

SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

“APLICACIÓN DE LÓGICAS DE PROTECCIÓN EN PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL ESQUEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA, APLICANDO LA LÓGICA SEGURA”

INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

PRESENTA:

ALDAIR DAVID HERNÁNDEZ GARCÍA

ASESOR INTERNO:

DOC. RAFAEL MOTA GRAJALES

ASESOR EXTERNO:

ING. FIDEL ABDIAS POZO AGUILAR

TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS, A 26 DE AGOSTO DEL 2019.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, principalmente, por permitirme vivir. Gracias por la sabiduría que me otorgas y las oportunidades que me son entregadas para crear mi bienestar personal, familiar y el de mis semejantes.

A mi padre Felipe Belizario Hernández Solís, mi madre Mercedes García Villafuerte, mis hermanos Carlos, Josué, mi más sincero agradecimiento y amor infinito. Me han dado la vida y amor incondicional, ustedes saben exactamente lo que significan para mí.

Al Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez, por aceptarme como alumno y formarme en mi carrera profesional. Así como a todo el personal que labora en esta institución, agradezco haberme extendido la mano en las ocasiones que lo solicite, espero algún día devolverles con el mismo entusiasmo las atenciones brindadas.

Al Dr. Rafael Mota Grajales, por la confianza en mi proyecto y todo el apoyo brindado.

Al Ing. Erwin Ruíz Hernández, gracias por resaltar mis cualidades y creer en mi capacidad para llevar a cabo este proyecto, por ser mi apoyo, primo y amigo.

A los Ingenieros de Protección y Medición de la S.E ANG:

Ing. Fidel Abdías Pozo Aguilar, Ing. Héctor Ismael López Lobatón, Ing. Rubén Martínez Castro por ser mi maestros, mentores y amigos.

Los llevaré en mi memoria y en mi corazón siempre.

Y a todas las personas que participaron de forma directa o indirecta en el presente trabajo, el cual es el resultado de todos los años de estudio, dedicación y esfuerzo.

Gracias por colaborar conmigo, por la orientación, enseñanzas, logros y felicitaciones que me brindaron. Saben que cuentan conmigo, se los he demostrado.

INDÍCE.

Capítulo 1.

1. Introducción.....	6
1.1 Antecedentes.....	6
1.2 Estado de Arte.....	7
1.3 Objetivos.....	8
1.3.1 Objetivo General.....	8
1.3.2 Objetivos Específicos.....	8
1.4 Metodología.....	9
1.4.1 Descripción diagrama a bloques de hardware.....	10
1.5 Justificación.....	11

Capítulo 2.

2. Fundamento Teórico.....	12
2.1 Sistema Eléctrico de Potencia.....	12
2.1.2. Fallas.....	13
2.1.3. Características de la Aplicación de Esquemas de Protecciones.....	14
2.2. Filosofía de la Aplicación de Protecciones.....	15
2.2.2. Transformadores de corriente TC.....	16
2.2.3 Conexiones de los transformadores de corriente.....	18.
2.2.7 Definiciones Protecciones.....	20
2.3. Protocolo IEC-61850 para los Esquemas de Protecciones de un Transformador de Potencia.....	22
2.3.1 Protecciones internas de Transformadores de Potencia.....	23
2.3.2 Relevador Buchholz.....	23
2.3.3. Válvula de sobrepresión (63P).....	27

Capítulo 3.

3. Desarrollo.....	28
3.1. Revisión de ingeniería actual.....	28
3.1.1. Gabinetes Centralizadores Monopolares.....	29
3.1.2. Tablero de Control.....	31
3.1.3. Relevadores digitales.....	32
3.1.4. Relevador digital SEL-351 “Sistema de protección de distribución”.....	33
3.1.5. Relevador SEL 2440.....	34
3.1.6. Relevador SEL-2411.....	35
3.1.7. Relevador SEL-2701 Procesador de Ethernet.....	36
3.2. Analizar y realizar los cambios para la Ingeniería Nueva.....	38
3.2.1. Tendido de cables de fibra óptica.....	38
3.2.2. Procedimiento para el tendido de cable de control ANG-T6.....	39
3.2.3. Conexión de cables de control de los Gabinetes Centralizadores Monopolares.....	42
3.2.3. Diagrama Unifilar Alarmas y Disparos.....	43
3.3. Sustitución de Transformadores de corriente TC`s A2060.....	44
3.4. Conexión de la Lógica Segura para el Esquema de Protecciones para el Disparo ANG-T6 mediante los DEI`S SEL-2411 y el Relevador SEL-387.....	47
3.4.4 Señal de alarma 49T/26Q Sobretemperatura Devanado o Aceite.....	48
3.4.7 Señal e Disparo Buchholz Cambiador de TAP`s.....	49

3.4.11 Señal de Disparo BT / I-ANG-72060.....	50
3.4.12. Señal de Disparo I-ANG-A2060/I-ANG-72060.....	51
3.5. Implementación Lógica Confiable y Segura en las Protecciones Mecánicas de Bancos de Transformación ANG-T6.....	52
3.5.1. Esquema de Alambrado para Lógica Disparo 63T.....	53
3.5.2. Esquema Lógica Disparo 63T. Alarma y Disparo Buchholz.....	54
3.5.3. Verificación de Confiabilidad.....	55
3.5.4. Esquema de Alambrado para Lógica Disparo 63P.....	56
3.5.5. Esquema Lógica Disparo 63P. Alarma y Disparo Sobrepresión.....	57
3.6. Implementar los Ajustes en los Esquemas de Protección para Transformador ANG-T6 225MVA de tres Devanados y Conexión Estrella- Estrella-Delta con servicios propios.....	58
3.6.1. Esquema de Protección para Transformador ANG-T6.....	59
3.6.4. Criterios de Ajuste para Esquemas de Protección Transformador ANG-T6.....	60.
4. Resultados y Conclusiones.....	61
Referencias Bibliográficas.....	70
Anexos.....	71
Sustitución de la Protección Primaria 2 (PP2).....	71
Índice de Imágenes.	
Imagen 1. Sistema Eléctrico de Potencia.....	12
Imagen 2. Zonas de Protección.....	15
Imagen 3. Ejemplos de Zonas de Protección.....	15
Imagen 4. Transformador de Corriente tipo Dona.....	17
Imagen 5. Transformador tipo dentro del tanque, tipo Bushing.....	17
Imagen 6. Transformador tipo Pedestal.....	17
Imagen 7. Transformadores de corriente en Interruptores de Potencia.....	17
Imagen 8. Conexión monofásica de un transformador de corriente.....	18
Imagen 9. Conexión trifásica de Transformadores de Corriente.....	18
Imagen 10. Transformadores de corriente conectados en estrella.....	19
Imagen 11. Transformadores de corriente conectados en delta abierta.....	19
Imagen 12. Transformadores de corriente conectados en delta.....	19
Imagen 13. Relevador Buchholz (63T).....	26
Imagen 14. Diagrama de alambrado de prueba del 63P.....	27
Imagen 15. Estructura del Transformador de Potencia ANG-T6.....	28
Imagen 16. Vista del Gabinete Centralizador Monopolar del ANG-T6. Vista exterior.....	29
Imagen 17. Vista interior de tablillas del Gabinete Centralizador Monopolar ANG-T6.....	30
Imagen 18. Vista interior de tapa del Gabinete Centralizador Monopolar ANG-T6.....	30
Imagen 19. Vista del tablero que se encuentra en la caseta de control.....	31
Imagen 20. Relevador SEL-387: Protección diferencial.....	32
Imagen 21. Relevador SEL-351. “Sistema de protección de distribución”.....	33
Imagen 22. SEL-2440 Vista tablero de control ANG.....	34
Imagen 23. SEL-2440 Relevador Nuevo.....	34
Imagen 24. Relevador SEL-2411: Vista dentro de tablero caseta de control.....	35
Imagen 25 SEL-2701 Procesador de Ethernet.....	36
Imagen 26. Levantamiento de tapa de trincheras para la trayectoria de la fibra óptica.....	38
Imagen 27. Cable de control en caseta.....	39

Imagen 28. Cable de control en campo.....	40
Imagen 29. Tablero MCAD.....	41
Imagen 30. Conexión Cables de Control GCM.....	42
Imagen 31. Diagrama unifilar Alarmas y Disparos.....	43
Imagen 32. Conexión Cables dentro de Caseta Tablero Nuevo ANG-T6.....	43
Imagen 33. Pruebas a los Transformadores de Corriente TC's.....	45
Imagen 34. Probador de equipos VANGUARD para hacer pruebas a los TC's.....	45
Imagen 35. Sustitución de TC's A2060.....	46
Imagen 36. Conexión de cables de control Gabinete Monopolar.....	46
Imagen 37. Diagrama Esquemático de Alambrado para Lógica Disparo 63T.....	53
Imagen 38. Lógica Disparo 63T.....	54
Imagen 39. Tabla de Verificación de Confiabilidad para Condiciones anormales más frecuentes.....	55
Imagen 40. Diagrama Esquemático de Alambrado para Lógica Disparo 63P.....	56
Imagen 41. Lógica Disparo 63P.....	57
Imagen 42. Cálculo de corto circuito de 400 kV 1LG (monofásico) S.E Angostura.....	62
Imagen 43. Cálculo de corto circuito de 400kV (trifásico) en S. E Angostura.....	62
Imagen 44. Cálculo de corto circuito 1LG (monofásico) de 115kV en S. E Angostura.....	63
Imagen 45. Cálculo de corto circuito trifásico de 400 kV en S. E Angostura.....	63
Imagen 46. Reporte de cálculo de ajustes 50/51H.....	64
Imagen 47. Reporte de cálculo de ajustes 51L.....	65
Imagen 48. Reporte de cálculo de ajustes 51NTH.....	66
Imagen 49. Reporte de cálculo de ajustes 51NTL.....	67
Imagen 50. Reporte Pruebas TC'S A2060 ANG-T6.....	68
Imagen 51. Reporte Pruebas TC'S BCO ANG-T6.....	69
Imagen 52. Tablero de Protección y Medición.....	75
Imagen 53. Desconexión SEL-321.....	75
Imagen 54. Conexión alambrado SEL-421.....	76
Imagen 55. Puesta en Servicio.....	76

1. INTRODUCCIÓN.

1.1. ANTECEDENTES

La subestación eléctrica Angostura inició su operación desde hace más de 40 años; todos los elementos de esta subestación han estado en operación permanente, lo que conlleva al deterioro natural por uso y envejecimiento de los materiales y componentes de cada equipo, en consecuencia, la vida útil de estos elementos y esquemas de protección y control se ha reducido grandemente.

Llevando a la mayoría de ellos a la etapa final de funcionamiento, siendo indispensable realizar la modernización e implementación de los mismos antes de que provoquen eventos indeseados en la red eléctrica, con lo cual se impacte en los índices de confiabilidad, continuidad y calidad de suministro de energía eléctrica de esta instalación.

La Subestación Eléctrica Angostura se encuentra ubicada en el cauce del Río Grijalva en el municipio de Venustiano Carranza, Chiapas, México, fue puesta en operaciones el 14 de julio de 1976.

Cuenta con 3 líneas de transmisión de 400 KV, que van a la S.E. MMT, S.E SAB y S.E TPH. Cuenta con 6 líneas de transmisión de 115 KV, y con áreas de 34.5 KV, 13.8 KV para servicios propios y un área de 440V.

Igualmente cuenta con un Reactor de Potencia de 62.2 MVAR.

Esta Subestación Eléctrica depende de la C.H. “Belisario Domínguez” que fue puesta en operación el 22 de noviembre de 1975, fue basada fundamentalmente componentes electromecánicos e inicio de componentes electrónicos si se habla de Protección y Medición.

En la S.E. Angostura los Ingenieros de Protecciones se han encontrado con problemas de contaminación en algunos equipos que se encuentran en el Transformador de Potencia ANG-T6, y esto ha ocasionado que en múltiples ocasiones les lleguen Alarmas de fallas falsas, explícitamente en unas Protecciones Eléctricas y Mecánicas lo que ha hecho en ocasiones que existan disparos incorrectos.

Es un problema ocasionado por contaminación por Humedad, o por que algún animal se metió dentro del equipo, es un problema que existen en la mayoría de subestaciones eléctricas, porque como ya sabemos la contaminación por fauna es una de las principales causas para que los equipos puedan detectar que existe algo anormal, pero realmente es por este motivo mencionado antes.

Se llevará a cabo en apego al Programa de modernización de los esquemas de Protección 2019, equipos Relevadores, de la Subestación Eléctrica Angostura, el proyecto “APLICACIÓN DE LÓGICAS DE PROTECCIÓN EN PROTOCOLO IEC-61850 PARA EL ESQUEMA DE PROTECCIONES ELÉCTRICAS Y MECÁNICAS DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA, APLICANDO LA LÓGICA SEGURA”.

1.2. ESTADO DE ARTE.

El problema principal a resolver se encuentra ubicado en la S.E Angostura, la especialidad de Protecciones y Medición se han encargado de llevar a cabo un proyecto parecido al que en este informe técnico se desarrollará, al llegar Equipos Eléctricos como son Relevadores se ha planeado llevar a cabo la implementación y aplicación de un Esquema de protecciones en un Tablero que tenga comunicación mediante el Protocolo IEC-61850 con un Transformador de Potencia.

- El desarrollo de los relevadores de protección es una clara muestra de los avances de la tecnología electromecánica y electrónica en todo el mundo. Los relevadores electromecánicos comenzaron a aparecer en los inicios del siglo XX, debido a los crecientes requerimientos de protección de los entonces rudimentarios sistemas eléctricos de potencia.
- Los relevadores estáticos han pasado por tres fases en su desarrollo: las de su construcción a base de bulbos electrónicos, de elementos magnéticos y de elementos semiconductores. El primer intento de utilizar los bulbos electrónicos para la construcción de relevadores fue exitoso y dio lugar a un relevador de protección por onda portadora de líneas de transmisión en el año 1925.
- En 1901 surgieron los relevadores de sobrecorriente de inducción, en 1905- 1908 se desarrolló el principio diferencial de corriente; a partir de 1910 comenzaron a aplicarse los relevadores direccionales y se comenzó a trabajar en el desarrollo de los relevadores de distancia, que se hicieron realidad en los primeros años de la década de 1920-30.
- La aplicación de los semiconductores en el campo de la protección de sistemas eléctricos de potencia comenzó a intentarse desde la década de 1930-40, en relevadores a base de rectificadores de selenio y óxido de cobre, que no tuvieron aplicación práctica.
- En la actualidad en la caseta de control de la S.E Angostura, los equipos que controlan la señalización que van al T6-ANG se encuentran en diferentes ubicaciones dentro de la caseta, implementaré mi proyecto para que todos los diferentes equipos se ubiquen en un solo tablero, aplicando los esquemas de las Protecciones Eléctricas y Mecánicas, mejorando la comunicación mediante el protocolo IEC-61850.

1.3. OBJETIVOS.

1.3.1. Objetivo General.

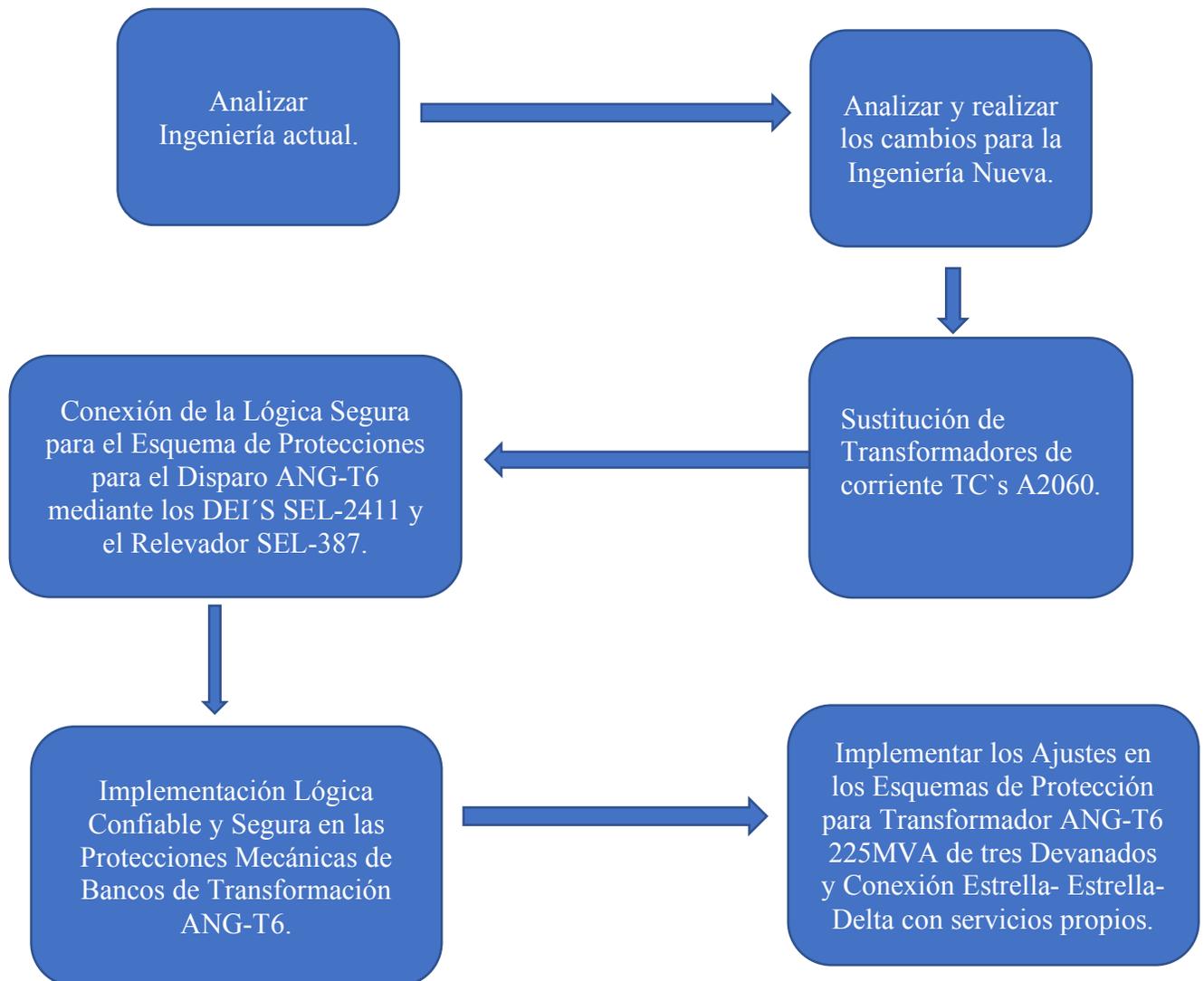
Desarrollar la Ingeniería básica de protección para realizar el intercambio de información entre Relevadores de Protecciones Eléctricas de un Transformador de Potencia y los Esquemas de Protecciones Mecánicas asignados a los Dispositivos Electrónicos Inteligentes DEI'S SEL-2440 DPAC (Controladores de Automatización Discreta Programable) y al DEI SEL-2411 PAC (Controlador de Automatización Programable) utilizando medios de enlace a través Switches SEL-2701 (Procesador de Ethernet) y cables de Fibra Óptica, lo anterior mediante la aplicación del Protocolo IEC 61850, mediante el cual se consiguen velocidades aceptables de intercambio de información punto a punto, aprovechando el desempeño de mensajes GOOSE y manteniendo la prioridad en los mensajes utilizados de manera integral para un esquema de Protecciones.

1.3.2. Objetivos Específicos.

- Analizar Ingeniería actual, en el Transformador de Potencia ANG-T6, en las Protecciones Mecánicas, en la caseta de control, para proceder a hacer el levantamiento de dicha ingeniería con la que se encuentra trabajando.
- Analizar y realizar los cambios para la Ingeniería Nueva: Aplicación del Protocolo IEC-61850 para los Esquemas de Protecciones de un Transformador de Potencia. En el cambio de cables de control por cables de fibra óptica para el manejo de señales de campo hacia caseta de control de la subestación.
- Sustitución de Transformadores de Corriente TC'S A2060.
- Hacer la Conexión de la Lógica Segura para el Esquema de Protecciones para el Disparto ANG-T6 mediante los DEI'S SEL-2411 y el Relevador SEL-387.
- Implementación Lógica Confiable y Segura en las Protecciones Mecánicas de Bancos de Transformación ANG-T6.
- Implementar los Ajustes en los Esquemas de Protección para Transformador ANG-T6 225MVA de tres Devanados y Conexión Estrella- Estrella-Delta con servicios propios.

1.4. METODOLOGÍA.

1.4.1 a) Diagrama a bloques de hardware.



1.4.1. Descripción diagrama a bloques de hardware.

Analizar Ingeniería actual:

Se realiza levantamiento previo de la ingeniería actual con la que se encuentra en operación el esquema de protección. En esta actividad se revisan equipos varios como relevadores, cableado, tableros de control, gabinetes centralizadores monopolares, gabinetes tripolares de TC's, transformadores de instrumento entre otros equipos.

Analizar y realizar los cambios para la Ingeniería Nueva:

Se adecuará la nueva tecnología a implementarse en el esquema de protección en base a los protocolos IEC-61850, tendido de cables de control y cables de fibra óptica para el manejo de señales de campo hacia caseta de control de la subestación.

Sustitución de Transformadores de corriente TC's A2060:

El propósito de la sustitución de TC's es para que haya un cambio de RTC de menor a mayor o viceversa, según sean las necesidades que se presenten a futuro, ya que con el tiempo la carga incrementa y con ello las corrientes que circulan a través de los bus de las bahías.

Conexión de la Lógica Segura para el Esquema de Protecciones para el Disparo ANG-T6 mediante los DEI'S SEL-2411 y el Relevador SEL-387:

Se procede con el desarrollo de las lógicas de protección ubicadas en el nuevo tablero instalado en la caseta de control, haciendo las conexiones necesarias para que el esquema de protecciones que incluye, protecciones eléctricas y mecánicas, para que estas funcionen y operen correctamente.

