



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE
PROTECCIONES Y SU IMPORTANCIA PARA LA PUESTA
EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV**

Rubén Abel Rodas Romero

Asesorado por el Ing. Saúl Cabezas Durán

Guatemala, febrero de 2010

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE
PROTECCIONES Y SU IMPORTANCIA PARA LA PUESTA
EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

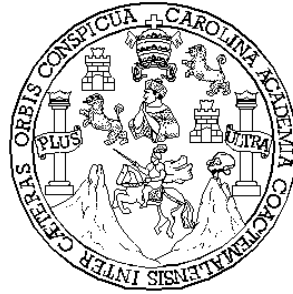
PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

RUBEN ABEL RODAS ROMERO

ASESORADO POR EL ING. SAUL CABEZAS DURÁN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA
GUATEMALA, FEBRERO DE 2010.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

| | |
|------------|--|
| DECANO | Ing. Murphy Olympto Paíz Recinos |
| VOCAL I | Inga. Glenda Patricia García Soria |
| VOCAL II | Inga. Alba Maritza Guerrero Spínola de López |
| VOCAL III | Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón |
| VOCAL IV | Br. Luis Pedro Ortiz de León |
| VOCAL V | Br. José Alfredo Ortiz Hericicx |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas |

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

| | |
|------------|---------------------------------------|
| DECANO | Ing. Sídney Alexander Samuels Milson |
| EXAMINADOR | Ing. Armando Gálvez Castillo |
| EXAMINADOR | Ing. Carlos Fernando Rodas |
| EXAMINADOR | Ing. Juan Fernando Morales Mazariegos |
| SECRETARIO | Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco |

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

ANÁLISIS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES Y SU IMPORTANCIA PARA LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV,

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 21 de Noviembre de 2006.

Rubén Abel Rodas Romero

AGRADECIMIENTO A:

Mis hermanos y su familia Iván, Hugo, Janet, Alex y Teresa con cariño.

Mis sobrinos Javier, Iván, Hugo, Anderson, Daniel, Mariano, Mayra, Aurora, Adilia y Alejandra, los impulse a ser mejor cada día.

Mis tíos Especialmente a mi tío Miguel Ángel Rodas, tía Mirna y don Armando por los consejos brindados.

Mi esposa Claribel, por ser parte fundamental y apoyo en mi vida.

Mis abuelitos Mariano (D.E.P.), Ceferina (D.E.P.) y Alfonso (D.E.P), por toda su herencia de disciplina y sabiduría.

Mis amigos y compañeros de estudio Por los buenos momentos, a Moisés, Jaime, Gustavo, Revolorio, César, Abner, Retana, Yac, Pérez, Dino, Eddie y Susi junto a don Eliseo Yoxom por sus grandes consejos.

Ing. Saúl Cabezas Durán Por ser mí guía en el desarrollo de éste trabajo de graduación, mi gran respeto como profesional y a su entrega docente.

ACTO QUE DEDICO A:

| | |
|-------------------------------------|---|
| DIOS | Ser la fuente de inigualable sabiduría, quien ha acompañado cada momento de mi existir y me permitió llegar a uno de mis grandes propósitos. |
| Mis padres | René Rodas y Mayra de Rodas, por haber sido el mejor ejemplo de constancia, disciplina, amor, comprensión y de gran sabiduría; por haber hecho de mí lo que soy, con todo el amor, admiración y agradecimiento que por ellos puede existir. |
| Mis abuelitas | Luz (D.E.P.) y Aurora (D.E.P.), porque siempre me recibieron desde que nací, con los brazos abiertos con todo su amor y consejos. |
| Mi hijo | Roberto por ser mi inspiración, mi razón para seguir adelante y lo presente sea un legado y ejemplo a seguir. |
| Mi tierra | Mazatenango, tierra que me vio nacer. |
| Facultad de Ingeniería, USAC | Por brindarme la oportunidad de estudiar una carrera y haberme otorgado la dicha de ser un profesional al servicio de Guatemala |

ÍNDICE GENERAL

| | |
|------------------------------|-------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES..... | IX |
| LISTA DE SÍMBOLOS..... | XV |
| GLOSARIO..... | XVII |
| RESUMEN..... | XIX |
| OBJETIVOS..... | XXI |
| INTRODUCCIÓN..... | XXIII |

| | |
|--|----------|
| 1. SUBESTACIONES Y SU SISTEMA DE PROTECCIONES..... | 1 |
| 1.1 Subestaciones eléctricas..... | 1 |
| 1.1.1 Subestaciones por su tipo de función..... | 1 |
| 1.1.2 Subestaciones por su nivel de tensión..... | 1 |
| 1.1.3 Subestaciones compactas y convencionales..... | 2 |
| 1.2 Elementos de protección de subestaciones..... | 2 |
| 1.2.1 Fusibles..... | 2 |
| 1.2.2 Relevadores de protección..... | 4 |
| 1.2.2.1 Funciones básicas de los relevadores de protección..... | 6 |
| 1.2.2.1.1 Función de protección de sobrecorriente..... | 6 |
| 1.2.2.1.2 Función de protección diferencial..... | 6 |
| 1.2.2.1.3 Función de protección de distancia..... | 7 |
| 1.2.2.1.4 Función de protección de sobrevoltaje..... | 7 |

| | | |
|------------|---|----|
| 1.2.2.1.5 | Función de protección de subvoltaje | 7 |
| 1.2.2.1.6 | Función de protección de potencia | 7 |
| 1.2.2.1.7 | Función de protección direccional | 8 |
| 1.2.2.1.8 | Función de protección de frecuencia | 8 |
| 1.2.2.1.9 | Función de protección térmico | 8 |
| 1.2.2.1.10 | Función de protección de presión | 8 |
| 1.2.2.2 | Funcionamiento de los relevadores de protección | 9 |
| 1.2.2.3 | Relevadores de estado sólido | 9 |
| 1.2.3 | Principios básicos de los relevadores en el sistema de protecciones | 12 |
| 1.2.4 | Confiabilidad | 12 |
| 1.2.5 | Selectividad | 13 |
| 1.2.6 | Velocidad | 13 |
| 1.2.7 | Sensibilidad | 13 |
| 1.2.8 | Simplicidad | 14 |
| 1.2.9 | Economía | 14 |
| 1.3 | Estudio de flujo de cargas | 14 |
| 1.4 | Estudio de cortocircuito | 16 |
| 1.5 | Estudio de selectividad del sistema de protecciones | 18 |
| 1.5.1 | Coordinación de sobrecorriente en sistemas de potencia | 18 |
| 1.5.2 | Metodología de coordinación | 19 |

2. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV23

| | | |
|-------|--|----|
| 2.1 | Elementos constitutivos de la subestación Chicacao | 25 |
| 2.1.1 | Componentes principales de 69 KV | 25 |
| 2.1.2 | Componentes principales de 13.8 KV | 26 |
| 2.1.3 | Componentes de protección, control y medición | 27 |

| | | |
|---------|---|----|
| 2.2 | Necesidad de implementación de la subestación Chicacao en base al estudio de flujo de cargas..... | 31 |
| 2.3 | Modelado de parámetros del sistema de la subestación Chicacao..... | 33 |
| 2.3.1 | Parámetros generales del sistema..... | 33 |
| 2.3.2 | Potencia y corrientes de cortocircuito..... | 33 |
| 2.3.3 | Parámetros del transformador de potencia y líneas de 69 KV..... | 34 |
| 2.3.3.1 | Impedancia del transformador de potencia..... | 34 |
| 2.3.3.2 | Impedancia por longitud de las líneas de 69 KV..... | 35 |
| 2.4 | Los relevadores SEL, ZIV y los reconectores COOPER..... | 37 |
| 2.4.1 | Software..... | 38 |
| 2.4.1.1 | Software relevador 21..... | 38 |
| 2.4.1.2 | Software relevador 87 de transformador..... | 39 |
| 2.4.1.3 | Software relevador de respaldo de transformador lado 69 KV..... | 40 |
| 2.4.1.4 | Software control reconector lado 13.8 KV..... | 40 |
| 2.4.1.5 | Otras funciones por los software de los relevadores y control de los reconectores..... | 41 |
| 2.4.2 | Hardware..... | 42 |
| 2.5 | Elementos de medición..... | 42 |
| 2.5.1 | Transformadores de corriente..... | 43 |
| 2.5.2 | Transformadores de potencial..... | 46 |
| 2.6 | Elementos de interrupción..... | 47 |
| 2.6.1 | Interruptores..... | 48 |
| 2.6.2 | Seccionadores..... | 49 |
| 2.6.2.1 | Horizontales..... | 50 |
| 2.6.2.2 | Verticales..... | 50 |

| | | |
|---------|---|----|
| 2.6.3 | Reconectores trifásicos..... | 51 |
| 2.6.3.1 | Funcionamiento de los reconectores..... | 51 |
| 2.6.3.2 | Apertura monofásica-bloqueo trifásico..... | 54 |
| 2.6.3.3 | Apertura trifásica-bloqueo trifásico..... | 54 |
| 2.7 | Estudio de protecciones de la subestación Chicacao..... | 55 |
| 2.7.1 | Equipos y funciones de protección de cada posición..... | 56 |

3. SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN

| | |
|--|-----------|
| CHICACAO 69/13.8 KV..... | 59 |
| 3.1 Protección de las dos líneas de 69 KV..... | 59 |
| 3.1.1 Protección primaria..... | 59 |
| 3.1.1.1 Protección 21..... | 59 |
| 3.1.1.2 Aplicación en la subestación Chicacao..... | 60 |
| 3.1.2 Protección de respaldo..... | 66 |
| 3.1.2.1 Protección 67N..... | 66 |
| 3.1.2.2 Aplicación en la subestación Chicacao..... | 68 |
| 3.2 Protección del transformador de potencia..... | 69 |
| 3.2.1 Protección primaria..... | 70 |
| 3.2.1.1 Protección 63B..... | 71 |
| 3.2.1.2 Protección 63J..... | 71 |
| 3.2.1.3 Protección 49T..... | 71 |
| 3.2.1.4 Protección 87..... | 72 |
| 3.2.1.5 Aplicación en la subestación Chicacao..... | 72 |
| 3.2.2 Protección de respaldo..... | 75 |
| 3.2.2.1 Protección 63N..... | 75 |
| 3.2.2.2 Protección 63P..... | 75 |
| 3.2.2.3 Protección 26..... | 76 |
| 3.2.2.4 Protección 50-51..... | 76 |
| 3.2.2.5 Unidad 50S-62..... | 77 |

| | | |
|-----------|--|-----|
| 3.2.2.6 | Aplicación en la subestación Chicacao..... | 77 |
| 3.3 | Protección de tres líneas de distribución 13.8 KV..... | 78 |
| 3.3.1 | Protección primaria..... | 79 |
| 3.3.1.1 | Protección 50-51+79..... | 79 |
| 3.3.1.2 | Aplicación en la subestación Chicacao..... | 80 |
| 3.4 | Protección del transformador de sistemas auxiliares..... | 81 |
| 3.5 | Interface del sistema de protecciones y sistema de control supervisorio..... | 83 |
| 3.6 | Ajustes de las protecciones del sistema..... | 86 |
| 3.6.1 | Ajustes de las protecciones en las líneas de 69 KV..... | 86 |
| 3.6.1.1 | Ajuste protección primaria y respaldo..... | 86 |
| 3.6.2 | Ajuste de protección del transformador de potencia..... | 89 |
| 3.6.2.1 | Ajuste protección primaria y de respaldo..... | 90 |
| 3.6.3 | Ajuste de las líneas de distribución de 13.8 KV..... | 96 |
| 3.6.3.1 | Ajuste protección primaria..... | 96 |
| 3.7 | Bloqueos de la unidad..... | 97 |
| 3.7.1 | Intervención del bloqueo eléctrico..... | 98 |
| 3.7.1.1 | Identificación bloqueo eléctrico lado 69 KV..... | 100 |
| 3.7.1.1.1 | En líneas de 69 KV..... | 102 |
| 3.7.1.1.2 | En el transformador lado 69 KV..... | 103 |
| 3.7.1.2 | Identificación bloqueo eléctrico lado 13.8 KV..... | 103 |
| 3.7.1.2.1 | En líneas de distribución..... | 103 |
| 3.7.1.2.2 | En el transformador lado 13.8 KV..... | 104 |
| 3.7.2 | Intervención del bloqueo mecánico..... | 105 |
| 3.8 | Registrador cronológico de eventos..... | 107 |

| | |
|---|------------|
| 4. PRUEBAS REALIZADAS PREVIO A LA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV | 109 |
| 4.1 Comprobación funcional de los circuitos de tensión y corriente | 109 |
| 4.1.1 Comprobación de los circuitos de corriente | 110 |
| 4.1.1.1 Comprobación de polaridad del CT | 110 |
| 4.1.1.2 Comprobación de la relación del CT | 111 |
| 4.1.2 Comprobación de los circuitos de tensión | 115 |
| 4.1.2.1 Comprobación de la relación del PT | 115 |
| 4.1.2.2 Comprobación de polaridad del PT | 117 |
| 4.1.3 Comprobación de convertidores de señal | 117 |
| 4.2 Ensayo de disparo de las líneas | 121 |
| 4.2.1 Ensayo de los circuitos de apertura y cierre de interruptor | 121 |
| 4.2.1.1 Operación eléctrica local de apertura y cierre del interruptor | 121 |
| 4.2.1.2 Operación eléctrica a distancia | 122 |
| 4.2.1.3 Indicador de posición local | 123 |
| 4.2.1.4 Operación del relevador antibombeo | 124 |
| 4.2.2 Prueba de bloqueos de interruptores y seccionadores | 125 |
| 4.2.3 Prueba de enclavamientos de línea-barra | 126 |
| 4.3 Comprobación de los ajustes de los distintos relevadores | 128 |
| 4.3.1 Comprobación de las unidades de medida | 128 |
| 4.3.2 Comprobación de las unidades de protección | 130 |
| 4.3.2.1 Comprobación posición línea 69 KV | 132 |
| 4.3.2.2 Comprobación posición transformador lado 69 KV | 136 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 4.3.2.3 | Comprobación posición transformador lado 13.8 KV..... | 139 |
| 4.3.2.4 | Comprobación posición línea 13.8 KV..... | 140 |
| 4.4 | Pruebas funcionales del sistema de protecciones..... | 141 |
| 4.4.1 | Prueba funcional de equipos de protección línea 69 KV..... | 142 |
| 4.4.1.1 | Pruebas de disparo por protección 21..... | 142 |
| 4.4.1.2 | Pruebas de disparo por protección 50-51+67N..... | 143 |
| 4.4.2 | Prueba funcional de los equipos de protección del transformador de potencia..... | 144 |
| 4.4.2.1 | Pruebas de disparo por protección 87-63B-63J- 63P con reposición y bloqueo 86.. | 144 |
| 4.4.3 | Prueba funcional de los equipos de protección línea 13.8 KV..... | 145 |
| 4.4.3.1 | Pruebas de disparo y reenganche por protección 50-51+79..... | 145 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 5. | PROCEDIMIENTO DE LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV..... | 147 |
| 5.1 | Procedimiento de puesta en servicio de la subestación Chicacao..... | 148 |
| 5.1.1 | Objetivo..... | 148 |
| 5.1.2 | Alcance..... | 149 |
| 5.1.3 | Condiciones de seguridad..... | 149 |
| 5.1.4 | Requerimientos previos a la verificación de las posiciones..... | 150 |
| 5.1.5 | Descripción de los trabajos..... | 151 |
| 5.1.6 | Procedimiento de línea 69 KV..... | 152 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 5.1.7 | Procedimiento de barras 69 KV..... | 154 |
| 5.1.8 | Procedimiento de transformador de potencia..... | 155 |
| 5.1.9 | Procedimiento de línea 13.8 KV..... | 157 |
| 5.2 | Diagramas de flujo..... | 158 |
| 5.3 | Simbología..... | 163 |
| 5.4 | Listados de verificación..... | 163 |
| 6. | COMPORTAMIENTO DE LOS ELEMENTOS COORDINADOS DE PROTECCIÓN POSTERIOR A LA PUESTA EN SERVICIO DE LASUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV..... | 171 |
| 6.1 | Evaluación de los principios básicos en el sistema de protecciones de la Subestación Chicacao..... | 172 |
| 6.2 | Curva de selectividad de la subestación Chicacao..... | 175 |
| 6.3 | Aplicaciones del sistema de protecciones de la subestación Chicacao..... | 178 |
| 6.3.1 | Comportamiento del sistema de protecciones en fallas externas..... | 179 |
| 6.3.1.1 | Falla externa 1..... | 179 |
| 6.3.1.2 | Falla externa 2..... | 182 |
| 6.3.1.3 | Falla externa 3..... | 183 |
| 6.3.2 | Comportamiento del sistema de protecciones en fallas internas..... | 184 |
| | CONCLUSIONES..... | 185 |
| | RECOMENDACIONES..... | 189 |
| | BIBLIOGRAFÍA..... | 191 |
| | ANEXO..... | 193 |
| | APÉNDICE A..... | 195 |
| | APÉNDICE B..... | 197 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | Fusible típico..... | 3 |
| 2. | Curvas de operación de un fusible..... | 3 |
| 3. | Relevador de estado sólido..... | 9 |
| 4. | Diagrama de bloques de un relevador estado sólido..... | 10 |
| 5. | Interface de comunicación típica de un relevador de protección..... | 11 |
| 6. | Contribución de varias fuentes a la corriente de cortocircuito..... | 17 |
| 7. | Coordinación por zonas de un sistema de potencia..... | 19 |
| 8. | Curvas normalizadas de protección de sobrecorriente..... | 21 |
| 9. | Curva de dos relevadores con diferente ajuste..... | 22 |
| 10. | Ubicación subestación Chicacao 69/13.8 KV..... | 23 |
| 11. | Subestación Chicacao 69/13.8 KV..... | 24 |
| 12. | Diagrama unifilar subestación Chicacao 69/13.8 KV..... | 30 |
| 13. | Relevador de distancia SEL 311C..... | 39 |
| 14. | Relevador diferencial ZIV 8IDN..... | 39 |
| 15. | Relevador sobrecorriente ZIV 8IRDMD..... | 40 |
| 16. | Gabinete y tablero de control COOPER..... | 41 |
| 17. | Polaridad del CT..... | 44 |
| 18. | Conexión de CT's..... | 44 |
| 19. | Transformador de corriente..... | 45 |
| 20. | Circuito equivalente del transformador de potencial..... | 46 |
| 21. | Polaridad de los transformadores de potencial..... | 47 |
| 22. | Transformador de potencial..... | 47 |
| 23. | Interruptor de potencia..... | 49 |
| 24. | Seccionador horizontal doble apertura lateral..... | 50 |

| | | |
|-----|--|-----|
| 25. | Seccionador vertical con apertura vertical..... | 51 |
| 26. | Curvas de operación de un reconectador..... | 53 |
| 27. | Secuencia de operación de un reconectador..... | 53 |
| 28. | Reconectador trifásico..... | 55 |
| 29. | Características zona de protección 21 Mho y cuadrilateral..... | 60 |
| 30. | Protección de distancia..... | 63 |
| 31. | Esquema de protección de distancia..... | 64 |
| 32. | Conexión cuadratura para relevador direccional..... | 69 |
| 33. | Protecciones del transformador de potencia..... | 70 |
| 34. | Característica diferencial..... | 74 |
| 35. | Transformador de sistemas auxiliares..... | 82 |
| 36. | Protección por juego de fusibles transformador de SS AA..... | 83 |
| 37. | Bloque de contactos de los relevadores de disparo..... | 84 |
| 38. | Relevador 86..... | 85 |
| 39. | Bloqueo de la unidad..... | 98 |
| 40. | Diagrama bloqueo del relevador 86..... | 100 |
| 41. | Identificación bloqueos y maniobras subestación Chicacao..... | 101 |
| 42. | Enclavamiento puesta a tierra-seccionador línea 69 KV..... | 106 |
| 43. | Diseños enclavamiento puesta a tierra-seccionador línea 69 KV..... | 106 |
| 44. | Visualización de un relevador y su registrador de eventos..... | 108 |
| 45. | Esquema de circuito en la prueba de polaridad..... | 111 |
| 46. | Esquema de circuito de la prueba de relación de un CT..... | 112 |
| 47. | Diagrama X/R cuadrilateral línea Mazatenango 69 KV..... | 133 |
| 48. | Diagrama de flujo del procedimiento de una puesta en servicio..... | 147 |
| 49. | Diagrama de flujo de línea 69 KV..... | 159 |
| 50. | Diagrama de flujo de barras 69 KV..... | 160 |
| 51. | Diagrama de flujo de transformador de potencia..... | 161 |
| 52. | Diagrama de flujo de líneas 13.8 KV..... | 162 |
| 53. | Curva de selectividad de la subestación Chicacao..... | 177 |

| | | |
|------|---|-----|
| 54. | Oscilografía de Protección 21 Línea Cocales 69 KV inicio..... | 180 |
| 55. | Oscilografía de Protección 21 Línea Cocales 69 KV final..... | 181 |
| A-1. | Maleta OMICRON de Doble Engineering utilizada en Chicacao.... | 195 |
| A-2. | Ventana del programa OMICRON..... | 196 |
| B-1. | Tableros de protección 601, 602 y 603 y de medición..... | 197 |

TABLAS

| | | |
|--------|--|----|
| I. | Características de las curvas de los equipos de sobrecorriente..... | 20 |
| II. | Flujo de carga del ramal San Antonio 13.8 KV antes..... | 32 |
| III. | Flujo de carga del ramal San Antonio 13.8 KV después..... | 32 |
| IV. | Resultados simulación flujo de carga ramales de 13.8 KV.... | 32 |
| V. | Parámetros base..... | 33 |
| VI. | Potencia y corriente de cortocircuito..... | 34 |
| VII. | Impedancia del transformador de potencia..... | 34 |
| VIII. | Longitudes y valores primarios de Cocales y Mazatenango.. | 35 |
| IX. | Impedancia en Ohms y valores pu línea Cocales..... | 36 |
| X. | Impedancia en Ohms y valores pu línea Mazatenango..... | 36 |
| XI. | Equipos de transformadores para protección y medida..... | 56 |
| XII. | Equipos y sus funciones de protección..... | 57 |
| XIII. | Elemento de protección de los reconectores..... | 80 |
| XIV. | Relaciones de CTR y PTR en el transformador..... | 87 |
| XV. | Ajuste relevador distancia Cocales..... | 88 |
| XVI. | Ajuste relevador distancia Mazatenango..... | 88 |
| XVII. | Compensación residual línea Cocales y Mazatenango..... | 88 |
| XVIII. | Protección 21 Cocales 69 KV..... | 89 |
| XIX. | Protección 21 Mazatenango 69 KV..... | 89 |
| XX. | Datos generales del transformador de potencia..... | 91 |

| | | |
|----------|---|-----|
| XXI. | Datos generales del regulador de tensión..... | 91 |
| XXII. | Tap máximo y mínimo del regulador de tensión..... | 92 |
| XXIII. | Relación PT y CT en el transformador de potencia..... | 92 |
| XXIV. | Error máximo en ajuste tap del regulador..... | 93 |
| XXV. | Cálculo pendiente del relevador diferencial..... | 93 |
| XXVI. | Gama de ajustes protección diferencial..... | 94 |
| XXVII. | Gama de ajustes protección sobrecorriente lado 69 KV..... | 95 |
| XXVIII. | Gama de ajustes protección sobrecorriente lado 13.8 KV..... | 96 |
| XXIX. | Gama de ajustes protección sobrecorriente línea 13.8 KV..... | 97 |
| XXX. | Gama de ajustes de reenganche de los reconectores..... | 98 |
| XXXI. | Datos de conexión de los CT's..... | 112 |
| XXXII. | Datos de pruebas de relación de los CT's..... | 113 |
| XXXIII. | Datos de conexión de los CT's..... | 113 |
| XXXIV. | Datos de pruebas de relación de los CT's..... | 114 |
| XXXV. | Datos de conexión de los CT's..... | 114 |
| XXXVI. | Datos de pruebas de relación de los CT's..... | 114 |
| XXXVII. | Datos de conexión de los CT's..... | 114 |
| XXXVIII. | Datos de pruebas de relación de los CT..... | 115 |
| XXXIX. | Datos de conexión de los PT's..... | 115 |
| XL. | Datos de pruebas de relación de los PT's..... | 116 |
| XLI. | Datos de conexión de los PT's..... | 116 |
| XLII. | Datos de pruebas de relación de los PT's..... | 116 |
| XLIII. | Datos de conexión de los PT's..... | 117 |
| XLIV. | Datos de pruebas de relación de los PT's..... | 117 |
| XLV. | Característica de los convertidores de corriente..... | 118 |
| XLVI. | Datos de pruebas del convertidor de corriente en la fase S..... | 118 |
| XLVII. | Datos de pruebas del convertidor de corriente..... | 118 |
| XLVIII. | Característica de los convertidores de tensión..... | 119 |
| XLIX. | Datos de pruebas del convertidor de tensión..... | 119 |

| | | |
|---------|---|-----|
| L. | Característica de los convertidores de potencia..... | 120 |
| LI. | Datos de pruebas del convertidor de potencia..... | 120 |
| LII. | Lecturas posición línea 69 KV (pos 602 y 603)..... | 129 |
| LIII. | Lecturas posición transformador lado 69 KV (pos 601)..... | 129 |
| LIV. | Lecturas posición transformador lado 13.8 KV (pos 301)..... | 129 |
| LV. | Lecturas posición línea 13.8 KV (pos 302, 303 y 304)..... | 129 |
| LVI. | Comprobación de unidad de control de tensión..... | 134 |
| LVII. | Comprobación de unidad ciclo temporizado..... | 135 |
| LVIII. | Comprobación de disparo sobrecorriente..... | 135 |
| LIX. | Resultado prueba disparo unidad direccional..... | 136 |
| LX. | Resultado prueba ángulo unidad direccional de neutro..... | 136 |
| LXI. | Resultado prueba sensibilidad diferencial..... | 137 |
| LXII. | Resultado prueba disparo unidad instantánea diferencial..... | 137 |
| LXIII. | Resultado frenado por segundo armónico..... | 138 |
| LXIV. | Intensidad de frenado en el transformador..... | 138 |
| LXV. | Disparo de sobrecorriente en el transformador..... | 138 |
| LXVI. | Disparo sobrecorriente en el respaldo de transformador..... | 139 |
| LXVII . | Tiempo disparo fallo de interruptor..... | 139 |
| LXVIII. | Disparo sobrecorriente en un reconectador línea 13.8 KV.... | 140 |
| LXIX. | Resultado prueba de reenganche de un reconectador..... | 140 |
| LXX. | Tiempo disparo fallo de interruptor..... | 141 |
| LXXI. | Lista de verificación de las pruebas línea Cocales 69 KV..... | 164 |
| LXXII . | Lista de verificación de pruebas línea Mazatenango 69 KV... | 165 |
| LXXIII. | Lista de verificación de pruebas de la barra 69 KV..... | 166 |
| LXXIV. | Lista de verificación de pruebas transformador de potencia.. | 167 |
| LXXV. | Lista de verificación de pruebas línea INTROSA 13.8 KV..... | 168 |
| LXXVI. | Lista de verificación de pruebas línea Chicacao 13.8 KV..... | 169 |
| LXXVII. | Lista de verificación de pruebas línea Sto Domingo 13.8 KV.. | 170 |

LISTA DE SÍMBOLOS

| | |
|-------------------------|--|
| °C | Grados centígrados |
| AN | Aire Natural |
| BIL | Basic Impulse Level (Nivel Básico de Aislamiento) |
| ca | Corriente alterna |
| cc | Corriente continua |
| CT | Transformador de corriente |
| CTR | Relación de Transformador de corriente |
| DIN | Instituto de normas alemanas |
| Dyn1 | Conexión transformador de potencia |
| Dyn₁₁ | Conexión transformador de sistemas auxiliares |
| f | Frecuencia |
| H1, H2 | Borna lado de alta y baja tensión de transformador |
| HMI | Human Machine Interface |
| Hz | Hertz (ciclos por segundo) |
| IBE | Intervención del Bloqueo Eléctrico |
| IBM | Intervención del Bloqueo Mecánico |
| If | Corriente de falla |
| I_N | Corriente de neutro u homopolar |
| I_s | Corriente de ajuste |
| KA | Intensidad en (kiloamperio) |
| KV | Tensión en (kilovoltio) |
| KVA | Potencia (kilovoltioamperio) |
| kW | Potencia (kilowatts) |
| LAT | Línea de alta tensión |
| LMT | Línea de media tensión |
| mA | Intensidad (miliamperio) |

| | |
|--------------------------|---|
| Mho | Conductancia (unidad de medida de conductancia) |
| Msnm | Metros sobre el nivel del mar |
| MTA | Ángulo de máximo torque |
| MVAR | Potencia reactiva (megavoltioamperioreactivo) |
| MW | Potencia activa (megavatios) |
| Ohm | Resistencia (Unidad de medida de resistencia) |
| ONAN/ONAF | Aire natural aceite natural aire forzado |
| Phi (°) | Ángulo de desfase |
| PLC | Control lógico programable |
| PT | Transformador de potencial |
| PTR | Relación de transformador de potencial |
| pu | Un valor eléctrico dado por unidad. |
| Rcc | Resistencia de corto circuito |
| RTU | Unidad remota de control |
| SE | Subestación |
| SF6 | Hexafloruro de azufre |
| SCS | Sistema de control supervisorio. |
| SS AA | Sistemas auxiliares |
| TP-AT | Transformador de potencia lado alta tensión |
| TP-MT | Transformador de potencia lado media tensión |
| TSA-AT | Transformador de servicios auxiliares alta tensión |
| TSA-MT | Transformador de servicios auxiliares media tensión |
| V_o | Voltaje homopolar |
| X/R | Parámetro relación entre reactancia y resistencia |
| X1, X2 | Borna lado de alta y baja tensión de transformador |
| Xcc | Reactancia de cortocircuito |
| Z_o, Z1 | Impedancia homopolar e Impedancia directa |
| Z1, Z2, Z3 Y Z4 | Zonas 1, 2, 3 y 4 de protección de distancia |
| Zcc | Impedancia de cortocircuito |

GLOSARIO

| | |
|------------------|--|
| ANSI | American National Standards Institute. |
| AMM | Administrador del Mercado Mayorista, ente encargado de regular los precios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. |
| ARMÓNICOS | Perturbación o deformación de la onda sinusoidal pura que generan las centrales eléctricas y se da en las redes de alimentación de los usuarios. |
| Burden | Es la impedancia que se coloca en el secundario de un transformador de instrumento y se expresa mayormente en Ohms. |
| Bypass | Conexión en paralelo de un sistema eléctrico sin protección local que sirve para suplir otra conexión para su mantenimiento. |
| CENADO | Centro Nacional de Operaciones del INDE. |
| COOPER | Marca de reconectores. |

| | |
|--------------------------|--|
| Dial | Ajuste Multiplicador o modificador de tiempo para coordinar equipos de protección. |
| INDE | Instituto Nacional de Electrificación. |
| KYLE | Marca del control electrónico de un reconectador COOPER. |
| Norcontrol Applus | Empresa española que brinda servicio profesional a Unión FENOSA, Guatemala. |
| SEL 311C | Marca y modelo de un relevador de distancia. |
| SNI | Sistema nacional interconectado. |
| SOCOIN | Empresa que brinda servicios profesionales a Unión FENOSA, Guatemala. |
| Tensión homopolar | Tensión de desplazamiento que aparece al inicio de un cortocircuito. |
| UF Guatemala | Unión FENOSA, empresa distribuidora de la energía eléctrica en Guatemala. |
| ZIV 8IDN | Marca y modelo de un relevador diferencial. |
| ZIV 8IRDM | Marca y modelo de un relevador de sobrecorriente. |

RESUMEN

El análisis de los elementos de protección es una parte muy importante en la Subestación de Chicacao 69/13.8 KV, ya que ellos en conjunto crean un sistema que aportan al desarrollo del país a proveer la energía eléctrica en forma confiable, libre de interrupciones y de bajo costo. Todo ello lo elaboran a través de equipos automatizados como lo son: los relevadores y los reconectores, donde los criterios y definiciones mencionados, nos brindan un panorama general de su funcionamiento.

La descripción de la subestación detalla las condiciones y los equipos conformados en la instalación, destacando a la vez, los parámetros eléctricos y su realización del estudio de flujo de cargas y cortocircuito.

Los ajustes son incorporados a los equipos de protección, su interface, su sistema de control supervisorio y el registro de información de alarmas y señales, determinando las condiciones de los bloqueos eléctricos y mecánicos para la seguridad de las personas y la subestación.

Son realizadas las comprobaciones y pruebas funcionales de los equipos del sistema de protecciones previo a la puesta en servicio, brindando los datos de medida, arranques y los tiempos de los disparos y aperturas simuladas de los interruptores y seccionadores. Por último se analizan las fallas externas e internas, donde las fallas provocaron disparos de las unidades, poniendo a prueba la eficiencia y los principios de los sistemas de protección aplicados en la subestación puesta en operación, donde consideramos la función de los elementos de protección eficiente, adecuados a las necesidades que la subestación Chicacao requiere.

OBJETIVOS

- **GENERAL:**

- Analizar cada uno de los elementos del sistema de protecciones de la subestación Chicacao 69/13.8 KV, evaluando su coordinación actual y enfocando su importancia en la puesta en servicio del nuevo sistema de potencia para toda la red.

- **ESPECÍFICOS:**

1. Identificar las protecciones principales de funcionamiento cerrado o de selectividad independiente.
2. Identificar las protecciones secundarias, de funcionamiento abierto o de selectividad dependiente.
3. Evaluar la selectividad de protección adecuada basado a sus características de diseño y comportamiento de la red.
4. Estudiar el modelo de la subestación Chicacao 69/13.8 KV a partir del cálculo de su flujo de cargas y corrientes de cortocircuito de la instalación de la red.
5. Con base a los parámetros anteriores definir el esquema de protecciones para el ajuste de los relevadores de protección de la forma más adecuada acorde al sistema de potencia.
6. Determinar la importancia de cada uno de los elementos de protección, realizando las comprobaciones básicas y sus verificaciones, previo a la puesta en servicio.

INTRODUCCIÓN

Es indiscutible que la energía eléctrica ha contribuido notablemente al desarrollo y bienestar de la humanidad, posiblemente más que ningún otro descubrimiento. Hoy en día la electricidad es imprescindible en todos los aspectos de nuestra vida; basta en pensar en cómo se paraliza todo cuando falta la energía eléctrica. En Guatemala, la energía eléctrica que se produce en las centrales de generación y es transportada por todo el país a través de las líneas eléctricas de alta tensión de 69, 138, 230 y 400 KV; y las subestaciones eléctricas constituyen los nodos de las redes, donde su función consiste en distribuir y transformar la energía eléctrica por cada línea en función de la generación y el consumo de cada zona.

Como parte de este sistema de líneas y subestaciones, la Subestación Chicacao 69/13.8 KV es una subestación localizada en la entrada del municipio de Chicacao, en el departamento de Suchitepéquez, Guatemala. Su objeto ha sido separar las cargas del ramal de San Antonio 13.8 KV, mejorando la calidad de servicio en 6 municipios de la región. Así mismo, ésta subestación sirve para dar el apoyo a las subestaciones de Mazatenango, La Noria y Cocales. Puesto que la subestación Chicacao conforma una parte importante en el nuevo sistema del país, su sistema de protección deberá ser capaz de operar en todo momento para evitar serios daños y salidas de los equipos. En el sistema de protecciones de la Subestación Chicacao se analizará el cumplimiento de los principios básicos de relevadores para evaluar que el sistema de protecciones sea el adecuado. La subestación está protegida por una protección primaria o principal y una protección secundaria o de respaldo, y ésta última operará cuando la protección primaria falla o estará fuera de servicio.

1. SUBESTACIONES Y SU SISTEMA DE PROTECCIONES

1.1. Subestaciones eléctricas

Las subestaciones eléctricas son el conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia (3-1).

1.1.1. Subestaciones por su tipo de función

Por su tipo de función en que se desarrollan, lo denominamos en tres grupos:

- Subestaciones variadoras de tensión
- Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuitos
- Subestaciones mixtas (conjunto de ambas)

1.1.2. Subestaciones por su nivel de tensión

Por su nivel de tensión, en Guatemala los denominamos en tres niveles y son:

- Subestación de transmisión con tensiones de 138, 230 y 400 KV
- Subestación de subtransmisión con tensiones de 69 y 34.5 KV
- Subestación de distribución con tensión menor de 13.8 KV

1.1.3. Subestaciones compactas y convencionales

Las subestaciones compactas y convencionales se consideran necesarias por su diferencia primordial, que es la de sus dimensiones exteriores reales y su aislamiento en aire. La compacta actualmente es necesaria a recurrir, no solo por su desarrollo tecnológico de aislamiento en gas SF₆, sino también por su ahorro en el costo de área permitida a construirse dentro de una ciudad.

1.2. Elementos de protección de subestaciones

El propósito de un sistema de protección en una red eléctrica principalmente de subestaciones es detectar y aislar lo más rápidamente posible un área con problemas, de tal manera que el resto del sistema mantenga el suministro. Entre los elementos o dispositivos más importantes para éste propósito tenemos los siguientes:

1.2.1. Fusibles

Los fusibles es el medio más sencillo de interrupción automática de corriente en caso de cortocircuitos o sobrecargas. El fusible está constituido por un elemento sensible a la corriente y un mecanismo de soporte de éste. El elemento fusible se funde cuando circula por él, una corriente peligrosa durante un tiempo determinado (1-1) como en la figura 1. El mecanismo de soporte establece rápidamente una distancia eléctrica prudente a fin de minimizar el tiempo que dura el arco.

Figura 1. Fusible típico



Fuente: Manual distribución. UF Guatemala. 2008.

La característica de un fusible varía de acuerdo al material usado en el elemento fusible y a su disposición. El tiempo y la intensidad mínima de fusión del elemento dependen del ambiente en que se encuentre y de la intensidad de la corriente en el instante anterior a la sobrecarga. En todo caso las curvas características de tiempo-corriente se dan para temperaturas ambientes de 20 a 25° C y se indican para corrientes que producen fusión en 5 minutos o menos, partiendo de fusibles sin carga, como en la figura 2.

Figura 2. Curvas de operación de un fusible



En general, los fusibles se aplican especialmente en el sector industrial, en la protección de transformadores de potencial, en transformadores de distribución o de potencias reducidas y ocasionalmente, en protección de ramales. A menudo el fusible puede montarse como seccionador y en algunos casos tiene mecanismos automáticos.

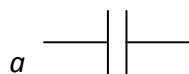
1.2.2. Relevadores de protección

Son dispositivos cuya principal función es detectar equipos o líneas eléctricas que se encuentran en condiciones anormales o peligrosas para iniciar las acciones apropiadas en los circuitos de control y aislar las áreas con problemas (5-15). En sí, envían a los interruptores considerados una señal de apertura, y al energizarse su bobina de disparo, cierra sus contactos, disparando los interruptores. Los relevadores de protección operan mediante las señales recibidas, que pueden ser de:

- **Tensión.** Derivada de transformadores de potencial.
- **Corriente.** Derivada de transformadores de corriente.
- **Mixtos.** Reciben ambas señales simultáneamente.

La interconexión de un sistema de protección se efectúa a través de una serie de contactos instalados en los relevadores principales y auxiliares, así como en los mecanismos de operación de cuchillas e interruptores. Dichos contactos se pueden clasificar en cuatro tipos (3-420):

- **Contacto α .** Es un contacto que permanece abierto mientras la bobina permanece desenergizada. Su símbolo es:



- **Contacto *b*.** Es un contacto que permanece cerrada mientras la bobina permanece desenergizada y viceversa. Su símbolo es:



- **Contacto *aa*.** Es un contacto que permanece abierto mientras el dispositivo principal (interruptor) permanece abierto y viceversa. Su símbolo es:



- **Contacto *bb*.** Es un contacto que permanece cerrado mientras el dispositivo principal (interruptor o cuchillas) permanece abierto y viceversa. Su símbolo es:



En el caso que una bobina se energice, todos sus contactos *a* cierran y todos los *b* abren; y en el caso en que un interruptor cierre, todos sus contactos *aa* cierran y todos sus contactos *bb* abren. Los contactos *a*, *b*, *aa* y *bb* se utilizan para enviar o cortar señales que pueden ser de alarma, de disparo o relevadores auxiliares, etc., en realidad son la parte importante de la lógica de protecciones.

1.2.2.1. Funciones básicas de los relevadores de protección

La mayoría de los tipos función de protección por relevadores consisten de un elemento de detección con contactos. Los relevadores pueden operar en forma instantánea, con algún retraso de tiempo definido y con un retraso de tiempo que varía con la magnitud de las cantidades a las cuales el elemento responde.

1.2.2.1.1. Función de protección de sobrecorriente

La función de sobrecorriente responde a la magnitud de corriente sobre un valor especificado, existiendo tres tipos básicos: electromecánicos, de estado sólido y microprocesados. Los relevadores de estado sólido y microprocesados, tienen las características múltiples de las curvas y pueden duplicar prácticamente cualquier curva de los antiguos relevadores electromecánicos (2-228).

1.2.2.1.2. Función de protección diferencial

Esta función responde a la diferencia entre dos o más corrientes arriba de un valor especificado, es usado para proporcionar protección a fallas internas al equipo, tales como: transformadores, generadores y barras de subestaciones eléctricas (2-228). Están formados por tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. La operación se produce cuando existe una diferencia entre éstas corrientes, lo cual indica que dentro del equipo protegido existe una fuga de corriente (3-422).

1.2.2.1.3. Función de protección de distancia

Esta función responde a la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace medir la impedancia de la línea al punto de falla. El elemento de medición del relevador es de alta velocidad (instantáneo) o con un retardo que suministra un elemento de tiempo.

Normalmente la impedancia es la medida eléctrica de la distancia, a lo largo de la línea de transmisión, desde la subestación hasta el lugar donde ocurre la falla (3-424). La característica direccional de un relevador de distancia puede ser propia, o se le incluye acoplándose un relevador direccional.

1.2.2.1.4. Función de protección de sobrevoltaje

Esta función responde a una magnitud de voltaje por encima de un valor especificado (2-228).

1.2.2.1.5. Función de protección de subvoltaje

Esta función responde a una magnitud de voltaje por debajo de un valor especificado y tiene básicamente la misma construcción que un relevador de sobrevoltaje (2-228).

1.2.2.1.6. Función de protección de potencia

Esta función responde al producto de la magnitud del voltaje, la corriente y el coseno del ángulo de fase entre el voltaje y la corriente, y esté ajustada para operar por encima de un valor especificado (2-228).

1.2.2.1.7. Función de protección direccional

Es una función que se energiza por medio de dos fuentes independientes. Tiene la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de las corrientes. (3-425).

1.2.2.1.8. Función de protección de frecuencia

Esta función responde a una magnitud de frecuencia por encima o debajo de un valor especificado (2-228).

1.2.2.1.9. Función de protección de térmico

Esta función responde a una magnitud de temperatura por encima o debajo de un valor especificado (2-228). Este relevador tiene dos tipos básicos y son el directo que se encuentra inserto en el equipo y el tipo réplica basado a la circulación a través del elemento una corriente proporcional a la corriente suministrada al equipo.

1.2.2.1.10. Función de protección de presión

Esta función responde a un cambio brusco en la presión de un fluido o de un gas (2-229). Básicamente consiste de un elemento sensible a la presión y por medio de un orificio de by-pass, localizado entre el equipo al cual el relevador está conectado y una cámara que es parte del relevador.

1.2.2.2. Funcionamiento de los relevadores de protección

La función de los relevadores es detectar e iniciar la desconexión del área con problemas, y en conjunto con la interconexión, la función de los interruptores de potencia o disyuntores es interrumpir el flujo de electricidad en las áreas con dificultades (5-15).

Enfocamos al relevador de estado sólido por su capacidad lógica y su multifunción debido a la versatilidad de funciones y cuya demanda de uso es mayor en la actualidad.

1.2.2.3. Relevadores de estado sólido

Los relevadores de estado sólido, son versiones modernas de los relevadores electromecánicos que proporcionan las mismas curvas y los mismos ajustes, pero con menos burden y mayores rangos de ajuste, proporcionando otras funciones adicionales tales como registradores de eventos y la facilidad de poderse comunicar con ellos desde un centro de despacho utilizando un medio de comunicación (5-47).

En la figura 3 se representa un relevador de estado sólido.

