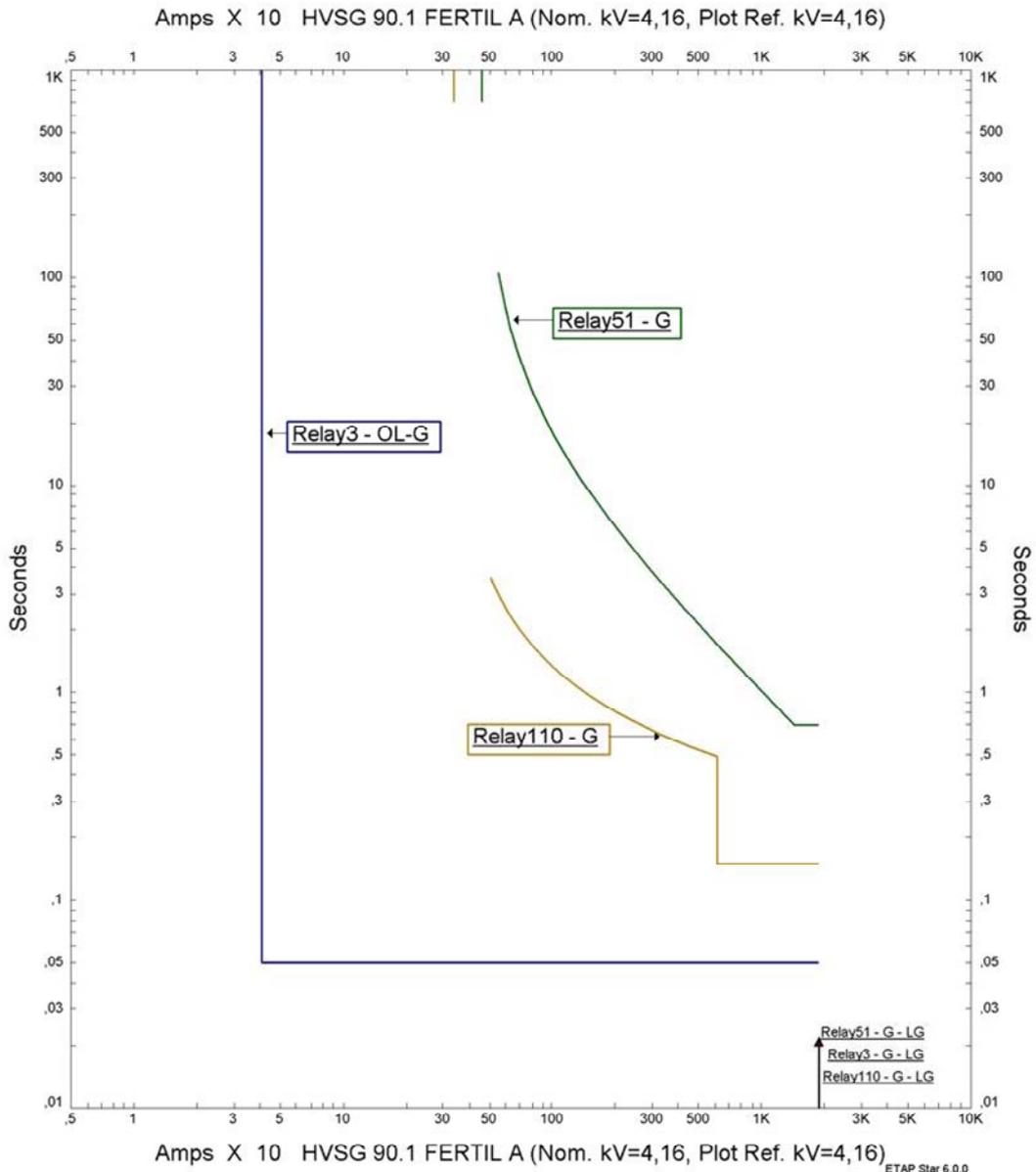
Figura 4.37 Diagrama Unifilar de motores 42A – C2A/B y 42B – C2A/B.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase motor 42A-C2A	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-10-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault Phase
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	

Relay 3 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 42A-C2A
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 42A-C2A - Curva de corriente de arranque del motor 42A-C2A

Figura 4.38 Coordinación para Fallas de Fase de motores 42A – C2A/B y 42B – C2A/B.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra motor 42A-C2A		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-10-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Relay 3 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 42A-C2A
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA

Figura 4.39 Coordinación para Falla a Tierra de motores 42A – C2A/B y 42B – C2A/B.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 90-P208C Y 90-P209B (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).

$$RTC = 500/5$$

Capacidad: 350 Hp

Voltaje de Operación: 4160V, 3 ϕ

Corriente Nominal (In): 46 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 276 Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 3 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$I_{sec} = \frac{46 \times 5}{500} = 0.46 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 1.65 \times I_{rb}$$

$$I_{rb} = I_{arranq. \text{ del motor}} = 275 \text{ Amp.}$$

$$I \gg = 456 \text{ Amp.}$$

$$I \gg \text{ sec} = \frac{456 \times 5}{500} = 4.56 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 4.56 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t_{>>}$)

$t \gg 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé I_o (I_o)

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 20 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{20 \times 5}{500} = 0,2 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (t_o)

$t_o = 0.05 \text{ seg.}$ (Ajuste mínimo)

En la figura 4.40 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.41 y 4.42 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

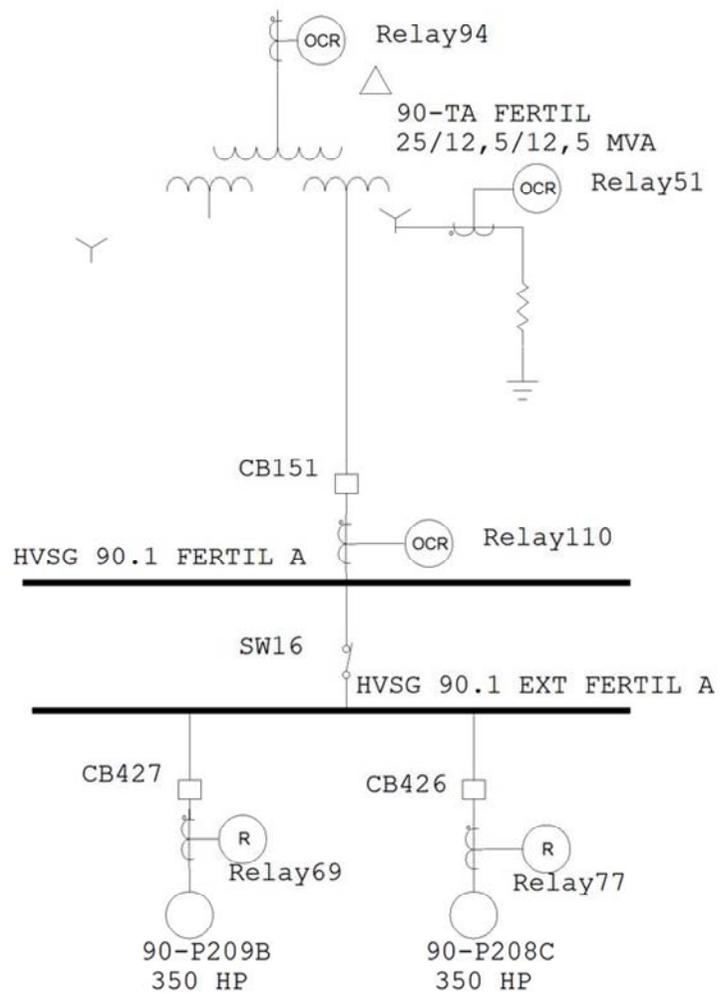
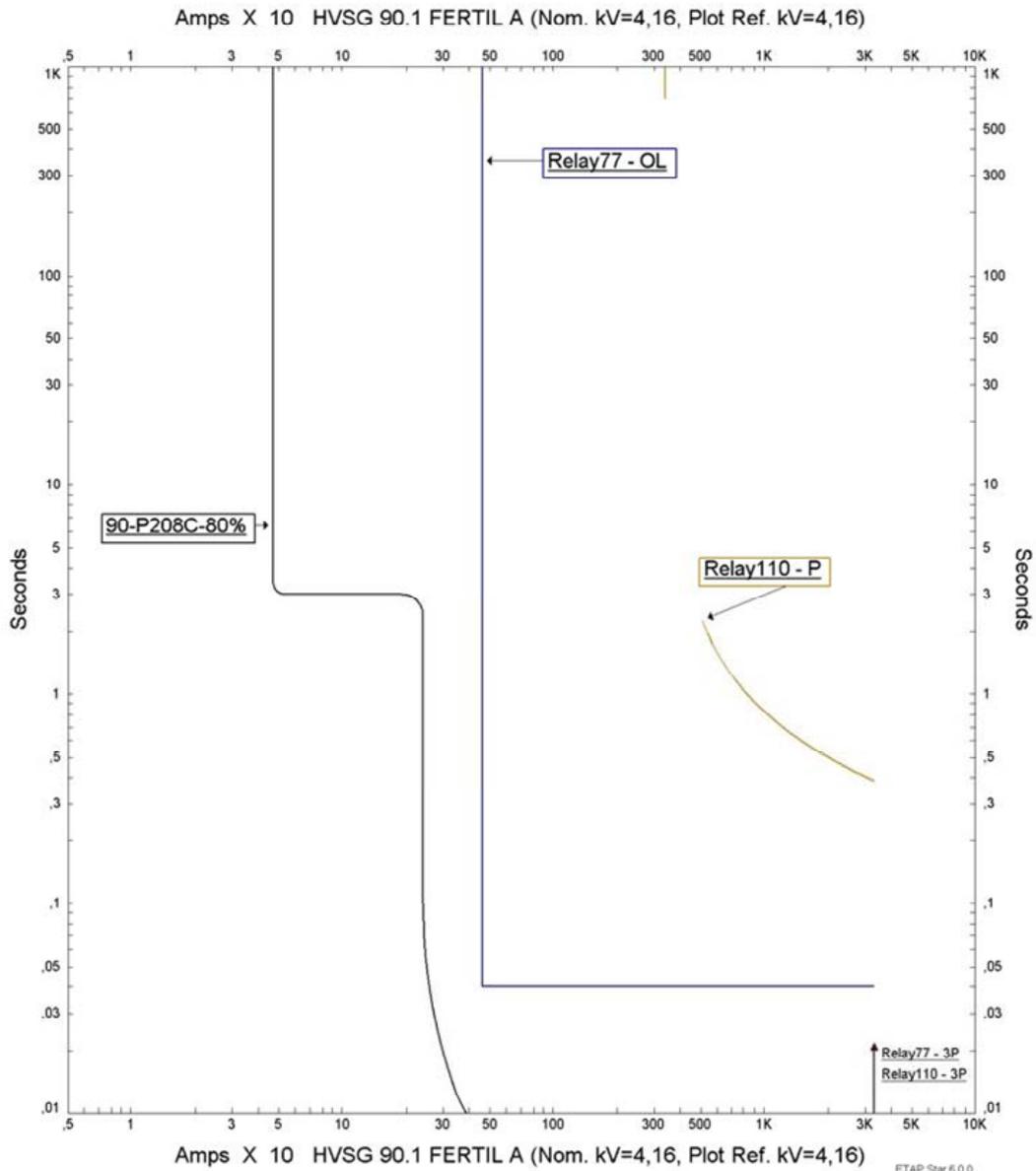
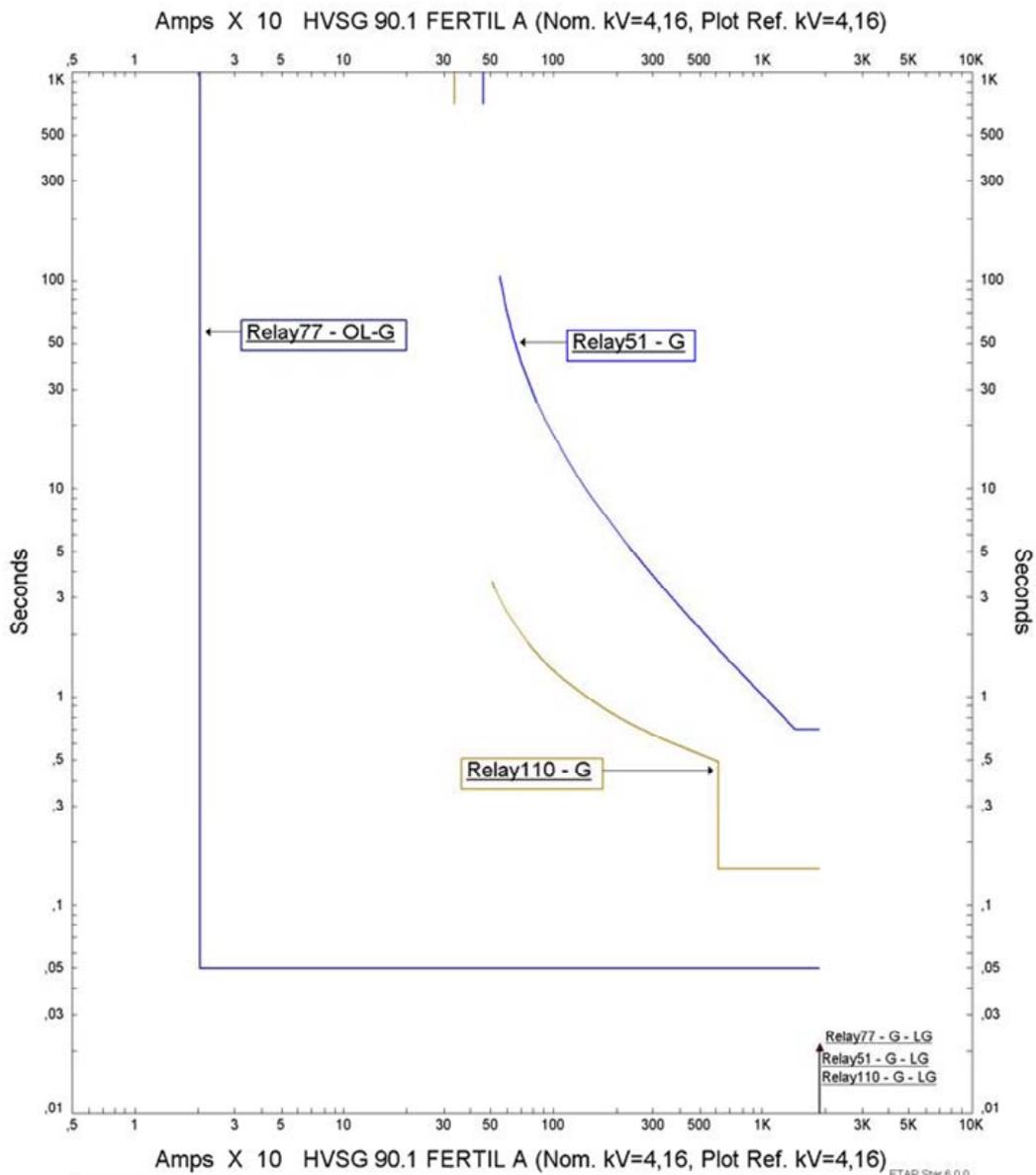


Figura 4.40 Diagrama Unifilar de motores 90-P208C y 90-P209B
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase motor 90-P208C	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	Date: 06-02-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase
Relay 1 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de alta tension del TX'S 42AT1 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA 90-P208C - Curva de corriente de arranque del motor 90-P208C	

Figura 4.41 Coordinación para Fallas de Fase de motores 90-P208C y 90-P209B.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra motor 90-P208C	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 06-03-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Ground
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	

Relay 77 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 90-P208C
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del

Figura 4.42 Coordinación para Falla a Tierra de motores 90-P208C y 90-P209B.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 90-P200A, 90-P200B, 90-P200C, 90-P200D, 90-P200E, 90-P200F Y 90-P200G (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).

$$RTC = 500/5$$

Capacidad: 770 Hp

Voltaje de Operación: 4160V, 3ø

Corriente Nominal (In): 96 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 576Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 3 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$I_{sec} = \frac{96 \times 5}{500} = 0.96 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 1.65 \times I_{rb}$$

$$I_{rb} = I_{arranq. \text{ del motor}} = 575 \text{ Amp.}$$

$$I \gg = 951 \text{ Amp.}$$

$$I \gg \text{ sec} = \frac{951 \times 5}{500} = 9.5 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 9.5 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t_{>>}$)

$t \gg 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé I_o

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 20 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{20 \times 5}{500} = 0,2 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (t_o)

$t_o = 0.05 \text{ seg.}$ (Ajuste mínimo)

En la figura 4.43 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.44 y 4.45 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

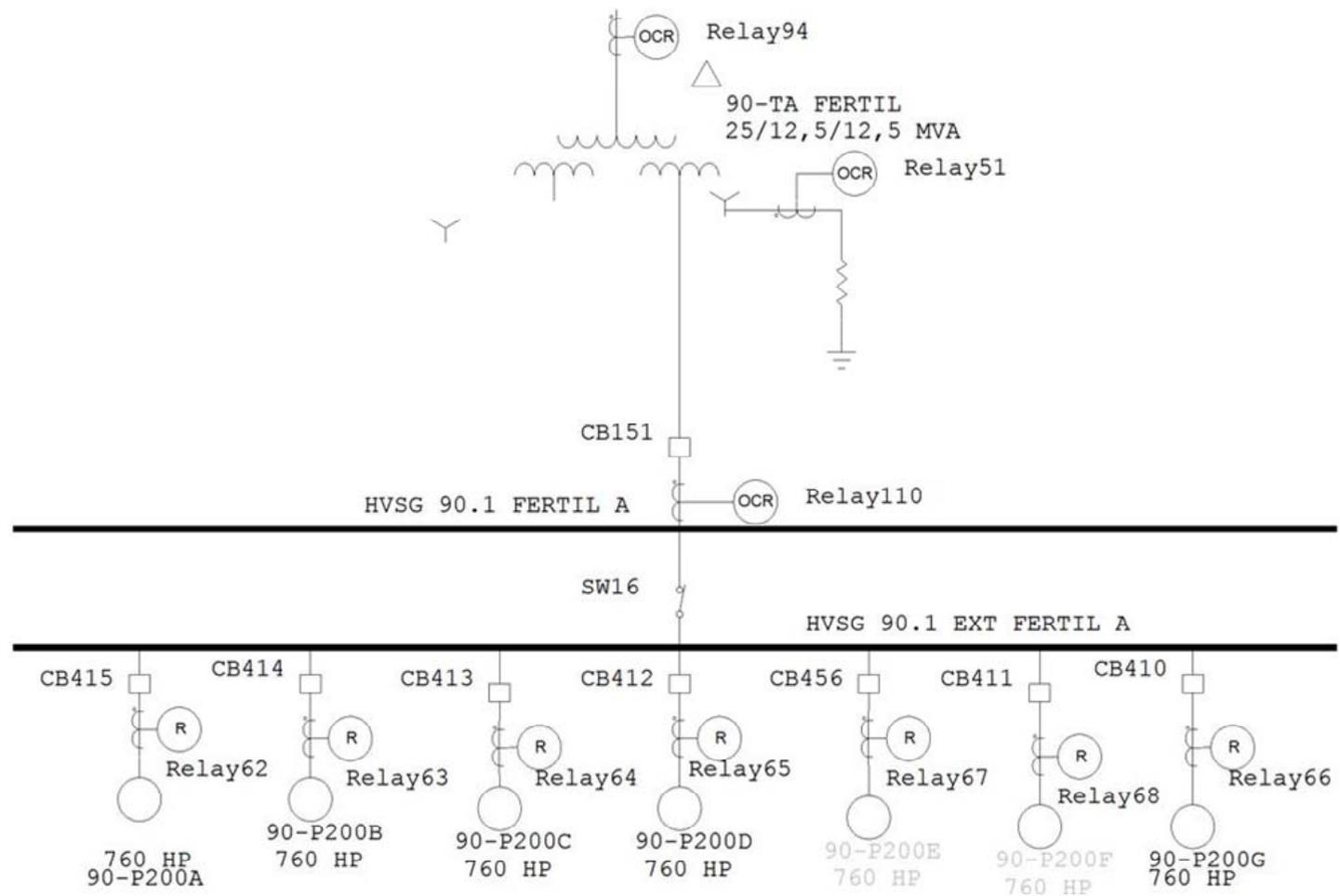
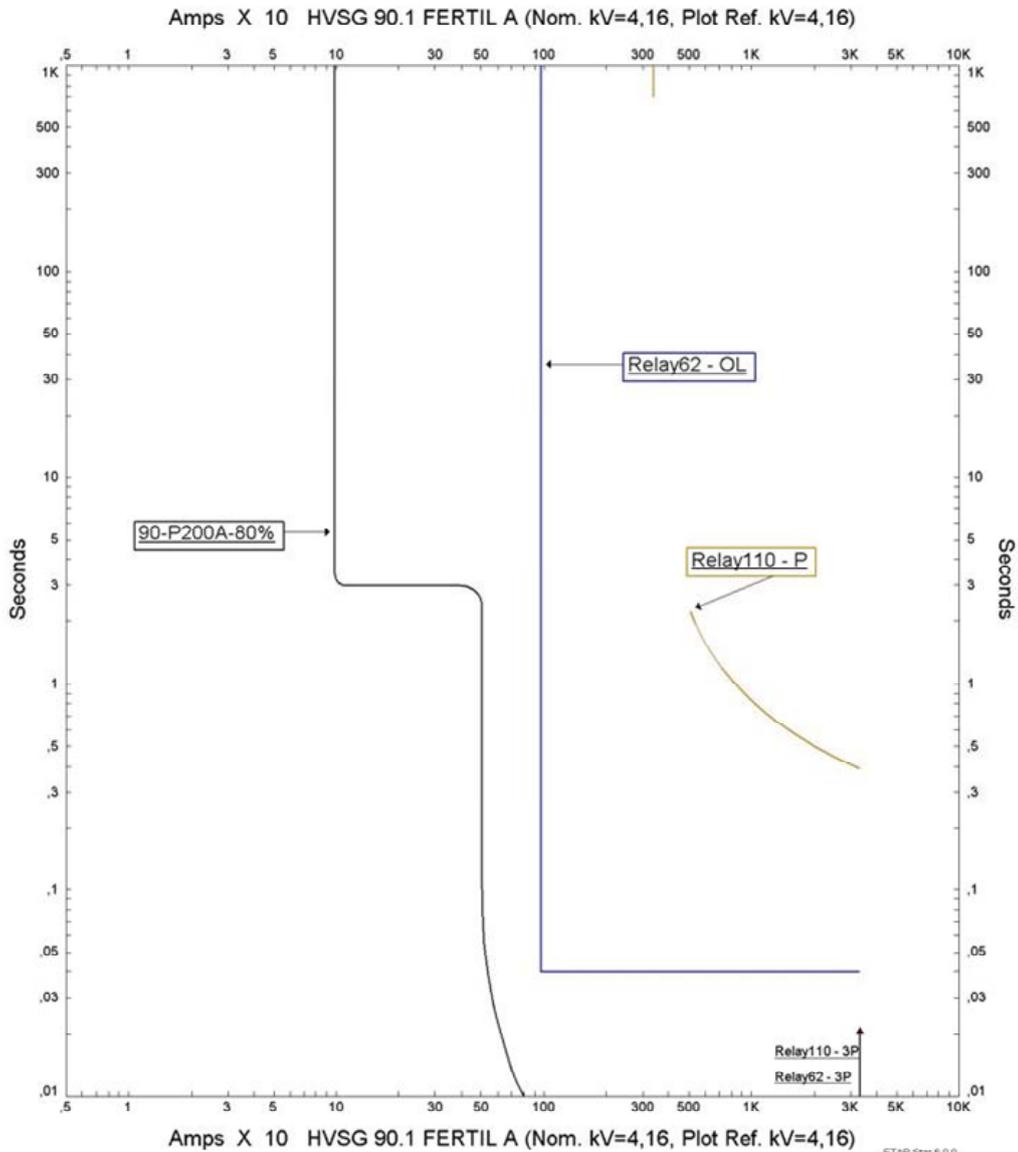


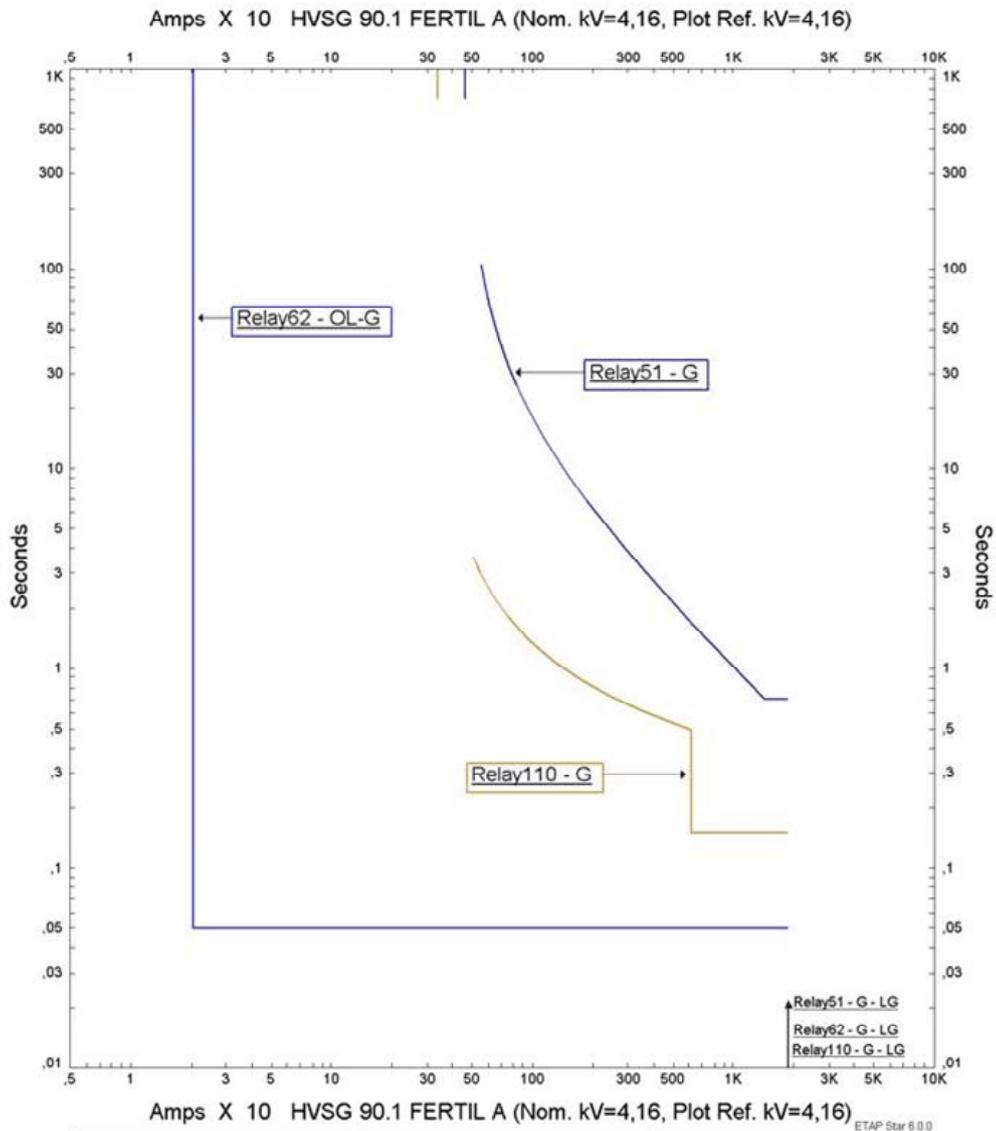
Figura 4.43 Diagrama Unifilar de motores 90-P200A, 90-P200B, 90-P200C, 90-P200D, 90-P200E, 90-P200F Y 90-P200G
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase motor 90-P200A		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 06-02-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES		

Relay 62 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 90-P200A
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 90-P200A - Curva de corriente de arranque del motor 90-P200A

Figura 4.44 Coordinación para Fallas de Fase de motores 90-P200A, 90-P200B, 90-P200C, 90-P200D, 90-P200E, 90-P200F Y 90-P200G.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra motor 90-P200A	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 06-03-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Ground
Relay 62 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 90-P200A Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA	

Figura 4.45 Coordinación para Falla a Tierra de motores 90-P200A, 90-P200B, 90-P200C, 90-P200D, 90-P200E, 90-P200F Y 90-P200G.

Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

**CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR
MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO AL MOTOR 41A-C1D
(COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).**

$$RTC = 500/5$$

Capacidad: 737 Hp

Voltaje de Operación: 4160V, 3ø

Corriente Nominal (In): 85.4 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 512Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 3 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$I_{sec} = \frac{85.4 \times 5}{500} = 0.85 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 1.65 \times I_{rb}$$

$$I_{rb} = I_{arranq. \text{ del motor}} = 512.4 \text{ Amp.}$$

$$I \gg = 846 \text{ Amp.}$$

$$I \gg \text{ sec} = \frac{846 \times 5}{500} = 8.5 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 8.5 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t_{>>}$)

$t \gg 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé I_o

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 20 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{20 \times 5}{500} = 0.2 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (t_o)

$t_o = 0.05 \text{ seg.}$ (Ajuste mínimo)

En la figura 4.46 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.47 y 4.48 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

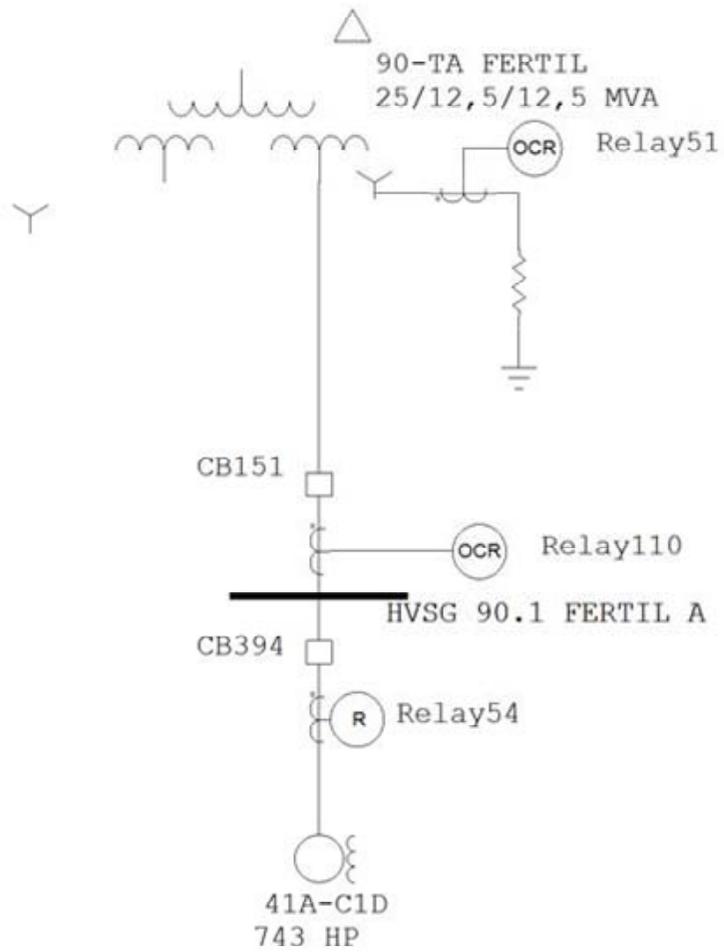
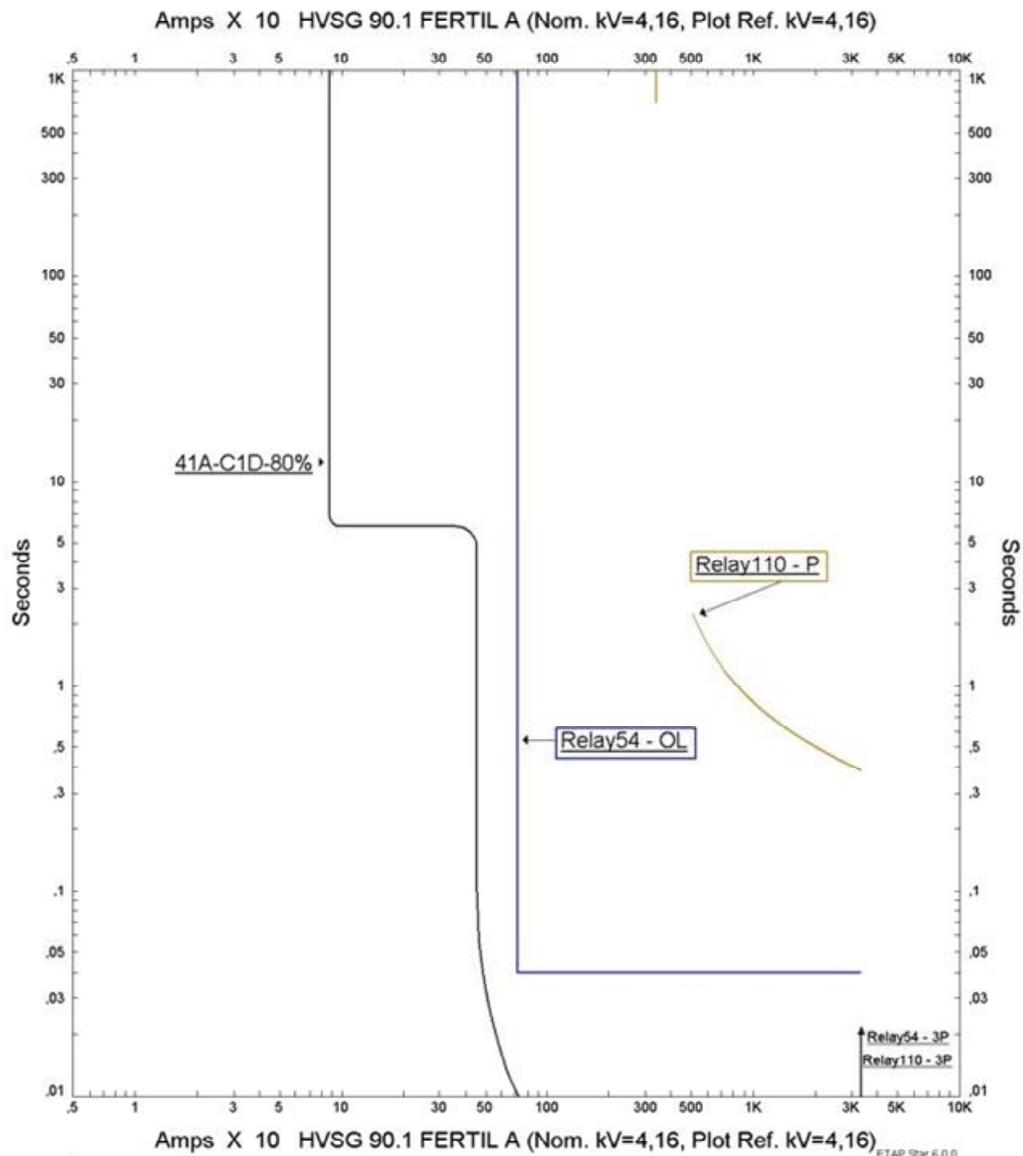