Implementación Lógica Segura en las Protecciones Mecánicas de Bancos de Transformación ANG-T6:

Se realiza de la implementación de Lógica Segura en las Protecciones 63T y 63P. Dichas protecciones son Buchholz y Sobrepresión para poder tener una nueva aplicación de esquema de protecciones mecánicas en el ANG-T6.

Implementar los Ajustes en los Esquemas de Protección para Transformador ANG-T6 225MVA de tres Devanados y Conexión Estrella- Estrella-Delta con servicios propios:

Para concluir con el proyecto se implementan los ajustes en los Esquemas de Protección para Transformador ANG-T6.

1.5. JUSTIFICACIÓN.

El proyecto Aplicación de Lógicas de Protección en Protocolo IEC-61850 para el Esquema de Protecciones Eléctricas y Mecánicas de un Transformador de Potencia, aplicando la Lógica Segura surge por la necesidad de tener mayor eficiencia de energía eléctrica y en el cumplimiento de los siguientes objetivos básicos.

- Calidad.
- Seguridad.
- Continuidad
- Economía.

Para optimizar la energía eléctrica, el sistema debe estar en estado estable, sin fallas, constante y debe ser de gran capacidad, sin embargo, el sistema de potencia está sujeto a diversos disturbios provocados por cambios bruscos de la carga, por fallas provocadas por causas naturales, por falla del equipo, el cual se encuentra en peligro de daño por envejecimiento natural de su uso o por fallas humanas durante el proceso de configuración.

A pesar de estas perturbaciones el sistema mantiene su estado estable con incertidumbre debido a dos factores:

- El gran tamaño del sistema en relación a la carga.
- A la correcta y pronta salida del equipo fallado provocado por el esquema de protección.

Las subestaciones eléctricas y más específicamente, los Esquemas de Protecciones Eléctricas y Mecánicas tienen varias premisas que deben ser consideradas en el diseño, planeación, operación, mantenimiento y protección del sistema eléctrico:

- Interconectan un gran número de elementos de la red.
- Presentan niveles altos de cortocircuito.
- Combina TC'S de diferentes características: marca, tipo, relación de transformación, capacidad, etc.
- La operación del esquema del esquema 87B desconecta a un gran número de elementos de potencia de la red eléctrica.
- Su esquema de protección debe tener alta seguridad y restringir su operación cuando ocurran fallas externas aún en condición de saturación de TC'S.

Por todo lo anterior, es de gran relevancia la implementación adecuada de la Aplicación de Lógicas de Protección para los Esquemas de Protecciones Eléctricas y Mecánicas, y con lo anterior mantener la confiabilidad de la Subestación Eléctrica Angostura.

2.- FUNDAMENTO TEÓRICO.

2.1. Sistema Eléctrico de Potencia (SEP):

Un SEP es un conjunto de elementos utilizados para Generar, Transformar, Transmitir, Distribuir y Utilizar la energía eléctrica, de tal manera, que todo esto se logre con la más alta calidad y al menor costo posible.

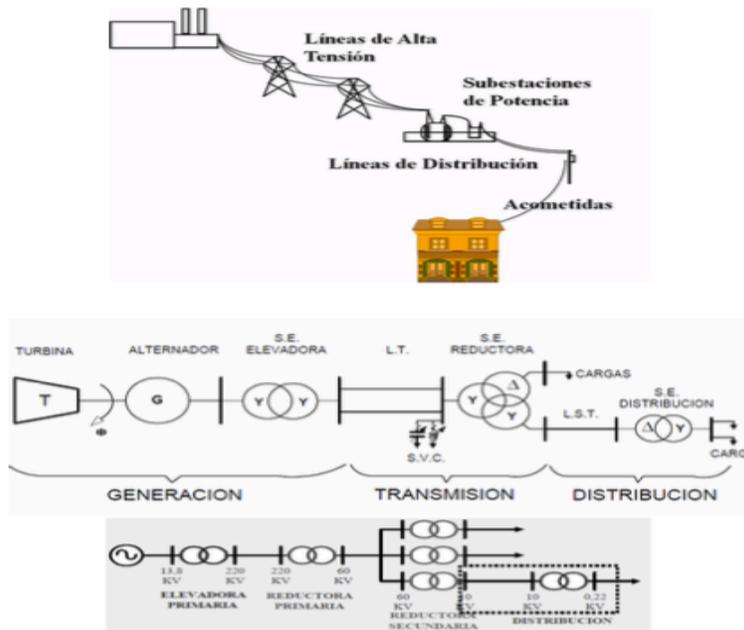


Imagen 1. Sistema Eléctrico de Potencia.

La energía eléctrica es una fuente fundamental y muy importante de la sociedad industrial moderna, tiene la característica que se usa en el momento que se genera, en el voltaje y frecuencia requerido y exactamente en la cantidad necesaria, esto se logra a través de una cuidadosa planeación, diseño, instalación y operación de una compleja cadena de generadores, transformadores y líneas de transmisión y distribución. Para poder usar la energía, el sistema debe estar en estado estable, sin fallas, constante y de gran capacidad, sin embargo, el sistema de potencia está sujeto a diversos disturbios provocados por cambios bruscos de la carga, por fallas provocadas por causas naturales, por falla del equipo, en peligro de daño o por fallas humanas. A pesar de estas perturbaciones el sistema mantiene su cuasi estado estable debido a dos factores: el gran tamaño del sistema en relación a la carga y a la correcta y pronta salida del equipo fallado provocado por el esquema de protección. Las protecciones eléctricas ayudan a cumplir con el objetivo de eficiencia en el suministro de energía eléctrica y en el cumplimiento de los siguientes objetivos básicos.

2.1.2. Fallas.

Son las alteraciones del régimen normal de operación, acompañadas generalmente de interrupciones de servicio a los consumidores, reducción de la calidad de la energía o daños al equipo.

Causas de las fallas más comunes:

- Fenómenos meteorológicos como descargas atmosféricas, terremotos, huracanes, olas de calor o frío extremo, maremotos, inundaciones, etc.
- Equipo obsoleto (viejo o en mal estado).
- Contaminación.
- Vandalismo.
- Objetos extraños.
- Sobrecarga en la red.
- Fallas humanas.

Un arco eléctrico es una corriente que circula entre dos conductores a través de un espacio compuesto por partículas ionizadas y vapor de conductores eléctricos, y que previamente fue aire. Aun cuando los SEP están anillados y tienen una gran confiabilidad, las fallas no pueden evitarse completamente, por esto, en caso de presentarse una es importantísimo localizarla y separar el elemento fallado para:

- Evitar que fluya corriente hacia el punto de falla y provoque más problemas.
- Evitar que se afecten otros elementos del sistema.
- No se afecte la calidad en el servicio.

2.1.3. Características de la Aplicación de Esquemas de Protecciones utilizando Fibra Óptica.

Para poder identificar las características de esquemas de protecciones utilizando Fibra Óptica, se debe tener en claro la definición de la Fibra Óptica y su alcance en la actualidad.

La fibra óptica es una fibra flexible, transparente, hecha al embutir o extruir vidrio o plástico en un diámetro ligeramente más grueso que el de un cabello humano. Las fibras ópticas se utilizan más comúnmente como un medio para transmitir luz entre dos puntas de una fibra y tienen un amplio uso en las comunicaciones por fibra óptica, donde permiten la transmisión en distancias y en un ancho de banda (velocidad de datos) más grandes que los cables eléctricos. Se usan fibras en vez de alambres de metal porque las señales viajan a través de ellas con menos pérdida; además, las fibras son inmunes a la interferencia electromagnética, un problema del cual los cables de metal sufren ampliamente.

Típicamente, las fibras ópticas tienen un núcleo rodeado de un material de revestimiento transparente con un índice de refracción más bajo. La luz se mantiene en el núcleo debido al fenómeno de reflexión interna total que causa que la fibra actúe como una guía de ondas.⁵ Las fibras que permiten muchos caminos de propagación o modos transversales se llaman fibras multimodo (MM), mientras que aquellas que permiten solo un modo se llaman fibras monomodo (SM). Las fibras multimodo tienen generalmente un diámetro de núcleo más grande⁶ y se usan para enlaces de comunicación de distancia corta y para aplicaciones donde se requiere transmitir alta potencia. Las fibras monomodo se utilizan para enlaces de comunicación más grandes que 1000 metros.

Ser capaces de unir fibras ópticas con pérdida baja es importante en la comunicación por fibra óptica. Esto es más complejo que unir cable eléctrico e involucra una adhesión cuidadosa de las fibras, la alineación precisa de los núcleos de las fibras y el acoplamiento de estos núcleos alineados. Para las aplicaciones que necesitan una conexión permanente se hacen emplames de fusión. En esta técnica, se usa un arco eléctrico para fundir los extremos y así unirlos. Otra técnica común es el empalme mecánico, donde el extremo de las fibras se mantiene en contacto por medio de una fuerza mecánica. Las conexiones temporales o semi-permanentes se hacen por medio de un conector de fibra óptica especializado.

Se debe de establecer la metodología para la recepción, manejo, instalación, pruebas y mantenimiento del cable de fibra óptica.

2.2. Filosofía de la Aplicación de Protecciones.

La filosofía de la protección consiste en dividir el sistema en áreas o zonas de protección, de tal forma, que no quede un solo punto en el sistema fuera de un área. Para lograr esto, las zonas deben quedar traslapadas.

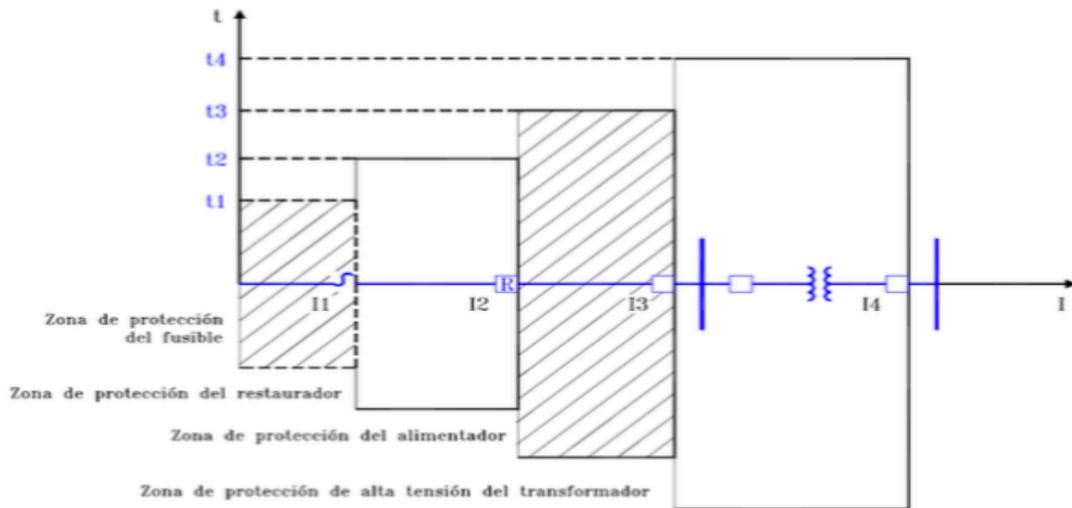


Imagen 2. Zonas de Protección.

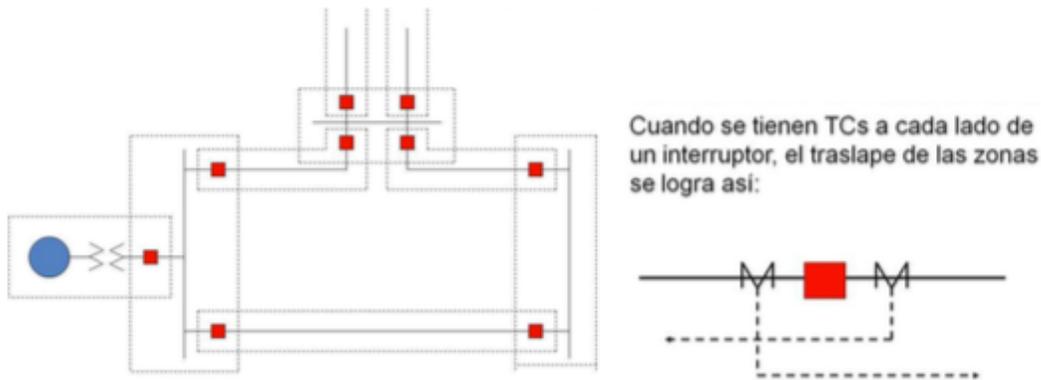


Imagen 3. Ejemplos de Zonas de Protección.

2.2.1 Elementos de Protección de un SEP.

Un sistema de potencia está conformado por diversos tipos de instalaciones, desde las líneas de alta tensión y subestaciones de distribución, hasta las líneas y redes de distribución primarias y secundarias. Cada una de estas instalaciones dispone a su vez de diferentes equipos o dispositivos, cuyas funciones son muy amplias. En este caso los dispositivos de protección tienen la finalidad de mantener tanto la seguridad de los equipos e instalaciones, como de las personas que se encuentran en su entorno, garantizando la continuidad en el suministro de la energía eléctrica. Las redes eléctricas, transmiten la energía eléctrica en tiempo real de las plantas de producción hasta las áreas de consumo, esto con la ayuda de los transformadores.

Para confinar al mínimo posible, las consecuencias de fallas que se puedan presentar en cada uno de los elementos del Sistema de Potencia, el defecto debe ser rápidamente detectado, localizado y aislado, y se deben de tomar las medidas correspondientes para asegurar el suministro continuo de la energía eléctrica a los consumidores. Actualmente, estas funciones son realizadas en forma automática por dispositivos y sistemas de protección que forman parte importante del equipo auxiliar del sistema eléctrico de potencia y son las herramientas del ingeniero de Protección. Cuando un elemento del SEP falla, todo el sistema eléctrico lo siente ante la posibilidad de que la falla se propague a otros elementos del sistema, es necesario aislar el elemento para mantener la integridad del SEP y minimizar el daño en el elemento fallado.

2.2.2. Transformadores de corriente TC.

Los T.C. reducen la corriente primaria a 5 amperes generalmente para uso de equipo de medición, relevadores de sobrecarga, tierra, elementos de corriente de wattmetros, relevadores direccionales, diferenciales de distancia y otros aparatos más.

La selección de los transformadores de corriente debe basarse en la precisión deseada en la medición y la carga que debe conectarse.

Importante, el circuito secundario de un transformador de Corriente no debe abrirse nunca mientras circula corriente por el primario; en este caso se originaría una tensión elevada en el devanado secundario que presentaría un peligro para el aislamiento y para el personal; además, el transformador podría quedar con una imantación permanente al restablecer el circuito con los correspondientes errores en la relación y ángulo de fase. El circuito secundario debe estar conectado efectivamente a tierra un punto. Es conveniente desimantar cuidadosamente un transformador cuyo circuito secundario ha sido accidentalmente abierto. Para detectar y evaluar las condiciones en las que opera un elemento del SEP se usan transformadores de instrumento y relevadores de protección; algunas veces los interruptores de potencia traen transformadores de corriente alojados dentro de su tanque.

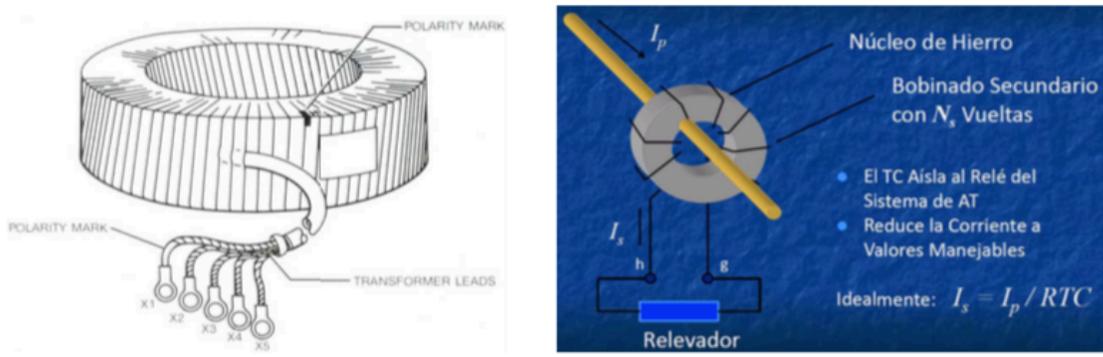


Imagen 4. Transformador de Corriente tipo Dona.

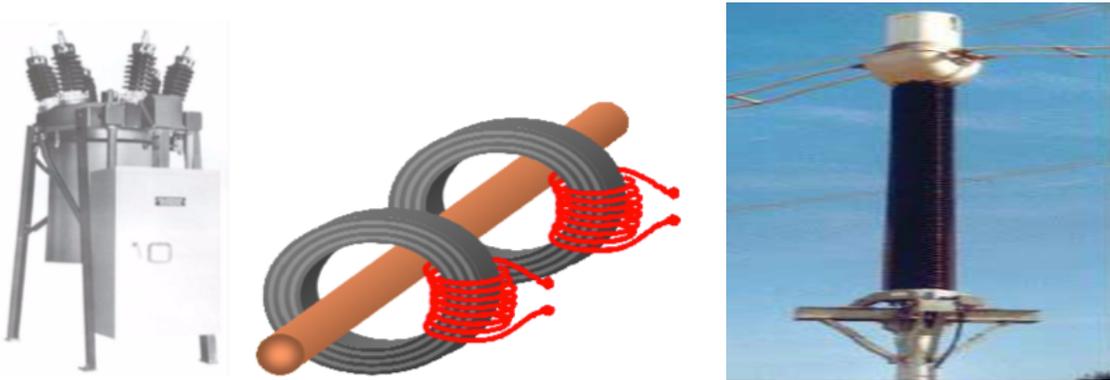


Imagen 5. Transformador tipo dentro del tanque y tipo Bushing. Imagen 6. Transformador tipo Pedestal.



Imagen 7. Transformadores de corriente e Interruptores de Potencia.

2.2.3 Conexiones de los transformadores de corriente.

Los tipos de conexiones de transformadores de corriente más usados en los esquemas de protección por sobrecorriente son la conexión monofásica y conexión estrella. La conexión monofásica se emplea para conducir las corrientes de secuencia cero que circulan a través del neutro de un transformador. Esta corriente es monitoreada por un relevador de sobrecorriente a tierra.

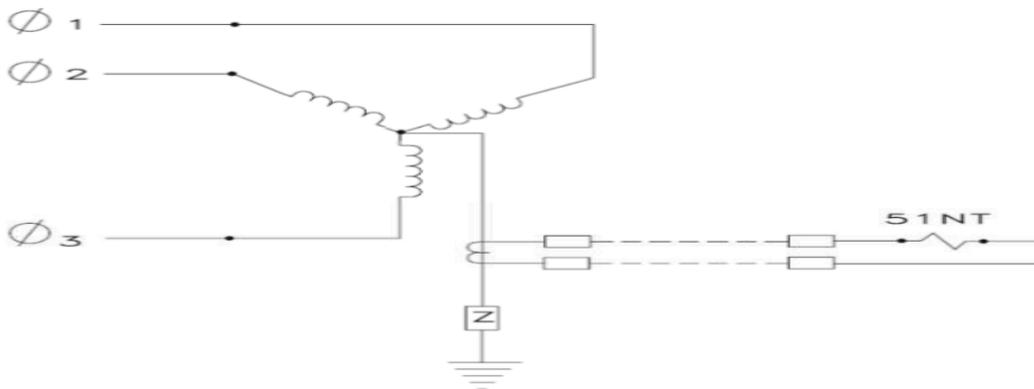


Imagen 8. Conexión monofásica de un transformador de corriente.

La conexión estrella es usada en sistemas trifásicos. La corriente secundaria de cada fase es conducida y conectada en serie con los circuitos de relevadores de fase, que al igual que los devanados de los secundarios están conectados en estrella. Según el tipo de protección empleada, se puede constar o no con un relevador en el neutro.

Debe cuidarse que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta para las 3 fases. La inversión de una o dos fases desbalanceará la estrella, provocando una corriente residual en el neutro. La inversión de las polaridades de las 3 fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias. Esta acción no afecta a los esquemas de protección por sobrecorriente no direccionales.

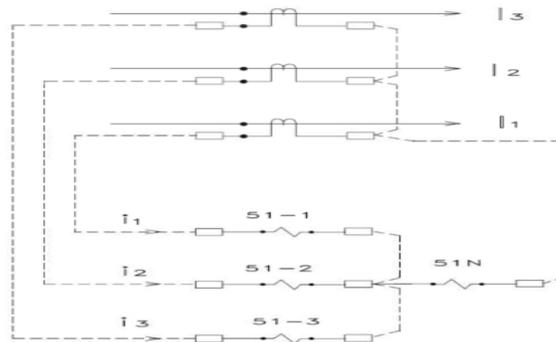


Imagen 9. Conexión trifásica de Transformadores de Corriente.

2.2.4. Conexión Estrella.

La figura siguiente muestra una conexión estrella con relevadores de fase para detectar fallas entre fases y un relevador de tierra, para detectar cualquier corriente a tierra o de neutro. Vectorialmente, las corrientes secundarias y primarias están en fase, pues el error de ángulo de fase de los TC's es mínimo. Debe tenerse cuidado con la inversión de una o dos fases ya que esto desbalanceará la estrella provocando una señal errónea en el dispositivo conectado en la residual 51N. La inversión de las polaridades de las 3 fases, invertirá la dirección de las corrientes, no importando para los relevadores que no tienen dirección, es decir en aquellos esquemas que únicamente importe la magnitud de corriente, pero en otros esquemas es posible que altere el funcionamiento.



Imagen 10. Transformadores de corriente conectados en estrella.

2.2.5. Conexión Delta abierta.

Esta conexión de TC's es básicamente una estrella, de la que se omite un transformador. La siguiente figura muestra la conexión delta abierta para dar protección contra fallas entre fases en un sistema trifásico. Como esta conexión no detecta corrientes de secuencia cero, es raro que se use como el único medio de protección de un circuito. Sin embargo, es frecuente utilizarla junto con un transformador de corriente de secuencia cero (tipo anillo o dona).