Figura 3. Relevador de estado sólido

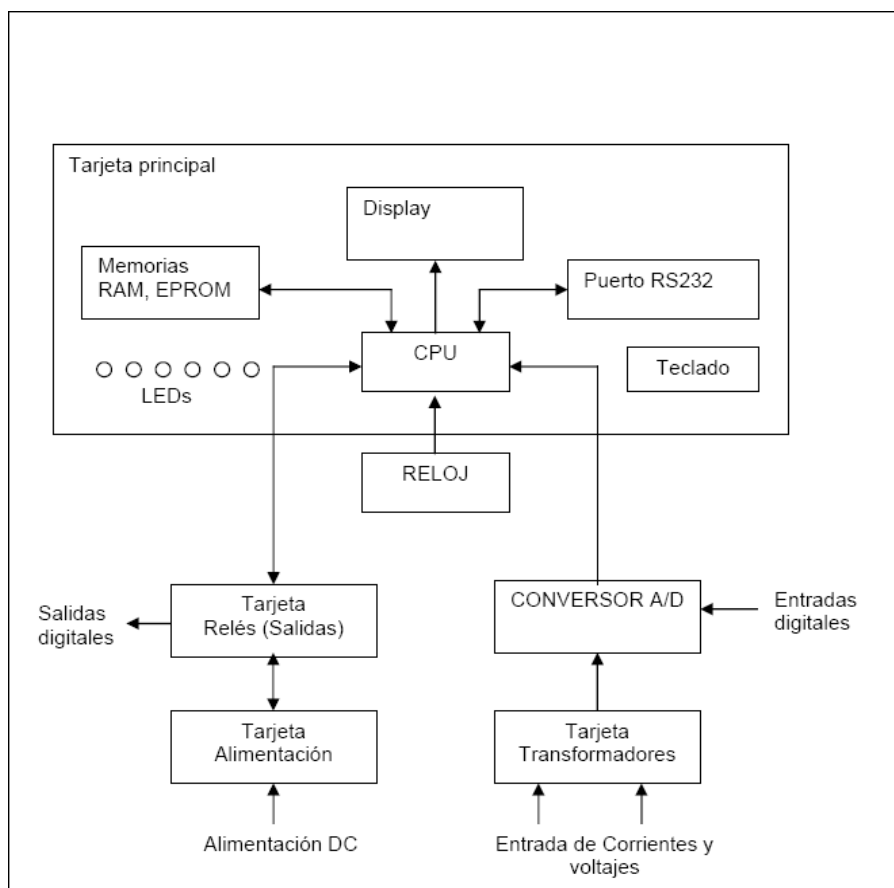


Fuente: Relevador SEL. Subestación Chicacao, junio 2006.

El relevador numérico funciona como equipo electrónico, con sistema digital multifunción de protección, control, medición, monitoreo y registro diseñado especialmente para alimentadores en sistemas de potencia.

A continuación se representa el diagrama de bloques de un relevador numérico en la figura 4, donde se representan las entradas y salidas digitales, su alimentación en corriente continua, sus entradas de corrientes y voltajes o tensiones.

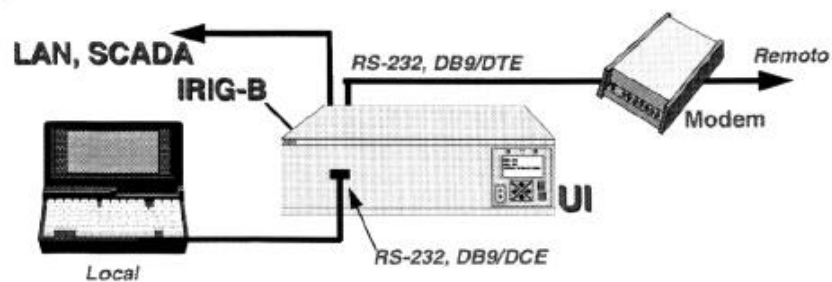
Figura 4. Diagrama de bloques de un relevador estado sólido



Fuente: Manual de instrucciones. SEL-311C Relay. 2.16.

Estos relevadores constan de software en los cuales no solo vienen grabadas las funciones de protección, con lo que resulta mucho más fácil proveer de un completo esquema de supervisión de una unidad eléctrica. Su interface de comunicación es a través de una computadora personal, con la que se puede acceder en el relevador, y su lenguaje de programación es similar al de los PLC y su control es por medio de unidades remotas como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Interface de comunicación típica de un relevador de protección



Fuente: Manual de instrucciones. SEL-311C, Relay. 1.8.

Toda ésta tecnología permite la automatización con lo que las decisiones de un operador se reducen a la mínima expresión. Otras de sus características es el ahorro de espacio ya que en solo panel se puede tener la protección de un sistema completo. Los relevadores numéricos también tienen la propiedad para cambiar sus ajustes y/o lógicas de operación ante la ocurrencia de alguna señal o evento externo, como por ejemplo, cuando salen las líneas de servicio, o generaciones importantes.

1.2.3. Principios básicos de los relevadores en el sistema de protecciones

Los principios básicos de la aplicación de los relevadores en el Sistema de Protecciones son: la confiabilidad, la selectividad (coordinación), la sensibilidad, la velocidad y la simplicidad, características que están siempre presentes en todas las situaciones de protección.

1.2.4. Confiabilidad

Esta es una de las consideraciones más importante para el diseño de un sistema de protección. Un sistema confiable es aquel que tiene un grado razonable de seguridad de que funciona correctamente. En éste sentido se consideran dos aspectos: dependabilidad y seguridad (5-15).

La dependabilidad se refiere al grado de certeza de que un sistema de protección opere solamente cuando sea necesario (5-15), es decir, que no omita disparos cuando se requieren. La seguridad es relativo a la seguridad que se tendrá de que un sistema de protección no opere cuando no sea necesario (5-15), es decir, que no emita disparos erróneos.

En vista de todo lo anterior se puede concluir que cuando se aumenta la fiabilidad se disminuye en cierto grado la seguridad y viceversa.

1.2.5. Selectividad

Esta se refiere a la habilidad del sistema de protección que, en caso de falla, aísla la menor área que sea posible. Con éste propósito a cada relevador se le asigna lo que se conoce como zona primaria, pero generalmente se ajustan de tal forma que proporcionen protección de respaldo a áreas que están fuera de su área primaria de protección (5-15).

A esto es lo que se le llama protección de respaldo o sobrealcance de un relevador.

1.2.6. Velocidad

Esta se refiere a que se debe aislar el área con problemas tan pronto como sea posible (5-16). Entre más rápido se aísla una falla, menos es el potencial daño que ocasiona, sin embargo, ésta característica puede “pelear” con la selectividad pues se podría originar un número de operaciones no deseadas.

1.2.7. Sensibilidad

Ésta se refiere a que un relevador debe detectar y operar con señales pequeñas (3-432). Cuando se va a observar la sensibilidad de la protección, indica que debe ser inmune a interferencias externas, lo cual, se deben tomar en cuenta algunos problemas como: fallas a tierra de alta impedancia, desbalances de voltaje inherentes al sistema, etc.

1.2.8. Simplicidad

Esta trata de que el sistema de protección tenga la menor cantidad de equipos y de circuitos para obtener el nivel de protección requerido (5-16). Todo equipo y circuitos que se agreguen a un sistema de protección, incrementan el potencial de problemas y los niveles de mantenimiento.

1.2.9. Economía

Este último criterio de protecciones nos indica que deberá haber mayor protección a menor costo total, pero en todas las decisiones de ingeniería, el costo de los sistemas se debe balancear contra la confiabilidad que estos sistemas deben tener (2-27). De hecho, la confiabilidad de los sistemas está dictada por los requerimientos de las cargas, de manera que los arreglos de los equipos y las características de los mismos deben estar en concordancia con la confiabilidad deseada para el sistema.

1.3. Estudio de flujo de cargas

Un estudio de flujo de cargas es la determinación de la tensión, corriente, potencia, impedancia y factor de potencia o potencia reactiva en varios puntos de una red eléctrica, en condiciones normales de funcionamiento (7-5).

Los estudios de cargas son fundamentales en la programación del futuro desarrollo del sistema, puesto que su funcionamiento satisfactorio depende del conocimiento de los efectos de la interconexión con otras redes, de las nuevas cargas, de las nuevas centrales generadoras y de las nuevas líneas de transporte, antes de que se instalen.

En sí consisten en la simulación de las condiciones actuales en la que opera la red. El reporte obtenido en esta aplicación presenta la siguiente información por tramo:

- Caída de tensión
- Carga conectada
- Banco de capacitores conectados
- Longitud del tramo
- Calibre del conductor
- Corriente de cortocircuito trifásico
- Corriente de cortocircuito fase y neutro

Además, se puede verificar en pantalla si el circuito cumple con el criterio de capacidad de carga o si se encuentran sobrecargados algunos de sus tramos. Las simulaciones del estudio de flujos de carga son muy importantes, debido a que en base a ella, se seleccionan los equipos adecuados y necesarios que no permitan efectos sobre ellos, y por ende afecten al sistema.

Los equipos a afectar en una subestación comúnmente son:

- Transformadores de potencia
- Boquillas y aisladores
- Interruptores y seccionadores
- Transformadores de corriente
- Transformadores de tensión (inductivos y capacitivos)
- Compensación reactiva (reactores, capacitores, ambos en serie y en derivación; compensadores síncronos y estáticos)

Las simulaciones de flujos de carga permiten observar el comportamiento del sistema en régimen permanente determinando los niveles de tensión en barras, la distribución de los flujos de potencia activa y reactiva en las líneas y transformadores de potencia, realizando estudios en condiciones críticas con relación a la incorporación de la nueva instalación. Todo ello se tomarán como base las condiciones de máxima y mínima demanda establecidas por el AMM. A partir de estos flujos de carga se deberá verificar la existencia o no de sobrecargas en equipos, y el cumplimiento del perfil de tensiones.

Para evaluar los resultados de los flujos de potencia, se ha considerado como criterio de calidad y confiabilidad a la capacidad del sistema para satisfacer las siguientes condiciones:

- Niveles de tensiones admisibles en barras: $\pm 5\%$ tensión nominal.
- Cargas de líneas y transformadores
- Líneas de distribución: 100% de su potencia nominal.
- Transformadores de potencia: 100% de su potencia nominal.
- Las cargas con el modelo de potencia constante, donde han sido concentradas las salidas de 69 KV hacia las subestaciones de Mazatenango y Cocales, así como las salidas de 13.8 KV de las líneas de Chicacao, INTROSA y Santo Domingo.

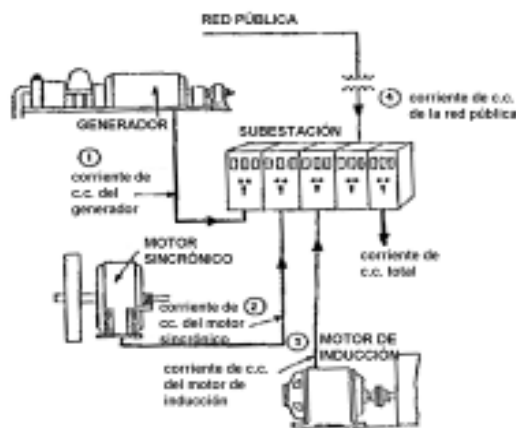
1.4. Estudio de cortocircuito

Es un modelado en el sistema de potencia, constituido en éste caso, por la subestación y un equivalente de la red exterior dentro de un programa informático, obteniendo un circuito equivalente que permita analizar el comportamiento de la instalación.

Una vez que se ha obtenido el circuito equivalente en el programa informático, tanto de la subestación como de la red exterior, se realiza el cálculo de cortocircuito (7-4).

Las fuentes principales de corrientes de cortocircuito son los generadores existentes en el sistema de potencia local y la generación remota de la red que le suministra energía eléctrica (red pública), donde los motores sincrónicos y de inducción que antes de la falla representaban una carga para el sistema en condiciones de cortocircuito, se comportan como generadores durante un tiempo relativamente corto. La contribución de estas fuentes se observa en la figura 6.

Figura 6. Contribución de varias fuentes a la corriente de cortocircuito



Fuente: IEEE. 241-1990.

La oposición que presenta el propio circuito de distribución al flujo de la corriente de cortocircuito es la impedancia y depende de la configuración del sistema eléctrico. Otro de los factores que influyen sobre la magnitud de la corriente de cortocircuito son el momento, tipo y ubicación de la falla.

1.5. Estudio de selectividad del sistema de protecciones

El estudio de selectividad o de coordinación se define como el estudio necesario para ajustar los relevadores de protección de tal forma que cuando se produzca un defecto en un equipo de instalación aisle el equipo o la zona en defecto y deje el resto del sistema funcionando correctamente (7-5).

Este estudio se realiza para los cortocircuitos trifásico, bifásico, bifásico a tierra y monofásico, donde las curvas de selectividad tanto para faltas entre fases como para faltas entre fase y tierra se han representado exclusivamente para cortocircuitos trifásicos y monofásicos explicados en el subcapítulo anterior.

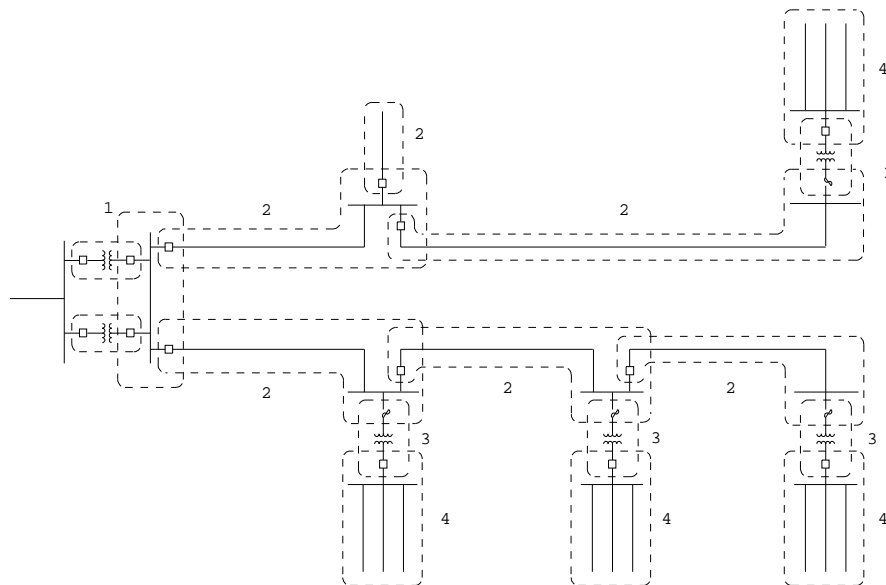
1.5.1. Coordinación de sobrecorriente en sistemas de potencia

Coordinar dispositivos de protección de sobrecorriente se refiere a ajustarlos de tal manera que cuando ocurre una falla únicamente opere el dispositivo más cerca de la misma (5-50).

La falta de coordinación entre dispositivos hará que operen simultáneamente los mismos, interrumpiendo innecesariamente el servicio. Debido a que en general, un relevador de sobrecorriente solamente es uno de varios dispositivos que se colocan para proteger un circuito, es necesario coordinar la operación de éste relevador con el resto de aparatos instalados, entre los que se incluyen cuando fuese el caso, fusibles, reconectores y otros relevadores de sobrecorriente.

A continuación en la figura 7 muestra una coordinación de relevadores ubicados por zonas en un sistema de potencia.

Figura 7. Coordinación por zonas de un sistema de potencia



1.5.2. Metodología de coordinación

Entre los varios métodos posibles utilizados para conseguir una correcta coordinación de equipos de protección de sobrecorriente están aquellos que usan tiempo o corriente o una combinación de ambos. La finalidad común de los tres métodos es ofrecer una correcta discriminación. Esto quiere decir, que cada uno debe aislar solamente sección con falla del sistema de potencia, dejando sano el resto del sistema.

Debido a las limitaciones encontradas en cada método, ha evolucionado la característica de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso. En esta característica el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de corriente de falla y es un ajuste en función directa de la corriente y el tiempo. A medida que la corriente de falla se hace más grande, es decir, a medida que nos acercamos a la fuente, los tiempos de operación son más rápidos.

Por lo anterior existen diferentes curvas normalizadas aplicadas en los equipos de protección de sobrecorriente en la tabla I de la siguiente manera:

Tabla I. Características de las curvas de los equipos de sobrecorriente

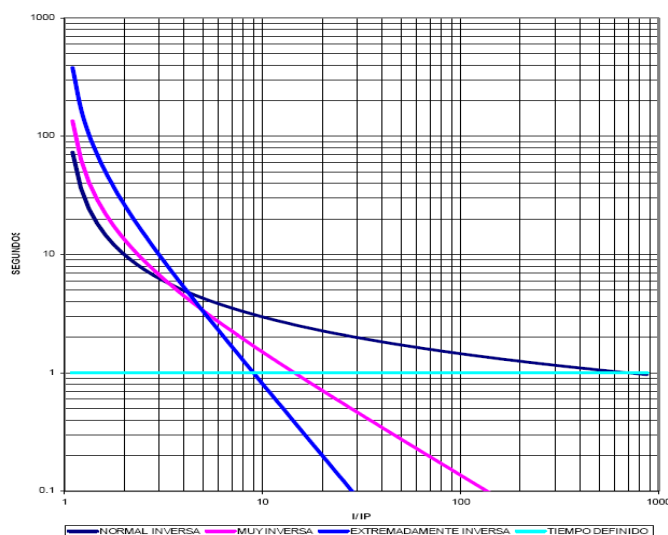
| Característica | Ecuación | Dial |
|-----------------------------|---|---|
| Normalmente inversa (SI) | $t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{0,02} - 1} \cdot \frac{T}{2,97}$ | Dial = T/2.97 donde 0.100 < T < 4 s |
| Muy inversa (VI) | $t = \frac{13,5}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{-1} - 1} \cdot \frac{T}{1,5}$ | Dial = T/1.50 donde 0.100 < T < 2 s |
| Extremadamente inversa (EI) | $t = \frac{80}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^2 - 1} \cdot \frac{T}{0,808}$ | Dial = T/0.808 donde 0.100 < T < 1 s |

Fuente: IEC. 60255.

donde I/I_s = Relación sobre I falla/I ajuste

Las curvas normalizadas básicas, se muestran a continuación en la figura 8.

Figura 8. Curvas normalizadas de protección de sobrecorriente



Fuente: Estudio protecciones tipo. Norcontrol-Applus.

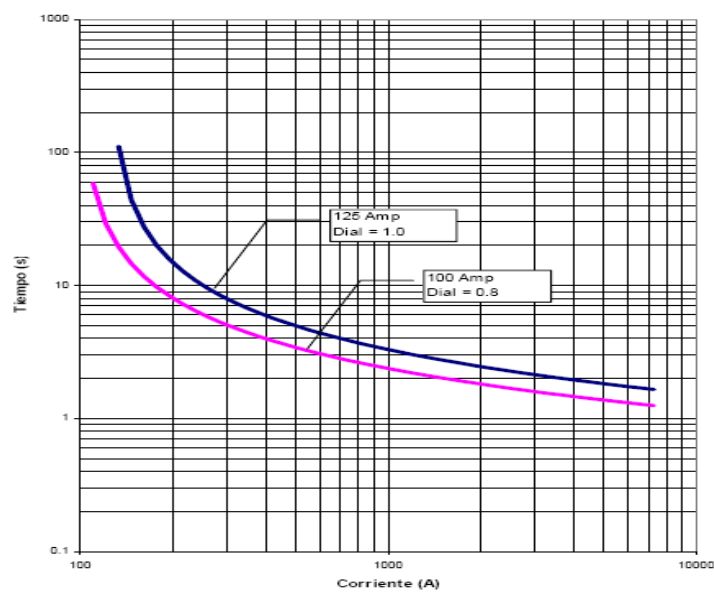
El tiempo de coordinación es la diferencia de tiempo que hay entre la protección local y una protección de respaldo. Este valor debe estar al menos entre 0.2-0.5 segundos dependiendo de la tecnología de los relevadores para una efectiva coordinación. El procedimiento de coordinación para una correcta coordinación de protección de sobrecorriente se requiere conocer la siguiente información básica:

- Diagrama unifilar del sistema con el tipo de protecciones y la CTR asociada.
- Valores máximos y mínimos de corriente de falla que fluyan en cada relevador.
- Corriente de carga máxima a través de cada relevador.

Los ajustes se determinan primero para obtener el tiempo de operación más rápido a niveles de falla máximos y luego se verifica que la operación siga siendo satisfactoria con la corriente de falla mínima esperada.

Se deben dibujar las curvas de los relevadores y otros elementos de protección como reconectores y/o fusibles por ejemplo, que deban operar en serie, en una escala común de corriente como en la figura 9 o con escalas de corriente separadas para cada nivel de voltaje.

Figura 9. Curva de dos relevadores con diferente ajuste



Fuente: Estudio protecciones tipo. Norcontrol-Appplus.

La regla básica para una correcta coordinación se puede determinar generalmente así:

- En lo posible, utilizar funciones de relevación con la misma curva característica en serie con cada uno.
- Asegurarse que el relevador aguas abajo tiene ajustes de corriente iguales o menores que los relevadores aguas arriba.

2. DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV

La subestación Chicacao es propiedad del Instituto Nacional de Electrificación, y es una subestación eléctrica con un nivel de voltaje de alta tensión de 69 KV y media tensión de 13.8 KV, con potencia de 14 MVA, que tiene como propósito solventar la creciente demanda energética que tenemos en nuestro país, principalmente en el sector suroccidente I. La subestación de Chicacao, está ubicado aproximadamente a 1.5 km de la entrada del municipio de Chicacao, departamento de Suchitepéquez, Guatemala; sus coordenadas son X=680379 y Y=1607684, teniendo una altura de 440 msnm y debido a su localización como se muestra en la figura 10, esta subestación tiene las llegadas de las líneas que son alimentadas por las subestaciones de Cocal y Mazatenango.

Figura 10. Ubicación subestación Chicacao 69/13.8 KV



Fuente: Estudio Impacto Ambiental SE Chicacao. Applus. Pág. 20.

De acuerdo con su tipo de función la subestación Chicacao es una subestación variadora de tensión (subestación reductora), posee una configuración de barra sencilla con bypass, convencional (aislada en aire). A pesar de ser la configuración más económica, es la configuración que con el agregado de bypass, brinda una mayor flexibilidad y continuidad del servicio cuando se da mantenimiento a los interruptores y seccionadores, pero al mismo tiempo, ofrece la menor confiabilidad necesaria para maniobras de operación, porque cuando se detecta una falla en la barra (primordialmente en el período de mantenimiento de los interruptores y seccionadores) provocará el disparo de todos los interruptores.

La construcción de la subestación Chicacao tiene el antecedente de ejecución por parte del INDE como se muestra en la figura 11, lo cual fue diseñada y construida tipo intemperie. En la actualidad se aprovechó la disposición de la obra civil utilizándose los pórticos existentes, colocando en la alta tensión tres interruptores y en la media tensión cuatro reconectores con un aislamiento máximo de 72.5 KV.

Figura 11. Subestación Chicacao 69/13.8 KV



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

2.1. Elementos constitutivos de la subestación Chicacao

La subestación Chicacao es un sistema que consta de los siguientes elementos:

- Una tensión de operación nominal de 69 KV y 13.8 KV a 60 Hz.
- Un arreglo de la subestación de barra simple con bypass.
- Un transformador de 69 KV a 13.8 KV con capacidad continua para autoenfriamiento (ONAN/ONAF), de 10/14 KVA, conexión Dyn₁ con una impedancia de 6.19%. Este transformador será operado individual. Los neutros de este transformador están conectados sólidamente a tierra.
- Un transformador de 13.8 a 0.208 KV con enfriamiento natural (AN), de 50 KVA, conexión Dyn₁₁ con una impedancia de 4.0%. El neutro de este transformador está conectado sólidamente a tierra.
- El voltaje para el control, de disparo y de cierre es de 125 voltios cc.
- El voltaje disponible para la operación de luces, calentadores y tomacorrientes para pequeñas herramientas mecánicas y equipos de prueba es de 208/120 voltios, trifásicos a 60 Hz.
- Provisión para un futuro transformador de 69 KV a 13.8 KV de las misma capacidad que será puesto en paralelo de este proyecto.

La subestación Chicacao cuenta con cierto número de dispositivos y equipos que son utilizados a través del sistema para el funcionamiento de la misma; a continuación detallaremos los componentes con los que cuenta:

2.1.1. Componentes principales de 69 KV

- Un juego de barras simple con bypass denominado como Barra 69 KV

- Cinco transformadores de tensión inductivos, monofásicos, fabricante ABB, Tipo EMFC 72.5 KV, PTR 69000: $\sqrt{3}$ / 115: $\sqrt{3}$ -115: $\sqrt{3}$ -115: $\sqrt{3}$ V. 30 VA CI 0.2 + 30 VA CI 0.5 + 50 VA 3P.
- Un transformador de potencia 69/13.8 KV, 60 Hz, marca SIEMENS, Tipo Ckoum 130 6-04 s/72.5, ONAN/ONAF con capacidad de 14 MVA, con regulación automática en el lado 69 KV.
- Seis seccionadores de mando motorizado doble apertura lateral, 72.5 KV, marca ABB, 2000 A, 31.5 KA SGC.
- Dos seccionadores tripolares de mando motorizado doble apertura lateral con cuchilla puesta a tierra, 72.5 KV, marca ABB, 2000 A, 31.5 KA.
- Nueve pararrayos monofásicos con contador de operaciones por fase, 60 KV MCOV, marca ABB, tipo PEXLIM Q060-WV072, tensión 69 KV.
- Nueve transformadores de corriente monofásicos, marca ABB, tipo IMB 72, con una relación de 200-400-800/5-5-5-5 A, 15 VA CI 0.2S + 15 VA CI 0.5 + 2x30VA CI 5P20.
- Tres interruptores de potencia tripolares SF6, operación motorizado y trifásico, marca VATECH, tipo EDF SK 72.5 KV, 31.5 KA, 2000 A, 60 Hz.

2.1.2. Componentes principales de 13.8 KV

- Un juego de barras simple con bypass denominado como Barra 13.8 KV
- Tres transformadores de tensión inductivos, monofásicos, marca RITZ VEF-15-10, 15.5 KV, relación 70:1, 50 VA CI 0.2 50 VA 3P.
- Un transformador tipo seco encapsulado para servicios auxiliares, trifásico, 60 Hz 13.8/0.208 KV, marca ABB, Tipo DTE 50/17.5, 50 KVA.
- Tres fusibles cortacircuitos para 15 KV, montaje en cruceta de madera.
- Seis seccionadores monopolares para 15.5 KV, 110 KV BIL, 900 A, 40 KA, 60 Hz, marca ELECTROTAZ.

- Veinte y siete seccionadores monopolares para 15.5 KV, 110 KV BIL, 600 A, 40 KA, 60 Hz, marca ELECTROTAZ.
- Un seccionador tripolar de mando motorizado apertura lateral derecha, montaje horizontal, de operación trifásica 15.5 KV, 110 KV BIL, 1200 A, 61KA, 60 Hz, con operación manual, marca ELECTROTAZ.
- Doce pararrayos monofásicos de 10 KV MCOV, marca ABB, tipo PEXLIM, tensión 13.8 KV.
- Tres pararrayos monofásicos de 12 KV MCOV, marca ABB, tipo PEXLIM, tensión 13.8 KV en el lado del transformador de potencia.
- Tres transformadores de corriente monofásicos, marca RITZ GIFU-15-01, 15.5 KV, 60 Hz, CTR 300-600/5 A, para protección, tipo exterior.
- Cuatro restauradores para 13.8 KV, tensión máxima 15.5 KV, operación trifásica, 60 Hz, marca COOPER, Tipo VWE F5, 110 KV BIL, 31.5 KA, 630 A, estructura en conjunto con control electrónico marca KYLE.

2.1.3. Componentes de protección, control y medición

- Un tablero de protección y control para línea Cocales 69 KV.
 - Un relevador marca SEL 311C 01H2425421 (21).
 - Un relevador de supervisión de bobinas de disparo GEC DBT.
 - Dos bloques de pruebas para relevador 21 GEC tipo MMLG.
 - Un amperímetro y un voltímetro.
 - Un convertidor de corriente y un convertidor de tensión.
 - Un rack de tres terminales remotas de telecontrol RTU SAINCO: 2 Enertel + 1 Enerfop.
 - Un sinóptico local.
 - Un contador polifásico ABB tipo VISION.
 - Un bloque de pruebas para contador CIAMA tipo UF-1DE-61-4T.

- Un tablero de protección y control para línea Mazatenango 69 KV.
 - Un relevador marca SEL 311C 01H2425421 (21).
 - Un relevador de supervisión de bobinas de disparo GEC DBT.
 - Dos bloques de pruebas para relevador 21 GEC tipo MMLG.
 - Un concentrador de información SEL 2030.
 - Un amperímetro y un voltímetro.
 - Un convertidor de corriente y un convertidor de tensión.
 - Un rack de cuatro terminales remotas de telecontrol RTU SAINCO: 3 Enertel + 1 Enerfop.
 - Un sinóptico local.
 - Un contador polifásico ABB tipo VISION.
 - Un bloque de pruebas para contador CIAMA tipo UF-1DE-61-4T.

- Un tablero de protección y control para transformador de potencia de 10/14 MVA 69/13.8 KV.
 - Un relevador marca ZIV 8IDN C2N 2C2000F (87).
 - Un relevador marca ZIV 8IRD M2N 2C2000F (50/51-50N/51N).
 - Un relevador de supervisión de bobinas de disparo GEC DBT.
 - Dos bloques de pruebas para relevador 87 GEC tipo MMLG.
 - Un bloque de pruebas para relevador de 50-51 GEC tipo MMLG.
 - Un amperímetro y un voltímetro.
 - Un convertidor de corriente y un convertidor de tensión.
 - Un SOAL UCI/TPT (DUAL) con ondulator.
 - Trece unidades remotas MD-UF con perfil DIN.
 - Cuatro FOMSAC con perfil DIN.
 - Tres Chasis B con 8 espacios.
 - Cuatro interfases dobles de fibra óptica con conector tipo ST.
 - Ciento cincuenta metros de cable fibra óptica multimodo de 62.5 micrómetros con cubierta de PCV.

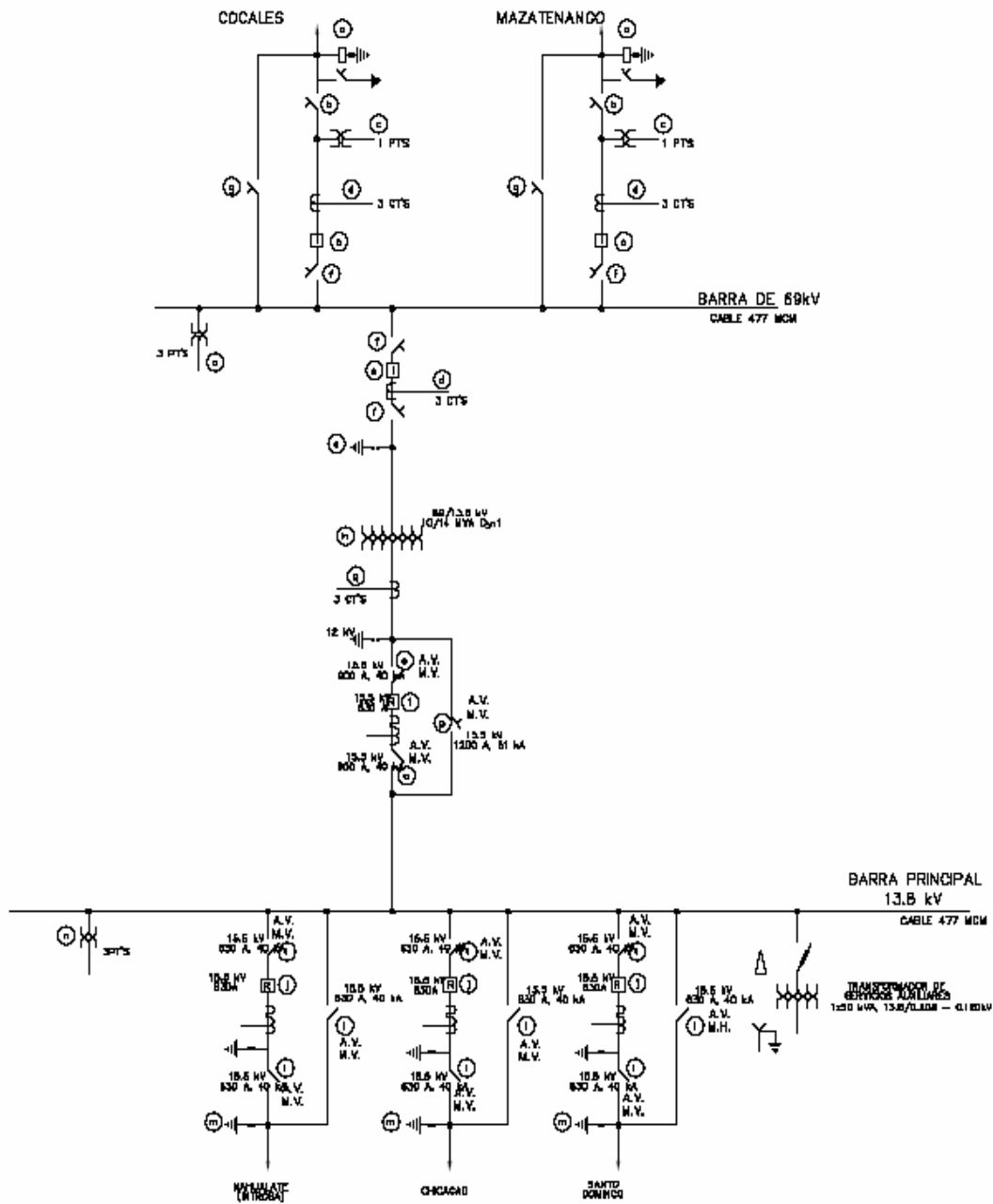
- Treinta terminales tipo ST para cable de fibra óptica de 62.5 Mm.
 - Tres transformadores aux. TVR 16, 110: $\sqrt{3}$ /110 marca KAINOS.
 - Un rack de 5 terminales remotas de telecontrol RTU SAINCO: 4 Enertel + 1 Enerfop.
 - Un equipo de comunicación a fibra óptica SAC modelo FOM.
 - Un sinóptico local.
 - Un bloque de pruebas para contador CIAMA tipo UF-1DE-61-4T.
- Un armario para facturación.
 - Dos contadores para servicios auxiliares, marca ELSTER para media tensión.
- Un sistema de alarmas contra incendios.
 - Un sistema de alarmas contra intrusos.
 - Un tablero de SS AA, tipo subestación rural, 60 Hz, marca ISOLUX.
 - Un equipo de alimentación de 48 Vcc, 50 A, 60 Ah, 60 Hz, marca ZIGOR.
 - Un equipo de alimentación de 125 Vcc, 25 A, 84 Ah, 60 Hz, marca SAFT con cable y adaptador.

Los componentes del sistema de protección, control y medición de la subestación Chicacao operan satisfactoriamente en las siguientes condiciones actuales de servicio:

- La altitud es de 440 metros.
- Clima tropical, alta humedad.
- Temperatura máxima/mínima ambiente exterior de 36 °C y 22 °C.

En el diagrama unifilar de la subestación Chicacao 69/13.8 KV se muestra en la figura 12 siguiente:

Figura 12. Diagrama unifilar subestación Chicacao 69/13.8 KV



Fuente: Sección de Ingeniería. SOCOIN Guatemala, junio 2009.

2.2. Necesidad de implementación de subestación Chicacao en base al estudio de flujo de cargas

Como se consideró en el capítulo 1, el estudio de flujo de cargas es aquel proceso matemático que se realiza para simular o determinar el comportamiento de las potencias activas, reactivas y aparentes, los perfiles de tensión, la corriente y el factor de potencia en diversos puntos del sistema. En el caso de la subestación Chicacao se implementó debido a la necesidad de mejorar la calidad de servicio eléctrico que el ramal San Antonio 13.8 KV, ramal San Gabriel 13.8 KV y el ramal Tiquisate 13.8 KV; estos ramales brindaban en conjunto energía a las poblaciones de Chicacao, San Antonio Suchitepéquez, Santo Domingo Suchitepéquez, Río Bravo, Tiquisate, San Gabriel e INTROSA, y en base a ello el INDE decidió construir la subestación de Chicacao 69/13.8 KV, considerando principalmente la separación de las cargas del ramal San Antonio 13.8 KV, donde la construcción dio apoyo a las subestaciones de Mazatenango, La Noria y Cocales.

La evaluación técnica del análisis de los resultados del estudio de flujo de cargas fue modelado con el programa informático OPEN STUDIOS, realizado en el punto más crítico del ramal de San Antonio Suchitepéquez 13.8 KV (circuito de la subestación de Mazatenango 69/13.8 KV), que constaba con 159.748 km de longitud entre su troncal y tramos que al final quedo con una longitud total de 91.204 km.

En las tablas II y III se muestra los resultados antes y después de la puesta en servicio de la subestación Chicacao respectivamente se indican los valores de la potencia que consume el circuito con su respectivo factor de potencia y brindando los porcentajes máximos de caídas de tensión obtenidos en los puntos críticos determinados a lo largo del circuito tenemos:

Tabla II. Flujo de carga del ramal San Antonio 13.8 KV antes

| Circuito | Potencia Instalada | | Nivel de tensión (KV) | | % Caída Tensión |
|-------------|--------------------|------|-----------------------|--------|-----------------|
| | S (KVA) | FP | Vbarra | Vpunto | |
| San Antonio | 13,736.10 | 0.90 | 13.8 | 11.5 | 6.0 |

Fuente: Planificación y Estudios de red. Open Studios. UF Guatemala.

Tabla III. Flujo de carga del ramal San Antonio 13.8 KV después

| Circuito | Potencia Instalada | | Nivel de tensión (KV) | | % Caída Tensión |
|-------------|--------------------|------|-----------------------|--------|-----------------|
| | S (KVA) | FP | Vbarra | Vpunto | |
| San Antonio | 11,631.10 | 0.90 | 13.8 | 12.6 | 1.0 |

Fuente: Planificación y Estudios de red. Open Studios. UF Guatemala.

Se muestra en la tabla IV los resultados de flujo de cargas de los nuevos circuitos de 13.8 KV de la subestación Chicacao a continuación.

Tabla IV. Resultados simulación flujo de carga ramales de 13.8 KV

| Circuito | Potencia Instalada | | Nivel de tensión (KV) | | % Caída Tensión |
|-------------|--------------------|------|-----------------------|------------|-----------------|
| | S (KVA) | FP | Vbarra (V) | Vpunto (V) | |
| INTROSA | 4780 | 0.90 | 13.8 | 13.6 | 1.2 |
| Chicacao | 4020 | 0.90 | 13.8 | 13.4 | 2.8 |
| Sto Domingo | 4780 | 0.90 | 13.8 | 13.6 | 1.3 |
| SS AA | 50 | 0.90 | 13.8 | 13.8 | 0.1 |

Fuente: Planificación y estudios de red. Open Studios. UF Guatemala.

2.3. Modelado de parámetros del sistema eléctrico de la subestación Chicacao

El estudio de cortocircuito fue modelado con el programa informático ASPEN ONLINER V. 9.5, obteniendo un circuito equivalente de la subestación Chicacao y se caracteriza como el punto central del sistema eléctrico.

2.3.1. Parámetros generales del sistema

Los parámetros generales del sistema son los parámetros constantes y se toman como referencia para indicarlos como parámetros base y los de la subestación Chicacao están dentro de la tabla V y son:

Tabla V. Parámetros base

| Parámetro | Magnitud |
|------------------------------|-----------------|
| Frecuencia (Hz) | 60 |
| Potencia base (MVA) | 100 |
| Tensión base (KV) | 69 |
| Impedancia base (Ohm) | 47.61 |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. ASPEN 9.5. Applus. Anexo 1, pág.2.

2.3.2. Potencia y corrientes de cortocircuito

Los datos de potencia y corriente de cortocircuito trifásico y monofásico a tierra en régimen transitorio del sistema eléctrico de la subestación Chicacao resultantes del estudio realizado en base a la información brindada por INDE, se muestra en la tabla VI:

Tabla VI. Potencia y corriente de cortocircuito

| Equipos | Posición | Tensión (V) | Potencia (KVA) | Icc 3F (A) | Icc 1F (A) |
|---------------------------|-----------------|-------------|----------------|------------|------------|
| Barras AT | Barras | 69.000 | 2.895.000 | 3.150 | 1.948 |
| Líneas AT | LAT Mazatenango | 69.000 | 23.902 | 1.567 | 924 |
| | LAT Cocales | 69.000 | 23.902 | 1.646 | 973 |
| Transformador de Potencia | TP-AT | 69.000 | 14.000 | 3.150 | 1.948 |
| | TP-MT | 13.800 | 14.000 | 5.928 | 6.944 |
| Líneas MT | LMT Nahualate | 13.800 | 4.780 | 5.928 | 6.944 |
| | LMT Chicacao | 13.800 | 4.780 | 5.928 | 6.944 |
| | LMT Sto Domingo | 13.800 | 4.780 | 5.928 | 6.944 |
| Transformador SS AA | TSA-MT | 13.800 | 50 | 52 | 0 |
| | TSA-BT | 208 | 50 | 3.455 | 3.584 |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. ASPEN 9.5. Applus. Anexo 1, pág. 3.

2.3.3. Parámetros del transformador de potencia y las líneas de 69 KV

2.3.3.1. Impedancia del transformador de potencia

La impedancia del transformador está dada de la siguiente manera donde la relación $X/R = 32$, tomando la impedancia homopolar como el 90% de la impedancia directa, donde los datos están dados en la tabla VII.

Tabla VII. Impedancia del transformador de potencia

| | | |
|-------------------|---------|-----------|
| Tensión en cc (%) | 6.19 | |
| Potencia (MVA) | 14.000 | |
| Impedancia | Directa | Homopolar |
| Zcc (pu) | 0.0619 | 0.0577 |
| Xcc (pu) | 0.0616 | 0.0554 |
| Rcc (pu) | 0.0019 | 0.0017 |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. ASPEN 9.5. Applus. Anexo 1, pág. 5.

2.3.3.2. Impedancia por longitud de las líneas de 69 KV

La impedancia directa y homopolar viene dado en función del tipo, calibre de los cables y la distancia de cada circuito con la subestación remota más cercana. Las impedancias se muestran en la tabla VIII.

Tabla VIII. Longitudes y valores primarios de Líneas Cocales y Mazatenango

| Equipo: | LAT COCALES | | | | |
|-----------------|------------------------|--|------------|------------|------------|
| Datos Líneas | SE Remota | Valores Primarios conductor ACSR 477 MCM | | | |
| | Descripción SE-SE | Impedancia | Long. (Km) | R (Ohm/Km) | X (Ohm/Km) |
| Línea Protegida | Chicacao-Cocales | Z1 | 29.63 | 0.1361 | 0.4726 |
| | | Z0 | 29.63 | 0.4269 | 1.5697 |
| Línea Mayor | Cocales-Sololá | Z1 | 52.00 | 0.1361 | 0.4725 |
| | | Z0 | 52.00 | 0.4266 | 1.5691 |
| Línea Menor | Cocales-La Noria | Z1 | 21.00 | 0.1362 | 0.4727 |
| | | Z0 | 21.00 | 0.4278 | 1.5711 |
| Equipo: | LAT MAZATENANGO | | | | |
| Datos Líneas | SE Remota | Valores Primarios conductor ACSR 477 MCM | | | |
| | Descripción SE-SE | Impedancia | Long. (Km) | R (Ohm/Km) | X (Ohm/Km) |
| Línea protegida | Chicacao-Mazatenango | Z1 | 24.17 | 0.1361 | 0.4726 |
| | | Z0 | 24.17 | 0.4269 | 1.5697 |
| Línea mayor | Mazatenango-La Máquina | Z1 | 45.00 | 0.1642 | 0.5258 |
| | | Z0 | 45.00 | 0.4738 | 2.0343 |
| Línea menor | Mazatenango-La Cruz | Z1 | 5.95 | 0.1362 | 0.4543 |
| | | Z0 | 5.95 | 0.4146 | 1.6147 |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. ASPEN 9.5. Applus. Anexo 1, pág. 8-10.

Los valores de impedancia directa y homopolar se dan en la tabla IX de la Línea Cocales y tabla X de la Línea Mazatenango.