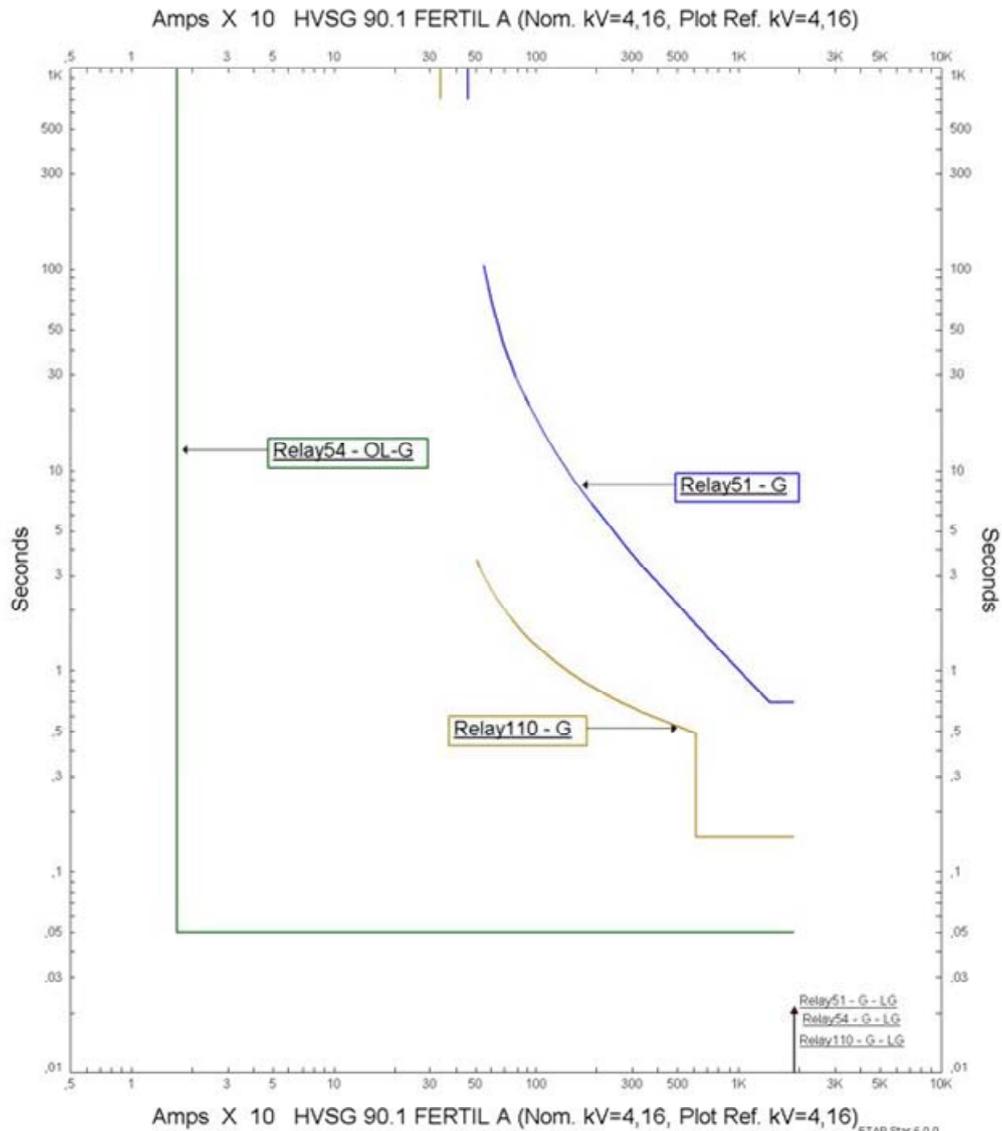
Figura 4.46 Diagrama Unifilar del motor 41A-C1D
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase motor 41A-C1D	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 05-13-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase

Relay 54 - Curva del 50,50N asociado al interruptor del motor 41A-C1D
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 41A-C1D- Curva de corriente de arranque del motor 41A-C1D

Figura 4.47 Coordinación para Fallas de Fase del motor 41A-C1D
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra motor 41A-C1D	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 05-13-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Ground

Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay 54 - Curva del 50,50N asociado al interruptor del motor 41A-C1D
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del

Figura 4.48 Coordinación para Falla a Tierra del motor 41A-C1D
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO SPAM – 150C. ASOCIADO A LOS MOTORES 90-P211B/D (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).

$$RTC = 500/5$$

Capacidad: 700 Hp

Voltaje de Operación: 4160V, 3ø

Corriente Nominal (In): 93 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 558Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 3 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$I_{sec} = \frac{93 \times 5}{500} = 0.93 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 1.65 \times I_{rb}$$

$$I_{rb} = I_{arranq. \text{ del motor}} = 558 \text{ Amp.}$$

$$I \gg = 921 \text{ Amp.}$$

$$I \gg \text{ sec} = \frac{921 \times 5}{500} = 9.2 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 8.5 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t_{>>}$)

$t \gg 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé I_o (I_o)

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 20 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{20 \times 5}{500} = 0,2 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (t_o)

$t_o = 0.05 \text{ seg.}$ (Ajuste mínimo)

En la figura 4.49 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.50 y 4.51 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

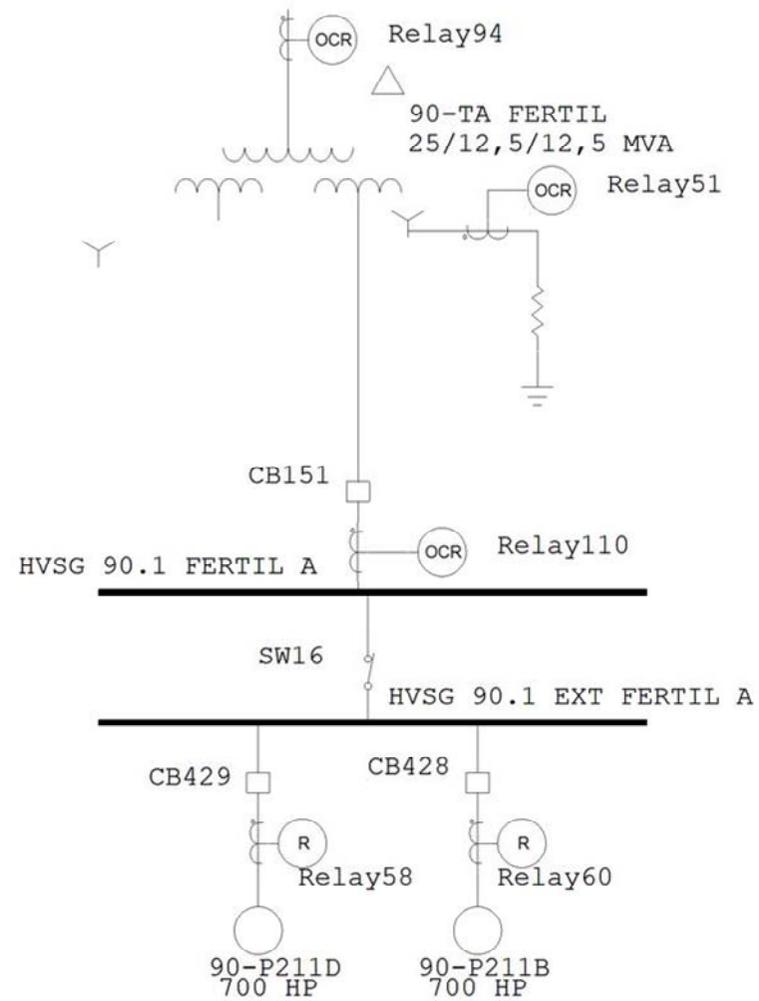
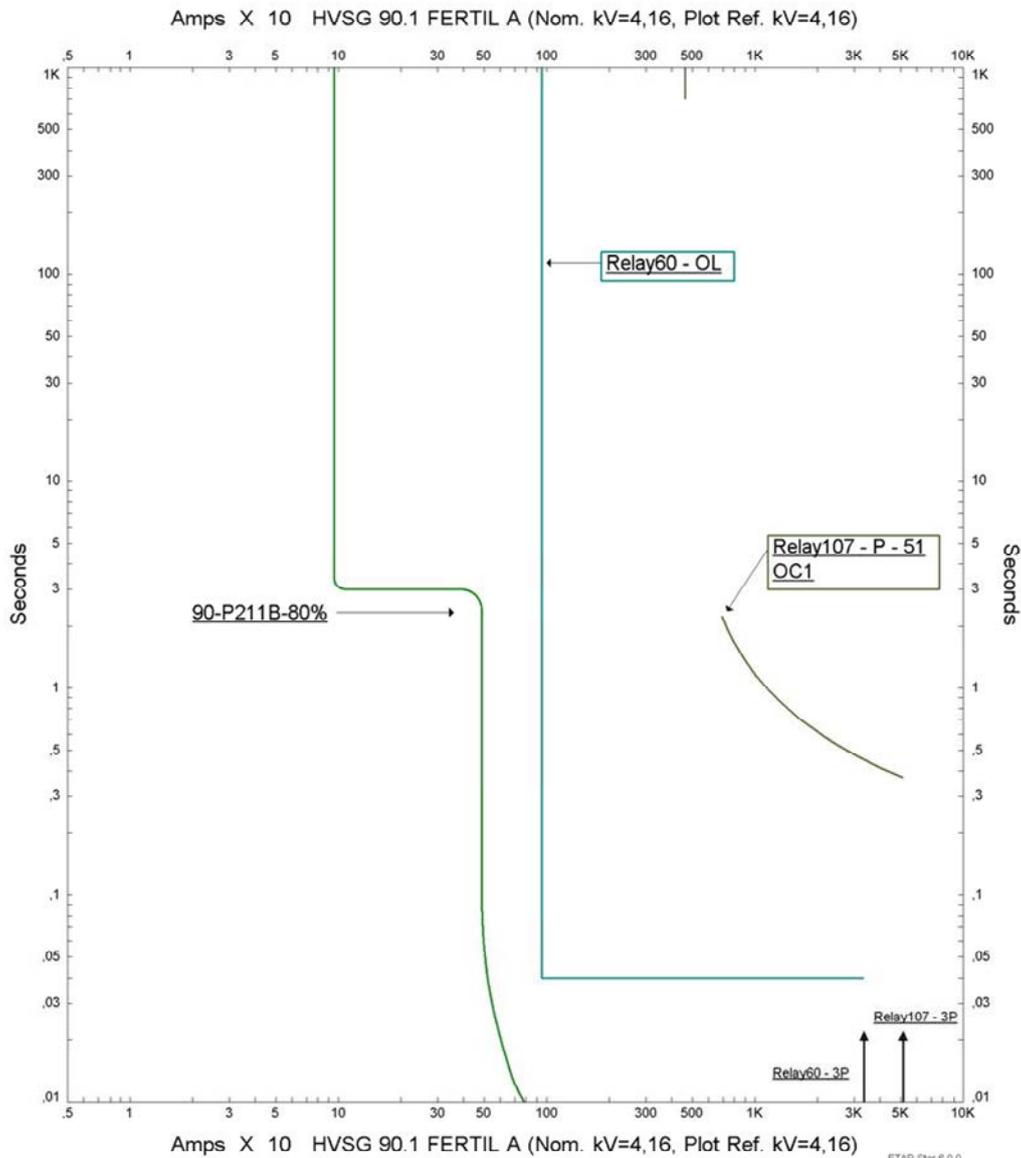
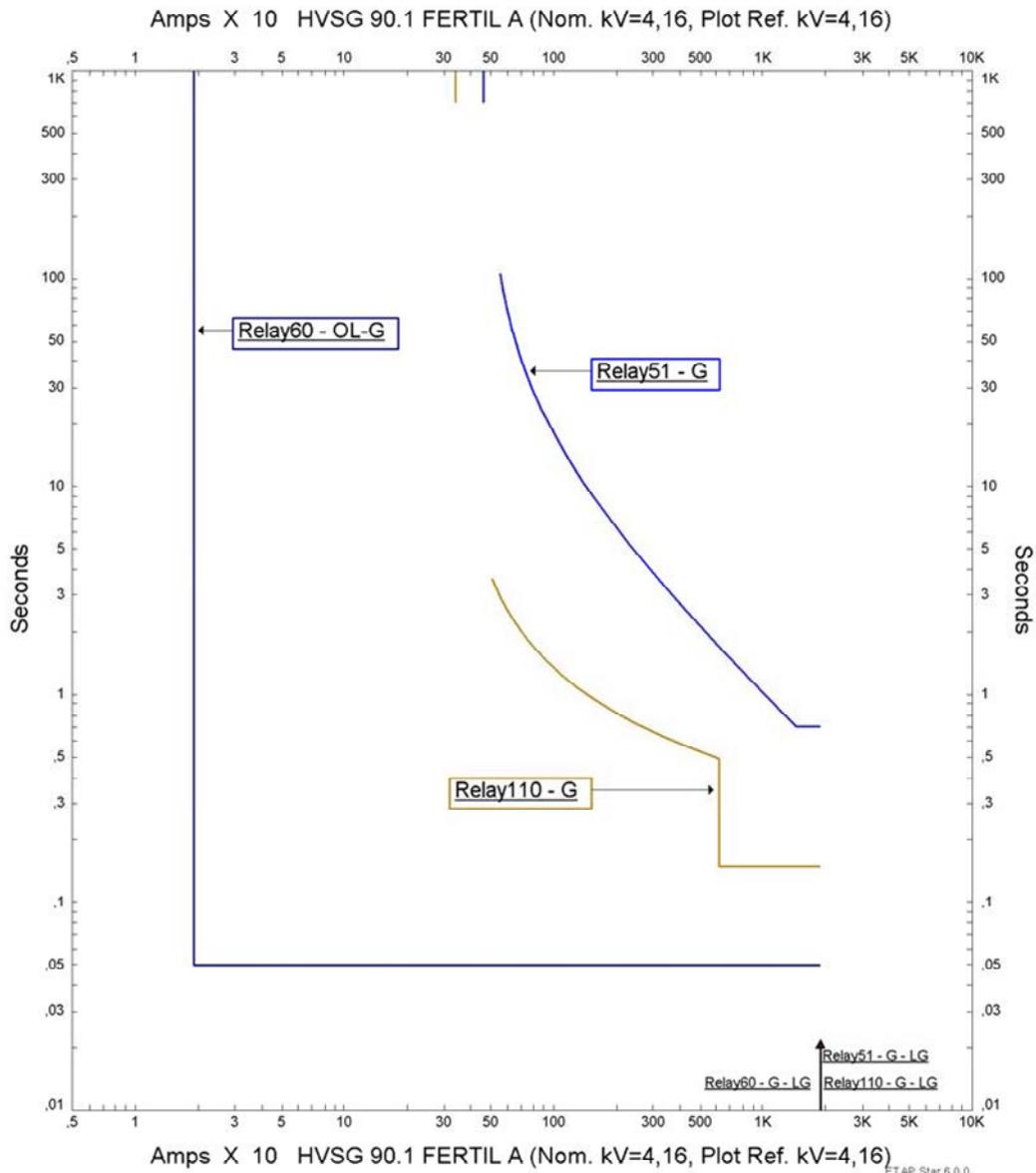


Figura 4.49 Diagrama Unifilar de motores 90-P211B/D.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase motor 90-P211B	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 06-02-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	Fault: Phase
Contract:	
Engineer:	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	
Relay 60 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 90-P211B Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA 90-P211B - Curva de corriente de arranque del motor 90-P211B	

Figura 4.50 Coordinación para Fallas de Fase de motores 90-P211B/D.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra motor 90-P211B	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 06-02-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev. Base
Engineer:	Fault: Ground
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	

Relay 60 - Curva del 50,51N asociado al interruptor del motor 90-P211B
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del

Figura 4.51 Coordinación para Falla a Tierra de motores 90-P211B/D.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

4.7.2. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN 4160/480V DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 42A – T1 Y 42A– T2 DE 1500 kVA.

$$RTC = 600/5$$

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

$$I_n = 208.2 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I >$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

El criterio inicial para el arranque de esta unidad es el 125% de la capacidad nominal del transformador, sin embargo, con este valor ocurre un solapamiento con la protección asociada al interruptor principal del CCM 42A – 3. Por esto se ajustara la unidad al 230% de la corriente nominal del transformador lo cual se encuentra establecido en el CEN.

$I_{\text{arranque}} = 230\%$ de la corriente nominal del transformador

$$I_{\text{arranque}} = 230 \times 208.2 = 478.3 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{478.3 \times 5}{600} = 3,99 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I >= 4 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase ($t>$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado = 0.35

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I>>$)

$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max.} \ 3\phi \ 480V$

$I_{arranq.} = 1.25 \times 3184 = 3980 \text{ Amp.}$

$$I_{sec} = \frac{3980 \times 5}{600} = 33.17 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 33 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t>>$)

$t \gg 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_o>$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 480 = 48$$

$$I_{sec} = \frac{48 \times 5}{600} = 0.39 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.4 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos ($t_{0>}$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial Seleccionado: 0.1

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{0>>}$)

$I_{arranq.} = 50\%$ de ICCmax. 3Ø 4160V

$I_{arranq.} = 0.5 \times 16380 = 8190$ Amp.

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{600} = 68 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_{0 \gg} = (10 - 100) \times I_n$

$I_{0 \gg} = 68 \times I_n$ (Fuera de rango de ajuste)

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 9.5 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos ($t_{0>>}$)

$t_{0 \gg} = 0.05$ seg. (Ajuste mínimo).

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 42-AT1 Y 42-AT2 DE 1000 kVA.

RTC = 2000/5

Relés: Modelo CDG-11, Marca GEC

In= 1800 Amp

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

Iarranq. = 12.5% de la Capacidad Máx.

Iarranque = 0.125 x 1800 = 226 Amp

$$Isec = \frac{226 \times 5}{2000} = 0.56 \text{ Amp. Sec.}$$

Io >= 1 x In Ajuste mínimo permitido por el relé

Con el ajuste del 12.5% de la capacidad máxima del transformador de potencia las unidades 51N se hacen muy sensibles para desequilibrios que se puedan presentarse o para fallas de alta impedancia, por lo tanto, se seleccionara el ajuste máximo permitido por el relé el cual permite de igual manera implementar una buena protección para las fallas que puedan presentarse.

Io >= 4 x In

Iarranque = 1600 Amp

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Tierra (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.5

En la figura 4.52 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.53 y 4.54 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

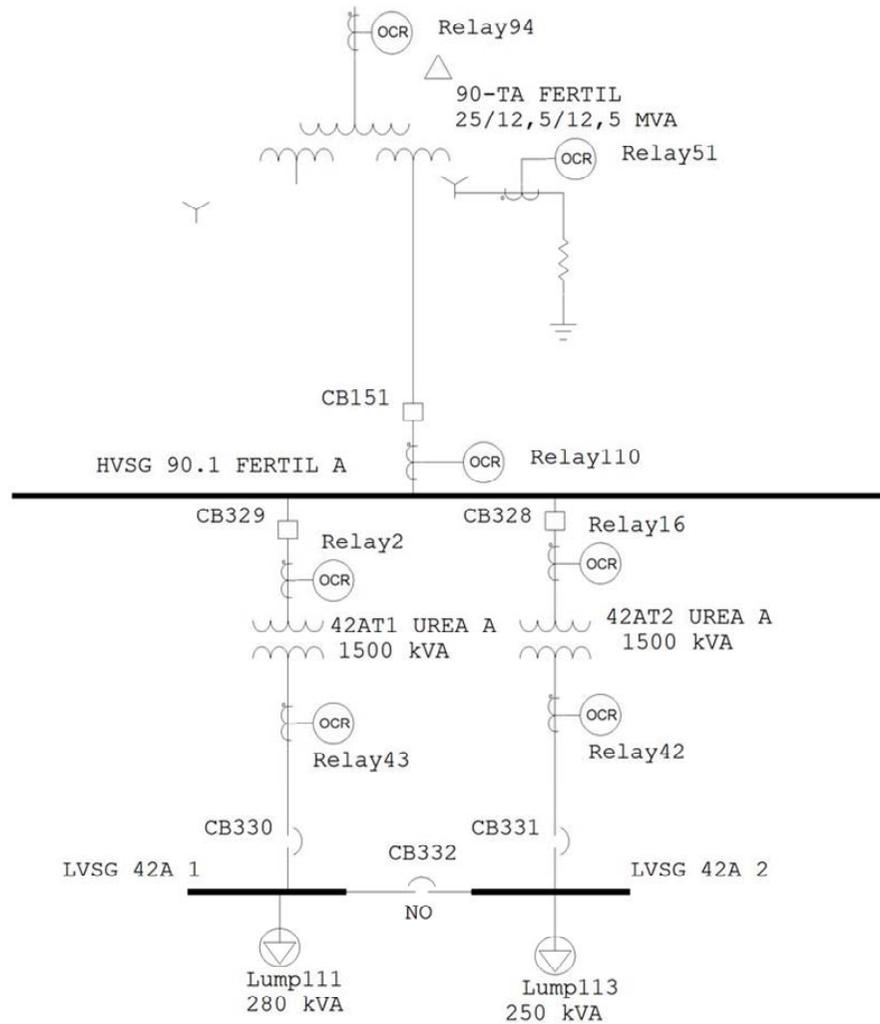
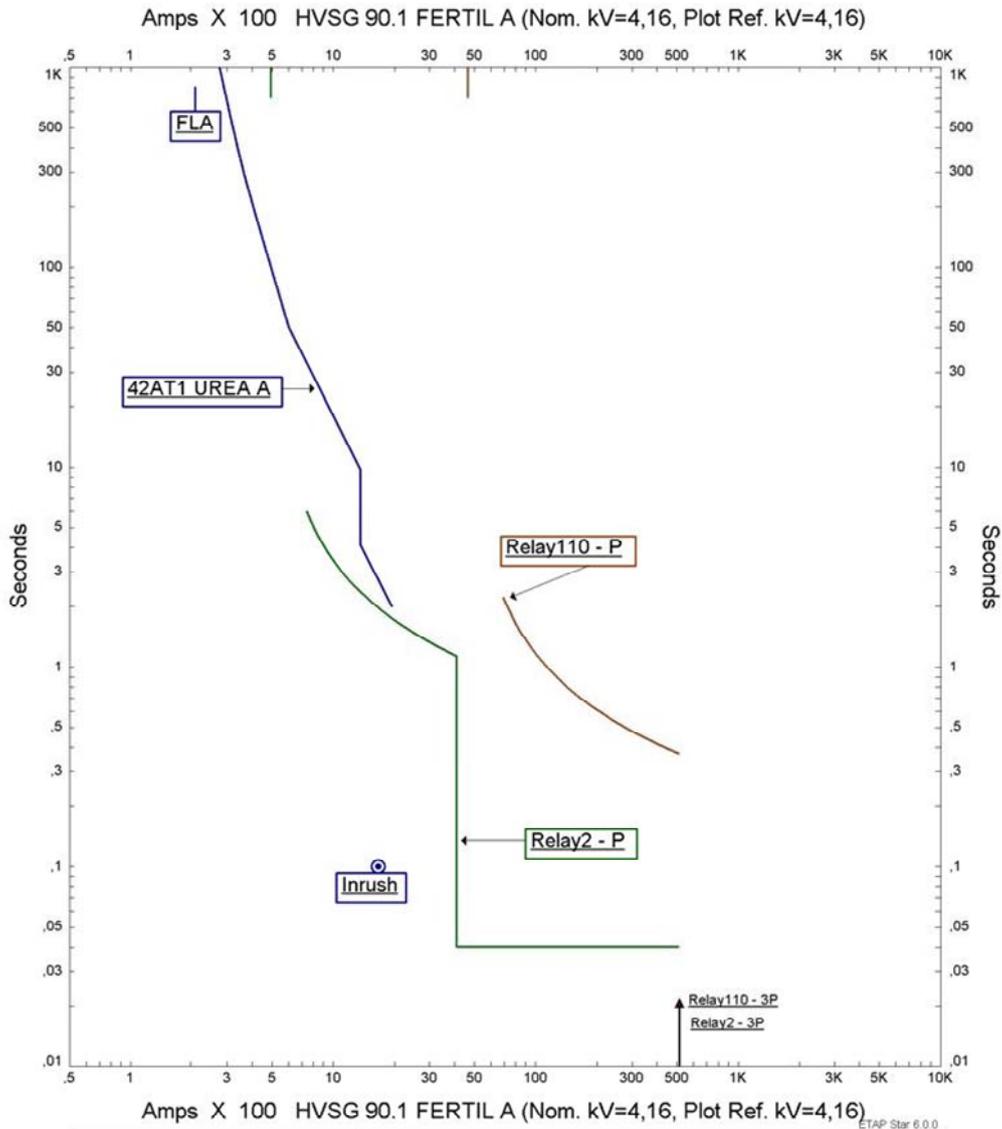


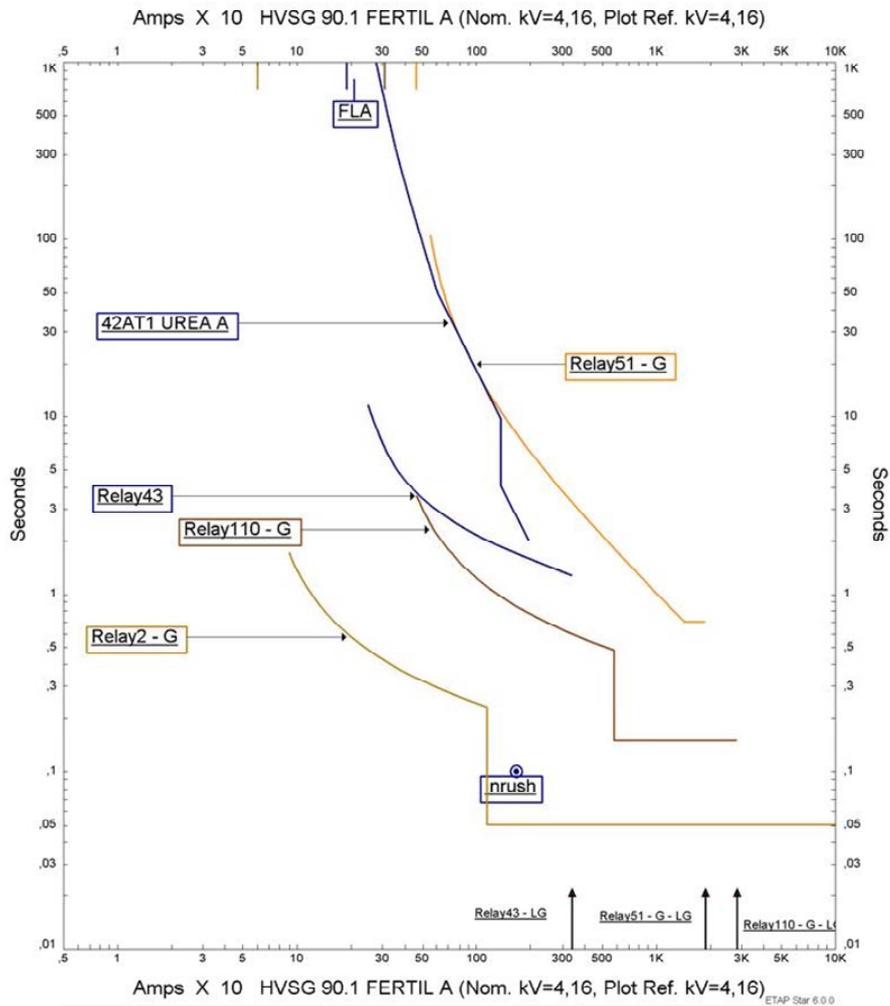
Figura 4.52 Diagrama Unifilar de los Transformadores 42A – T1 y 42A – T2.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase TX's 42AT1	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 04-29-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase

Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TA
 Relay 2 - Curva del relay 50,51,51N,50N asociado al interruptor de alta tensión del TX'S 42AT1
 42AT1- Curva de daño del TXs 42AT1

Figura 4.53 Coordinación para Falla a Fase de los Transformadores 42A – T1 y 42A – T2.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra TX's 42AT1		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 04-29-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

- Relay 2 - Curva del relay 50,51,51N,50N asociado al interruptor de alta tensión del TX'S 42AT1
- Relay 43 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 42AT1
- Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tensión del TX'S 90TA
- Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TA
- 42AT1-Curva de daño del TXs 42AT1

Figura 4.54 Coordinación para Falla a Tierra de los Transformadores 42A – T1 y 42A – T2.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 40A – T1 Y 40A– T2 DE 750 kVA.

RTC = 500/5

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

In= 104.1 Amp

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

El criterio inicial para el arranque de esta unidad es el 125% de la capacidad nominal del transformador, sin embargo, con este valor ocurre un solapamiento con la protección asociada al interruptor principal del CCM 40A – 2. Por esto se ajustara la unidad al 175% de la corriente nominal del transformador lo cual se encuentra establecido en el CEN.

Iarranque = 175% de la corriente nominal del transformador

Iarranque = 175 x 104.1 = 182.175 Amp

$$I_{sec} = \frac{182.175 \times 5}{500} = 1,82 \text{ Amp. Sec.}$$

I >= 1.8 x In

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase (t>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.15

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

$$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max. 3\phi 480V}$$

$$I_{arranq.} = 1.25 \times 2112 = 2640 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{2640 \times 5}{500} = 26.40 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 26.5 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

$$t \gg 0.14 \text{ seg. (Ajuste mínimo).}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 182 = 18.2$$

$$I_{sec} = \frac{18.2 \times 5}{500} = 0.182 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.2 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>>)

Iarranq. = 50% de ICCmax. 3Ø 4160V

Iarranq. = 0.5 x 16380 = 8190 Amp.

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{500} = 81.6 \text{ Amp. Sec.}$$

Io >> = (10 – 100) x In

Io >> 81.6 x In (Fuera de rango de ajuste)

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 4 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos (to>>)

t >> 0.05seg. (Ajuste mínimo).

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 40-AT1 Y 40-AT2 DE 750 kVA.

RTC = 1250/5

Relés: Modelo CDG-11, Marca GEC

In= 902 Amp

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>}$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$I_{arranq.} = 12.5\%$ de la Capacidad Máx.

$I_{arranque} = 0.125 \times 1000 = 113 \text{ Amp}$

$$I_{sec} = \frac{113 \times 5}{1000} = 0.56 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_{o >} = 1 \times I_n$ Ajuste mínimo permitido por el relé

Con el ajuste del 12.5% de la capacidad máxima del transformador de potencia las unidades 51N se hacen muy sensibles para desequilibrios que se puedan presentarse o para fallas de alta impedancia, por lo tanto, se seleccionara el ajuste máximo permitido por el relé el cual permite de igual manera implementar una buena protección para las fallas que puedan presentarse.