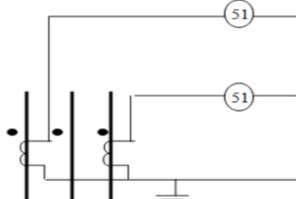


Imagen 11. Transformadores de corriente conectados en delta abierta.

2.2.6 Conexión delta.

La conexión delta de los TC's se puede hacer en dos formas, según se muestra en la figura 1.24, donde se puede observar que la conexión B es solo la inversa de la conexión A. La conexión delta se utiliza en esquemas de protección diferencial para transformadores de potencia con devanados conectados en delta estrella. Los TC's en el lado delta del transformador de potencia se conectan en estrella y los TC's en el lado de la estrella del transformador de potencia se conectan en delta.

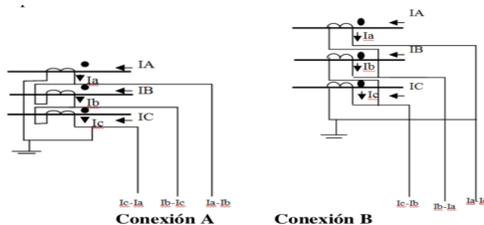


Imagen 12. Transformadores de corriente conectados en delta.

2.2.7 Definiciones Protecciones.

2.2.7.1 Esquema de protección.

Es el conjunto de dispositivos previstos para la detección de un disturbio, con el objeto de desconectar automáticamente a un elemento del sistema, incluye los relevadores, alambrado, ajustes y coordinación del esquema.

2.2.7.2 Relevadores de Protección.

Son dispositivos que identifican condiciones anormales de operación del sistema. Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo o cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores asociados al equipo fallado. Un relevador de protección denominado también relé, es un dispositivo automático destinado a provocar un cambio brusco en los sistemas por él controlados (como regla, en los circuitos eléctricos de mando o señalización) para valores dados en las señales de entrada (voltaje, corriente, temperatura, flujo, nivel de líquido, etcétera), que caracterizan determinados fenómenos externos.

2.2.7.3 Relevadores térmicos.

Los relevadores térmicos se usan algunas veces en lugar de relevadores de tiempo de sobrecorriente. Pero, es difícil aproximarse adecuadamente a las curvas de calentamiento del motor. Los relevadores térmicos, por lo general no proporcionan suficiente protección para sobrecargas altas. Los relevadores de sobrecorriente de tiempo protegen esas altas sobrecargas, pero sobre protegen en sobrecargas ligeras y medias. Si los relevadores de temperatura solamente dan alarma, el motor puede dañarse severamente antes de que el operador pueda corregir la condición de sobrecarga. Por esto, los relevadores térmicos deben conectarse para disparar los motores.

2.2.7.4 Protección diferencial (87T).

Un relevador diferencial se puede definir como aquel que opera cuando la diferencia vectorial de dos o más cantidades eléctricas similares excede una cantidad determinada. En la mayoría de las aplicaciones con relevadores diferenciales se utiliza el de tipo corriente diferencial y el más extensamente usado en funciones de protección es el relevador diferencial de porcentaje. El principio de funcionamiento de la protección diferencial se puede asumir que se basa en la 1a Ley de Kirchhoff que afirma: “La suma de las corrientes que llegan a un nodo igual a la suma de corrientes que salen del mismo”, dicho de otra forma “la corriente que entra a un elemento del sistema es igual a la que sale de él”.

La corriente diferencial requerida para que el relevador funcione es una magnitud variable, debido al efecto de la bobina de restricción. Siendo el número de vueltas de ambas bobinas (operación y restricción) el mismo, se establece que la magnitud de operación es proporcional a $i_1 - i_2$ y la magnitud de restricción, es proporcional a $(i_1 + i_2) / 2$, ya que la bobina de operación está conectada en el punto medio de la bobina de operación. La característica de operación diferencial de porcentaje se muestra en la siguiente “imagen 2”.

La implementación de este tipo de relevadores diferenciales de porcentaje para la protección de transformadores de potencia es debido a la necesidad de compensar además de la diferencia de relación de los TC's de alta y baja tensión, las diferencias en las corrientes secundarias ocasionadas por el cambio de TAP's del transformador.

2.2.7.5 Protección Primaria (PP).

Es la establecida para detectar y aislar del sistema únicamente al elemento donde se presentó el disturbio.

2.2.7.6 Protección de Respaldo (PR).

Es aquella que complementariamente detecta y aísla del sistema a un elemento donde al presentarse un disturbio, no queda librado por la protección primaria.

2.2.7.7 Corriente de Restricción (IB).

Es aquella que circula por el elemento de restricción y es función de no disparo por estar desfasada la corriente primaria con la corriente secundaria.

2.2.7.8 Corriente Diferencial (ID).

Es aquella que circula por el elemento diferencial y función de disparo del relevador.

2.2.7.9 Detector de Corriente.

Circuito de medición de corrientes de los relevadores (bobinas y circuitos electrónicos), los cuales disponen de ajustes, y que, al incrementarse la corriente de entrada, se genera una señal de control interno en el relevador.

2.2.7.10 Elemento de Corriente de Fase.

Bobina de corriente de los relevadores de protección por el que circula la corriente secundaria de alguna fase (A, B o C) desde los TC's, con el objeto de medir estas corrientes en el relevador.

2.2.7.11 Elemento de Corriente de Neutro.

Bobina de corriente de los relevadores de protección destinada para que circule la corriente secundaria residual de TC's con el objeto de medir esta corriente en el relevador.

2.2.7.12. Offset de Corriente Directa.

Desplazamiento de la señal senoidal de corriente alterna con respecto al eje de abscisas.

2.2.7.13 Unidad de Restricción de Armónicas.

Circuito electrónico utilizado como filtro pasivo o activo para evitar la operación del relevador durante la presencia de componentes de 2a y 5a orden principalmente armónicas producidas en la onda de corriente durante la excitación y sobreexcitación de los transformadores de potencia.

2.3. Protocolo IEC-61850 para los Esquemas De Protecciones de un Transformador de Potencia.

La norma IEC 61850 surge con un objetivo concreto:

MEJORAR LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.

Evitando protocolos propietarios y pudiendo llegar a integrar equipos de varios fabricantes. A este concepto se le denomina Interoperabilidad.

Haciendo uso de tecnologías que puedan reducir costes, tanto en cableado como en tiempo de ingeniería.

Buscando mejorar los procesos de puesta en marcha y mantenimiento.

Para conseguir este objetivo la norma se basa en tres principios clave:

- Define un modelo de información unificado con una jerarquía de nombres y estructuras de datos específicas a usar en los diferentes dispositivos.
- Se les pide a los fabricantes que llamen a los mismos conceptos con el mismo nombre y además que usen el mismo formato para construir la información. Esto evita búsquedas, discrepancias y conversiones de formatos.
- Define un protocolo de comunicaciones y una funcionalidad común.

Este protocolo es un lenguaje acordado para todos los equipos del sistema. El protocolo se diseña para ser capaz de enviar la información necesaria para el sistema automatizado manteniendo los requisitos de tiempo y disponibilidad. Los fabricantes de equipos de protección y control, SCADA, remotas o gateways implementan este protocolo para poder interoperar entre sí.

Establece un formato de fichero de configuración basado en XML y un conjunto de formatos y herramientas para facilitar las tareas de automatización y configuración dentro del proceso de ingeniería.

Una subestación eléctrica es una instalación, o conjunto de dispositivos eléctricos, que forma parte de un sistema eléctrico de potencia. Su principal función es la producción, conversión, transformación, regulación, repartición y distribución de la energía eléctrica. La subestación debe modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para que la energía eléctrica pueda ser transportada y distribuida. El transformador es el equipo principal de una subestación.

IEC 61850 es un estándar para la automatización de subestaciones.

La totalidad de la norma se divide en 10 partes, en las que se abordan aspectos relacionados con requerimientos generales del sistema, gestión de los proyectos de ingeniería y requerimientos de comunicaciones.

2.3.1 Protecciones internas de transformadores de potencia.

La salida del sistema Eléctrico de un Transformador de Potencia causa pérdidas de producción considerables, así como inconvenientes. Por esta razón, es importante asegurar un buen funcionamiento, libre de fallas del Transformador de Potencia, a través de un programa de mantenimiento bien estructurado y fielmente llevado a cabo. La inspección diaria y/o periódica nos ayudará a detectar condiciones anormales de un transformador y sus partes antes de que los daños sean mayores.

Dispositivos principales.

1. Relevador Buchholz (63 T).
2. Indicador de temperatura de aceite (26Q).
3. Indicador de temperatura de devanados (49 T).
4. Indicador de nivel de aceite (71 Q).
5. Válvula de sobrepresión (63 P).
6. Equipo Inertiaire.
7. Tanque conservador.
8. Ventiladores (para aire forzado).
9. Transformadores de corriente.

2.3.2 Relevador Buchholz.

La acción del relevador Buchholz está basada en el hecho de que cualquier falla que se presente en un transformador, este precedido de una serie de fenómenos, sin gravedad, a veces imperceptibles pero que, a la larga, conducen a la destrucción del transformador, por lo tanto bastara con detectar los primeros síntomas de la perturbación y avisar el hecho mediante una señal acústica u óptica; no es necesario, en este caso, poner el transformador inmediatamente fuera de servicio sino tener en cuenta la circunstancia y desacoplar el transformador cuando lo permitan las condiciones de la explotación. Como puede apreciarse, el relevador Buchholz es un aparato compacto de poco volumen y de fácil montaje, provisto, generalmente de bridas de empalme de entrada y de salida, que permiten montarlo en serie sobre la canalización que une el transformador con el depósito conservador de aceite. Lleva dos flotadores, uno de alarma, y otro de disparo, y un receptáculo de captación de los gases contenidos en el aceite. Una pequeña mirilla situada en el receptáculo permite examinar el gas y juzgar la naturaleza del defecto por el color y la cantidad de este gas. Una válvula de purga permite recoger el gas acumulado como elemento de juicio de la importancia del defecto y su eventual agravación; la cantidad de gas recogido en un tiempo dado, es función de estos dos factores. La posición del flotador de alarma depende del nivel de aceite en el contenedor, siendo este nivel función, a su vez, de la presión de los gases. Que contiene el aceite. En cuanto el flotador de desconexión, su posición depende de la velocidad del caudal de aceite y de gas que circulan desde el transformador al depósito conservador. Para una determinada posición de los flotadores, previamente fijada, ejercen una fuerza los contactos de mercurio, uno para cada flotador que aseguran, respectivamente, la puesta en marcha de la alarma y de la protección. Sobre la tapa del aparato se fijan los bornes de conexión que, por lo general, están provistos de una tapa de protección contra los agentes atmosféricos. La pequeña llave de paso situada en la parte superior del relé, puede utilizarse para las pruebas de funcionamiento de los flotadores. Conectando una bomba de aire a esta llave de paso

provista de un record especial, con algunos golpes se puede introducir la cantidad de aire necesaria para inclinar el flotador de alarma y por lo tanto para cerrar los contactos. Veamos ahora cómo funciona el relevador Buchholz. El receptáculo a, normalmente lleno de aceite, contiene, como hemos dicho, dos flotadores b1 y b2, móviles alrededor de ejes fijos si, a consecuencia de un defecto poco importante, se producen pequeñas burbujas de gas, estas se elevan en la cuba del transformador y se dirigen hacia el tanque conservador de aceite. Siendo captadas por el aparato y almacenadas en el receptáculo, donde el nivel de aceite baja progresivamente. A medida que las burbujas llenan el espacio superior del receptáculo. Como consecuencia, el flotador superior b1, se inclina y, cuando la cantidad de gas es suficiente cierra sus contactos c1, que alimentan el circuito de alarma.

Si continua el desprendimiento de gas, el nivel de aceite en el receptáculo baja hasta que los gases pueden alcanzar la tubería que los lleva hasta el depósito conservador. Una observación de la cantidad y aspecto de los gases desprendidos permite localizar la naturaleza y la gravedad del defecto. El color de estos gases da una buena indicación sobre el lugar donde se ha producido el defecto. Por ejemplo:

- Gases blancos: proceden de la destrucción del papel.
- Gases amarillos: proceden de la deterioración de piezas de madera.
- Gases negros o grises: proceden de la descomposición del aceite.
- El flotador inferior b2 conserva su posición de reposo mientras sea lento el desprendimiento de gases.

Si el defecto se acentúa, el desprendimiento se hace violento y se producen grandes burbujas, de tal forma que a consecuencia del choque el aceite refluye bruscamente a través de la tubería, hacia el depósito conservador de aceite. Este flujo de aceite encuentra al flotador b2 y lo acciona, lo que provoca el cierre de los contactos c2. Estos accionan, a su vez, el mecanismo de desconexión F de los Interruptores de los lados de alta y baja tensión del transformador, poniendo a este fuera de servicio. Se obtiene el mismo resultado, en caso de sobrecarga peligrosa para el transformador, bien porque la corriente de carga resulta demasiado elevada o bien a consecuencia de un cortocircuito en la red secundaria. En este caso, las numerosas y pequeñas burbujas expulsadas de todo el bobinado a consecuencia del calentamiento de los arrollamientos, actúan como si se tratara de algunas burbujas grandes, es decir, a la manera de un choque que obliga a refluir el aceite, el cual acciona el flotador b2. Esta acción es tan rápida que la desconexión de los disyuntores se produce antes de que el transformador haya quedado afectado por la sobrecarga.

Todavía hay que añadir que la aparición de las pequeñas burbujas gaseosas se manifiesta solamente cuando las temperaturas de los bobinados se elevan hasta el punto en que el aceite se volatiliza en el interior de los bobinados. Por lo tanto, la temperatura de estos no puede elevarse mucho por encima de los 150°C, que es la temperatura de velarización del aceite. Por otro lado, esta temperatura puede ser soportada pasajeraamente por los bobinados, sin inconveniente. Es decir, según la magnitud de la corriente de sobrecarga, esta temperatura se alcanzará más o menos rápidamente. En el instante en que se alcanza el relevador Buchholz provoca la puesta fuera de tensión del transformador. Lo que quiere decir que el relevador Buchholz constituye una protección de máxima intensidad, con características de tiempo dependiente de la sobrecarga. En las condiciones de servicio que se encuentra en la práctica, muchas veces se producen cortocircuitos de corta duración, por ejemplo, producción de un arco entre aisladores de polos diferentes o contacto entre conductores de línea. Estas sobrecargas no accionaran el relevador Buchholz si su duración es suficientemente corta para

que no sea alcanzada la temperatura de los bobinados podría alcanzar esta temperatura crítica de 150°C, aun para sobrecargas de muy corta duración. El relevador Buchholz entraría en funcionamiento y pondría fuera de servicio al transformador. Por lo tanto y hasta cierto punto, este dispositivo puede considerarse también como una protección selectiva. El relevador Buchholz no funciona por la acción de los movimientos del aceite, que resultan de su calentamiento normal. Tampoco funciona bajo la acción de los movimientos del aceite que resultan de los esfuerzos electrodinámicos sobre las bobinas. Para que funciones el flotador de desconexión es necesario un brusco desplazamiento del aceite, debido a un fuerte desprendimiento gaseoso. Los contactos c1 y c2 también entran en funcionamiento cuando baja el nivel del aceite por debajo de un límite determinado, sea por un defecto de vigilancia, sea por una fuga de cuba. Finalmente, también sería captado por el relé, el aire que pudiera encontrarse en el interior del transformador.

A continuación, y como resumen de lo estudiado hasta ahora, vamos a dar la relación de los defectos más importantes que pueden ser captados por el relevador Buchholz:

a) En caso de ruptura de una conexión, se produce un arco que se alarga rápidamente por fusión de los conductores y que, cebándose enseguida en otra parte del bobinado, puede provocar un corto circuito con todas sus desastrosas consecuencias. Este arco volatiliza el aceite y los defectos de este tipo también quedan señalados por las humaredas de aceite que escapan del tanque.

b) En caso de defecto de aislamiento a la masa, ante todo se produce un arco entre este punto del bobinado y la cuba o cualquier otra parte del cuerpo del transformador.

Este arco volatiliza y descompone el aceite, que fluye hacia este sitio de bobinado, rompiendo el arco, lo que provoca serias quemaduras, frecuentemente, este defecto a tierra esta ocasionado por sobretensiones.

c) En caso de cortocircuito o de sobrecarga brusca se produce, antes que nada, un fuerte aumento de temperatura, principalmente en las capas interiores del bobinado. El aceite contenido en las bobinas queda bruscamente volatilizado y descompuesto. Los gases que resultan son lanzados violentamente al exterior de los arrollamientos como si se tratara de una explosión, bajo la forma de pequeñas burbujas, rechazando una cantidad de aceite correspondiente.

d) A consecuencia de modificaciones en las propiedades químicas del aceite, que reducen su rigidez electrostática puede suceder que algunos sitios queden sometidos a solicitaciones electrostáticas particularmente elevadas. Se producen descargas que, al principio, no tienen importancia, pero cuya continuada repetición, puede afectar seriamente al transformador. Evidentemente, estas descargas descomponen el aceite y provocan la formación de gases. Los efluvios que se forman en el aceite y producen los mismos resultados.

e) Si las juntas entre los núcleos y las culatas están mal realizadas o si el aislamiento de los remaches que aprietan los paquetes de láminas está deteriorado, pueden producirse intensas corrientes de Foucault. Este accidente también provoca un aumento local de la temperatura, vaporizando el aceite y provocando la formación de gases.

La sola enumeración de estos efectos, que pueden ser detectados por el relevador Buchholz, indica ya la importante función protectora de este dispositivo. Si algunas veces, resulta impotente para impedir un deterioro del transformador que protege, no es menos cierto que, en todos los casos, impedirá que la falla se haga mayor, hasta el punto de exigir, para su reparación, un gran gasto económico y de tiempo. Particularmente, el empleo del relevador Buchholz impedirá, muy seguramente, las peligrosas explosiones e incendios de aceite que

pueden producirse a consecuencia de una falla en el transformador. La condensación eventual de agua solamente puede producirse en el tanque conservador; para impedir que el agua condensada fluya hacia el tanque principal, la tubería de enlace sobresale ligeramente en el interior del tanque conservador la tubería de aire de este, está provista de un desecador de aire.

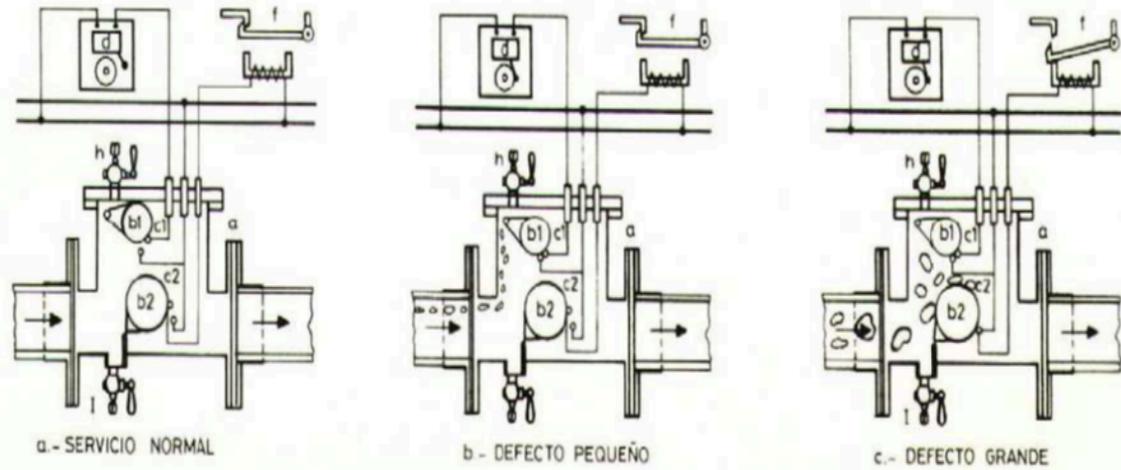


Imagen 13. Relevador Bucholz (63T).

2.3.3. Válvula de sobrepresión (63P).

Este Dispositivo se monta en la cubierta del transformador, y está diseñado para liberar presiones peligrosas las cuales se pueden generar dentro del tanque del transformador. Cuando una presión determinada es excesiva, una reacción de presión levanta el diafragma y desahoga el tanque del transformador. La presión que debe vencer es entre 8 y 10 PSI.

El microinterruptor de este dispositivo está conectado al relevador 86T, para mando de disparo de los interruptores de Alta y Media Tensión.

Opere el microinterruptor manualmente y verifique que efectivamente el relevador 86T desenergice al transformador, esta actividad debe de realizarse bajo condiciones de equipo desenergizado y bajo licencia.

Después de la prueba, vuelva a colocar el microinterruptor en su posición de REPOSO (operación manual). Tome datos de la prueba realizada.

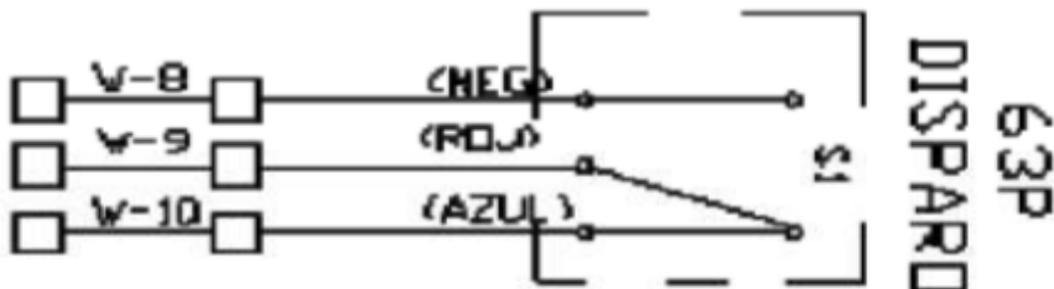


Imagen 14. Diagrama de alambrado de prueba del 63P.