Tabla IX. Impedancia en Ohms y valores pu de la línea Cocales

| Impedancia (en Ohms) de LAT Cocales | | | | | | |
|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------|------------|------------|---------|---------|
| Descripción Distancia | | Long. (Km) | Z (ohm) | Angulo (°) | R (Ohm) | X (Ohm) |
| SE Chicacao a | Z1 | 29.63 | 14.571 | 73.93 | 4.033 | 14.002 |
| SE Cocales | Z0 | 29.63 | 48.199 | 74.78 | 12.650 | 46.509 |
| SE Cocales a | Z1 | 52.00 | 25.567 | 73.93 | 7.076 | 24.569 |
| SE Sololá | Z0 | 52.00 | 84.555 | 74.79 | 22.183 | 81.593 |
| SE Cocales a | Z1 | 21.00 | 10.332 | 73.92 | 2.861 | 9.928 |
| SE La Noria | Z0 | 21.00 | 34.194 | 74.77 | 8.984 | 32.993 |
| Línea | Impedancia (valores pu) LAT COCALES | | | | | |
| Datos Líneas | SE-SE Remota | Valores Primarios | | | | |
| | Descripción | Impedancia | Long. (Km) | R (pu) | X (pu) | Z (pu) |
| Línea Protegida | Chicacao-Cocales | Z1 | 29.63 | 0.0847 | 0.294 | 0.306 |
| | | Z0 | 29.63 | 0.2657 | 0.977 | 1.012 |
| Línea Mayor | Cocales-Sololá | Z1 | 52.00 | 0.1486 | 0.516 | 0.537 |
| | | Z0 | 52.00 | 0.4659 | 1.714 | 1.776 |
| Línea Menor | Cocales-La Noria | Z1 | 21.00 | 0.0601 | 0.209 | 0.217 |
| | | Z0 | 21.00 | 0.1887 | 0.693 | 0.718 |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. ASPEN 9.5. Applus. Anexo 1, pág. 8-10.

Tabla X. Impedancia en Ohms y valores pu de la línea Mazatenango

| Impedancia (en Ohms) de LAT Mazatenango | | | | | | |
|---|---|-------------------|------------|------------|---------|---------|
| Descripción distancia | Z | Long. (Km) | Z (ohm) | Angulo (°) | R (Ohm) | X (Ohm) |
| SE Chicacao a | Z1 | 24.17 | 11.886 | 73.93 | 3.290 | 11.422 |
| SE Mazatenango | Z0 | 24.17 | 39.317 | 74.78 | 10.319 | 37.939 |
| SE Mazatenango a | Z1 | 45.00 | 24.789 | 72.66 | 7.389 | 23.662 |
| SE La Máquina | Z0 | 45.00 | 93.994 | 76.89 | 21.320 | 91.545 |
| SE Mazatenango a | Z1 | 5.95 | 2.822 | 73.31 | 0.810 | 2.703 |
| SE La Cruz | Z0 | 5.95 | 9.919 | 75.60 | 2.467 | 9.608 |
| Línea | Impedancia (valores pu) LAT Mazatenango | | | | | |
| Datos Líneas | SE-SE Remota | Valores Primarios | | | | |
| | Descripción | Impedancia | Long. (Km) | R (pu) | X (pu) | Z (pu) |
| Línea protegida | Chicacao-Mazatenango | Z1 | 24.17 | 0.0691 | 0.240 | 0.250 |
| | | Z0 | 24.17 | 0.2167 | 0.797 | 0.826 |
| Línea mayor | Mazatenango-La Máquina | Z1 | 45.00 | 0.1552 | 0.497 | 0.521 |
| | | Z0 | 45.00 | 0.4478 | 1.923 | 1.974 |
| Línea menor | Mazatenango-La Cruz | Z1 | 5.95 | 0.0170 | 0.057 | 0.059 |
| | | Z0 | 5.95 | 0.0518 | 0.202 | 0.208 |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. ASPEN 9.5. Applus. Anexo 1, pág. 8-10.

2.4. Los relevadores SEL, ZIV y los reconectores COOPER

La serie SEL y ZIV son relevadores de protección para diferentes aplicaciones donde cada relevador está contenido en una cabina compacta que posee todas las interfaces necesarias. Está provista con un módulo software y hardware de pre-análisis para adaptarse al sistema y puede ser configurado en sitio de ser necesario para aplicaciones dedicadas.

La serie COOPER es un reconector que contiene un control electrónico, donde éste emite las señales que activan las funciones de disparo y cierre, que interrumpe el circuito (realizando acción interrupción), el cual detecta las corrientes excesivas y dispara el reconector. La conexión se realiza con un cable de control. También está contenido en una cabina dentro de un gabinete y está provista con un módulo de software y hardware configurable en sitio previo a su aplicación.

Los relevadores como el control electrónico de COOPER combinan algoritmos numéricos avanzados para un rango completo de mediciones complejas, detección de fallas de alta velocidad y retardos donde sean requeridos, así como llevar a cabo los objetivos para esquemas de protección sencillos o redundantes.

Los equipos de protección pueden conectarse con computadores personales con programas HMI para una protección de los sistemas de potencia más confiable y lo más relevante, que brinda una operación y monitoreo tan sencilla como simplificada en la instalación y mantenimiento.

Entre las características que identifican a los relevadores SEL y ZIV en conjunto con el control del reconectador COOPER es que su mando puede ser remoto o local, la protección que dan es primaria como de respaldo y tiene funciones auxiliares de monitoreo.

El software de los relevadores anteriores se encuentra configurado los esquemas de comunicación de datos desde los equipos hasta las terminales. Además se pueden observar las pantallas de las mediciones hechas en cada uno de los puntos. El registrador de eventos y perturbaciones también es parte del software como se detalla a continuación:

2.4.1. Software

2.4.1.1. Software relevador 21

Las funciones de control y protección que contiene el relevador de distancia SEL 311C son las siguientes:

- Protección 21, 67N, 50, 81 y 25.
- Registrador de cronológico de eventos y oscilográfico.
- Información local (display y teclado).

Se muestra en la figura 13, la parte frontal del relevador de distancia SEL 311C.

Figura 13. Relevador de distancia SEL 311C



Fuente: Manual de instrucciones. SEL 311C, junio 2009.

2.4.1.2. Software relevador 87 de transformador

Las funciones de control y protección que contiene el relevador diferencial ZIV-8IDN son las siguientes:

- Protección 87, 49 y elemento de disparo y bloqueo con reposición 86.
- Bloqueo por 2ª y 5º armónico.
- Registrador de cronológico de eventos y oscilográfico.
- Información local (display y teclado).

En la figura 14, se muestra la parte frontal del relevador diferencial ZIV 8IDN.

Figura 14. Relevador diferencial ZIV 8IDN



Fuente: Manual de instrucciones. ZIV 8IDN, junio 2009.

2.4.1.3. Software relevador respaldo de transformador lado 69 KV

Las funciones de control y protección que contiene el relevador diferencial ZIV-8IRDМ son las siguientes:

- Protección 50-51/50N-51N y unidad 50S-62.
- Registrador de cronológico de eventos y oscilográfico.
- Información local (display y teclado).

En la figura 15, se muestra la parte frontal del relevador de sobrecorriente ZIV-8IRDМ.

Figura 15. Relevador sobrecorriente ZIV 8IRDМ



Fuente: Manual de instrucciones. ZIV 8IRDМ, junio 2009.

2.4.1.4. Software control de reconectador lado 13.8 KV

Las funciones de control y protección que contiene el reconectador del transformador COOPER Tipo VWE en el lado de 13.8 KV son las siguientes:

- Protección 50-51, 67N, 59N, 79, 27 y unidad 50S-62.
- Vigilancia bobina de disparo
- Registrador de cronológico de eventos.
- Información local (display y teclado).

En la figura 16, se muestra la parte interior del control electrónico COOPER.

Figura 16. Gabinete y tablero de control COOPER



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

2.4.1.5. Otras funciones por los software de los relevadores y control de reconectores

Todas las unidades de protección primaria tienen medida de corriente (provenientes de los transformadores de corriente de medida), voltaje (provenientes de los transformadores de tensión de medida), potencia activa, potencia reactiva y de frecuencia; además las unidades de protección también poseen una función de autosupervisión dando alarma en caso de fallo interno, una pantalla digital con teclado para poder hacer cambios a la programación y desplegar medidas y valores, un puerto de comunicación frontal, puertos de comunicación posteriores RS-285, sincronización de tiempo, borneras de pruebas, etc.

2.4.2. Hardware

Como se conoce en términos de computación, el software es el conjunto de programas que puede ejecutar una computadora para hacer posible su funcionamiento, como son el sistema operativo, los compiladores, ensambladores, rutinas y programas agregados por el usuario; mientras que el hardware es el conjunto de componentes físicos (cables, tornillos, placas, etc.) que constituyen una computadora. En base a esta definición, el hardware de los relevadores SEL y ZIV junto con el control COOPER, es el conjunto de elementos que componen el equipo, tales como los diferentes tipo de carcasas, los conectores, los leds de señalización, el CPU, la fuente de poder, la unidad transformadora de voltaje, la tarjeta madre, el convertidor analógico digital, etc.

2.5. Elementos de medición

En la subestación de Chicacao existe la necesidad de conectar aparatos de medidas para las finalidades de los relevadores diversas como la protección, alarmas, enclavamiento, etc. Unos y otros suelen ser de constitución delicada, reducidas dimensiones y buena precisión. Frecuentemente las magnitudes que hay que medir (o vigilar) son elevadas tensiones y corrientes. Por ello dentro de la subestación se instalaron transformadores de instrumento para los equipos de medida y protección.

Los transformadores de instrumento, sirven para proteger al personal y aparatos de altos voltajes y permitir niveles de aislamiento razonables. Son críticos en la protección con relevadores, ya que éstos son tan precisos como la información dada por los transformadores lo sea. Las magnitudes estándar de los transformadores y relevadores que alimentan están por el orden de los 5 A; 115 para la parte de 69 KV y 120 voltios en 13.8 KV, ambos a 60 Hz.

Por lo expresado anteriormente los elementos de medición utilizados en la subestación para la alimentación de los equipos son los transformadores de corriente (CT's) y los transformadores de potencial (PT's).

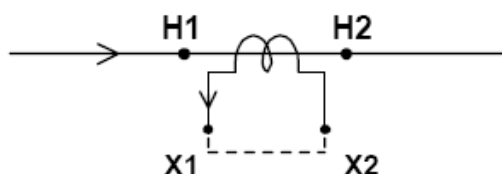
2.5.1. Transformadores de corriente

Unos de los criterios de selección de la relación de los transformadores de corriente es el rango de corriente continua de los equipos conectados ya sea relevadores, transformadores de corriente auxiliares, instrumentos, etc., y el devanado secundario del mismo transformador de corriente.

En la práctica, cuando fluye corriente de carga a través de las fases de los relevadores o los dispositivos conectados, se utiliza una relación de corriente del CT tal que en el secundario su salida sea alrededor de 5 A con corriente de carga máxima en el primario. Los CT's seleccionados para los esquemas de protección diferencial son de alta calidad, por la exactitud que permitan al relevador actuar; pero en la protección de líneas de subtransmisión por no ser tan crítico no se usan CT's de alta calidad debido a que se utilizan sistemas de protección remotos como respaldo a fallas a tierra.

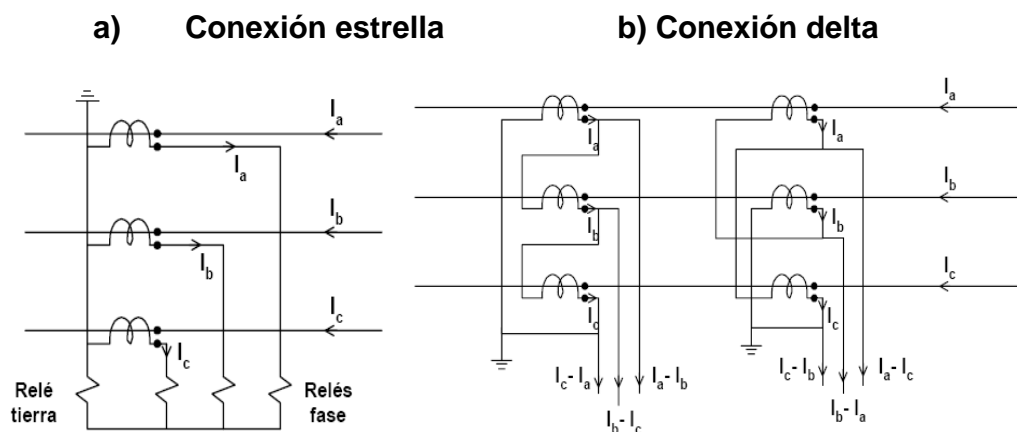
La polaridad de los CT's está dada por marcas o por símbolos H1 y H2 en el primario X_1 y X_2 en el secundario. La convención es que si la corriente primaria entra por el terminal H₁, la corriente secundaria sale por X_1 ; o bien, si la corriente primaria entra por el terminal H₂, la corriente secundaria sale por X_2 . Un ejemplo se observa en la figura 17.

Figura 17. Polaridad del CT



Las conexiones de los CT's se realizan de acuerdo a la polaridad de los mismos. Dependiendo el tipo de uso que se le de a ellos y que relevador esté usándose en la protección, tenemos ejemplos de las conexiones estrella y delta en el esquema de protección diferencial como en la figura 18a y 18b.

Figura 18. Conexión de CT's



Las características técnicas de los transformadores de corriente utilizados en la subestación Chicacao 69/13.8 KV se especifican en el capítulo 2.1. Se muestra en la figura 19 un CT típico instalado en la subestación Chicacao.

Figura 19. Transformador de corriente



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

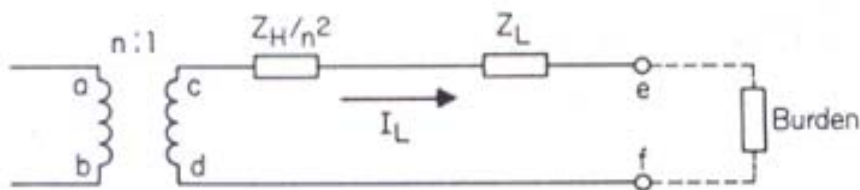
El mayor problema de los transformadores de corriente es la saturación a la que están expuestos en momentos en que se presenten corrientes de falla de gran magnitud, debido a su valor o cercanía.

Sin embargo, para algunos relevadores no es crítica esta corriente, como por ejemplo los relevadores de sobrecorriente del tipo inducción, gracias a que poseen gran exactitud. La saturación puede darse por componentes cc o ca en la corriente de falla. La componente cc es la más dañina, debido a que el CT se satura en los primeros ciclos de la falla haciendo que se pueda colapsar. Para evitar estos problemas, se seleccionaron los CT's de acuerdo a las necesidades de la protección.

2.5.2. Transformadores de potencial

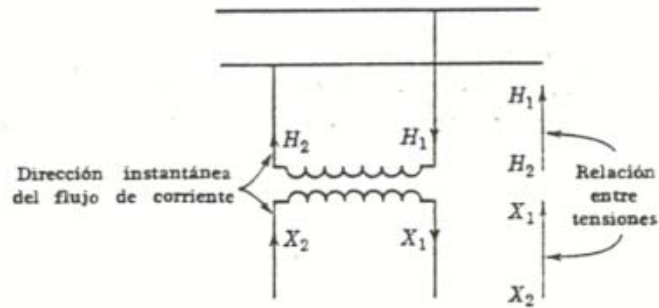
Los transformadores de potencial se utilizan para alimentar bobina voltimétricas (contadores, voltímetros ordinarios o registradores, relevadores, etc.). Son de dos clases: transformadores de potencial para alimentación de instrumentos y transformadores de potencial capacitivos. Se basan en dos criterios de selección: el nivel de voltaje del sistema y el nivel de aislamiento básico de impulso requerido por el sistema en el cual van a ser usados. Bajo las normas ANSI se utilizaron para la subestación Chicacao el PT tipo inductivo de voltaje nominal secundario a neutro de $115/\sqrt{3}$. En la figura 20 se muestra un circuito equivalente de un transformador de potencial típico.

Figura 20. Circuito equivalente del transformador de potencial



Las polaridades de los transformadores de potencial por lo general están marcadas para el lado de alta y baja tensión con H1 y X1, respectivamente. Las marcas de polaridad tienen el mismo significado que para los transformadores de corriente, es decir, que cuando la corriente entra por la terminal H1, ésta sale por la terminal X1. La relación entre las tensiones alta y baja es tal que X1 tiene la misma polaridad instantánea que H1, como se muestra en la figura 21. No tiene importancia alguna el que el transformador tenga polaridad aditiva o substractiva porque esto no tiene efecto en las conexiones.

Figura 21. Polaridad de los transformadores de potencial



Las características técnicas de los transformadores de potencial utilizados en la subestación Chicacao 69/13.8 KV se especifican en el capítulo 2.1. Se muestra en la figura 22 un PT típico instalado en la subestación Chicacao.

Figura 22. Transformador de potencial



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

2.6. Elementos de interrupción

Los elementos de interrupción son los elementos empleados para conectar y desconectar partes de la red. Estos dispositivos instalados en la subestación se clasifican según sea su capacidad para ser operados y se detallan a continuación:

2.6.1. Interruptores

Los interruptores son dispositivos mecánicos de interrupción destinados al cierre o apertura de la continuidad del servicio eléctrico bajo carga en condiciones normales de operación o en condiciones de cortocircuito. En la subestación Chicacao los interruptores además del transformador son los dispositivos más importantes como en cualquier subestación debido a la confiabilidad del sistema en que se encuentra.

Las partes principales de los interruptores de la subestación Chicacao son:

- Parte activa, constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.
- Parte pasiva, que protege eléctrica y mecánicamente al interruptor y soporta el gabinete de control.

Al producirse la apertura del interruptor, la característica principal originada es la presencia de un arco eléctrico cuya extinción se produce en la cámara de extinción en donde al abrirse los contactos del interruptor la energía producida se transforma en calor produciendo la extinción del arco por medio de SF6. Las características del interruptor de 69 KV utilizado para Chicacao están explicadas en el capítulo 2.1.1. Se muestra en la figura 23 un juego de interruptor en línea 69 KV típico instalado en la subestación Chicacao.

Figura 23. Interruptor de potencia



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

2.6.2. Seccionadores

Estos dispositivos instalados en la subestación Chicacao en el lado de 69 KV como en 13.8 KV sirven para conectar o desconectar secciones de una instalación eléctrica, bajo su tensión nominal pero nunca con corriente a través del mismo, para realizar la apertura de un seccionador siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

En si como todos los seccionadores, están compuestos por una base metálica, columnas de aisladores que fijan el nivel de impulso y una cuchilla formada por una parte móvil y una parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil. Los seccionadores con que cuenta la subestación de Chicacao de acuerdo con la posición que tiene la base y la forma del elemento móvil están:

2.6.2.1. Horizontales

Constituido por tres partes (aisladores) donde la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal, una se encuentra soportada sobre dos columnas de aisladores que tiene doble apertura lateral que giran simultáneamente como se observa en la figura 24 en la subestación.

Figura 24. Seccionador horizontal doble apertura lateral



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

2.6.2.2. Verticales

Son iguales a los horizontales indicados en la figura con la diferencia de que los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base en forma vertical, de igual manera posee un resorte para facilitar la apertura. En la figura 25 se muestra uno instalado en la subestación.

Figura 25. Seccionador vertical con apertura vertical



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

2.6.3. Reconectores trifásicos

El reconector es un interruptor con reconexión automática, instalado preferentemente en líneas de distribución. Es un dispositivo de protección capaz de detectar una sobrecorriente, interrumpirla y reconectar automáticamente para reenergizar la línea (1-3).

La tarea principal de un reconector entonces es discriminar entre una falla temporal y una de carácter permanente, dándole a la primera tiempo para que se aclare sola a través de sucesivas reconexiones; o bien, sea despejada por el elemento de protección correspondiente instalado aguas debajo de la posición del reconector, si ésta falla es de carácter permanente.

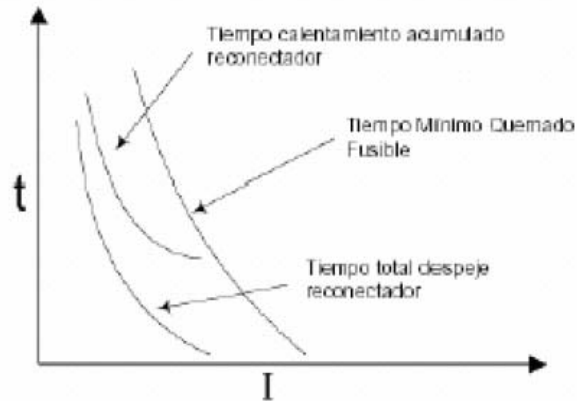
2.6.3.1. Funcionamiento de los re conectores

Para comprender mejor el funcionamiento de un reconector es necesario considerar lo siguiente:

- **Secuencia de Operación:** Los reconectores pueden ser programados para un máximo de cuatro aperturas y tres reconexiones. Los tiempos de apertura pueden determinarse de curvas características tiempo-corriente. Cada punto de las curvas características representa el tiempo de disparo del reconector para un determinado valor de corriente de falla. Es importante destacar que éste dispositivo consta de dos tipos de curvas, una de operación rápida y una segunda de operación retardada.
- **Número total de operaciones o aperturas:** Los reconectores permiten programar desde una apertura hasta un máximo de cuatro, lo que depende del estudio de coordinación con otros elementos de protección y que resulte más favorable para cada caso en particular.
- **Tiempo de reconexión:** Son los intervalos de tiempo en que los contactos del reconector permanecen abiertos entre una apertura y una orden de cierre o de reconexión.
- **Tiempo de reposición:** Es el tiempo después del cual el reconector repone su programación, cuando su secuencia de operación se ha cumplido parcialmente, debido a que la falla era de carácter temporal o fue aclarada por otro elemento de protección.
- **Corriente mínima de operación:** Es el valor mínimo de corriente para el cual el reconector comienza a ejecutar su secuencia de operación programada.

La curva de operación típica se representa en la figura 26.

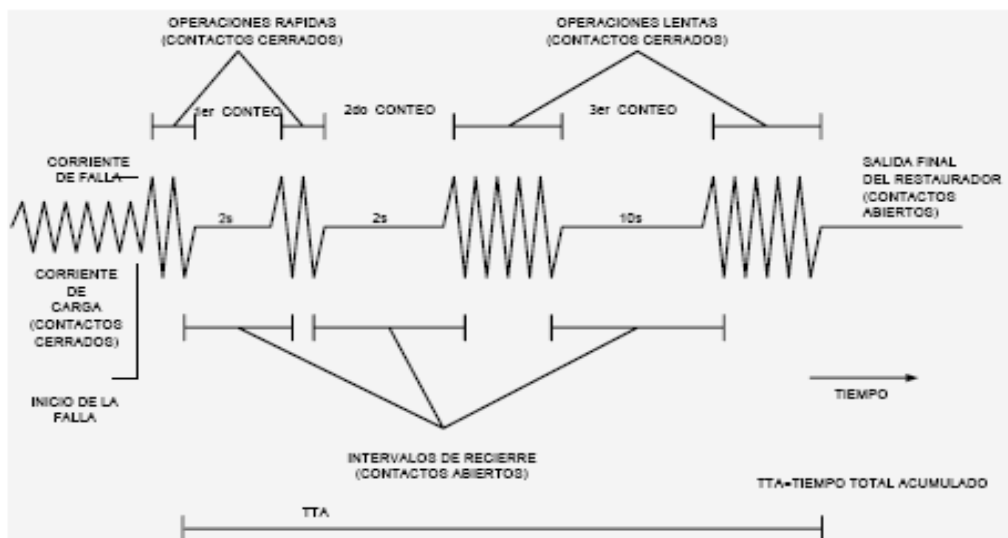
Figura 26. Curvas de operación de un reconectador



Fuente: Catálogo productos Cooper. Cooper Power Systems. 2002.

La secuencia de operación típica de un reconectador para abrir en caso de una falla permanente se muestra en la figura 27, donde se ha supuesto que la programación de dos aperturas rápidas y dos aperturas lentas, con tiempos obtenidos respectivamente, para la magnitud de corriente de falla.

Figura 27. Secuencia de operación de un reconectador



Fuente: Catálogo productos Cooper. Cooper Power Systems. 2002.

Los reconectadores de la subestación Chicacao, son trifásicos y la parte que conforma el interruptor, son usados cuando se requiere aislar (bloquear) las tres fases para cualquier falla permanente, con el fin de evitar el funcionamiento monofásico de cargas trifásicas tales como grandes motores trifásicos, teniendo estos dos modos de operación:

2.6.3.2. Apertura monofásica-bloqueo trifásico

La apertura consta de tres reconectadores monofásicos montados en un solo tanque con mecanismo de acoplamiento para el bloque solamente. Cada fase opera independientemente para las aperturas por sobrecorriente y reconexiones.

Si cualquier fase opera hasta la condición de bloqueo (debido a la falla permanente), el mecanismo de acoplamiento de aperturas, abre las otras dos fases y las deja abiertas y bloqueadas. Se previene de ésta forma la energización monofásica de cargas trifásicas.

2.6.3.3. Apertura trifásica-bloqueo trifásico

Para cualquier tipo de falla (monofásica a tierra, bifásica o trifásica) todos los contactos abren simultáneamente para cada operación de apertura. Las tres fases, están mecánicamente acopladas para la apertura y la reconexión y son operadas por un mecanismo común. Las secuencias de disparo de los reconectadores trifásicos de 13.8 KV pueden ajustarse para ser todas rápidas, todas con retardo o cualquier combinación hasta cuatro secuencias rápidas y con retardo. Las operaciones rápidas despejan las fallas temporales antes que puedan dañarse los fusibles de líneas derivadas.

Figura 28. Reconectador trifásico



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

Las operaciones retardadas dan tiempo a que los dispositivos protectores existentes más adelante en la línea se disparen, permitiendo que las fallas permanentes queden confinadas en secciones pequeñas del sistema. Se muestra en la figura 28 un reconectador trifásico instalado en la subestación.

2.7. Estudio de protecciones de la subestación Chicacao

El estudio de protecciones se define como el conjunto de actividades basadas en estudios de flujo de cargas y/o cortocircuitos necesarios tanto para validar o definir el sistema y esquema de protecciones como para ajustar los relevadores de protección de la forma más adecuada acorde al sistema de potencia, tratamiento del neutro, selectividad y normalización aplicable (7-11).

Dentro del estudio de protecciones se efectuó la selección de los transformadores de medida y los relevadores de protección y las condiciones son:

- Ajustes de los relevadores 21 de las líneas de 69 KV fijados por INDE.
- Ajustes de los relevadores que protegen las líneas de 13.8 KV y el transformador de SS AA 13.8/0.208 KV propuestos por UF Guatemala.
- Reglamentación aplicable y exigencias del cliente.
- Tratamiento del neutro en cada nivel de tensión.
- Funcionamiento del sistema de potencia.
- Tipo, potencia y límites de funcionamiento de los equipos eléctricos.
- Las curvas de selectividad de unidades de fase y neutro.
- Criterios de ajuste Norcontrol/Unión FENOSA Distribución.

2.7.1. Equipos y funciones de protección de cada posición

Dadas condiciones anteriores con los parámetros establecidos, se toma a criterio los equipos de medida de la subestación descritos en la tabla XI:

Tabla XI. Equipos de transformadores para protección y medida

| SE CHICACAO | Parámetros | | Relación CTR y PTR | | | | |
|------------------------------|------------|--------|--------------------|----------|------------|---------|--------|
| | Vn (V) | In (A) | Referencia | Primaria | Secundaria | CTR PTR | Unidad |
| LAT Cocales | 69,000 | 200 | CT/LAT1 | 200 | 5 | 40 | A |
| | | | PT/LAT1 | 69,000 | 115 | 600 | V |
| LAT Mazatenango | 69,000 | 200 | CT/LAT2 | 200 | 5 | 40 | A |
| | | | PT/LAT2 | 69,000 | 115 | 600 | V |
| Transformador de Potencia AT | 69,000 | 117.1 | CT/TP-AT | 200 | 5 | 40 | A |
| | | | PT/TP-AT | 69,000 | 115 | 600 | V |
| Transformador de Potencia MT | 13,800 | 585.7 | CT/TP-MT | 600 | 5 | 120 | A |
| | | | PT/TP-MT | - | - | - | - |
| LMT Chicacao | 13,800 | 200 | CT/LMT1 | 200 | 5 | 40 | A |
| | | | PT/LMT1 | - | - | - | - |
| LMT INTROSA | 13,800 | 200 | CT/LMT2 | 200 | 5 | 40 | A |
| | | | PT/LMT2 | - | - | - | - |
| LMT Sto Domingo | 13,800 | 200 | CT/LMT3 | 200 | 5 | 40 | A |
| | | | PT/LMT3 | - | - | - | - |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. Applus. Anexo 2, pág. 3.

Y los equipos de protección y su función a realizar en la subestación se muestran en la tabla XII.

Tabla XII. Equipos y sus funciones de protección

| SUBESTACION CHICACAO | | RELEVADORES DE PROTECCIÓN | | |
|----------------------|--------------|---------------------------|--------|----------------------|
| Posición | Tensión (KV) | Tipo | Marca | Funciones ANSI |
| LAT Cocales | 69 | C311 | SEL | 21-67N-51/50-51N/50N |
| LAT Mazatenango | 69 | C311 | SEL | 21-67N-51/50-51N/50N |
| TP-AT | 69 | 8IRD-M | ZIV | 51/50-51N/50N |
| TP | 69/13.8 | 8IDN-C | ZIV | 87 |
| TP-MT | 13.8 | KILE | COOPER | 51/50-51N/50N |
| LMT INTROSA | 13.8 | KILE | COOPER | 51/50-51N/50N-79 |
| LMT Chicacao | 13.8 | KILE | COOPER | 51/50-51N/50N-79 |
| LMT Santo Domingo | 13.8 | KILE | COOPER | 51/50-51N/50N-79 |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. Applus. Anexo 2, pág. 2.

3. SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV

3.1. Protección de las dos líneas de 69 KV

Este tipo de protección está diseñada para producir la desconexión de las líneas de 69 KV de las posiciones de Mazatenango y Cocales, en caso de fallas debidas a cortocircuitos, sobrevoltajes, etc., con el fin de aislar la parte fallada y preservar la integridad de los equipos involucrados en la subestación.

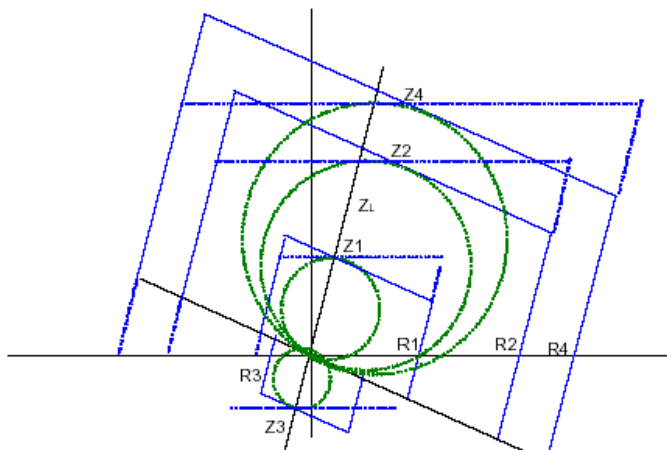
3.1.1. Protección primaria

3.1.1.1. Protección 21

El relevador de distancia tiene un principio de funcionamiento relativamente simple, pese a su complejidad aparente. Sin embargo, su aplicación práctica como protección exige tener en cuenta múltiples factores tales como: la resistencia del arco, las distintas potencias de cortocircuito en uno y otro extremo, el efecto de la no-transposición de los conductores, el efecto de la impedancia mutua homopolar en las líneas paralelas, el efecto de carga de la línea protegida, etc. Existen diferentes sistemas de medida con las cuales se puede trabajar, para determinar las zonas que se quieren proteger en un relevador de distancia. Mencionaremos los distintos tipos de características y señalaremos cual es el que se utiliza en la subestación Chicacao. Los distintos tipos de características son:

- Característica de mínima impedancia
- Característica de mínima impedancia direccional
- Característica Mho
- Característica de mínima reactancia
- Característica de mínima reactancia direccional combinada con mínima impedancia
- Característica poligonal o cuadrilateral como se muestra en la figura 29.

Figura 29. Características zona de protección 21 en Mho y cuadrilateral



3.1.1.2. Aplicación en la subestación Chicacao

El relevador de distancia SEL, por medio de esta función, protege la línea a lo largo de toda su extensión, cubriendo incluso fallas en el extremo opuesto (si fuera el caso). Esta es la función de protección primaria para una línea de subtransmisión.

La protección de distancia SEL, trabaja en base de zonas de impedancia, las cuales son ajustadas de acuerdo a las características de la línea y del

sistema. Este valor de ajuste generalmente se puede ajustar en magnitud y ángulo, pero también puede ser ajustado de manera rectangular dando su parte real y su parte imaginaria. En el caso de las líneas de Chicacao de 69 KV, el SEL está programado con un esquema de cuatro zonas viendo hacia la línea, con disparo instantáneo para Z1, retardo en el disparo para Z2, Z3 y Z4 y un esquema de teleprotección. Las diferentes zonas sobre las cuales se puede trabajar dando así diferentes escalones de tiempo y actuaciones son:

- La zona 1 (Z1) protege el primer porcentaje graduable de longitud de la línea, teniendo como objetivo despejar cualquier falta comprendida en ese tramo de la línea. Se suele decir que protege la línea mirando hacia ella cuando lo hace en dirección de la misma. La actuación de la protección es instantánea, dando disparo a los interruptores de línea.
- La zona 2 (Z2) protege el segundo porcentaje graduable de longitud de la línea, teniendo como objetivo despejar cualquier falta comprendida en ese tramo de la línea. Al igual que para zona 1 esta lo hace apuntando en dirección de la línea. La actuación de la protección tiene un retardo en el disparo el cual es programable y siempre debe ser mayor al de Z1 pero menor que el de Z3, dando así disparos a los interruptores de línea. De esta manera, si existe una falta en Z1 y no actúa por alguna razón, está siempre activa la Z2, que actuará en el tiempo programado en el relevador, y es de una u otra forma un apoyo.
- La zona 3 (Z3) protege el tercer porcentaje graduable de longitud de la línea, teniendo como objetivo despejar cualquier falta comprendida en este tramo de línea. La actuación del disparo tiene un retardo el cual es programable y debe ser mayor que el tiempo de Z2 pero menor que el tiempo de Z4, dando disparos a los interruptores de línea. Al igual que Z2, está siempre activa y funciona como apoyo en caso las otras fallan.

- La zona 4 (Z4) protege el tercer porcentaje graduable de longitud de la línea, teniendo como objetivo despejar cualquier falta comprendida en el tramo de línea y el de la línea adyacente. La actuación del disparo tiene un retardo el cual es programable y debe ser mayor que el tiempo de Z3, dando disparos a los interruptores de línea. Al igual que Z3, está siempre activa y funciona como apoyo en caso las otras fallan.

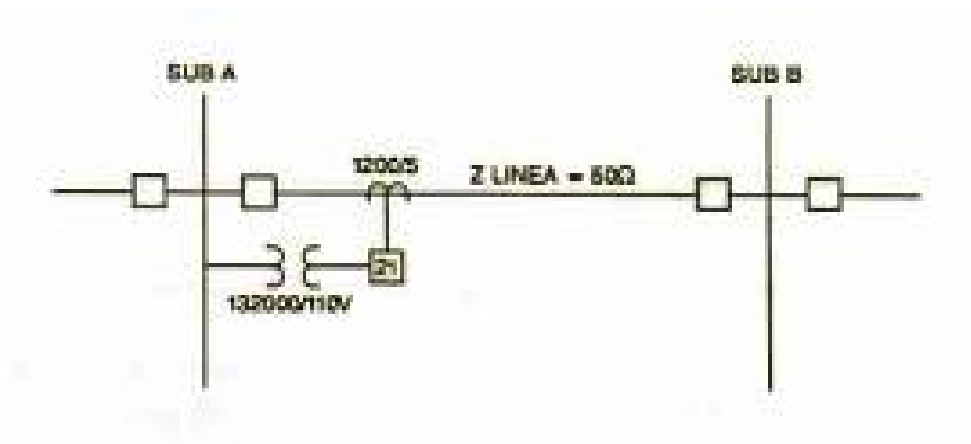
El relevador SEL además de las zonas programadas para la protección de la línea tiene funciones que trabajan a la par con las zonas, dando permisos y discriminando situaciones y eventos en el sistema. Estas serán explicadas a continuación las más importantes.

- **Disparo transferible de corto alcance:** En esta protección de línea, existen esquemas definidos para coordinar ambos extremos de la línea protegida en caso de falta. Uno de ellos es el esquema de disparo transferible de corto alcance, utilizado en la subestación Chicacao.

En este esquema, las protecciones de línea de ambos extremos están comunicadas a través de tonos manipulados por desplazamientos de frecuencia transmitidos en forma bidireccional procedentes de los aparatos de teleprotección. En las líneas de 69 KV se utiliza como medio para transmitir los impulsos microondas.

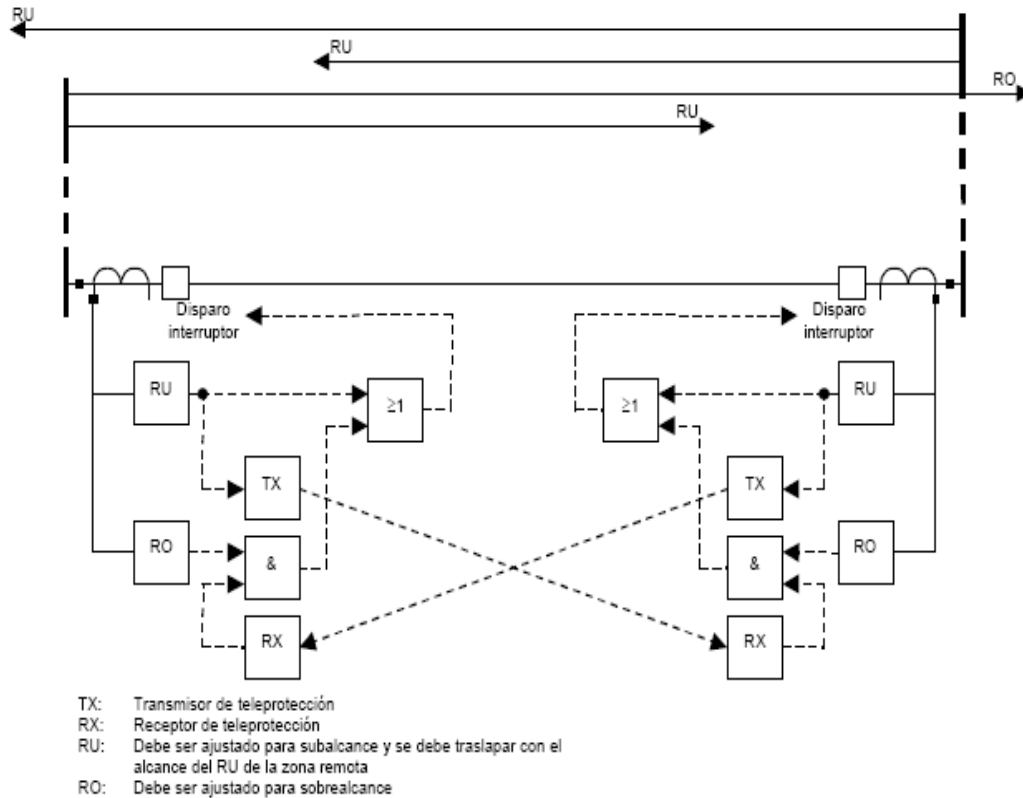
Este esquema fundamentalmente lo que hace es que, en caso de una falla en el punto como se muestra en la figura 30, la protección B tendrá en su registro una falla en zona 2 con lo que tardará un tiempo en enviar la orden de disparo, mientras que la protección A en el otro extremo registra un fallo en zona 1 dando así un disparo instantáneo a los interruptores en la protección A y enviando un impulso a la protección B.

Figura 30. Protección de distancia



El SEL está programado para que al recibir el impulso de B y tener la condición de falta en zona 2, realice un disparo instantáneo despejando así en ambos extremos la falta casi de manera instantánea. Como se muestra en la figura 31 el esquema de protección de distancia.

Figura 31. Esquema de protección de distancia



- Supervisión de voltaje y detección de pérdida de potencial:** Mediante esta función el SEL supervisa el voltaje ca de los circuitos secundarios provenientes de los transformadores de tensión. En caso de fallo en los secundarios de los circuitos de los transformadores de tensión, de acuerdo a entradas programadas al SEL las funciones que utilizan estas señales para detectar faltas pueden ser bloqueadas para evitar una operación no deseada. Como ejemplo específico tenemos la protección de distancia y la función de sincronismo.

- **Localizador de Fallas:** El relevador SEL tienen como complemento un localizador de fallas en cual de acuerdo a cálculos, ya que la impedancia de la línea puede ser expresada en función de la distancia, determina a qué distancia de la línea ha ocurrido la falla, dando una orientación para la ubicación física del problema.
- **Grabador de disturbios:** Otra función complementaria del SEL es que utiliza en estas líneas un grabador de disturbios para registrar los eventos internos de la misma unidad y para todas entradas discretas a la unidad. Al igual registra todas las entradas analógicas y discretas con una duración.

Su capacidad para capturar hasta 15 oscilogramas de por lo menos 16 ciclos de duración con una resolución de 20 muestras por ciclo. Las condiciones de pre-falta y post-falta son totalmente ajustables.

Las funciones de control que desempeñan los relevadores SEL en la subestación Chicacao para los dispositivos asociados a las líneas son las siguientes:

- El control de apertura y cierre de los seccionadores e interruptores de 69 KV.
- Poseen esquemas de enclavamientos para el bloqueo de los seccionadores y los interruptores de 69 KV. Para esto es necesaria la determinación precisa de la posición de cada uno de los dispositivos de 69 KV para que en el caso que existan condiciones confusas se impida la operación de las mismas.

Otras de las importantes funciones de protección que los relevadores SEL realizan para los dispositivos asociados a las líneas de la subestación Chicacao son las siguientes:

- Supervisión de los circuitos primarios y secundarios de disparo y de cada una de las bobinas de disparo, independientemente de la posición del interruptor. En caso que alguno de los circuitos de disparo falle este mandaría una alarma indicando fallo en las bobinas de disparo y cierre.
- Verificación del sincronismo permite el cierre del interruptor asociado cuando los sistemas estén en sincronismo, cuando se tenga la barra viva y la línea muerta o cuando la barra está muerta y la línea viva. La unidad verifica los parámetros de magnitud de voltaje, frecuencia y ángulo de fase de voltaje para poder cerrar un interruptor. Para esto cada unidad tiene la señal de tensión de las barras y de las líneas para poder realizar una comparación. Existe un rango permisible para cada parámetro el cual puede ser ajustado mediante programación.

3.1.2. Protección de respaldo

Esta protección debe operar en caso que la protección de distancia falle o esté fuera de servicio. Este caso es aplicado la protección de sobrecorriente direccional a tierra en el mismo relevador SEL.

3.1.2.1. Protección 67N

Una protección de este tipo suele dividirse en dos elementos:

- Un elemento direccional, que controla el sentido de la potencia.
- Un elemento de sobrecorriente, controlando la magnitud de corriente.

De forma general, puede decirse que el elemento direccional permite la actuación del elemento de sobrecorriente cuando la corriente (es decir, la potencia) circula en un sentido determinado. Esta protección está aplicada a las líneas de 69 KV con la consideración que no sean radiales, y consta de los mismos relevadores y elementos de medida que la protección de corriente, con la inclusión de la característica direccional. Los ángulos característicos de la función direccional dependen del propio circuito (línea o cable) y del sistema de puesta a tierra del neutro de la red. Su uso más usual es en redes radiales alimentadas por un solo extremo.

En las redes de subtransmisión, la protección de sobrecorriente direccional se utiliza mayormente como protección de reserva para la detección de los cortocircuitos a tierras resistentes. En el caso de cortocircuitos a tierra, la tensión que se lleva al relevador para propósito de polarización es la tensión residual del sistema. Esta tensión puede obtenerse por medio de la conexión en delta abierto de los secundarios de los transformadores de tensión.

Se supone que las condiciones normales de servicio introducen un factor de potencia inductivo, de forma que la corriente de fase retrase al voltaje de fase en un ángulo de 20 a 30 grados. Al producirse el defecto a tierra, la tensión de la fase afectada en el punto de medida disminuye a consecuencia del mayor nivel de corriente de fase.

La corriente de fase, cortocircuitada la carga por la falta a tierra, asume un nuevo ángulo con respecto a la tensión de fase. La aparición del cortocircuito desequilibra los sistemas vectoriales de tensiones e intensidades, lo que da paso a la aparición de nuevas magnitudes conocidas como V_0 e I_N .

A diferencia de los relevadores de fase, el ángulo entre la tensión y la intensidad de neutro no es función del argumento de la impedancia del equipo protegido, sino de la impedancia homopolar de la red hasta el punto de instalación. Así, si la red está puesta a tierra rígidamente o por medio de una reactancia limitadora, el ángulo será predominantemente inductivo.