$I_{o >} = 4 \times I_n$

$I_{arranque} = 800 \text{ Amp}$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Tierra ($t_{o>}$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.5

En la figura 4.55 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.56 y 4.57 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

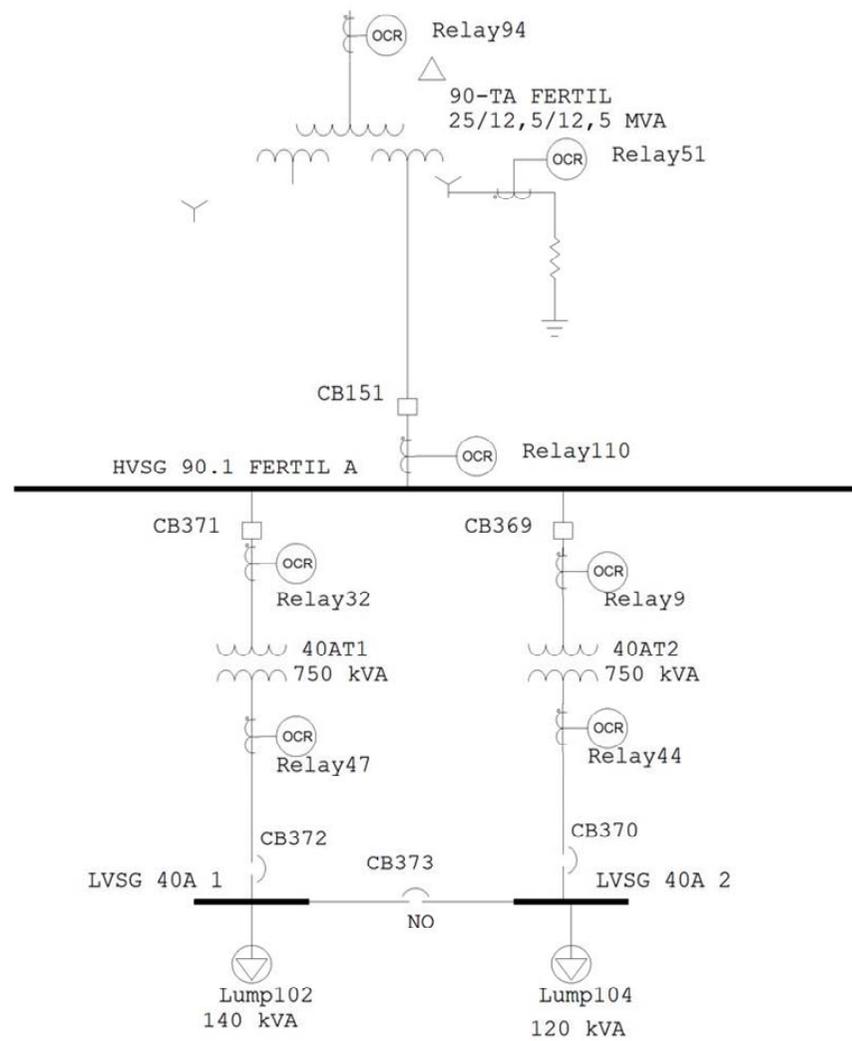
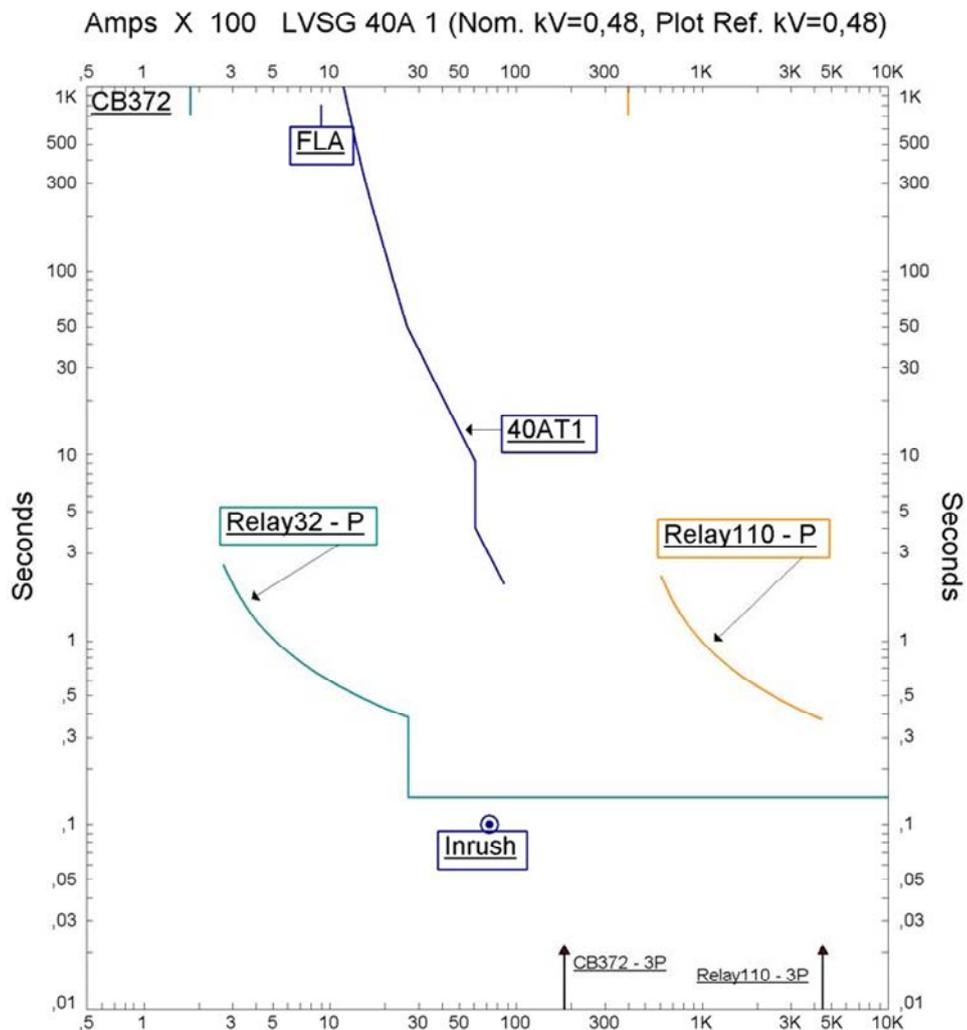


Figura 4.55 Diagrama Unifilar de los Transformadores 40A – T1 y 40A – T2.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

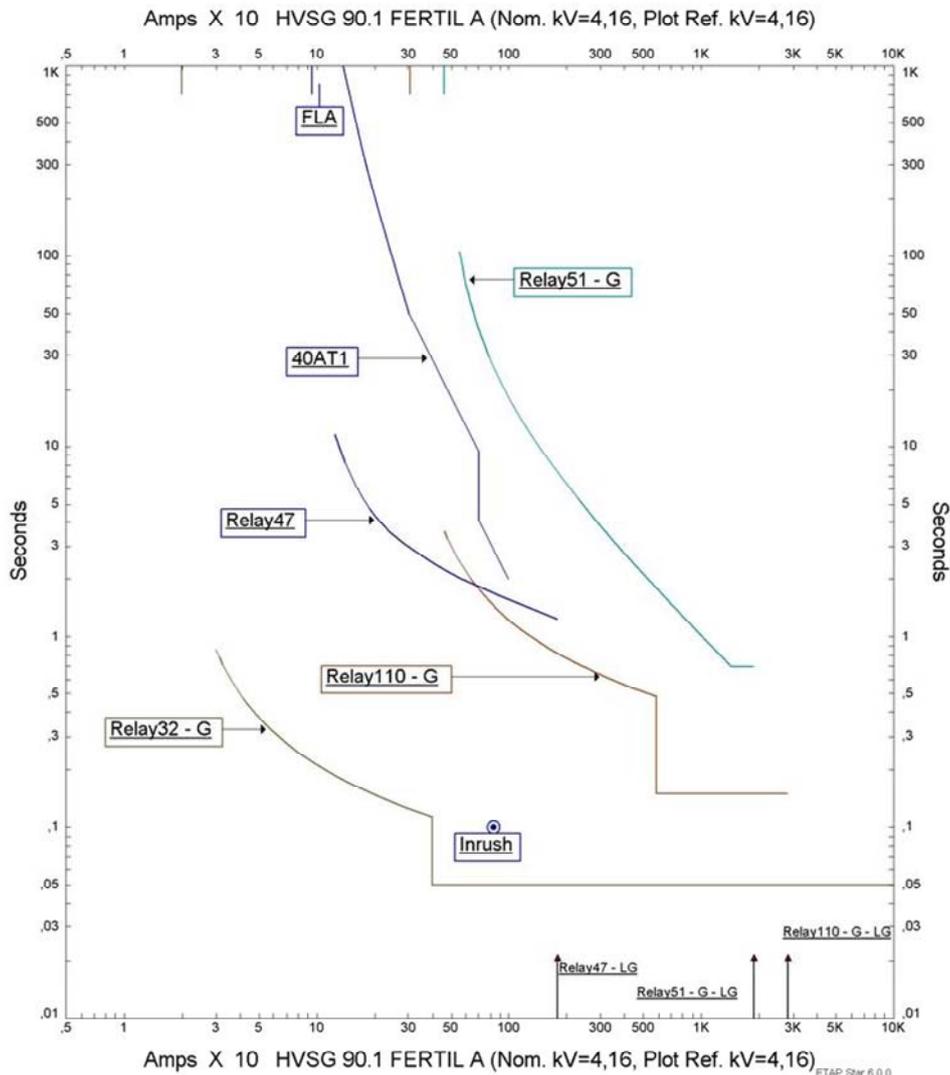


Amps X 100 LVSG 40A 1 (Nom. kV=0,48, Plot Ref. kV=0,48) ETAP Star 6.0.0

F. Fase TX's 40AT1		
Project:	Coordinación de Protecciones	Date: 07-27-2011
Location:	S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:		Rev: Base
Engineer:		Fault: Phase
Filename:	C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe	

Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 Relay 32 - Curva del 50,51 asociado al interruptor del Tx's 40AT2
 40AT1-Curva de daño del TXs 40AT1

Figura 4.56 Coordinación para Falla a Fase de los Transformadores 40A – T1 y 40A – T2.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra TX's 40AT1		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-10-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Relay 32 - Curva del 50,51 asociado al interruptor del Tx's 40AT2
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TA
 Relay 47 - Curva del 51N asociado al interruptor de alta tensión del Tx's 40AT1
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tensión del TX'S 90TA
 40AT1-Curva de daño del Tx's 40AT1

Figura 4.57 Coordinación para Falla a Tierra de los Transformadores 40A – T1 y 40A – T2.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 90 –T4 DE 1500 kVA.

$$RTC = 500/5$$

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

$$I_n = 208.2 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

I arranque = 125% de la corriente nominal del transformador

$$I_{\text{arranque}} = 125 \times 208.2 = 260.5 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{260.5 \times 5}{500} = 2605 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I > = 2.6 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase (t>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.09

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

I arranq. = 125% de ICCmax. 3Ø 480V

$$I_{\text{arranq.}} = 1.25 \times 3301 = 4126 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{4126 \times 5}{500} = 41.26 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 41.26 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos ($t_{>>}$)

$t_{>>} >> 0.04\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>}$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{\text{arranq.}} = 0.1 \times 260 = 26$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{26 \times 5}{500} = 0.26 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o > = (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o > = 0.25 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos ($t_{o>}$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>>}$)

$$I_{\text{arranq.}} = 50\% \text{ de ICCmax. } 3\phi \text{ 4160V}$$

$$I_{\text{arranq.}} = 0.5 \times 16380 = 8190 \text{ Amp.}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{8160 \times 5}{500} = 81.6 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o >> = (10 - 100) \times I_n$$

$$I_o >> 81.6 \times I_n \text{ (Fuera de rango de ajuste)}$$

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 5 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos ($t_{0>>}$)

$t \gg 0.05\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 90 – T4 DE 1000 kVA.

$RTC = 1250/5$

Relés: Modelo CDG-11, Marca GEC

$I_n = 1200 \text{ Amp}$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{0>}$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$I_{arranq.} = 12.5\%$ de la Capacidad Máx.

$I_{arranque} = 0.125 \times 1200 = 150 \text{ Amp}$

$$I_{sec} = \frac{150 \times 5}{1250} = 0.6 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_{0 \geq} = 1 \times I_n$ Ajuste mínimo permitido por el relé

Con el ajuste del 12.5% de la capacidad máxima del transformador de potencia las unidades 51N se hacen muy sensibles para desequilibrios que se puedan presentarse o para fallas de alta impedancia, por lo tanto, se seleccionara el ajuste máximo permitido por el relé el cual permite de igual manera implementar una buena protección para las fallas que puedan presentarse.

$$I_o \geq 4 \times I_n$$

$$I_{arranque} = 1000 \text{ Amp}$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Tierra ($t_{o>}$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.3

En la figura 4.58 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.59 y 4.60 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

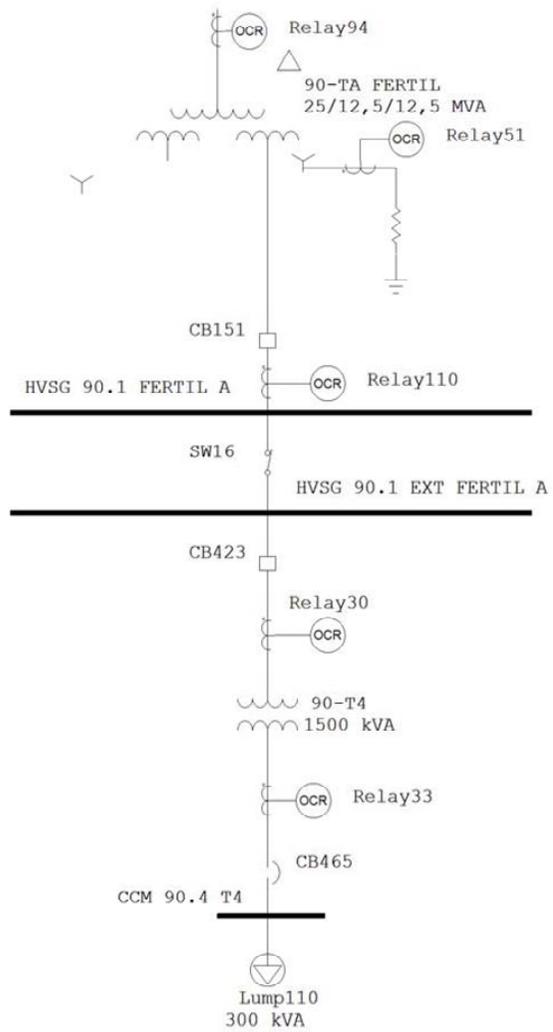
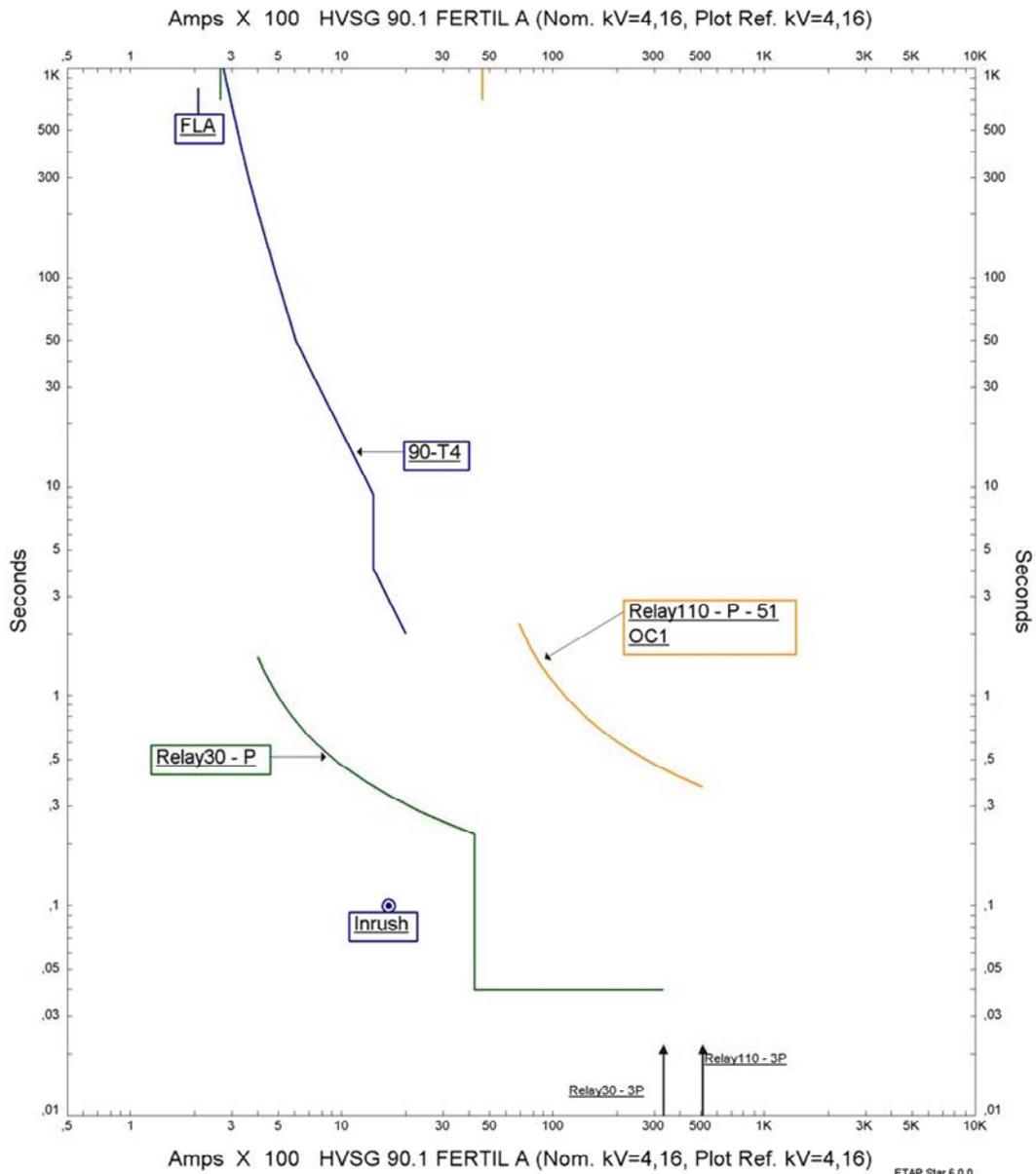
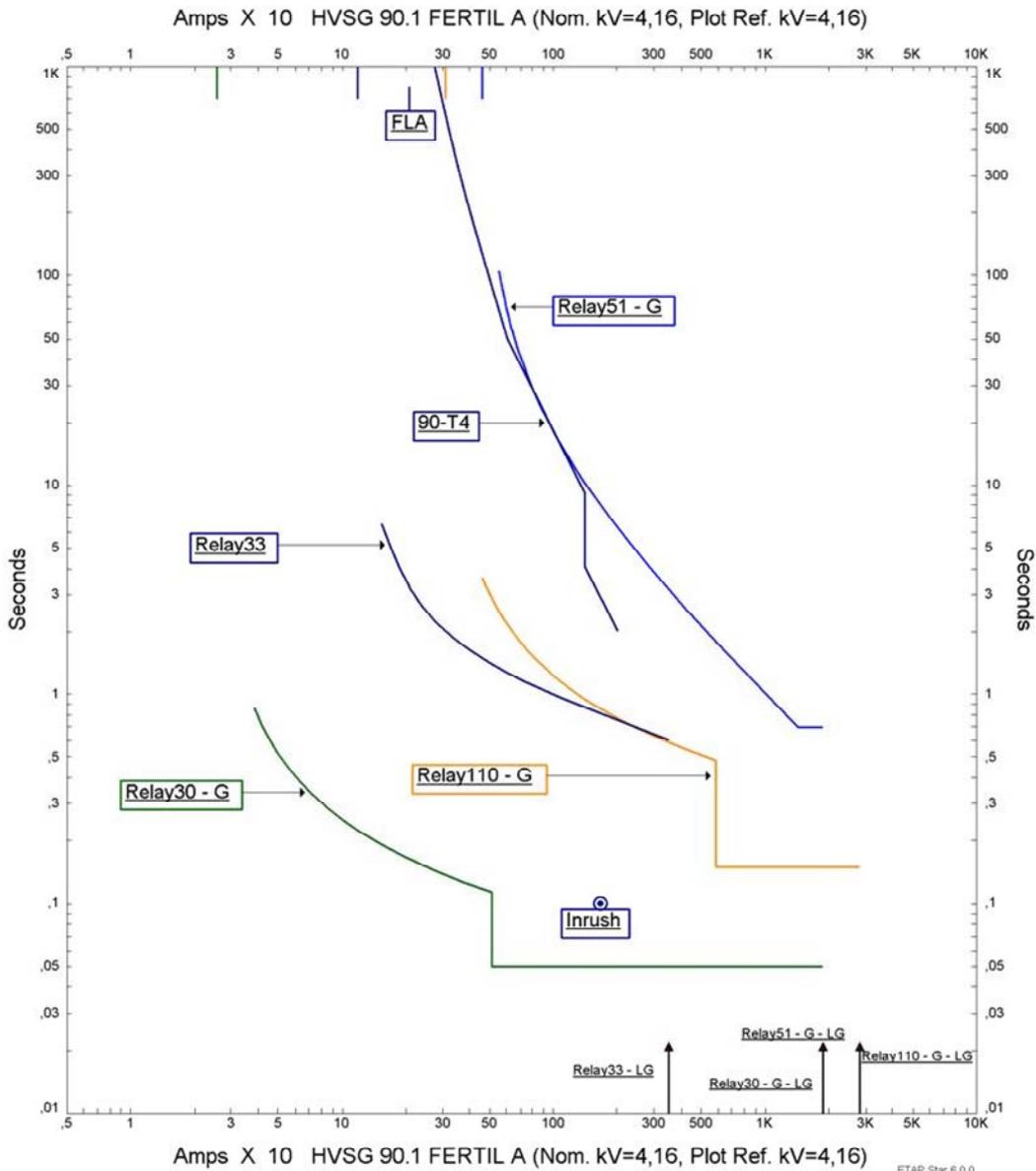


Figura 4.58 Diagrama Unifilar del Transformador 90 – T4.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase Tx's 90-T4		
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: E:\FERTILIZANTES ULTIMO.OTI	Date: 08-25-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase	
Relay 30 - Curva del relay 50,50N,51,51N, asociado al interruptor de alta tension del Tx's 90-T4 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA 90-T4 - Curva de daño del Tx's 90-T4		

Figura 4.59 Coordinación para Falla a Fase del Transformador 90 – T4.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra Tx's 90-T4		ETAP Star 6.0.0
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	Date: 08-25-2011 SN: 12345678 Rev. Base Fault: Ground	

Relay 33 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-T4
 Relay 30 - Curva del relay 50,50N,51,51N, asociado al interruptor de alta tension del Tx's 90-T4
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA

Figura 4.60 Coordinación para Falla a Tierra del Transformador 90 – T4.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 42B – T1 Y 42B– T2 DE 1500 kVA.

$$RTC = 600/5$$

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

$$I_n = 208.2 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I >$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

El criterio inicial para el arranque de esta unidad es el 125% de la capacidad nominal del transformador, sin embargo, con este valor ocurre un solapamiento con la protección asociada al interruptor principal del CCM 42A – 3. Por esto se ajustara la unidad al 230% de la corriente nominal del transformador lo cual se encuentra establecido en el CEN.

$I_{\text{arranque}} = 230\%$ de la corriente nominal del transformador

$$I_{\text{arranque}} = 230 \times 208.2 = 478.3 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{478.3 \times 5}{600} = 3,99 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I >= 4 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase ($t >$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

$$\text{Dial seleccionado} = 0.35$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

$$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max.} \text{ } 3\phi \text{ } 480V$$

$$I_{arranq.} = 1.25 \times 3290 = 4113 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{4113 \times 5}{600} = 34.27 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 34.5 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

$$t \gg 0.04 \text{ seg. (Ajuste mínimo).}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 480 = 48$$

$$I_{sec} = \frac{48 \times 5}{600} = 0.39 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.4 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial Seleccionado: 0.1

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>>}$)

$I_{arranq.} = 50\% \text{ de } ICC_{max.} \ 3\phi \ 4160V$

$I_{arranq.} = 0.5 \times 16380 = 8190 \text{ Amp.}$

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{600} = 68 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_{o \gg} = (10 - 100) \times I_n$

$I_{o \gg} = 68 \times I_n$ (Fuera de rango de ajuste)

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 9.6 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos ($t_{o>>}$)

$t \gg 0.05 \text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR 90 – T4 DE 1500 kVA.

RTC = 2000/5

Relés: Modelo CDG-11, Marca GEC

$I_n = 1804 \text{ Amp}$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{0>}$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$I_{arranq.} = 12.5\%$ de la Capacidad Máx.

$I_{arranque} = 0.125 \times 1804 = 226 \text{ Amp}$

$$I_{sec} = \frac{226 \times 5}{2000} = 0.56 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_{0 >} = 1 \times I_n$ Ajuste mínimo permitido por el relé

Con el ajuste del 12.5% de la capacidad máxima del transformador de potencia las unidades 51N se hacen muy sensibles para desequilibrios que se puedan presentarse o para fallas de alta impedancia, por lo tanto, se seleccionara el ajuste máximo permitido por el relé el cual permite de igual manera implementar una buena protección para las fallas que puedan presentarse.

$I_{0 >} = 4 \times I_n$

$I_{arranque} = 1000 \text{ Amp}$

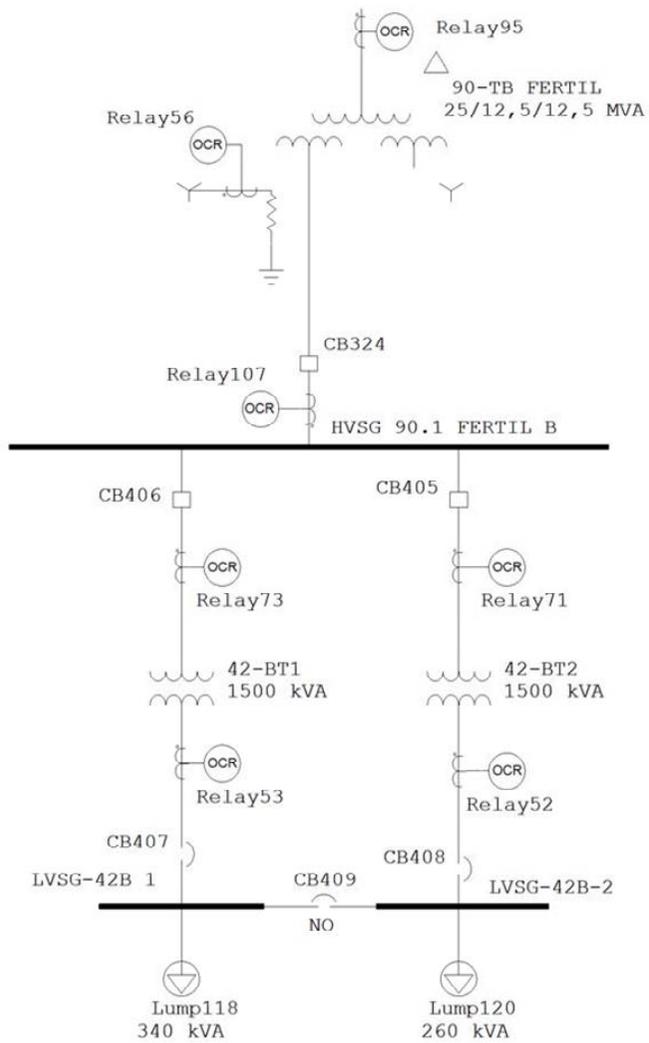
Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Tierra ($t_{0>}$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

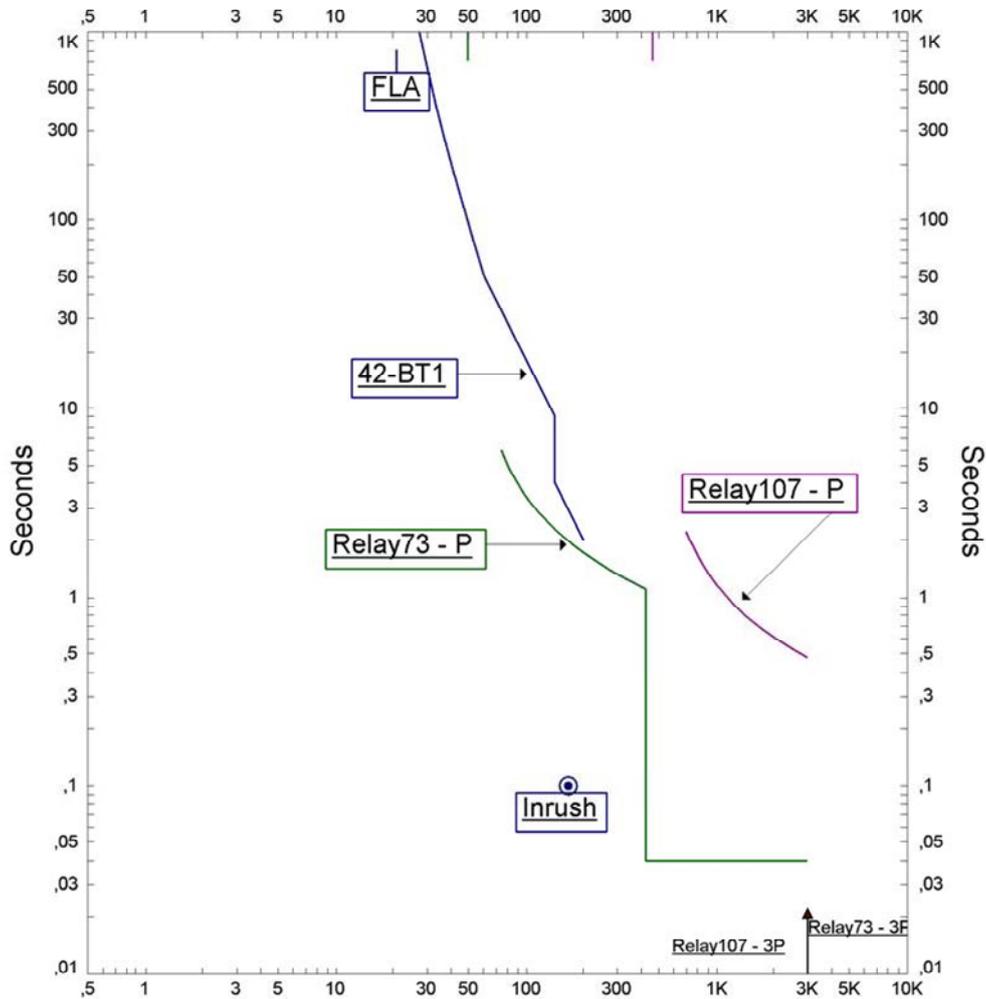
Dial seleccionado: 0.5

En la figura 4.61 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.62 y 4.63 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.



**Figura 4.61 Diagrama Unifilar de los Transformadores 42B – T1 y 42B – T2.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.**

Amps X 10 HVSG 90.1 FERTIL B (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)



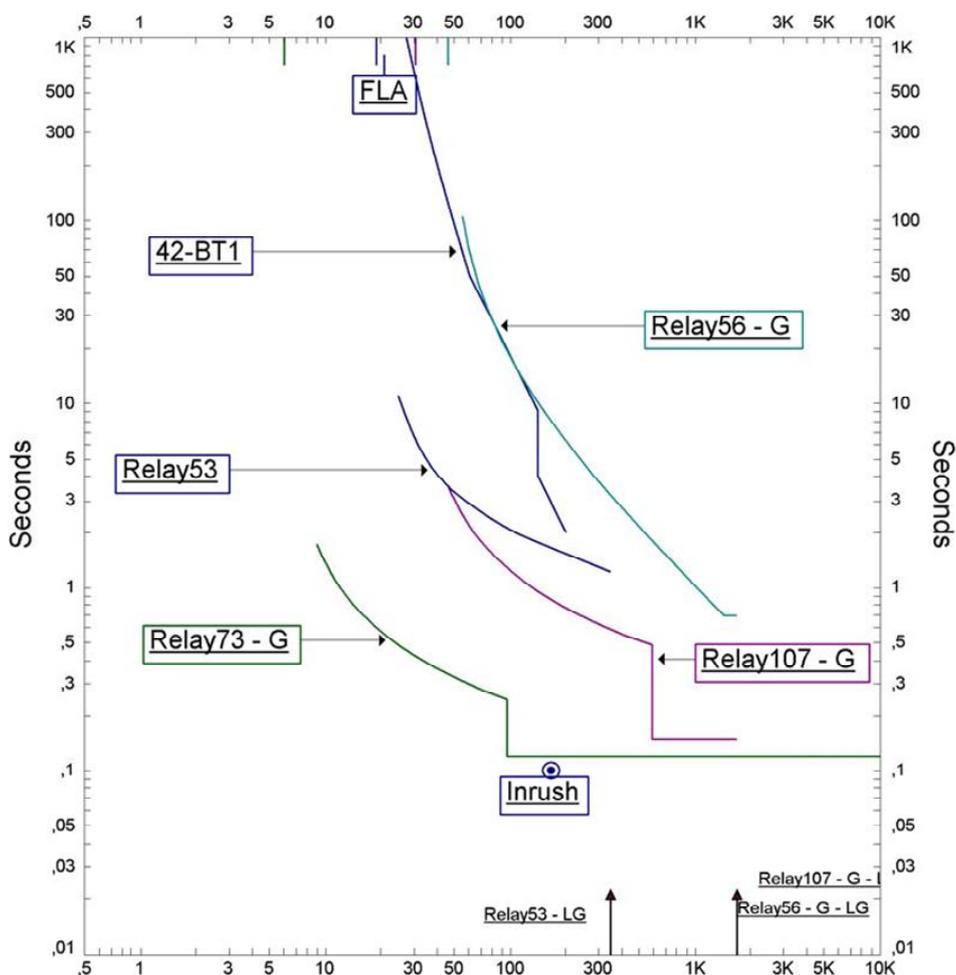
Amps X 10 HVSG 90.1 FERTIL B (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)

F. Fase TX's 42-BT1	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 07-27-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Phase
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe	

Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TB
 Relay 73 - Relé 50,51,50N,51N asociado al interruptor de alto voltaje del Tx's 42-BT1
 42-BT1 - Curva de daño del TXs 42-BT1

Figura 4.62 Coordinación para Falla a Fase de los Transformadores 42B – T1 y 42B – T2.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

Amps X 10 HVSG 90.1 FERTIL B (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)



Amps X 10 HVSG 90.1 FERTIL B (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)

F. Tierra TX's 42-BT1	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 07-27-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Ground
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe	

Relay 53 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del TX'S 42-BT1
 Relay 72 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de alta tension del TX'S 42-BT1
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90 -TB
 Relay 56 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB

Figura 4.63 Coordinación para Falla a Tierras de los Transformadores 42B – T1 y 42B – T2.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 40B – T1 Y 40B– T2 DE 750 kVA.

$$RTC = 500/5$$

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

$$I_n = 104.1 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I >$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

I arranque = 125% de la corriente nominal del transformador

$$I_{\text{arranque}} = 125 \times 104.1 = 130.125 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{130.125 \times 5}{500} = 1,30 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \geq 1.3 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase ($t >$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Extremadamente Inversa.

Dial seleccionado: 0.19

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

$$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max. 3\phi 480V}$$

$$I_{arranq.} = 1.25 \times 1696 = 2120 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{2120 \times 5}{500} = 21.20 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 22 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

$$t \gg 0.04 \text{ seg. (Ajuste mínimo).}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 130 = 13$$

$$I_{sec} = \frac{13 \times 5}{500} = 0.13 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.2 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>>}$)

$$I_{arranq.} = 50\% \text{ de } ICC_{max.} \ 3\emptyset \ 4160V$$

$$I_{arranq.} = 0.5 \times 16380 = 8190 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{500} = 81.6 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_{o \gg} = (10 - 100) \times I_n$$

$$I_{o \gg} = 81.6 \times I_n \text{ (Fuera de rango de ajuste)}$$

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 4 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos ($t_{o>>}$)

$$t \gg 0.05 \text{seg. (Ajuste mínimo).}$$

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 40-BT1 Y 40-BT2 DE 750 kVA.

$$RTC = 1250/5$$

Relés: Modelo CDG-11, Marca GEC

$$I_n = 902 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

Iarranq. = 12.5% de la Capacidad Máx.

Iarranque = 0.125 x 902 = 113 Amp

$$I_{sec} = \frac{113 \times 5}{1000} = 0.56 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_o \geq 1 \times I_n$ Ajuste mínimo permitido por el relé

Con el ajuste del 12.5% de la capacidad máxima del transformador de potencia las unidades 51N se hacen muy sensibles para desequilibrios que se puedan presentarse o para fallas de alta impedancia, por lo tanto, se seleccionara el ajuste máximo permitido por el relé el cual permite de igual manera implementar una buena protección para las fallas que puedan presentarse.