3. DESARROLLO.

3.1. Revisión de ingeniería actual.

Se realiza levantamiento previo de la ingeniería actual con la que se encuentra en operación el esquema de protección. En este esto se revisan equipos relevadores, cableado, tableros de control, gabinetes centralizadores monopolares, gabinetes tripolares de TC's, transformadores de instrumento entre otros equipos.



Imagen 15. Estructura del Transformador de Potencia ANG-T6.

3.1.1. Gabinetes Centralizadores Monopolares.

Los Gabinetes Centralizadores Monopolares se encargan de obtener las señales de los sensores y ordenarlos en tablillas de conexión para después ser enviadas a través de los cables de control por las trincheras hasta el tablero de control que se encuentra dentro la caseta de control.



Imagen 16. Vista exterior del Gabinete Centralizador Monopolar del ANG-T6.

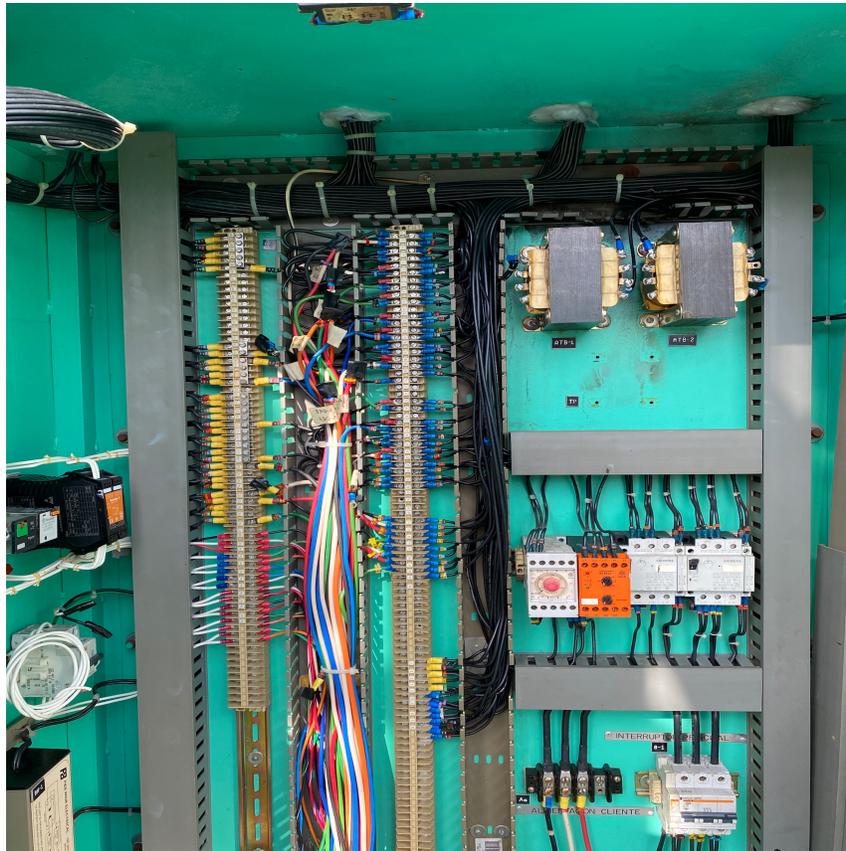


Imagen 17. Vista interior de tablas del Gabinete Centralizador Monopolar ANG-T6.

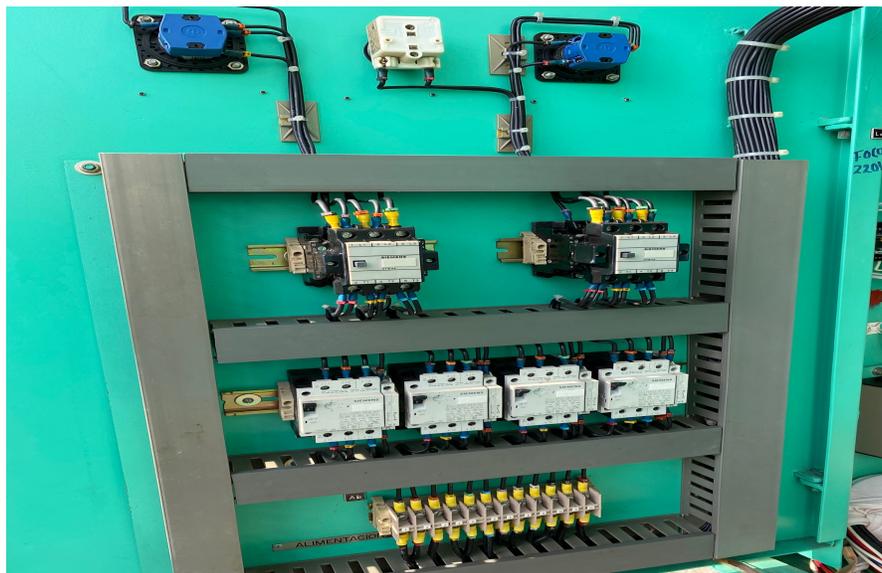


Imagen 18. Vista interior de tapa del Gabinete Centralizador Monopolar ANG-T6.

3.1.2. Tablero de control.

El tablero de control se encuentra dentro de la caseta de control, en ellos se montan los diversos equipos de protección, medidores, tablillas de pruebas, relés digitales y demás componentes que forman un esquema de protección, al interior se encuentra el cableado de cada uno de los equipos, algunos con cables de control, fibras ópticas y cables de comunicación Ethernet.



Imagen 19. Vista del tablero que se encuentra en la caseta de control.

3.1.3. Relevadores digitales.

Los relevadores digitales son dispositivos de protección eléctrica que nos sirven para proteger al banco de transformación ANG-T6.

3.1.3.1. Relevador digital SEL-387 “Protección Diferencial”.

El relevador SEL-387 “Protección Diferencial”, tiene asignada una zona de protección en específico que comprende el interruptor del banco de transformación en este caso el interruptor INT-ANG-A2060, los TC’s del lado de alta tensión a 400 kV que se encuentran en la bahía A2060, y los TC’s que se encuentran en el lado de baja tensión situados en la bahía 72060.

El relevador compara las corrientes de que fase que salen de un devanado contra las que entran de otros extremos y ambas son comparadas en un circuito diferencial, al detectar cualquier desbalance o diferencia de corrientes opera el relevador.



Imagen 20. Relevador SEL-387: Protección diferencial.

3.1.4. Relevador digital SEL-351 “Sistema de protección de distribución”.



Imagen 21. Relevador SEL-351 “Sistema de protección de distribución”.

El relevador digital **SEL-351 “Sistema de protección de distribución”**, tiene asignado la protección de respaldo del banco ANG-T6, la protección por sobrecorriente en lado de alta del transformador en cualquiera de las fases para el caso de la 51-H y en el neutro de la estrella del banco para el caso del 51-NH, al fluir una sobre corriente a través del devanado del Tc, con un tiempo de retardo se manda un disparo al interruptor del banco, para este caso es el ANG-INT-A2060.

Al ser una PR debe permitir operar la protección primaria del banco y la de los buses. Debe estar coordinada con la protección de tierra; Opera cómo protección de desbalance a consecuencia de una falla monofásica o por fuera de paso del cambiador de TAP's.

3.1.5. Relevador SEL-2440.

Controlador discreto de automatización programable.

El DPAC SEL-2440 es un controlador discreto de automatización programable de 48 puntos, ideal para aplicaciones de empresas suministradoras de energía e industriales que necesitan tarjetas de entradas y salidas robustas y confiables a un precio económico. El DPAC es rápido y poderoso, un excelente comunicador y fácil de mantener y soportar, además de cumplir con las estrictas normas para relés de protección. Entre las opciones disponibles de montaje para satisfacer las necesidades de su aplicación se incluyen montajes en rack, tablero, superficie y DIN. Y todo respaldado por la garantía de producto.



Imagen 22. SEL-2440 Vista tablero de control ANG-T6.



Imagen 23. SEL-2440 Relevador Nuevo.

3.1.6. Relevador SEL-2411.

Controlador de automatización programable.

El controlador de automatización programable SEL-2411 puede ser fácilmente personalizado para satisfacer sus necesidades. Diseñado para soportar ambientes agresivos físicos y eléctricos, el SEL-2411 está construido y probado para cumplir con las normas IEEE e IEC para relés de protección de misión crítica. Con comunicaciones flexibles y opciones de tarjetas de entradas y salidas, el SEL-2411 le permite integrarlo con facilidad a SCADA y satisface sus necesidades de reportes secuenciales de eventos, integración de estación, supervisión remota, medición de CA y sistemas de control de planta. Como siempre, el SEL-2411 está protegido por la garantía de producto SEL.



Imagen 24. Relevador SEL-2411: Vista dentro de tablero caseta de control.

3.1.7. SEL-2701 Procesador de Ethernet.

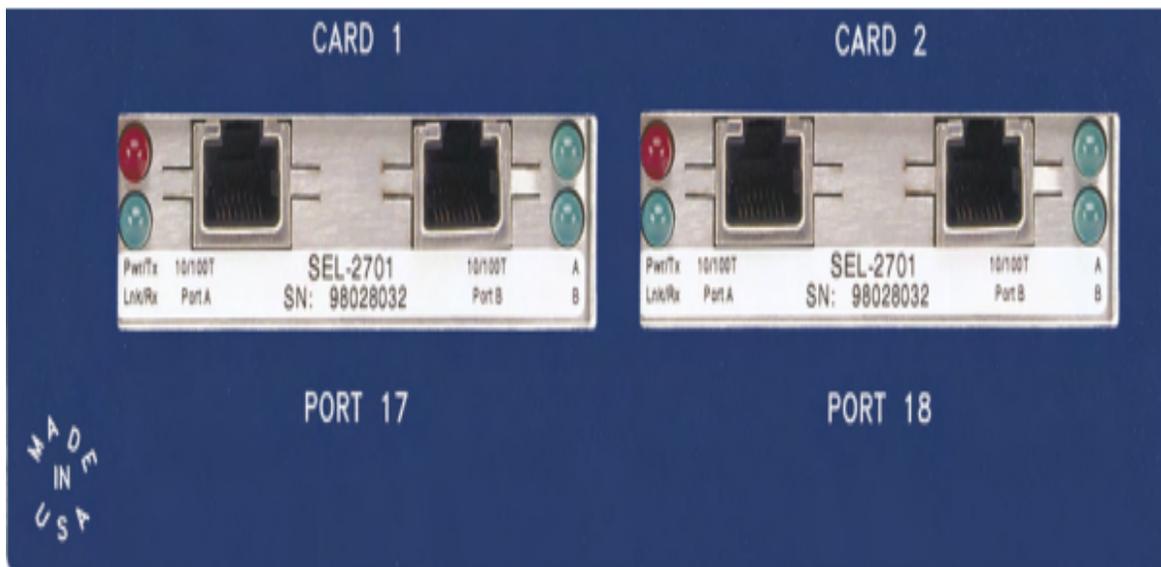


Imagen 25. SEL-2701 Procesador de Ethernet.

Principales características y beneficios:

El procesador Ethernet SEL-2701 es una interfaz física Ethernet y un procesador de protocolo reforzados para subestaciones. Instale el SEL-2701 en dispositivos host SEL, incluidos los procesadores de comunicaciones SEL (SEL-2032 y SEL-2030) y la serie SEL-400 de dispositivos de protección, automatización y control. Proporciona conectividad Ethernet para el host y los dispositivos conectados al host. Use un SEL-2701 en un host SEL para lograr lo siguiente:

- Mueva la información de manera fácil y rápida. Utilice redes, dispositivos de cable metálico o fibra óptica Ethernet, y aplicaciones de software para mover datos a 100 Mbps. Participe en diálogos de Telnet de terminal virtual para cambiar la configuración o consultar el medidor o la información de estado. Transferencia de archivos Protocolo de utilización (FTP) para la transferencia de informes como archivos, incluidos informes que admiten análisis de eventos de protección.
- Proporcione conectividad SCADA en redes Ethernet. Cada procesador SEL-2701 Ethernet instalado en un procesador de comunicaciones SEL-2032 o SEL-2030 puede conectarse a hasta 10 DNP dispositivos maestros ubicados en la estación o de forma remota a través de conexiones WAN. Utilice cualquiera de los cinco mapas de datos definidos por el usuario diferentes para transmitir información DNP3 a cada maestro. Sellos de tiempo de datos SER registrados por SEL IED originales se mantienen para informes SOE.
- Interoperar con los sistemas UCA2. Conecte los procesadores Ethernet SEL-2701 instalados en SEL-400 dispositivos de la serie directamente a redes UCA2. Use un

SEL-2701 con cada SEL-2032 o SEL-2030 para Proporcionar conectividad UCA2 para productos SEL existentes y dispositivos que no sean SEL.

- Incrementar la disponibilidad del sistema de instrumentación y control. Mejore la disponibilidad del sistema utilizando Componentes SEL diseñados y probados para alta confiabilidad en subestaciones y entornos de plantas. Mejore la disponibilidad de las comunicaciones mediante el uso del SEL-2701 para redundantes primarios y en espera instrumentación y redes de control; Si la red primaria falla, el SEL-2701 cambia a red en espera.
- Aísle los relés de problemas y cambios en la red. Aísle las funciones de protección probadas de problemas de red y cambios para avances de protocolo. El microprocesador SEL-2701 está dedicado para comunicaciones de red y soporte de protocolo y está separado del microprocesador host. Esta la separación aísla al host de los cambios en el SEL-2701.
- Mejore la seguridad y reduzca la susceptibilidad a la interferencia eléctrica. Utilice redes de fibra óptica que son menos susceptibles al ruido eléctrico que impacta las redes metálicas. La fibra óptica proporciona seguridad mejorada a través del aislamiento de corrientes o voltajes peligrosos, incluido el potencial de tierra subir.

3.2. Analizar y realizar los cambios para la Ingeniería Nueva.

Se adecuará la nueva tecnología a implementarse en el esquema de protección en base a los protocolos IEC-61850, Sustituyendo cables de control por cables de fibra óptica para el manejo de señales de campo hacia caseta de control de la subestación.

3.2.1. Tendido de cables de fibra óptica.

Se procede con el levantamiento de trincheras, donde en conjunto con personal de otras especialidades, como lo es Comunicaciones, y la Cuadrilla de Eléctricos se hace la sustitución pasando la fibra óptica que parte del MES y llega hasta la caseta de control. Para así poder llevar toda la señalización que se necesitará para la aplicación del nuevo esquema.



Imagen 26. Levantamiento de tapas de trincheras para la trayectoria de la fibra óptica.

3.2.2. Procedimiento para el tendido de cable de control ANGT6.

DÍA 1.

1.- Con la Lic. 20190309-0365, se comienzan los trabajos para el tendido de cable de control ANG-T6.

- 1 Cable 250 Vcd S1-211 mts.
- 1 Cable 250 Vcd S2-211 mts.
- 1 Cable 220 Vca S.P.-211 mts.
- 1 Cable Ireserva Bushing- 42 mts.

2.- Se continua y se tiende el cable de control para señales de corrientes.

- 1 cable 4x10 I's A2060 130 mts.
- 1 cable 4x10 I's 72060 115 mts.
- 1 cable 4x10 I's 52060 215 mts.

3.- Se tiende cable I's TC Neutro T6.

51 HO: 1 cable 2x10 I's H0 T6. 225 mts.

51XO: 1 cable 2x10 I's X0 T6. 250 mts.



Imagen 27. Cable de control en caseta.

DÍA 2.

1.- Con la Lic. 20190409-112 para trabajos con cable de control para Gabinete MES/MCAD T6. Protecciones Mecánicas.

2.- Se comienza con acomodo por charola de los cables tendidos en tricheras hacia equipos.

3.- Se continua con acomodo de cables y se comienza con el preparado del cable. Desferrado, cabeceado y etiquetado.



Imagen 28. Cable de control en campo.

DÍA 3.

1.- Se realiza preparado de cable de Circuitos de 220 Vca para S.P. de tablero y MCAD.

Así como cables 250 vcd S1 Y 250 Vcd S2 para alimentación de equipos de Tablero y MES/MCAD.

2.- Se procede a realizar pruebas de R.A a los cables.

- 1.- 220 VCA 2x10
- 2.- 221 VCA 2x10
- 3.- 250-1 2x10
- 4.- 250-2 2x10
- 5.- 250-3 2x10
- 6.- 250-4 2x10



Imagen 29. Tablero MCAD.

3.2.3. Conexión de cables de control de los Gabinetes Centralizadores Monopolares.

Para poder iniciar con la conexión de cables, se debe de llevar un proceso de preparación del cableado para que tenga una estética a nivel ingeniería y todas las señales, etiquetas vayan correctamente.

El primer paso es desforrar el cable, enzapatar con cada etiqueta mediante al código de colores. Para poder proceder a cabecear el cable que hace que se estire el cable para poder maniobrarlos mejor a la hora de canalizar.

Por último, con los diagramas correspondientes se procede a la conexión de los cables de control que se encuentran en dichos Gabinetes.

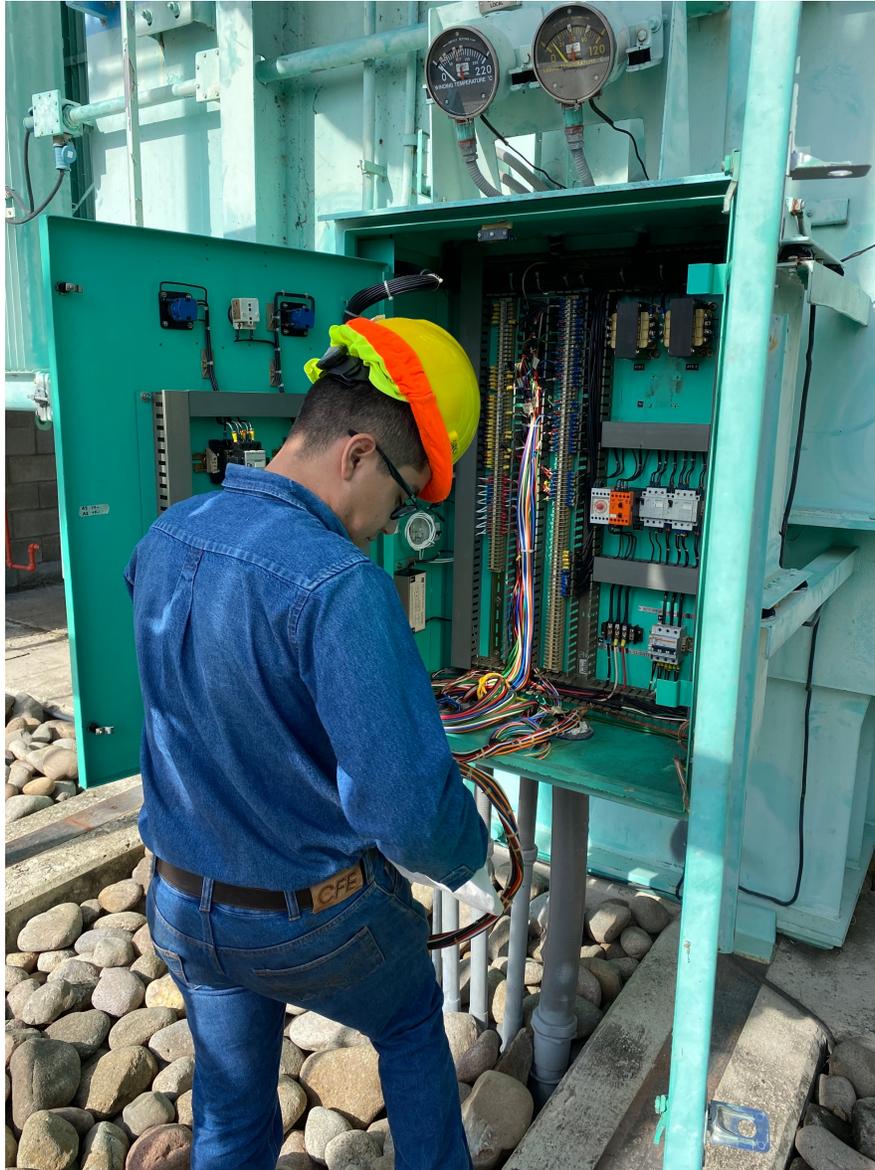


Imagen 30. Conexión Cables de Control GCM.

3.3. Sustitución de Transformadores de corriente TC's A2060.

Los transformadores de corrientes instalados en la bahía A2060, estos transformadores de corrientes son instalados por cada fase, En lado primario tienen configurado una multi-relación de transformación; la primera es de 300, la segunda 400, la tercera es 500, la cuarta de 600, la quinta de 800, la sexta de 1000, la séptima de 1600, la octava y última le corresponde 2000. El propósito de tener ambas relaciones es poder cambiar de RTC de menor a mayor o viceversa, según sean las necesidades que se presenten a futuro, ya que con el tiempo la carga incrementa y con ello las corrientes que circulan a través de los bus de las bahías.

En el lado secundario de los TC's tenemos cuatro devanados a 5 A cada uno. El primer devanado es de clase medición (0.2S Fs. ≤ 20), esto quiere decir que su precisión es mayor con respecto a los otros tres, ya que su función es entregar las señales de corriente a los multimedidores de energía que toman lecturas y reportan cincominutalmente al MEM los registros de lo que circula por la bahía.

Los devanados dos, tres y cuatro son devanados de clase protección (10P20), estos tienen menos precisión, pero son más insaturables a las corrientes de cortocircuito, esto quiere decir que en condiciones de falla estos devanados son capaces de entregar señales de corrientes fieles, esto es de mucha importancia ya que no se deben de entregar señales erróneas para que el relevador las procese correctamente, con ello no crear falsas alarmas y a su vez disparos de las protecciones incorrectos.

A continuación, se observará la lista de actividades que se llevó a cabo para la Sustitución de TC's A2060.

1. Verificación de herramientas:

- Dados y Matraca.
- Arnes de Seguridad.
- Cintas para aislar y cabecear. (Navajas de corte).
- Segueta de corte.
- Herrameinta para sustitución de cable.

2.- Obtención de diagramas de conexión en gabinetes monopolares FA, FB, FC.