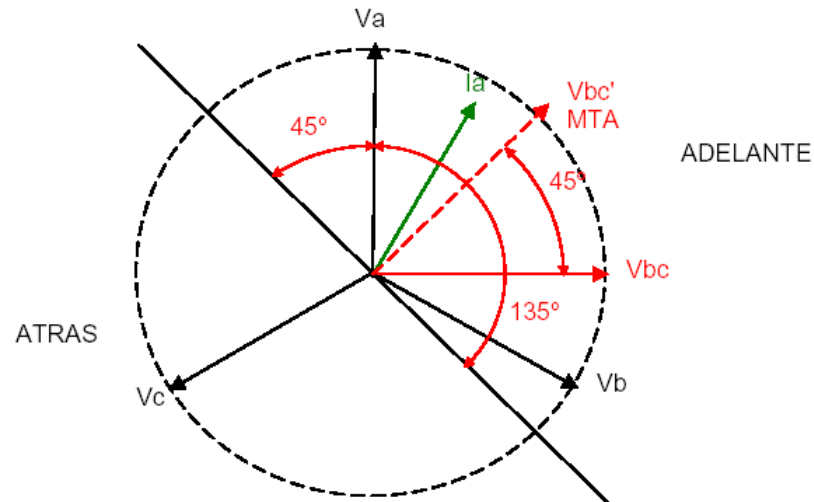
3.1.2.2. Aplicación en la subestación Chicacao

El relevador SEL da protección mediante esta función, protege a la línea contra fallas a tierra; para determinar la dirección de la falla el relevador utiliza un voltaje de polarización y una corriente de polarización, en este caso V_0 e I_0 respectivamente.

En casos en que no se pueda obtener estas magnitudes de referencia por la construcción y características físicas del sistema, se puede elegir en el SEL la opción de utilizar como referencia magnitudes de corriente negativa, en este caso V_2 e I_2 . Al igual que la función de sobreintensidad un ajuste debe ser programado en la protección, determinando así un valor de actuación para la magnitud de intensidad y un ajuste para el valor del ángulo seleccionado el cual discriminará la dirección del evento; en el momento que se alcanza este valor, la protección enviará disparos a los interruptores asociados a la línea donde la conexión está el voltaje aplicado y este al ser desfasado se obtiene la máxima sensibilidad.

Es importante mencionar que esta función al ser direccional discrimina entre cualquier retorno que pueda haber en el neutral por desequilibrios en el sistema y faltas reales a tierra. El ajuste básico MTA es denominado Ángulo de Máximo Torque como se muestra en la figura 32.

Figura 32. Conexión cuadratura para relevador direccional



3.2. Protección del transformador de potencia

Este tipo de protección está diseñada para producir la desconexión de la alimentación de las barras de alta tensión en caso de las siguientes fallas:

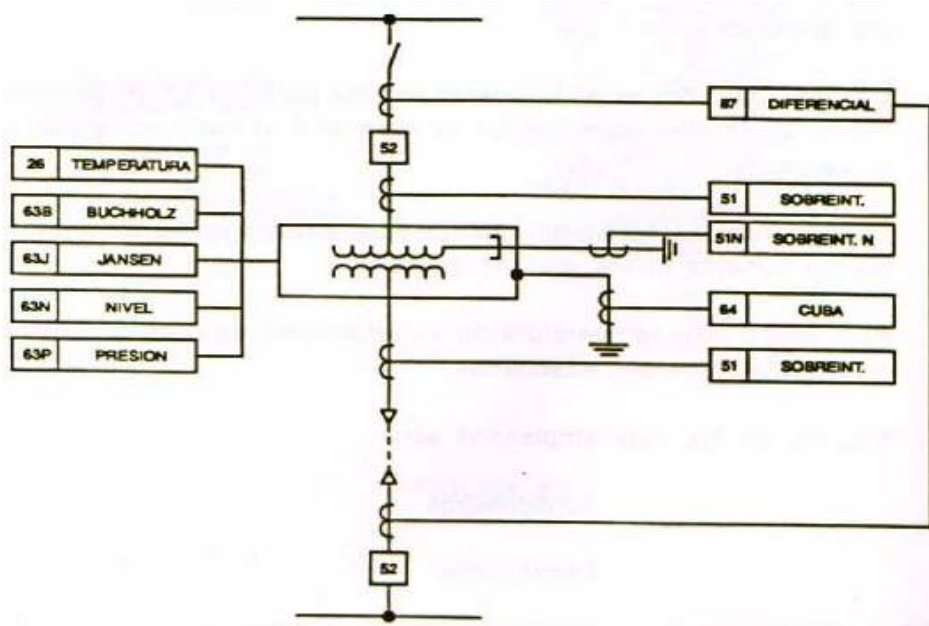
- Fallas externas como lo son las sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos de la red, así como la baja frecuencia.
- Fallas internas como lo son el defecto de aterrizaje, cortocircuito entre espiras o entre fases, defectos en el núcleo por fallo de aislamiento, etc.

El fin es aislar el transformador de la subestación y preservar la integridad de los equipos involucrados. Los transformadores por ser los equipos más caros de todos lo que se encuentran dentro de la subestación y en función de su importancia relativa dentro del sistema por su capacidad y voltaje nominal, conforman los criterios de atención para determinar el grado de protección que corresponda.

El transformador de potencia consta con dos tipos básicos de protecciones como se muestra en la figura 33 y son las siguientes:

- Protecciones propias que forman parte integrante del transformador, detectando faltas producidas dentro de la cuba y;
- Protecciones externas que no forman parte del transformador y normalmente utilizan otros elementos como transformadores de tensión y transformadores de corriente.

Figura 33. Protecciones del transformador de potencia



3.2.1. Protección primaria

En los siguientes puntos se explicará de manera general los conceptos más importantes involucrados en la protección primaria de un transformador de potencia, tomando como eje, la protección diferencial que es la protección más importante en protecciones de transformadores.

3.2.1.1. Protección 63B

Todos los transformadores que tienen tanque conservador de nivel de aceite deben traer la protección Buchholz. Esta protección consta de un dispositivo que detecta el desprendimiento de gases producidos por los calentamientos locales, que descomponen el aceite o dan lugar a la combustión de los aislantes, motivados por una anomalía magnética o eléctrica en el interior del transformador. Este relevador tiene dos niveles de activación; el nivel de alarma y el nivel de disparo, que activa un relevador auxiliar que también activa una serie de contactos.

3.2.1.2. Protección 63J

Esta protección consta de un dispositivo que tiene como misión proteger el conmutador que tienen el regulador de tensión, y también al transformador en el caso de un fallo en el dispositivo del regulador. Este tiene igual que el relevador de Buchholz dos niveles de activación; el que da alarma y el que da disparo mediante la activación de un relevador auxiliar que a su vez activa una serie de contactos.

3.2.1.3. Protección 49T

El relevador contra sobrecargas es un dispositivo de imagen térmica que también se usa para iniciar la operación de los ventiladores y de las bombas de aceite para aumentar la capacidad de enfriamiento del transformador. Este dispositivo cuenta con dos niveles de alarma.

3.2.1.4. Protección 87

Esta protección detecta los cortocircuitos y las derivaciones de masa producidas dentro de la cuba del transformador y también, como el relevador de Buchholz, detecta los cortocircuitos entre espiras. El fundamento de esta protección se basa en la actuación del relevador cuando el vector “diferencia” entre las intensidades de entrada y salida del transformador excede de un valor predeterminado.

Se deben establecer las adecuadas relaciones de transformación en los transformadores de intensidad y debe tenerse en cuenta en las pérdidas en el interior del transformador, las corrientes de vacío y los desfases entre corrientes, para poder efectuar la comparación. Básicamente una protección diferencial consta de seis transformadores de intensidad, tres a cada lado del transformador. La zona de protección es la que está comprendida entre los grupos de transformadores de intensidad.

3.2.1.5. Aplicación en la subestación Chicacao

El relevador ZIV 8IDN de protección por medio de esta función, protege la posición del transformador en caso de que ocurra cualquier falta interna en el transformador. El área de la protección diferencial está dada por medio de la conexión de los transformadores de corriente en el lado de alta y baja tensión.

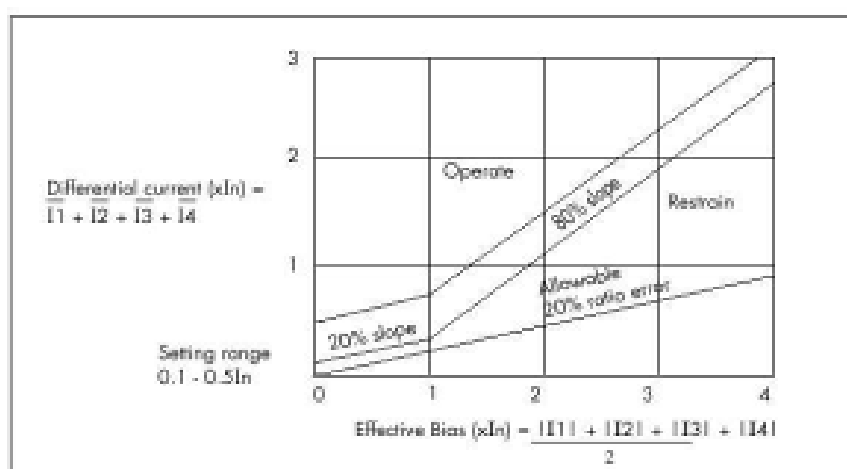
El principio básico de Kirchoff es utilizado para poder definir el área diferencial; en este la intensidad de alta tensión en comparada con la sumatoria vectorial de las intensidades de baja tensión y del devanado terciario utilizado para alimentar los servicios auxiliares dando así la resultante de cero en la intensidad diferencial para condiciones normales de funcionamiento.

Existen algunos parámetros que el relevador de protección ZIV 8IDN necesita para poder actuar o no de acuerdo a los sucesos del sistema. A continuación se explicarán de manera general los más importantes.

- **Factor de compensación:** este factor es muy importante y se determina mediante cálculo de acuerdo a las características de los transformadores de intensidad utilizados en el área diferencial. Es el factor utilizado para compensar las diferentes relaciones de los transformadores de intensidad. Es totalmente ajustable en la protección y con este se compensa la existencia de los diferentes niveles de intensidad manejados en el área diferencial.
- **Intensidad de arranque diferencial:** esta es la intensidad mínima en la que la protección debe actuar de acuerdo a la característica de la curva. Generalmente este valor es dado en por unidad, tomando como referencia la intensidad nominal del sistema.
- **Porcentaje de frenado:** esta es la pendiente de la característica de la curva a utilizar. Mediante esta se puede ajustar, para prevenir actuaciones no deseadas del relevador diferencial debido a pequeñas variaciones en el sistema. Dependiendo de las características del sistema esta puede ser ajustada dentro de un rango de porcentajes, aunque en algunos relevadores, ya viene dada por defecto ya que el comportamiento en transformadores está estandarizado.
- **Curva característica diferencial:** esta es la curva utilizada por los relevadores diferenciales; esta es una curva bastante sencilla, que tienen como eje vertical la intensidad diferencial y como eje horizontal la intensidad de paso. Esta tiene dos pendientes utilizadas que se conocen como el frenado porcentual de la curva.

El primer tramo es utilizado para faltas internas y es de mayor sensibilidad que el segundo tramo. El segundo es utilizado para defectos producidos por posible saturación de los transformadores de intensidad utilizados en el área diferencial como se muestra en la figura 34.

Figura 34. Característica diferencial



Fuente: Manual de instrucciones. ZIV 8IDN, junio 2009.

- Parámetros para armónicos:** estos parámetros son utilizados por la introducción de armónicos (segundo y quinto) a la hora de la puesta en carga del transformador. Estos valores la mayoría de las veces vienen dado por defecto y no son ajustables ya que se tienen muy bien definido para las distintas aplicaciones.

Estos son de manera general los parámetros más importantes utilizados por la protección ZIV 8IDN para la actuación diferencial en la subestación Chicacao. Existen entradas y salidas asignadas a este relevador que definen actuaciones de otro tipo de protecciones y que son perfectamente programables en la misma. Al actuar la protección 87, daría disparos a todos los interruptores asociados al área diferencial sacando al transformador en carga.

3.2.2. Protección de respaldo

Esta protección debe operar en caso que la protección primaria fallaría o estaría fuera de servicio. En este caso la protección lo controla el relevador ZIV 8IRDM donde la gama de funciones existentes, su aplicación se centra en la función de sobrecorriente de fase y neutro tanto en el lado 69 KV como en el lado 13.8 KV.

3.2.2.1. Protección 63N

Esta protección cuenta con un dispositivo que sirve para controlar el nivel de aceite en los transformadores y se suele montar en uno de los laterales del depósito conservador, existiendo dos tipos que son el nivel magnético y el tubo de cristal.

3.2.2.2. Protección 63P

Esta protección consta de un dispositivo previsto para liberar las presiones a las que se puede ver sometida la cuba de un transformador, debido a cortocircuitos o derivaciones internas, produciendo estas un gran calentamiento del aceite que originan en parte su evaporación. Pueden ser de diferentes tipos como el de la chimenea de expansión o las válvulas liberadoras de presión.

3.2.2.3. Protección 26

Esta protección consiste en los termómetros donde estos miden la temperatura de la capa superior del aceite del transformador. Estos constan de un relevador auxiliar que al cerrarse los contactos del termómetro, estos energizan la bobina del relevador y estos son los que establecen los circuitos de alarma y segunda alarma.

Como partes principales tienen un bulbo detector, que es el elemento sensible a variaciones de temperatura y un tubo capilar que es el que transmite a la esfera indicadora las variaciones de temperatura.

3.2.2.4. Protección 50-51 en transformador de potencia

Lo normal es que un relevador de sobrecorriente se utilice como protección de respaldo para faltas externas, siendo del tipo instantáneo y de tiempo inverso (50-51). Cuando el neutro del banco se conecta a tierra, en forma directa, se usa una protección de sobrecorriente de tierra, del tipo direccional (67N) como complemento a la de respaldo de fase. Dentro de su característica, ofrezca no sólo una curva de actuación sino una familia de ellas. Mediante un dispositivo adecuado, se accede a las diferentes curvas comprendidas entre los límites superior e inferior de la familia, adecuándose así la protección a las necesidades particulares como en éste caso a la de respaldo del transformador de potencia.

3.2.2.5. Unidad 50S-62

La protección de fallo interruptor es una función de apoyo utilizada en caso de que el interruptor falle en su intento de apertura para despejar la falla como respuesta a su propia orden de disparo. Esta función la realiza al revisar que aún existe corriente de falla a través del sistema después de cierto tiempo de haber enviado la orden fallida de apertura.

Se inicia una secuencia de tiempo que puede ser iniciada por medio de entradas binarias ya sea de la propia protección o por alguna protección adyacente de manera monofásica o trifásica, indicando que ha actuado alguna de las funciones programadas (sobrecorriente, diferencial de línea, distancia, etc.). El primer tiempo de la secuencia es para repetir la orden de disparo al propio interruptor que ha fallado y el segundo tiempo es para enviar orden de disparo a interruptores adyacentes a él y así despejar la falta por medio de otras fuentes. La corriente de umbral mínimo que la protección necesita medir se ajusta en un rango amplio mediante programación.

3.2.2.6. Aplicación en la subestación Chicacao

La aplicación de la protección de respaldo en la subestación Chicacao se enfoca en la protección de sobrecorriente en el lado de 69 como en el lado de 13.8 KV. Su razón es la de mantener sobreprotegido ya sea para fallas externas como internas al elemento más importante que es el transformador de potencia.

En el lado de 69 KV es utilizado un relevador ZIV 8IRDM con la funciones de sobrecorriente de fase temporizado e instantáneo (50-51) para dar respaldo al relevador diferencial. En el lado de 13.8 KV el relevador diferencial tiene su soporte con el control electrónico COOPER para medir las protecciones de sobrecorriente de fase y neutro ambos casos temporizado e instantáneo (50-51/50N-51N).

En el esquema de fallo interruptor definido para la subestación Chicacao está dado en la configuración barra sencilla en el cual, si al transcurrir el primer tiempo donde se repite la orden de apertura al mismo, este no abre, entonces son enviadas las ordenes de apertura a los interruptores vecinos que son los asociados a la barra de 69 KV y la barra 13.8 KV, despejando así la falla. Si alguno de los interruptores asociados a las barras no abriera luego el primer intento, se enviaría una orden de disparo a todos los interruptores asociados a la barra para despejar la falla.

3.3. Protección de tres líneas de distribución 13.8 KV

Este tipo de protección está diseñada para producir la desconexión de las líneas de distribución de las tres posiciones de líneas: INTROSA, Chicacao y Santo Domingo, en caso de fallas debidas a cortocircuitos, sobrecargas, sobrevoltajes, etc., con el fin de aislar la parte fallada y preservar la integridad de los equipos involucrados en la subestación Chicacao.

3.3.1. Protección primaria

En el siguiente punto se explica de manera general los conceptos más importantes involucrados en la protección primaria de las líneas de distribución de 13.8 KV tomando como eje, la protección de sobrecorriente de fase y neutro con elemento instantáneo y protección de sobrecorriente de fase y neutro con elemento de tiempo inverso.

En la subestación Chicacao solamente se cuenta con protección primaria debido a que los circuitos son radiales y a lo largo de cada uno, la protección de sobrecorriente se coordina con otros elementos como reconectores trifásicos o monofásicos dentro de la red, seccionalizadores y con fusibles.

3.3.1.1. Protección 50-51+79

La protección de sobrecorriente en las líneas de distribución de la subestación Chicacao, se tuvo la alternativa de uso de los reconectores COOPER. Como todo los reconectores, el reconnector COOPER está formado por tres elementos principales:

- El interruptor COOPER que realiza las operaciones de apertura y cierre. Consta de tres polos montados en una carcasa. Cada polo consiste en un módulo que contiene un interruptor en vacío y sensor de corriente, unido a un actuador magnético.
- El dispositivo electrónico marca KYLE de control y protección, formado por un microprocesador digital, con control electrónico y baterías de respaldo.
- El cable de control el cual se conecta el interruptor con el control electrónico.

El control electrónico puede ser operado remotamente para permitir la reconfiguración del sistema, análisis de fallas y transferencia de ajustes de protección para hacer más eficientes los sistemas de distribución. Adicionalmente el control permite recolectar datos para permitir el análisis de carga del sistema, planificación y futura modernización.

El panel frontal del dispositivo electrónico de control es un interfaz hombre-máquina que permite interactuar con el equipo reconector y ajustar todos los elementos de protección (básicos y avanzados). Para interactuar con la subestación Chicacao, se realizan los estudios de los elementos de protección básicos disponibles con designación ANSI mostrados en la tabla XIII:

Tabla XIII. Elemento de protección de los re conectadores

| Elemento de Protección | Protección de fase | Protección de neutro |
|---|---------------------------|-----------------------------|
| Sobreintensidad temporizada | 51P | 51N |
| Sobreintensidad instantánea | 50P-1 | 51N-1 |
| | 50P-2 | 51N-2 |
| | 50P-3 | 51N-3 |
| Secuencia de Cierre o reenganche | 79-1 | |
| | 79-2 | |
| | 79-3 | |
| | 79-4 | |

3.3.1.2. Aplicación en la subestación Chicacao

Los re conectadores utilizados en la subestación Chicacao, han sido justificados principalmente debido al costo, así como la sencillez, rapidez y sensibilidad que se encuentran en un relevador de sobrecorriente con interruptor independiente, cumpliendo los mismos requisitos realizados dentro del estudio de coordinación de protecciones en las líneas de 13.8 KV.

En este caso los reconectores están puestos en las salidas principales de 13.8 KV de Nahualate (INTROSA), Chicacao y Santo Domingo, donde permite aislar el circuito en caso de fallas permanentes.

Los siguientes factores que se consideraron para la aplicación de reconectores para su correcta aplicación fueron los siguientes:

- La tensión nominal del sistema es menor a la tensión de diseño del reconector.
- La corriente máxima permanente de carga en el punto del sistema donde se ubicará, es menor a la corriente nominal del reconector.
- La capacidad de ruptura es mayor a la corriente de falla en el punto de aplicación.
- La corriente mínima de operación (sensibilidad) se escogió de modo que, detecta todas las fallas que ocurran dentro de la zona que se ha encomendado proteger.
- Las curvas tiempo-corriente y la secuencia de operación se seleccionaron adecuadamente, de modo que es posible coordinar su operación con otros elementos de protección instalados en el mismo sistema.

3.4. Protección de un transformador de sistemas auxiliares.

El transformador de sistemas auxiliares es usado para reducir la tensión de una línea de distribución al nivel requerido por los diferentes equipos y circuitos que forman el sistema de servicios propios.

Los procedimientos y criterios para la determinación de las características, selección y especificación de transformadores de servicios auxiliares, son los mismos usados para cualquier transformador de potencia en media tensión, lo cual hacen que su protección sea sencilla y simple.

La fuente de alimentación del transformador es tomada de las barras de 13.8 KV, considerándose como una cuarta red de tensión 13.8 KV, esto es debido, a que teniendo ésta disposición de alimentación desde la barra la constituye una fuente lo suficientemente confiable y segura.

La protección incorporada por su categoría, es la de un juego de tres fusibles cortacircuitos de 16 A, 15.5 KV, tipo 65K montados en un costado en la estructura del campo de barra de 13.8 KV.

El transformador de potencia 50 KVA, de 13.8 KV de tensión primaria y 120/208 V tensión secundaria, por su capacidad se encuentra en la categoría I y se muestra en la figura 35.

Figura 35. Transformador de sistemas auxiliares



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

El juego de fusibles cortacircuitos seleccionados tiene coordinación con el interruptor interno de protección del transformador mostrado en la figura 36.

Figura 36. Protección por juego de fusibles transformador de SS AA



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

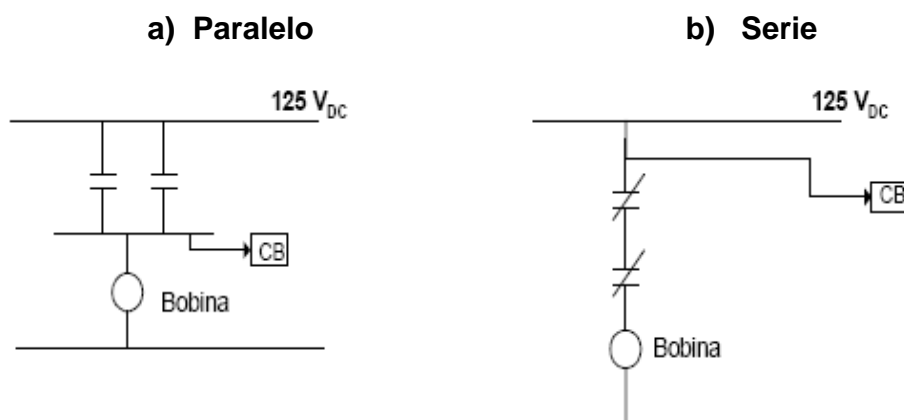
3.5. Interface del sistema de protecciones y sistema de control supervisorio

La subestación Chicacao está dotada de un sistema de control supervisorio conforme a la más reciente tecnología. Este sistema maneja todas las variables de la subestación Chicacao de manera automática tales como el control de las protecciones, con lo cual el trabajo de supervisión y mantenimiento de la subestación se vuelve mucho más sencillo.

Como hemos tratado en todo el contenido, todos los sistemas eléctricos de la subestación cuentan con protecciones de las líneas y barras de 69 KV, del transformador y las líneas de 13.8 KV. Pero no necesariamente las fallas que se pueden producir son de origen externo, sino también de origen interno dentro del transformador, donde el SCS es el encargado de recibir todas las señales que emiten éstas. Cada una tiene sus contactos de disparo, o sea, relevadores que manejan bobinas de disparo en caso de ocurrencia de una falla.

Generalmente la mayoría de las protecciones tanto las propias como las externas no dan directamente la orden de disparo, sino que lo hacen a través de relevadores auxiliares de disparo. En la subestación Chicacao se utiliza un relevador de disparo y bloqueo denominado 86, que tiene la particularidad de reposición manual o eléctrica. Estos relevadores de bloqueo son dispositivos eléctricos cuya función es sacar y mantener fuera de servicio en caso de condiciones anormales de operación. El disparo conlleva a que siempre se abra un interruptor que esté más cerca de la parte fallada ver figura 37b y 37b. Este en su placa frontal tiene la disposición visual para indicar si el relevador está disparado o rearmado.

Figura 37. Bloque de contactos de relevadores de disparo:



Cada protección emite tres señales que actúan al mismo tiempo. La primera de ellas se dirige a los relevadores de disparo; dependiendo de que falla sea se energizará el contacto de disparo que permitirá la actuación del relevador 86; al energizarse este relevador se emitirá la segunda señal que va al SCS, el cual dispondrá la actuación de secuencias de bloqueo normal, o sea saca fuera de servicio la unidad; al mismo tiempo los relevadores de disparo emiten una tercera señal al registrador cronológico de eventos (donde se almacena las actuaciones de la protección) informando lo sucedido.

Sí el disparo ha sido motivado por una protección cuya falta permanece no se permite el rearme del mismo. Este relevador evita que el transformador, estando bajo condiciones de falta sea alimentado sin analizar previamente las señalizaciones y alarmas que han motivado el disparo. Las protecciones que hacen actuar este relevador son únicamente las de Buchholz, Jansen, el diferencial y la de sobrecarga (imagen térmica). Este relevador de bloqueo y disparo 86, tiene un gran número de contactos auxiliares utilizados en los esquemas de protección y control de la subestación. En la figura 38 se muestra el relevador de bloqueo 86 de la subestación Chicacao.

Figura 38. Relevador 86



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

Los relevadores de protección del transformador además de dar disparos a la posición también señalizan en una tabla de control óptico su actuación. Algunos relevadores como el termómetro y el termostato, tienen una temperatura a la que se da alarma, sin llegar a dar disparo.

3.6. Ajustes de las protecciones del sistema

3.6.1. Ajustes de las protecciones de las líneas de 69 KV

La protección de las líneas de 69 KV de la subestación Chicacao se dividen por la protección primaria y protección de respaldo. En la protección primaria está enfocada principalmente en la protección 21 y su ajuste se realiza en base a su impedancia total para que realice un disparo sin retardo intencionado para faltas resistivas de resistencia inferior a 100 Ohms. La protección de respaldo está enfocada en la protección 67N y su ajuste se basa que su disparo sea selectivo de fallas monofásicas muy resistivas en cualquier punto de la línea.

3.6.1.1. Ajuste protección primaria y de respaldo

En las líneas de Cocales y Mazatenango, la protección de distancia está enfocada en la impedancia de cada salida y en base a lo considerado en la información brindada por INDE se indican a continuación:

Zona 1: la zona Z1 que protege la línea entre en un 80% de su longitud, con mira hacia adelante y protección instantánea. El mismo porcentaje de protección es para ambas líneas.

Zona 2: la zona Z2 que protege la línea entre en un 120% de su longitud, con mira hacia adelante y su protección es temporizada. El mismo porcentaje de protección es para ambas líneas. El 100% es la zona protegida y el 20% restante están enfocados en la línea adyacente. La actuación tiene un retardo de 0.300 s en el disparo.

Zona 3: la zona Z3 que protege la línea entre en un 180% de su longitud, con mira hacia adelante y su protección es temporizada. El mismo porcentaje de protección es para ambas líneas. El 100% es la zona protegida y el 80% restante están enfocados en la línea adyacente. La actuación tiene un retardo de 0.800 s en el disparo.

Zona 4: la zona Z4 que protege la línea entre en un 200% de su longitud, con mira hacia adelante y su protección es temporizada. El mismo porcentaje de protección es para ambas líneas. El 100% es la zona protegida y el 100% restante están enfocados en la línea adyacente. La actuación tiene un retardo de 1.200 s en el disparo.

La impedancia secundaria es el parámetro que se utiliza para realizar los ajustes en los relevadores de distancia y la relación de la impedancia primaria dividida por la relación **k** dado en la tabla XIV.

Tabla XIV. Relaciones de CTR y PTR en el transformador

| Relaciones CT y PT | Primario | Secundario | Unidad | Relación |
|----------------------------|----------|------------|--------|----------|
| Relación CT (CTR) | 200 | 5 | A | 40 |
| Relación PT (PTR) | 69,000 | 115 | V | 600 |
| Relación ($k = PTR/CTR$) | 15 | | | |

La impedancia y su ángulo de éste circuito se toman como referencia para las demás zonas a proteger como se muestran en las tablas XV y XVI siguientes:

Tabla XV. Ajuste relevador distancia Cocalés

| Relevador Distancia | Dirección | Impedancia primaria | | Impedancia secundaria | | | | Retardo |
|------------------------|-----------|------------------------|------------|-----------------------|------------|------------|------------|---------|
| | | R (Ohm) | X (Ohm) | R (Ohm) | X (Ohm) | Z (Ohm) | Phi (°) | t (s) |
| LINEA PROTEGIDA | | 4.033 | 14.667 | 0.269 | 0.934 | 0.971 | 74 | |
| ZONA 1 | Adelante | 30 | 11.736 | 0.229 | 0.794 | 0.826 | 74 | 0.000 |
| ZONA 2 | Adelante | 40 | 17.150 | 0.364 | 1.264 | 1.316 | 74 | 0.300 |
| ZONA 3 | Adelante | 50 | 27.000 | 0.976 | 3.391 | 3.528 | 74 | 0.800 |
| ZONA 4 | Adelante | 60 | 55.000 | 0.976 | 3.391 | 3.528 | 74 | 1.200 |

Tabla XVI. Ajuste relevador distancia Mazatenango

| Relevador Distancia | Dirección | Impedancia primaria | | Impedancia secundaria | | | | Retardo |
|------------------------|-----------|------------------------|------------|-----------------------|------------|------------|------------|---------|
| | | R (Ohm) | X (Ohm) | R (Ohm) | X (Ohm) | Z (Ohm) | Phi (°) | T (s) |
| LINEA PROTEGIDA | | 3.290 | 11.964 | 0.219 | 0.762 | 0.792 | 74 | |
| ZONA 1 | Adelante | 30 | 9.570 | 0.186 | 0.647 | 0.674 | 74 | 0.000 |
| ZONA 2 | Adelante | 40 | 12.720 | 0.245 | 0.852 | 0.887 | 74 | 0.300 |
| ZONA 3 | Adelante | 50 | 15.770 | 0.905 | 3.144 | 3.271 | 74 | 0.800 |
| ZONA 4 | Adelante | 60 | 22.440 | 0.905 | 3.144 | 3.271 | 74 | 1.200 |

El ajuste de la compensación residual para faltas a tierra $K_{zo} = (Z_0 - Z_1)/(3Z_1)$ y el ángulo K_{zo} es la diferencia entre el ángulo de $Z_0 - Z_1$ y Z_1 , de las líneas de Cocalés y de Mazatenango y se muestra en la tabla XVII:

Tabla XVII. Compensación residual línea Cocalés y Mazatenango

| Compensación residual | Magnitud | Unidad |
|-----------------------------|----------|--------|
| $K_{zo} = (Z_0 - Z_1)/3Z_1$ | 0.769 | Ohms |
| Angulo K_{zo} | 1.2 | ° |

La protección de distancia de la línea Cocales y Mazatenango se resumen en las tablas XVIII y XIX siguientes:

Tabla XVIII. Protección 21 Cocales 69 KV

| Impedancia de línea | Magnitud | Angulo |
|----------------------|----------|--------|
| Z1 (Z directa) | 14.667 | 73.9° |
| Zo (Z homopolar) | 46.756 | 74.8° |
| Kzo (Comp. residual) | 0.7694 | |

Tabla XIX. Protección 21 Mazatenango 69 KV

| Impedancia de línea | Magnitud | Angulo |
|----------------------|----------|--------|
| Z1 (Z directa) | 11.964 | 73.9° |
| Zo (Z homopolar) | 38.140 | 74.8° |
| Kzo (Comp. residual) | 0.7690 | |

3.6.2. Ajustes del transformador de potencia

La protección del transformador de potencia de la subestación Chicacao se dividen también por la protección primaria y protección de respaldo. En la protección primaria está enfocada, primero por la protección 87 y su ajuste se realiza en base a la comparación de las corrientes que entran con las que salen, segundo por la protección Buchholz donde su ajuste se basa en el sobrecalentamiento del aceite por mala conexión eléctrica fallas de aislación en el núcleo del transformador y por último el de sobrecarga donde su base es una imagen térmica de tiempo igual a la del bobinado.

La protección de respaldo está enfocada en la protección de sobrecorriente de fase y neutro y su ajuste se basa en para que su disparo sea selectivo de faltas monofásicas o trifásicas muy resistivas en cualquier punto de la línea.

3.6.2.1. Ajuste protección primaria y de respaldo

En las protecciones del transformador de potencia la más importante es la protección diferencial porque ésta protección cubre todo el transformador, por lo cual se ha considerado los siguientes aspectos:

- La magnitud de corrientes se compensa seleccionando las relaciones de los CT's en razón inversa de los voltajes.
- La diferencia de ángulo se corrige conectando los CT's en forma inversa a la de los embobinados del transformador.
- El diseño del relevador considera las corrientes de energización (inrush).
- La característica operativa (porcentual) del relevador, responde a una comparación de las corrientes por los devanados (restricción) y la diferencial (operación).
- Si el resultado de la comparación supera el porcentaje el relevador operará.

Como criterio de ajuste de la protección diferencial, la sensibilidad se toma en 0.3 veces la corriente de toma del CT del lado 69 KV con un tiempo instantáneo para el disparo. Se toma un valor fijo para una sobreintensidad diferencial de 8 veces la corriente de toma del CT del lado de 69 KV con un tiempo instantáneo para el disparo. Se considera la pendiente debido al error total en la medición y considerarlo en la actuación del CT dentro del esquema, y los pasos a seguir para adecuadamente para un buen ajuste son los siguientes:

- Se consideran los datos generales del transformador de su placa característica dados en la tabla XX:

Tabla XX. Datos generales del transformador de potencia

| | | |
|------------------------|-----------------------|-------------------|
| Marca: | SIEMENS | |
| Tipo: | Ckoum 130 6-04 s/72.5 | |
| Icc máx./t máx. | 3.15 KA / 2 s | |
| Refrigeración | ONAN | ONAF |
| | Devanado 1 | Devanado 2 |
| Pn (KVA) | 14,000 | 14,000 |
| Un (V) | 69,000 | 13,800 |
| In (A) | 117.1 | 585.7 |
| Ucc (%) | 6.19 | |
| Conexión | Dyn1 | |

- Se consideran los datos generales del regulador de tensión de su placa característica como se muestra en la tabla XXI:

Tabla XXI. Datos generales del regulador de tensión

| No. Posición | Tensión (V) | Corriente (A) | |
|---------------------|--------------------|----------------------|-------------|
| | | ONAN | ONAF |
| 21 | 60720 | 99.8 | 133.1 |
| 20 | 61548 | 98.5 | 131.3 |
| 19 | 62376 | 97.2 | 129.6 |
| 18 | 63204 | 95.9 | 127.9 |
| 17 | 64032 | 94.7 | 126.2 |
| 16 | 64860 | 93.5 | 124.6 |
| 15 | 65688 | 92.5 | 123.0 |
| 14 | 66516 | 91.1 | 121.5 |
| 13 | 67344 | 90.0 | 120.0 |
| 12 | 69172 | 88.9 | 118.6 |
| 11 ^a | 69000 | 87.9 | 117.1 |
| 11 | 69000 | 87.9 | 117.1 |
| 11B | 69000 | 87.9 | 117.1 |
| 11C | 69000 | 87.9 | 117.1 |
| 10 | 69828 | 86.8 | 115.8 |
| 9 | 70650 | 85.8 | 114.4 |
| 8 | 71484 | 84.8 | 113.1 |
| 7 | 72312 | 83.8 | 111.8 |
| 6 | 73140 | 82.9 | 110.5 |
| 5 | 73968 | 82.0 | 109.3 |
| 4 | 74796 | 81.0 | 108.1 |
| 3 | 75624 | 80.2 | 106.9 |
| 2 | 76452 | 79.3 | 105.7 |
| 1 | 77280 | 78,4 | 104,6 |

- Se resumen los datos en tap máximo, medio y mínimo correspondiente a las variaciones de tensión y corriente y calcular el error, en la tabla XXII.

Tabla XXII. Tap máximo y mínimo del regulador de tensión

| No. Posiciones del Tap | 21 | | |
|------------------------|--------------|-----------|-----------|
| Posiciones | % Regulación | Vprim (V) | Iprim (A) |
| Tap Máximo | 12.00 | 77,280.0 | 104.6 |
| Tap Medio | 0.00 | 69,000.0 | 117.1 |
| Tap Mínimo | -12.00 | 60,720.0 | 133.1 |
| Incremento Tap | 1.20 | 828.0 | |

- Se consideran las relaciones de los transformadores de corriente en 69 y 13.8 KV para la protección diferencial así como la protección de respaldo mostrado en la tabla XXIII.

Tabla XXIII. Relación PT y CT en el transformador de potencia

| Relaciones CT y PT | Primario | Secundario | Unidad | Relación |
|---------------------|----------|------------|--------|----------|
| Relación CT 69 KV | 200 | 5 | A | 40 |
| Relación CT 13.8 KV | 600 | 5 | A | 120 |

- Encontramos la corriente secundaria de las corrientes primarias en el lado de 69 KV (tomando tap máximo y mínimo) y en el lado de 13.8 KV.
- Luego en el lado de 69 KV en el tap medio enfocamos la primera corriente (corriente de toma) del secundario del CT, donde ésta corriente se toma como parámetro diferencial para ingresarlo en el relevador. Este valor se encuentra tomando la corriente de secundario dividido por $\sqrt{3}$ medido en el tap medio de regulación.

$$I_{\text{toma}} = I_{\text{sec}} / \sqrt{3} = 2.9286 / \sqrt{3} = 1.690 \text{ A}$$

- En el lado 13.8 KV se fija la segunda corriente como parámetro diferencial en el secundario del CT.

$$I_{\text{toma}} = I_{\text{sec}} = 4.880 \text{ A}$$

- Encontramos el error máximo de ajuste del proceso del regulador entre su tap máximo y mínimo para considerarlo en la pendiente del relevador diferencial. Se divide la **I_{dif}** por la **I_{sec}** multiplicado por 100, como se muestra en la tabla XXIV a continuación:

Tabla XXIV. Error máximo en ajuste tap del regulador

| Lado Transformador | CT | I _{prim} (A) | I _{sec} (A) | I _{toma} (A) | I dif. (A) | I paso (A) | Error ajuste (%) |
|--------------------|---------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|------------|------------|------------------|
| 69 KV | I _{CT} (Tap Máx) | 104.6 | 2.6148 | | 0.3124 | 2.61 | 11.95 |
| | I _{CT} (Tap Med) | 117.1 | 2.9286 | 1.690 | 0.0014 | 2.93 | 0.05 |
| | I _{CT} (Tap Mín) | 133.1 | 3.3279 | | 0.4008 | 3.33 | 12.04 |
| 13.8 KV | I _{CT} | 585.7 | 4.8808 | 4.880 | 0.0008 | | |

- Calculamos la pendiente (%) del relevador diferencial sumando los errores de los equipos involucrados: el CT, la corriente de vacío del transformador y el máximo error de ajuste del transformador por regulación calculado anteriormente como se muestra en la tabla XXV:

Tabla XXV. Cálculo pendiente del relevador diferencial

| Error | % |
|-----------------------|--------------|
| CT | 5.00 |
| I vacío | 2.00 |
| Error ajuste | 12.04 |
| Total | 19.00 |
| Pendiente (%) | 25.00 |
| Pendiente (pu) | 0.25 |

Al final la gama de ajustes quedaron incorporados en el relevador diferencial así como en el relevador de sobrecorriente.

- La sensibilidad de disparo diferencial fue tomado en un 30% de la corriente de toma del secundario del CT del lado 69 KV, con un tiempo instantáneo igual a 0 s.
- El frenado de armónicos se consideran en un 20% de su magnitud de intensidad de la 2ª y 5ª armónica.
- Se toma en consideración una sobrecorriente diferencial en un 800% (8 en pu) de la corriente de toma del 1er devanado del CT del lado 69 KV, con un tiempo instantáneo igual a 0 s.
- Se considera la función del relevador Buchholz y el relevador Jansen.
- No se considera la unidad térmica 49 y el bloqueo de cierre (3).
- El paso de gas por el relevador actúa ordenando alarma o disparo en los interruptores.
- Los criterios de ajuste finales se resumen en la tabla XXVI siguiente:

Tabla XXVI. Gama de ajustes protección diferencial

| Unidades | Activo | Función | Valor | Unidad | Tiempo |
|-----------------------------------|--------|---------|-------|---------|--------|
| Sensibilidad diferencial | SI | 87 | 0.30 | x Itoma | 0.00 |
| Pendiente | | | 25.00 | % | |
| Frenado 2o armónico | SI | | 20.00 | % | |
| Frenado 5o armónico | SI | | 20.00 | % | |
| Sobrecorriente diferencial | SI | 87R | 8.00 | x Itoma | 0.00 |
| Unidad térmica | NO | | | | |
| Bloqueo cierre | NO | | | | |

El criterio de ajuste de protección de respaldo se enfoca en la utilización de relevadores de sobrecorriente de fase y tierra, donde son considerados los equipos adecuados para la protección de respaldo del transformador de potencia. La gama de ajustes quedaron incorporados en el relevador de sobrecorriente en el lado de 69 KV.

- Se toma a consideración una sobrecorriente de fase temporizado en un 80% de la corriente nominal, con un tiempo igual a 0.06 s y una sobrecorriente instantánea en un 925% de la corriente de toma del CT.
- Se toma en consideración una sobrecorriente de neutro en un 20% de la corriente de toma del CT, con un tiempo de 0.10 s, y una sobrecorriente instantáneo de 200% de la corriente de toma del CT.
- Los criterios de ajuste finales se resumen en la tabla XXVII siguiente:

Tabla XXVII. Gama de ajustes protección sobrecorriente lado 69 KV

| Unidades | Función | Sensibilidad | Isec (A) | Iprim (A) | T (s) |
|---------------------------|---------|--------------|----------|-----------|-------|
| Temporizado fase | 51 | 0.460 | 2.30 | 92 | 0.06 |
| Instantáneo fase | 50 | 7.710 | 38.55 | 1542 | 0.00 |
| Temporizado neutro | 51N | 0.200 | 1.00 | 40 | 0.10 |
| Instantáneo neutro | 50N | 2.000 | 10.00 | 400 | 0.00 |

La gama de ajustes quedaron incorporados en el relevador de sobrecorriente para el lado de 69 KV.

- Se toma a consideración una sobrecorriente de fase temporizado en un 80% de la corriente nominal, con un tiempo igual a 0.06 s y acá no se aplica sobrecorriente instantánea

- Se toma en consideración una sobrecorriente de neutro en un 12% de la corriente de toma del CT, con un tiempo de 0.32 s, y una sobrecorriente instantáneo de 146% de la corriente de toma del CT. Los criterios de ajuste finales se resumen en la tabla XXVIII siguiente:

Tabla XXVIII. Gama de ajustes protección sobrecorriente lado 13.8 KV

| Unidades | Función | Sensibilidad | Isec (A) | Iprim (A) | T (s) |
|--------------------|---------|--------------|----------|-----------|-------|
| Temporizado fase | 51 | 0.780 | 3.90 | 468 | 0.06 |
| Instantáneo fase | 50 | N/A | N/A | N/A | N/A |
| Temporizado neutro | 51N | 0.120 | 0.60 | 72 | 0.32 |
| Instantáneo neutro | 50N | 1.460 | 7.32 | 879 | 0.40 |

3.6.3. Ajustes de las líneas de distribución de 13.8 KV

La protección de las líneas de 13.8 KV están enfocadas en la protección de sobrecorriente de fase y neutro donde sus ajustes también se basan para que su disparo sea selectivo en fallas monofásicas o trifásicas muy resistivas en cualquier punto de de cada circuito.

3.6.3.1 Ajuste protección primaria

Los ajustes de las líneas de INTROSA, Chicacao y Santo Domingo se determinaron en base a sus parámetros de sobrecorriente de fase y neutro iguales los tres circuitos, donde se consideraron los siguientes aspectos en los reconectadores incorporados en cada salida.

- Se toma una sobrecorriente de fase temporizado en un 115% de la corriente de toma del CT, con un tiempo igual a 0.10 s; y una sobrecorriente instantánea de 450% de la corriente de toma del CT.