$I_o \geq 4 \times I_n$

Iarranque = 800 Amp

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Tierra (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.3

En la figura 4.64 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.65 y 4.66 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

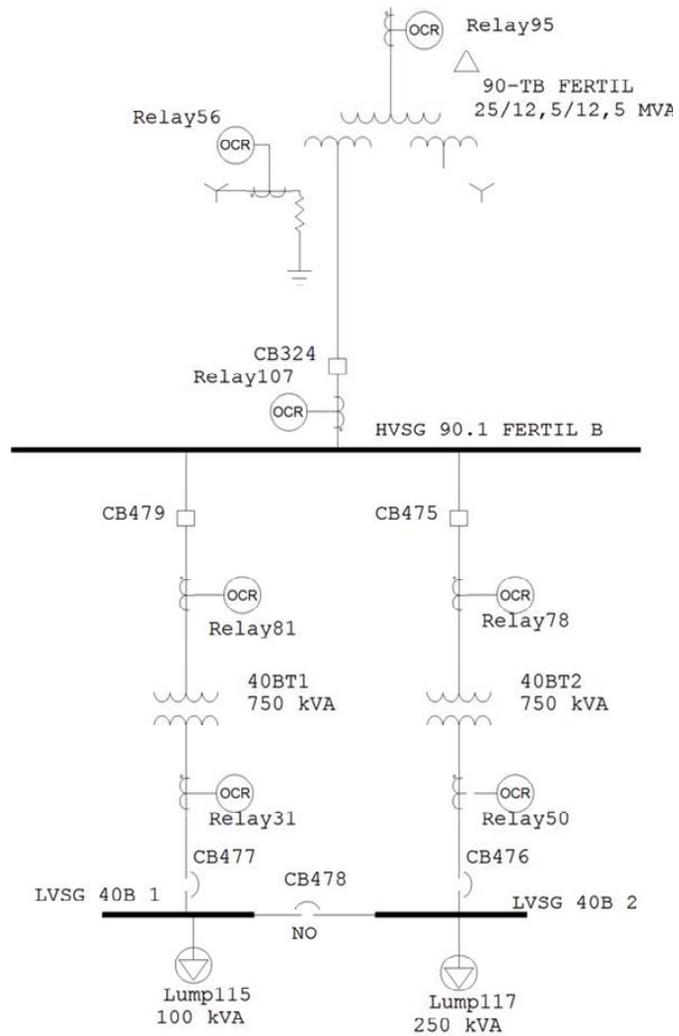


Figura 4.64 Diagrama Unifilar de los Transformadores 40B – T1 y 40B – T2.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

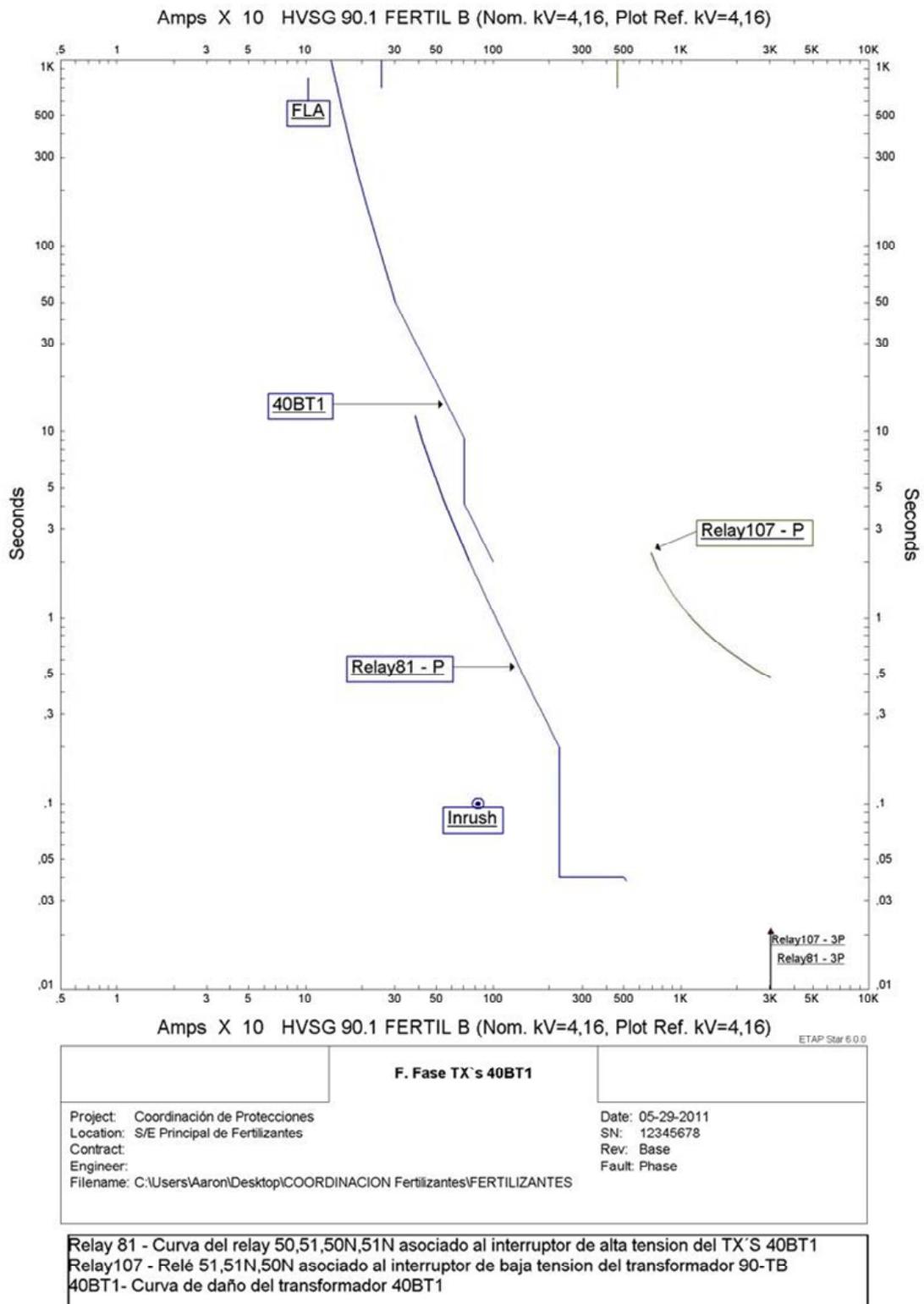
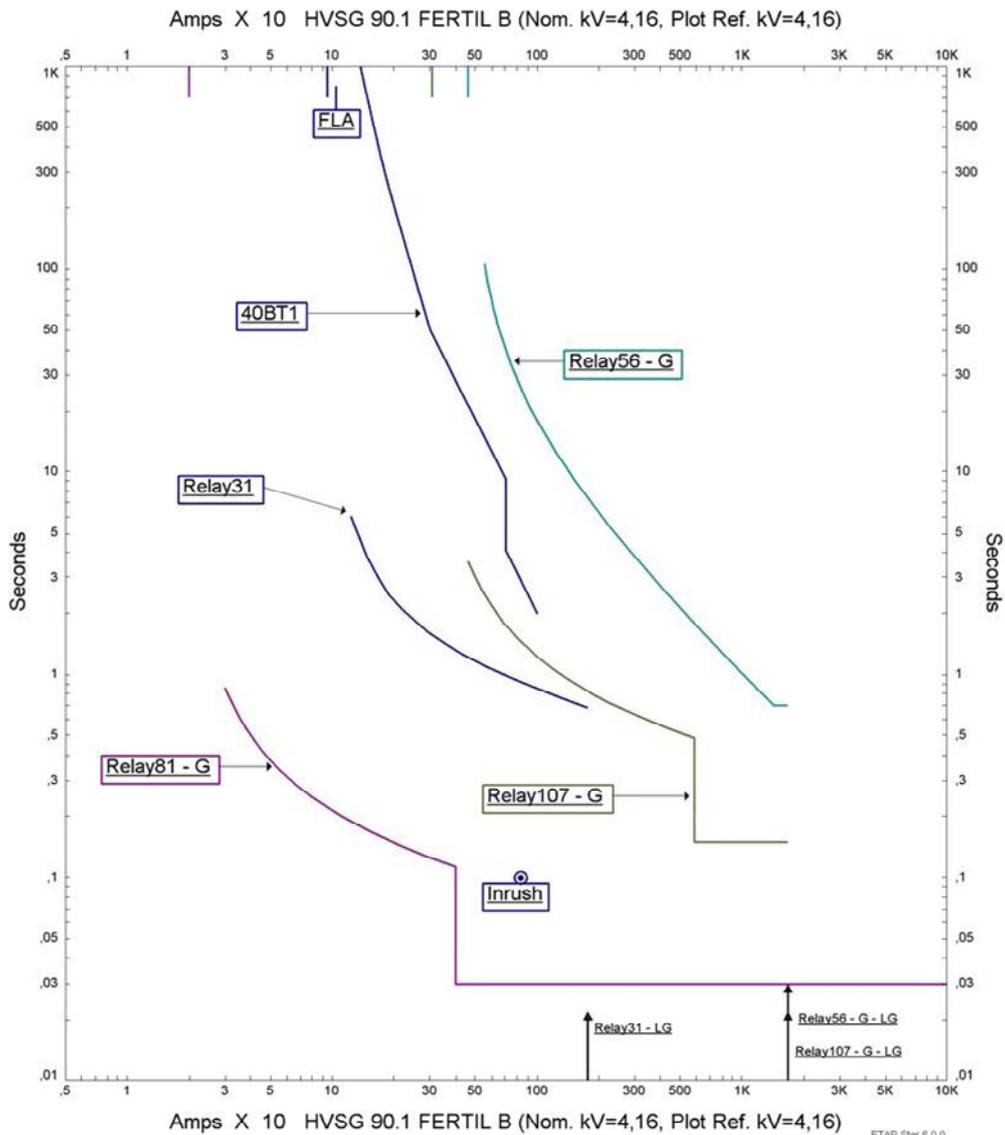


Figura 4.65 Coordinación para Falla de Fase de los Transformadores 40B – T1 y 40B – T2.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra TX's 40BT1	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 06-01-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Ground
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	

Relay 31 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 40BT1
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TB
 Relay 80 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de alta tensión del TX'S 40BT1
 Relay 56 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tensión del TX'S 90TB
 40BT1- Curva de daño del transformador 40BT1

Figura 4.66 Coordinación para Falta de Tierra de los Transformadores 40B – T1 y 40B – T2.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90A – T1 Y 90B– T1 DE 1500 kVA.

$$RTC = 500/5$$

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

$$I_n = 208.2 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I >$)

Debido a la inexistencia de unidad de protección de fase en el lado de baja tensión de los transformadores y para evitar operación de la protección para la plena carga de la barra y el arranque del motor mayor. El arranque se ajustara a la suma de la capacidad del transformador y el arranque del motor de mayor capacidad visto en 480V.

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{\text{arranq.}} = I_{Tx} + I_{rb} < Motor$$

$$I_{\text{arranque}} = 208.18 + 147 = 355.18 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{355.18 \times 5}{500} = 3.55 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I >= 3.5 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase ($t >$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.08

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

$$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max. 3\phi 480V}$$

$$I_{arranq.} = 1.25 \times 3146 = 3933 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{3933 \times 5}{500} = 39.33 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 39 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

$$t \gg 0.04 \text{ seg. (Ajuste mínimo).}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 355 = 35.5$$

$$I_{sec} = \frac{35.5 \times 5}{500} = 0.35 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.4 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>>)

Iarranq. = 50% de ICCmax. 3Ø 4160V

Iarranq. = 0.5 x 16380 = 8190 Amp.

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{500} = 81.60 \text{ Amp. Sec.}$$

Io >> = (10 – 100) x In

Io >> 81.6 x In (Fuera de rango de ajuste)

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 9.5 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos (to>>)

t >> 0.05seg. (Ajuste mínimo).

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90A – T1 Y 90B– T1 DE 1500 kVA.

RTC = 2000/5

Relés: Modelo CDG-11, Marca GEC

In= 1804.21 Amp

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>}$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$I_{arranq.} = 12.5\%$ de la Capacidad Máx.

$I_{arranque} = 0.125 \times 1804 = 225.5 \text{ Amp}$

$$I_{sec} = \frac{226 \times 5}{2000} = 0.567 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_o \geq 1 \times I_n$ Ajuste mínimo permitido por el relé

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Tierra ($t_{o>}$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.35

En la figura 4.67 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.68 y 4.69 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

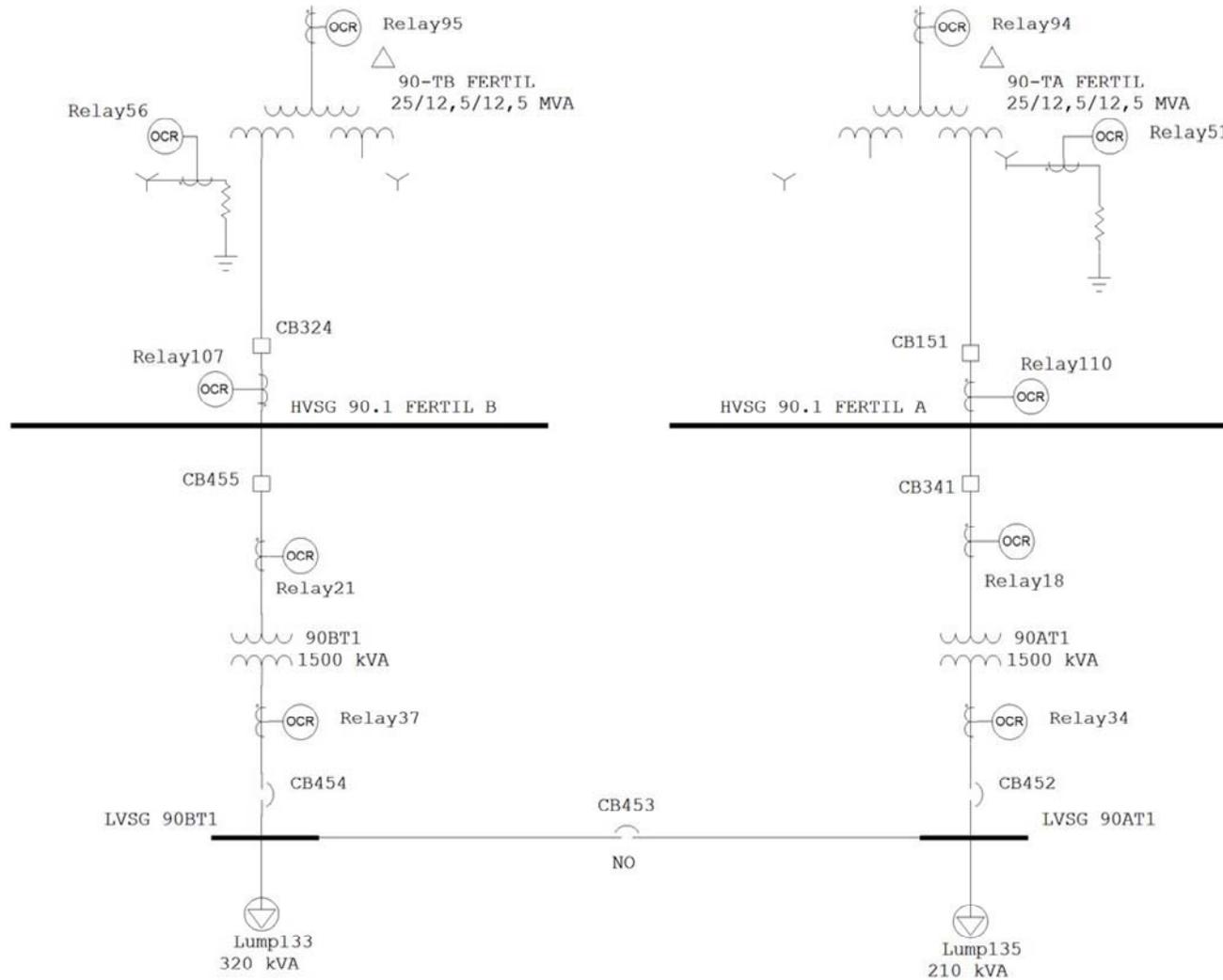


Figura 4.67 Diagrama Unifilar de los Transformadores 90B – T1 y 90A– T1.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

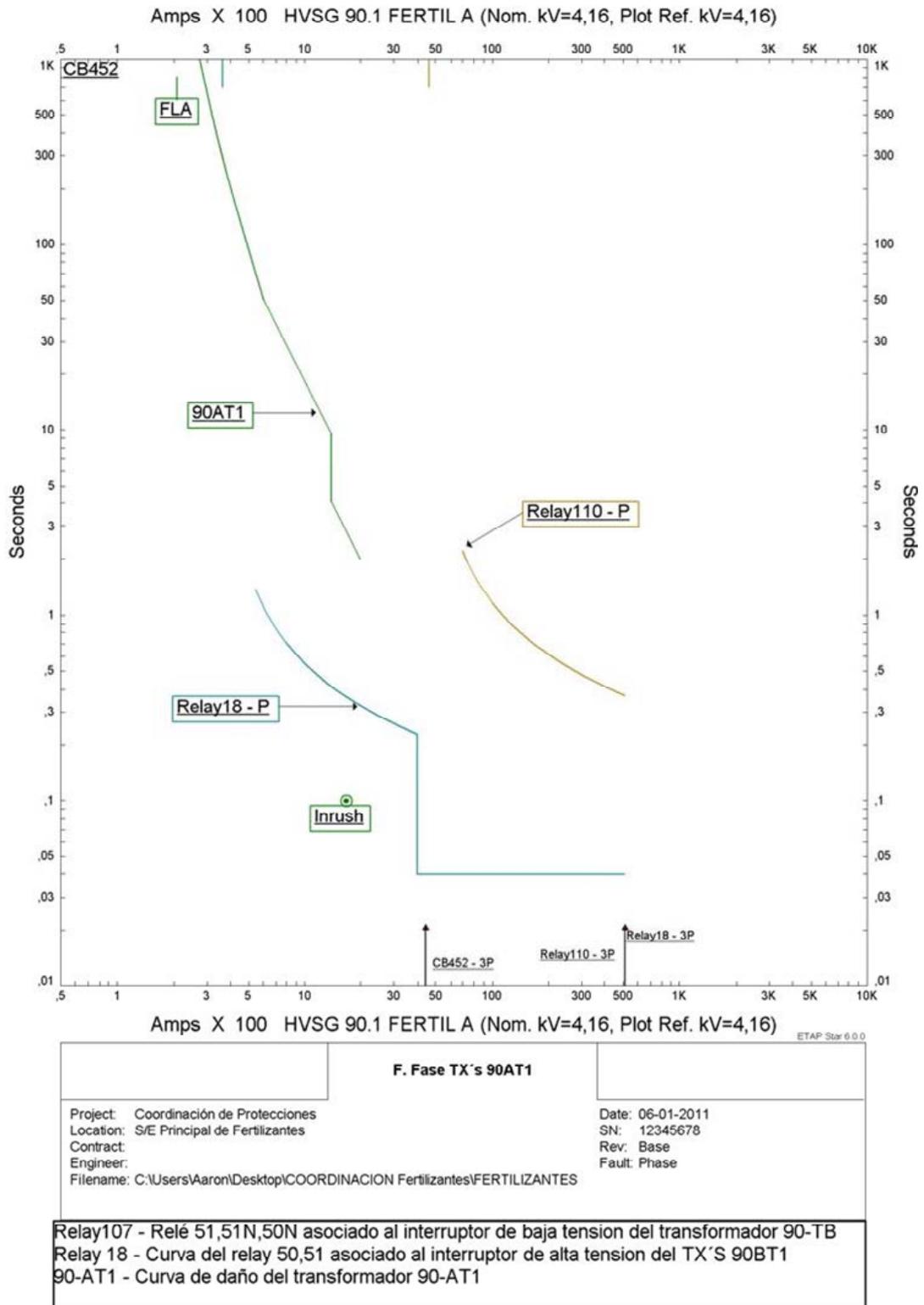
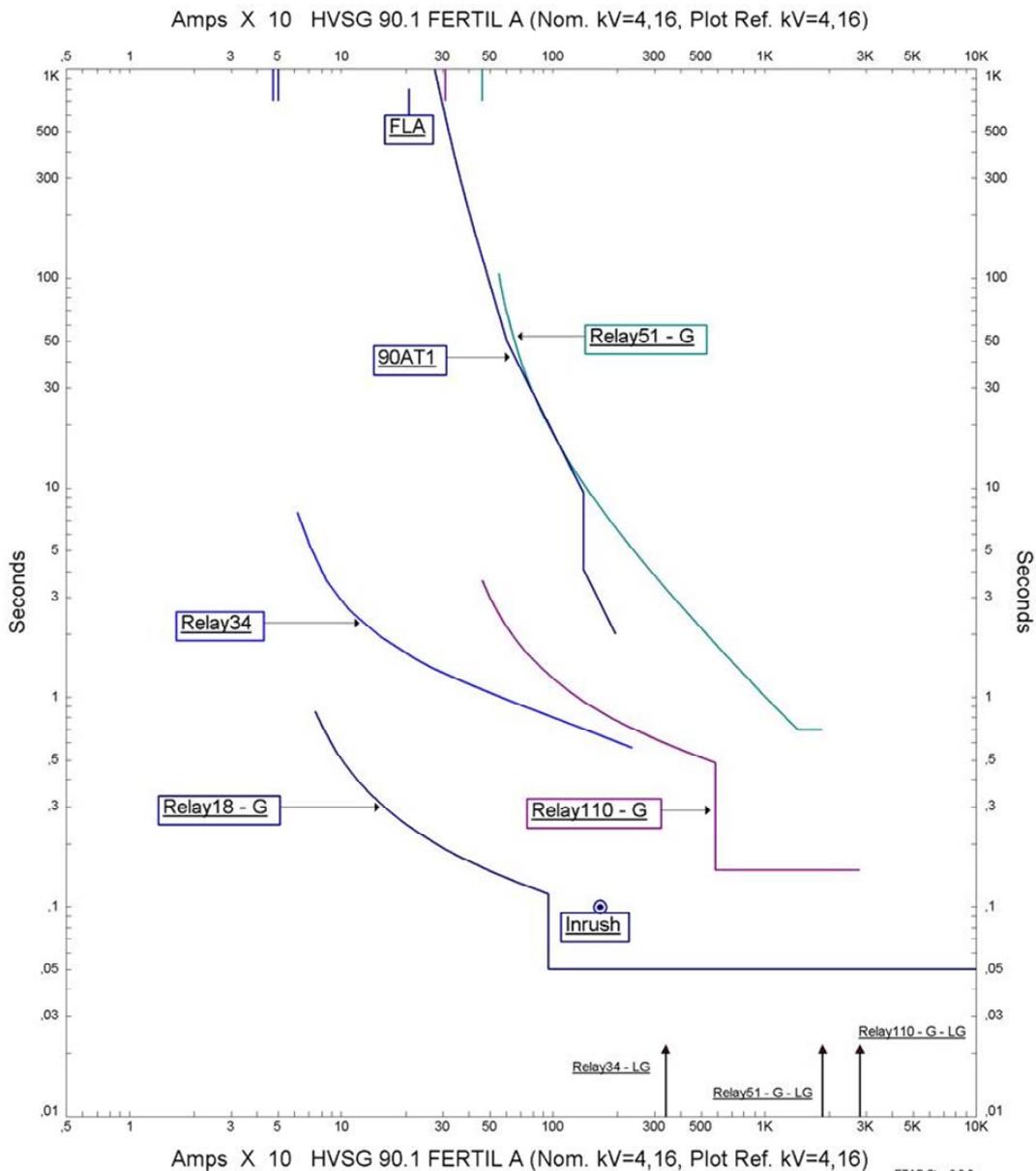


Figura 4.68 Coordinación para Falla de Fase de los Transformadores 90B – T1 y 90A – T1.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra TX's 90AT1		ETAP Star 6.0.0
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 08-16-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES		

- Relay 34 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90BT1
- Relay 17 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de alta tensión del TX'S 90BT1
- Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TB
- Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tensión del TX'S 90TA

Figura 4.69 Coordinación para Falla de Tierra de los Transformadores 90B – T1 y 90A – T1.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90 –T5/T6 DE 1000 kVA.

$$RTC = 500/5$$

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

$$I_n = 138.8 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I >$)

El criterio inicial para el arranque de esta unidad es el 125% de la capacidad nominal del transformador, sin embargo, con este valor ocurre un solapamiento con la protección asociada al circuito ramal 90-LT3. Por esto se ajustara la unidad al 166% de la corriente nominal del transformador lo cual se encuentra establecido en el CEN.

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$I_{\text{arranque}} = 166\%$ de la corriente nominal del transformador

$$I_{\text{arranque}} = 1.66 \times 138.8 = 230 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{230 \times 5}{500} = 2.3 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I >= 2.3 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase ($t >$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.14

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

Iarranq. = 125% de ICCmax. 3Ø 480V

Iarranq. = 1.25 x 3300 = 4126 Amp.

$$I_{sec} = \frac{4126 \times 5}{500} = 41.26 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 41.5 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

t >> 0.04seg. (Ajuste mínimo).

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

Iarranq. = 0.1 x 230 = 23

$$I_{sec} = \frac{23 \times 5}{500} = 0.23 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.25 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>>)

$$I_{arranq.} = 50\% \text{ de } ICC_{max.} \ 3\emptyset \ 4160V$$

$$I_{arranq.} = 0.5 \times 16380 = 8190 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{500} = 81.60 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \gg = (10 - 100) \times I_n$$

$$I_o \gg 81.6 \times I_n \text{ (Fuera de rango de ajuste)}$$

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 4 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos (to>>)

$$t \gg 0.05\text{seg. (Ajuste mínimo).}$$

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90 – T5 Y 90– T6 DE 1000 kVA.

$$RTC = 1250/5$$

Relés: Modelo CDG-11, Marca GEC

$$I_n = 1200 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

Iarranq. = 12.5% de la Capacidad Máx.

Iarranque = 0.125 x 1200 = 150 Amp

$$I_{sec} = \frac{150 \times 5}{1250} = 0.6 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_o \geq 1 \times I_n$ Ajuste mínimo permitido por el relé

Con el ajuste del 12.5% de la capacidad máxima del transformador de potencia ocurre un solapamiento con la curva de funcionamiento del fusible del transformador 90-LT-3 por esta razón, se seleccionara el ajuste máximo permitido por el relé el cual permite de igual manera implementar una buena protección para las fallas que puedan presentarse.

$I_o \geq 4 \times I_n$

Iarranque = 1000 Amp

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Tierra (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.55

En la figura 4.70 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.71 y 4.72 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

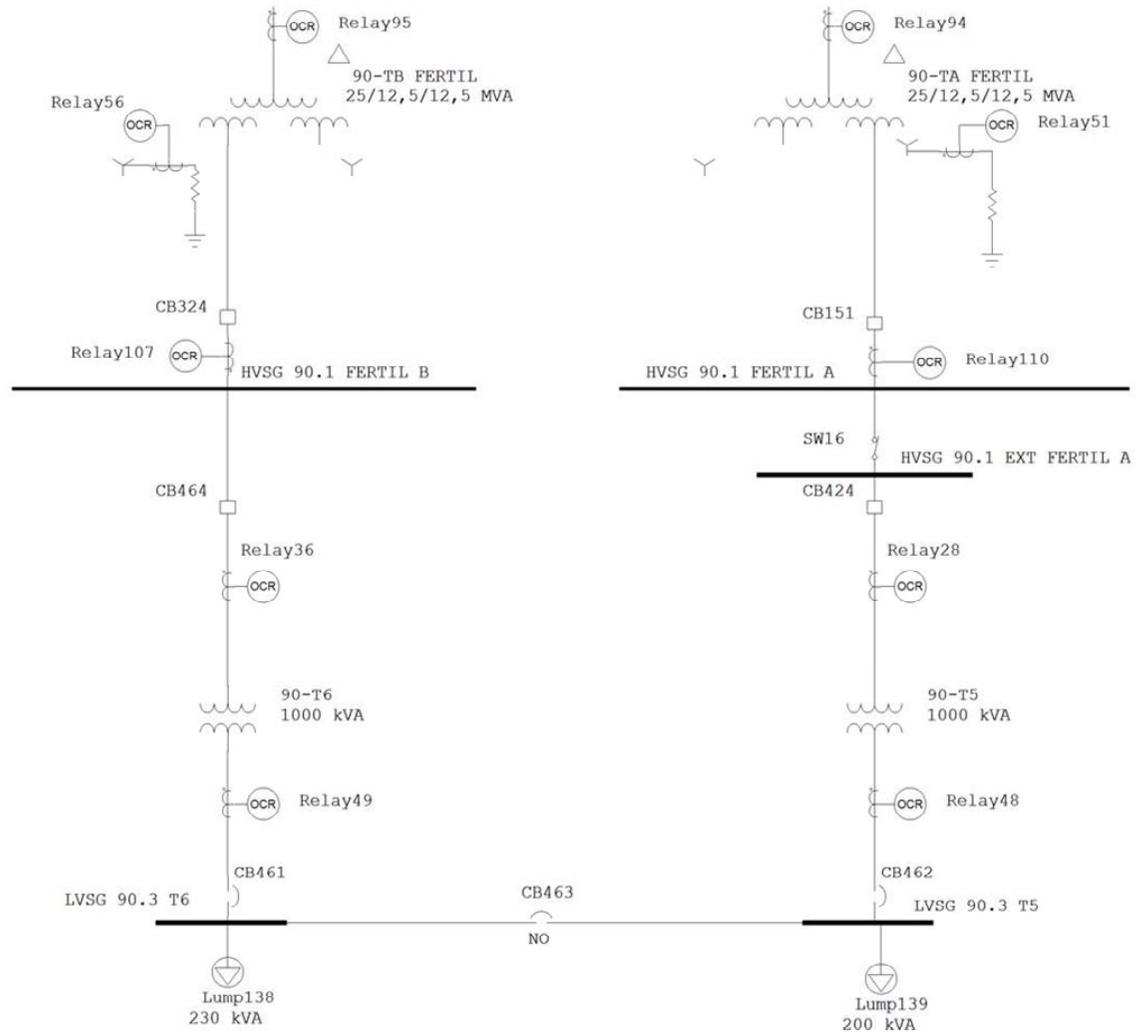
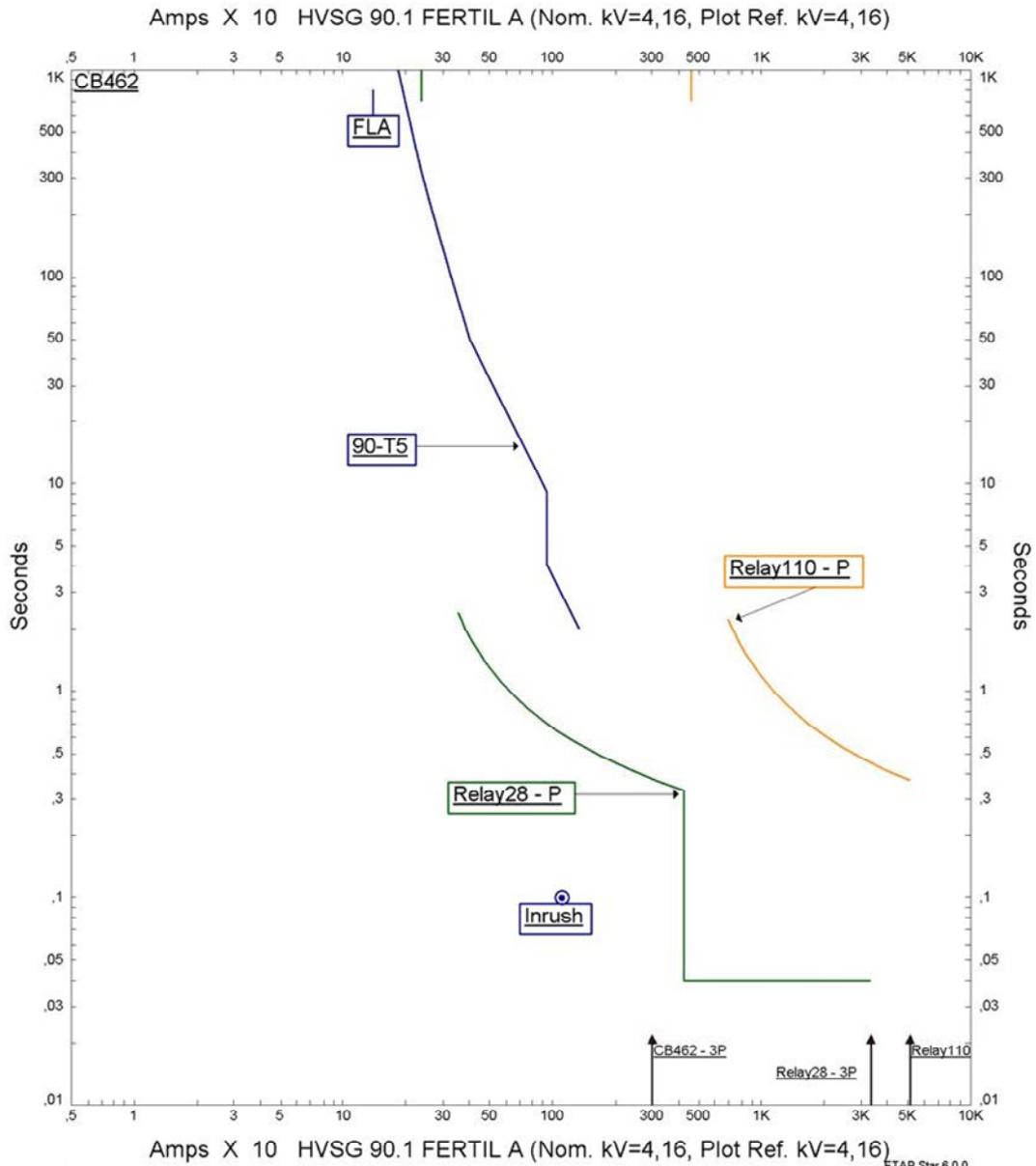
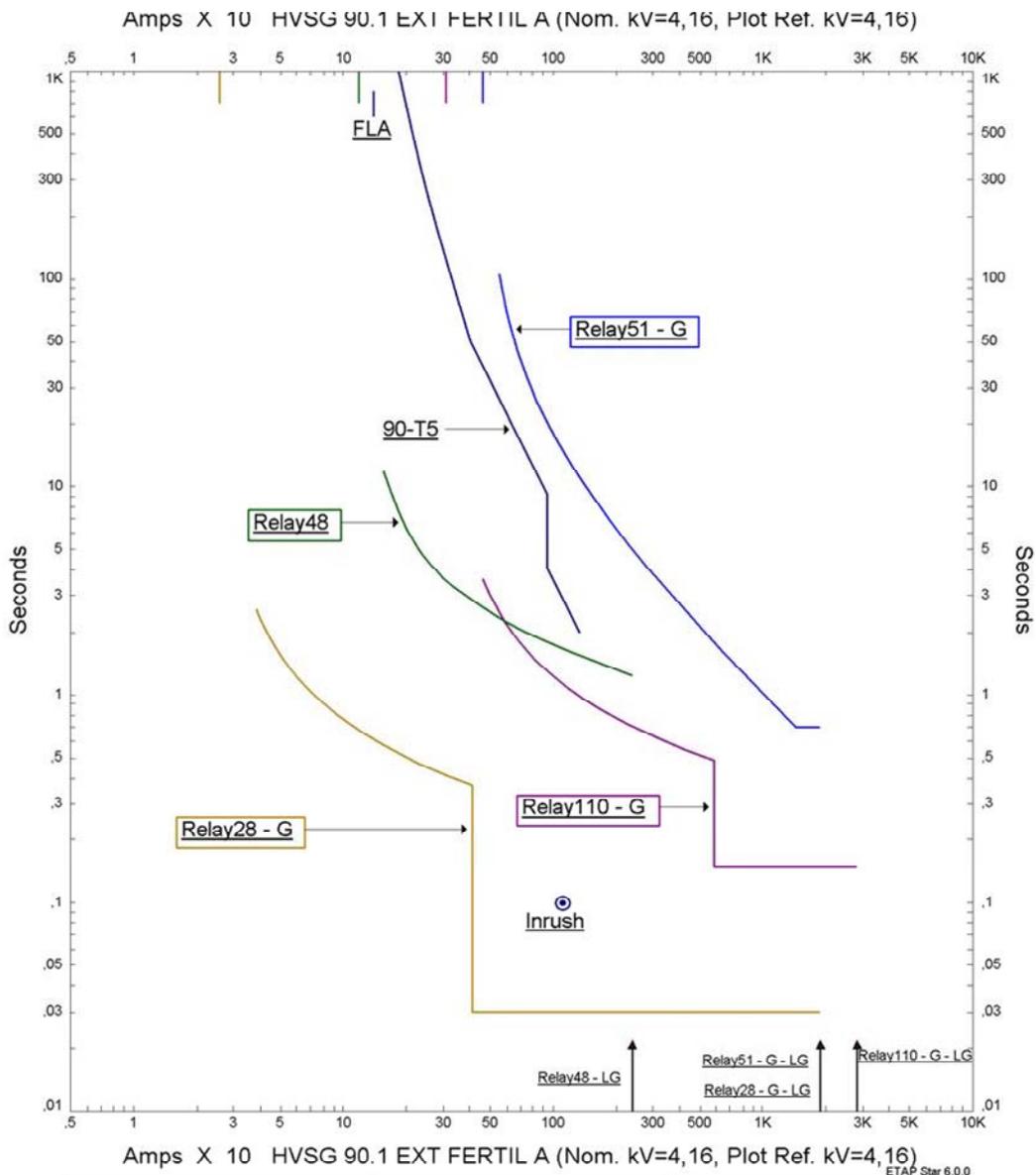


Figura 4.70 Diagrama Unifilar de los Transformadores 90- T5 y 90- T6.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Fase TX's 90-T5		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-24-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		
Relay 28 - Curva del 50,51 asociado al interruptor del Tx's 90-T5		
Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA		
90-T5 - Curva de daño del TX's 90-T5		

Figura 4.71 Coordinación para Falla de Fase de los Transformadores 90 – T5 y 90 – T6.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Tierra TX's 90-T5	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 05-24-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Ground

Relay 28 - Curva del 50,51 asociado al interruptor del Tx's 90-T5
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 Relay 48 - Curva del 51N asociado al interruptor de baja tensión del Tx's 90-T5
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA

Figura 4.72 Coordinación para Falla a Tierra de los Transformadores 90 – T5 y 90 – T6.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90 –T7/T8 DE 1000 kVA.