3.- Obtención de diagramas de conexión en gabinete Tripolar de TC's.

4.- Desconexión de Cables en Registro Tripolar.

5.-Sustitución de TC'S.

6.- Sustitución de cable de control viejo por nuevo 6x10 del Registro Monopolar a Registro Tripolar.

7.-Conexión de cables en Registro Monopolares.

8.- Conexión de Registros Tripolares.



Imagen 33. Pruebas a los Transformadores de Corriente TC's.



Imagen 34. Instrumento VANGUARD para hacer pruebas a los TC's.



Imagen 35. Sustitución de TC's A2060.

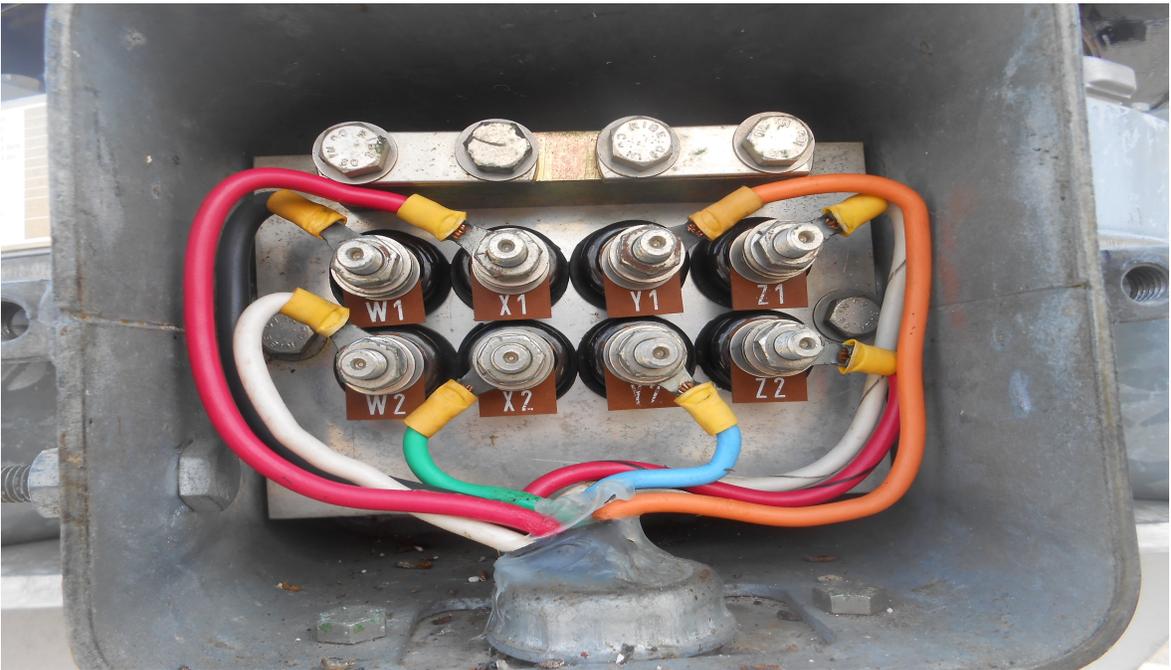


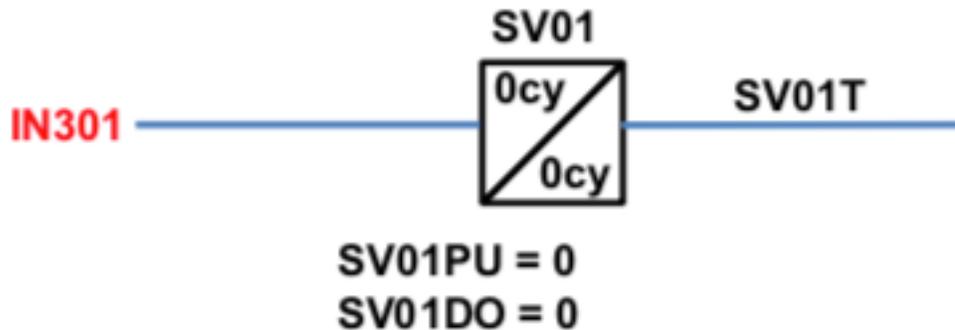
Imagen 36. Conexión de cables de control Gabinete Monopolar.

3.4. Conexión de la Lógica Segura para el Esquema de Protecciones para el Disparo ANGT6 mediante los DEI'S SEL-2411 y el Relevador SEL-387.

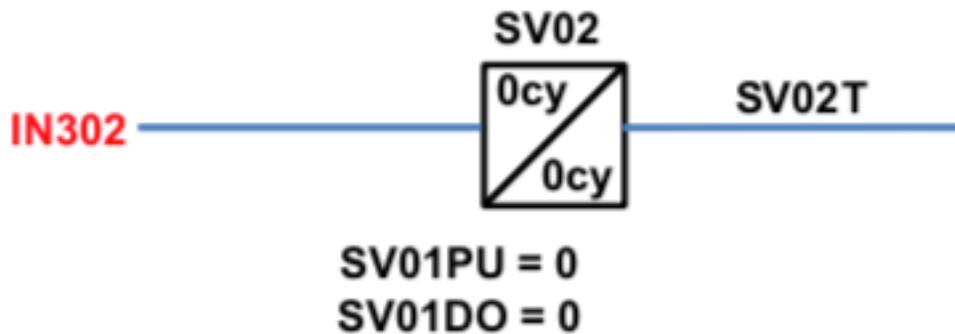
IMPLEMENTACIÓN DE LÓGICA SEGURA PARA DISPARO DEL ANG-T6 POR RELEVADOR SEL-2411.

LÓGICA SEGURA PARA DISPARO ANG-T6 SEL-2411.

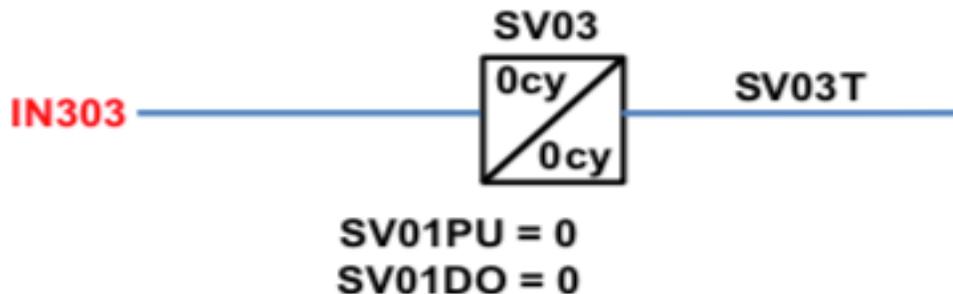
3.4.1 SV01T = IN301 ALARMA SISTEMA DE ENFRIAMIENTO:



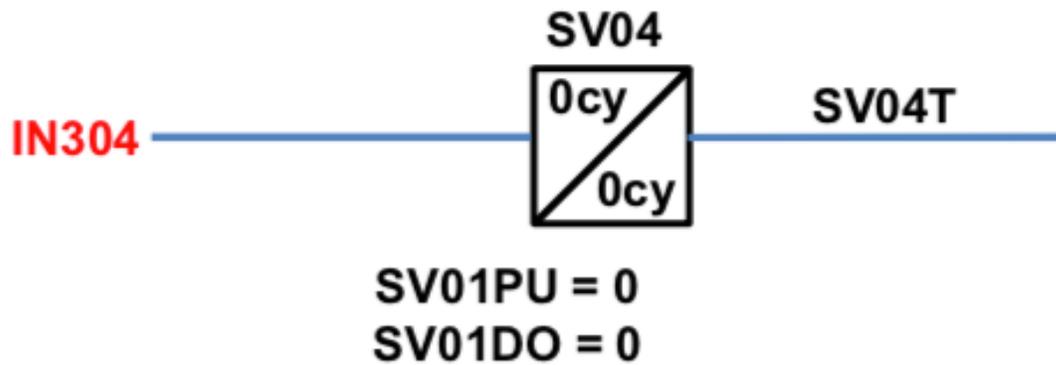
3.4.2 SV05T = IN305 SEÑAL DE DISPARO 63 P SOBREPRESIÓN DEL TANQUE PRINCIPAL.



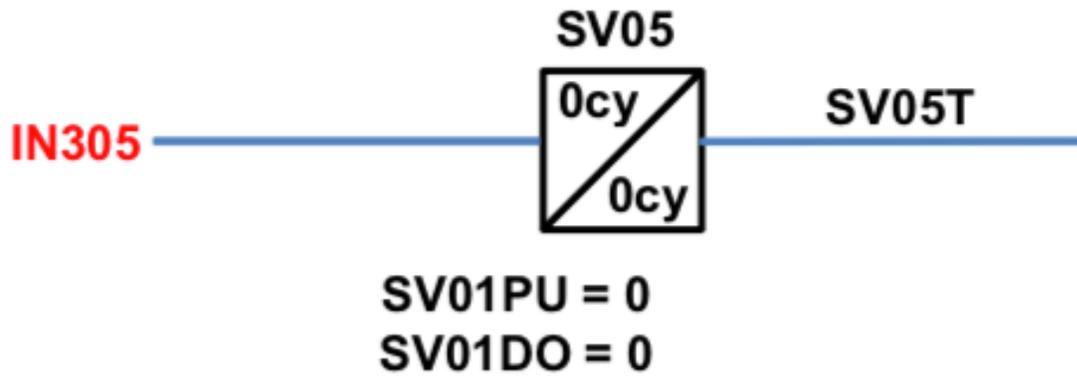
3.4.3 SV06T = IN306 SEÑAL DE DISPARO 63CCDX SOBREPRESIÓN DEL CAMBIADOR DE TAP'S.



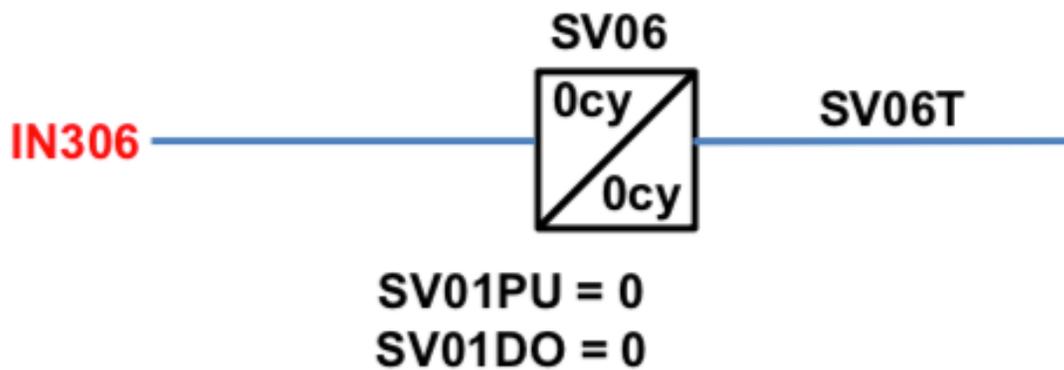
3.4.4 SV04T = IN304 SEÑAL DE ALARMA 49T/26Q SOBRETENPERATURA DEVANADO O ACEITE.



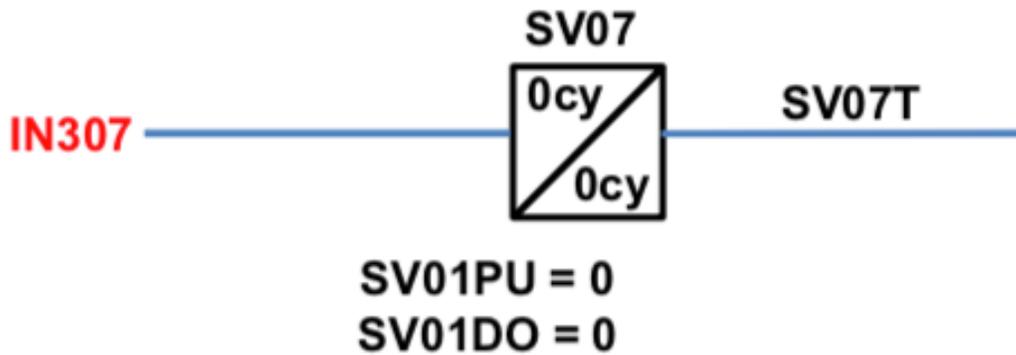
3.4.5 SV05T = IN305 SEÑAL DE DISPARO 63 P SOBREPRESIÓN DEL TANQUE PRINCIPAL.



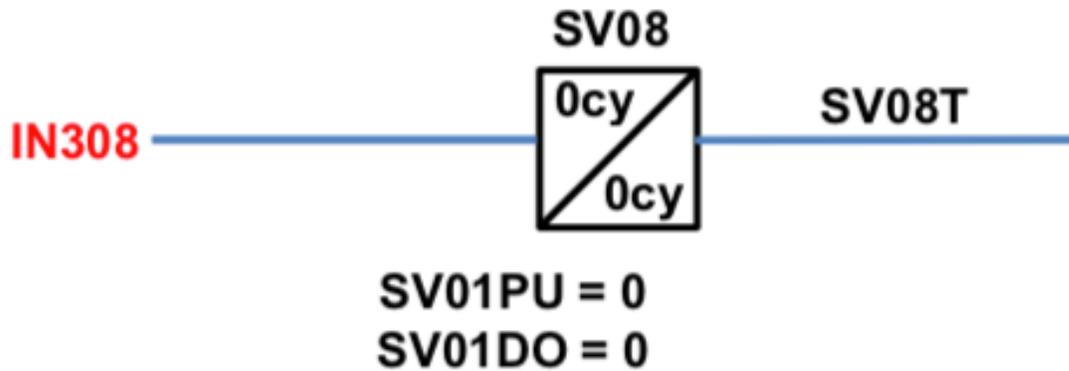
3.4.6 SV06T = IN306 SEÑAL DE DISPARO 63 CDX SOBREPRESIÓN DEL CAMBIADOR DE TAP'S.



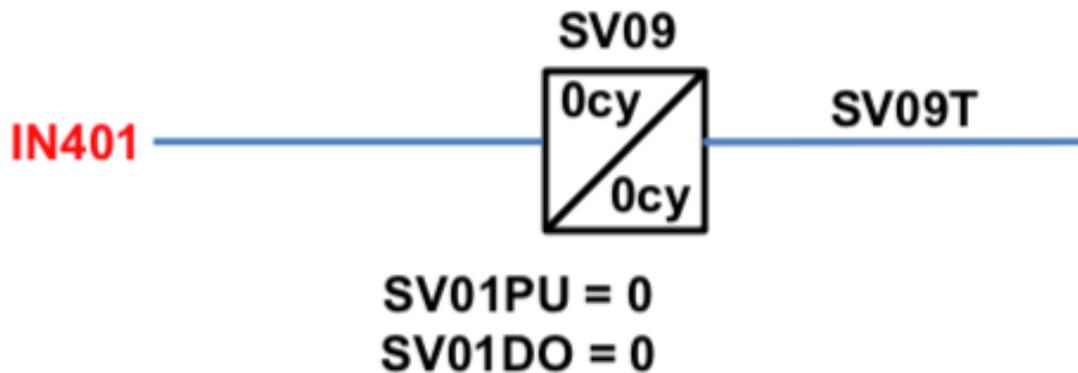
3.4.7 SV07T = IN307 SEÑAL DE DISPARO BUCHHOLZ CAMBIADOR DE TAP'S.



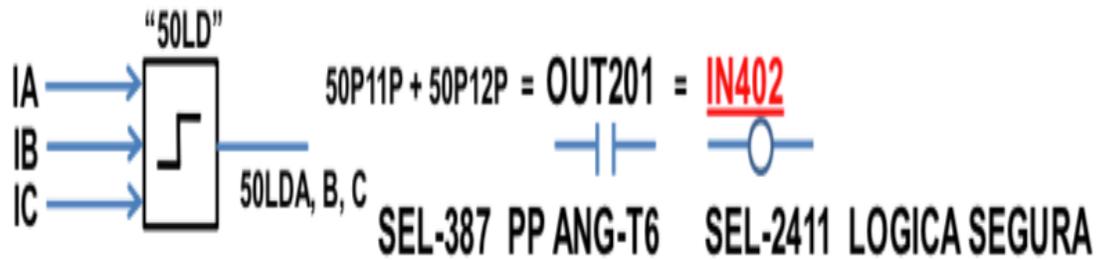
3.4.8 SV08T = IN308 SEÑAL DE DISPARO 63T BUCHHOLZ TANQUE PRINCIPAL.



3.4.9 SV09T = IN401 SEÑAL DE DISPARO 49T/26Q SOBRETENPERATURA DEVANADO DE ACEITE.



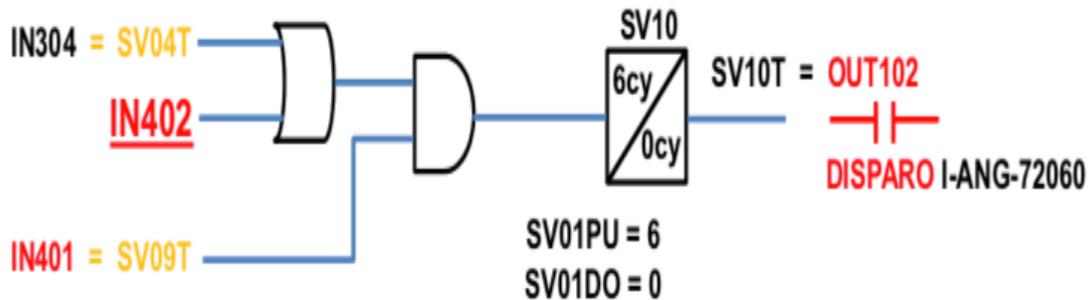
3.4.10. 50P11P = 2.5 (389A prim.) 50P21P= 4.5 (1357A prim.)



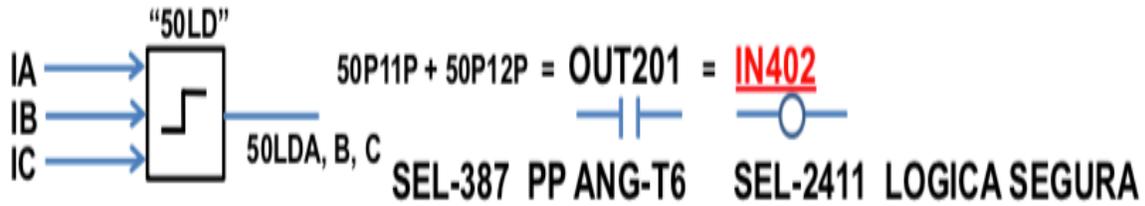
3.4.11. SV10T = OUT102 DISPARO BT / I-ANG-72060.

SV04T = IN304: SEÑAL DE ALARMA 49T/26Q SOBRETENPERATURA DEVANADO O ACEITE.

SV09T = IN401: SEÑAL DE DISPARO 49T/26Q SOBRETENPERATURA DEVANADO O ACEITE.



50P11P = 2.5 (389 A prim.) 50P21P = 4.5 (1357 A prim.)



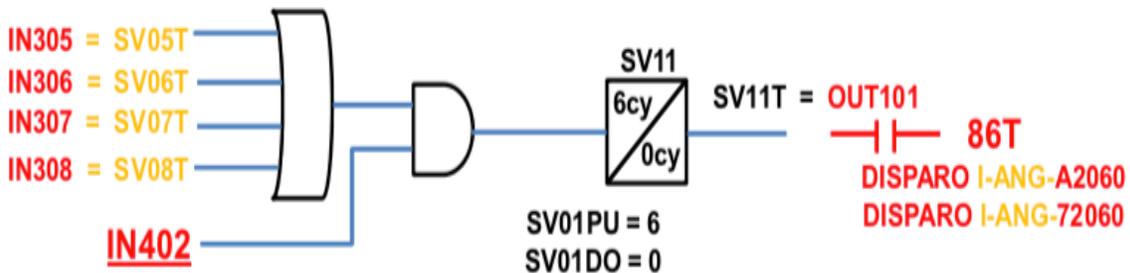
3.4.12. SV11T = OUT 101 86T DISPARO I-ANG-A2060/I-ANG-72060

SV05T = IN305 SEÑAL DE DISPARO 63P SOBREPRESIÓN DEL TANQUE PRINCIPAL.

SV06T = IN306 SEÑAL DE DISPARO 63CDX SOBREPRESIÓN DEL CAMBIADOR DE TAP'S.

SV07T = IN307 SEÑAL DE DISPARO BUCCHOLZ CAMBIADOR DE TAP'S.

SV08T = IN308 SEÑAL DE DISPARO 63 T BUCHHOLZ TANQUE PRINCIPAL.



3.5. Implementación Lógica Confiable y Segura en las Protecciones Mecánicas de Bancos de Transformación ANGT6.

Una de las causas más impactantes de libramientos incorrectos ha sido fallas asociadas a dispositivos de protección propios de bancos de transformación esto como consecuencia del deterioro de materiales de todos elementos que conforman el sistema integral de detección: microswitches, conectores, plug, daño y deterioro de tablillas, cables bajantes y cables de control.

Acciones que llevé a cabo aprovechando tener acceso a los Bancos de Transformación ANGT6.

- Se ha iniciado con sustituciones de instrumentacion de sobretemperatura.
- Reemplazo de los gabinetes de fase deteriorados con sus accesorios: platinas, tablillas, cables
- Se estan utilizando modulos remotos digitales con fibra optica.
- Se debe continuar con estos proyectos de reemplazo de los elementos de los bancos de transformacion que por condiciones de vejez lo requieran.

Procedimiento para llevar a cabo la prueba de Disparo por la Protección Mecánica Bucholtz.

Criterio conceptual: Producir disparo por Bucholtz condicionando el contacto de disparo con la activación del contacto de nivel de alarma; es decir, que se produzca disparo si se activan ambos contactos o trayectorias a la vez.

Esquema alambrado: Implementar el arreglo, con los mismos cables que se utilizan actualmente, incrementando la confiabilidad.