- Se toma en consideración una sobrecorriente de neutro en un 30% de la corriente de toma del CT, con un tiempo de 0.15 s, y una sobrecorriente instantáneo de 275% de la corriente de toma del CT.
- Se toma un máximo de dos reenganches donde el primero se ajusta a 1 s su recierre y el segundo reenganche se ajusta a 10 s su último recierre.
- Los criterios de ajuste finales para cada posición 13.8 KV se resumen en las tablas XXIX y XXX siguientes:

Tabla XXIX. Gama de ajustes protección sobrecorriente línea 13.8 KV

| Unidades | Función | Sensibilidad | Isec (A) | Iprim (A) | T (s) |
|--------------------|---------|--------------|----------|-----------|-------|
| Temporizado fase | 51 | 1.15 | 5.75 | 230 | 0.10 |
| Instantáneo fase | 50 | 4.50 | 22.50 | 900 | 0.00 |
| Temporizado neutro | 51N | 0.30 | 1.50 | 60 | 0.15 |
| Instantáneo neutro | 50N | 2.75 | 13.75 | 550 | 0.00 |

Tabla XXX. Gama de ajustes de reenganche de los reconectores

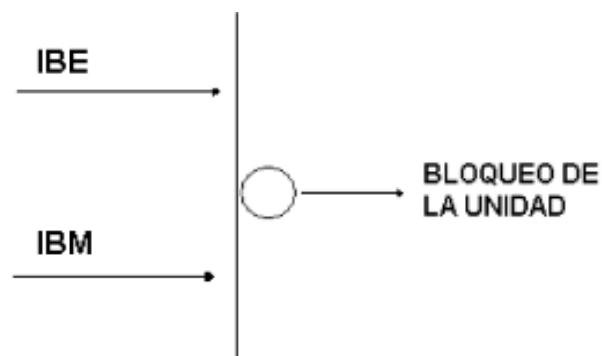
| AJUSTES DEL REENGANCHADOR | | | | | | | |
|---------------------------|-----|---------------|-----------------------|---------------|-----|---------------|-----|
| En servicio | | SI | Número de reenganches | | | | 2 |
| Reenganche 1 | | Reenganche 2 | | Reenganche 3 | | Reenganche 4 | |
| Falla fases | 1 s | Falla fases | 10 s | Falla fases | N/A | Falla fases | N/A |
| Fallas tierra | 1 s | Fallas tierra | 10 s | Fallas tierra | N/A | Fallas tierra | N/A |

3.7. Bloqueos de la unidad

El bloqueo o disparo de la unidad puede ser del tipo eléctrico u mecánico. Cada uno de estos bloqueos da una señal a los respectivos relevadores de disparo para que actúe en caso de detectar una falla.

La condición de funcionamiento de los bloqueos es que cuando cualquiera de los relevadores detecta una circunstancia mande al disparo sin importar que se den condiciones paralelas. O sea que se pueda representar en un diagrama OR representado a continuación en la figura 39.

Figura 39. Bloqueo de la unidad



3.7.1. Intervención del bloqueo eléctrico

El bloqueo eléctrico se puede dar por medio de la actuación de los relevadores de protección propias del transformador o fallas externas. Las señales que ingresan a este bloqueo tienen sus contactos en serie normalmente cerrados y energizados, en el momento de detectarse una condición anormal de cualquiera de estos contactos se produce su apertura y por ende el disparo del relevador de bloqueo 86, cuyo resultado es el disparo del interruptor tripolar del transformador.

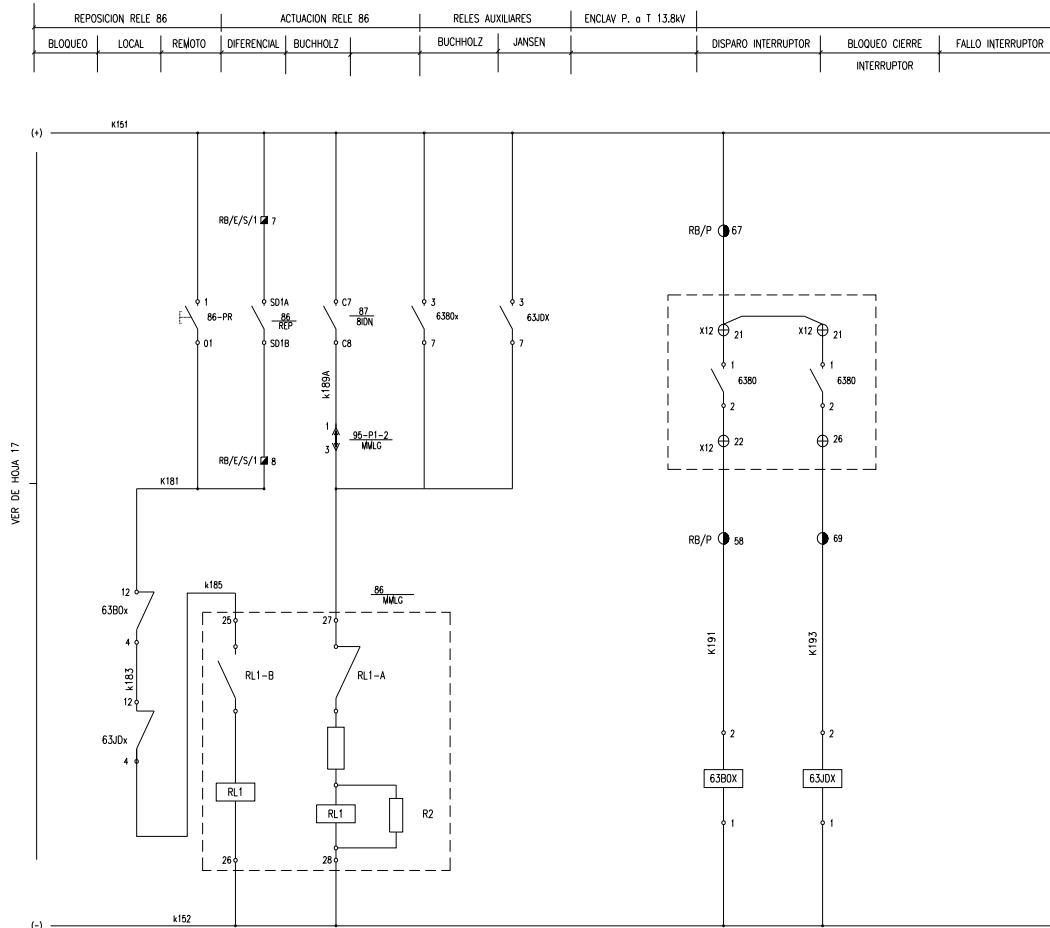
El bloqueo se debe a señales que pueden emitir los relevadores de protecciones de la unidad de transformador, tanto internas como externas. En el momento de producirse una falla en alguno de los contactos dispuestos en serie normalmente cerrados de éste bloqueo se provoca el disparo del relevador 86 que acciona la señal de intervención del bloqueo auxiliar 86X.

El relevador 86 es el encargado de abrir cualquiera de los interruptores que sea necesario en caso de que la falla sea en el transformador principal. La señal 86X también es alimentada directamente del SCS en caso de que el relevador 86 no opere. El bloqueo también interviene paradas parciales el cual emite una señal a través del relevador 86 de una falla externa en la línea de subtransmisión, subestación o equipos que lo forman.

El relevador 86 de la subestación Chicacao realizaría el disparo y bloqueo del interruptor trifásico en 69 KV y del reconectador principal en 13.8 KV y los elementos que lo actúan son los siguientes: Buchholz, Jansen, sobrecarga y diferencial. Las señales de caída de presión de SF6 de los interruptores de línea y del interruptor del transformador que sea recibida al equipo de monitoreo y control bloqueará el cierre del interruptor que ha enviado esa señal, si este está en posición de abierto.

Existe una segunda etapa de caída de gas, que bloquea el disparo de cada elemento si este se encuentra cerrado. En sí el sistema de protección y control tiene una serie de bloqueos eléctricos y alarmas necesarias para garantizar el buen funcionamiento del sistema de potencia y se muestra en la figura 40.

Figura 40. Diagrama bloqueo del relevador 86

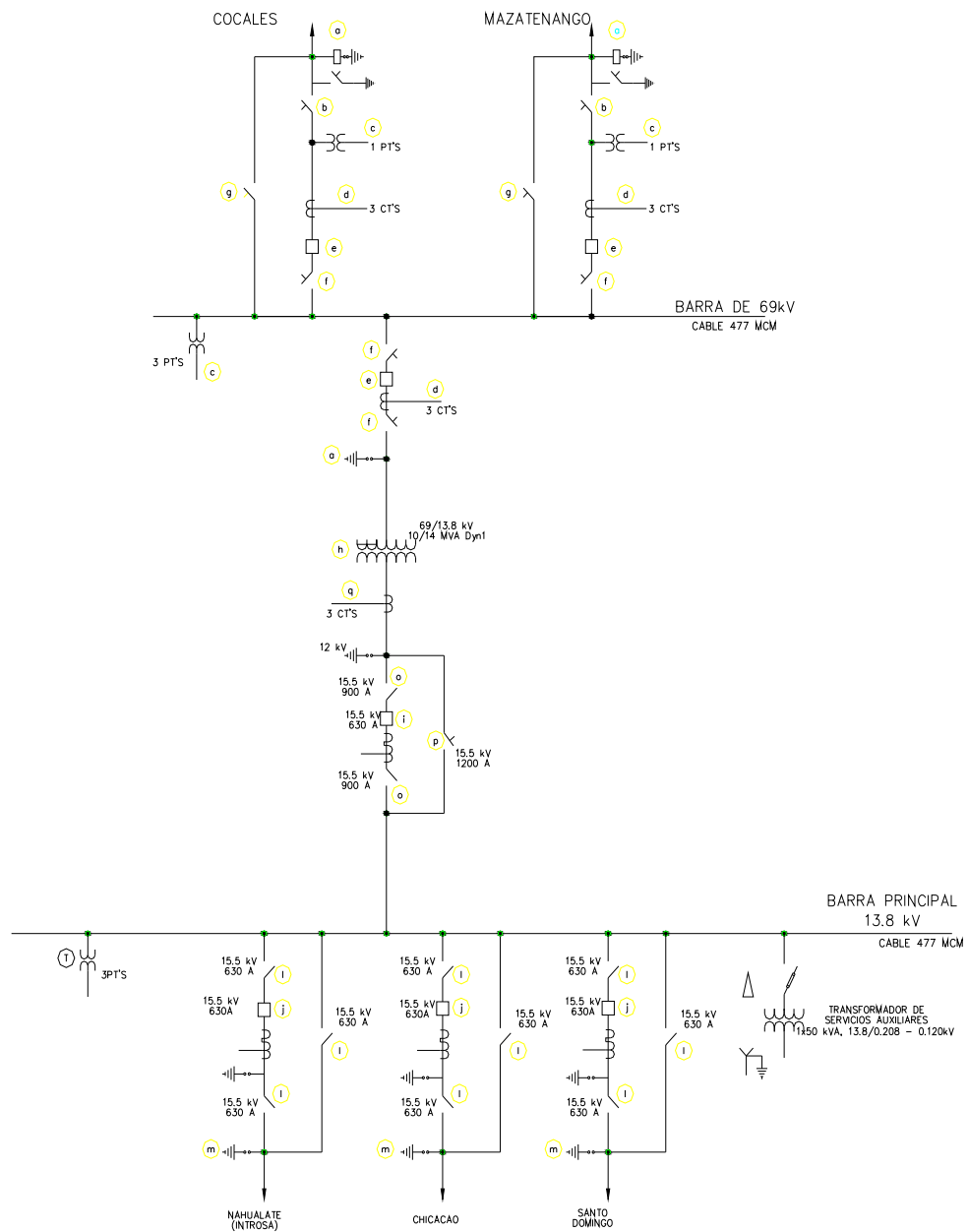


Fuente: Sección de Ingeniería. SOCOIN Guatemala, junio 2009.

3.7.1.1. Identificación bloqueo eléctrico lado 69 KV

Las posiciones de los interruptores, reconectadores y seccionadores, cumplen una serie de bloqueos y maniobras permisibles como se muestran en la figura 41, que son analizadas a continuación:

Figura 41. Identificación bloqueos y maniobras subestación Chicacao



Fuente: Sección de Ingeniería. SOCOIN Guatemala, junio 2009.

3.7.1.1.1. En líneas de 69 KV

- **Interruptores e:** para poder habilitar el cierre y apertura de los interruptores de línea de 69 KV es necesario que los seccionadores **f** y **b** se encuentren **todas** cerradas o **todas** abiertas. Si alguna de ellas no se encuentra en la misma posición de las otras, el cierre del interruptor se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los seccionadores existentes en la lógica de cierre y apertura.
- **Seccionadores f y b:** para poder habilitar el cierre y apertura de los seccionadores es necesario que el interruptor **e** de línea se encuentre abierto. Si la posición de los interruptores se encuentra cerrado, el cierre y apertura de los seccionadores se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los interruptores existentes en la lógica de cierre y apertura.
- **Seccionadores de bypass g:** para poder habilitar el cierre y apertura del seccionador de bypass **g** es necesario que el interruptor **e** se encuentre cerrado. Si la posición del interruptor se encuentra abierto, el cierre y apertura del seccionador se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los interruptores existentes en la lógica de cierre y apertura.

3.7.1.1.2. En el transformador lado de 69 KV

- **Interruptores e:** para poder habilitar el cierre y apertura del interruptor de línea es necesario que los seccionadores **f** se encuentren **todas** cerradas o **todas** abiertas. Si alguna de ellas no se encuentra en la misma posición de la otra, el cierre del interruptor se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los seccionadores existentes en la lógica de cierre y apertura.
- **Seccionadores f:** para poder habilitar el cierre y apertura de los seccionadores es necesario que el interruptor **e** de línea y del transformador se encuentre abierto. Si la posición de los interruptores se encuentra cerrado, el cierre y apertura de los seccionadores se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los interruptores existentes en la lógica de cierre y apertura.

3.7.1.2. Identificación bloqueo eléctrico en lado de 13.8 KV

3.7.1.2.1. En líneas de distribución

- **Reconectador j:** para poder habilitar el cierre y apertura de los reconectadores de línea de distribución, es necesario que los seccionadores **l** se encuentren **todas** cerradas o **todas** abiertas. Si alguna de ellas no se encuentran en la misma posición de las otras, el cierre del reconectador se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los seccionadores existentes en la lógica de cierre y apertura.

- **Seccionadores I:** para poder habilitar el cierre y apertura de los seccionadores de líneas de distribución es necesario que el reconectador **j** del transformador se encuentre abierto. Si la posición de los reconectores se encuentra cerrado, el cierre y apertura de los seccionadores se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los interruptores existentes en la lógica de cierre y apertura.
- **Seccionador de bypass I:** para poder habilitar el cierre y apertura del seccionador de bypass **I** es necesario que el reconectador **j** se encuentre cerrado. Si la posición del reconectador se encuentra abierto, el cierre y apertura del seccionador se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición del reconectador existentes en la lógica de cierre y apertura.

3.7.1.2.2. En el transformador lado 13.8 KV

- **Reconectador i:** para poder habilitar el cierre y apertura del reconectador del transformador es necesario que los seccionadores **o** se encuentren **todas** cerradas o **todas** abiertas. Si alguna de ellas no se encuentra en la misma posición de la otra, el cierre del reconectador se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los seccionadores existentes en la lógica de cierre y apertura.
- **Seccionadores o:** para poder habilitar el cierre y apertura de los seccionadores es necesario que el reconectador **i** del transformador se encuentre abierto. Si la posición de los reconectores se encuentra cerrado, el cierre y apertura de los seccionadores se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición de los interruptores existentes en la lógica de cierre y apertura.

- **Seccionador de bypass p:** para poder habilitar el cierre y apertura del seccionador de bypass **p** es necesario que el reconectador **i** se encuentre cerrado. Si la posición del reconectador se encuentra abierto, el cierre y apertura del seccionador se verá bloqueado por medio de los contactos auxiliares de posición del reconectador existentes en la lógica de cierre y apertura.

3.7.2. Intervención del bloqueo mecánico

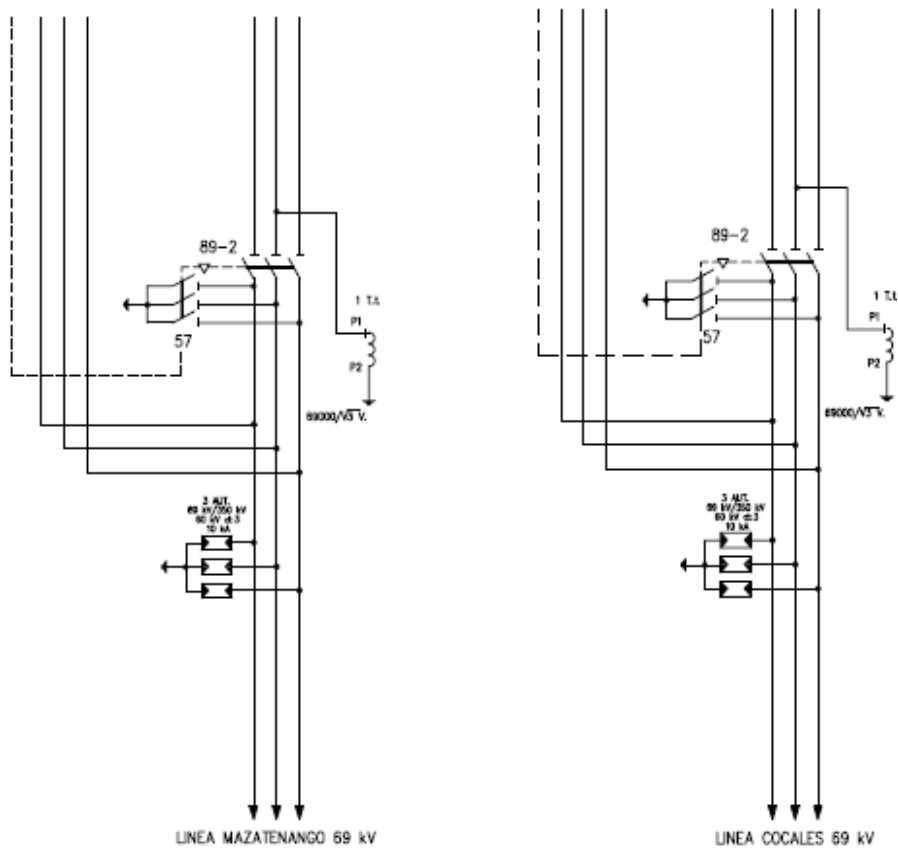
- El bloqueo mecánico se da en las líneas de 69 KV, en las puestas a tierra de los seccionadores **b**. Para poder habilitar el cierre de la puesta a tierra, el seccionador **b** se debe encontrar abierto. Si la posición del seccionador se encuentra cerrado, el cierre de la puesta a tierra se verá bloqueado por medio de sus contactos auxiliares en serie normalmente cerrados mostrados en las figuras 42 y 43 siguientes, de igual manera el bloqueo de cierre de los seccionadores **b** se tendrá si la puesta a tierra está cerrada, también se tendrá el bloqueo en los interruptores de cada línea de 69 KV **e**.

Figura 42. Enclavamiento puesta a tierra-seccionador línea 69 KV



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

Figura 43. Planos enclavamiento puesta a tierra-seccionador línea 69 KV



Fuente: Sección de Ingeniería. SOCOIN Guatemala, junio 2009.

3.8. Registrador cronológico de eventos

Durante la ocurrencia de una falla y puesta fuera de servicio de la subestación o de una de las líneas de 69 KV y de distribución, las informaciones relativas son enviadas no solamente a la función de alarmas del SCS sino también a la función de registrador cronológico de eventos. Esta tiene la tarea de permitir la exacta reconstrucción de la secuencia cronológica de los eventos que han causado el disparo y adquiere las alarmas más importantes del sistema con la precisión de un milisegundo.

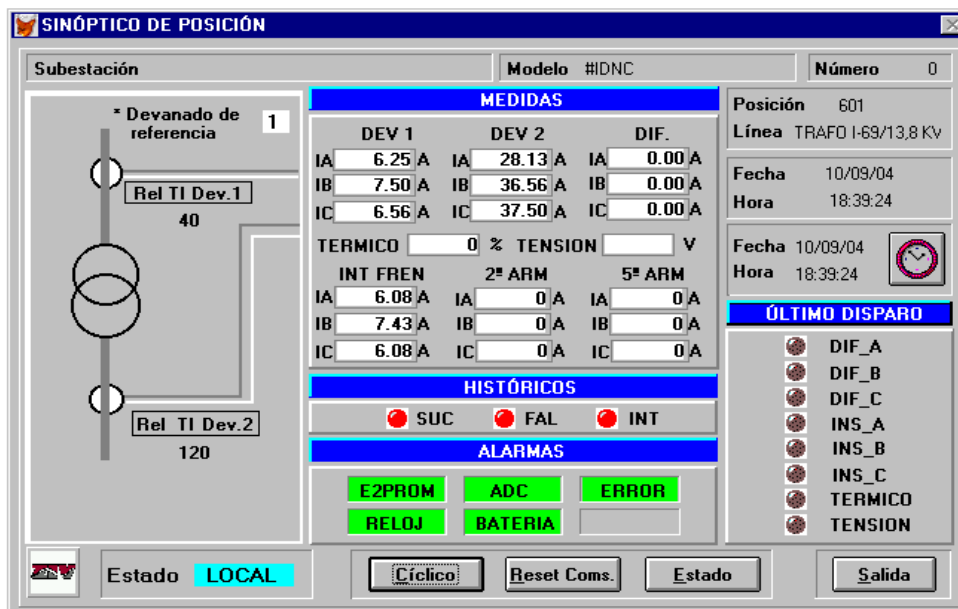
El registrador cronológico de eventos recibe señales del sistema de control supervisorio, de los relevadores de disparo como de las diferentes protecciones de la subestación. El registro de las informaciones se lo obtiene mediante la ocurrencia de alguna falla y realiza el conteo de alarmas y señales que el programa supervisa periódicamente. A la par de la señal enviada del al activar las alarmas que pueden ser visualizadas en pantalla del sistema de supervisión de las protecciones.

Para poder acceder al registrador cronológico de eventos se debe entrar a la ventana de cada relevador donde tiene los siguientes campos:

- Fecha y hora de los eventos en formato (hh/mm/ss)
- Unidad de control de la cual llega la alarma (transformador, líneas, etc.)
- Identificación en código de la señal
- Descripción del evento.

En la figura 44 se muestran en pantalla los parámetros mencionados con anterioridad para la posición del transformador de potencia en el relevador diferencial del lado 69 KV. Por ejemplo se visualizan el unifilar protegido, los CTR en el unifilar, medidas, históricos, alarmas, fecha y hora, señales de últimos disparos, entradas y salidas e identificación de cada relevador así como actualización.

Figura 44. Visualización de un relevador y su registrador de eventos



Fuente: Departamento de Protecciones. UF Guatemala, junio 2009.

4. PRUEBAS REALIZADAS PREVIO A LA PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV

La prueba de las protecciones es una de las más importantes para cada subestación, siendo también aplicado en la subestación Chicacao. Estas pruebas se realizan con la subestación totalmente desenergizada, tanto en 69 como en 13.8 KV. La comprobación se realiza para cada tipo de posición y para cada equipo de protección.

En resumen, estas pruebas se dividen primero en la revisión de la debida conexión de los CT's y PT's con los relevadores tomando en cuenta la polaridad correcta; y segundo, se realiza la operación de las protecciones con corrientes simuladas utilizando una fuente de corriente ajustable y portátil para simular la corriente de cortocircuito; donde al final nos sirve para el aseguramiento de la correcta operación al presentarse cualquier falla.

Con base al orden de las pruebas y sus comprobaciones realizadas descritas en la subestación Chicacao, explicamos básicamente cada una de ellas a continuación:

4.1. Comprobación funcional de los circuitos de tensión y corriente

La comprobación del estado de tensión e intensidad se realiza para detección inmediata de la posible existencia de algún circuito de tensión en cortocircuito o circuito de intensidad abierto.

Estas se realizan principalmente en los transformadores de corriente y de tensión lo cual se complementa con la debida conexión a los convertidores de corriente, los de tensión y los de potencia para la correspondiente señalización a los equipos de protección y medición.

Estas comprobaciones se dividen en dos y son: la comprobación de los circuitos de corriente y de tensión.

4.1.1. Comprobación de los circuitos de corriente

Cada circuito de corriente tiene su comprobación para cada fase y neutro en cada uno de los devanados del CT ya sea para protección y medida, y estas se dividen dos etapas de comprobación y son:

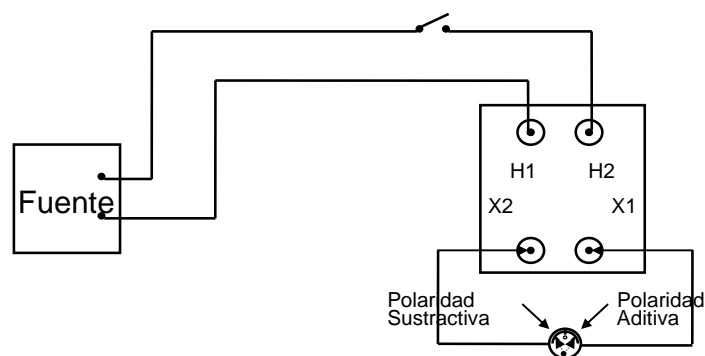
4.1.1.1. Comprobación de polaridad del CT

Esta prueba consiste en determinar las polaridades relativas de las bobinas primarias y secundarias del CT, y en caso de encontrar las polaridades desfasadas 180° habrá que invertir la conexión del secundario o cambiar la identificación de las marcas de polaridad.

Para asegurarse de que la polaridad entre bornes es la correcta, se efectúa conectando el primario del transformador de corriente con una fuente de corriente continua (pila), de modo que se pueda cerrar y abrir el circuito. En el secundario se conecta un voltímetro de pequeño calibre y cero central con el borne positivo del lado secundario.

Si la polaridad es correcta, al cerrar el circuito primario, el índice del aparato se desplazará hacia la derecha. En caso contrario, el índice se desplazará hacia la izquierda. Por si dado el caso el CT no tiene, visualmente no están disponibles o están borradas las marcas de polaridad, conviene marcar con un punto de pintura la terminal del lado de la polaridad en cada devanado. A continuación se muestra en la figura 45 el esquema de la prueba de polaridad.

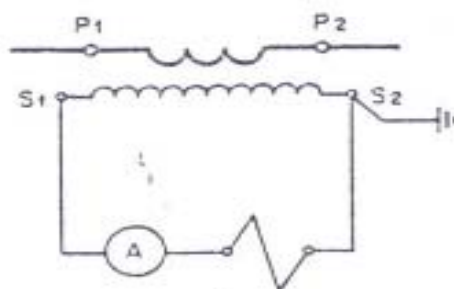
Figura 45. Esquema de circuito en la prueba de polaridad



4.1.1.2. Comprobación de la relación del CT

Esta comprobación la de verificar la relación del cada CT inyectando una corriente, donde la posición corresponda, en el devanado primario, para luego visualizar la lectura de un amperímetro conectado en el devanado secundario, y si corresponde la relación dada por el fabricante como se muestra en la figura 46. Para ésta comprobación brindamos los datos recabados.

Figura 46. Esquema de circuito de la prueba de relación de un CT



- Para la posición de línea de 69 KV (posición 602 y 603) los datos de conexión del CT son los siguientes mostrados en la tabla XXXI:

Tabla XXXI. Datos de conexión de los CT's

| | | | |
|------------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Secundarios Núcleo 1 | 1S1-1S2 | 1S1-1S3 | 1S1-1S4 |
| Potencia (VA) | 15 VA | 30 VA | 30 VA |
| Clase | 0.5 | 0.2 | 0.2 |
| Relación seleccionada | 200/5 | <u>400/5</u> | 800/5 |
| Secundarios Núcleo 2 | 2S1-2S2 | 2S1-2S3 | 2S1-2S4 |
| Potencia (VA) | 15 VA | 30 VA | 30 VA |
| Clase | 0.5 | 0.2 | 0.2 |
| Relación seleccionada | 200/5 | <u>400/5</u> | 800/5 |
| Secundarios Núcleo 3 | 3S1-3S2 | 3S1-3S3 | 3S1-3S4 |
| Potencia (VA) | 10 VA | 20 VA | 40 VA |
| Clase | 0.5 | 5P20 | 5P20 |
| Relación seleccionada | 200/5 | <u>400/5</u> | 800/5 |
| Secundarios Núcleo 4 | 4S1-4S2 | 4S1-4S3 | 4S1-4S4 |
| Potencia (VA) | 10 VA | 20 VA | 40 VA |
| Clase | 0.5 | 5P20 | 5P20 |
| Relación seleccionada | 200/5 | <u>400/5</u> | 800/5 |
| Secundarios Núcleo 5 | 5S1-5S2 | 5S1-5S3 | 5S1-5S4 |
| Potencia (VA) | 10 VA | 20 VA | 40 VA |
| Clase | 0.5 | 5P20 | 5P20 |
| Relación seleccionada | 200/5 | <u>400/5</u> | 800/5 |

Los resultados de la comprobación inyectando 80 A fueron los siguientes mostrados en la tabla XXXII:

Tabla XXXII. Datos de pruebas de relación de los CT's

| FASE | Primario (A) | 2S1-2S3 (A) | 3S1-3S3 (A) | 4S1-4S3 (A) | 5S1-5S3 (A) |
|------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| R | 80.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| S | 80.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| T | 80.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |

- Para la posición llegada del transformador de potencia lado 69 KV (posición 601) los datos de conexión del CT son los siguientes mostrados en la tabla XXXIII:

Tabla XXXIII. Datos de conexión de los CT's

| | | | |
|-----------------------------|----------------|----------------|----------------|
| Secundarios Núcleo 1 | 1S1-1S2 | 1S1-1S3 | 1S1-1S4 |
| Potencia (VA) | 15 VA | 30 VA | 30 VA |
| Clase | 0.5 | 0.2 | 0.2 |
| Relación seleccionada | <u>200/5</u> | 400/5 | 800/5 |
| Secundarios Núcleo 2 | 2S1-2S2 | 2S1-2S3 | 2S1-2S4 |
| Potencia (VA) | 15 VA | 30 VA | 30 VA |
| Clase | 0.5 | 0.2 | 0.2 |
| Relación seleccionada | <u>200/5</u> | 400/5 | 800/5 |
| Secundarios Núcleo 3 | 3S1-3S2 | 3S1-3S3 | 3S1-3S4 |
| Potencia (VA) | 10 VA | 20 VA | 40 VA |
| Clase | 0.5 | 5P20 | 5P20 |
| Relación seleccionada | <u>200/5</u> | 400/5 | 800/5 |
| Secundarios Núcleo 4 | 4S1-4S2 | 4S1-4S3 | 4S1-4S4 |
| Potencia (VA) | 10 VA | 20 VA | 40 VA |
| Clase | 0.5 | 5P20 | 5P20 |
| Relación seleccionada | <u>200/5</u> | 400/5 | 800/5 |
| Secundarios Núcleo 5 | 5S1-5S2 | 5S1-5S3 | 5S1-5S4 |
| Potencia (VA) | 10 VA | 20 VA | 40 VA |
| Clase | 0.5 | 5P20 | 5P20 |
| Relación seleccionada | <u>200/5</u> | 400/5 | 800/5 |

Los resultados de la comprobación inyectando 40 A en el lado primario son los siguientes mostrados en la tabla XXXIV:

Tabla XXXIV. Datos de pruebas de relación de los CT's

| FASE | Primario (A) | 2S1-2S3 (A) | 3S1-3S3 (A) | 4S1-4S3 (A) | 5S1-5S3 (A) |
|------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| R | 40.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| S | 40.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |
| T | 40.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | 1.00 |

- Para la posición llegada del transformador de potencia lado 13.8 KV (posición 301) los datos de conexión del CT son los siguientes mostrados en la tabla XXXV:

Tabla XXXV. Datos de conexión de los CT's

| Secundarios | 1S1-1S3 | 2S1-2S3 |
|-----------------------|---------|---------|
| Potencia (VA) | 5 | 7.5 |
| Clase | 0.2 S | 5P20 |
| Relación seleccionada | 600/5 | 600/5 |

Los resultados de la comprobación inyectando 60 A en el lado primario son los siguientes mostrados en la tabla XXXVI:

Tabla XXXVI. Datos de pruebas de relación de los CT's

| FASE | Primario (A) | 1S1-1S3 (A) | 2S1-2S3 (A) |
|------|--------------|-------------|-------------|
| R | 60.00 | 0.50 | 0.50 |
| S | 60.00 | 0.50 | 0.50 |
| T | 60.00 | 0.50 | 0.50 |

- Para la posición de línea de 13.8 KV (posición 302, 303 y 304) los datos de conexión del CT de cada línea son los siguientes mostrados en la tabla XXXVII:

Tabla XXXVII. Datos de conexión de los CT's

| Secundarios | 1S1-1S3 | 2S1-2S3 |
|-----------------------|---------|---------|
| Potencia (VA) | 30 | 30 |
| Clase | 0.2 S | 5P20 |
| Relación seleccionada | 5 | 5 |

- Los resultados de la comprobación inyectando 100 A en el lado primario son los siguientes mostrados en la tabla XXXVIII:

Tabla XXXVIII. Datos de pruebas de relación de los CT's

| FASE | Primario (A) | 1S1-1S3 | 2S1-2S3 |
|------|--------------|---------|---------|
| R | 40 | 1.00 | 1.00 |
| S | 40 | 1.00 | 1.00 |
| T | 40 | 1.00 | 1.00 |

4.1.2. Comprobación de los circuitos de tensión

Cada circuito de tensión tiene su comprobación para cada fase y para el neutro en cada uno de los devanados del PT ya sea para protección y medida, y estas se dividen también en dos pruebas y son:

4.1.2.1. Comprobación de relación del PT

Esta comprobación no es más que verificar la relación del cada PT inyectando una tensión, donde corresponda el caso, en el devanado primario, para luego visualizar la lectura de un voltímetro conectado en el devanado secundario, y ésta corresponde la relación dada por el fabricante. Para ésta comprobación brindamos los datos recabados.

Para la posición de barra 69 KV (posición 600) los datos de conexión del PT son los siguientes mostrados en la tabla XXXIX:

Tabla XXXIX. Datos de conexión de los PT's

| Secundarios | 1a-1n | 2a-2n | 3a-3n |
|---------------|------------------|------------------|------------------|
| Potencia (VA) | 30 | 30 | 100 |
| Clase | 0.2 | 0.5 | 3P |
| Tensión | $115 / \sqrt{3}$ | $115 / \sqrt{3}$ | $115 / \sqrt{3}$ |

Los resultados de la comprobación con 100 V en el lado primario son los siguientes mostrados en la tabla XL:

Tabla XL. Datos de pruebas de relación de los PT's

| FASE | Primario (V) | 1a-1n (V) | 2a-2n (V) | 3a-3n (V) |
|------|--------------|-----------|-----------|-----------|
| R | 100.00 | 0.166 | 0.166 | 0.166 |
| S | 100.00 | 0.166 | 0.166 | 0.166 |
| T | 100.00 | 0.166 | 0.166 | 0.166 |

- Para la posición de línea 69 KV (posición 602 y 603) los datos de conexión del PT son los siguientes mostrados en la tabla XLI:

Tabla XLI. Datos de conexión de los PT's

| Secundarios | 1a-1n | 2a-2n | 3a-3n |
|---------------|------------------|------------------|------------------|
| Potencia (VA) | 30 | 30 | 100 |
| Clase | 0.2 | 0.5 | 3P |
| Tensión | $115 / \sqrt{3}$ | $115 / \sqrt{3}$ | $115 / \sqrt{3}$ |

- Los resultados de la comprobación inyectando 100 V en el lado primario (en fase S) son los siguientes mostrados en la tabla XLII:

Tabla XLII. Datos de pruebas de relación de los PT's

| FASE | Primario (V) | Secundario (V) |
|------|--------------|----------------|
| R | N/A | N/A |
| S | 100.00 | 0.166 |
| T | N/A | N/A |

- Para la posición llegada del transformador de potencia lado 13.8 KV (posición 301) los datos de conexión del PT son los siguientes mostrados en la tabla XLIII:

Tabla XLIII. Datos de conexión de los PT's

| Secundarios | 1a-1n | 2a-2n |
|---------------|------------------|------------------|
| Potencia (VA) | 20 | 35 |
| Clase | 0.2 | 3P |
| Tensión (V) | $115 / \sqrt{3}$ | $115 / \sqrt{3}$ |

- Los resultados de la comprobación inyectando 140 V en el lado primario son los siguientes mostrados en la tabla XLIV:

Tabla XLIV. Datos de pruebas de relación de los PT's

| FASE | Primario (V) | 1a-1n (V) | 2a-2n (V) |
|------|--------------|-----------|-----------|
| R | 140.00 | 2.00 | 2.00 |
| S | 140.00 | 2.00 | 2.00 |
| T | 140.00 | 2.00 | 2.00 |

4.1.2.2. Comprobación de polaridad del PT

Esta prueba consiste también en determinar las polaridades relativas de las bobinas primarias y secundarias del PT, tomando las mismas consideraciones que se realizan en la del CT. Si dado el caso el PT, o no están disponibles visualmente o están borradas las marcas de polaridad, conviene marcar con un punto de pintura la terminal del lado de la polaridad en cada devanado.

4.1.3. Comprobación de los convertidores de señal

Cada posición tiene entre sus circuitos de tensión y corriente el uso de convertidores, cuya funcionalidad es de convertir un parámetro de corriente alterna a parámetros en cc de corriente, de tensión o de potencia para medición equivalentes a los parámetros del sistema. Detallamos en los protocolos siguientes la comprobación de cada una y su uso determinado para cada posición:

- El convertidor de corriente se utiliza en las posiciones de línea 69 KV (posición 602 y 603), en la posición del transformador lado 69 KV (posición 601) y en la posición de llegada del transformador lado 13.8 KV (posición 301). Los datos de su placa característica se brindan a continuación en la tabla XLV:

Tabla XLV. Característica de los convertidores de corriente

| Convertidor de corriente | Magnitud |
|--------------------------|----------------|
| In (A) Fondo (%) | 0-5 5-120% |
| Io | 0-5 mA= 0-6 A |
| Frecuencia (Hz) | 60 |
| R=< (KOhm) | 4 |
| Clase | 0.5 |
| V aux | Autoalimentado |

- La comprobación inyectando intensidad de corriente con rango de 1 a 6 A del lado primario son mostrados en las tablas XLVI y XLVII siguientes:

Tabla XLVI. Datos de pruebas del convertidor de corriente en la fase S

| CURVA DEL CONVERTIDOR FASE S | |
|------------------------------|-------------|
| ENTRADA (A) | SALIDA (mA) |
| 1 A | 0.83 |
| 2 A | 1.65 |
| 3 A | 2.47 |
| 4 A | 3.30 |
| 5 A | 4.12 |
| 6 A | 4.94 |

Tabla XLVII. Datos de pruebas del convertidor de corriente

| CURVA DEL CONVERTIDOR FASE R, T y NEUTRO | | | |
|--|---------------|---------------|---------------|
| ENTRADA (A) | SALIDA 1 (mA) | SALIDA 2 (mA) | SALIDA 3 (mA) |
| 1 A | 0.84 | 0.84 | 0.84 |
| 2.5 A | 2.09 | 2.09 | 2.09 |
| 5 A | 4.16 | 4.17 | 4.17 |
| 6 A | 5.00 | 4.99 | 5.01 |

- El convertidor de tensión es utilizado en las posiciones de línea de 69 KV (posición 602 y 603), con señal de tensión de barras 69 KV en la posición del transformador lado 69 KV (posición 601) y con señal de tensión de barras de 13.8 KV en la llegada del transformador (posición 301). Los datos de placa característica se brindan en la siguiente tabla XLVIII:

Tabla XLVIII. Característica de los convertidores de tensión

| Convertidor tensión | Magnitud |
|---------------------|---------------------------|
| Un (V) Fondo (%) | 0-115/ $\sqrt{3}$ 40-120% |
| Io | 0-5 mA= 0-132 V |
| Frecuencia (Hz) | 60 |
| R=< (KOhm) | 4 |
| Clase | 0.5 |
| V aux. | Autoalimentado |

- Los resultados de la comprobación inyectando una tensión ca dentro del rango de 0 a 132 V en el lado primario son mostrados en la tabla XLIX:

Tabla XLIX. Datos de pruebas del convertidor de tensión

| CURVA DEL CONVERTIDOR | |
|-----------------------|-------------|
| ENTRADA (V) | SALIDA (mA) |
| 22.0 | 0.82 |
| 44.0 | 1.66 |
| 66.0 | 2.08 |
| 88.0 | 3.33 |
| 110.0 | 4.15 |
| 132.0 | 4.97 |

- El convertidor de potencia es utilizado en las posiciones de línea de 69 KV (posición 602 y 603) y en la posición llegada del transformador lado 13.8 KV (posición 301). Los datos de su placa característica se brindan a continuación mostrados en la tabla L:

Tabla L. Característica de los convertidores de potencia

| Convertidor de Potencia | Magnitud |
|-------------------------|---------------------------|
| Un (V) | 0-115/ $\sqrt{3}$ 80-120% |
| In (A) | 6 0-100% |
| Io (\pm mA) | 2.5 |
| Pn (\pm W) | 1143 |
| Qn (\pm VAR) | 571 |
| Frecuencia (Hz) | 60 |
| R=< (KOhm) | 4 |
| Clase | 0.5 |
| V aux. | Autoalimentado |

Los resultados de la comprobación inyectando una intensidad de corriente c.a. dentro del rango de 0 a 6 A con ángulo de 0° y 180° en el lado primario, las características de los convertidores son los siguientes mostrados en la tabla LI:

Tabla LI. Datos de pruebas del convertidor de potencia

| CARACTERISTICA POTENCIA ACTIVA | | | |
|----------------------------------|-------------|------------|-------------|
| Intensidad (A) | Tensión (V) | Ángulo (°) | Salida (mA) |
| 2.5 | 110 | 0 | 1,25 |
| 5 | 110 | 0 | 2,07 |
| 6 | 110 | 0 | 2,5 |
| 2.5 | 110 | 180 | -1,23 |
| 5 | 110 | 180 | -2,03 |
| 6 | 110 | 180 | -2,5 |
| CARACTERISTICA POTENCIA REACTIVA | | | |
| Intensidad (A) | Tensión (V) | Ángulo (°) | Salida (mA) |
| 2.5 | 110 | 90 | -1,25 |
| 5 | 110 | 90 | -2,03 |
| 6 | 110 | 90 | -2,44 |
| 2.5 | 110 | -90 | 1,23 |
| 5 | 110 | -90 | 2,04 |
| 6 | 110 | -90 | 2,45 |

4.2. Ensayo de disparo de las líneas

4.2.1. Ensayo de los circuitos de apertura y cierre de interruptor

Estas operaciones se realizan mediante el mando eléctrico local simulando el mando a distancia para verificar que se efectúan correctamente dichas operaciones, sin fallar en ninguna oportunidad las operaciones antes mencionadas, las cuales se ejecutan mediante cualquiera de los mandos utilizados:

4.2.1.1. Operación eléctrica local de apertura y cierre interruptor

Se verifica que el mando local funciona perfectamente, para ello se dispone de elementos pulsadores, se realizan varias operaciones de apertura y cierre sin que deba fallar en ninguna oportunidad. Al efectuar la prueba, es importante observar que la posición de los indicadores mecánicos instalados en el interruptor sea la correcta, así como las señalizaciones de posición remotas.

Se verifica que los contactos auxiliares que traen la referencia de posición del interruptor están de acuerdo con el estado del mismo, además del funcionamiento del conmutador local-remoto, el cual al estar en posición local no permite la ejecución de operaciones desde el mando a distancia y al encontrarse en posición remoto no es posible operarlo localmente. Estas pruebas se realizan siguiendo las condiciones y operaciones que se indican a continuación:

La condición es que el interruptor está en posición abierta y el conmutador local-remoto en posición local, realizar las siguientes operaciones desde el mando local.

- Dar orden de cierre al interruptor y verificar que se ejecute dicha operación, la actuación del indicador de posición local y del indicador de posición remoto.
- Realizar operaciones de apertura del interruptor verificando que se ejecute correctamente esta operación y el correcto señalamiento del indicador de posición local y de posición remoto.

Con la siguiente condición el interruptor cerrado y el conmutador de posición local - remoto en remoto ejecutar las siguientes operaciones:

- Dar orden de apertura al interruptor desde el mando local para verificar que no es realizada dicha operación.

Con la última condición el interruptor en posición abierto y el conmutador en posición remoto dar orden de cierre mediante el mando local y verificar que esta operación no es realizada.