RTC = 500/5

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

In= 138.8 Amp

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>)

El criterio inicial para el arranque de esta unidad es el 125% de la capacidad nominal del transformador, sin embargo, con este valor ocurre un solapamiento con la protección asociada al circuito ramal 90-LT4. Por esto se ajustara la unidad al 200% de la corriente nominal del transformador lo cual se encuentra establecido en el CEN.

(Colocado en la toma de 1 Amp)

Iarranque = 230% de la corriente nominal del transformador

Iarranque = 2.30 x 138.8 = 319 Amp

$$I_{sec} = \frac{319 \times 5}{500} = 3.19 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \geq 3.2 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase (t>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.16

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

$$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max. 3\phi 480V}$$

$$I_{arranq.} = 1.25 \times 2282 = 2852 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{2852 \times 5}{500} = 28.52 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 28.5 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

$$t \gg 0.04 \text{seg. (Ajuste mínimo).}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 319 = 31.9$$

$$I_{sec} = \frac{31.9 \times 5}{500} = 0.32 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.325 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>>)

$$I_{arranq.} = 50\% \text{ de } ICC_{max.} \text{ 3}\phi \text{ 4160V}$$

$$I_{arranq.} = 0.5 \times 16380 = 8190 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{500} = 81.60 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \gg = (10 - 100) \times I_n$$

$$I_o \gg 81.6 \times I_n \text{ (Fuera de rango de ajuste)}$$

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 4 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos (to>>)

$$t \gg 0.05 \text{seg. (Ajuste mínimo).}$$

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90 – T7 Y 90– T8 DE 1000 kVA.

$$RTC = 1250/5$$

Relés: Modelo CDG-11, Marca GEC

$$I_n = 1200 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>}$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$I_{arranq.} = 12.5\%$ de la Capacidad Máx.

$I_{arranque} = 0.125 \times 1200 = 150 \text{ Amp}$

$$I_{sec} = \frac{150 \times 5}{1250} = 0.6 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_{o >} = 1 \times I_n$ Ajuste mínimo permitido por el relé

Con el ajuste del 12.5% de la capacidad máxima del transformador de potencia las unidades 51N se hacen muy sensibles para desequilibrios que se puedan presentarse o para fallas de alta impedancia, por lo tanto, se seleccionara el ajuste máximo permitido por el relé el cual permite de igual manera implementar una buena protección para las fallas que puedan presentarse.

$I_{o >} = 4 \times I_n$

$I_{arranque} = 1000 \text{ Amp}$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Tierra ($t_{o>}$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.6

En la figura 4.73 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.74 y 4.75 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

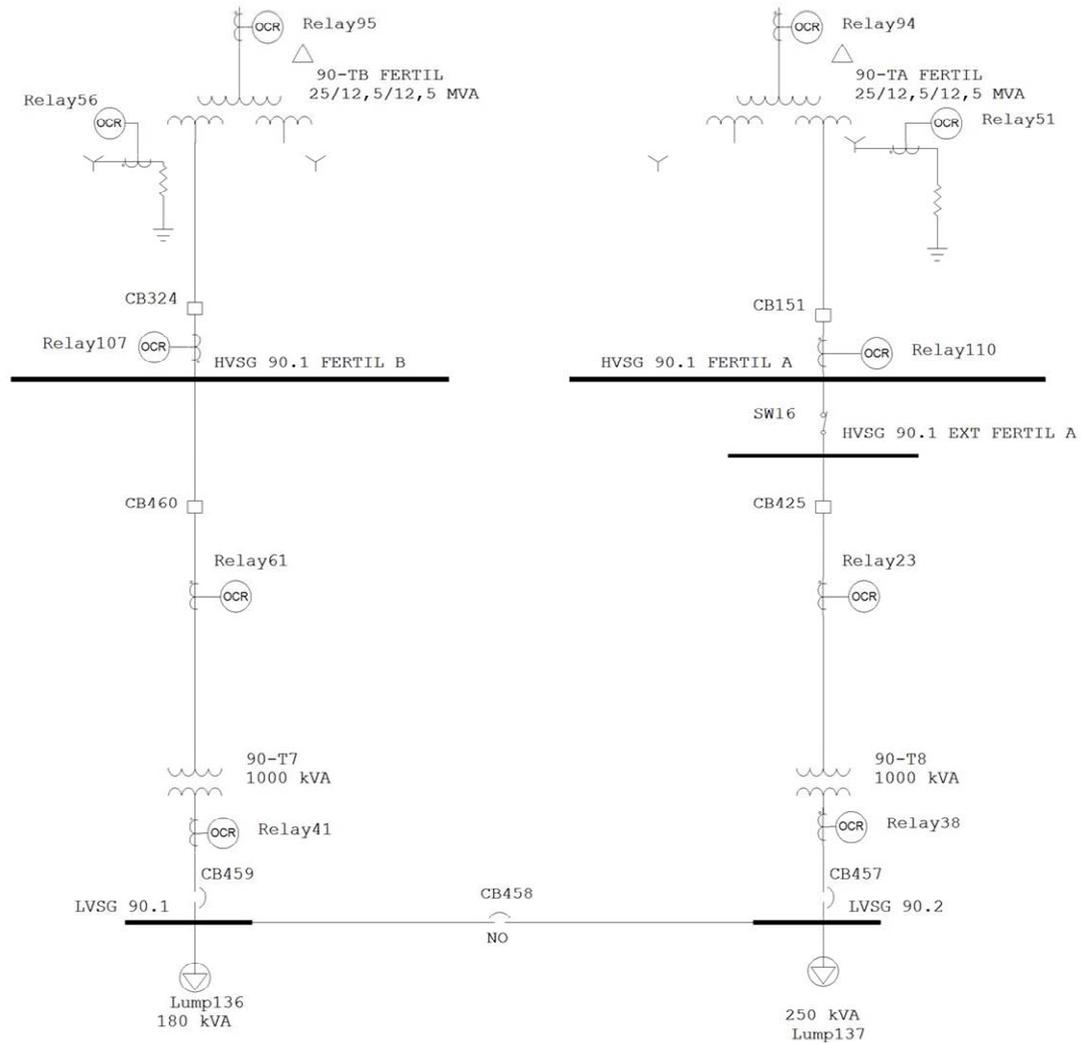
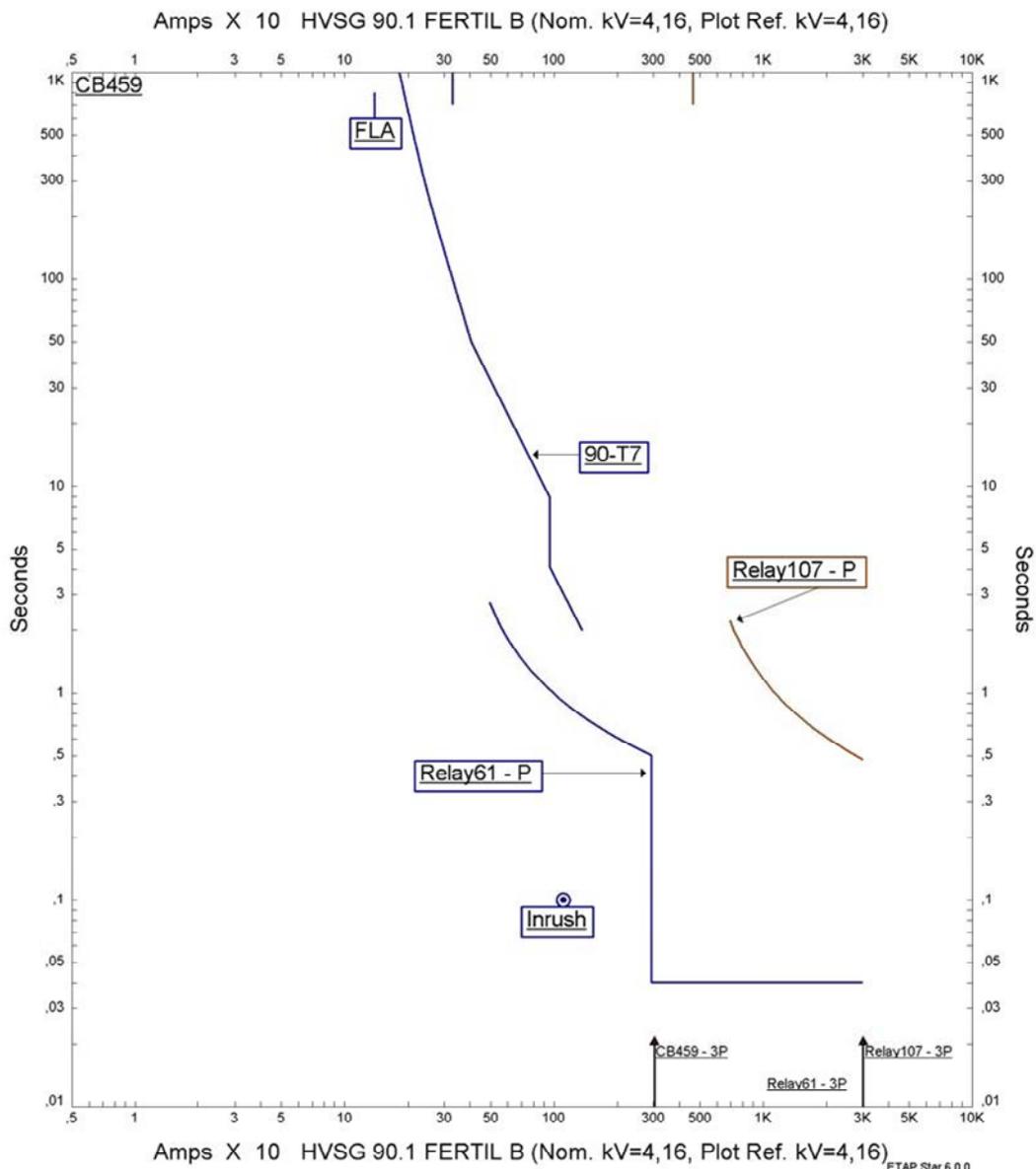


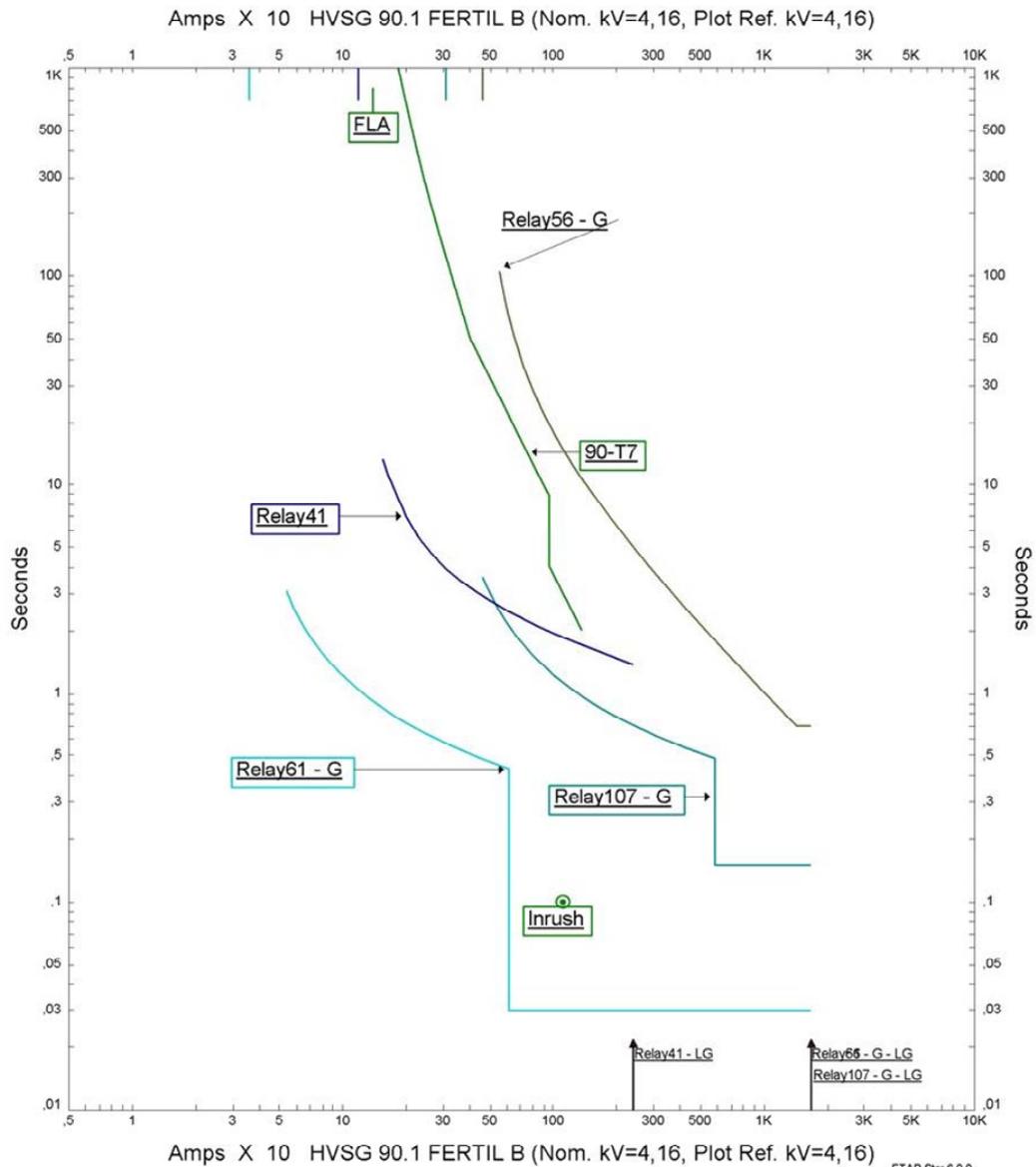
Figura 4.73 Diagrama Unifilar de los Transformadores 90- T7 y 90- T8.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Fase TX's 90-T7		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-24-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Relay 61 - Curva del 50,51 asociado al interruptor del Tx's 90-T7
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TB
 90-T7 - Curva de daño del Tx's 90-T7

Figura 4.74 Coordinación para Falta de Fase de los Transformadores 90 – T7 y 90 – T.8
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Tierra TX's 90-T7		
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	Date: 05-29-2011 Rev: Base Fault: Ground	ETAP Star 6.0.0
Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TB Relay 56 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB Relay 41 - Curva del 51N asociado al interruptor de baja tensión del Tx's 90-T7 Relay 61 - Curva del 50,51 asociado al interruptor del Tx's 90-T7 90-T7 Curva de daño del transformador 90-T7		

Figura 4.75 Coordinación para Falla de Fase de los Transformadores 90 – T7 y 90 – T.8
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE TRANSFORMADOR 41 – T1 DE 750 kVA.

$$RTC = 500/5$$

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

$$I_n = 104.1 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I >$)

El criterio inicial para el arranque de esta unidad es el 125% de la capacidad nominal del transformador, sin embargo, con este valor ocurre un solapamiento con la protección asociada al motor 41-P-1. Por esto se ajustara la unidad al 200% de la corriente nominal del transformador lo cual se encuentra establecido en el CEN.

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{\text{arranque}} = 200\% \text{ de la corriente nominal del transformador}$$

$$I_{\text{arranque}} = 2.0 \times 104.1 = 208 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{208 \times 5}{500} = 2.08 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \geq 2 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase ($t >$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.13

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

$$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max.} \text{ } 3\phi \text{ } 480V$$

$$I_{arranq.} = 1.25 \times 1727 = 2159 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{2159 \times 5}{500} = 21.59 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 21.5 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

$$t \gg 0.04 \text{ seg. (Ajuste mínimo).}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 208 = 20.8$$

$$I_{sec} = \frac{20.8 \times 5}{500} = 0.2 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.2 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>>}$)

$I_{arranq.} = 50\% \text{ de } ICC_{max.} \ 3\phi \ 4160V$

$I_{arranq.} = 0.5 \times 16380 = 8190 \text{ Amp.}$

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{500} = 81.60 \text{ Amp. Sec.}$$

$I_o \gg = (10 - 100) \times I_n$

$I_o \gg 81.6 \times I_n$ (Fuera de rango de ajuste)

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 4 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos ($t_{o>>}$)

$t \gg 0.05\text{seg.}$ (Ajuste mínimo).

En la figura 4.76 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.77 y 4.78 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

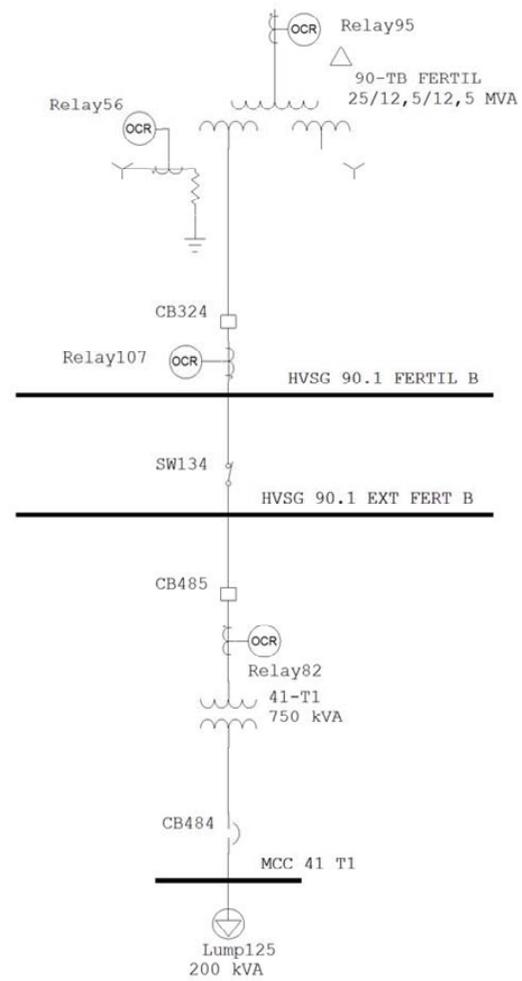
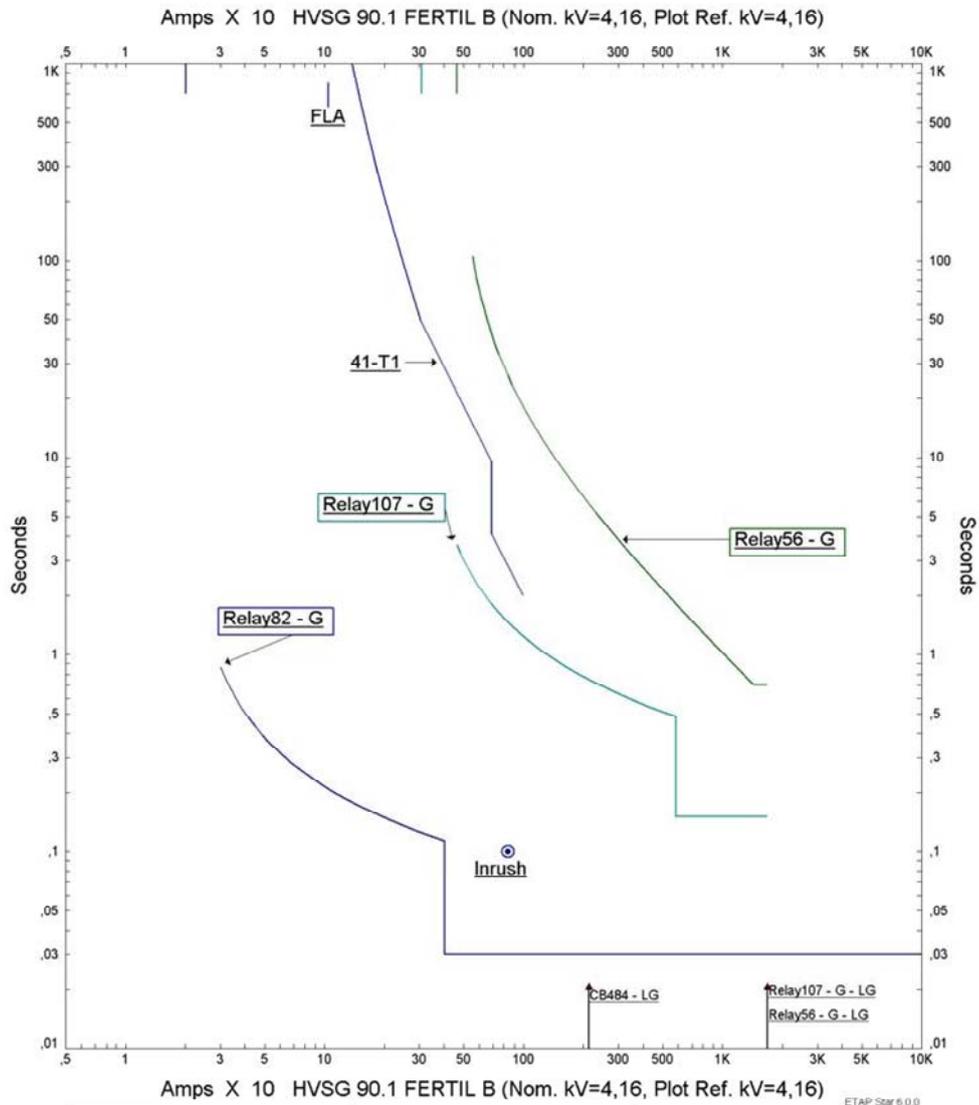


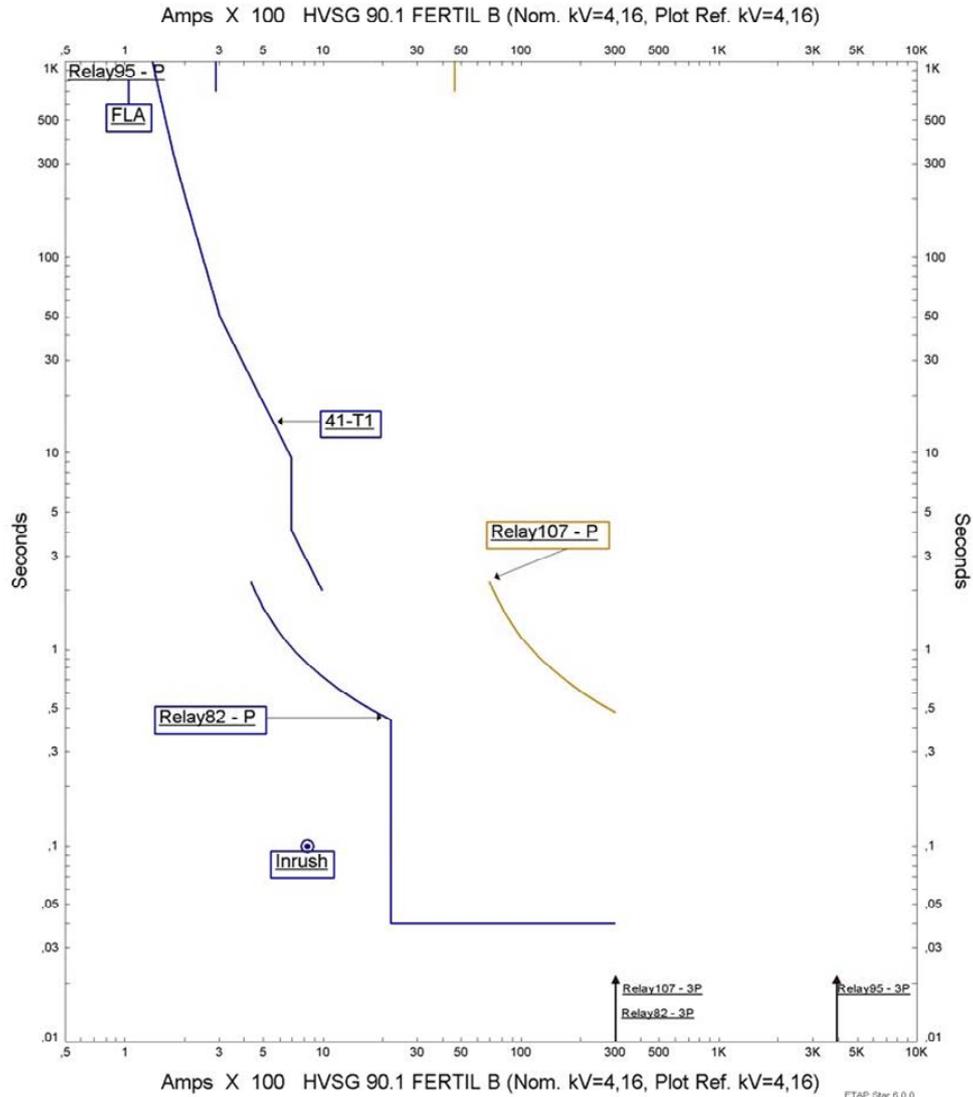
Figura 4.76 Diagrama Unifilar de Transformador 41-T1.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Tierra TX's 41-T1		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 10-08-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES		

Relay 56 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TB
 Relay82 - Relé 50,51,50N,51N asociado al interruptor de alta tension del transformador 41-T1
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TB

Figura 4.77 Coordinación para Falla de Fase del Transformador 41-T1
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Fase TX's 41-T1		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 10-08-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES		

Relay82 - Relé 50,51,50N,51N asociado al interruptor de alta tension del transformador 41-T1
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TB
 41-T1 - Curva de daño del transformador 41-T1

Figura 4.78 Coordinación para Falla a Tierra del Transformador 41-T1
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE TRANSFORMADOR 90-T3 DE 250 kVA.

$$RTC = 500/5$$

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

$$I_n = 34.69 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I >$)

El criterio inicial para el arranque de esta unidad es el 125% de la capacidad nominal del transformador, sin embargo, con este valor ocurre un solapamiento con la protección asociada al motor 41-P-1. Por esto se ajustara la unidad al 200% de la corriente nominal del transformador lo cual se encuentra establecido en el CEN.

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$I_{\text{arranque}} = 200\%$ de la corriente nominal del transformador

$$I_{\text{arranque}} = 2.0 \times 34.69 = 69.38 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{69.38 \times 5}{500} = 0.69 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I >= 0.7 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase ($t >$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.12

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

$$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max. 3\phi 480V}$$

$$I_{arranq.} = 1.25 \times 876 = 1096 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{1096 \times 5}{500} = 10.96 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 11 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

$$t \gg 0.04 \text{ seg. (Ajuste mínimo).}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 208 = 20.8$$

$$I_{sec} = \frac{20.8 \times 5}{500} = 0.2 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.2 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>>)

Iarranq. = 50% de ICCmax. 3Ø 4160V

Iarranq. = 0.5 x 16380 = 8190 Amp.

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{500} = 81.60 \text{ Amp. Sec.}$$

Io >> = (10 – 100) x In

Io >> 81.6 x In (Fuera de rango de ajuste)

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 4 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos (to>>)

t >> 0.05seg. (Ajuste mínimo).