Conectar en serie los contactos de alarma y disparo en terminales de la caja de conexiones del relevador Bucholtz del transformador, como se indica a continuación:

- Conductor 1: Alimentar el positivo comun de vcd, en el extremo de este arreglo que corresponde al contacto de alarma.
- Conductor 2: Transporta la señal de alarma y se conectara en la parte media del arreglo serie (sensa unicamente el cierre del contacto de alarma). monitorear a traves bi-1 de DEI.
- Conductor 3: Transporta la señal de disparo y se conectara en el extremo final, que corresponde al contacto de disparo. monitorear a traves bi-2 de DEI.
- Conductor 4: Conectar en la terminal del positivo firme, para implementar supervisor 27bh, atraves de entrada binaria (bi-3) en el mismo dei de las señales de alarma y disparo.

3.5.1. Esquema de Alambrado para Lógica Disparo 63T.

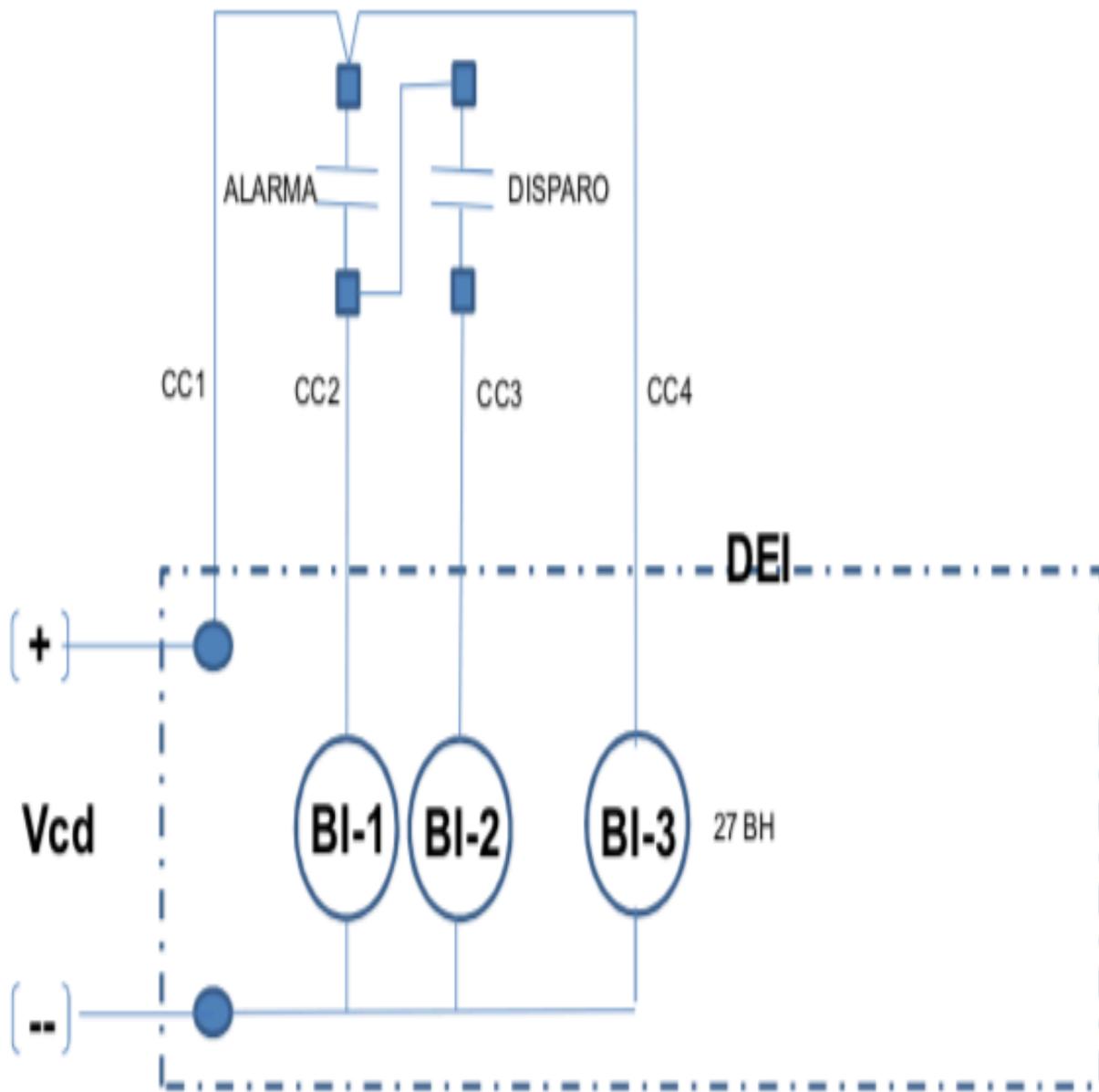


Imagen 37. Diagrama Esquemático de Alambrado para Lógica Disparo 63T.

3.5.2. Esquema Lógica Disparo 63T. Alarma y Disparo Buchholz.

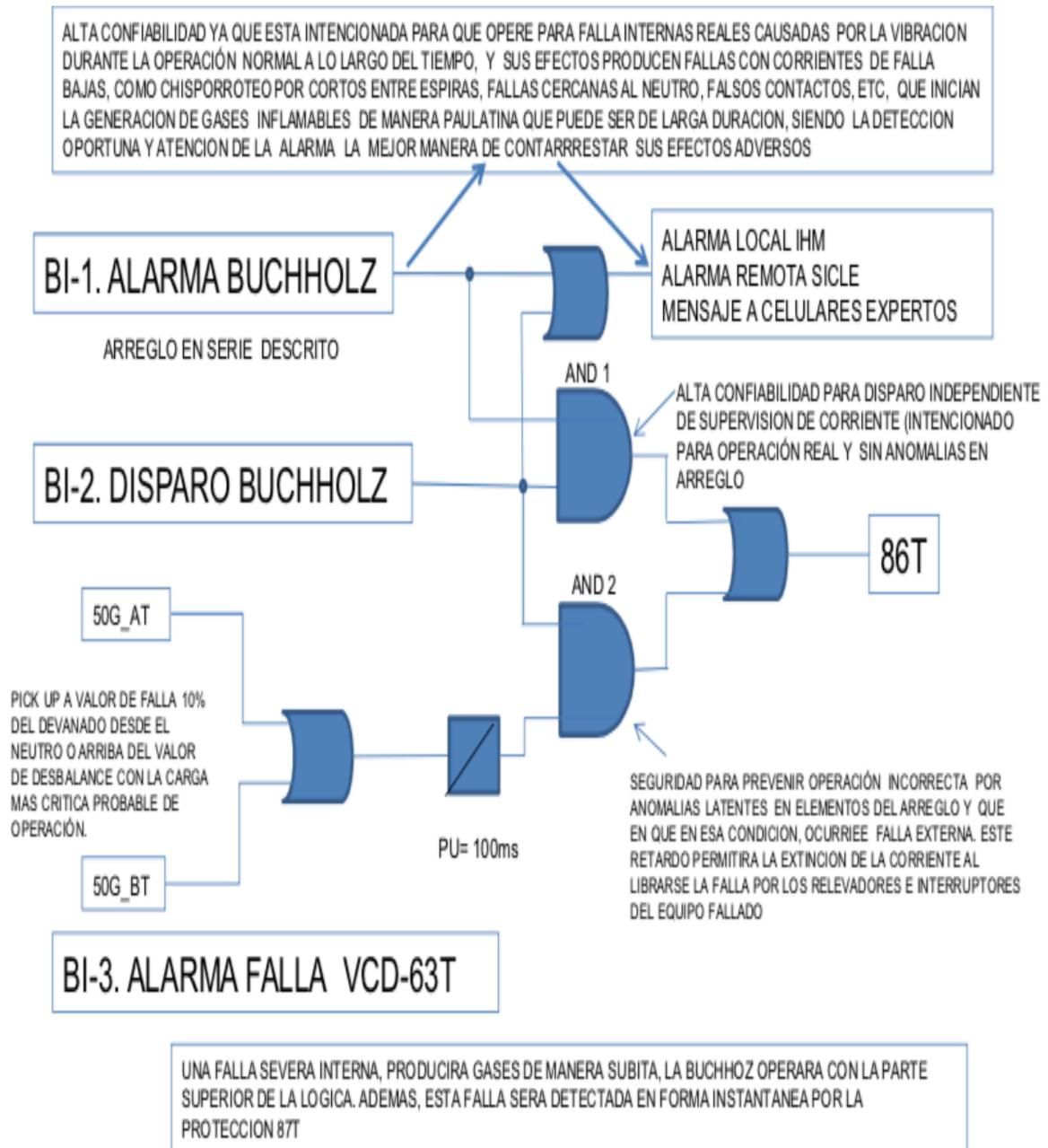


Imagen 38. Lógica Disparo 63T.

3.5.3. Verificación de Confiabilidad.

No. CASO	CONDICION ANOMALA	OPERACION REAL 63T	DETECTOR DE CORRIENTE	ACTIVACION ENTRADA BINARIA			LOGICA DISPARO ACTIVADA		ALARMAS ACTIVADAS			EVALUACION CONFIABILIDAD	
				BI-1	BI-2	BI-3	AND 1	AND 2	DISPARO 63T	ALARMA 63T	FALLA VCD BH		
1	CORTO ENTRE CC1Y CC2	NO	SI	SI	NO	SI	NO	NO	NO	SI	NO	SATISFACTORIO	
			NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO	SI	NO	SATISFACTORIO	
		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
			NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
2	CORTO ENTRE CC1Y CC3	NO	SI	NO	SI	SI	NO	NO	SI	SI	NO	NO SATISFACTORIO	
			NO	NO	SI	SI	NO	NO	SI	NO	NO	SATISFACTORIO	
		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
			NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
3	CORTO ENTRE CC1Y CC4	NO	SI	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	SATISFACTORIO	
			NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	SATISFACTORIO	
		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
			NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
4	CORTO ENTRE CC2Y CC3	NO	SI	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	SATISFACTORIO	
			NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	SATISFACTORIO	
		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
			NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
5	CORTO ENTRE CC2Y CC4	NO	SI	SI	NO	SI	NO	NO	NO	SI	NO	SATISFACTORIO	
			NO	SI	NO	SI	NO	NO	NO	SI	NO	SATISFACTORIO	
		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
			NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
6	CORTO ENTRE CC3Y CC4	NO	SI	NO	SI	SI	NO	SI	SI	NO	NO	NO SATISFACTORIO	
			NO	NO	SI	SI	NO	NO	SI	NO	NO	SATISFACTORIO	
		SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
			NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI	NO	SATISFACTORIO
7	SUPERVISION DE 27 BH SE ACTIVA EN CASO DE RUPTURA DE CC1O CC4										SI	PERMITE ATENCION OP. YEH CASO DE QUE SOLO SEA EL CC4, PERMITE DISPARO ENTANTO DURE LA CONDICION ANOMALA	
											SI		

Imagen 39. Tabla de Verificación de Confiabilidad para Condiciones anormales más frecuentes.

La implementación de la Lógica de Disparo 63T es con el único propósito de obtener resultados diferentes con mayor confiabilidad y utilizando en gran medida la infraestructura o concepción actual combinado con el desarrollo tecnológico.

Se exhorta a romper paradigmas tradicionalistas o conservadores.

La confiabilidad desde sus dos grandes perspectivas: seguridad y confiabilidad quedan en gran medida cubiertas y muy por encima de la aplicación actual.

3.5.4. Esquema de Alambrado para Lógica Disparo 63P.

Criterio conceptual: Producir disparo por sobrepresión condicionando el disparo con la activación de dos contactos redundantes desde el microswitches de la válvula de sobrepresión; para el transformador ANGT6 que cuenta con esta duplicidad o condicionar el disparo con supervisión de corriente; ambas opciones con supervisión de vcd del arreglo.

Esquema alambrado: Implementar el arreglo, de manera similar que el esquema de disparo por Bucholtz.

Conectar en serie los contactos redundantes de disparo en terminales de la caja de conexiones del relevador Bucholtz del transformador, como se indica a continuación:

- Conductor 1: Alimentar el positivo común de vcd, en el extremo de este arreglo que corresponde al contacto 1 de disparo.
- Conductor 2: Transporta la señal de disparo 1 y se conectara en la parte media del arreglo serie (sensa únicamente el cierre del contacto 1 de disparo). monitorear a través bi-1 de DEI
- Conductor 3: Transporta la señal de disparo 2 y se conectara en el extremo final, que corresponde al contacto 2 de disparo. monitorear a través bi-2 de DEI.
- Conductor 4: Conectar en la terminal del positivo firme, para implementar supervisor 27 63P, a través de entrada binaria (bi-3) en el mismo DEI de las señales de disparo 1 y disparo 2.

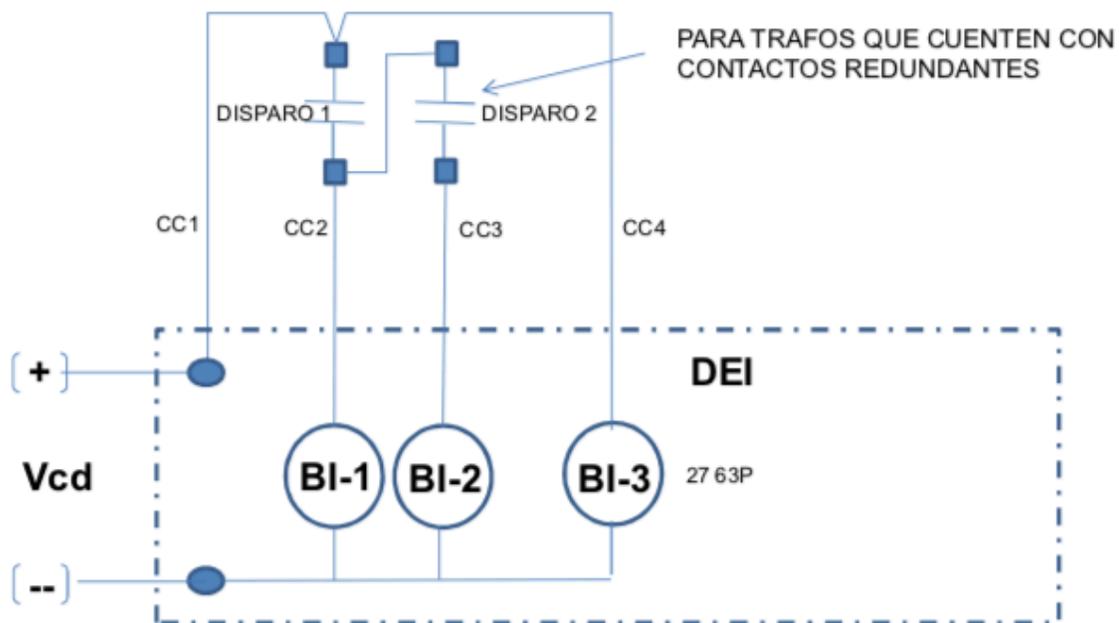


Imagen 40. Diagrama Esquemático de Alambrado para Lógica Disparo 63P.

3.5.5. Esquema Lógico Disparo 63P. Alarma y Disparo Sobrepresión.

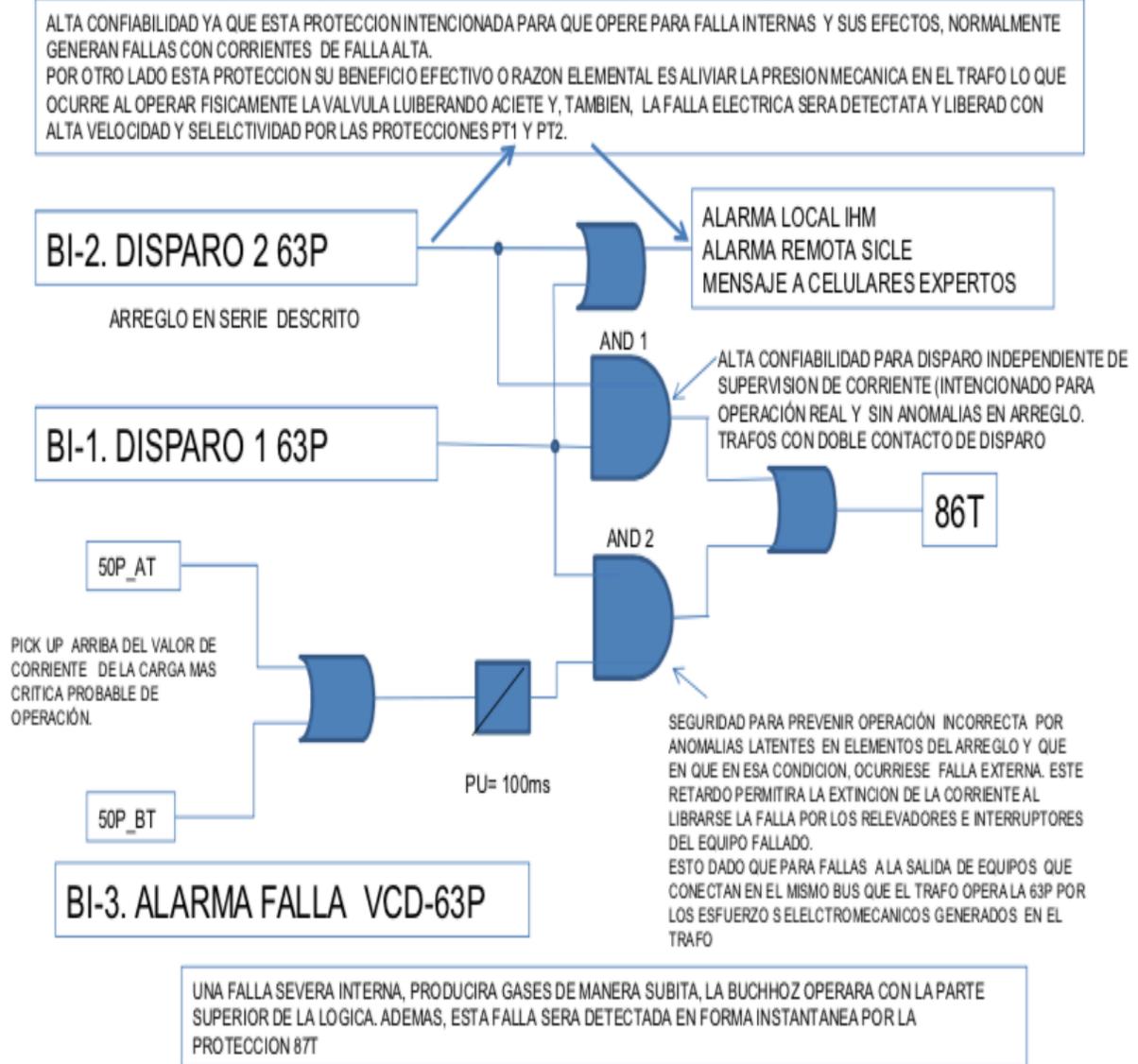


Imagen 41. Lógica Disparo 63P.

La implementación de mi Proyecto tiene el mismo grado de confiabilidad que la protección 63T (Bucholtz) y con mayor confiabilidad que los arreglos actuales. Además, que esto se logra utilizando en gran medida la infraestructura o concepción actual combinado con el desarrollo tecnológico.

3.6. Implementar los Ajustes en los Esquemas de Protección para Transformador ANGT6 225MVA de tres devanados y conexión estrella- estrella-delta con servicios propios.

OBJETIVO.

Definir los criterios de ajuste para los esquemas normalizados de protección de transformadores y autotransformadores de potencia.

Para poder comprender el análisis que se les hace a estos criterios se tiene que conocer las siguientes abreviaturas y Nomenclaturas ANSI:

49T: Relevador térmico de sobrecarga (Imagen térmica o TRO).

63T: Relevador Bucholtz tanque principal.

63P: Dispositivo de sobrepresión tanque principal.

26Q: Disparo por sobre temperatura de aceite.

63PC: Disparo por sobrepresión de cambiador.

63F: Disparo por flujo de aceite en el cambiador.

PCT: Protecciones propias contenidas en el transformador y Autotransformador (49T, 63T, 63P, 26Q, 63PC y 63F).

50H: Protección de sobrecorriente instantánea de respaldo del primario.

51H: Protección temporizada de respaldo lado primario del transformador.

51L: Protección de sobrecorriente instantánea de respaldo del secundario.

51NL: Protección de sobrecorriente de neutro residual del secundario.

51NT-H: Protección de sobrecorriente de neutro del TC de neutro del Primario.

51NT-L: Protección de sobrecorriente de neutro del TC de neutro del secundario.

50FI-H: Protección de falla de interruptor.

51N: Protección de sobrecorriente temporizada de neutro.

51NT: Protección de sobrecorriente temporizada de neutro transformador.

59NT: Relevador de sobretensión por corrimiento de neutro del Transformador o Autotransformador.

86T: Relevador auxiliar de disparo con bloqueo y reposición manual.