4.2.1.2. Operación eléctrica a distancia

Se ejecutan las operaciones de cierre y apertura mediante el mando a distancia o remoto, estas se realizan desde la sala de mando para constatar el correcto funcionamiento del mando a distancia, así como la señal de las luces de indicación de posición, y del dispositivo local remoto, ya que estando éste en posición local, no debe operar a distancia o remoto. Para la comprobación del funcionamiento del mando a distancia se realizan las siguientes operaciones:

Con el interruptor en posición cerrado y el conmutador de posición local-remoto en posición remoto, se da una orden de apertura desde el mando a distancia y verificar en patio que el interruptor efectúe enteramente dicha operación. Verificar la señalización de la indicación de posición propia del interruptor.

Con el interruptor en posición abierto y el conmutador de posición local-remoto en remoto, dar un orden de cierre al interruptor desde el mando a distancia. Verificar en campo que se efectuó la operación de cierre del interruptor y que tiene la respectiva señalización de posición de acuerdo a la operación ejecutada.

Con el conmutador de posición local-remoto en posición local, verificar que el interruptor no realice operaciones de cierre ni apertura.

4.2.1.3. Indicador de posición local

La verificación del funcionamiento del indicador de posición local se realiza durante las operaciones de cierre y apertura por mando eléctrico local y a distancia, consistiendo en verificar que el indicador de posición local este de acuerdo con la posición real del interruptor; esto es, el indicador esta en verde mientras el interruptor se encuentre en posición abierto y está en rojo al interruptor permanecer en posición cerrado.

4.2.1.4. Operación del relevador antibombeo

Este dispositivo forma parte de la protección interna del interruptor, asegura que cuando el interruptor está recibiendo una orden de cierre en forma simultánea a una orden de apertura proveniente de las protecciones (protecciones primaria y secundaria o falla interruptor), no quede abriendo y cerrando en forma permanente hasta que cesen dichas ordenes.

Su función es evitar que la orden de cierre sea mantenida, ya que al realizar una orden de cierre manual, el tiempo que tarda en hacerlo es mayor que el tiempo de actuación de las protecciones. Al dar una orden de cierre bajo falla, las protecciones actuarían antes de que desaparezca la orden de cierre, en estas condiciones el interruptor estaría abriendo y cerrando varias veces. Es posible que el interruptor quede cerrado definitivamente en condiciones de falla por baja presión de gas al realizar estas operaciones continuas. Con el fin de evitar que esto suceda se emplea el relevador antibombeo.

El mecanismo funciona de tal forma que mientras el interruptor reciba en forma simultánea una orden de cierre y una orden de apertura, el interruptor realiza una operación de apertura y permanece en esta posición hasta tanto no se dé una nueva orden de cierre y la anterior haya desaparecido totalmente. Ante dos órdenes distintas el interruptor debe obedecer la orden de apertura.

Para probar el funcionamiento del relevador se da una orden de cierre mantenida al interruptor, para ello se deja presionado el pulsador ubicado en el tablero de mando mediante el mando a distancia; y simultáneamente se envía una orden de apertura al mismo, con el envío de un positivo en la bobina de apertura del interruptor y con el reenganche desactivado.

De este modo se cumple la condición de operación del relevador, al interruptor recibir dos órdenes de operación diferentes en forma simultánea, verificando que el interruptor se abra y permanezca en esta posición aunque se mantenga la orden de cierre, respondiendo a la disposición dada por la función del relevador antibombeo.

Si hay defectos en el circuito del relevador antibombeo, el interruptor comenzará a abrir y cerrar varias veces, por lo tanto se procede a revisar todos los puntos necesarios tales como contactos, bobina, cableado, etc., que puedan ser causantes del mal funcionamiento del relevador.

4.2.2. Pruebas de bloqueos de interruptores y seccionadores

Estas pruebas consistieron en la realización de operaciones de cierre y apertura a los distintos seccionadores para verificar que ejecutan correctamente dichas operaciones desde el mando a distancia, local y manual, además de verificar los enclavamientos previstos para los distintos seccionadores.

Es conveniente verificar la operación del fin de carrera de los seccionadores, ya que únicamente cuando los seccionadores estén completamente cerrados es que deben indicar la posición de cerrados en el tablero de mando y solo así permitir la secuencia de apertura y cierre para los demás equipos. Para ello se cierra en forma manual el seccionador sin completar el cierre del mismo y se verifica que la señalización de posición de éste seccionador no es de cerrado sino abierto.

4.2.3. Prueba de enclavamientos de línea-barra

Se realizan las pruebas necesarias para determinar el correcto funcionamiento del sistema de enclavamiento del tramo de salida de línea. Para ello se realizan operaciones incorrectas de apertura y cierre de los diferentes equipos de maniobra, verificando que estas operaciones no se realicen, las mismas se ejecutan de acuerdo a la secuencia de operaciones para cerrar o abrir el tramo de salida simple. Las pruebas se realizan de la siguiente manera:

Se prueban las secuencias para el cierre de salida de línea 69 KV:

- Con la cuchilla de puesta a tierra cerrada y el resto de los equipos de maniobra abiertos, dar una orden de cierre desde el mando a distancia al seccionador de barra y al seccionador de línea y verificar que ninguna de estas operaciones fue ejecutada.
- Abrir la cuchilla de puesta a tierra, después de ejecutar esta operación, dar una orden de cierre al seccionador de barra y al interruptor de línea; se verifica que estas operaciones no fueron efectuadas anteriormente. Dar una orden de cierre al seccionador de línea y verificar que sea ejecutada la operación antes mencionada.
- Con seccionador de barra cerrado dar una orden de cierre al interruptor y verificar que no se ejecuta dicha operación. Dar una orden de cierre al seccionador de línea; el cual debe cerrar.
- Con el seccionador de línea cerrado, dar una orden de cierre a la cuchilla de puesta a tierra y verificar que ésta no ejecute tal operación. Dar una orden de cierre desde el mando a distancia al interruptor, verificar que se realice esta operación.

Se prueba el sistema de enclavamiento para la apertura de cada salida de línea de 69 KV:

- Con el interruptor, los seccionadores de línea y tierra en posición cerrada; y la cuchilla de puesta a tierra en posición abierta, dar una orden de cierre a la cuchilla de puesta a tierra, verificar que la cuchilla quede en su posición original. Dar una orden de apertura a los seccionadores de barra y línea y verificar que no se ejecuta dicha operación. Se comprueba que el interruptor abra al recibir una orden de apertura.
- Una vez el interruptor abierto, dar una orden de apertura al seccionador de barra y verificar que no se realiza dicha operación. Se produce una orden de apertura al seccionador de línea para comprobar que la acción se cumple.
- Con el interruptor del tramo y el seccionador de línea en posición abierto, verificar que el seccionador de barra se abra al recibir una orden de apertura.
- Dar una orden de cierre a la cuchilla de puesta a tierra y comprobar que sea ejecutada dicha operación.

Se verifican las secuencias de operación de los equipos de maniobra entre el **tramo de línea y el de bypass**, ejecutando las siguientes operaciones:

- Con el seccionador de bypass cerrado, dar una orden de cierre al seccionador de línea y al seccionador de barra y verificar que no se ejecuta ésta operación.
- Con la cuchilla de puesta a tierra cerrada, dar una orden de cierre al seccionador de bypass, comprobar que esta acción no es realizada.

- Una vez la salida de línea está en bypass cerrado, y los seccionadores de línea y barra también cerrado, verificar que cierre y apertura del interruptor se realiza.

4.3. Comprobación de los ajustes de los distintos relevadores

La comprobación de los ajustes de los relevadores se realiza para asegurarse de que todas las protecciones operan correctamente al presentarse cualquier falla, y que envían la señal de disparo a los interruptores implicados y a la vez la lectura es fiable a lo procedido.

Como arriba indicado la subestación debe permanecer desenergizada en 69 y 13.8 KV. La prueba de cada protección por separado enfoca la buena legibilidad de las unidades de medida y las unidades de protección de la siguiente forma:

4.3.1. Comprobación de las unidades de medida

Esta comprobación nos indica los parámetros de intensidad, tensión, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia ajustados en los relevadores y que se representan en display cuando son energizados con corrientes y tensiones simuladas. A continuación se presentan en las tablas LII, LIII, LIV y LV las lecturas de medida de una posición como representación general:

Tabla LII. Lecturas posición línea 69 KV (pos 602 y 603)

| UNIDADES DE MEDIDA RELEVADOR SEL | | | | | | | | |
|----------------------------------|----------------|--------|--------------|--------|----------------------|--------|--------------------------|--------|
| PARAMETRO | Intensidad (A) | | Tensión (KV) | | Potencia activa (MW) | | Potencia reactiva (MVAR) | |
| DESFASE | Teórico | Medido | Teórico | Medido | Teórico | Medido | Teórico | Medido |
| 0° | 200 | 200 | 39.7 | 39.85 | 7.96 | 7.96 | 0 | 0 |
| 80° Capacitiva | 200 | 199.84 | 39.8 | 39.86 | 1.38 | 1.33 | -7.85 | -7.85 |
| 30° Inductiva | 200 | 200.16 | 39.8 | 39.86 | 6.90 | 6.94 | 3.98 | 3.94 |

| UNIDADES DE MEDIDA RELEVADOR SEL | | | | | | |
|----------------------------------|-------|-----|-------|--------|-----------|--------|
| Intensidad | R | S | T | N | Tensión N | Angulo |
| Teórico | 0.5 A | 1 A | 2.5 A | 0.25 A | 10 V | 20° |
| Medido | 0,5 | 1 | 2,5 | 0,25 | 10,1 | 160 |

Tabla LIII. Lecturas posición de transformador lado 69 KV (pos 601)

| UNIDADES DE MEDIDA RELEVADOR ZIV-8-IDN | | | | | | |
|--|-----------|---------|--------|-----------|---------|--------|
| Fase | Núcleo A | | | Núcleo B | | |
| | Inyectado | Teórico | Medido | Inyectado | Teórico | Medido |
| R | 0.5 A | 0.5 A | 0,49 | 2.5 A | 2.5 A | 2,51 |
| S | 1 A | 1 A | 0,99 | 3.5 A | 3.5 A | 3,52 |
| T | 1.5 A | 1.5 A | 1,51 | 4.5 A | 4.5 A | 4,52 |

| UNIDADES DE MEDIDA RELEVADOR ZIV 8-IRD | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Fase | Intensidad R | Intensidad S | Intensidad T | Intensidad N |
| Teórico | 0.5 A | 1 A | 1.5 A | 0.87 A |
| Medido | 0,5 | 1 | 1,49 | 0,86 |

Tabla LIV. Lecturas posición transformador lado 13.8 KV (pos 301)

| UNIDADES DE MEDIDA RECONECTADOR COOPER | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Datos | Intensidad R | Intensidad S | Intensidad T | Intensidad N |
| Teórico | 0.5 A | 1 A | 2.5 A | 0.25 A |
| Medido | 0.49 | 0.99 | 2.53 | 0.24 |

Tabla LV. Lecturas posición línea 13.8 V (pos 302, 303 y 304)

| UNIDADES DE MEDIDA RECONECTADOR COOPER | | | | |
|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Datos | Intensidad R | Intensidad S | Intensidad T | Intensidad N |
| Teórico | 0.5 A | 1 A | 2.5 A | 0.25 A |
| Medido | 0.49 | 0.99 | 2.53 | 0.24 |

4.3.2. Comprobación de las unidades de protección

Esta comprobación completa las pruebas de protección, donde se inyecta corrientes de falla, según la función del relevador a la que se van a comprobar. Estas pruebas tienen por finalidad determinar el correcto funcionamiento de los diferentes relevadores que integran el esquema de protección. A su vez, se verifica la correcta conexión de estos equipos, ya que de no ser así, su operación sería errónea. La realización de estas pruebas se hace mediante inyección secundaria propiamente a los relevadores.

La inyección secundaria consiste en aplicar tensiones y corrientes directamente a los relevadores con la finalidad de comprobar la actuación de los mismos para los ajustes realizados. Estas corrientes y tensiones que llegan a los relevadores son provenientes de los transformadores de corriente y tensión respectivamente.

Para realizar la inyección se utiliza una fuente de baja tensión y baja corriente (como inyector secundario trifásico de tensión y corriente). Se energiza el relevador de acuerdo al circuito de alimentación conforme a los planos. Antes de proceder a realizar dicha inyección se debe desconectar la alimentación del relevador; como se mencionó anteriormente, la alimentación de éstos parámetros corresponden a los circuitos secundarios de los transformadores de medida.

Para realizar tal inyección se debe desconectar el relevador del resto del esquema de protección, en las entradas de alimentación del mismo que provienen de los secundarios de los transformadores de medida, y además, las de las salidas del relevador que envían las diferentes señales una vez que opera. Evitándose se dé una orden que produzca un disparo indeseable.

La desconexión se realiza directamente en las terminales del relevador en prueba (borneras seccionables) o a través del bloque de pruebas como lo fue en la subestación Chicacao. El bloque de pruebas consiste esencialmente en una hilera doble de contactos separados por un aislante. Al conectarlo, una hilera de contactos queda unida a todas las conexiones externas del relevador y la otra hilera queda unida a las conexiones que hay del relevador al resto del equipo de protección. Al hacer uso del bloque se desconecta el relevador del resto del sistema de protección por un mecanismo de bloqueo que posee.

Para usar el bloque de pruebas es necesario que el relevador haya sido diseñado con tal fin, de lo contrario no habría sitio para insertar el peine de prueba. Los relevadores de protección primaria y secundaria en todas las posiciones poseen peines o bloques de prueba. En el primer bloque de pruebas es para inyectar corrientes y tensiones secundarias al relevador. El segundo es para disparos, envíos y recepción de señales. Se bloquean los disparos al introducir el peine de pruebas, por ello es indispensable hacer un puente para que el disparo sea ejecutado.

Para la realización de esta prueba se dispone de un inyector de corriente y tensión (maleta de inyección trifásica tipo OMICRON, F6150 de Doble Engineering, Co) con la que procedemos a realizar las inyecciones y simulaciones de fallas, estas inyecciones se pueden realizar en borneras en los puntos correspondientes a la alimentación de tensión y corriente de las protecciones que se prueban. La prueba consiste en realizar simulaciones de condiciones anormales o fallas con las que se debe provocar la actuación del relevador, se verifica que el relevador responda de modo esperado. Y se hacen través del bloque de pruebas a la protección primaria o secundaria, se simulan las diferentes fallas: monofásicas, bifásicas y trifásicas en diferentes zonas, para verificar si el relevador realiza la medición correspondiente al tipo de falla.

Los parámetros generales que se han de verificar son los siguientes:

- Chequeo del arranque de la unidad de sobrecorriente y de la unidad direccional donde es aplicable.
- Chequeo del arranque de la unidad diferencial
- Prueba de direccionalidad por simulación donde aplique.
- Chequeo del arranque para las unidades de impedancia, para cada una de las zonas en el caso de líneas de 69 KV.
- Chequeo de las características de tiempo para cada zona, para valores de impedancia prefijados en el caso de líneas de 69 KV.
- Chequeo de operación de las señalizaciones correspondientes a la actuación del mismo a la medición realizada.
- Pruebas de funcionamiento del relevador simulando diferentes tipos de falla.

4.3.2.1. Comprobación posición línea 69 KV

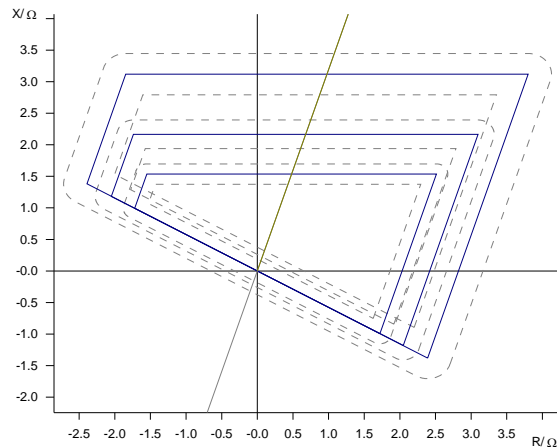
Los relevadores de distancia serán probados en forma individual, mediante la inyección de corriente secundaria en los terminales del relevador. Durante las pruebas a la protección de distancia se debe deshabilitar la actuación de reenganche. Una vez colocados los valores de ajuste del funcionamiento normal del relevador de distancia, se aplican los valores de corriente, tensión y ángulo de fase adecuados para cada prueba. Se procede de la siguiente forma:

- Desconexión el relevador del resto del esquema de protección.
- Realizar inyección secundaria de tensión y corriente al relevador.
- Realizar simulación de fallas (se corta la tensión en una de las fases con la maleta de inyección y PC).

- Verificar que la actuación del relevador es correcta y que envía orden de disparo.

Esta comprobación se inyecta magnitud de falla en zona 1, y se comprueba la apertura y cierre del interruptor condicionando la primera bobina conectada y la segunda desconectada y viceversa. Luego se inyecta una magnitud de falla en zona 2 y luego en zona 3 con las mismas condiciones. Como resultado representativo de las posiciones de línea de 69 KV, mostramos el diagrama configurado en la línea Mazatenango mostrado en la figura 47 donde el diagrama X/R tiene una configuración tipo cuadrilateral o poligonal.

Figura 47. Diagrama X/R cuadrilateral línea Mazatenango 69 KV



La comprobación de sincronismo mostrado es el encargado de verificar las condiciones de sincronismo en el sistema para permitir el cierre del interruptor, propiamente las condiciones de sincronismo entre la barra y la línea; estas son igualdad de tensión, igualdad de frecuencia y ángulo de desfase cero, permitiendo cierto valor de tolerancia de acuerdo a los ajustes realizados.

Como este relevador toma de referencia la tensión de línea y la tensión de barra, es necesario antes de realizar las pruebas, las cuales se realizan mediante inyección secundaria de tensión, desconectar el relevador de la alimentación secundaria de tensión de línea y de barra que llegan de los transformadores de potencial, ya que las barras en 69 KV están energizadas llevan estas referencias de “tensión al relevador”. Al estar el circuito primario alimentado, pudiera provocarse un cortocircuito o condiciones indeseables al inyectar el circuito secundario.

La prueba consiste en eliminar la condición de sincronismo para verificar el funcionamiento del relevador y comprobar que éste se bloquea bajo estas disposiciones, de modo que el relevador no está en condiciones de operación. Se alimentan los terminales del relevador de sincronismo con tensiones independientes a las cuales se les pueda variar la magnitud y el ángulo, alimentando las tensiones provenientes de la línea y de la barra.

Se inyecta tensión al relevador y se elimina la condición de sincronismo simulando las fallas. Se varían los ángulos y las magnitudes de las tensiones de alimentación del mismo hasta que el relevador se bloquea, luego se verifica que los valores donde ocurre el bloqueo del relevador cumplen con los ajustes dados. El resultado de la comprobación fue el siguiente dado en la tabla LVI:

Tabla LVI. Comprobación de unidad de control de tensión

| UNIDAD DE CONTROL DE TENSIÓN RELEVADOR SEL | | | | |
|--|---------|--------|---------|--------|
| PARAMETROS | Barras | | Línea | |
| | Teórico | Medido | Teórico | Medido |
| Línea - Barra viva (V) | 46 | 46.1 | 46 | 46.1 |
| Línea - Barra muerta (V) | 13 | 13.1 | 13 | 13.0 |
| Diferencia de tensión (V) | 40 | 39.9 | 40 | 39.8 |
| Diferencia de fases (°) | 35 | 35.1 | 35 | 35.2 |
| Diferencia de frecuencia (Hz) | 0.50 | 0.49 | 0.50 | 0.49 |

La más mínima diferencia entra los parámetros anteriores, se presentan la comprobación de los tiempos de disparo del magnetotermico de las líneas-barras graduados en el ciclo 1, mostrado en la tabla LVII.

Figura LVII. Comprobación de unidad ciclo temporizado

| UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTANEA DE FASE RELEVADOR SEL | | | | |
|--|---------|--------|---------|--------|
| CICLOS | Ciclo 1 | | Ciclo 2 | |
| | Teórico | Medido | Teórico | Medido |
| Tiempo (s) | 1.5 | 1.5 | - | - |
| Tiempo seguridad (s) | 30 | 30 | - | - |

La comprobación de la unidad 50-51 consiste en suministrar corriente simulada y regulada en los bornes del relevador. Al probar la parte instantánea del relevador se puentean las terminales de tiempo inverso, y se le suministra corriente, que se hace crecer paulatinamente hasta alcanzar el valor de ajuste, en cuyo momento debe operar el relevador.

Para la prueba del elemento de tiempo inverso, no se puenta el elemento instantáneo, ya que éste tiene un ajuste de corriente mayor que el de tiempo inverso. Los resultados dados en los tiempos de disparo en cada elemento temporizado e instantáneo por fase se presentan a continuación mostrada en la tabla LVIII:

Tabla LVIII. Comprobación de disparo sobrecorriente

| UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA DE FASES | | | | | | |
|---|-----------|---------|---------|---------|-------------|---------|
| Arranque | 1.5 veces | 2 veces | 3 veces | 5 veces | Instantáneo | |
| Teórico | 2.50 A | 3.438 s | 2.005 s | 1.26 s | 0.73 s | 46.25 A |
| Fase R | 2.50 A | 3.43 s | 2.006 s | 1.273 s | 0.731 s | 46.22 A |
| Fase S | 2.51 A | 3.46 s | 2.007 s | 1.254 s | 0.729 s | 46.23 A |
| Fase T | 2.49 A | 3.44 s | 2.03 s | 1.241 s | 0.732 s | 46.24 A |

La unidad direccional recibe dos señales, una que llega de los CT's de los neutros de los transformadores de potencia, y la otra que es de polarización, que proviene de los secundarios de los PT's de las barras. Las dos señales indican que la falla de fase a tierra se produce hacia fuera de las barras, por lo que la única manera de simular la falla, es cerrar a mano el contacto de la unidad direccional y en ésta forma poder probar la unidad de sobrecorriente.

Los resultados dados los tiempos de disparo del elemento direccional a tierra, se presentan a continuación en las tablas LIX y LX siguientes:

Tabla LIX. Resultado prueba disparo unidad direccional

| UNIDAD DIRECCIONAL Y DE NEUTRO | | | | | | | |
|--------------------------------|-----------|----------|-----------|---------|---------|---------|-------------|
| Datos | Angulo | Arranque | 1.5 veces | 2 veces | 3 veces | 5 veces | Instantáneo |
| Teórico | 135 – 45° | 1.50 | 8.1 | 4.05 | 2.025 | 1.013 | - |
| Medido | 135 – 45° | 1.49 | 8.13 | 4.06 | 2.04 | 1.04 | 1.33 V |

Tabla LX. Resultado prueba ángulo de unidad direccional de neutro

| ANGULO DE LA UNIDAD DIRECCIONAL | |
|---------------------------------|---------------------|
| Teórico | Medido |
| 45° | 135,5° (225° – 46°) |

4.3.2.2. Comprobación posición transformador lado 69

KV

La comprobación de la protección diferencial del transformador, se realiza de la misma manera, conectando la fuente OMICRON en los bornes del bloque de pruebas de los CT's dentro del lado de 69 KV. Al llegar las magnitudes de la corriente a los valores ajustados en el relevador, hace operar éste, que energiza el 86X. Este a su vez ordena el disparo de los interruptores de 69 y 13.8 KV.

Luego de que la operación de la protección ha operado la bandera del relevador que operó, y el registrador de eventos debe brindar la alarma correspondiente. Esta prueba se efectúa por separado, en cada fase. Con el 86 operado se va cerrando una por una cada cuchilla del bloque de disparo y se va probando que cada interruptor opere correctamente. Los resultados dados de los tiempos de disparo del elemento diferencial se presentan a continuación:

- La sensibilidad está ajustada en un 20% del valor de toma del devanado de referencia, en este caso del primer devanado como se muestra en la tabla LXI y la unidad instantánea está ajustada con los siguientes parámetros en la tabla LXII:

Tabla LXI. Resultado prueba sensibilidad diferencial

| SENSIBILIDAD DIFERENCIAL | | | | | | |
|--------------------------|--------------|--------|--------|-------------|--------|--------|
| Fase | Núcleo A | | | Núcleo B | | |
| | Teórico | Medido | T (ms) | Teórico | Medido | T (ms) |
| R | 0,557 ±0,615 | 0,571 | 30 | 0,371 ±0,41 | 0,385 | 29 |
| S | 0,557 ±0,615 | 0,571 | 31 | 0,371 ±0,41 | 0,385 | 30 |
| T | 0,557 ±0,615 | 0,571 | 27 | 0,371 ±0,41 | 0,385 | 32 |

Tabla LXII. Resultado prueba disparo unidad instantánea diferencial

| UNIDAD INSTANTÁNEA | | | | | | |
|--------------------|--------------|--------|--------|---------------|--------|--------|
| Fase | Núcleo A | | | Núcleo B | | |
| | Teórico | Medido | T (ms) | Teórico | Medido | T (ms) |
| R | 5,567 ±6,153 | 5,82 A | 45 | 3,705 ÷ 4,095 | 3,89 A | 31 |
| S | 5,567 ±6,153 | 5,82 A | 35 | 3,705 ÷ 4,095 | 3,89 A | 25 |
| T | 5,567 ±6,153 | 5,82 A | 31 | 3,705 ÷ 4,095 | 3,89 A | 28 |

- El frenado por 2^o y 5^o armónico que son de secuencia negativa teniendo en cuenta que el contenido de segunda armónica de una corriente diferencial es comparada con la fundamental de esa misma corriente diferencial y si es mayor al límite ajustado, entonces se considera una condición de Inrush y se inhibe la operación del relevador, donde obtenernos los siguientes datos recopilados en la tabla LXIII:

Tabla LXIII. Resultado frenado por segundo armónico

| FRENADO POR SEGUNDO ARMONICO | | | | | | |
|------------------------------|---------------|---------------|---------|---------------|---------------|--------|
| Fase | Núcleo A | | | Núcleo B | | |
| | Inyección (A) | 120 Hz | | Inyección (A) | 120 Hz | |
| | | 60Hz | Teórico | | Medido | 60Hz |
| R | 5 | 0,783 ÷ 0,865 | 0,79 A | 5 | 0,839 ÷ 0,927 | 0,87 A |
| S | 5 | 0,783 ÷ 0,865 | 0,78 A | 5 | 0,839 ÷ 0,927 | 0,87 A |
| T | 5 | 0,783 ÷ 0,865 | 0,80 A | 5 | 0,839 ÷ 0,927 | 0,87 A |

- La intensidad de frenado a la menor de la suma de las corrientes entrantes o salientes al transformador. Esta intensidad atraviesa el transformador sin ser derivada por la falla, y se le denomina corriente de paso. Y sus datos son los siguientes mostrados en la tabla LXIV:

Tabla LXIV. Intensidad de frenado en el transformador

| PRIMER TRAMO FRENADO PORCENTUAL | | | | |
|---------------------------------|----------|---------------|----------|---------|
| CT | Núcleo A | Núcleo B | | |
| Fase | I | I teórica | I medida | Desfase |
| R | 5 | 2,418 ÷ 2,672 | 2,43 | 180° |
| S | 5 | 2,418 ÷ 2,672 | 2,43 | 180° |
| T | 5 | 2,418 ÷ 2,672 | 2,43 | 180° |

- En el relevador de respaldo del transformador en el relevador de sobrecorriente ZIV 8-IRDM también se prueba de la misma forma que en el caso anterior en las líneas de 69 KV. Los resultados dados en los tiempos de disparo en cada elemento temporizado e instantáneo por fase se presentan a continuación como se muestra en la tabla LXV:

Tabla LXV. Disparo de sobrecorriente en el transformador

| UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA DE FASES ZIV 8-IRDM | | | | | | |
|--|-----------|----------|----------|----------|-------------|---------|
| Arranque | 1.5 veces | 2 veces | 3 veces | 5 veces | Instantáneo | |
| Teórico | 2,30 A | 3,9547 s | 2,3067 s | 1,4494 s | 0,9843 s | 38.55 A |
| Fase R | 2,41 A | 3,9828 | 2,335 | 1,4673 | 0,9808 | 38.70 |
| Fase S | 2,41 A | 3,9810 | 2,3342 | 1,4669 | 0,9810 | 38.67 |
| Fase T | 2,41 A | 3,9820 | 2,3333 | 1,4670 | 0,9809 | 38.66 |

4.3.2.3. Comprobación posición transformador lado 13.8 KV

Esta unidad de sobrecorriente también se prueba en la misma forma que en el caso anterior de los relevadores de sobrecorriente. Los resultados dados en los tiempos de disparo en cada elemento temporizado e instantáneo por fase y neutro en conjunto se presentan a continuación como se muestra en la tabla LXVI:

Tabla LXVI. Disparo sobrecorriente en el respaldo de transformador

| UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA DE FASES COOPER | | | | | | |
|--|--------|------------------|----------------|----------------|----------------|--------------------|
| Arranque | | 1.5 veces | 2 veces | 3 veces | 5 veces | Instantáneo |
| Teórico | 3,90 A | 3,9547 s | 2,3067 s | 1,4494 s | 0,9843 s | - |
| Fase R | 3,97 A | 3,9828 | 2,335 | 1,4673 | 0,9808 | - |
| Fase S | 3,97 A | 3,9810 | 2,3342 | 1,4669 | 0,9810 | - |
| Fase T | 3,97 A | 3,9820 | 2,3333 | 1,4670 | 0,9809 | - |
| UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA DE NEUTRO COOPER | | | | | | |
| Arranque | | 1.5 veces | 2 veces | 3 veces | 5 veces | Instantáneo |
| Teórico | 0.60 A | 11,88 s | 5,94 s | 2,97 s | 1,485 s | 7.32 A |
| Fase N | 0.62 A | 11,8 s | 5,93 s | 2,93 s | 1,40 s | 7,41 |

La unidad de fallo de interruptor debe dar el disparo de las unidades para dar señales al interruptor de barra que deban liberar la falla. El tiempo mínimo que la protección debe disparar es dado de la siguiente manera mostrada en la tabla LXVII:

Tabla LXVII. Tiempo disparo fallo de interruptor

| UNIDAD DE FALLO DE INTERRUPTOR | |
|---------------------------------------|---------------|
| Tiempo | |
| Teórico | Medido |
| +0.5 s | 0,5 s |

4.3.2.4. Comprobación posición línea 13.8 KV

Esta unidad de sobrecorriente también se prueba en la misma forma que en los casos anteriores de los relevadores de sobrecorriente. Los resultados dados en los tiempos de disparo en cada elemento temporizado e instantáneo por fase y neutro en conjunto se presentan a continuación como se muestra en la tabla LXVIII:

Tabla LXVIII. Disparo sobrecorriente en un reconectador línea 13.8 KV

| UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA DE FASES COOPER | | | | | | |
|---|-----------|---------|---------|---------|-------------|------|
| Arranque | 1.5 veces | 2 veces | 3 veces | 5 veces | Instantáneo | |
| Teórico | 5.75 A | 2.700 s | 1.350 s | 0.635 s | - | 0 ms |
| Fase R | 5.78 | 2.752 | 1.396 | 0.635 | - | 42 |
| Fase S | 5.74 | 2.780 | 1.402 | 0.695 | - | 43 |
| Fase T | 5.72 | 2.810 | 1.395 | 0.690 | - | 52 |
| UNIDAD TEMPORIZADA E INSTANTÁNEA DE NEUTRO DEL RECONECTADOR | | | | | | |
| Arranque | 1.5 veces | 2 veces | 3 veces | 5 veces | Instantáneo | |
| Teórico | 1.50 A | 2.700 s | 1.350 s | 0.635 s | - | 0 ms |
| N | 1.55 | 2.641 | 1.364 | 0.676 | - | 34 |

Los reconectores COOPER tienen incorporado la función de reenganche, lo cual los ajustes dados están dados hasta dos reenganches y son los siguientes mostrados en la tabla LXIX:

Tabla LXIX. Resultado prueba de reenganche de un reconectador

| UNIDAD DE REENGANCHADOR | | | | |
|-------------------------|---------|--------|---------|--------|
| FALLAS | Ciclo 1 | | Ciclo 2 | |
| | Teórico | Medido | Teórico | Medido |
| Fallas entre fases | 1 s | 1.02 s | 10 s | 9.8 s |
| Fallas a tierra | 1 s | 1.03 s | 10 s | 9.9 s |
| T. seguridad F-F | 5 s | 5.10 s | 5 s | 5.10 s |
| T. seguridad F-T | 5 s | 5.08 s | 5 s | 5.10 s |

La unidad de fallo de interruptor debe dar el disparo de las unidades para dar señales al reconector de barra de 13.8 KV que deban liberar la falla. El tiempo mínimo que la protección debe disparar es dado de la siguiente manera mostrada en la tabla LXX:

Tabla LXX. Tiempo disparo fallo de interruptor

| UNIDAD DE FALLO DE INTERRUPTOR | |
|--------------------------------|--------|
| Tiempo | |
| Teórico | Medido |
| +0.5 s | 0.53 s |

4.4. Pruebas funcionales del sistema de protecciones

Ya verificada todas las pruebas anteriores con la subestación desenergizada, se procede a realizar una serie de nuevas pruebas, pero ahora con los equipos energizados a la tensión nominal, donde se tomaron en cuenta los siguientes puntos:

- Se efectuó una inspección visual a toda la subestación para eliminar la posibilidad de que se hayan olvidado cables, conexiones a tierra o terminales sin conexión.
- Mientras duró la prueba, los relevadores se ajustaron a su máxima sensibilidad, para que en caso de una falla los daños sean mínimos.
- Los tableros de protección, control y alarmas estuvieron en condiciones de operación y no deben tener bloqueos de ningún tipo. Todos los circuitos de corriente estuvieron cerrados para evitar la aparición de altas tensiones. Igual manera, en los circuitos de potencial se revisó la no existencia de conexiones en cortocircuito, y en las tierras estar firmemente conectadas.

- Todos los circuitos de control y protección fueron revisados en su operación, para que no ocurrieran falsos contactos, o existieran bloqueos, etc. Estos circuitos se operaron a nivel local.
- Finalmente, con todas las pruebas efectuadas, revisada la subestación y teniendo la completa seguridad de que no existen tierras anormales en las partes que se van a energizar, se procedió a energizar los equipos de interruptores, seccionadores, seccionadores puestas a tierra y los seccionadores en bypass a tensión de operación (125 cc).

4.4.1. Prueba funcional de equipos de protección línea 69 KV

Para las pruebas en las posiciones de línea de 69 KV, en los dos circuitos se necesitó que se cumplieran las siguientes condiciones:

- El reenganchador no estará en servicio, lo cual no aplica su actuación en conjunto, así como su disparo independiente del tipo de mando del interruptor.
- El fallo de interruptor en la protección diferencial de barras.

4.4.1.1. Pruebas de disparo por protección 21

Se inyecta magnitudes de falla en zona 1, desde bornes de prueba, y se comprobó en muy buen estado la siguiente actuación:

- Apertura y cierre del interruptor con primera bobina conectada y segunda desconectada
- Apertura y cierre de interruptor con segunda bobina conectada y primera desconectada.

- Activación/desactivación de la entrada en protección de la señal de posición del interruptor.
- Activación en telecontrol, de la señal “actuación protección distancia”.
- Con apertura de los magnetotérmicos de tensión de sincronización la protección se bloquea, impide el cierre del interruptor, y se activa la señal “fallo de protección” en remoto y “anomalía protección distancia” en local.

4.4.1.2. Pruebas de disparo por protección 50-51+67N

Se inyecta el doble de intensidad de corriente de arranque (2xl arranque) por fase, desde bornes de prueba, y se comprobó en buen estado lo siguiente:

- Apertura/cierre del interruptor con primera bobina conectada y segunda desconectada.
- Apertura/cierre de interruptor con segunda bobina conectada y primera desconectada.
- Activación/desactivación de la entrada en protección de la señal de posición de interruptor.
- Activación/desactivación en telecontrol de la señal “actuación protección sobreintensidad”.

Luego se inyecta el doble de intensidad de corriente de arranque por fase (2xl arranque), ahora sin cortar la inyección:

- Comprobar que se activa en telecontrol la señal “fallo de interruptor” al cabo del tiempo ajustado.

De último se inyecta intensidad y tensión homopolar con magnitudes de disparo, lo cual se comprobó el buen funcionamiento lo siguiente:

- Apertura/cierre del interruptor
- Activación de señal “actuación protección direccional tierra”

4.4.2. Prueba funcional de los equipos de protección del transformador de potencia

Para las pruebas en la posición del transformador de potencia, fueron enfocadas en el relevador de disparo y bloqueo (86) y de las protecciones propias.

4.4.2.1. Pruebas de disparo por protección 87-63B-63J-63P con reposición y bloqueo 86

La protección 86 realizó disparo tras actuación de cualquiera de estas protecciones: Disparo de la protección 87, 63B, 63J y 63P. Además el relevador 86 se repone y permite el cierre de cualquiera de los interruptores del transformador por las siguientes actuaciones:

- A través del pulsador de reposición.
- Tras impulso de reposición desde el telecontrol.

En ningún caso se permitió la reposición cuando estuvo presente cualquiera de los disparos anteriores. Además se realizó la comprobación de los disparos de las protecciones propias del transformador y las señales recibidas por telecontrol y fueron:

- Posición del interruptor abierto y cerrado.
- Alarma de baja presión en el interruptor.

- Bloqueo por muelles destensados en el interruptor o baja presión de aire.
- Chequeo de cada una de las posibles condiciones de bloqueo del interruptor.
- Apertura de cualquier magnetotérmico de alimentación tanto de protección como de señalización local, etc.
- Disparos de las protecciones 63B, 63J y 63P implicando el del 86.
- Alarmas de las protecciones 63B, 49T y 26.

4.4.3. Prueba funcional de los equipos de protección línea 13.8 KV

Para las pruebas en las posiciones de línea de 13.8 KV, en los tres circuitos se necesitó se cumplieran las siguientes condiciones:

- El reenganchador deberá estar en servicio, y aplica su actuación con 51.
- El interruptor deberá estar cerrado.

4.4.3.1. Pruebas de disparo y reenganche de protección 50-51+79

Se inyecta el doble de intensidad de corriente de arranque (2xl arranque) por fase, desde bornes del bloque de prueba, provocando un ciclo completo de reenganche y se comprobó en buen estado lo siguiente:

- Apertura y cierre del reconectador.
- Activación/desactivación de la entrada de posición del reconectador.
- Activación de la señal "actuación protección" por 50-51 de fase.
- Reenganche efectivo 79.

- Reenganchador bloqueado y su señalización tras 2º disparo por 50-51.

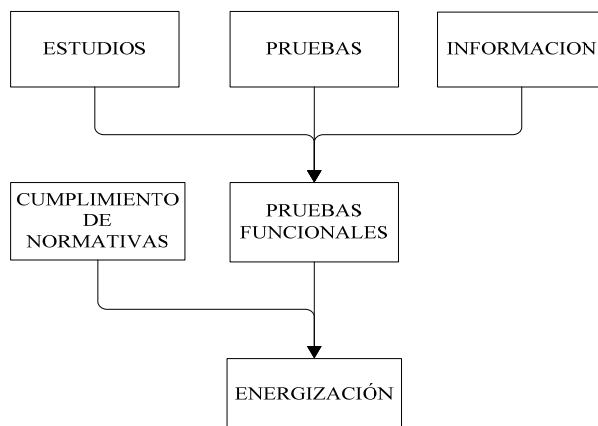
Se inyecta doble intensidad de arranque (2xlarranque) por fase en bloque de pruebas. Sin cortar el equipo de inyección se comprobó lo siguiente:

- Activación de la señal de “Fallo de interruptor”.
- Inicio fallo de interruptor en protección sobrecorriente lado 13.8 KV del transformador que está a la misma barra.

5. PROCEDIMIENTO DE LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV

El procedimiento de la puesta en servicio de la subestación Chicacao en su forma más general puede representarse a través de un diagrama lógico, como el que se muestra a continuación en la figura 48.

Figura 48. Diagrama de flujo del procedimiento de una puesta en servicio



Antes de lograr la autorización para la realización de pruebas funcionales, se debe cumplir con tres requisitos muy importantes:

- Realizar una serie de estudios preliminares que permitan probar, de forma teórica, el correcto funcionamiento de la subestación y del sistema de transmisión cuando se realice la puesta en servicio.
- Contar con la información suficiente sobre diseños, manejo de los equipos y su funcionamiento para el inicio de pruebas antes de la energización.

- Tener los procedimientos, estándares y protocolos de prueba de los equipos y la subestación en general para proceder a las pruebas.

Cuando se han cumplido estos tres pasos, se procede a solicitar la autorización de pruebas funcionales.

5.1. Procedimiento de puesta en servicio de la subestación Chicacao

5.1.1. Objetivo

El presente documento tiene por objeto describir el procedimiento de trabajo que se deberá tener en cuenta en la realización de las comprobaciones y pruebas de los equipos de protección y aparellaje asociado previas a la puesta en tensión de una posición de línea de 3^{er} nivel , así como las comprobaciones previas de puesta en carga y mediciones posteriores, ya sea como consecuencia de una ampliación o modulo nuevo o por sustitución o cambio del equipo de protección en una posición ya en servicio. Define también las hojas de comprobación que deberán cumplimentarse durante el desarrollo de las mismas.

Este procedimiento será de aplicación tanto si los trabajos se efectúan por personal propio como si lo son por empresas contratadas.

5.1.2. Alcance

Este procedimiento se aplica a la posiciones de línea de 69 KV, barras 69 KV, transformador de potencia y línea de 13.8 KV de la Subestación Chicacao propiedad de Unión FENOSA en todo lo referente a circuitos y equipos de protección y control. Queda fuera del alcance de este documento:

- Supervisión de montaje, conexión y puesta en servicio de seccionadores e interruptores automáticos, tanto señalización y su mando.
- Servicios Auxiliares de la instalación, tanto en cc como en ca.
- Ajuste y comprobación de los aparatos de medida de energía.
- Ajuste y comprobación de los equipos de Telecontrol.
- Ajuste y comprobación de los canales de comunicación y/o módems asociados a los equipos de protección

5.1.3. Condiciones de seguridad

Se estará a lo dispuesto por las leyes, reglamentos, normas y disposiciones oficiales en vigor sobre prevención de riesgos laborales. En particular en lo establecido en la Ley 31/1995 de Prevención de Riesgos y Salud Laboral y R.D. que la desarrollan. Igualmente, se estará a lo establecido en los Reglamentos Electrotécnicos de BT y AT, así como Condiciones Técnicas de Seguridad en Centrales, Subestaciones y Centros de Transformación y sus correspondientes Instrucciones Técnicas complementarias.

Se cumplirá, además, con la normativa de Seguridad específica de Unión FENOSA aplicable a los trabajos en AT y BT. En especial, se cumplirá de forma estricta el Plan de Seguridad para Obras y Trabajos de Mantenimiento de la Red de Transporte, en particular, en cuanto a los requisitos de formación e información para el personal de empresas contratadas.

5.1.4. Requerimientos previos a la verificación de las posiciones

Se exigirán los siguientes requisitos para realizar la verificación de las posiciones:

- Montaje totalmente terminado, esto es:
 - Implantación física del aparellaje y conexionado.
 - Armarios de protección y control.
 - Armario de medida montado hasta sus bornas de entrada.
 - Equipos de telecomunicaciones asociados a los sistemas de protección.
 - Equipos de teleprotección.

- Pruebas de tierras realizadas por el responsable de la instalación según la normativa vigente.

- Pruebas de aislamiento de cada uno de los aparatos.

- Servicios auxiliares disponibles, tanto en c.c. como en c.a.

- ☑ Pruebas funcionales locales (a pie de aparato) del aparellaje realizadas, en especial, las de seccionadores e interruptor automático. Estos dos dispositivos deben de estar listos para realizar maniobras sobre ellos.
- ☑ Documentación técnica del fabricante del interruptor automático, los seccionadores, y los transformadores de intensidad y tensión, tanto principales como auxiliares.
- ☑ Documentación técnica actualizada y revisada del proyecto de protección y control.

5.1.5. Descripción de los trabajos

Previo al comienzo de los trabajos de comprobación se deberán de tomar las siguientes precauciones:

- ☑ Comprobar que el descargo se ha realizado y se ha creado la zona protegida según procedimiento UF al respecto.
- ☑ Comprobar que los interruptores automáticos, los seccionadores de barras y los seccionadores de línea se encuentran abiertos y bloqueados mecánicamente.
- ☑ Señalización de la zona de trabajo y de las zonas próximas en tensión con uso de pantallas de protección si es necesario.
- ☑ Comprobar que el montaje ha finalizado completamente, habiéndose timbrado e identificados todos los hilos y cables.
- ☑ Comprobar que todas las alimentaciones tanto desde SS AA de ca como desde los SS AA de cc se encuentran disponibles.