En la figura 4.79 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.80 y 4.81 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

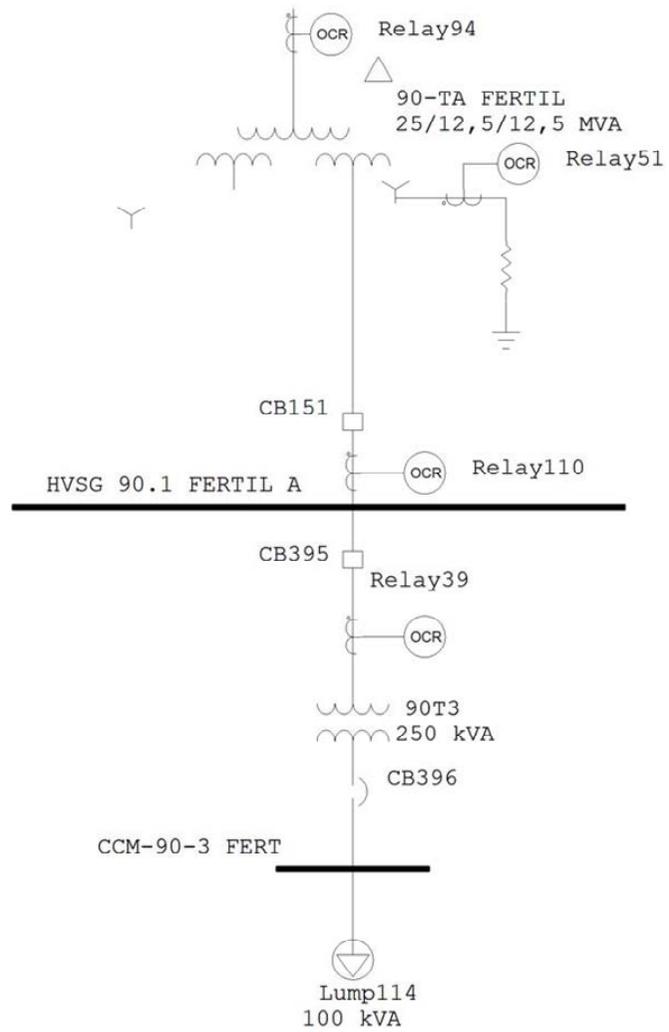
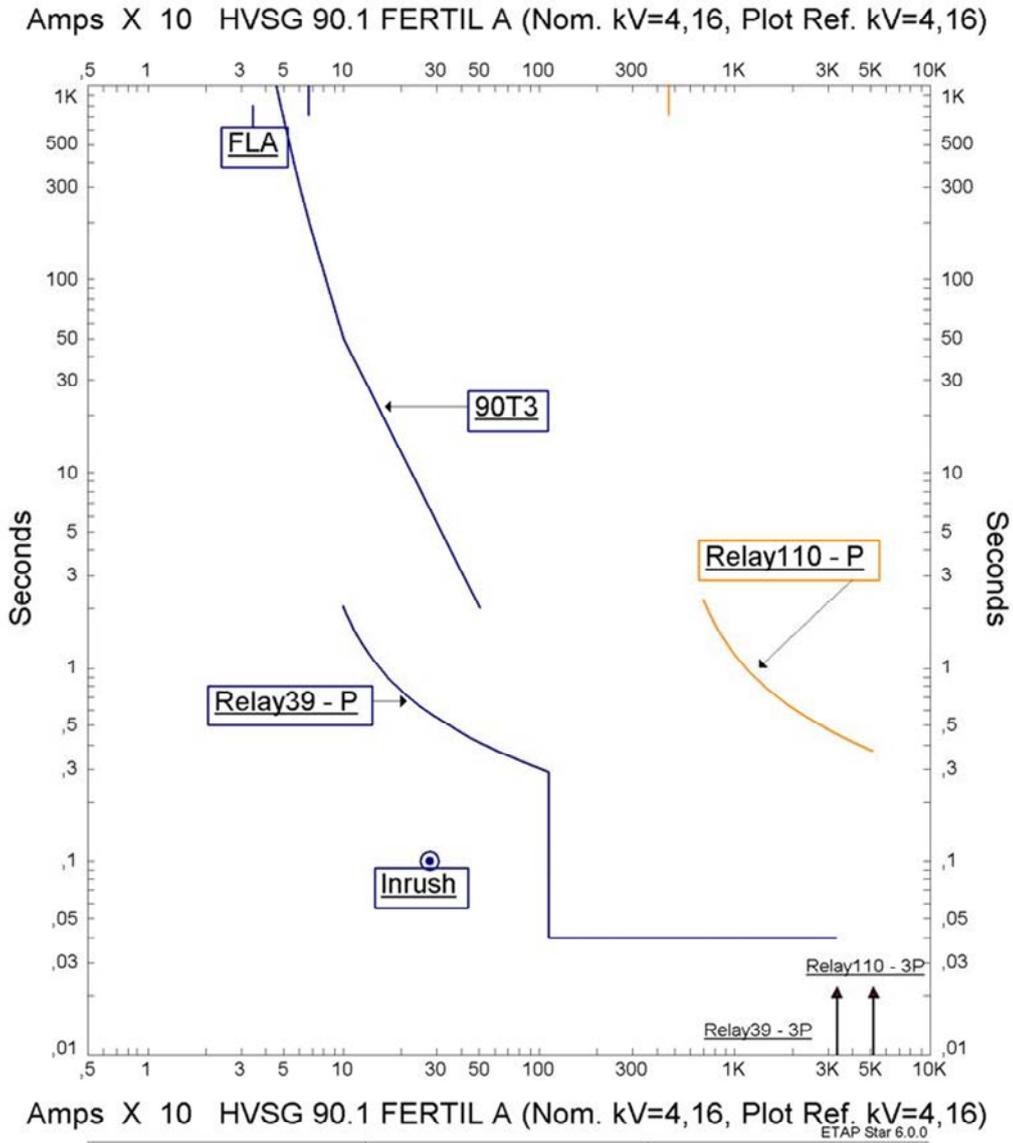
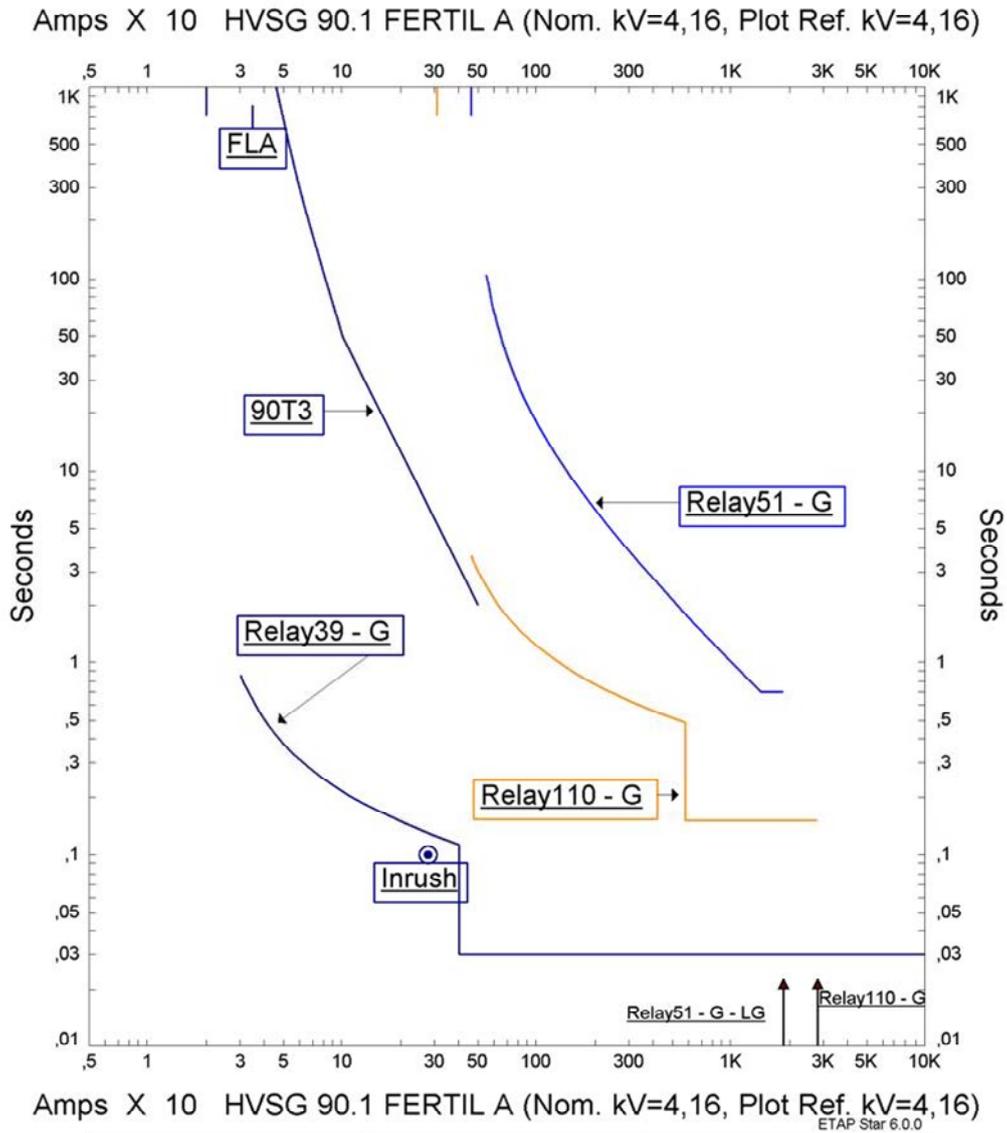


Figura 4.79. Diagrama Unifilar del Transformador 90 – T3
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase TX's 90T3	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 07-27-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Phase
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe	
Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA	
Relay 39 - Relé 50,51 asociado al interruptor del lado de alto voltaje del TXs 90T3	
90T3-Curva de daño del TXs 90T3	

Figura 4.80 Coordinación para Falla de Fase del Transformador 90-T3.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Tierra TX's 90T3	
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 07-27-2011
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678
Contract:	Rev: Base
Engineer:	Fault: Ground
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe	
Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA	
Relay 40 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90T3	
90T3-Curva de daño del TXs 90T3	

Figura 4.81 Coordinación para Falla a Tierra del Transformador 90-T3.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

4.7.3. PROTECCIONES DE LOS EQUIPOS QUE FORMAN PARTE DE LAS EXTENSIONES DE BARRA “HIDRÓLISIS 1 FERT” E “HIDRÓLISIS 2 FERT”.

La barra principal que alimenta los equipos de 4160V de la planta de Hidrólisis se encuentra conectada a las barras de las Subestación Principal de Fertilizantes mediante dos enlaces de barra, ya que no está asociada físicamente de una manera permanente es considerada por separado para el desarrollo de la coordinación de protecciones de sobrecorriente y serán las protecciones de los enlaces de barra los tomados en cuenta para el estudio.

4.7.3.1. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS MOTORES EN 4160V DE LAS EXTENSIONES DE BARRA “HIDRÓLISIS 1 FERT” E “HIDRÓLISIS 2 FERT”.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DEL RELÉ DE PROTECCIONES DE MOTOR MARCA ABB TIPO IQ - 1000. ASOCIADO A LOS MOTORES 90P-200/P Y 90P-200/O (COLOCADO EN TOMA DE 1 AMP).

RTC = 100/5

Capacidad: 300 Hp

Voltaje de Operación: 4160V, 3ø

Corriente Nominal (In): 52.9 Amp.

Corriente de Rotor Bloqueado: 323Amp.

Tiempo estimado de Arranque: 3 seg.

Ajuste de la unidad de Sobrecorriente (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé In (I>>)

$$\text{Insec.} = \frac{53 \times 5}{100} = 2.65 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_{\gg} = 1.65 \times I_{rb}$$

$$I_{rb} = I_{\text{arranq. del motor}} = 323 \text{ Amp.}$$

$$I_{\gg} = 533 \text{ Amp.}$$

$$I_{\gg} \text{ sec} = \frac{533 \times 5}{100} = 26.65 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_{\gg} = 26.6 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t_{\gg})

$t_{\gg} = 2$ ciclos. (Ajuste mínimo).

Ajuste de la unidad de Falla a Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé I_n (I_o)

$$I_o = 20 \times I_n$$

$$I_o = 20 \text{ Amp.}$$

$$I_o = \frac{20 \times 5}{100} = 1 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Falla a Tierra (50N) en segundos (t_o)

$t_o = 2$ ciclos. (Ajuste mínimo)

En la figura 4.82 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.83 y 4.84 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

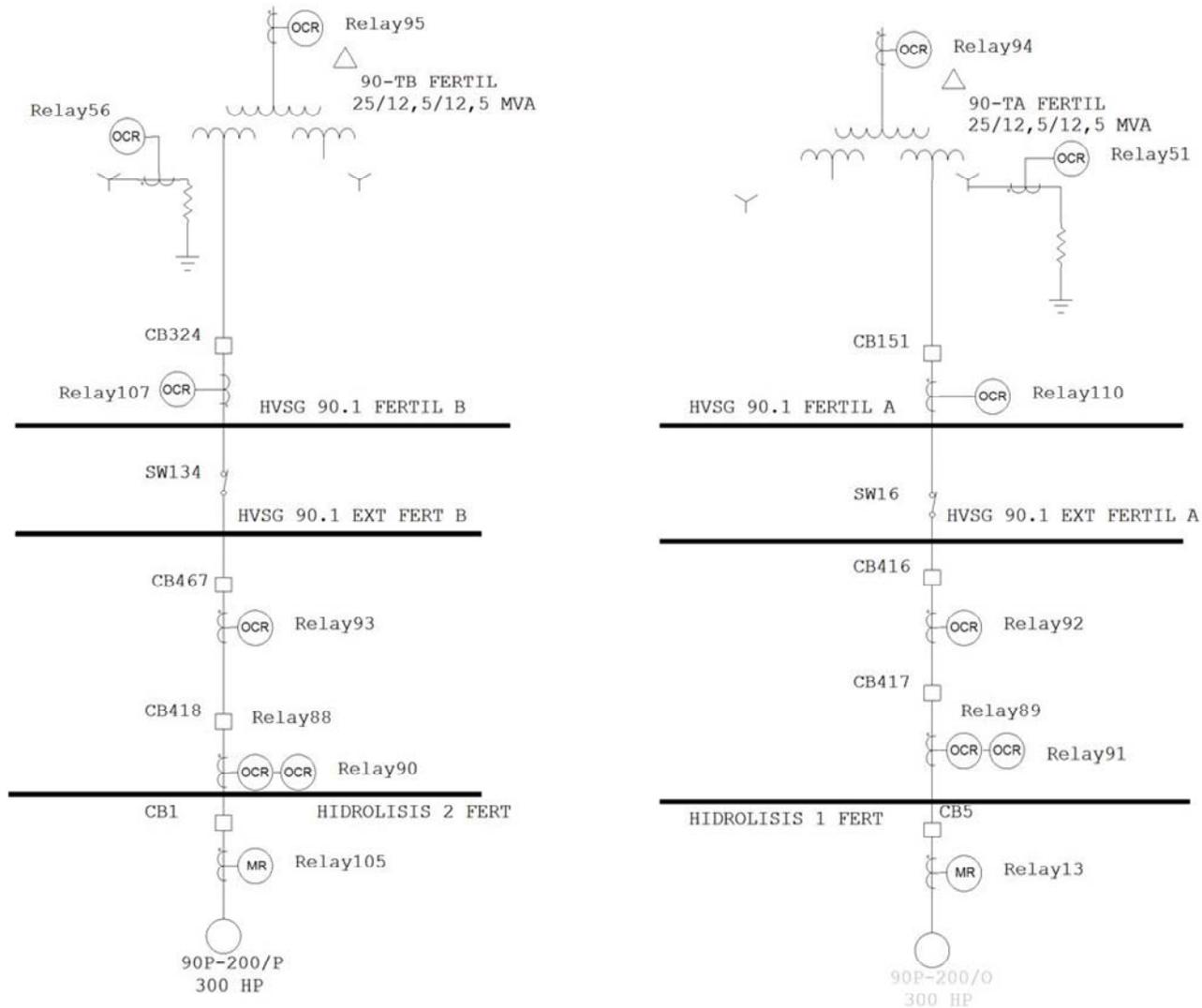
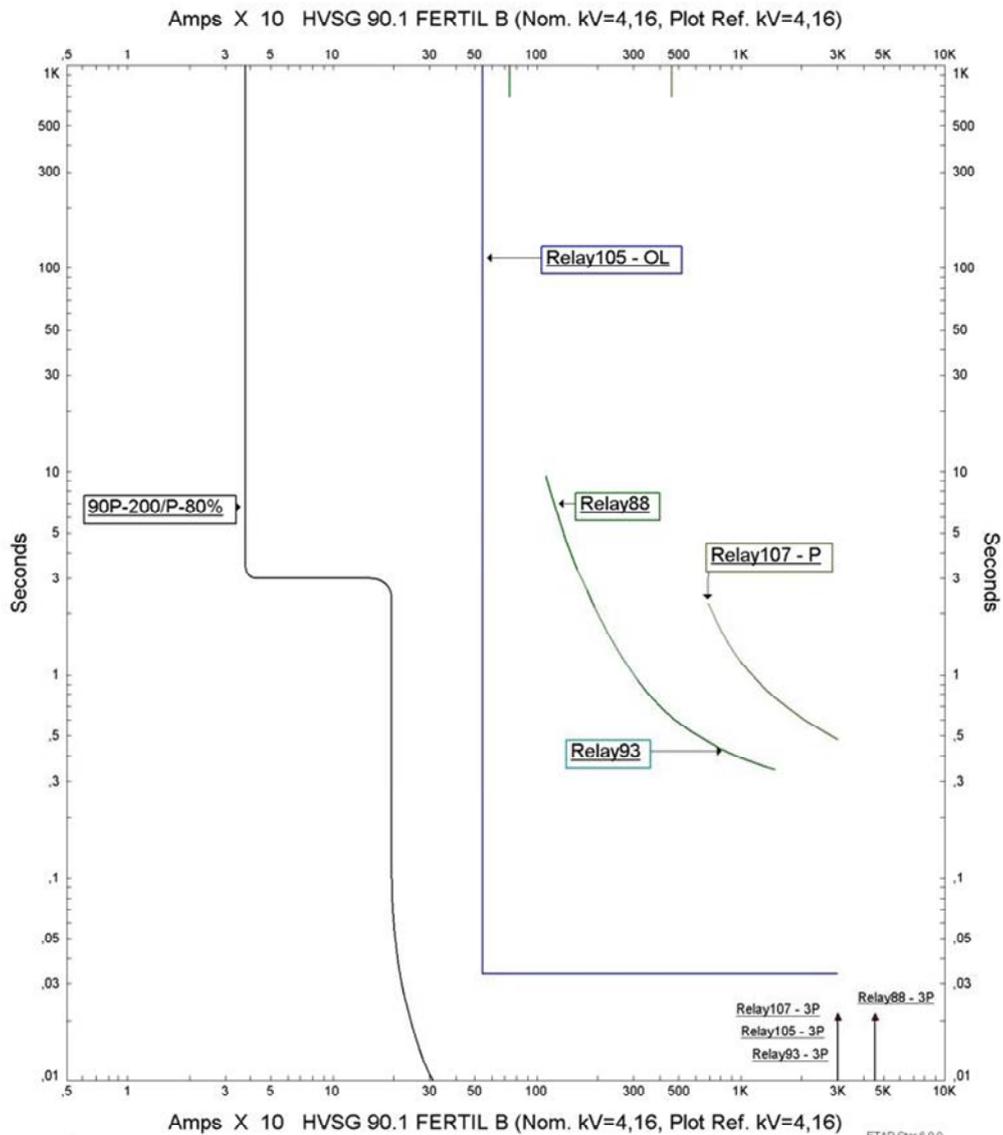


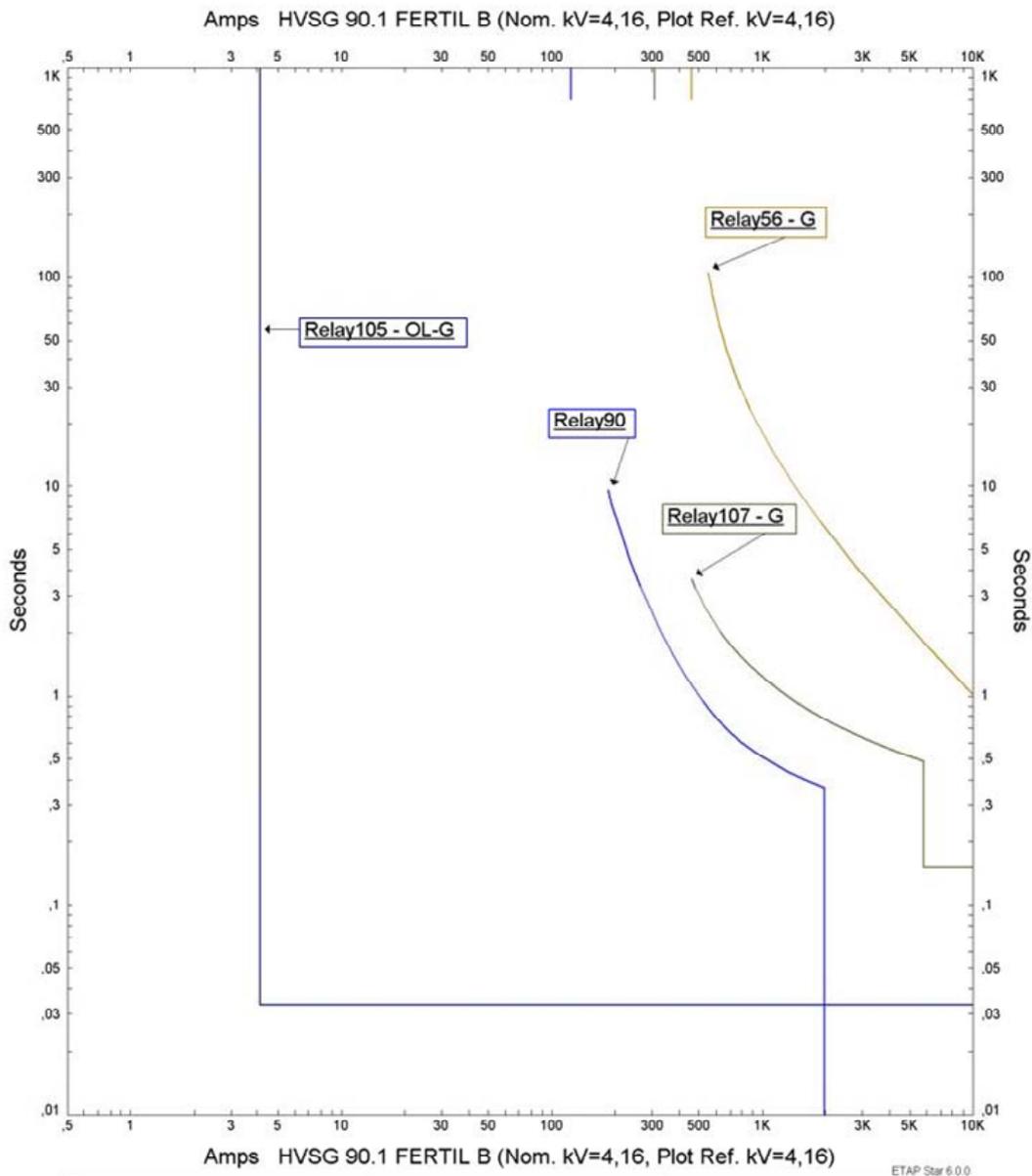
Figura 4.82. Diagrama Unifilar de los Motores 90P-200/P y 90P-200/O
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase motor 90P-200/P		ETAP Star 6.0.0
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 08-16-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES		

Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TB
 Relay93 - Relé 51 asociado al interruptor de salida del enlace de barra
 Relay88 - Relé 51 asociado al interruptor de llegada del enlace de barra
 Relay 105 - Relé 50/50N asociado al interruptor del motor 90P-200/P
 90P-200/P - Curva de corriente de arranque del motor

Figura 4. 83. Coordinación para Fallas de Fase de los Motores 90P-200/P y 90P-200/O.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Tierra motor 90P-200/P		ETAP Star 6.0.0
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 08-16-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES		

Relay 105 - Relé 50/50N asociado al interruptor del motor 90P-200/P
 Relay90- Relé 51N, 50N asociado al interruptor de llegada de enlace de barra
 Relay88 - Relé 51 asociado al interruptor de llegada del enlace de barra

Figura 4. 84. Coordinación para Fallas a Tierra de los Motores 90P-200/P y 90P-200/O.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

4.7.3.2. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN 4160/480V DE LAS EXTENSIONES DE BARRA “HIDRÓLISIS 1 FERT” E “HIDRÓLISIS 2 FERT”.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 42-T-DES-A/B DE 500 kVA.

$$RTC = 600/5$$

Relés: Modelo CO - 8H, Marca Westinghouse

$$I_n = 69.39 \text{ Amp}$$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I >$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$I_{arranque} = 125\%$ de la corriente nominal del transformador

$$I_{arranque} = 1.25 \times 69.39 = 87 \text{ Amp}$$

$$I_{sec} = \frac{87 \times 5}{600} = 0.725 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I > = 0.7 \times I_n$$

Tap seleccionado: 1. (Ajuste mínimo)

$$I_{arranque} = 120 \text{ amp.}$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase ($t >$)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 2

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

$$I_{arranq.} = 125\% \text{ de } ICC_{max.} \text{ } 3\phi \text{ } 480V$$

$$I_{arranq.} = 1.25 \times 1629 = 2036 \text{ Amp.}$$

$$I_{sec} = \frac{2036 \times 5}{600} = 17 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \gg = 17 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

t >> 0.04seg. (Ajuste mínimo).

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 86.7 = 8.67$$

$$I_{sec} = \frac{8.67 \times 5}{600} = 0.077 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.5 - 2.5) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.5 \times I_n \text{ (Ajuste mínimo)}$$

$$I_{arranq.} = 60 \text{ amp.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Tomando en cuenta la quinta y sexta consideración hecha previamente a la coordinación de las protecciones y dado que el ajuste actual del dial de la unidad 51 cumple con los criterios de la empresa se establecerá el mismo dial para la nueva coordinación.

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.5

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>>)

Iarranq. = 50% de ICCmax. 3Ø 4160V

Iarranq. = 0.5 x 16380 = 8190 Amp.

$$I_{sec} = \frac{8160 \times 5}{600} = 68 \text{ Amp. Sec.}$$

Io >> = (20 – 80) x In

Io >> 81.6 x In (Fuera de rango de ajuste)

Con el ajuste calculado no se cumplen los criterios establecidos por la empresa, por lo que se decidió imponer el ajuste en 2 Amp.Sec., de esta manera la unidad 50N inicia su operación justo al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N lo que garantiza una correcta protección para todos los niveles de corriente de falla que puedan presentarse.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos (to>>)

t >> 0.05seg. (Ajuste mínimo).

En la figura 4.85 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.86 y 4.87 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes al igual que los motores se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.

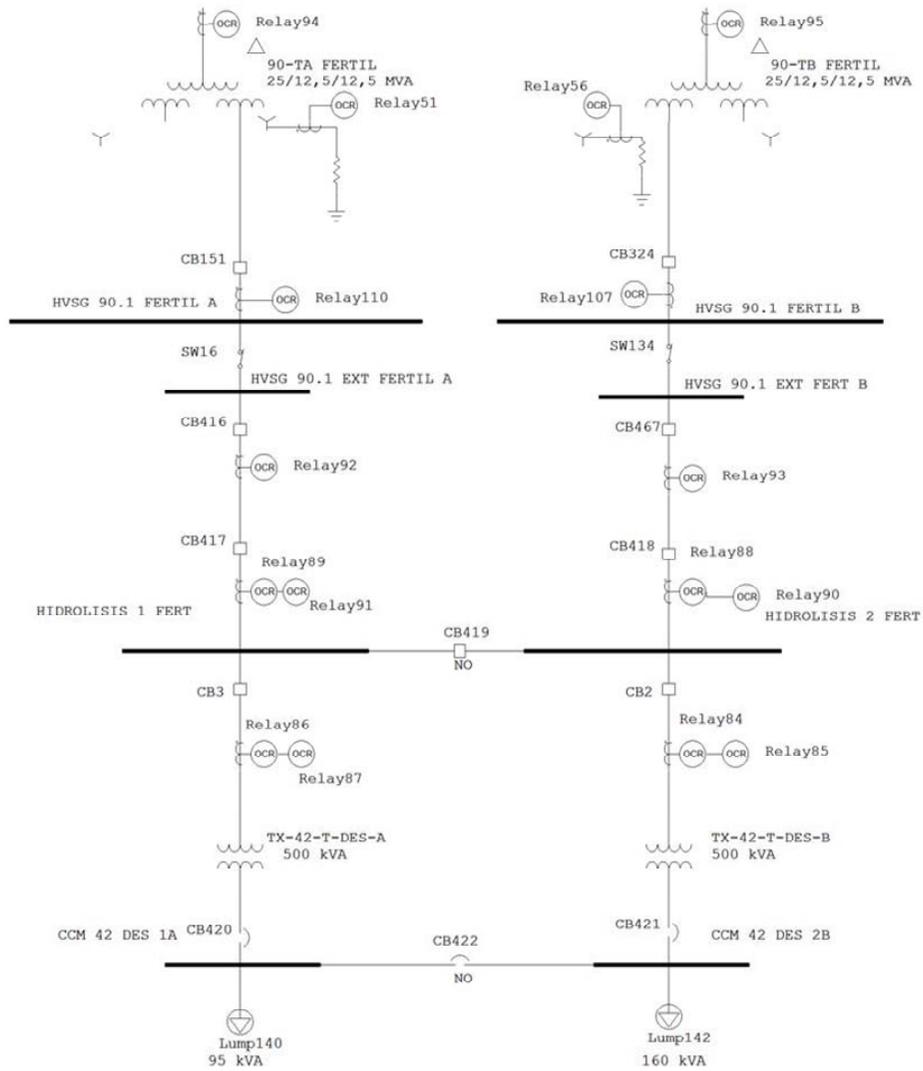
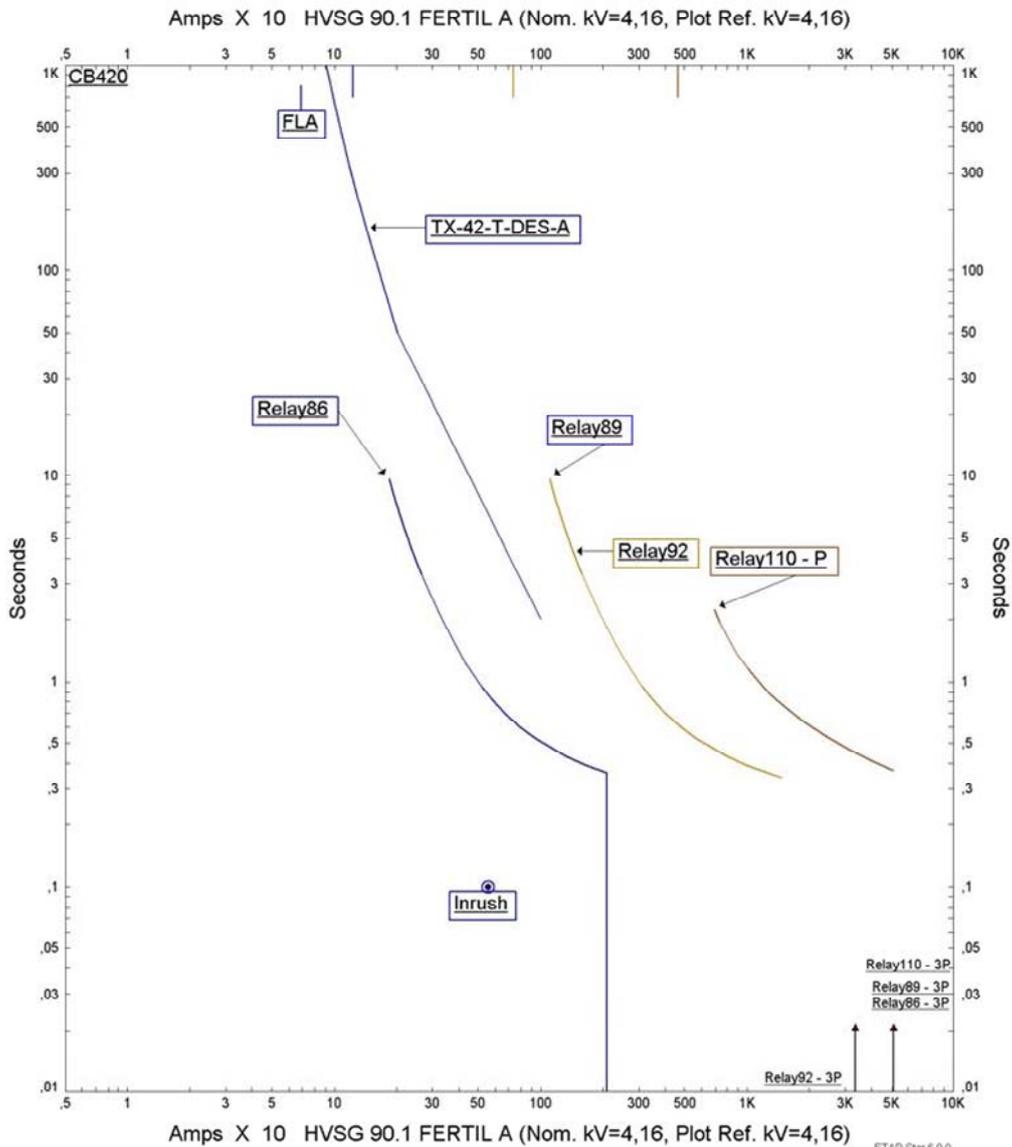


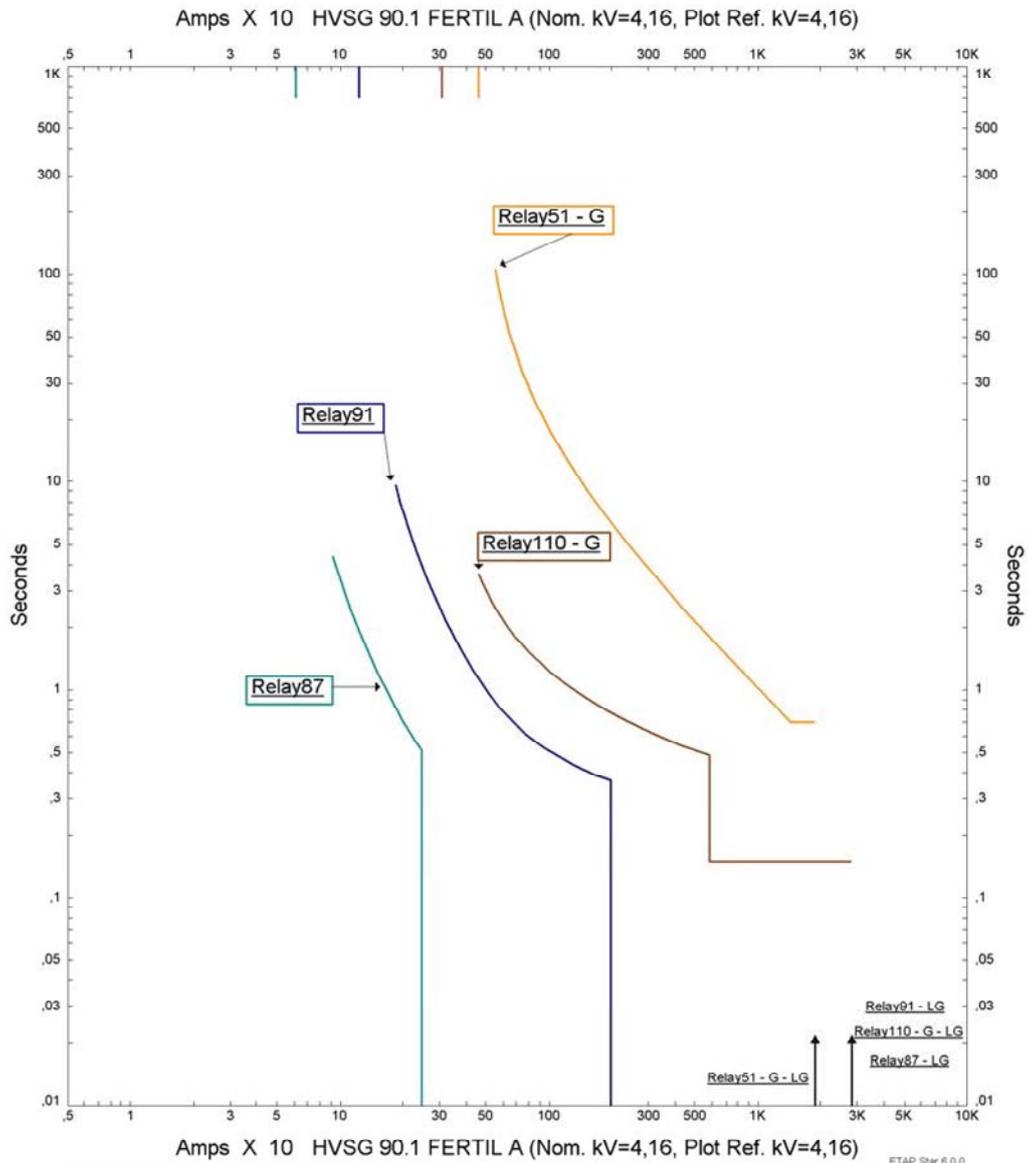
Figura 4.85. Diagrama Unifilar de los Transformadores 42-T-DES-A/B.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase Tx's 42TDES-A		ETAP Star 6.0.0
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	Date: 08-25-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase	

Relay 86 - Curva del relay 51,50 asociado al interruptor de alto voltaje del Tx's 42-T-DES-A
 Relay 89 - Curva del relay 51 asociado al interruptor de llegada del enlace de barra
 Relay 92 - Curva del relay 51 asociado a el interruptor de salida del enlace de barra
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90
 -TA
 42-T-DES-A - curva de daño del Tx's 42-T-DES-A

Figura 4. 86. Coordinación para Fallas de Fase de los Transformadores 42-T-DES-A/B.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Tierra TX's 42TDES-A	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	Date: 07-28-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Ground

Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay 87 - Curva del relay 51N,50N asociado al interruptor de alta tension del Tx's 42TDES-A
 Relay 91 - Curva del relay 51N asociado al interruptor de llegada del enlace de barra

Figura 4. 87. Coordinación para Fallas a Tierra de los Transformadores 42-T-DES-A/B.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

4.7.3.3. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS INTERRUPTORES DE ENLACE DE BARRA DE LAS EXTENSIONES DE BARRA “HIDRÓLISIS 1 FERT” E “HIDRÓLISIS 2 FERT Y LAS BARRAS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.