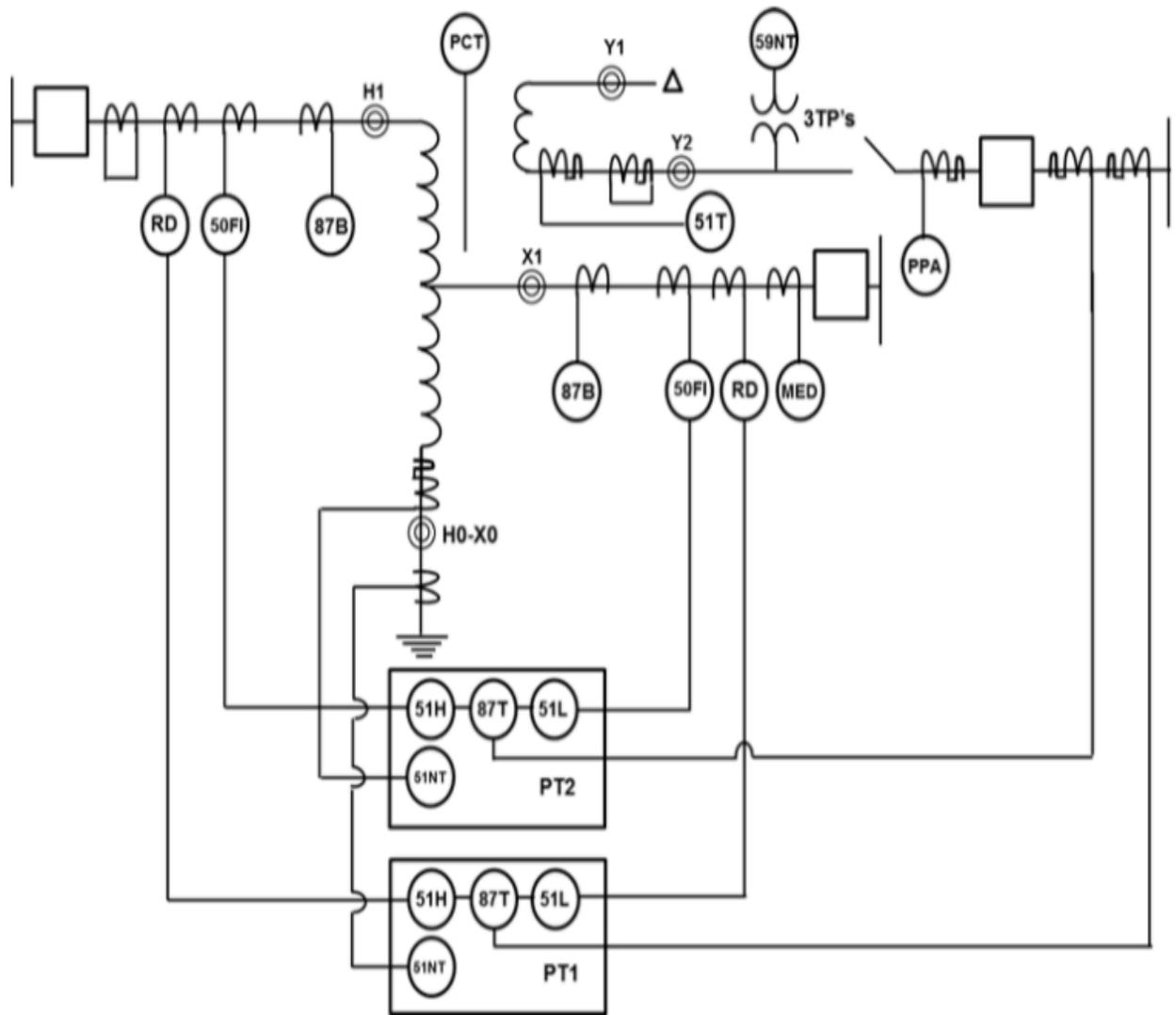
87T: Protección diferencial de transformador.

FOA1: Enfriamiento por circulación forzada de aire, normalmente con un paquete de ventiladores.

FOA2: Enfriamiento por circulación forzada de aire, con doble paquete de enfriamiento por ventiladores.

OA: Inmerso en aceite, con circulación natural.

PSP: Protección de Servicios Propios.



3.6.1. Esquema de Protección para Transformador ANGT6.

3.6.2. Protección primaria de Transformador: 87T Protección Diferencial.

87T-R Y 87T-H Protección Diferencial.

3.6.3. COMPROMISOS:

- Debe operar sin retardo para fallas en el área de cobertura del esquema diferencial, aun cuando se presente durante el proceso de energización.
- No debe operar para fallas externas a su cobertura.
- No debe operar durante la energización del autotransformador cuando no exista falla interna.

3.6.4. Criterios de Ajuste para Esquemas de Protección Transformador ANGT6.

87T-R con restricción de pendiente.

- a) Ajustar Pickup al 30% del valor de la máxima capacidad del transformador.
- b) Primer pendiente ajustar al 30%, para cubrir errores de relación de TC's y por variaciones de relación primaria por el cambiador de derivaciones.
- c) Segunda pendiente ajustar al 60%, aplicada a partir del 300% del valor de la capacidad del transformador, para cubrir los errores por saturación de los TC's a niveles altos de corrientes.
- d) Bloqueo por segunda armónica: Ajustar a 15%, para evitar operaciones incorrectas por energización con corrientes de Inrush.
- e) Bloqueo por quinta armónica: Ajustar a 35%, para evitar operaciones incorrectas por alta corriente provocada por sobre excitación.
- f) Se debe bloquear la protección de manera independiente por fase al detectar armónicos.

87T-H sin retardo ni restricción.

Unidad diferencial sin restricción

- a) Ajustar a 10 veces la corriente nominal del transformador, para cubrir las fallas de alta magnitud en el lado de alta.

87T-G Protección falla a tierra restringida de Autotransformador.

3.6.5. COMPROMISOS:

- a) Debe operar sin retardo para fallas a tierra en el área de cobertura definida por los TC's involucrados en este esquema, para aplicación en los devanados de alta y baja tensión conectados en estrella y aterrizados.

4. RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

Desde algunas décadas se han estado haciendo investigaciones en el área de Protección y Medición, y se han producido muchos artículos científicos acerca de estos; pero, mucha de la información no está al alcance del común de los estudiantes de Ingeniería Eléctrica en México. el presente trabajo residencia profesional Aplicación de Lógicas de Protección en Protocolo IEC-61850 para el Esquema de Protecciones Eléctricas y Mecánicas de un Transformador de Potencia, Aplicando la Lógica Segura pretende ser una introducción al conocimiento general de los Relevadores Digitales además de exponer el uso de relevadores con los que cuenta la subestación angostura, todo esto incluye las Protecciones tanto Eléctricas como Mecánicas que conforman proteger un Transformador de Potencia.

Uno de los resultados es la mejora en la obtención de señales eléctricas debido al nuevo protocolo de comunicación por el cual viajan las señales. Las ventajas que se obtienen por el medio de transporte que es la fibra óptica son aumento de velocidad en la señales de alarma y disparo, La no operación en falso del esquema debido a contaminación por inducción eléctrica ocasionada por el campo eléctrico formado en la S.E. Angostura.

Con la aplicación de las Lógicas de Aplicación en el Esquema de Protecciones se cumple con un objetivo más en las instalaciones de la Subestación Angostura por parte de la C.F.E. La modernización de este transformador que ya se requería. Pero la modernización en esta parte del sistema, requería un Esquema de Protecciones que cumpliera con las exigencias de esta demanda. Cumple con todos los requisitos requeridos para la modernización, es por eso que se toma la decisión de integrar a este proyecto como parte de la modernización y aprobada por la Gerencia Regional de Transmisión Sureste.

El mantener un esquema de protección modernizado nos garantiza la confiabilidad, disponibilidad y vida útil del equipo mismo. Esto es un factor determinante en la decisión de llevar a cabo un proyecto de modernización ya que el valor económico de un esquema de protección representa una minoría si se compara con el valor del EEP.

Al ser equipos digitales, puede ser integrado a la plataforma mediante protocolos de comunicación como es el IEC-61850 y también integrarle una señal IRIG-B procedente de un equipo GPS para sincronizar su funcionamiento con los demás equipos integrados a la plataforma, para disponer de sus datos en tiempo real y así facilitar el análisis de fallas para una mejor toma de decisión y un pronto restablecimiento del sistema en caso de ocurrir una falla en los Buses. Así también como la Disminución de riesgo de daño o anomalías por inducción electromagnética severa, al aplicar enlaces de fibra óptica y módulos para adquisición de señales de campo.

Se cumple con el objetivo que se produzca un disparo efectivo al necesitarlo, teniendo como seguridad que, si es una señal de alarma o disparo real, así como una nueva comunicación en los equipos de Protección y Medición de la S.E Angostura.

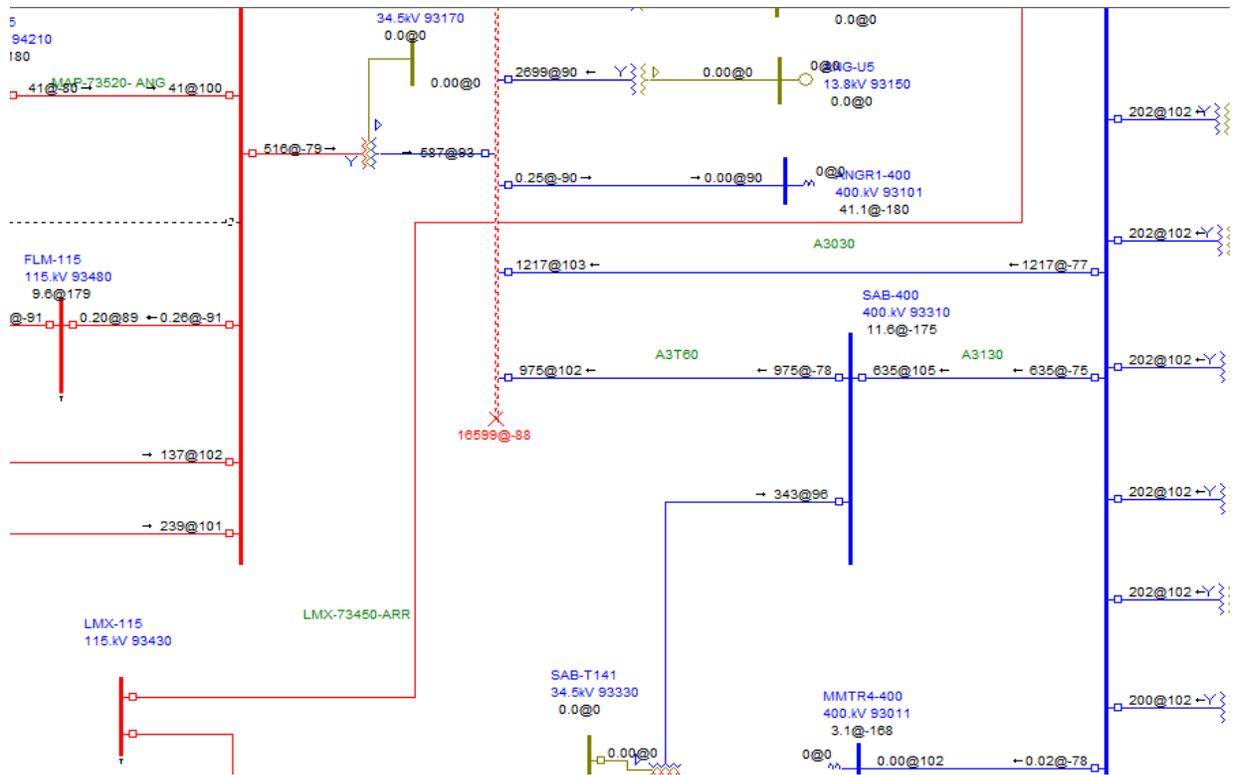


Imagen 42. Cálculo de corto circuito de 400 kV 1LG (monofásico) S.E Angostura.

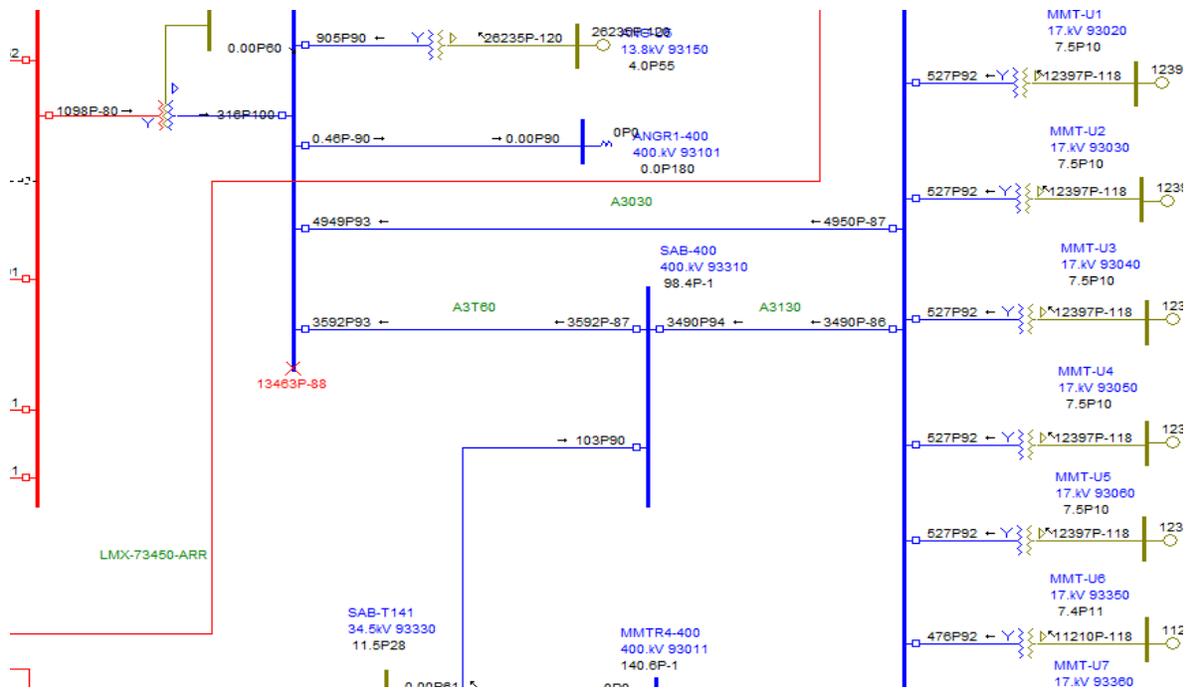


Imagen 43. Cálculo de corto circuito de 400kV (trifásico) en S. E Angostura.

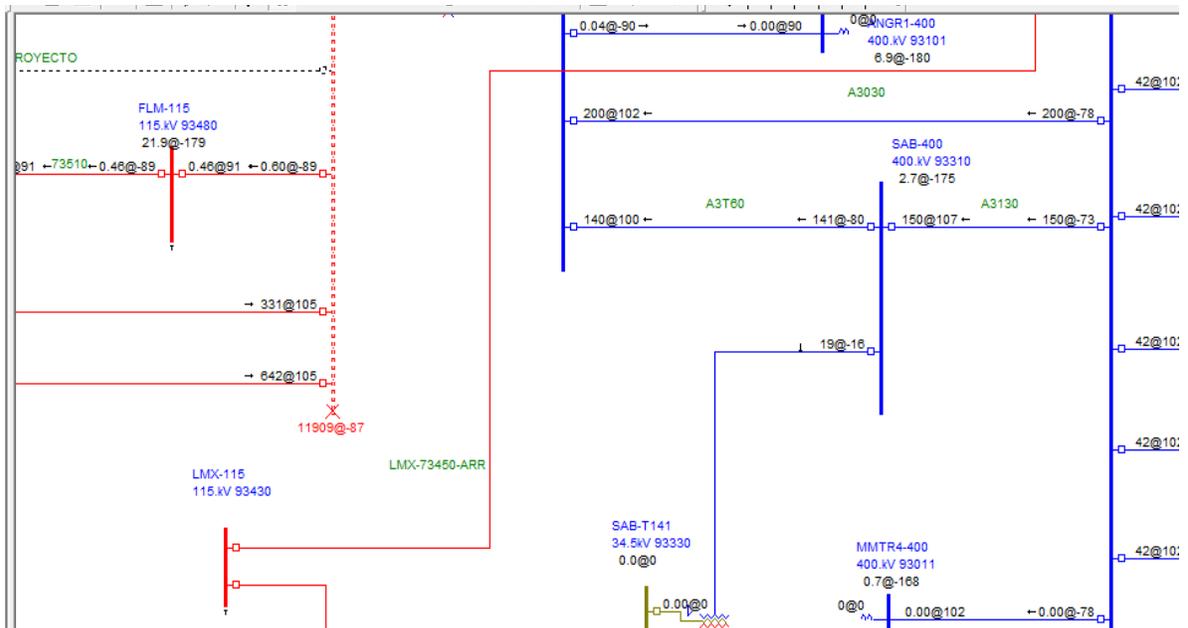


Imagen 44. Cálculo de corto circuito 1LG (monofásico) de 115kV en S. E Angostura.

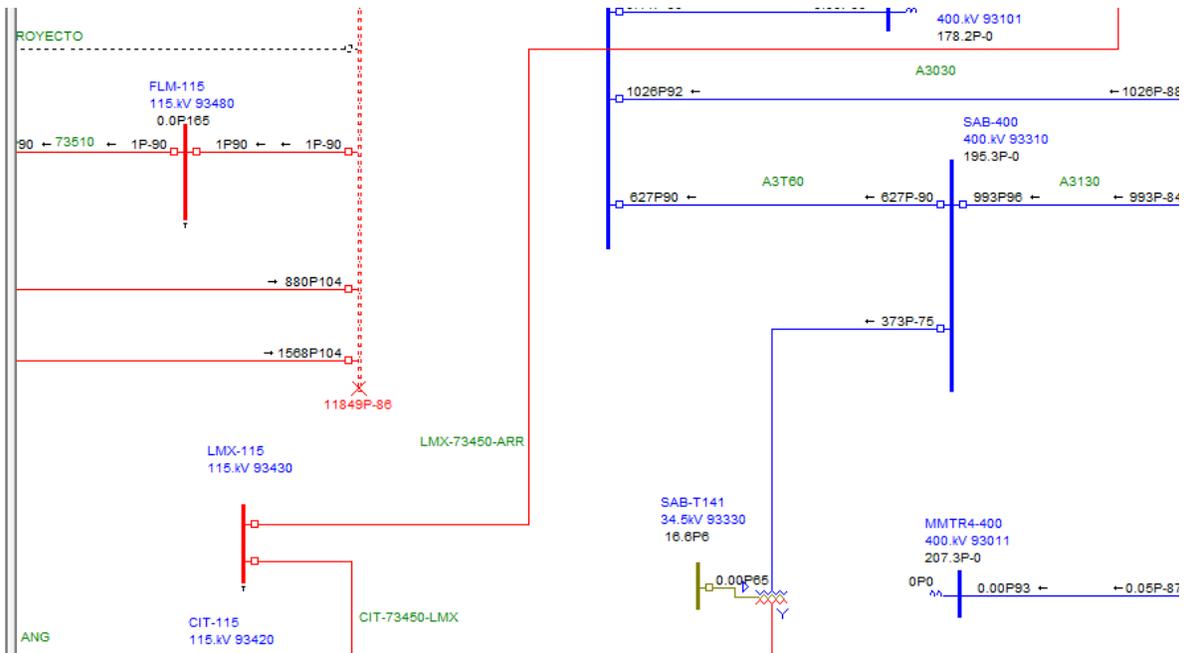


Imagen 45. Cálculo de corto circuito trifásico de 400 kV en S. E Angostura.



*** Datos del transformador:**

S.E.: ANG Transformador: T6 Nivel de tensión lado de alta: 400 kV RTC: 160
 Capacidad máxima del transformador: 225 MVA Capacidad OA del transformador: 135 MVA
 Número de devanados del transformador: 3 ¿El transformador cuenta con protección 51L? Sí

*** Datos del relevador:**

Marca: SEL Modelo: SEL-487E

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

- 1) Iaportación fase_falla 3Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencias: 2469 A
- 2) Iaportación fase_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencias: 2612 A

*** Cálculo de pickup del elemento instantáneo 50H:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 30.86 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un valor de pickup de 30.86 Asec para el elemento instantáneo 50H.

Por lo tanto:

I pickup 50H = 30.86 Asec

*** Cálculo de pickup del elemento temporizado 51H:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 2.68 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un valor de pickup de 3 Asec para el elemento temporizado 51H. Ya que se consideró el 246% de la capacidad OA del banco de transformación ANGT6

Por lo tanto:

I pickup 51H = 3.00 Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo 51H:**

Si seleccionamos el tipo de curva US Extremadamente inversa (U4), y palanca de tiempo 2.75, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 3Ø en el bus de baja tensión	2469	0.68
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	2612	0.64

Comentarios:

Los tiempos de operación obtenidos son adecuados para el esquema.

Por lo tanto:

Curva: US Extremadamente inversa (U4) *Palanca de tiempo:* 2.75

Imagen 46. Reporte de cálculo de ajustes 50/51H.



*** Datos del transformador:**

S.E.: ANG Transformador: T6 Nivel de tensión lado de baja: 115 kV RTC: 320
 Capacidad máxima del transformador: 225 MVA Capacidad OA del transformador: 135 MVA
 ¿El transformador alimenta únicamente carga radial? No

*** Datos del relevador:**

Marca: SEL Modelo: SEL-487E

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

- 1) Iaportación fase_falla 3Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencias: 8588 A
- 2) Iaportación fase_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencias: 10438 A

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 5.29 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un ajuste de pickup de 5.25 Asec. Ya que se consideró el 247% de la capacidad OA del banco de transformación ANGT6

Por lo tanto:

I pickup = 5.25 Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva US Extremadamente inversa (U4), y palanca de tiempo 2.50, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 3Ø en el bus de baja tensión	8588	0.62
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	10438	0.54

Comentarios:

Los tiempos de operación obtenidos son adecuados para el esquema.

Por lo tanto:

Curva: US Extremadamente inversa (U4) **Palanca de tiempo:** 2.50

Imagen 47. Reporte de cálculo de ajustes 51L.



*** Datos del transformador:**

S.E.: ANG Transformador: T6 Nivel de tensión lado de alta: 400 kV RTC: 160
Capacidad máxima del transformador: 225 MVA

*** Datos del relevador:**

Marca: SEL Modelo: SEL-487E

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

- 1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de alta tensión_generación máxima_sin contingencias: 603 A
- 1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencias: 2612 A
- 3) Iaportación residual_falla 1Ø line-end en la línea más larga que sale del bus de alta_gen. mínima_sin contingencias: 318

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 0.99 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un ajuste de pickup de 0.405 Asec.

Por lo tanto:

$I_{pickup} = 0.41$ Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva US inversa (U2), y palanca de tiempo 3.81, obtenemos los tiempo de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de alta tensión	603	0.70
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	2612	0.72

Comentarios:

El tiempo de operación obtenido es adecuado para el esquema.