El orden primordial que se establece para realizar los trabajos de comprobación es el siguiente:

1. Normas de seguridad para acceso a la posición: descargo, zona protegida y zona de trabajo.
2. Inspección del montaje de los equipos de protección.
3. Comprobación del cableado de los circuitos de protección y medida con la sección correcta de hilo o cable.
4. Comprobación de los circuitos de mando y señalización del interruptor y seccionadores (excepto barras).
5. Comprobación de los circuitos de selección de tensiones (si procede).
6. Comprobación de los transformadores de intensidad y tensión con la sección correcta de hilo o cable.
7. Comprobación de operación de protecciones propias (transformador).
8. Pruebas de los equipos de protección (excepto barras).

5.1.6. Procedimiento de línea 69 KV

1. Se comprueba zona protegida y zona de trabajo.
2. Se realiza inspección de montaje de armarios, regleteros, cableado, relés auxiliares, magnetotermicos fusibles, cajas de centralización de tensiones e intensidades y equipos de protección identificados con etiqueta en la parte frontal fijamente seguros.
3. Se comprueba circuitos de alimentación del mando del interruptor, la primera y segunda bobina de disparo, así como la bobina de cierre.

4. Se comprueba alimentación de circuitos de los equipos de protección 21 y 50-51+67N junto con equipos de comunicaciones.
5. Se comprueba alimentación de circuitos de señales de salida con su polaridad correspondiente.
6. Se prueban los CT's, sus conexiones, polaridad, selección de CTR, continuidad, secundarios no utilizados cortocircuitados e inyección primaria de cada uno de los devanados.
7. Se prueban los PT's, sus conexiones, polaridad, selección de PTR, continuidad, secundarios no utilizados en circuito abierto e inyección secundaria con todos los equipos conectados.
8. Comprobación de convertidores de intensidad, tensión y potencia y se obtienen curvas.
9. Se prueban los circuitos de cierre del interruptor esencialmente la señalización, anomalía del interruptor, cierres manuales y permisos de cierres con condiciones de sincronismo.
10. Se prueban los circuitos de apertura del interruptor esencialmente la señalización, apertura manual y supervisión de primera y segunda bobinas de apertura.
11. Se prueban los equipos de protección realizando disparos por protección 21 inyectando magnitudes en zona 1 y zona 3, primera bobina conectada y segunda desconectada y viceversa, comprobando y visualizando activación y desactivación de entrada de señal de interruptor y señal en telecontrol "actuación protección distancia. Se comprueban los tiempos ajustados.

12. Se prueban los equipos de protección realizando disparos por protección 50-51+67N inyectando doble corriente de arranque por fase desde bornas, primera bobina conectada y segunda desconectada y viceversa, se comprueba y visualizando activación/desactivación de entrada de señal de interruptor y señal en telecontrol “actuación protección sobrecorriente.
13. Se repite sin cortar inyección comprobación “actuación fallo interruptor”. Se inyecta corriente y tensión homopolar y se comprueba apertura de interruptor y activación señal “actuación protección direccional tierra”.
14. Se energiza posición línea 69 KV.
15. Se comprueba faseo.
16. Se realiza comprobación de sentido de energía activa y reactiva hacia la línea y hacia las barras.
17. Se comprueba medidas en pantalla de magnitud y fase en corrientes y tensiones de cada fase, dirección de la protección 21, entradas y salidas.
18. Se comprueba medidas en pantalla magnitud de corrientes en cada fase y las magnitudes de tensión y corriente homopolar.
19. Fin de procedimiento.

5.1.7. Procedimiento barras 69 KV

1. Se comprueba zona protegida y zona de trabajo.
2. Se realiza inspección de montaje de armarios, regleteros, cableado, relés auxiliares, magnetotermicos fusibles y cajas de centralización de tensiones etiquetados en la parte frontal fijamente seguros.
3. Se prueban los PT's, sus conexiones, polaridad, selección de PTR, continuidad, secundarios no utilizados en circuito abierto e inyección secundaria con todos los equipos conectados.

4. Comprobación de convertidores de tensión y se obtienen curvas.
5. Se energiza posición Barras 69 KV y se comprueba faseo.
6. Se realiza comprobación de sentido de energía activa y reactiva hacia la línea y hacia las barras.
7. Fin de procedimiento.

5.1.8. Procedimiento de transformador de potencia

1. Se comprueba zona protegida y zona de trabajo.
2. Se realiza inspección de montaje de armarios, regleteros, cableado, relés auxiliares, magnetotermicos fusibles, cajas de centralización de tensiones e intensidades, protecciones propias y equipos de protección identificados con etiqueta en la parte frontal fijamente seguros.
3. Se comprueba circuitos de alimentación del mando del interruptor, la primera y segunda bobina de disparo, así como la bobina de cierre y a su señalización lado 69 KV.
4. Se comprueba circuitos de alimentación del mando del interruptor, la primera y segunda bobina de disparo, así como la bobina de cierre y a su señalización lado 13.8 KV.
5. Se comprueba alimentación de circuitos de los equipos de protección 87 y 50-51 en 69 y 13.8 KV, entrada de equipos de supervisión de bobinas de disparo junto con equipos de comunicaciones.
6. Se comprueba alimentación de circuitos de señales de salida con su polaridad correspondiente.
7. Se prueban los CT's, sus conexiones, polaridad, selección de CTR, continuidad, secundarios no utilizados cortocircuitados e inyección primaria de cada uno de los devanados.

8. Se prueban los PT's, sus conexiones, polaridad, selección de PTR, continuidad, secundarios no utilizados en circuito abierto, inyección secundaria con todos los equipos conectados y la selección de tensiones.
9. Se prueban los PT's auxiliares sus conexiones, polaridad, inyección secundaria con todos los equipos conectados, y la selección de tensiones con inyección de tensión trifásica no equilibrada.
10. Comprobación de convertidores de intensidad, tensión y potencia activa y reactiva y se obtienen curvas.
11. Se prueban los circuitos de cierre del interruptor esencialmente la señalización, anomalía del interruptor, cierres manuales en lado de 69 y 13.8 KV y en conjunto con relevador de bloque 86.
12. Se prueban los circuitos de apertura del interruptor esencialmente apertura manual, tras disparo de protección y disparos por 59 y 50S-62.
13. Se prueban los circuitos de entrada de cada equipo de protección, señalización en telecontrol de los circuitos de salida en el lado de 69 como de 13.8 KV como posiciones de 52 y 89 así como disparos y alarmas de 86, 63B, 63J, 63P, 49, 26, señales en automático y manual así como sus posiciones del regulador.
14. Se prueban los equipos de protección comprobando que el 86 dispara tras disparo de 87, 63B, 63J y 63P; reponiéndose el 86 despejados los disparos anteriores.
15. Se comprueba previamente a la puesta en tensión de la posición la correspondencia de fases a ambos lados del transformador tomando revisando el desfase entre tensiones correspondientes a ambos lados tomando tensión de donde sea posible.
16. Se energiza posición transformador de potencia.
17. Se comprueba medidas en pantalla magnitud en corrientes y tensiones de cada fase en 69 y 13.8 KV, indicando la toma del regulador.

18. Se comprueba corrientes homopolares en 69 y 13.8 KV (si procede).
19. Se comprueba ángulo de tensión-corriente de fase en 69 y 13.8 KV.
20. Se comprueba ángulo de tensión homopolar y cada una de las fases (si procede).
21. Comprobación de la rotación de fases.
22. Fin de procedimiento.

5.1.9. Procedimiento de línea 13.8 KV

1. Se comprueba zona protegida y zona de trabajo.
2. Se realiza inspección de montaje de armarios, regleteros, cableado, relés auxiliares, magnetotermicos fusibles y equipos de protección identificados con etiqueta en la parte frontal fijamente seguros.
3. Se comprueba circuitos de alimentación del mando del reconectador, la bobina de disparo, así como la bobina de cierre.
4. Se comprueba alimentación de los equipos de protección 50-51.
5. Se comprueba alimentación de circuitos de señales de salida con su polaridad correspondiente.
6. Se prueban los CT's, sus conexiones, polaridad, selección de CTR, continuidad, secundarios no utilizados cortocircuitados e inyección primaria.
7. Se realiza inyección de tensión en PT de barra desde la centralización de tensión de barra de la celda de medida y origen de derivación de bucle.
8. Comprobación de convertidores de intensidad y tensión y sus curvas.
9. Se prueban los circuitos de cierre del interruptor esencialmente la señalización, anomalía del interruptor y cierres manuales.
10. Se prueban los circuitos de apertura del interruptor esencialmente la señalización, apertura manual y supervisión de bobina de apertura.

11. Se prueban los equipos de protección realizando disparos por protección 50-51+79 inyectando doble corriente de arranque por fase en bloque de pruebas, comprobando apertura y cierre de interruptor, visualizando activación/desactivación de entrada de señal de interruptor y señal en telecontrol “actuación protección sobrecorriente”, reenganche efectivo y reenganchador bloqueado tras segundo disparo. Se repite sin cortar inyección comprobación “actuación fallo interruptor”.
12. Se energiza posición línea 13.8 KV.
13. Se realiza comprobación de sentido de energía activa y reactiva hacia la línea y hacia las barras.
14. Se comprueba medidas en pantalla magnitud y fase en corrientes y tensiones de cada fase, la dirección de la energía y las magnitudes de tensión y corriente homopolar.
15. Se comprueba ángulo entre tensión y corriente de cada fase y ángulo entre tensión homopolar y cada una de las fases.
16. Comprobación de rotación de fases.
17. Fin de procedimiento

5.2. Diagramas de flujo

Se muestran los diagramas de flujo de los procedimientos de cada una de las posiciones en las figuras 49, 50, 51 y 52 siguientes:

Figura 49. Diagrama de flujo de línea 69 KV

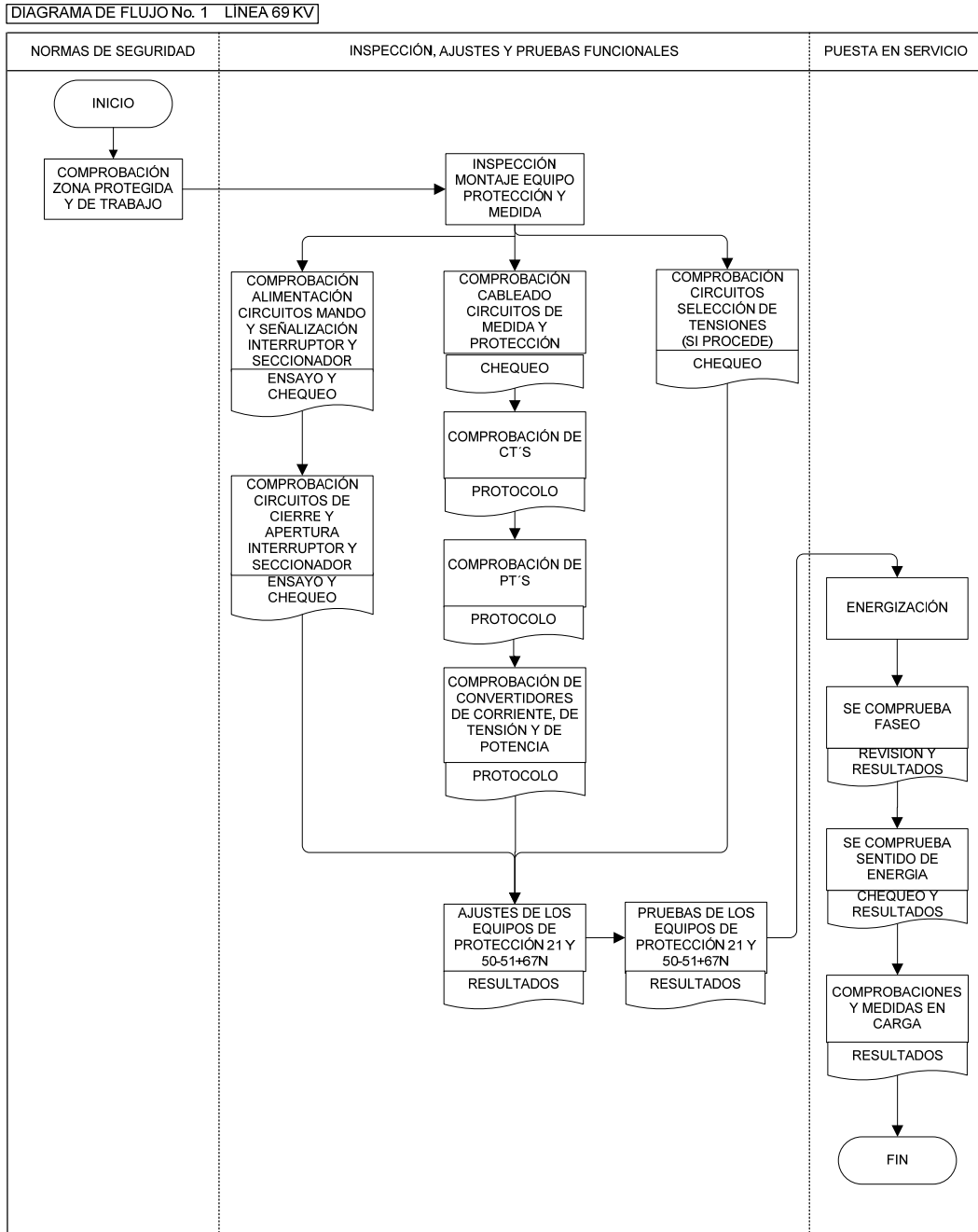


Figura 50. Diagrama de flujo de barras 69 KV

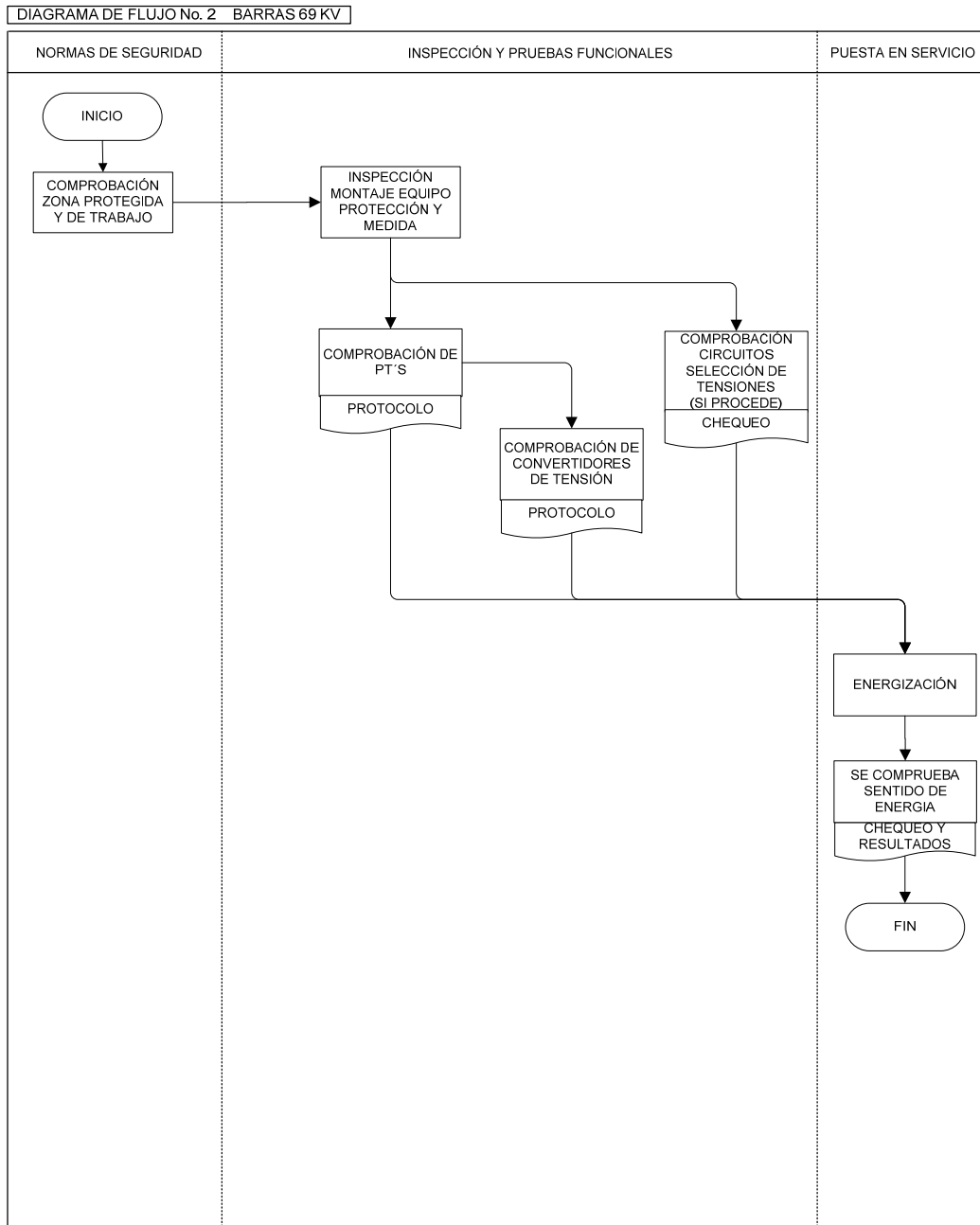


Figura 51. Diagrama de flujo de transformador de potencia

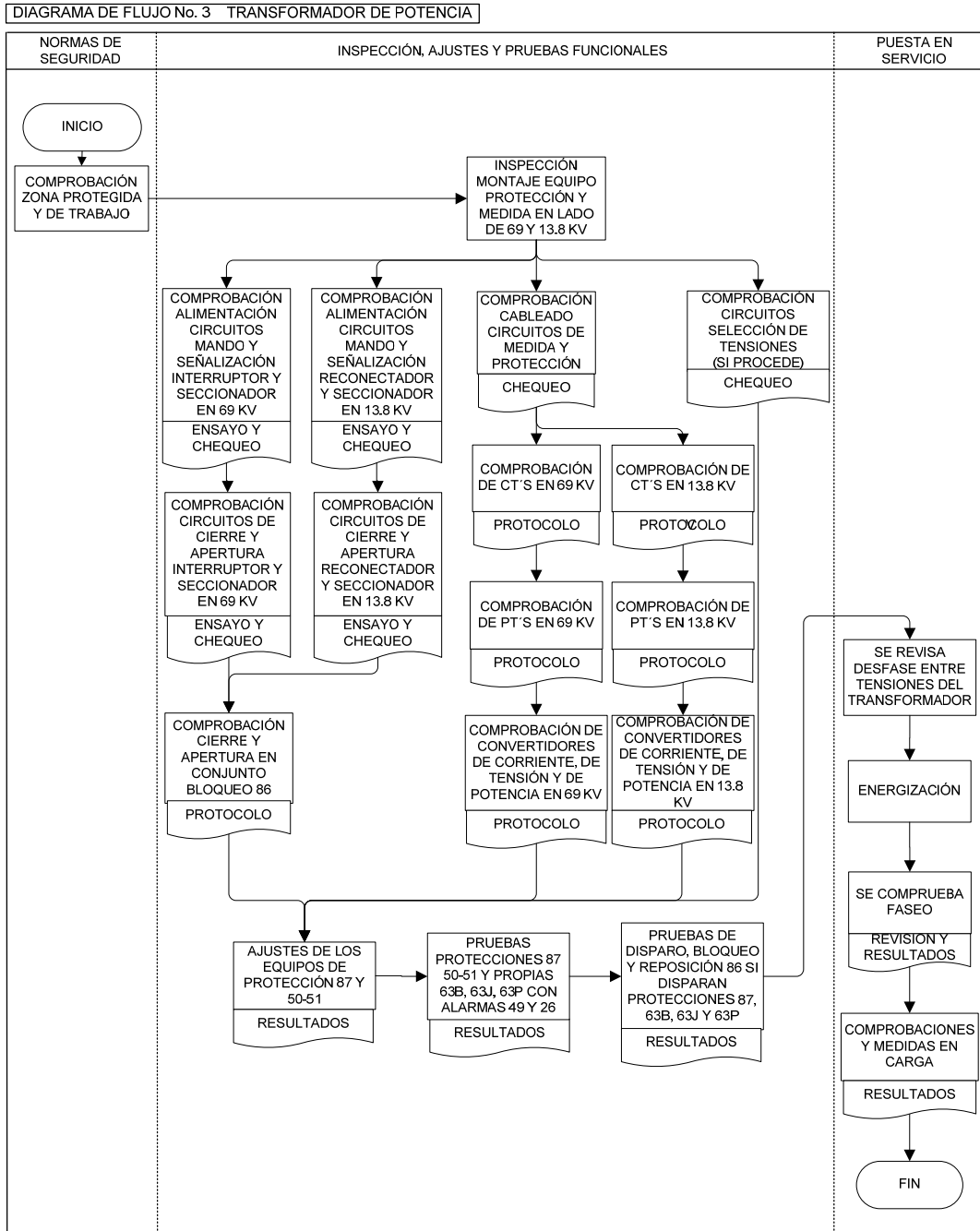
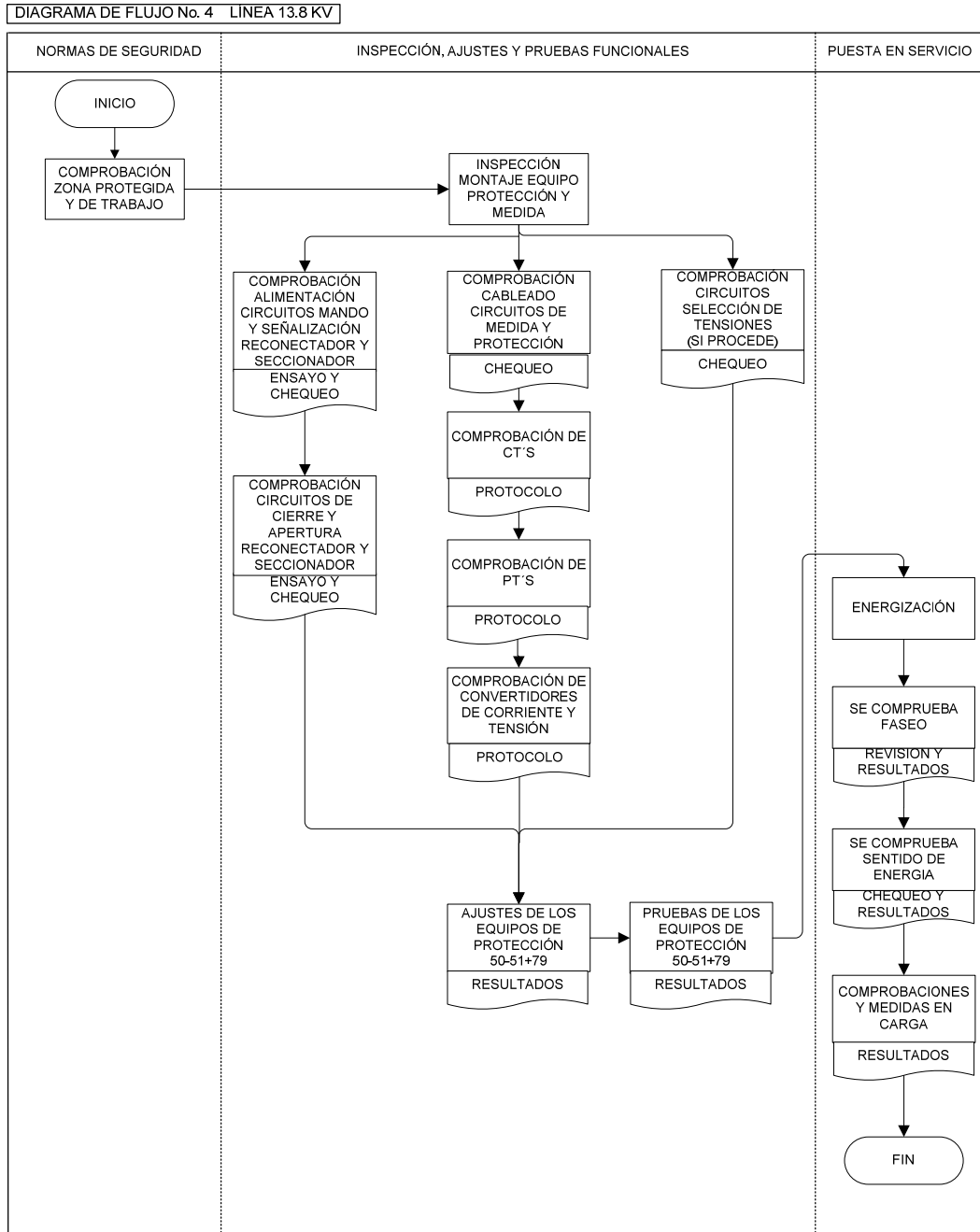
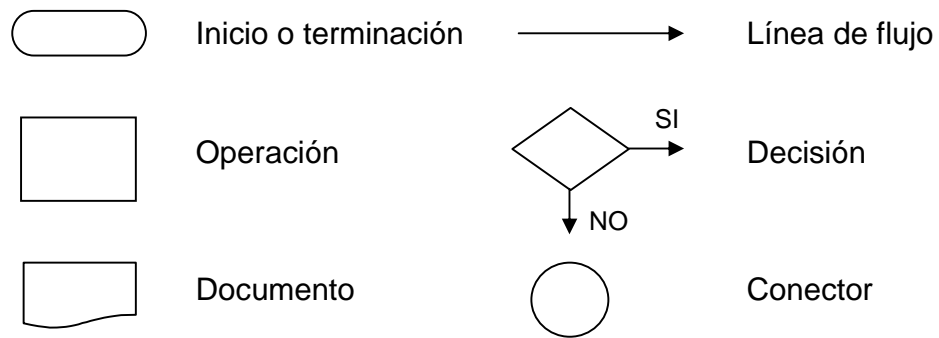


Figura 52. Diagrama de flujo de líneas 13.8 KV



5.3. Simbología



5.4. Listados de verificación

Los listados de verificación tienen la cumplimentación del presente protocolo y se registrará de acuerdo a la siguiente codificación:

- Símbolo ✓ cuando los resultados sean correctos.
- Símbolo ✘ cuando los resultados no sean correctos
- Símbolo **NA** cuando la prueba o comprobación en particular no aplique.

La lista de verificación de los trabajos para la posición de línea de 69 KV donde se tienen las comprobaciones de sus equipos y circuitos en las tablas LXXI y LXXII respectivamente.

Tabla LXXI. Lista de verificación de pruebas línea Cocales 69 KV

| UNION FENOSA DISTRIBUCION <small>Protecciones y Automatización Mantenimiento de Protecciones</small> | PROCEDIMIENTO PUESTA EN SERVICIO DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE PROTECCION EN LINEAS AT | SE CHICACAO LAT COCALES 69 KV |
|--|---|----------------------------------|
| 1. INSPECCION DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS Y ARMARIOS | | Correcto |
| a) | Equipos de protección indicados en la lista de materiales | ✓ |
| b) | Relés Auxiliares, magneto térmicos y fusibles indicados en la lista de materiales | ✓ |
| c) | Equipos sujetos con seguridad y correctamente identificados mediante placas | ✓ |
| d) | Caja de centralización de voltajes y de corrientes | ✓ |
| e) | Conexión de todas las tierras de los equipos a la barra de tierra | ✓ |
| f) | Este circuito con la sección de cable o hilo según proceda | ✓ |
| 2. COMPROBACION DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION | | |
| a) | Alimentación de los circuitos de mando | ✓ |
| b) | Alimentación de los equipos y circuitos de protección | ✓ |
| c) | Alimentación de los circuitos de salida de los equipos de protección | ✓ |
| 3. PRUEBAS DE LOS CT's | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexionados de los bornes y conexión adecuada a tierra | ✗ |
| c) | Polaridad de cada CT | ✓ |
| d) | Selección de CTR según proyecto | ✗ |
| e) | Continuidad de los devanados | ✓ |
| f) | CT's auxiliares para la Protección Diferencial de Barra | N/A |
| g) | Inyección Primaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| h) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 4. PRUEBA DE LOS PT's DE LINEA | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexión de los Bornes y conexión adecuada a tierra | ✓ |
| c) | Polaridad de cada PT | ✓ |
| d) | Selección de PTR según proyecto | ✓ |
| e) | Continuidad de los devanados | ✓ |
| f) | Inyección Secundaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| g) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 5. PRUEBA DE CIERRE DEL INTERRUPTOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Anomalia del Interruptor | ✓ |
| c) | Cierres manuales | ✓ |
| d) | Permisos de cierre con condiciones de sincronismo | ✓ |
| 6. PRUEBA DE APERTURA DEL INTERRUPTOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Apertura Manual | ✓ |
| c) | Supervisión de la 1ª bobina | ✓ |
| d) | Supervisión de la 2ª bobina | ✓ |
| 7. PRUEBA DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION | | |
| a) | Pruebas de Disparo por protección 21 | ✓ |
| b) | Pruebas de Disparo por protección 50-51-67N | ✓ |
| 8. CIRCUITOS DE TELECONTROL | | |
| a) | Fallo de Alimentación de Interruptor | ✓ |
| b) | Anomalia en Protección 21 en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| c) | Anomalia en Protección 50-51-67N en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| 9. COMPROBACION DE LOS CONVERTIDORES DE CORRIENTE Y POTENCIA | | |
| a) | Curvas de Salida | ✗ |
| b) | Salida de los bornes en la entrada a la remota de Telecontrol | ✓ |
| 10. COMPROBACION Y MEDIDAS EN CARGA | | |
| a) | Comprobación sentido de la energía | ✓ |
| b) | Comprobación de medidas del software de la protección 21 | ✓ |
| c) | Comprobación de medidas del software de la protección 50-51-67N | ✓ |
| 11. OBSERVACIONES | | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Dos de las fases de los CT's presentaron polaridad invertida • Los bornes primarios de los CT's presentaron una relación máxima de 800:5 • Los convertidores de corriente y potencia al inicio eran para 50 Hz | | |

Tabla LXXII. Lista de la verificación de pruebas línea Mazatenango 69 KV

| UNION FENOSA DISTRIBUCION <small>Protecciones y Automatización Mantenimiento de Protecciones</small> | PROCEDIMIENTO PUESTA EN SERVICIO DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE PROTECCION EN LINEAS AT | SE CHICACAO LAT MAZATGO 69 KV |
|--|---|----------------------------------|
| 1. INSPECCION DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS Y ARMARIOS | | Correcto |
| a) | Equipos de protección indicados en la lista de materiales | ✓ |
| b) | Relés Auxiliares, magneto térmicos y fusibles indicados en la lista de materiales | ✓ |
| c) | Equipos sujetos con seguridad y correctamente identificados mediante placas | ✓ |
| d) | Caja de centralización de voltajes y de corrientes | ✓ |
| e) | Conexión de todas las tierras de los equipos a la barra de tierra | ✓ |
| f) | Este circuito con la sección de cable o hilo según proceda | ✓ |
| 2. COMPROBACION DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION | | |
| a) | Alimentación de los circuitos de mando | ✓ |
| b) | Alimentación de los equipos y circuitos de protección | ✓ |
| c) | Alimentación de los circuitos de salida de los equipos de protección | ✓ |
| 3. PRUEBAS DE LOS CT's | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexionados de los bornes y conexión adecuada a tierra | ✓ |
| c) | Polaridad de cada CT | ✗ |
| d) | Selección de CTR según proyecto | ✗ |
| e) | Continuidad de los devanados | ✓ |
| f) | CT's auxiliares para la Protección Diferencial de Barra | N/A |
| g) | Inyección Primaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| h) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 4. PRUEBA DE LOS PT's DE LÍNEA | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexión de los Bornes y conexión adecuada a tierra | ✓ |
| c) | Polaridad de cada PT | ✓ |
| d) | Selección de PTR según proyecto | ✓ |
| e) | Continuidad de los devanados | ✓ |
| f) | Inyección Secundaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| g) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 5. PRUEBA DE CIERRE DEL INTERRUPTOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Anomalia del Interruptor | ✓ |
| c) | Cierres manuales | ✓ |
| d) | Permisos de cierre con condiciones de sincronismo | ✓ |
| 6. PRUEBA DE APERTURA DEL INTERRUPTOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Apertura Manual | ✓ |
| c) | Supervisión de la 1ª bobina | ✓ |
| d) | Supervisión de la 2ª bobina | ✓ |
| 7. PRUEBA DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION | | |
| a) | Pruebas de Disparo y Reenganche por protección 21 | ✓ |
| b) | Pruebas de Disparo y Reenganche por protección 50-51-67N | ✓ |
| 8. CIRCUITOS DE TELECONTROL | | |
| a) | Fallo de Alimentación de Interruptor | ✓ |
| b) | Anomalia en Protección 21 en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| c) | Anomalia en Protección 50-51-67N en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| 9. COMPROBACION DE LOS CONVERTIDORES DE CORRIENTE Y POTENCIA | | |
| a) | Curvas de Salida | ✗ |
| b) | Salida de los bornes en la entrada a la remota de Telecontrol | ✓ |
| 12. COMPROBACION Y MEDIDAS EN CARGA | | |
| a) | Comprobación sentido de la energía | ✓ |
| b) | Comprobación de medidas del software de la protección 21 | ✓ |
| c) | Comprobación de medidas del software de la protección 50-51-67N | ✓ |
| 13. OBSERVACIONES | | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Dos de las fases de los CT's presentaron polaridad invertida • Los bornes primarios de los CT's presentaron una relación máxima de 800:5 • Los convertidores de corriente y potencia al inicio eran para 50 Hz | | |

La lista de verificación de la barra de 69 KV se muestra en la tabla LXXIII siguiente:

Tabla LXXIII. Lista de verificación de las pruebas de la barra 69 KV

| UNION FENOSA DISTRIBUCION <small>Protecciones y Automatización Mantenimiento de Protecciones</small> | PROCEDIMIENTO PUESTA EN SERVICIO DE BARRAS AT | SE CHICACAO BARRA 69 KV |
|---|---|------------------------------------|
| 1. INSPECCION DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS Y ARMARIOS | | Correcto |
| a) | Equipos de protección indicados en la lista de materiales | ✓ |
| b) | Relés Auxiliares, magneto térmicos y fusibles indicados en la lista de materiales | ✓ |
| c) | Equipos sujetos con seguridad y correctamente identificados mediante placas | ✓ |
| d) | Caja de centralización de voltajes y de corrientes | ✓ |
| e) | Conexión de todas las tierras de los equipos a la barra de tierra | ✓ |
| f) | Este circuito con la sección de cable o hilo según proceda | ✓ |
| 2. COMPROBACION DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION | | |
| a) | Alimentación de circuitos de señalización de apertura de magnetotermicos y relés auxiliares | ✓ |
| b) | Alimentación de circuitos de fallo de interruptor para el caso de barras de media tensión | ✓ |
| 3. PRUEBA DE LOS PT 's DE BARRA | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexión de los Bornes y conexión adecuada a tierra | ✓ |
| c) | Polaridad de cada PT | ✓ |
| d) | Selección de PTR según proyecto | ✓ |
| e) | Continuidad de los devanados | N/A |
| f) | PT 's auxiliares para la Protección Diferencial de Barra | ✓ |
| g) | PT 's auxiliares para la para Tensión Homopolar | ✓ |
| h) | Inyección Secundaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| i) | Comprobación de la rotación de fases | ✓ |
| j) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 4. CIRCUITOS DE TELECONTROL | | |
| a) | Fallo de Alimentación en posición en remoto en apertura de magnetotermico de calefacción | ✓ |
| b) | Posición de seccionadores | ✓ |
| c) | Fallo de Medida cuando se abre magnetotérmico de alimentación de medida de barra | ✓ |
| d) | Fallo protección de magnetotermico unipolar de tensión de fase de la barra | ✓ |
| e) | Fallo de apertura de magnetotérmico correspondiente a la tensión homopolar de barra | ✓ |
| f) | Fallo magnetotermico de alimentación de los circuitos de mínima tensión de la barra | ✓ |
| 5. COMPROBACION DE LOS CONVERTIDORES DE TENSION | | |
| a) | Curvas de Salida | ✓ |
| b) | Salida de los bornes en la entrada a la remota de Telecontrol | ✓ |
| 6. COMPROBACION Y MEDIDAS EN CARGA | | |
| a) | Comprobación sentido de la energía activa: Hacia la línea | ✓ |
| b) | Comprobación sentido de la energía activa: Hacia la barra | ✓ |
| c) | Comprobación sentido de la energía reactiva: Hacia la línea | ✓ |
| d) | Comprobación sentido de la energía reactiva: Hacia la barra | ✓ |
| 7. OBSERVACIONES | | |
| <ul style="list-style-type: none"> • Inicialmente los secundarios de medida de los PT's de barras no se encontraban bien conectados. • La posición de barras se encontraba en el mismo armario de la posición de transformador. | | |

El procedimiento del transformador de potencia se centra en la comprobación de los equipos y circuitos de las posiciones en alta como de baja tensión y se muestra en la lista de verificación dado en la tabla LXXIV siguiente:

Tabla LXXIV. Lista de verificación de pruebas transformador de potencia

| UNION FENOSA DISTRIBUCION <small>Protecciones y Automatización Mantenimiento de Protecciones</small> | PROCEDIMIENTO PUESTA EN SERVICIO DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE PROTECCION EN TRANSFORMADORES | SE CHICACAO TRANFORMADOR 14 MVA |
|---|---|------------------------------------|
| 1. INSPECCION DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS Y ARMARIOS | | Correcto |
| a) | Equipos de protección indicados en la lista de materiales | ✓ |
| b) | Relés Auxiliares, magneto térmicos y fusibles indicados en la lista de materiales | ✓ |
| c) | Equipos sujetos con seguridad y correctamente identificados mediante placas | ✓ |
| d) | Caja de centralización de voltajes y de corrientes | ✓ |
| e) | Conexión de todas las tierras de los equipos a la barra de tierra | ✓ |
| f) | Este circuito con la sección de cable o hilo según proceda | ✓ |
| 2. COMPROBACION DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION | | |
| a) | Alimentación de los circuitos de mando del lado de 69 y 13.8 KV | ✓ |
| b) | Alimentación de los equipos y circuitos de protección | ✓ |
| c) | Alimentación de los circuitos de salida de los equipos de protección | ✓ |
| 3. PRUEBAS DE LOS CT's EN LADO DE 69 y 13.8 KV | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexiónados de los bornes y conexión adecuada a tierra | ✓ |
| c) | Polaridad de cada CT | ✓ |
| d) | Selección de CTR según proyecto | ✗ |
| e) | Continuidad de los devanados | ✓ |
| f) | Inyección Primaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| g) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 4. CONVERTIDORES DE INTENSIDAD, TENSION Y POTENCIA | | |
| a) | Curvas de Salida | ✗ |
| b) | Salida de los bornes en la entrada a la remota de Telecontrol | ✓ |
| 5. PRUEBA DE CIERRE DEL INTERRUPTOR EN LADO DE 69 Y 13.8 KV | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Anomalia del Interruptor | ✓ |
| c) | Cierres manuales de ambos lados con permisisvo de no cierre y cierre por 86 con y sin reponer | ✓ |
| 6. PRUEBA DE APERTURA DEL INTERRUPTOR DEL LADO DE 69 Y 13.8 KV | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Apertura Manual | ✓ |
| c) | Apertura tras disparo de protección | ✓ |
| d) | Supervisión de la bobina de disparo | ✓ |
| 7. CIRCUITOS DE TELECONTROL Y DE SALIDA DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION EN 69 Y 13.8 KV | | |
| a) | Circuitos de telecontrol posiciones de interruptor, seccionador y alarmas | ✓ |
| b) | Bloqueo de muelles destensados en el interruptor o baja presión de aire | ✓ |
| c) | Chequeo de cada una de las posibles condiciones de bloqueo del interruptor | ✓ |
| d) | Disparo y alarma de protección 63B, 63J y 63P | ✓ |
| e) | Disparo y alarma del relevador de disparo y bloqueo 86 | ✓ |
| f) | Alarma de la Imagen Térmica | ✓ |
| g) | Alarma de Temperatura | ✓ |
| 8. PRUEBA DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION | | |
| a) | Pruebas de relevador disparo y bloqueo 86 y disparos por protecciones propias | ✓ |
| b) | Disparo por protección 50-51 | ✓ |
| c) | Disparo de la protección 87 | ✓ |
| d) | Disparo de la protección 63B, 63J y 63P | ✓ |
| e) | Comprobación de reposición del 86 y permite el cierre de los interruptores del transformador | ✓ |
| 9. COMPROBACIONES PREVIAS A LA PUESTA EN TENSION DE LA POSICIÓN | | |
| a) | Desfase entre tensiones correspondientes a ambos lados, tomando la tensión donde sea posible | ✓ |
| 10. COMPROBACION Y MEDIDAS EN CARGA | | |
| a) | Intensidades y tensión de fase en 69 y 13.8 KV indicando la toma del regulador | ✓ |
| b) | Intensidad y tensión residual u homopolar en 69 y 13.8 KV si procede | ✓ |
| c) | Ángulo entre tensión e intensidad de cada fase en 69 y 13.8 KV | ✓ |
| d) | Ángulo entre tensión homopolar y cada una de las fases si procede | ✓ |
| e) | Comprobación de la rotación de fases | ✓ |
| 11. OBSERVACIONES | | |
| <ul style="list-style-type: none"> Los convertidores de corriente y potencia al inicio eran para 50 Hz El esquema de protección en el lado de baja se trabajó con Reconector COOPER | | |

El procedimiento de las líneas de 13.8 KV se centra también en la comprobación las posiciones de media tensión y se muestra en las tablas LXXV, LXXVI y LXXVII siguientes:

Tabla LXXV. Lista de verificación de pruebas línea INTROSA 13.8 KV

| UNION FENOSA DISTRIBUCION <small>Protecciones y Automatización Mantenimiento de Protecciones</small> | PROCEDIMIENTO PUESTA EN SERVICIO DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE PROTECCION EN LINEAS DE MT | SUB. CHICACAO LMT INTROSA 13.8 KV |
|--|---|--------------------------------------|
| 1. INSPECCION DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS Y ARMARIOS | | Correcto |
| a) | Equipos de protección indicados en la lista de materiales | ✓ |
| b) | Relés Auxiliares, magneto térmicos y fusibles indicados en la lista de materiales | ✓ |
| c) | Equipos sujetos con seguridad y correctamente identificados mediante placas | ✓ |
| d) | Caja de centralización de voltajes y de corrientes | ✓ |
| e) | Conexión de todas las tierras de los equipos a la barra de tierra | ✓ |
| f) | Cada circuito con la sección de cable o hilo según proceda | ✓ |
| 2. COMPROBACION DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION | | |
| a) | Alimentación de los circuitos de mando | ✓ |
| b) | Alimentación de los equipos y circuitos de protección | ✓ |
| c) | Alimentación de los circuitos de salida de los equipos de protección | ✓ |
| 3. PRUEBAS DE LOS CT's | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexionados de los bornes y conexión adecuada a tierra | ✓ |
| c) | Polaridad de cada CT | ✓ |
| d) | Selección de CTR según proyecto | ✓ |
| e) | Continuidad de los devanados | ✓ |
| f) | CT's auxiliares para la Protección Diferencial de Barra | ✓ |
| g) | Inyección Primaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| h) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 4. PRUEBA DE CIERRE DEL RECONECTADOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Anomalía del Interruptor | ✓ |
| c) | Cierres manuales | ✓ |
| 5. PRUEBA DE APERTURA DEL RECONECTADOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Apertura Manual | ✓ |
| c) | Supervisión de actuación de reenganche luego de apertura | ✓ |
| 6. PRUEBA DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION | | |
| a) | Pruebas de Disparo por protección 50-51 | ✓ |
| b) | Pruebas de Reenganche efectivo por función 79 | ✓ |
| c) | Prueba de reenganchador bloqueado y su señalización tras 2° disparo por 50-51 | ✓ |
| 7. CIRCUITOS DE TELECONTROL | | |
| a) | Fallo de Alimentación de reconectador | ✓ |
| b) | Anomalía en Protección 50-51 en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| c) | Anomalía en función 79 en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| 8. COMPROBACION DE LOS CONVERTIDORES DE CORRIENTE | | |
| a) | Curvas de Salida | ✓ |
| b) | Salida de los bornes en la entrada a la remota de Telecontrol | ✓ |
| 9. COMPROBACION Y MEDIDAS EN CARGA | | |
| a) | Intensidades y tensiones de fase y homopolar | ✓ |
| b) | Ángulo entre tensión e intensidad de cada fase y entre tensión homopolar y c/u de las fases | ✓ |
| a) | Comprobación de dirección sentido de la carga | ✓ |
| b) | Comprobación de medidas del software de la protección 50-51 | ✓ |
| c) | Comprobación de medidas del software de los tiempos y conteo por función 79 | ✓ |
| d) | Comprobación de la rotación de fases | ✓ |
| 10. OBSERVACIONES | | |
| • El esquema de protección en el lado de baja se trabajó con Reconectador COOPER | | |