El enlace de barra a través del cual se encuentran conectadas las barras de 4160V de la planta de Hidrólisis con las barras principales de la Subestación Principal de Fertilizantes, está constituido por dos (2) pares de interruptores los cuales constituyen las salidas y llegadas de barra. Los interruptores de salida de barra se encuentran instalados en las barras de Subestación Principal de Fertilizante y las llegadas de barra corresponden a los interruptores instalados a las barras de 4160V de la planta de Hidrólisis.

Se graficaron todas las curvas de funcionamiento de los relés asociados a los equipos que están conectados a las extensiones de barra, bien sean protección de motor o de transformador, lo que permitió de manera visual conocer cuál sería la curva o curvas, de funcionamiento que deberían tomarse en cuenta para establecer los ajustes de las protecciones asociadas a los interruptores de enlace de barra con la finalidad establecer los criterios de coordinación de la empresa en cuanto a margen de coordinación se refiere.

Tanto los interruptores de salida como de llegada de barra están asociados a relés de sobrecorriente modelo C0-8H de la marca Westinghouse que desempeñan las funciones de protección 51 para la salida de barra y 51/51N y 50N para la llegada, a continuación se presenta el cálculo de los ajustes de estos equipos.

Dado que ambos enlaces de barra manejan las mismas cargas en condiciones de operación normal y poseen el mismo nivel de cortocircuito se presentara el cálculo de los ajustes de manera general y este aplica para las protecciones de los dos (2) enlaces. Tanto como la llegada como la salida de barra poseerán los mismos ajustes.

CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS INTERRUPTORES DE ENLACE DE BARRA DE LAS EXTENSIONES DE BARRA “HIDRÓLISIS 1 FERT” E “HIDRÓLISIS 2 FERT Y LAS BARRAS PRINCIPALES DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.

Arranque de la protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51)

El criterio inicial para el arranque de esta unidad es la suma del 80% de la corriente de plena carga de los motores (sin incluir el motor más grande), más la corriente de las cargas estáticas y la corriente del arranque del motor de mayor capacidad, sin embargo, con este valor ocurre un solapamiento con la curva característica del fusible asociado a los motores para las bombas P200/O y P200/P (circuito más lento conectado a la barra) por la razón antes expuesta se colocara el arranque en 720amp.

$$I_{\text{arranq.}} = 720 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{720 \times 5}{1200} = 3 \text{ Amp. Sec.}$$

Rango de ajuste (1 – 12) en pasos discretos

Tap seleccionado: 3amp

Tiempo de operación de la protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase.

Dial seleccionado: 2

Tiempo de operación = 0.35 seg

Arranque de la protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N)

$$I_{\text{arranq.}} = 0.1 \times 720 = 72 \text{ Amp}$$

$$I_{\text{sec}} = \frac{72 \times 5}{1200} = 0.3 \text{ Amp. Sec.}$$

Rango de ajuste (0.5 – 2.5) en pasos discretos

Tap seleccionado: 0.5amp (ajuste mínimo)

Iarranq.= 120 Amp.

Tiempo de operación de la protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase.

Dial seleccionado: 0.75

Tiempo de operación = 0.4 seg

Arranque de la protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N)

Se estableció el arranque de esta unidad en su máximo de valor de ajuste disponible por el relé, de esta manera el arranque es impone al final de la curva de funcionamiento de la unidad 51N al mismo tiempo que guarda los criterios de coordinación con las protecciones aguas abajo.

Tap seleccionado: 8 AmpSec.

Irranq.= 1920 amp.

Dado que las curvas de funcionamiento de las protecciones de enlace de barra forman parte de las cadenas de protección tanto de los motores como transformadores instalados en las barras de 4160V de la planta de Hidrólisis, las graficas no serán presentadas nuevamente. Ver gráficas 4.85, 4.86 y 4.87

4.7.4. PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LOS TRANSFORMADORES DE LA BARRA DE EMERGENCIA DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.

La barra que lleva por nombre “HVSG 90.1 EXT FERT B 2” corresponde a la barra de emergencia de la Subestación Principal de Fertilizantes, dicha barra está dispuesta de manera que, sea cual sea la razón que conlleve a un paro total o parcial de los equipos principales de la planta, energice los equipos de respaldo (bombas, compresores, correas de transporte, sistema contra incendio, etc.) resguardando así de mayores daños en caso de un accidente por una causa externa al proceso. De tratarse de la falla de uno de los equipos ligados al proceso principal, su propósito es evitar que pierda toda la producción lo cual conlleva a grandes pérdidas económicas.

Dado que las horas de servicio esperadas de los transformadores asociados a esta barra son bajas al igual que las probabilidades de ocurrencia de fallas, son los únicos equipos de toda la subestación los cuales son únicamente protegidos por fusibles en el lado de alta tensión y por unidades de protecciones internas de los interruptores de lado de baja tensión. Por las razones anteriormente planteadas la nueva coordinación de protecciones no propone un cambio para las unidades de protección de lado de baja tensión.

La nueva propuesta propone la inhibición de los dispositivos de protección de los interruptores de lado de baja tensión, dado que no permiten establecer una correcta selectividad en las cadenas de protección, a su vez se plantea el reemplazo de los fusibles por otros de nueva tecnología cuyas curvas de funcionamiento permitan establecer una protección que cumpla con todos los criterios impuestos por la empresa.

En la tabla 4.16 se presentan los fusibles que deberán ser cambiados y su respectivo reemplazo.

Tabla 4.16 Reemplazos de Fusibles de los Transformadores de la Barra de Emergencia

Equipo Protegido	Equipo Actual		Reemplazo	
	Marca	Modelo	Marca	Modelo
42A-T3	Siemens	H388	ABB	592B81G - Protective Link
42B-T3	Siemens	H388	ABB	592B81G - Protective Link
40A-T3	Siemens	H388	ABB	592B81G - Protective Link
40B-T3	Siemens	H388	ABB	592B81G - Protective Link
90-T9	Siemens	H388	ABB	592B81G - Protective Link
90-T2	Siemens	H388	ABB	592B81G - Protective Link

Fuente: Paradas – 2011

El número del modelo de los fusibles seleccionados como reemplazo de los equipos actuales especifica el tipo de curva de funcionamiento y el tamaño físico del equipo, los demás datos técnicos necesarios para la especificación y compra de estos deberán ser iguales a los equipos actualmente instalados.

Las cadenas de coordinación para cada uno de los transformadores que forman parte de la barra de emergencia así como su diagrama unifilar se encuentran presentadas en las figuras 4.88, 4.89, 4.90, 4.91, 4.92, 4.93 y 4.94.

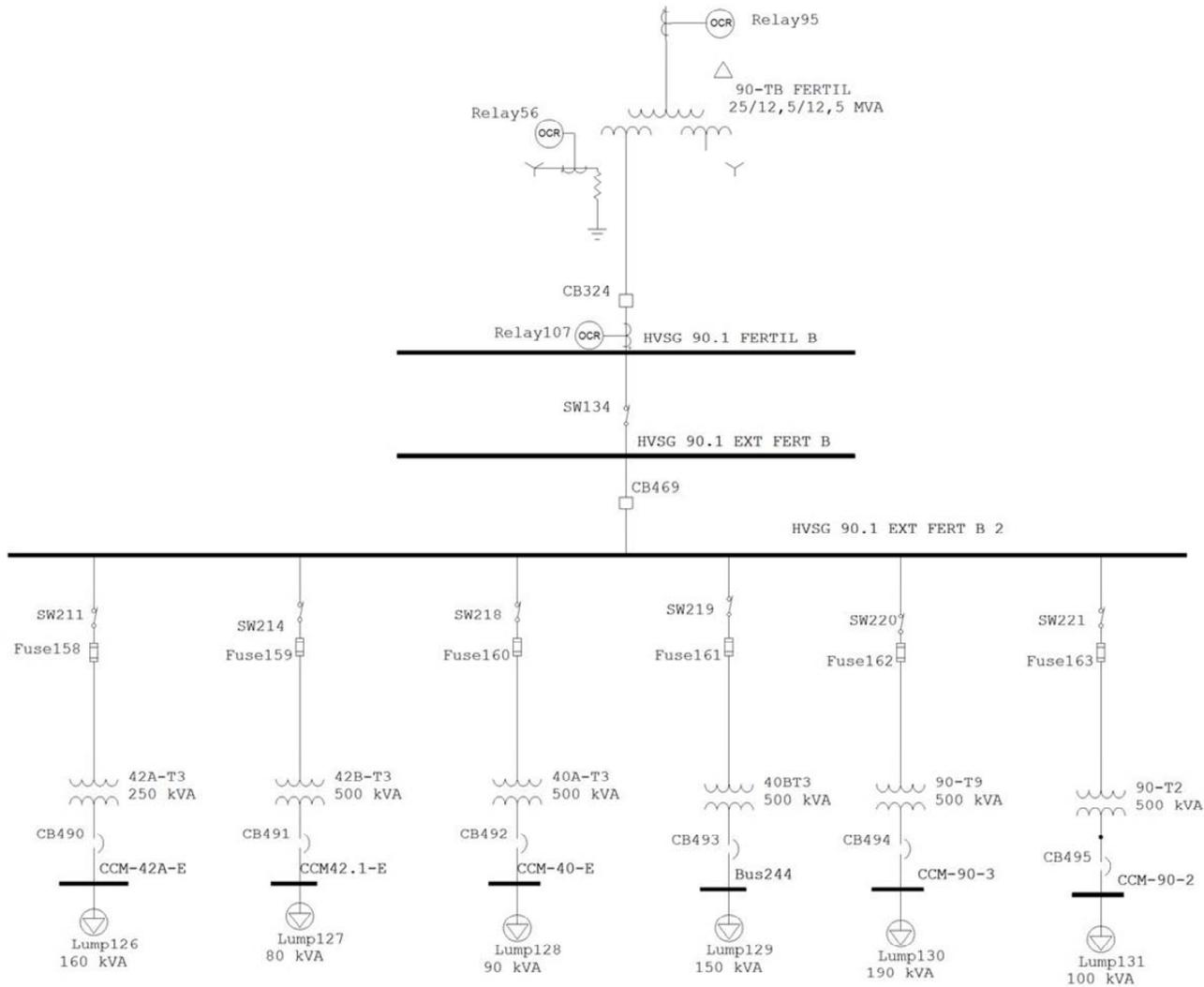
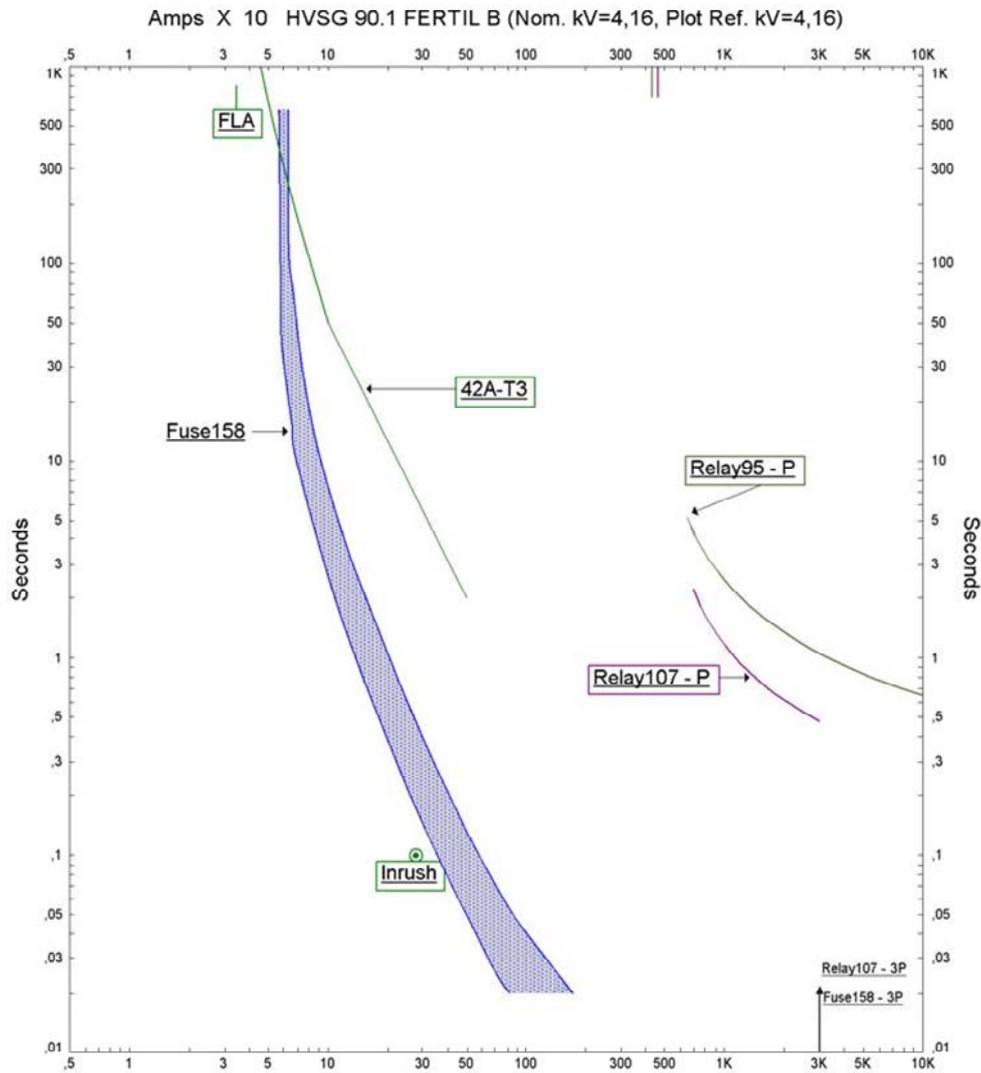


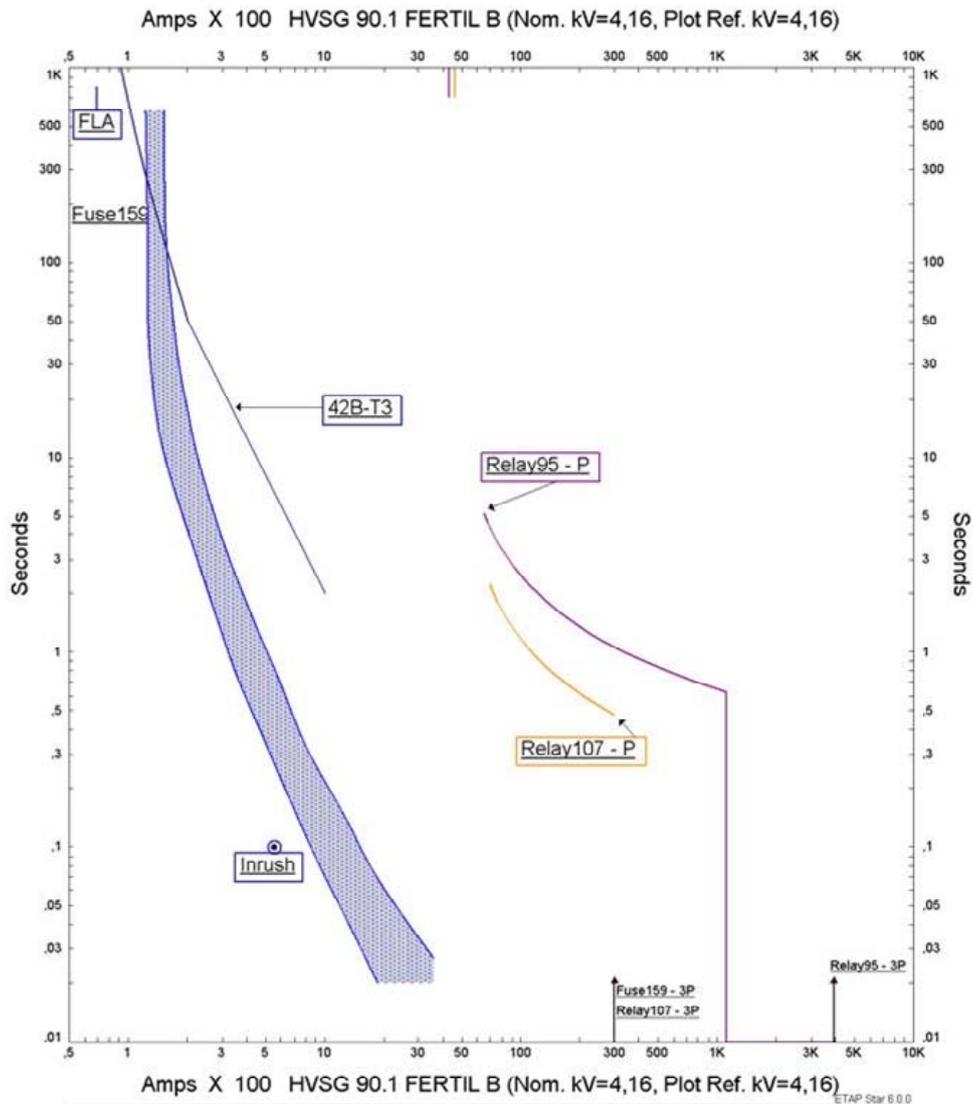
Figura 4.88. Diagrama Unifilar de los Transformadores de la Barra de Emergencia.
Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0.



F. Fase TX's 42-AT3		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-26-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Fuse158 - Fusible asociado al lado de alta tension del transformador 42A-T3
 42A-T3 Curva de daño del transformador 42A-T3
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TB
 Relay 95 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB

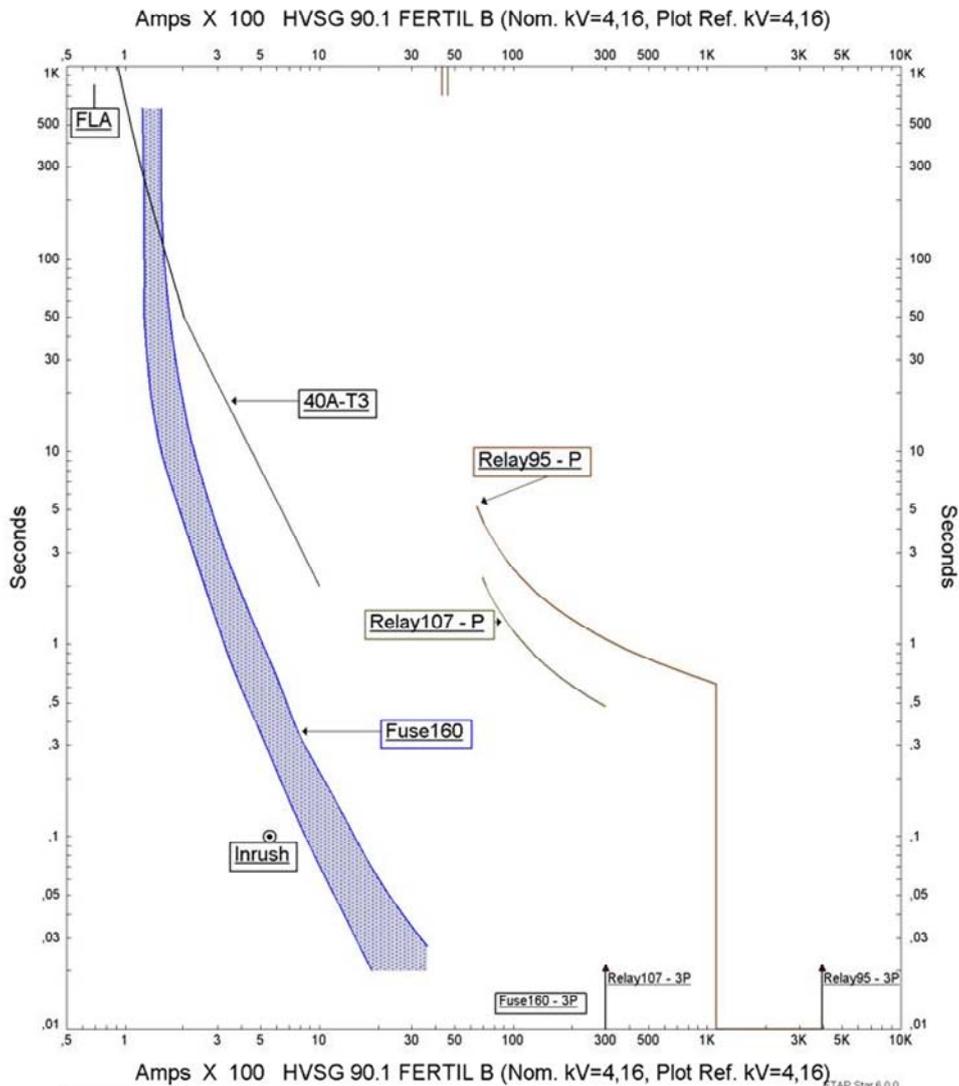
Figura 4.89. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 42A-T3.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Fase TX's 42B-T3		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-26-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract: S/E Principal de Fertilizantes	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Fuse159 - Fusible asociado al lado de alta tensión del transformador 42B-T3
 42B-T3 Curva de daño del transformador 42A-T3
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TB
 Relay 95 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB

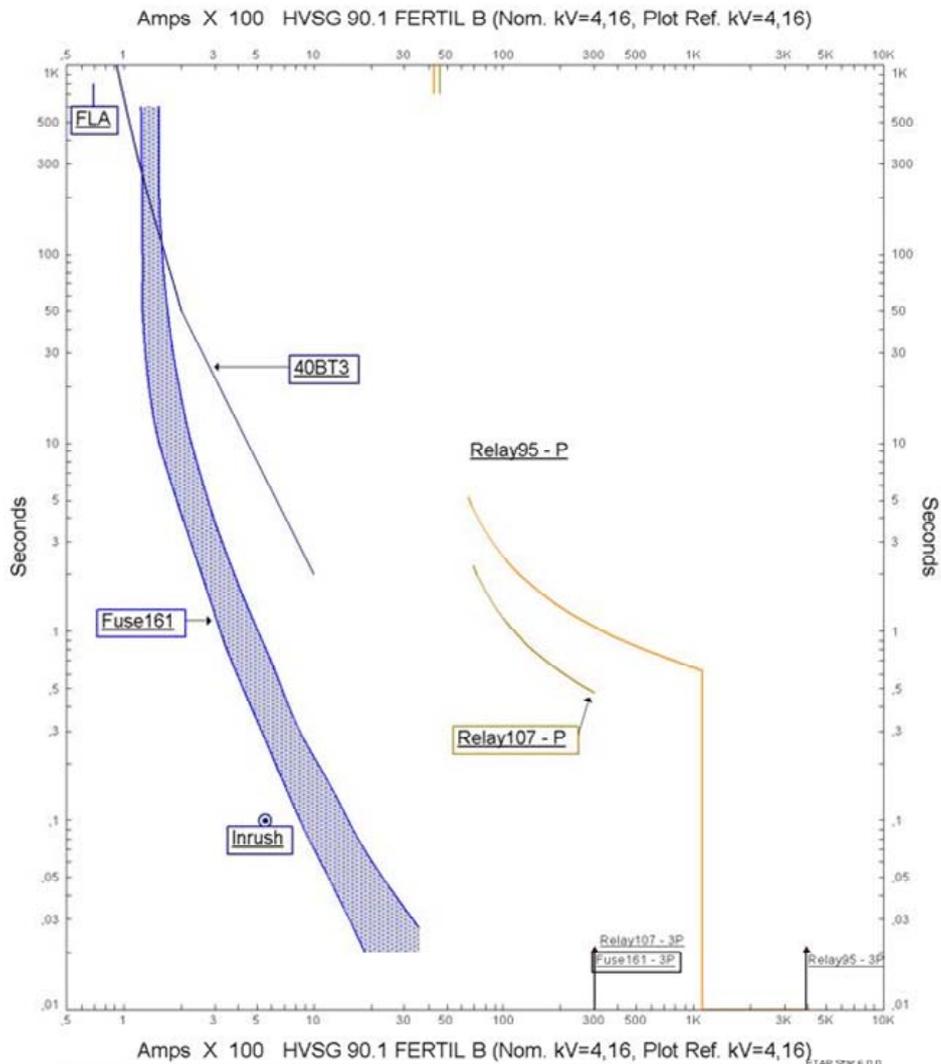
Figura 4.90. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 42B-T3.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Fase TX's 40AT3	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN	Date: 05-26-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase

Fuse160 - Fusible asociado al lado de alta tensión del transformador 40A-T3
 40AT3 - Curva de daño del transformador 40AT3
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TB
 Relay 95 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB

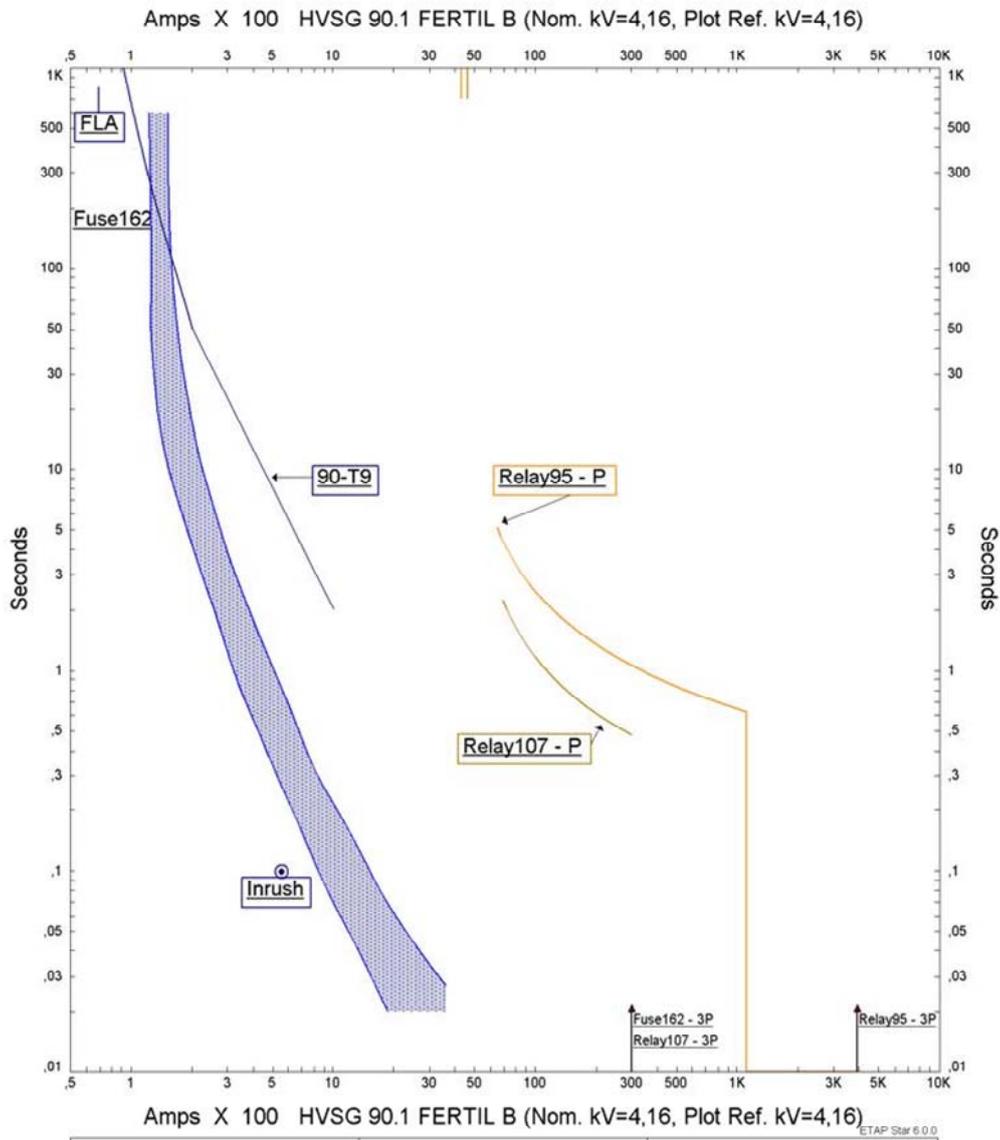
Figura 4.91. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 40A-T3.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Fase TX's 40BT3		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-26-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Fuse161 - Fusible asociado al lado de alta tension del transformador 40B-T3
 40BT3 - Curva de daño del transformador 40BT3
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TB
 Relay 95 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB

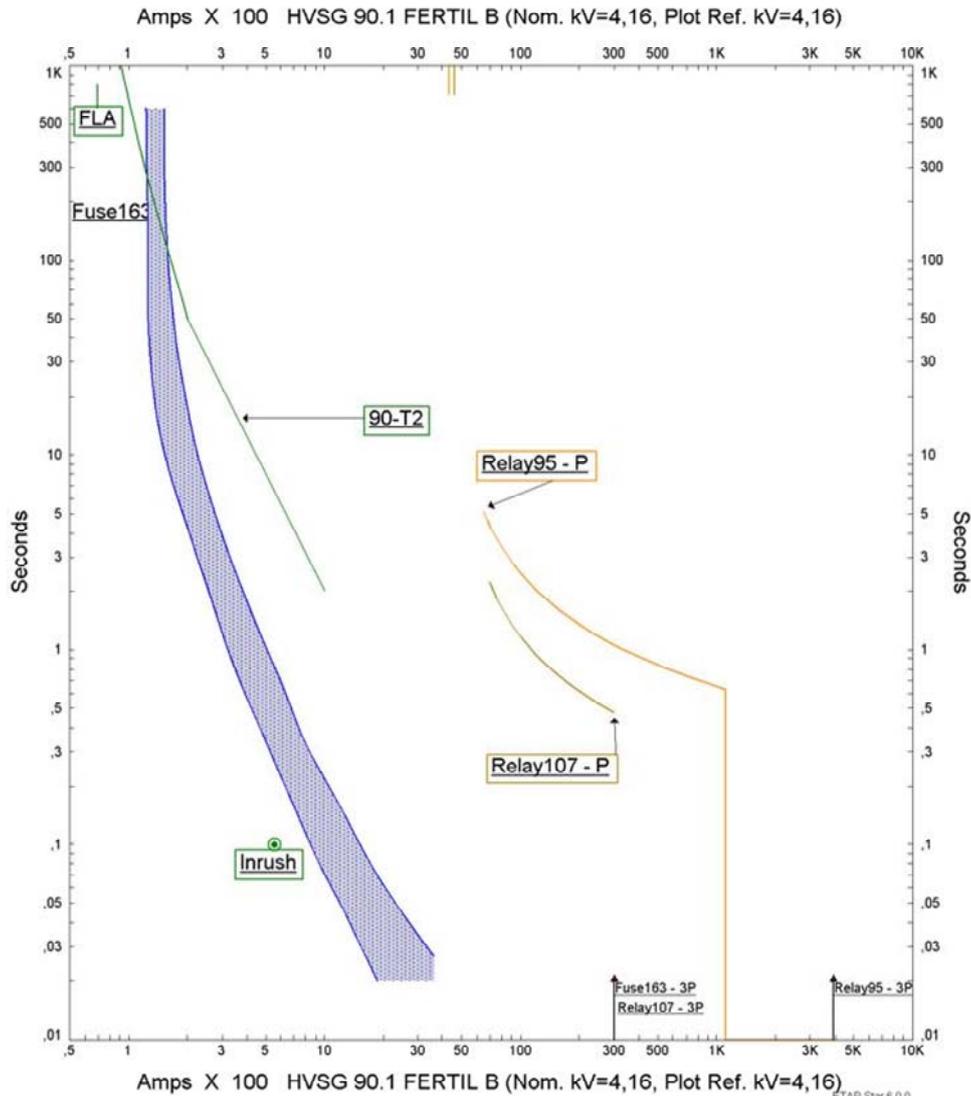
Figura 4.92. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 40B-T3.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Fase TX's 90-T9		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-26-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Fuse162 - Fusible asociado al lado de alta tensión del transformador 90-T9
 90-T9 - Curva de daño del transformador 90-T9
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TB
 Relay 95 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB

Figura 4.93. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 90-T9.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



F. Fase TX's 90-T2		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 05-24-2011	ETAP Star 6.0.0
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Phase	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZAN		

Fuse163 - Fusible asociado al lado de alta tensión del transformador 90-T2
 90-T2 Curva de daño del transformador 90-T2
 Relay107 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TB
 Relay 95 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB

Figura 4.94. Coordinación para Fallas de Fase del Transformador 90-T2.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

4.7.5. AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA 90-TA Y 90-TB EN 34.5/4.16 kV DE LA SUBESTACIÓN PRINCIPAL DE FERTILIZANTES.

Se graficaron sobre un mismo plano todas las curvas de funcionamiento de los dispositivos de protección de los equipos en 4160V de la subestación con la finalidad de identificar aquellas cuyo funcionamiento fuese el más lento.

Las protecciones de fase más lentas resultaron ser las asociadas a los transformadores 42AT1/T2 y la protección de enlace de barra con la barra de 4160V de Hidrólisis, por otra parte las protecciones de tierra más lentas fueron las asociadas al transformador 90-T4 y nuevamente las de enlace con la barra de 4160V de Hidrólisis.