Por lo tanto:

Curva: US inversa (U2) **Palanca de tiempo:** 3.81



*** Datos del transformador:**

S.E.: ANG Transformador: T6 Nivel de tensión lado de baja: 115 kV RTC: 320
 Capacidad máxima del transformador: 225 MVA Capacidad OA del transformador: 135 MVA
 ¿El transformador alimenta únicamente carga radial? No

*** Datos del relevador:**

Marca: SEL Modelo: SEL-487E

*** Valores de corto circuito necesarios para el cálculo de ajustes:**

- 1) Iaportación residual_falla 1Ø en el bus de baja tensión_generación máxima_sin contingencias: 9451 A
- 2) Iaportación residual_falla 1Ø line-end en la línea más larga que sale del bus de baja_gen. mínima_sin contingencias: 453 A

*** Cálculo de pickup:**

Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado: 0.71 Asec

Comentarios:

Se seleccionará un ajuste de pickup de 0.88 Asec.

Por lo tanto:

$I_{pickup} = 0.88$ Asec

*** Selección de curva y palanca de tiempo:**

Si seleccionamos el tipo de curva US inversa (U2), y palanca de tiempo 3.77, obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación:

Tipo de falla	Iaportación fase	Tiempo de operación (seg)
Falla 1Ø en el bus de baja tensión	9451	0.70

Comentarios:

El tiempo de operación obtenido es adecuado para el esquema.

Por lo tanto:

Curva: US inversa (U2) **Palanca de tiempo:** 3.77

Imagen 49. Reporte de cálculo de ajustes 51NTL.

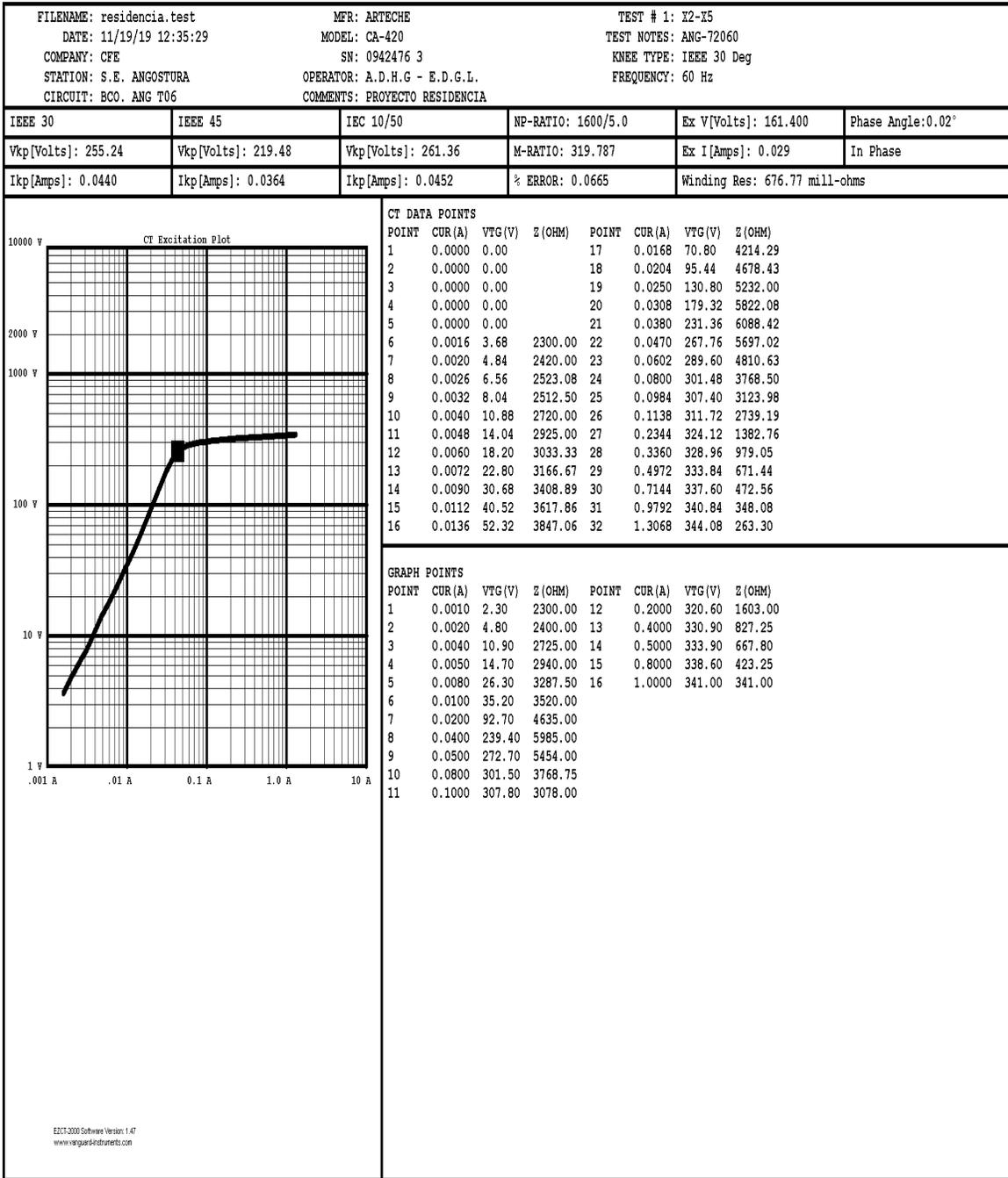


Imagen 50. Reporte Pruebas TC'S A2060 ANGT6.

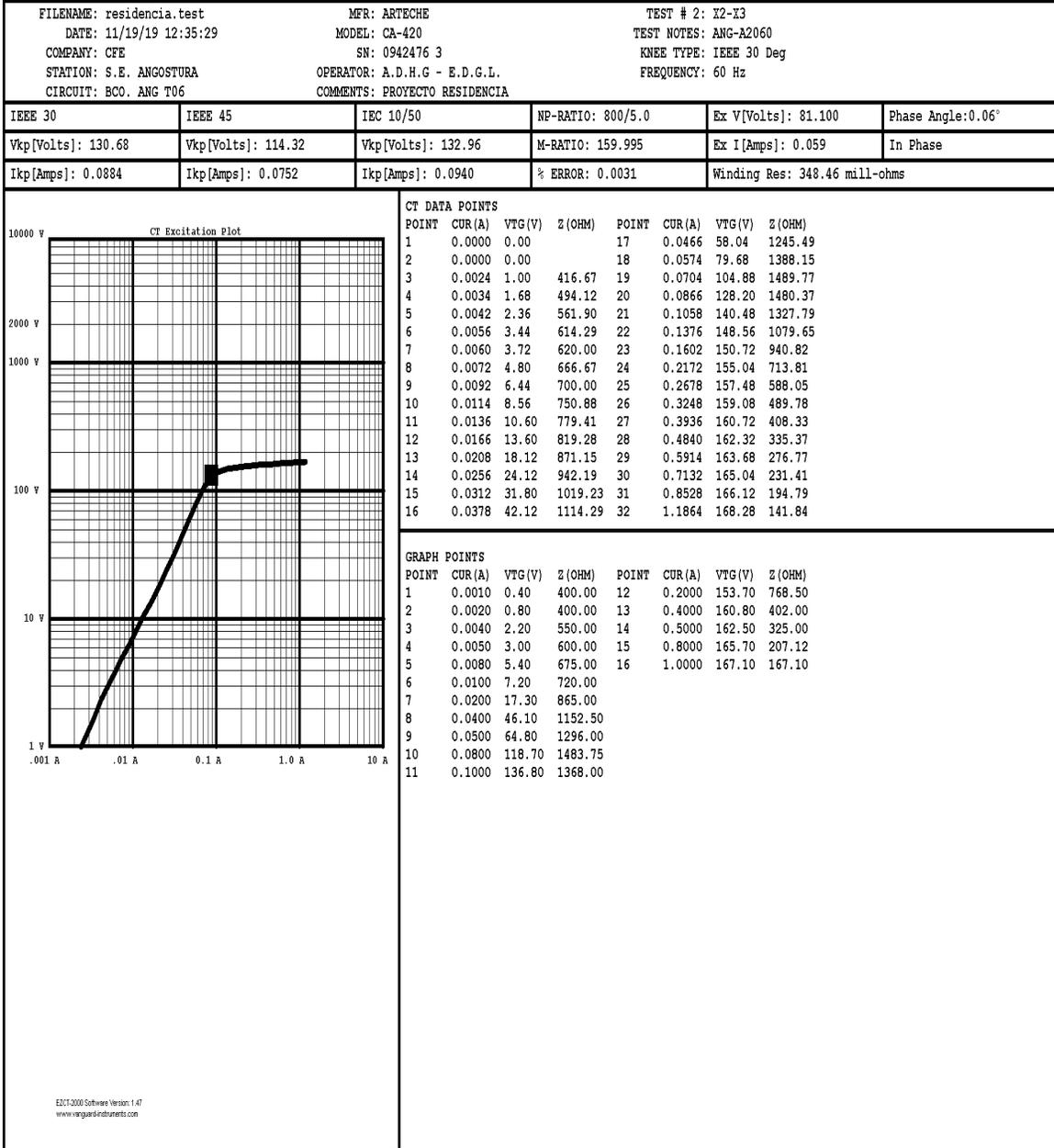


Imagen 51. Reporte Pruebas TC'S BCO ANG T6.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

- [1] PROCEDIMIENTO PROT-0003
GUÍA DE MANTENIMIENTO DE ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN,
CONTROL Y SUPERVISIÓN, Y EQUIPOS DE MEDICIÓN Y PRUEBA.
- [2] INTRODUCCION Y ANTECEDENTES IEC-61850.
- [3] CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES PARA
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y CABLES DE POTENCIA.
- [4] CRITERIOS DE AJUSTES DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES Y
AUTOTRANSFORMADORES.
- [5] PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA. JUAN ALEJANDRO
SOTO DE LA TRINIDAD.
- [6] PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA E INTERRUPTORES
B. Ravindranath, M. Chander Editorial Limusa Primera Edición 1980.
- [7] ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA Comisión Federal de Electricidad
Primera Edición 1981.
- [8] ESQUEMAS NORMALIZADOS PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES
DE POTENCIA Y CIRCUITOS ALIMENTADORES EN SUBESTACIONES DE
DISTRIBUCIÓN Comisión Federal de Electricidad CFE G0000-62 1995.
- [9] EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES C. Rusell
Mason Editorial Continental, S.A. Octava Impresión 1980.

ANEXOS.

Sustitución de la Protección Primaria 2 (PP2) con función 21/21N Protección de Distancia para fallas entre fases y de fase a tierra, del esquema de protecciones de la L.T. ANG-A3T60-SAB, lado S.E. ANG, como parte del programa de modernización de equipos bajo la responsabilidad de Protección y Medición, residentes de la carrera de Ingeniería Eléctrica del Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez perteneciente a la Zona de Transmisión Tuxtla y dependiente de la Gerencia Regional de Transmisión Sureste.

Objetivo:

Informar sobre el desarrollo de las actividades realizadas durante los trabajos integrales de sustitución de la Protección Primaria 2 (PP2) con función 21/21N, protección de Distancia para Fallas entre fases y de fase a tierra, asociado al Esquema de Protecciones de la L.T. ANG-A3T60-SAB, lado S.E ANG, lo anterior como parte del programa de modernización de equipos bajo la responsabilidad de la especialidad Protección y Medición, perteneciente a la Zona de Transmisión Tuxtla y dependiente de la Gerencia Regional de Transmisión Sureste.

Antecedentes:

En apego al Programa de Modernización de los esquemas de Protección 2019, de la zona de Transmisión Tuxtla, específicamente de la Subestación Eléctrica Angostura, con lo cual se concluye el proyecto de Sustitución de la Protección Primaria 2 (PP2) con función 21/21N Protección de Distancia para fallas entre fases y de fase a tierra de la L.T ANG-AET60-SAB “Relevador Retirado SEL-321” y Relevador nuevo SEL-421, lo anterior, tomando en consideración el desempeño y vida útil de este equipo, manteniendo en todo momento nuestra política de calidad al cumplir con las condiciones reguladas de disponibilidad, continuidad y eficiencia.

Así mismo se informa que previo a la ejecución de dicho proyecto integral se llevaron acabo reuniones de trabajo con las especialidades técnicas de la Zona de Transmisión Tuxtla y Sector Angostura, así como Residentes, lo anterior con el objeto de establecer alcances de trabajos multidisciplinarios y condiciones presentes durante la libranza de la Línea, por amplio aprovechamiento de Libranza, lo cual implica múltiples frentes de trabajo, desarrollando actividades productivas de alta responsabilidad en estrecha comunicación con la GRTSE/ZOTZE-CENACE y cumplir con requisitos solicitados para el ámbito de los procesos de Transmisión y Generación respectivamente.

La unidad ANG U-3 de la C.H Belisario Domínguez se encuentra con licencia programada de mantenimiento menor hasta el 29 de diciembre de 2019.

Secuencia de actividades:

Miércoles 27 de noviembre de 2019.

07:30 hrs: Se lleva a cabo reunión de inicio de jornada multidisciplinaria en coordinación con las especialidades de Subestaciones, Comunicaciones, Control, Protección y Medición.

07:50 hrs: Se realiza en el sitio, Reunión de Inicio de Maniobra con el personal de las especialidades que participan en los frentes de trabajo de la S.E ANG y S.E SAB.

07:52 hrs: La ZOTSE inicia maniobras para librar la L.T ANG-A3T60-SAB y, a las 08:15 hrs concede Licencia Programada en muerto NO. 20191127-0811, de la Solicitud programada No. 20191029-1031, sobre dicha Línea de Transmisión lado S.E. Angostura, para la sustitución del Relevador de Protección PP2 por modernización del equipo, pasando de un relevador SEL-321 a un relevador SEL-421, realizar la desconexión de cables de señales analógicas y digitales, desmontaje y montaje de equipo nuevo, así como pruebas del Esquema de Protección PP2 y enlaces de teleprotecciones contra el extremo S.E Sabino (SAB), lo anterior en Aprovechamiento de Libranza a cargo del personal de la Especialidad de Subestaciones y Líneas.

08:32 hrs: El Ing. Pedro Reyes, de la ZOTSE, concede licencia en muerto programada con #20191127-0819 sobre el Esquema de Protección y Medición de la L.T ANG-A3T60-SAB, lado S.E SAB, para realizar mantenimiento preventivo, verificación de rutas de alambrado en los circuitos de cierre, Disparo 1 y Disparo 2 así como rutas de alambrado de señalizaciones de cuchillas asociadas.

Bajo las condiciones generales de Equipo en Muerto y, previa verificación de condiciones seguras, se realiza el desalambrado y desmontaje del Relevador SEL-321, posteriormente la adecuación del Tablero y montaje del nuevo Relevador SEL-421, dando paso al alambrado del equipo en apego a la Ingeniería del Proyecto.

Concluidos los trabajos de alambrado del nuevo Relevador, inició la etapa de validación de Esquema de Protección de Línea, cierre de circuitos de control de los interruptores ANG-A3T60 y ANG-A7010, así como verificación de circuitos de disparo de los mismos, esto para dejar disponible únicamente la Protección Primaria (PP1) función 87L y la Protección de Respaldo (PR) función 67/67N-79 del Esquema de Línea, de acuerdo al Programa del primer día de libranza, enseguida se procedió a realizar el Protocolo de Pruebas de Disparo al Interruptor ANG-A3T60.

Una vez terminada la realización de las pruebas Locales de Disparo sobre el interruptor propio de Línea, se procedió a solicitar el bloque de las teleprotecciones POTT vía O.P.L.A.T. y F.O, respectivamente, los cuales corresponden al Esquema de Protección PP2 en proceso de Modernización.

16:00 hrs: ZOTSE, retira licencia en muerto programada con #20191127-0819 sobre el Esquema de Protección y Medición de la LT SAB A3T60 ANG, lado S.E. SAB, quedando concluido el mantenimiento preventivo y la verificación de rutas de alambrado en los

circuitos de cierre, Disparo 1 y Disparo 2 así como rutas de alambrado de señalizaciones de cuchillas asociadas.

17:02 hrs: La ZOTSE retira Licencia Programa en muerto No. 20191127-0811, de la solicitud programada No. 20191029-1031, solicitada para Modernización de la PP2 del Esquema de Protecciones de Línea.

17:22 hrs: Se energiza la LT. ANG-A3T60-SAB, se procede a realizar pruebas de fase de corrientes y voltajes en el nuevo relevador PP2 para su comparación con los relevadores que se dejaron funcionando y disponibles en el esquema de Línea, la PP1 87L y la PR 67/67N, sin novedad y con resultados satisfactorios en el primer día de Libranza programa. Se realiza faseo entre las S. E's ANG y SAB con la línea energizada.

Jueves 28 de noviembre de 2019.

07:30 hrs: Se lleva a cabo reunión de inicio de jornada multidisciplinaria en coordinación con las especialidades de Subestaciones, Comunicaciones, Control, Protección y Medición.

07:50 hrs: Se realiza en el sitio, Reunión de Inicio de Maniobra con el personal de las especialidades que participan en los frentes de trabajo de la S.E ANG y S.E SAB.

07:53 hrs: La ZOTZE inicia maniobras para librar la L.T ANG-A3T60-SAB y, a las 08:12 hrs concede Licencia Programada en muerto No. 20191127-0873, de la Solicitud programada No. 20191029-1031, sobre dicha Línea de Transmisión lado S.E. Angostura, para la sustitución del Relevador de Protección PP2 por modernización del equipo, pasando de un relevador SEL-321 a un relevador SEL-421, realizar la desconexión de cables de señales analógicas y digitales, desmontaje y montaje de equipo nuevo, así como pruebas del Esquema de Protección PP2 y enlaces de teleprotecciones contra el extremo S.E Sabino (SAB), lo anterior en Aprovechamiento de Libranza a cargo del personal de la Especialidad de Subestaciones y Líneas.

08:25 hrs: El Ing. Pedro Reyes, de la ZOTSE, concede licencia en muerto programada con #20191128-0880 sobre el esquema de protección y medición de la LT SAB A3T60 ANG, lado S.E SAB, para realizar pruebas de DRM sobre los interruptores A3T60 y SAB A8330, simulación de cuchillas y pruebas de apertura/cierre local/remoto.

Bajo las condiciones generales de Equipo en Muerto y, previa verificación de condiciones seguras, se realiza la conexión de señales de Teleprotección POTT, señales de control de Bahía y permisivos de funcionamiento al Esquema de cierre y disparo, programación y pruebas de comunicación a los puertos SEL-MB en el nuevo relevador SEL-42 PP2 para integración a la ingeniería de procesadores lógicos de Protección y procesadores de comunicación, en apego a la ingeniería de proyecto.

Concluidos los trabajos de conexiones finales del nuevo Relevador, inició la etapa de validación de Esquemas de Protección de Línea, cierre de circuitos de control de los Interruptores ANG-A3T60 y ANG-A7010, así como verificación de circuitos de control de disparo de los mismos, esto para dejar disponible el esquema completo de línea integrado por

la Protección Primaria 1 (PP1) función 87L, la Protección Primaria 2 (PP2) función 21/21N y la Protección de Respaldo (PR) función 67/67N-79, de acuerdo al programa del segundo día de Libranza, enseguida se procedió a realizar el protocolo de pruebas de Cierre/Disparo al Interruptor ANG-A3T60 por esquema PP2 y al Interruptor ANG-A7010 respectivamente:

Una vez terminada la realización de las pruebas Locales de Disparo sobre el interruptor propio y Comodín, se procedió a la devolución de licencias utilizadas durante los trabajos de Modernización al esquema de Protección PP2, con lo cual inicia el proceso de PUESTA EN SERVICIO del esquema de Protecciones.

Del lado S.E SAB se ejecutaron pruebas locales de DRM sobre los interruptores SAB A3T60 y SAB A8330, se simularon fallas monofásicas (FASES A, B Y C) a tierra y se validó la operación exitosa del DRM, sobre ambos interruptores.

15:52 hrs. La ZOTSE retira licencia programa en muerto No. 20191127-0873, de la solicitud programada No.20191029-1031, solicitada para Modernización de la PP2 del Esquema de Protecciones de Línea.

15:55 hrs: La Ing. Natalia Segovia, de la ZOTSE, retira licencia en muerto programada con #20191128-0880 sobre el Esquema de Protección y Medición de la L.T SAB A3T60 ANG, lado S.E SAB, concluyendo satisfactoriamente las pruebas de la DRM sobre los interruptores SAB A3T60 y SAB A8330, simulación de cuchillas y pruebas de apertura/cierre local/remoto.

16:15 hrs: Se energiza la L.T ANG-A3T60-SAB, se procede a realizar pruebas de faseo de corrientes y voltajes en el nuevo relevador PP2 para su comparación con los relevadores la PP1 87L y la P3 67/67N, determinándose la puesta en servicio sin novedad y con resultados satisfactorios en el segundo día de Libranza programa. Se realiza faseo entre las S. E's ANG y SAB con la línea energizada.

Situación Actual:

La L-T ANG-A3T60-SAB cuenta con un esquema completo de Línea integrado por la Protección Primaria 1 (PP1) función 87L, la Protección Primaria 2 (PP2) función 21/21N y la Protección de Respaldo (PR) función 67/67N-79.

Acciones Para Emprender:

Se continuará trabajando en los proyectos de Modernización de equipos bajo la responsabilidad de la Especialidad de Protección y Medición de manera integral y en bajo coordinación con las especialidades técnicas (subestaciones, control, comunicaciones y protección y medición) que integran a la ZTTX, fomentando el trabajo en equipo y manteniendo de manera productiva la RNT con costos eficientes y altos niveles de servicio de transporte de Energía Eléctrica.

EVIDENCIA FOTOGRÁFICA:

SUSTITUCIÓN DE LA PROTECCIÓN PRIMARIA 2 (PP2) FUNCIÓN 21/21N SEL-321 Y PUESTA EN SERVICIO DEL RELEVADOR SEL-421; DÍA 27 DE NOVIEMBRE DE 2019.



Imagen 52. Tablero de Protección y Medición.



Imagen 53. Desconexión SEL-321.



Imagen 54. Conexión alambrado SEL-421.



Imagen 55. Puesta en Servicio.