Tabla LXXVI. Lista de verificación de pruebas línea Chicacao 13.8 KV

| UNION FENOSA DISTRIBUCION <small>Protecciones y Automatización Mantenimiento de Protecciones</small> | PROCEDIMIENTO PUESTA EN SERVICIO DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE PROTECCION EN LINEAS DE MT | SE CHICACAO LMT CHICACAO 13.8 KV |
|--|---|---|
| 11. INSPECCION DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS Y ARMARIOS | | Correcto |
| a) | Equipos de protección indicados en la lista de materiales | ✓ |
| b) | Relés Auxiliares, magneto térmicos y fusibles indicados en la lista de materiales | ✓ |
| c) | Equipos sujetos con seguridad y correctamente identificados mediante placas | ✓ |
| d) | Caja de centralización de voltajes y de corrientes | ✓ |
| e) | Conexión de todas las tierras de los equipos a la barra de tierra | ✓ |
| f) | Cada circuito con la sección de cable o hilo según proceda | ✓ |
| 12. COMPROBACION DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION | | |
| a) | Alimentación de los circuitos de mando | ✓ |
| b) | Alimentación de los equipos y circuitos de protección | ✓ |
| c) | Alimentación de los circuitos de salida de los equipos de protección | ✓ |
| 13. PRUEBAS DE LOS CT's | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexionados de los bornes y conexión adecuada a tierra | ✓ |
| c) | Polaridad de cada CT | ✓ |
| d) | Selección de CTR según proyecto | ✓ |
| e) | Continuidad de los devanados | ✓ |
| f) | CT's auxiliares para la Protección Diferencial de Barra | ✓ |
| g) | Inyección Primaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| h) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 14. PRUEBA DE CIERRE DEL RECONECTADOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Anomalia del Interruptor | ✓ |
| c) | Cierres manuales | ✓ |
| 15. PRUEBA DE APERTURA DEL RECONECTADOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Apertura Manual | ✓ |
| c) | Supervisión de actuación de reenganche luego de apertura | ✓ |
| 16. PRUEBA DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION | | |
| a) | Pruebas de Disparo por protección 50-51 | ✓ |
| b) | Pruebas de Reenganche efectivo por función 79 | ✓ |
| c) | Prueba de reenganchador bloqueado y su señalización tras 2° disparo por 50-51 | ✓ |
| 17. CIRCUITOS DE TELECONTROL | | |
| a) | Fallo de Alimentación de reconectador | ✓ |
| b) | Anomalia en Protección 50-51 en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| c) | Anomalia en función 79 en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| 18. COMPROBACION DE LOS CONVERTIDORES DE CORRIENTE | | |
| a) | Curvas de Salida | ✓ |
| b) | Salida de los bornes en la entrada a la remota de Telecontrol | ✓ |
| 19. COMPROBACION Y MEDIDAS EN CARGA | | |
| c) | Intensidades y tensiones de fase y homopolar | ✓ |
| d) | Ángulo entre tensión e intensidad de cada fase y entre tensión homopolar y c/u de las fases | ✓ |
| e) | Comprobación de dirección sentido de la carga | ✓ |
| f) | Comprobación de medidas del software de la protección 50-51 | ✓ |
| g) | Comprobación de medidas del software de los tiempos y conteo por función 79 | ✓ |
| h) | Comprobación de la rotación de fases | ✓ |
| 20. OBSERVACIONES | | |
| <ul style="list-style-type: none"> El esquema de protección en el lado de baja se trabajó con Reconectador COOPER | | |

Tabla LXXVII. Lista de verificación de pruebas línea Sto Domingo 13.8 KV

| UNION FENOSA DISTRIBUCION <small>Protecciones y Automatización Mantenimiento de Protecciones</small> | PROCEDIMIENTO PUESTA EN SERVICIO DE EQUIPOS Y SISTEMAS DE PROTECCION EN LINEAS DE MT | SE CHICACAO LMT STO DOMINGO 13.8 KV |
|--|---|--|
| 21. INSPECCION DEL MONTAJE DE LOS EQUIPOS Y ARMARIOS | | Correcto |
| a) | Equipos de protección indicados en la lista de materiales | ✓ |
| b) | Relés Auxiliares, magneto térmicos y fusibles indicados en la lista de materiales | ✓ |
| c) | Equipos sujetos con seguridad y correctamente identificados mediante placas | ✓ |
| d) | Caja de centralización de voltajes y de corrientes | ✓ |
| e) | Conexión de todas las tierras de los equipos a la barra de tierra | ✓ |
| f) | Cada circuito con la sección de cable o hilo según proceda | ✓ |
| 22. COMPROBACION DE LOS CIRCUITOS DE ALIMENTACION | | |
| a) | Alimentación de los circuitos de mando | ✓ |
| b) | Alimentación de los equipos y circuitos de protección | ✓ |
| c) | Alimentación de los circuitos de salida de los equipos de protección | ✓ |
| 23. PRUEBAS DE LOS CT's | | |
| a) | Datos de Placas | ✓ |
| b) | Conexionados de los bornes y conexión adecuada a tierra | ✓ |
| c) | Polaridad de cada CT | ✓ |
| d) | Selección de CTR según proyecto | ✓ |
| e) | Continuidad de los devanados | ✓ |
| f) | CT's auxiliares para la Protección Diferencial de Barra | ✓ |
| g) | Inyección Primaria comprobando la relación de transformación | ✓ |
| h) | Anotación de medidas y correcta selección | ✓ |
| 24. PRUEBA DE CIERRE DEL RECONECTADOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Anomalia del Interruptor | ✓ |
| c) | Cierres manuales | ✓ |
| 25. PRUEBA DE APERTURA DEL RECONECTADOR | | |
| a) | Señalización | ✓ |
| b) | Apertura Manual | ✓ |
| c) | Supervisión de actuación de reenganche luego de apertura | ✓ |
| 26. PRUEBA DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION | | |
| a) | Pruebas de Disparo por protección 50-51 | ✓ |
| b) | Pruebas de Reenganche efectivo por función 79 | ✓ |
| c) | Prueba de reenganchador bloqueado y su señalización tras 2º disparo por 50-51 | ✓ |
| 27. CIRCUITOS DE TELECONTROL | | |
| a) | Fallo de Alimentación de reconectador | ✓ |
| b) | Anomalia en Protección 50-51 en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| c) | Anomalia en función 79 en Local y fallo de protección en Remoto | ✓ |
| 28. COMPROBACION DE LOS CONVERTIDORES DE CORRIENTE | | |
| a) | Curvas de Salida | ✓ |
| b) | Salida de los bornes en la entrada a la remota de Telecontrol | ✓ |
| 29. COMPROBACION Y MEDIDAS EN CARGA | | |
| i) | Intensidades y tensiones de fase y homopolar | ✓ |
| j) | Ángulo entre tensión e intensidad de cada fase y entre tensión homopolar y c/u de las fases | ✓ |
| a) | Comprobación de dirección sentido de la carga | ✓ |
| b) | Comprobación de medidas del software de la protección 50-51 | ✓ |
| c) | Comprobación de medidas del software de los tiempos y conteo por función 79 | ✓ |
| d) | Comprobación de la rotación de fases | ✓ |
| 30. OBSERVACIONES | | |
| <ul style="list-style-type: none"> El esquema de protección en el lado de baja se trabajó con Reconectador COOPER | | |

6. COMPORTAMIENTO DE LOS ELEMENTOS COORDINADOS DE PROTECCIÓN POSTERIOR A LA PUESTA EN SERVICIO DE LA SUBESTACIÓN CHICACAO 69/13.8 KV

Un adecuado estudio de fallas es siempre necesario en la mayoría de las aplicaciones de relevadores de protección. En éste caso las fallas eléctricas, las térmicas; las fallas trifásicas, las fallas a tierra; las fallas internas, las externas, etc., no importando la que se dé, por su ejecución debe darse su pronta prevención en el sistema dotado de protecciones. Las cantidades que se puedan obtener durante la falla son fácilmente obtenidas en el estudio y frecuentemente usadas en resolver dificultades con los relevadores. Con el pasar de los años los estudios han demostrado que durante una falla pueden existir ciertos tipos de disparos que promueven una u otra acción a tomar. Estos disparos son:

- **El disparo correcto:** Es el que se da en el momento en el que el relevador de protección, sensa la falla y emite la orden a los equipos correspondientes.
- **El disparo incorrecto:** Este se puede dividir en disparo falso (mala maniobra o falla del equipo) o en falla de la protección (ajuste).
- **El disparo desconocido:** Es aquel en que no se sabe su origen. Es el que tiene un alto porcentaje de todos los disparos en el sistema de protección, donde en términos de mantenimiento son considerados causa desconocida.

El sistema de control supervisorio (SCS) es el encargado de verificar todas las protecciones de la subestación mediante la supervisión en línea. Como se analizó en el capítulo 3 el SCS se divide en dos sistemas como son el control y la supervisión del proceso. A través de ellos en el momento de ocurrencia de una falla se pueden obtener los datos que involucran a ésta, detallándola y permitiendo una pronta reacción.

En este capítulo analizaremos fallas comunes que se han dado en la subestación Chicacao, poniendo a prueba la eficiencia de los principios de la aplicación de los relevadores del sistema de protecciones mediante ejemplos detallados que permitirán conocer las variables actuantes estudiadas anteriormente y realizan de manera general la coordinación de todos los elementos de protección involucrados tomando muy en cuenta la importancia de sus pruebas antes de la puesta en servicio de dicha subestación. Para información general se hará una breve explicación de la debida actuación de la protección donde interviene en el momento en que se produce una falla.

6.1. Evaluación de los principios básicos en el sistema de protecciones de la subestación Chicacao

La evaluación de los principios básicos de la aplicación de los relevadores en la subestación Chicacao son explicados en el capítulo 2. Estos principios están presentes en todas las situaciones de protección de la subestación, pero aunque en el presente estudio de protecciones se definió la selectividad como el principio más importante, las demás complementan la actuación de cada protección en su posición y zona correspondiente.

En base al estudio de protecciones determinamos primero, los equipos de medida y protección puestos en servicio, segundo, al incorporar los ajustes del estudio y realizar las comprobaciones de los mismos, nos dieron el amplio criterio para determinar la siguiente evaluación detallada de todo el sistema de protecciones de la subestación Chicacao y ésta cumpla su objetivo primordial, “su aplicación eficiente”.

Con lo anterior descrito, ahora valuamos cada principio dentro del sistema para retomar el criterio, desde el propio estudio de protecciones hasta las pruebas de todo el equipo instalado, y comprobar la importancia de todo el proceso para la puesta en servicio de la subestación dentro del SNI.

- Detallando cada principio, comenzamos con la **confiabilidad**, como se describe en el capítulo 2, está definida como la probabilidad de que un sistema de protecciones actúe inadecuadamente teniendo muy presente la fiabilidad que opere correctamente cuando sea requerido para realizarlo y la seguridad que no opere o realice disparos erróneos.
- La subestación Chicacao de acuerdo con la definición anterior, es considerada **fiable** por su sencillez de diseño y configuración, y segura debido a las pruebas realizadas en las condiciones posibles a las cuales están sometidos los equipos de protección instalados.
- También se considera **selectiva y coordinada** debido a que cumple consistentemente a las pruebas realizadas en la ocurrencia de una falla tomando en cuenta la debida actuación de las protecciones principales primero y al no actuar ellas, la actuación de las protecciones de respaldo. Este principio por su enfoque en nuestro estudio se brinda con mayor detalle en el subcapítulo 5.2.

- La **velocidad** o tiempo de despeje de las fallas en los sistemas de protección en todas las posiciones de la subestación se consideran adecuados debido a que fueron instalados relevadores integrados, donde éstos hacen dentro de su operación una reducción del tiempo del disturbio mucho más rápido, mejorando así la estabilidad del sistema. La velocidad en el despeje de fallas, así como el tiempo y número de reenganches en los reconectores se consideran también eficientes, debido a la adecuada detección de las fallas permanentes que se localizan en los circuitos de distribución.
- La **sensibilidad** de las protecciones de la subestación se adecua debido a la alta precisión que constituyen los relevadores SEL, ZIV y los controles electrónicos de COOPER, en base a las pruebas realizadas en el capítulo 4, estos equipos actúan en base a los ajustes brindados. Por su envolvente o blindaje que vienen contruidos estos equipos de protección formando una jaula de Faraday, hacen que vengan protegidos sobre interferencias electromagnéticas que provocan la apertura y cierre de interruptores de potencia, descargas atmosféricas, la operación de radiotransmisores portátiles, donde los cables de control vienen apantallados para evitar que todo tipo de transitorio afecte a los relevadores y/o al sistema.
- También se cumple el principio de **simplicidad** en el sistema de protecciones debido a que su configuración de barra sencilla, se utilizaron la menor cantidad de equipos de protección. Debido al diseño de la subestación y dado a la instalación de relevadores de estado sólido (SEL, ZIV y control electrónico COOPER) se han seleccionado las funciones de protección correspondientes a cada necesidad.

- El sistema de protecciones de la subestación Chicacao cuenta con un **costo** relativamente positivo debido a la importancia y capacidad de potencia que maneja la subestación así como su ubicación geográfica dentro del SNI.

El sistema está dotado de equipos de protección marcas SEL, ZIV y los controles electrónicos de COOPER considerados como equipos sofisticados, con características muy especiales en la protección, siendo en sí bastante precisos, rápidos y sobre todo confiables debido a la experiencia de utilización en otras subestaciones por parte del INDE y UF Guatemala.

6.2. Curva de selectividad de la subestación Chicacao

La selectividad es la propiedad por medio de la cual solo se aísla el elemento del sistema que se encuentra en condición de falla, quedando intactas las restantes secciones en buen estado.

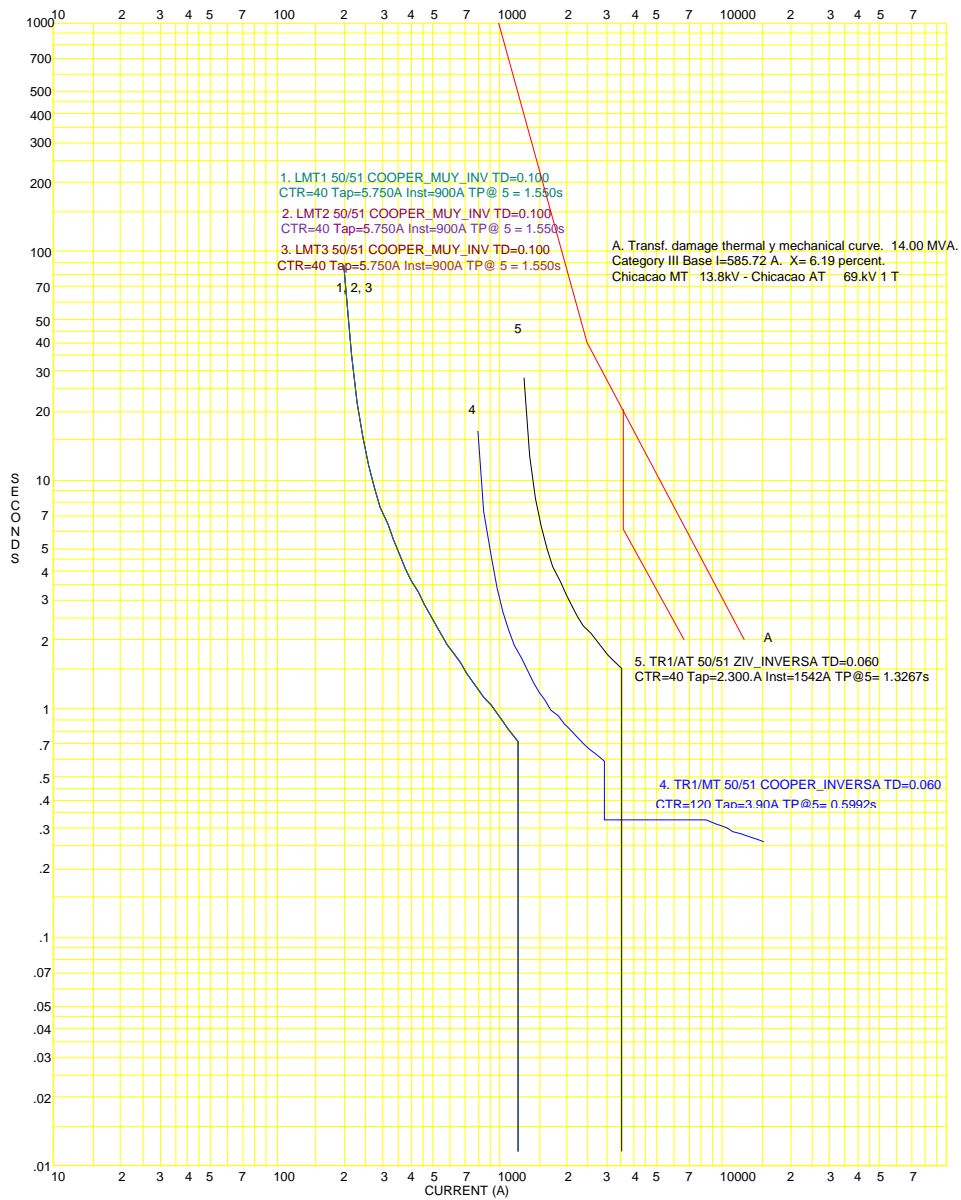
La selectividad es absoluta si la protección responde sólo a las fallas que ocurren dentro de su propia zona y relativa si se obtiene graduando los ajustes de la protecciones de las diversas zonas que puedan responder a una falla dada.

Es determinante que un disparo innecesario del transformador sea indeseable, pero las consecuencias de que no dispare y dañar la máquina es terrible. Si esto sucede, el costo para el INDE y/o UF Guatemala va a incluir no sólo la reparación o sustitución de la máquina dañada, sino los gastos substanciales de suministro de energía de reemplazo mientras la unidad esta fuera de servicio.

El estudio de selectividad de protecciones de la subestación Chicacao está condicionado a los ajustes de sobrecorriente de respaldo de los relevadores SEL 311C de las líneas de 69 KV fijados por el INDE implicando los ajustes de las unidades de sobrecorriente en los lados de 69 y 13.8 KV del transformador de potencia, considerando la curva de daño en la categoría III, siendo estos ajustados con los ajustes propuestos a su estudio.

La curva de selectividad o de coordinación de protecciones posterior donde se muestra en la figura 53, nos brinda una guía donde el transformador de potencia deberá estar protegido apropiadamente, siendo imprescindible que la protección con la que cuenta esté en contra de las condiciones anormales dañinas. Sin confiabilidad y selectividad, la protección sería completamente inefectiva e incluso podría convertirse en un peligro.

Figura 53. Curva de selectividad de la subestación Chicacao



| | | |
|---|---------------------------------------|---------------|
| Valores cliente MT | TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 13.8 kV | By NORCONTROL |
| For UFD | | No. |
| Comment Curvas de relevadores de la S.E. Chicacao | | Date 31/05/06 |

Fuente: Estudio protecciones Chicacao. Norcontrol-Applus. Anexo 4, pág. 2.

6.3. Aplicaciones del sistema de protecciones de la subestación Chicacao

Los casos de falla que se pueden dar en la subestación Chicacao pueden pasar desapercibidos como pueden provocar situaciones tan complicadas que dañan a los equipos; todo depende de la manera como se haya implementado el sistema de protecciones. Gracias a la automatización de la que consta ésta subestación, prevenir y corregir se vuelve una tarea más sencilla.

La gran mayoría de los casos, el evento ocurre demasiado rápido como para que un operador pueda reaccionar siendo ahí muy importante que la detección sea automática. Es muy sabio, los operadores a veces cometen errores, creando condiciones anormales en las mejoras de mantenimiento. Por esas razones, los procedimientos de operación no pueden sustituir la protección automática apropiada.

La mejor característica del sistema de protecciones manejado por el sistema de control supervisorio, es la facilidad de reconocer una falla inmediatamente, grabar todas sus implicaciones y dar una respuesta inmediata para así poner en servicio rápidamente la posición fallada.

A continuación se analizarán tres casos distintos de fallas ocurridas en la subestación Chicacao desde el período comprendido entre el inicio de sus operaciones hasta la actualidad, en donde se verán todas las características, descripciones y decisiones tomadas para su resolución inmediata efectuado y determinado por el personal de mantenimiento correctivo.

6.3.1. Comportamiento del sistema de protecciones en fallas externas

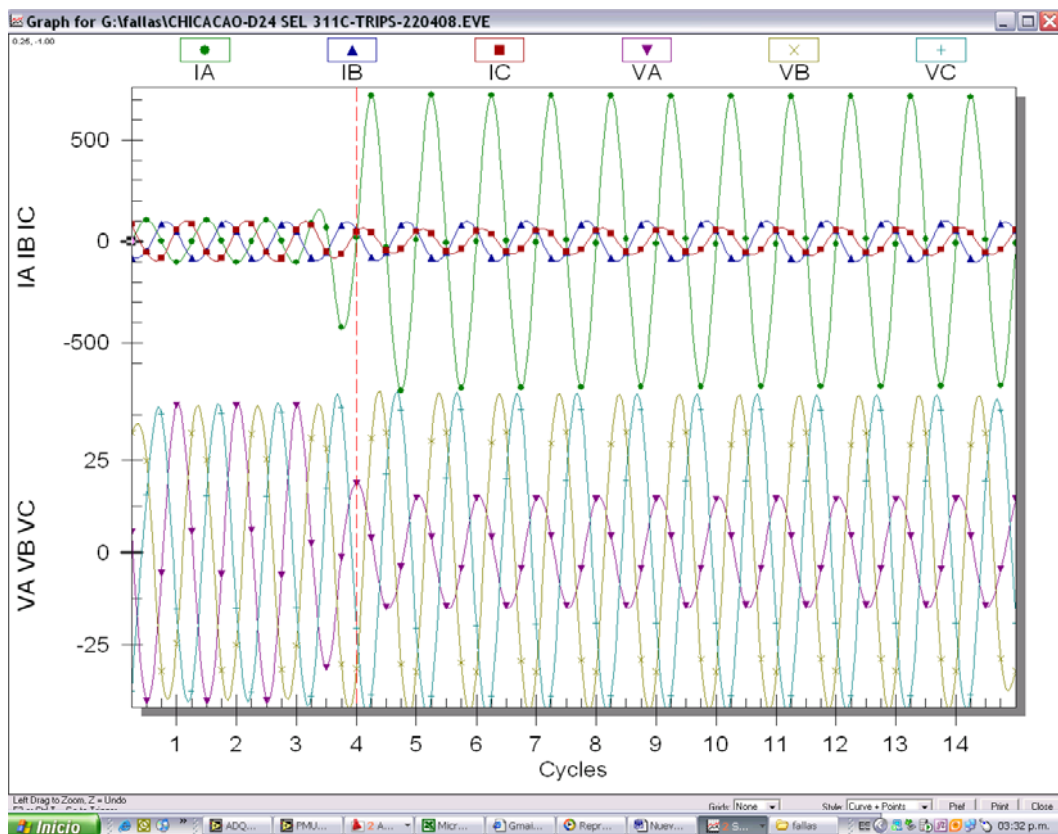
6.3.1.1. Falla externa 1

Fecha: 22 Abril 2008
Posición afectada: Línea Cocalles 69 KV
No. Incidencia: 345328

- **Zonas afectadas por la falla:** Chicacao, Río Bravo, Santo Domingo, INTROSA, alrededores de San Gabriel y San Antonio Suchitepéquez y alrededores de Tiquisate, Escuintla.
- **Líneas afectadas por la falla:** Circuito línea Cocalles 69 KV, Circuito línea Mazatenango 69 KV y circuitos de media tensión de la subestación Chicacao.
- **Hecho ocurrido:** Actuación de la protección de distancia.
- **Descripción y causas:** La falla debió a una falla de corto circuito en la fase A. La falla de acuerdo al registrador de eventos de la subestación detectó 19 ciclos. Como consecuencia la falla estuvo dentro de la segunda zona de distancia y se produjo la apertura del interruptor de línea posición 602 aproximadamente a los 0.3 s.
- **Acción:** Las alarmas y protecciones que actuaron en esta falla fueron:
 - Disparo transferido recibido.
 - Protección primaria.
 - Disparo transferido enviado.
 - Relevador de protección 21 y 27 SEL 311C
 - Interruptor de línea Cocalles 69 KV abierto

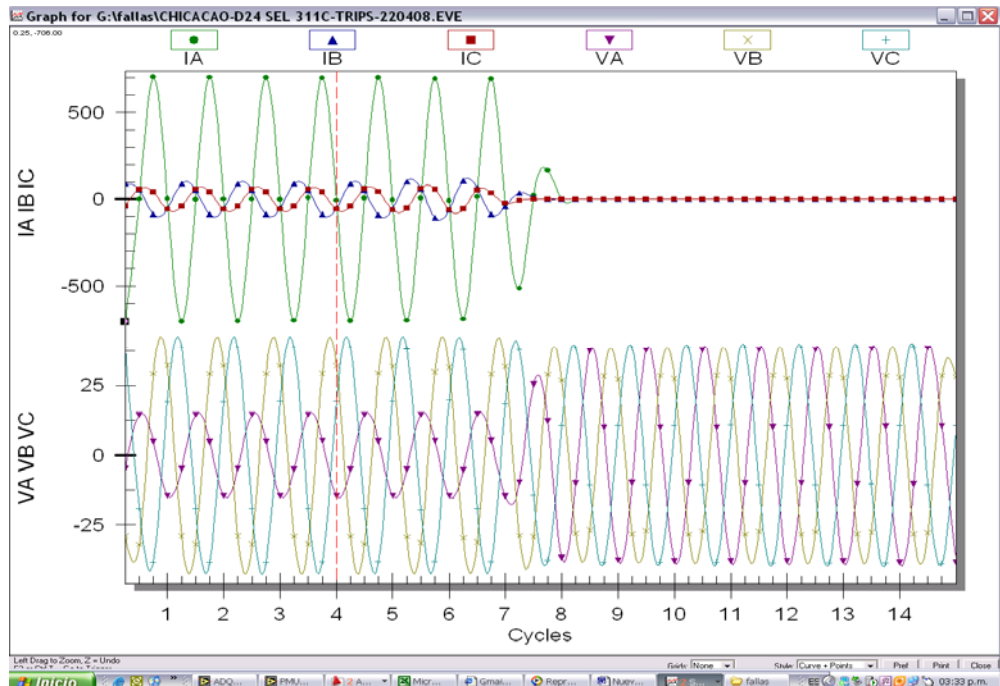
La falla realizó disparo del interruptor de la línea Cocalés, la actuación de la protección provocó un disparo correcto, y la visualizamos en la Oscilografía de la línea Cocalés 69 KV en la figura 54 y 55 siguiente.

Figura 54 Oscilografía de Protección 21 Línea Cocalés 69 KV Inicio



Fuente: Departamento de Protecciones. INDE Guatemala, noviembre 2009.

Fig. 55 Oscilografía de Protección 21 Línea Cocales 69 KV Final



Fuente: Departamento de Protecciones. INDE Guatemala, noviembre 2009j

- **Solución:** Coordinación con el CENADO el cierre del interruptor de línea Cocales; inspección de línea y sincronización con interruptor de SE Cocales.
- **Rapidez de acción:** La protección estuvo fuera de servicio 00:12:26 horas.
- **Análisis y Conclusión:**
 - ☑ La falla fue originada por un cortocircuito de una fase a tierra de la línea a Cocales ocasionada por una fuerte lluvia con tormenta eléctrica en la zona.
 - ☑ Operó la protección de distancia 21 de la línea primaria y secundaria.

- ☑ Con el CENADO se hizo maniobras que despejaron la falla y se coordinó el cierre del interruptor. Previo a ello se abrió el interruptor de la SE Cocales para igualar voltajes y poder realizar el cierre.

6.3.1.2. Falla externa 2

Fecha: Diciembre 2008
Posición afectada: Circuito Línea Chicacao 13.8 KV
No. de Incidencia: 371249

- **Zonas afectadas por la falla:** La población de Chicacao junto con la de Río Bravo y sus alrededores.
- **Líneas afectadas por la falla:** Circuito línea Chicacao 13.8 KV.
- **Hecho ocurrido:** Actuación de la unidad de reenganche de sobrecorriente del reconectador.
- **Descripción y causas:** La unidad de protección de sobrecorriente del reconectador COOPER detectó y ocasiona dos aperturas quedando reenganchado el circuito al final. A veces la causa de ésta falla es un tipo de falla temporal que al parecer pudo haberla realizado un barrilete, un animal, una vegetación, una corrosión o contaminación y en el último caso el de un error de mantenimiento. Al haber realizado la inspección visual aunque el disparo fue correcto, al final el disparo se denomina por causa desconocida.
- **Acción:** Las alarmas y protecciones que actuaron en esta falla fueron:
 - Apertura del reconectador.
 - Reenganche del reconectador
 - La protección 51+49 del reconectador.

- **Solución:** Como la falla fue temporal, el reconectador quedó cerrado automáticamente debido a la programación de 2 aperturas y 2 recierres.
- **Rapidez de acción:** La protección estuvo fuera de servicio 00:00:11 debido a que no hubo corte prolongado de la misma.
- **Análisis y Conclusión:**
 - ☑ No se tiene conocimiento exacto de que originó la falla, pero en sí, la programación de la unidad de reenganche del reconectador bastó para que automáticamente el servicio de energía fuera continuo.
 - ☑ En base a la información disponible, la actuación de la protección fue correcta su disparo es denominado del tipo desconocido o por causa desconocida.

6.3.1.3. Falla externa 3

Fecha: Diciembre 2008
Posición afectada: Circuito Línea INTROSA 13.8 KV
No. de Incidencia: 372169

- **Zonas afectadas por la falla:** INTROSA
- **Líneas afectadas por la falla:** Circuito línea INTROSA 13.8 KV.
- **Hecho ocurrido:** Actuación unidad de sobrecorriente y reenganche del reconectador.
- **Descripción y causas:** La unidad de protección de sobrecorriente del reconectador COOPER detectó y ocasiono la apertura quedando fuera el circuito al final. La causa de ésta falla es un tipo de falla permanente debido al choque de un vehículo en el poste de una salida.
- **Acción:** Las alarmas y la protecciones que actuaron en esta falla fueron:

- Reenganche del reconectador.
 - Apertura del reconectador.
 - La protección 51 del reconectador.
- **Solución:** Como la falla fue permanente, el reconectador quedó abierto automáticamente debido a la programación de 2 aperturas.
 - **Rapidez de acción:** La protección estuvo fuera de servicio 00:27:14 debido al corte automático realizado.
 - **Análisis y Conclusión:**
 - ☑ Se tuvo conocimiento exacto del origen la falla, la programación de la unidad de reenganche y apertura del reconectador bastó para que automáticamente quedara fuera el servicio de energía.
 - ☑ En base a la información disponible, la actuación de la protección provocó un disparo correcto.

6.3.2. Comportamiento del sistema de protecciones en fallas internas

Dentro del estudio realizado en la subestación Chicacao, el registrador de eventos no brindó fallas internas dentro de la misma, debido al tiempo de funcionamiento del sistema. Debido a éste tipo de falla, estadísticamente la poca probabilidad de reportarla es porque ésta es una subestación muy reciente.

CONCLUSIONES

Todas las subestaciones se construyen con base a un principio básico, por lo que ésta no se diferencia en mucho del resto que se encuentran en Guatemala y el mundo, mas su tecnología y equipos modernos para controlar sus sistemas y poder operarlos es el punto por el cual se puede partir en estudios de sus sistemas. Al revisar cada uno de los elementos de protección de este sistema, su interacción con el resto de equipos con sus programas y su ejecución ante cierto tipo de fallas, podemos concluir lo siguiente:

1. Por medio de la interfase entre el Sistema de Protecciones y el Sistema de Control Supervisorio, se lleva un control de la operación de cualquiera de los elementos ante la presencia de posibles fallas, sean éstas externas o internas; la intervención del SCS consiste en sensar el momento en que una protección ha actuado, y en el caso en que ésta no opere funcione como respaldo.
2. Cabe mencionar la importancia del sistema de apertura, cierre y bloqueo de los interruptores y/o reconectores de la subestación se encuentren muy ligado al Sistema de Protecciones, debido a que en momento de detección de una falla, se seguirá un proceso para que la protección actúe y lleve a la unidad hasta el punto de desconectarla de cualquier influencia con las redes e instalaciones dañadas.

3. Tener un procedimiento para la puesta en servicio de la subestación Chicacao, con base a las normativas establecidas en el país, garantizó el éxito de la puesta en servicio de la misma, evitando redundar en trabajo y olvidar “alguna” prueba a los equipos involucrados.
4. Es importante tomar en cuenta que la subestación Chicacao cuenta en su sistema de protecciones la unidad de protección falla de interruptor 50S-62, con el fin de proteger localmente el transformador de potencia, cuando el interruptor del lado de salida no funcione adecuadamente.
5. Mientras realizamos el análisis de fallas encontramos que algunas fallas han ocasionado disparos del tipo correcto, incorrecto y desconocido; él último se le conoce así debido a que, en el momento en que alguna posición de la subestación realiza un disparo sin que haya motivo o acción de algunos de los equipos de protección, vienen a ser una especie polémica, debido a que la experiencia y los análisis post-falla, han demostrado que una buena parte se deben a malas maniobras del personal de turno y personal no autorizado, que por miedo a reprensiones no confiesan que han intervenido dentro del proceso de mantenimiento de redes afectando el sistema automatizado.
6. El Registrador Cronológico de Eventos es una herramienta muy importante que incluyen actualmente los elementos de protección, porque resguarda toda la información de las variables actuantes en la subestación, así como los sucesos diarios que han ocurrido, no solamente del sistema de protecciones, sino de todos los sistemas que se tienen en ella. Llega a guardar información de varios meses en sus memorias, por lo que en caso de estudio de alguna falla, se puede recurrir a él para investigar y determinar las reales causas para definir el tipo de disparo para su pronta acción correctiva y predictiva.

7. No todas las fallas producen apertura definitiva de las unidades, como se puede observar en la Falla externa # 2, que es considerado una falla temporal, ya que bastó que actuara la protección de sobrecorriente para que solamente dispare un reconectador de línea, pero por el reenganche programado se despejó la falla por si sola y reintegra el servicio de distribución. Esto demuestra que la coordinación de protección con su correspondiente ajuste y comprobaciones adecuadas sean efectivas, consideración muy importante para el sistema de protecciones de la subestación Chicacao.

8. Para el comportamiento de las fallas internas dentro del transformador de potencia de la subestación Chicacao no contamos con una acción desde la puesta en marcha, pero con el registro que tenemos de las pruebas realizadas previo a la puesta en servicio basado a una falla simulada se puede considerar una eficiente funcionalidad al respecto.

RECOMENDACIONES

En definitiva, el sistema de protecciones de la subestación Chicacao está bien implementado, sus ajustes se encuentran en los valores de los estudios realizados por los técnicos especializados, y debido a su correcto funcionamiento mencionamos ciertas recomendaciones que puedan ayudar se facilite el manejo de la subestación:

1. Hacer énfasis que, previo a la puesta en servicio de una subestación, ésta debe cumplir con las normativas establecidas en el país, así como las pruebas funcionales de los equipos para evitar daños considerables, ya que el costo del mismo es demasiado elevado como para dejar pasarlo por alto.
2. Con respecto a las protecciones se deben de hacer rutinas de pruebas por lo menos una vez al año para determinar si los esquemas y conexiones del sistema funcionan perfectamente, esto deberá ser realizado por personal con el conocimiento técnico calificado para poder detectar problemas latentes.
3. Para tener una correcta coordinación de la subestación en conjunto con la red de distribución es asegurar que los reconectores de cabecera de cada línea de 13.8 KV y los fusibles a lo largo de las líneas sean lo más selectivos y éstos, sean de un solo tipo. Esto aseguraría la continuidad del servicio del resto de la red, evitando provocar en sí, que se den problemas de selectividad.

4. Debido a la alta tecnología de automatización que posee la subestación, para el personal de mantenimiento y/o Centro de Operaciones de Red, es recomendable que ciertas situaciones que pueden convertirse en fallas sean primero visualizadas por medio de alarmas y se eviten abrir cualquier interruptor a la ligera. Tomando conciencia de la responsabilidad adquirida, para que en momentos de una maniobra acepten los errores y poder conocer el verdadero origen de determinada falla y realizar la acción correctiva eficaz.

BIBLIOGRAFÍA

1. **COOPER**, <http://www.cooperpower.com>, consulta en línea mayo 2009.
2. ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO. **Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas**. 2ª Ed. México: Edit. LIMUSA, S. A. de C. V. 2006, 626 pp.
3. MARTIN, Raúl. **Diseño de Subestaciones Eléctricas**. 1ª- ed.México: Edit. McGraw Hill de México S. A. de C. V., 1987, 510pp.
4. MORALES, JUAN FERNANDO. **Criterios para la Aplicación de Dispositivos de Sobrecorriente en la Protección de Transformadores de Subestaciones de Distribución**. EEGSA. 23 pp.
5. MORALES, JUAN FERNANDO. **Elementos de protección de Sistemas de Potencia**. Guatemala: Edit. SERGRÁFICA, EEGSA. 2005, 169 pp.
6. RAMIREZ V., JOSÉ. **Estaciones de Transformación y Distribución de Sistemas Eléctricos**. 2ª edición. Barcelona. 1974. Enciclopedia CEAC.
7. SANCHEZ, JULIAN CABAÑAS. **Estudio de Protecciones Eléctricas de la SE Chicacao 69/13,8 KV**. España. Applus-Norcontrol. 2006, 44 pp.
8. **SEL**, <http://www.sel.com>, consulta en línea mayo 2009.
9. STEVENSON., WILLIAM D. **Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia**. Edit. McGraw-Hill. 1994. 740 pp.
10. TAPIA, JOSE ALBERTO. **Sistema de Control, Monitoreo y Protección de la Subestación Panamá II**. Universidad Tecnológica Panamá. 2002. 159 pp.
11. **ZIV**, <http://www.ziv.com>, consulta en línea mayo 2009.

ANEXO

NOMENCLATURA FUNCIONES DE PROTECCIÓN ANSI

| | |
|---------------|--|
| 21 | Protección de Distancia |
| 26 | Alarma de Temperatura |
| 27 | Protección de Bajo voltaje |
| 32 | Protección de Potencia |
| 37 | Protección de Baja Corriente o Baja Potencia |
| 40 | Protección de Campo |
| 41 | Interruptor de Campo |
| 49 | Relevador Térmico |
| 50S-62 | Relevador fallo de interruptor |
| 50 | Protección Instantáneo de Sobrecorriente |
| 51 | Protección temporizado de Sobrecorriente |
| 52 | Interruptor de Potencia (Disyuntor) |
| 59 | Protección de Sobretensión |
| 59N | Protección de Sobretensión homopolar |
| 63B | Relevador Buchholz |
| 63J | Relevador Jansen |
| 63N | Relevador Nivel de Aceite |
| 63P | Relevador de Sobrepresión |
| 64 | Relevador Detector de Tierra |
| 67 | Protección Direccional de Sobrecorriente |
| 67N | Protección Direccional de Sobrecorriente de tierra |
| 79 | Función de Reenganche |
| 81 | Protección de Frecuencia |
| 86 | Protección de Bloqueo y Disparo |
| 87 | Protección Diferencial |

Fuente: Elementos de Protección de Sistemas de Potencia. Pág. 20.

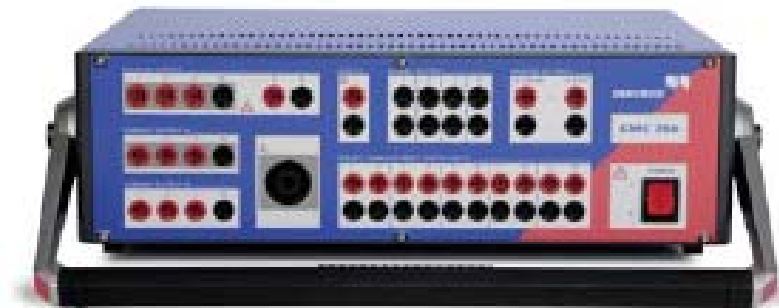
APÉNDICE A

Maleta de inyección trifásica tipo OMICRON de Doble Engineering

La maleta de inyección trifásica tipo OMICRON, F6150 de Doble Engineering, Co es un equipo electrónico el cual se utiliza para generar señales de corriente y voltaje. Estas señales de prueba son utilizadas para ser inyectadas al relevador para simular el funcionamiento de una falla y poder probar cada una de las protecciones configuradas en el relevador. Esto se hace para probar el funcionamiento de los relevadores sin tener que poner en riesgo la subestación.

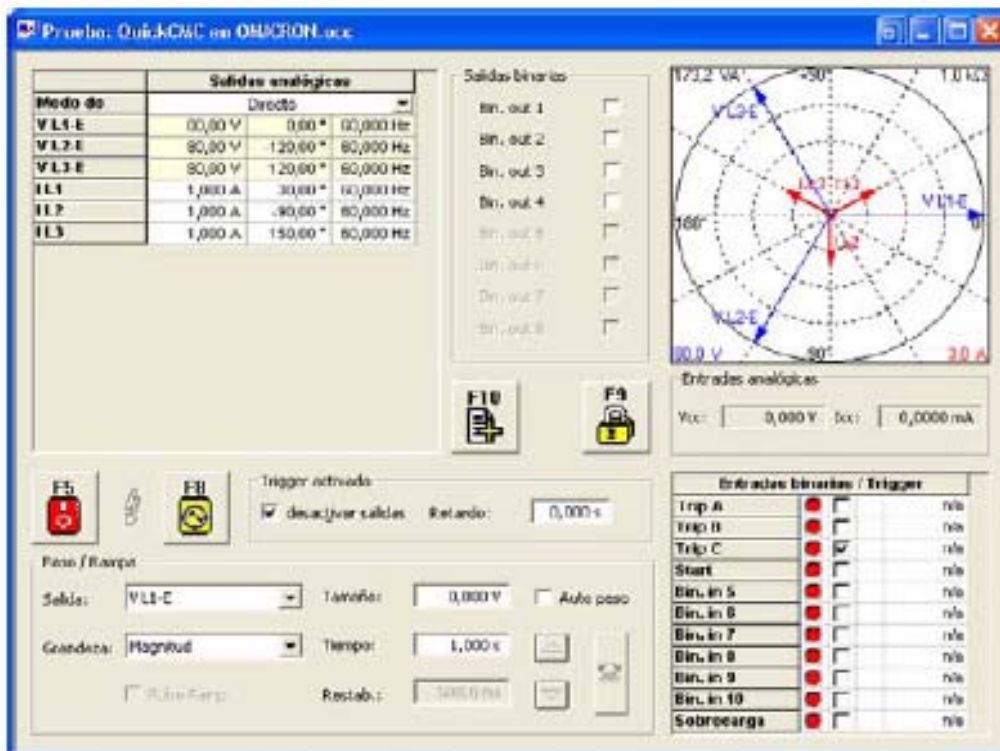
La maleta OMICRON tiene varias salidas de señales eléctricas entre las que podemos mencionar corrientes y voltajes. Cuenta con una salida USB la cual se utiliza para conectar el equipo a la PC. También cuenta con una entrada para la alimentación. (Ver figura A-1).

Figura A-1. Maleta OMICRON de Doble Engineering utilizada en Chicacao



El equipo cuenta con un software que se instala en una computadora, desde la cual se maneja el equipo. En la figura A-2 se muestra la ventana del software.

Figura A-2. Ventana del programa OMICRON



Podemos observar en la figura A-2 que el programa cuenta con seis fases para ingresar corrientes, voltajes y sus respectivos ángulos. Se observa que se ingresa la frecuencia a la cual se realizaran las pruebas. El programa cuenta con timers para definir el tiempo que queremos que dure la prueba y con un contador que muestra la cantidad de tiempo que dura la falla. También se observan tres botones, uno de iniciar prueba, otro de parar prueba y el último de reset.

APÉNDICE B

TABLEROS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN

A continuación se muestra la foto los tres tableros de protección de línea Cocales 69 KV, línea Mazatenango 69 KV y del transformador de potencia; un tablero de medición está dentro de la caseta de control de la subestación Chicacao. En ellos se encuentran los diferentes relevadores de protección explicados a lo largo de los capítulos 1 y 2.

Figura B-1. Tablero



Fuente: Subestación Chicacao, junio 2009.