Tomando en cuenta las protecciones identificadas se procedió a imponer un ajuste de Dial de Tiempo que permita cumplir con los criterios de selectividad de la empresa. En la figura 4.95 y 4.96 se presentan las curvas de funcionamiento de las protecciones más lentas en conjunto con las protecciones de los transformadores 90-TA/TB donde se observa se cumple con los intervalos de coordinación.

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE BAJA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90-TA y 90-TB DE 25 MVA.

RTC = 3000/5

Relés: Modelo SPAJ – 142C, Marca ABB

In= 1735 Amp

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I_>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

I_{arranque} = I_{máx. Tx} + I_{rb. motor de mayor capacidad}.

I_{arranque} = 1542 x 1735 = 3277 Amp.

$$I_{sec} = \frac{3300 \times 5}{3000} = 5.5 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I \geq 5.5 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase (t_>)

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.13

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I_{o>})

(Colocado en la toma de 1 Amp)

I_{arranq.} = 0.1 x 3300 = 330

$$I_{sec} = \frac{330 \times 5}{3000} = 0.55 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_o \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_o \geq 0.55 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (t_{o>})

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.21

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{o>>}$)

Inicialmente los transformadores 90-TA/TB no poseían protección 50N en el lado de baja por lo que no se encuentra establecidos criterios para ajuste. La curva de funcionamiento de la unidad 51N no alcanza a cubrir el mayor nivel de cortocircuito por lo que se hace necesario implementar la función 50N de manera de garantizar una correcta protección. Dicha función será ajustada de manera que su arranque coincida con el máximo valor de corriente visto por la función 51N, cuidando en todo momento no entrar en solapamiento con las protecciones tipo 50N aguas abajo.

$I_{arranq.} = 6000 \text{ Amp.}$

$$I_{sec} = \frac{6000 \times 5}{3000} = 10 \text{ Amp. Sec.}$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos ($t_{o>>}$)

$t \gg 0.15 \text{ seg.}$

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Neutro (51G) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{g>}$)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

$$RTC = 3000/5$$

Relés: Modelo MCGG, Marca GEC

El criterio utilizado para el ajuste de esta unidad será el mismo que para la función 51N en cuanto a la selección de Pick up. Con respecto al dial de tiempo se selección tal que la curva de funcionamiento fuese más lenta que la función 51N y guardando siempre el margen de coordinación entre ambas curvas.

$$I_{arranq.} = 0.1 \times 3300 = 330$$

$I_{arranq.} = 450$ Amp. (Ajuste más cercano posible por el relé)

$$I_{sec} = \frac{450 \times 5}{3000} = 0.75 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_g \geq (0.1 - 0.8) \times I_n$$

$$I_g \geq 0.75 \times I_n$$

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos ($t_{0>}$)

Curva Seleccionada: Inversa de Largo Tiempo (Long Time Inverse).

Dial seleccionado: 0.175

CÁLCULO DE AJUSTES DE LAS PROTECCIONES ASOCIADAS AL INTERRUPTOR DE ALTA TENSIÓN DE LOS TRANSFORMADORES 90-TA y 90-TB DE 25 MVA.

$$RTC = 800/5$$

Relés: Modelo RACIC, Marca ABB

$$I_n = 418.4 \text{ Amp}$$

Se utilizaron los mismos criterios que aplican para las protecciones de los transformadores de 4160/4980 V.

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Fase (51) como múltiplo de la corriente nominal del relé ($I_{>}$) (Colocado en toma de 5 amperios)

$I_{arranque} = 125\%$ de la corriente nominal del transformador

$$I_{arranque} = 1.25 \times 418.4 = 523 \text{ Amp}$$

$$I_{sec} = \frac{523 \times 5}{800} = 3.25 \text{ Amp. Sec.}$$

$$I_{>} \geq 3.2 \times I_n$$

Tiempo de Operación de la Unidad de Sobrecorriente de Fase (t>)

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.3

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Fase (50) como múltiplo de la corriente nominal del relé (I>>)

Iarranq. = 125% de ICCmax. 3Ø 4160V

Iarranq. = 1.25 x 4126 = 5245 Amp.

$$I_{sec} = \frac{5245 \times 5}{800} = 84 \text{ Amp. Sec.}$$

I >> = 84 x In

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente (50) en segundos (t>>)

t >> 0.01seg. (Ajuste mínimo).

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>)

(Colocado en la toma de 1 Amp)

Iarranq. = 0.1 x 523 = 52.3

Iarranq. = 80Amp. (Ajuste mínimo disponible en el relé)

$$I_{sec} = \frac{80 \times 5}{800} = 0.5 \text{ Amp. Sec.}$$

Io >= (0.5 – 0.6) x In

Io >= 0.5x In

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Temporizada de Tierra (51N) en segundos (to>)

Curva Seleccionada: Normal Inversa.

Dial seleccionado: 0.05

Ajuste de la Protección de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) como múltiplo de la corriente nominal del relé (Io>>)

Iarranq. = 50% de ICCmax. 3Ø 34.5kV

Iarranq. = 0.5 x 30704 = 15320 Amp.

$$I_{sec} = \frac{15320 \times 5}{800} = 96 \text{ Amp. Sec.}$$

Io >> = (1 – 20) x In

Io >> 96 (Fuera de rango de ajuste)

Dado que el ajuste calculado excede el rango de ajuste disponible, la función 50N será ajustada de manera que su arranque coincida con el máximo valor de corriente visto por la función 51N.

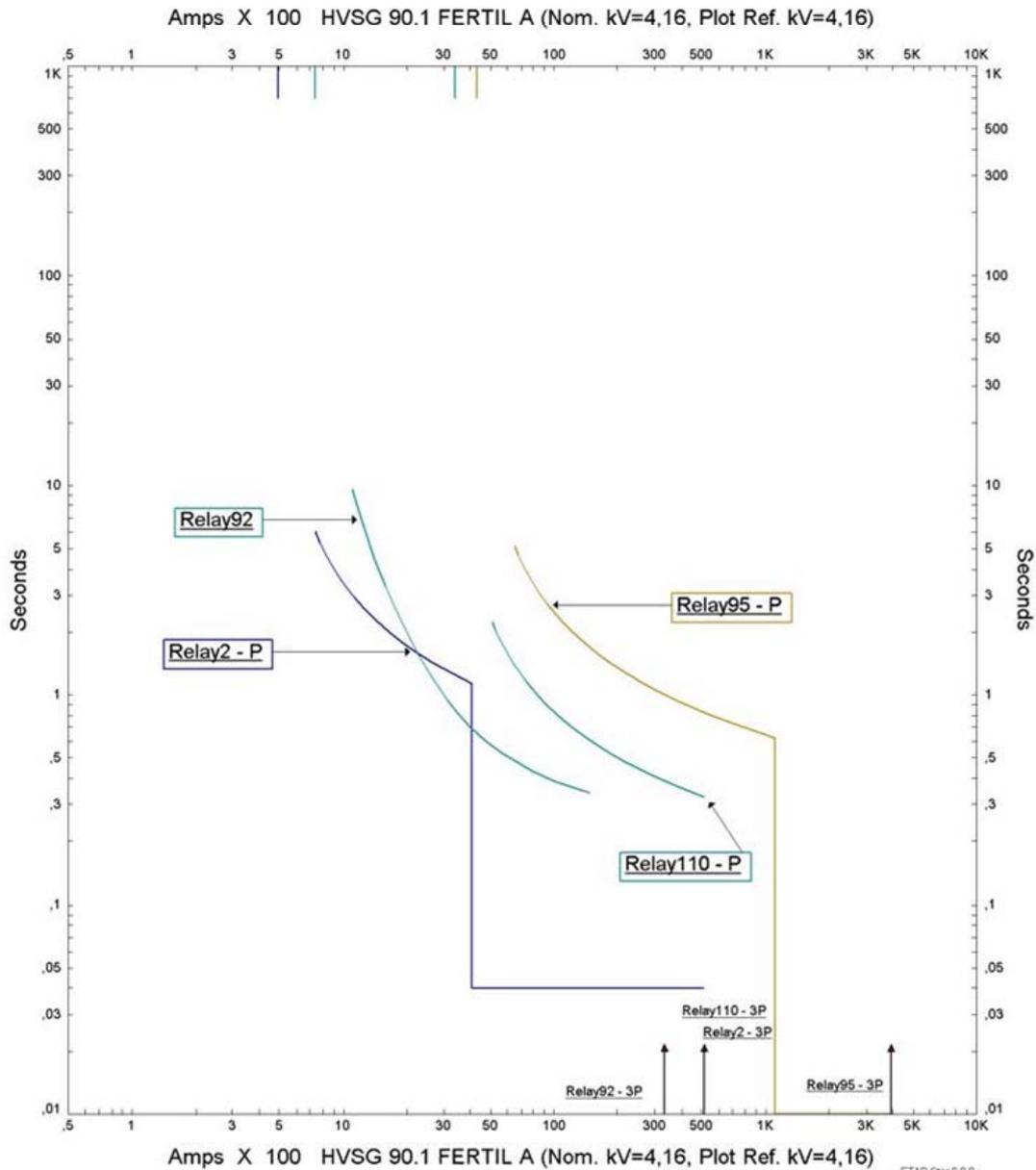
Io >> 11.5

Iarranq. = 1804 Amp.

Tiempo de operación de la unidad de Sobrecorriente Instantánea de Tierra (50N) en segundos (to>>)

t >> 0.01seg. (Ajuste mínimo).

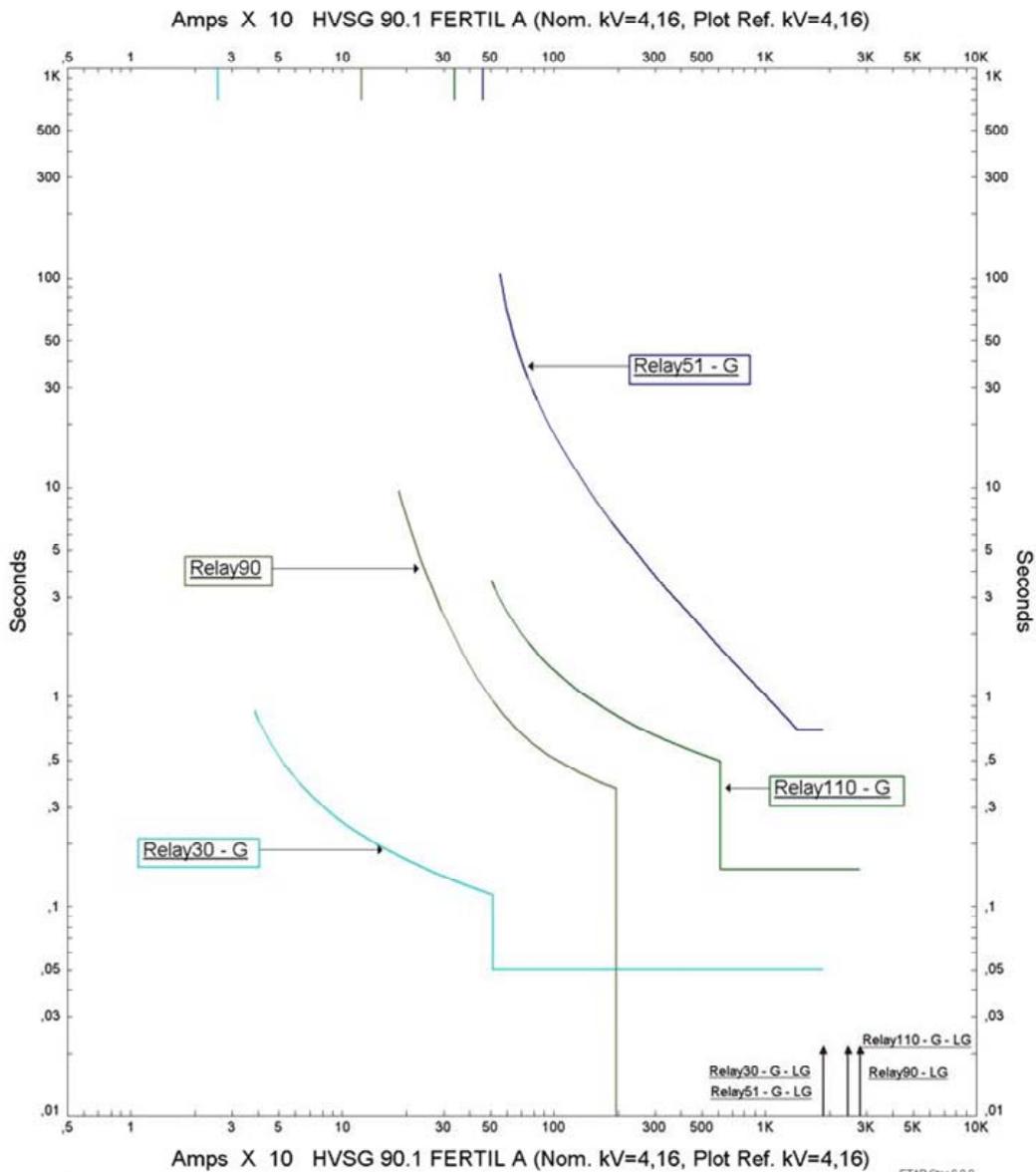
En la figura 4.97 se presenta el diagrama unifilar seguidamente en las figuras 4.98 y 4.99 se presentan las cadenas de protección de fase y tierra, ya que las protecciones tienen los mismos ajustes, se presenta una sola cadena de protección para cada tipo de falla.



Coord. Fase Fertil	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	Date: 09-20-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase

Relay 2 - Curva del relé 50,51,51N,50N asociado al interruptor de alta tension del TX'S 42AT1
 Relay 92 - Curva del relé 51 asociado a el interruptor de salida del enlace de barra
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA

Figura 4.95. Curvas de Funcionamiento de las Protecciones de Falla de Fase más Lentas
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0



Coor. Tierra Fertil	
Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fertilizantes\FERTILIZANTES	Date: 09-20-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Ground

Relay 30 - Curva del relay 50,50N,51,51N, asociado al interruptor de alta tension del Tx's 90-T4
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 Relay90- Relé 51N, 50N asociado al interruptor de llegada de enlace de barra

Figura 4.96. Curvas de Funcionamiento de las Protecciones de Falla a Tierra más Lentas
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

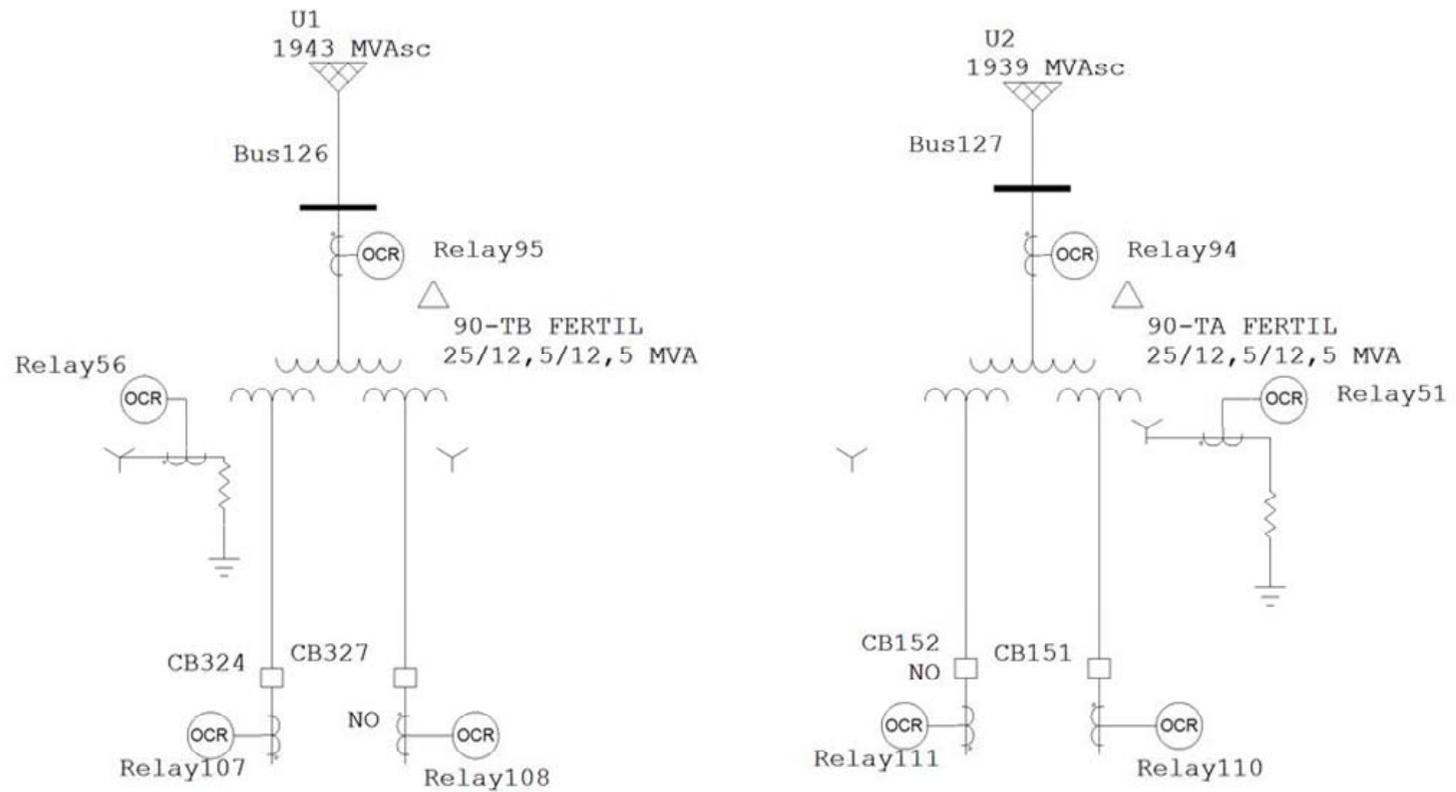
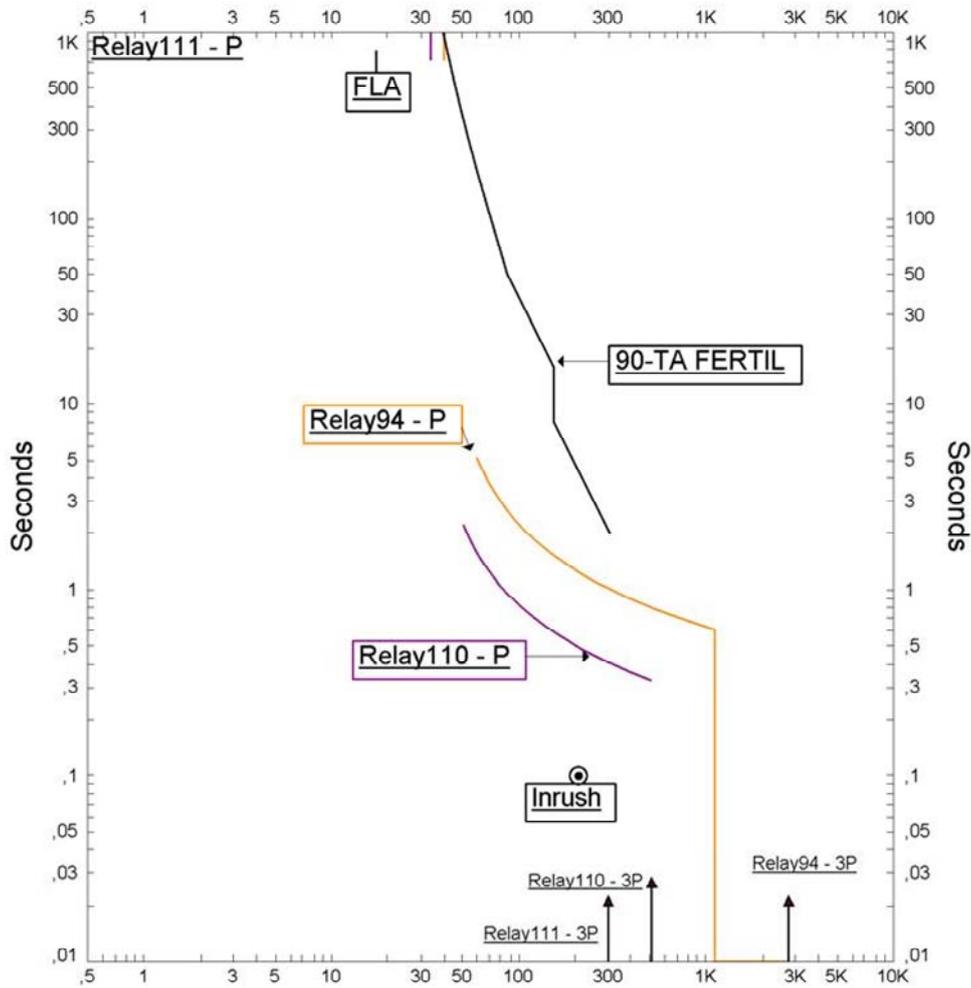


Figura 4.97. Diagrama Unifilar de los Transformadores 90-TA y 90-TB
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

Amps X 100 HVSG 90.1 FERTIL A (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)



Amps X 100 HVSG 90.1 FERTIL A (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)

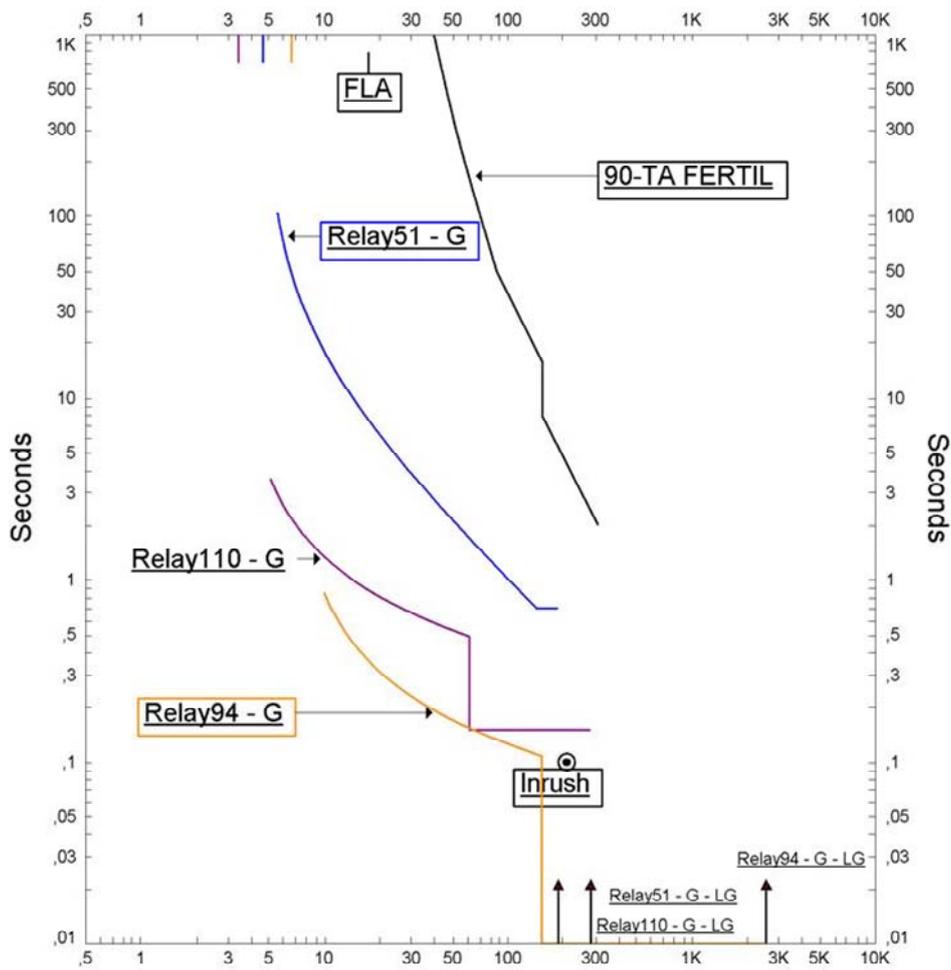
F. Fase Tx's 90-TA

Project: Coordinación de Protecciones Location: S/E Principal de Fertilizantes Contract: Engineer: Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe	Date: 09-14-2011 SN: 12345678 Rev: Base Fault: Phase
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------

Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tensión del transformador 90-TA
 Relay 94 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB
 90-TA - Curva de daño del transformador 90-TA

Figura 4.98. Coordinación para Fallas de Fase de los Transformadores 90-TA y 90-TB.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

Amps X 100 HVSG 90.1 FERTIL A (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)



Amps X 100 HVSG 90.1 FERTIL A (Nom. kV=4,16, Plot Ref. kV=4,16)

F. Tierra Tx's 90-TA		
Project: Coordinación de Protecciones	Date: 09-14-2011	
Location: S/E Principal de Fertilizantes	SN: 12345678	
Contract:	Rev: Base	
Engineer:	Fault: Ground	
Filename: C:\Users\Aaron\Desktop\COORDINACION Fe		

Relay110 - Relé 51,51N,50N asociado al interruptor de baja tension del transformador 90-TA
 Relay 94 - Relé 50,50N,51,51N asociado al interruptor de alto voltaje del transformador 90-TB
 Relay 51 - Curva del relay 51G asociado al interruptor de baja tension del TX'S 90TA
 90-TA - Curva de daño del transformador 90-TA

Figura 4.99. Coordinación para Fallas a Tierra de los Transformadores 90-TA y 90-TB.
 Fuente: ETAP POWER STATION 6.0.0

CONCLUSIONES

Tras terminada la coordinación de protecciones de sobrecorriente de la Subestación Principal de Fertilizantes de PEQUIVEN – Complejo Petroquímico Ana María Campos, se logró cubrir con los objetivos planteados llegando a las siguientes conclusiones:

- El proceso de recolección de los datos técnicos de la red bajo estudio y correspondiente sistema de protección con sus respectivos ajustes, representó una etapa limitante y crítica dentro de la investigación puesto que no existía una base de datos completa y actualizada, por lo que se debió realizar el levantamiento de la información en campo y luego elaborar la base de datos. Dicho proceso fue parte fundamental del presente estudio pues facilitó la familiarización con el sistema evaluado, agilizando posteriormente el proceso de modelado de la red.
- El modelado de la red y el conjunto de curvas Tiempo-Corriente de los diferentes dispositivos de protección en el software de simulación ETAP Power Station 6.0.0. implicó una actividad laboriosa y de mucho cuidado, donde fue necesario poseer un apropiado conocimiento y pertinente manejo de las herramientas brindadas por el programa.
- Del estudio de cortocircuito se pudo establecer que en las barras principales de la subestación donde se evaluaron las protecciones contra sobrecorriente, existe un nivel de cortocircuito máximo de 34.840 kA cuando ocurren fallas del tipo trifásica y un máximo de 31.440 kA para fallas bifásicas a tierra en la barra HVSG 90.1 FERT A y sus extensiones. En la barra HVSG 90.1 FERT B se presentan los niveles de cortocircuito más bajos de todo el sistema, alrededor de los 29 kA para fallas trifásicas y 26 kA para las fallas bifásicas a tierra. Por otro lado se verificó que todos los equipos instalados están en capacidad de soportar los mayores niveles de cortocircuito.

- La evaluación de los CTs se tornó complicada debido a la ausencia de información técnica veraz concerniente a la clase de precisión (placa de característica o data sheet); por ello se consideraron varios escenarios y se plantearon soluciones para cada uno.
- La evaluación bajo la premisa de que todos los CTs eran clase 200 y tenían una carga asociada de 2 ohmios para luego calcular si el nivel de cortocircuito reflejado en el secundario superaba 20 veces la corriente nominal, estableció que todos se encuentran saturados. La solución planteada para este caso fue el aumento de la relación de transformación de los CTs, la cual se calificó como no conveniente puesto que las relaciones de transformación deberían ser muy altas, ya que la corriente nominal de los equipos representa menos del 10% de la nominal de los CTs. Causando imprecisiones en la información entregada a los relés puesto que los CTs se encontrarían fuera de su rango de operación óptimo en condiciones normales.
- La evaluación considerando la carga asociada a los transformadores de corriente y luego estimar la clase requerida de manera de que éstos no se saturación frente a un cortocircuito, permitió establecer una solución viable la problemática existente con respecto a la verificación de la saturación de los CTs. El aumento de la relación en aquellos casos donde la clase precisión del CTs saliera del rango estandarizado representó una la solución más factible, puesto que serian pocos los transformadores que deberán ser cambiados.
- Recolectar los criterios de ajuste y coordinación de la empresa fue de gran importancia ya que, permitió establecer los lineamientos por los cuales, deberían ser evaluadas las protecciones de sobrecorriente de la subestación y posteriormente reajustadas para la realización de la nueva coordinación de protecciones.

- A través de la evaluación de los ajustes actuales de arranque de las unidades de protección contra sobrecorriente, se determinó que:
 - a) Las protecciones de todos los motores en servicio cumplen con los criterios de ajuste, exceptuando la protección 50 del relé correspondiente al motor 90P-200/P.
 - b) El 90% de las protecciones tipo 50 y 50N de las protecciones de lado de alta tensión de los transformadores de potencia no cumplen con los criterios, en consecuencia de que estos ajustes dependen de los niveles de cortocircuito, los cuales han aumentado.
 - c) En el 15% de los casos las funciones 51 no cumplen debido a el corto rango de ajuste de los relés instalados.
 - d) El 95% de las protecciones del lado de baja tensión de los transformadores de potencia no están dentro de los parámetros impuestos.
 - e) Todas las funciones 51 asociadas a los enlaces de barra cumplen con los criterios de ajustes a diferencia de las 51N las cuales salen del rango establecido para la evaluación.

- De la observación y estudio de las curvas de actuación de todas las funciones 50, 50N, 51, 51N y 50G de los relés se logro identificar aquellos que se encontrarán fuera de su capacidad térmica frente a un cortocircuito, al igual que los que no cumplen con los lineamientos de los capítulos 10 y 11 del Std. 242 -2001 de la IEEE, y también los casos donde no se respetan los márgenes de coordinación, logrando establecer que:
 - a) No se cumple con el margen de coordinación en las protecciones de falla a tierra en ninguna de las cadenas de protección.
 - b) El 70% de los relés electromecánicos se encontrarán fuera de su capacidad térmica frente a un cortocircuito.

- c) En el 10% de las cadenas de protecciones de los transformadores de potencia que alimentan circuitos ramales no se cumple con ninguno de los criterios de la empresa.
 - d) El 20% de los relés y el 100% de los fusibles no poseen un ajuste que esté acorde con lo impuesto por la IEEE.
- El reemplazo de los relés electromecánicos por nuevos relés numéricos permitió establecer un esquema de protecciones 100% selectivo más fácilmente, debido al amplio rango de ajuste que estas nuevas tecnologías poseen, al mismo tiempo que se pudo establecer una mejor protección en cada uno de los elementos del sistema de potencia.
 - Los nuevos fusibles propuestos para las protecciones de los transformadores de potencia de la barra de emergencia permiten implementar una correcta protección, cumpliendo con el 100% de los criterios impuestos por la empresa.

RECOMENDACIONES

A continuación se exponen una serie de recomendaciones que deben considerarse para la mejora de la zona bajo estudio:

- Implementar las modificaciones de los ajustes de los dispositivos de protección contra sobrecorriente y los reemplazos de los transformadores de corriente sugeridos en el Capítulo IV, con la finalidad de garantizar el funcionamiento del Sistema de Protección de Sobrecorriente de la Subestación de Fertilizantes.
- Realizar las pruebas respectivas con la finalidad de determinar la clase de cada uno de los transformadores de corriente instalados en la subestación, con la finalidad de establecer si estos se saturan frente al mayor nivel de cortocircuito lo cual es fundamental para implementar un correcto esquema de protección contra sobrecorriente.
- Actualizar la base de datos de información técnica y de ajustes de los equipos de protección de sobrecorriente en el nivel de 480V, ya que la inexistencia y el complicado acceso a la recolección de la información fue la limitante por la cual no se extendió el estudio realizado hasta los dispositivos instalados en este nivel de voltaje.
- De manera de agilizar futuros estudios a realizarse en los sistemas de protección de la empresa, realizar la digitalización de las bases de datos, ya que hasta la actualidad se encuentran archivadas en folios los cuales: carecen de una buena organización, la información difiere de los datos técnicos verdaderos y en otras situaciones el entendimiento de la información que allí se encuentra se torna confuso ya que esta en forma de manuscrito.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Chávez N, (1999). Introducción a la Investigación. Maracaibo: Artes Graficas.

Código Eléctrico Nacional, Fondonorma 200:2004 – 7ma Revisión

Hernández, Fernandez, Baptista “Metodologia de la Investigacion, Mc Graw Hill, Mexico 2006.

IEEE Std. 242 – 2001. “Remmended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Comercial Porwer Systems. The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 2001.

Martin, J Raúl. Diseño de Subestaciones Eléctricas. McGraw Hill. México. 1987.

N&V CONSULTORES, C.A. (1995), “COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE DE LAS SUBESTACIONES DE LA PLANTA DE FERTILIZANTES”.

Nuñez Gabriela y Romero Manuel (2010), “EVALUACIÓN DEL DESEMPEÑO DINÁMICO DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN ASOCIADOS A LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN Y SUBTRANSMISIÓN PERTENECIENTES A LA ZONA PENINSULAR DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE TRANSMISIÓN FALCÓN PARA LA C.A. ENELVEN.”, en la Universidad Rafael Urdaneta. Maracaibo. Venezuela.

Russel Mason, C. The Art And Science Of Protective Relaying. John Wiley & Sons, Inc. Chapman & Hall. London.

Sabino Carlos “El Proceso de la Investigacion” Editorial Panamericana 1994.

Sierra Bravo, R. (1996). Técnicas de Investigación Social. Teoría y Ejercicios. Editorial Paraninfo. España

Sosa Emiro y Alvarez Emilio (2005), “ESTUDIO DE FALLA A TIERRA EN SUBESTACIONES DEL COMPLEJO PETROQUÍMICO EL TABLAZO”, en la Universidad de Zulia. Maracaibo. Venezuela.

Stevenson, W. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. McGraw Hill. México. 1986.

Tamayo y Tamayo, “ El Proceso de la Investigación Científica” editorial Limusa 4ta edicion 2006.