



SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ



REPORTE DE RESIDENCIA PROFESIONAL
AGOSTO-DICIEMBRE 2014

**MODERNIZACION Y PUESTA EN SERVICIO DE LA
PROTECCION DE LINEA 85L SEL421 DE LA LINEA
MMT-A3040-JUI DE LA SUBESTACION ELECTRICA
MANUEL MORENO TORRES.**

RESIDENTE:

**MONTERO GOMEZ EDDY EMMIT
10270599**

ASESOR INTERNO:

ING. ARIOSTO MANDUJANO CABRERA

ASESOR EXTERNO:

ING. MANGLIO ALEJANDRO LOPEZ AGUILAR

EMPRESA:

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, SECTOR CHICOASEN

DICIEMBRE, 2014. TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS.

Índice	Pág.
1. Introducción.....	1
1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Estado del Arte.....	1
1.3 Justificación.....	3
1.4 Objetivo.....	4
1.5 Metodología; Diagrama a Bloques.....	5
2. Fundamento Teórico.....	7
2.1 Análisis del estado del arte referente a detección de fallas en líneas de transmisión de 400 KV.....	7
2.2 Estudio y análisis del relevador SEL421, ventajas y desventajas.....	9
2.3 Análisis de los parámetros de las líneas de transmisión que garantizan la calidad de la energía eléctrica.....	12
2.4 Protecciones eléctricas en líneas de transmisión de 400 KV.....	15
3. Desarrollo.....	20
3.1 Revisión de ingeniería actual del esquema PP1 LFDC-102.....	20
3.2 Diagramas Esquemáticos de corrientes, cierres, disparos y control.....	22
3.3 Características del relevador SEL421.....	23
3.4 Pruebas al relevador SEL421 en laboratorio.....	28
3.5 Cambio de señales, de corrientes y voltajes del LFDC-102 a SEL421 desconexión, etiquetado y conexión.....	31
3.6 Montaje, cableado de alimentación y energización del SEL421.....	35
3.7 Cambios de señales de disparo, control de LFDC-102 a SEL421 desconexión, etiquetado y conexión de A3040 y A8440.....	37
3.8 Parametrización, configuración y ajustes del relevador SEL421 PP1.....	47
4. Resultados y conclusiones.....	61
4.1 Resultados.....	61
4.2 Conclusión.....	69
Referencias.....	70
Anexos.....	72

1. Introducción

1.1 Antecedentes

Las líneas de transmisión son las partes más críticas de los sistemas de potencia y deben protegerse perfectamente para mantenerlas en las mejores condiciones de servicio. La desconexión de una línea significa la pérdida de capacidad de transmisión y de alimentación de las cargas, y en consecuencia una disminución de la fiabilidad del sistema de potencia. Para evitar las consecuencias de una falla, los sistemas de protección deben actuar de forma muy rápida y selectiva evitando que una falla en una de ellas no se propague al resto del sistema.

Las averías en los sistemas eléctricos de potencia son inevitables. Estas averías pueden ocurrir por el desgaste natural del aislamiento del elemento que está funcionando, por la manipulación o instalación inadecuada de los operadores, o por fenómenos naturales como las descargas eléctricas generadas por los rayos que puede sufrir un equipo del sistema eléctrico de potencia.

Un cortocircuito puede no solo destruir el elemento donde haya ocurrido sino producir la pérdida de estabilidad de las máquinas generadoras e incluso la destrucción de otros elementos del sistema, de ahí que se necesita de un sistema que trabaje con el sistema eléctrico de potencia y que desconecte rápidamente el elemento que está averiado.

Este sistema es conocido como “protecciones eléctricas” y debe accionar solo cuando ocurre una avería y no debe influir en la operación normal del sistema eléctrico de potencia. Un sistema eléctrico de potencia de calidad es, dentro de otras cosas, un sistema que reaccione establemente frente a la averías, un sistema adecuadamente protegido.

El objetivo fundamental de estudio de las protecciones eléctricas utilizadas en las líneas de transmisión de 400 KV es proteger eficazmente al personal operativo y los elementos fundamentales del sistema eléctrico de potencia contra los defectos y averías que en ellos puedan presentarse.

El problema fundamental que se presentan a la hora de proteger eficazmente un sistema eléctrico de potencia es lograr la diferenciación adecuadamente entre un régimen de avería intolerable y un régimen transitorio permisible por muy severo que este sea. Durante el régimen de avería, la protección debe actuar y desconectar la energía del elemento averiado, pero nunca desconectar la energía durante un régimen transitorio permisible.

1.2 Estado del Arte

Apoyados en trabajos anteriores y directamente relacionados con el presente proyecto de residencia, con la finalidad de enriquecer la investigación y al mismo tiempo sentar las bases teóricas, que sirvan de fundamento, los autores hacen referencia a los siguientes trabajos que se resumen brevemente a continuación.

Fernando Gómez Cervantes, en el 2006, presenta una metodología para la selección y el cálculo de ajustes de las protecciones de los equipos que interviene en una central termoeléctrica, Realizo la simulación digital de un sistema eléctrico de prueba considerando datos reales de una central termoeléctrica y utilizando el software DigSilent.

En 2004 Javier Iglesias L. presenta el tema de tesis doctoral “Diseño de un relé neuronal de protección para líneas aéreas de alta tensión con procesado de señal mediante la transformada wavelet”, los algoritmos empleados en éstas últimas tienen serias dificultades cuando las señales procedentes de los transductores de las corrientes y tensiones están afectadas por la saturación de los mismos o por efectos de ferorresonancia respectivamente, o cuando la falta que se presenta en la línea está afectada por un arco dinámico.

La aplicación de la inteligencia artificial resultan útiles en la predicción útiles en la predicción del flujo de carga y en la clasificación de patrones de faltas. Con frecuencia estos problemas se resuelven mediante técnicas estadísticas, desarrollando un algoritmo capaz de clasificar un correctamente un patrón no visto anteriormente. Una aproximación al reconocimiento estadístico de patrones se realiza mediante el teorema de Bayes.

En junio del 2009, Abdel-Latif, K.M. describe el protocolo de comunicación para el intercambio de datos entre los relés situados entre los dos extremos de la línea de transmisión, la protección piloto diferencial es uno de los métodos más comunes para la protección de líneas de transmisión cortas. El esquema de protección convencional tiene inconvenientes, tales como el mal funcionamiento debido a la desconexión de la línea y la longitud de línea limitada.

El algoritmo de protección se basa en señales de corriente medidos en ambos extremos de la línea de transmisión. Los datos se intercambian a través de la red de comunicación inalámbrica. La decisión del relé se basa en el intercambio de datos obtenidos a través de la red de comunicación inalámbrica. La técnica sugerida satisface alto grado de fiabilidad y estabilidad.

En el 2010 Piotr Mazniewski, publica el resultado de una investigación del principio de protección de distancia de una línea de transmisión compensada con bancos de condensadores de 3 fases instalados en la línea de transmisión. Se aplica el algoritmo de protección de distancia aplicada en dos procedimientos de medición designados para la determinación de fallos de impedancia de bucle en faltas por delante y por detrás de la compensación bancaria, respectivamente.

La presencia de la resistencia de los fallo se compensa en ambos procedimientos de medición. El algoritmo ha sido probado y evaluado con el uso de los datos de fallos obtenido a partir de simulaciones versátiles ATP - EMTP de fallos en la red de energía de prueba que contiene la línea de transmisión compensada de 400 KV en 200 kilómetros. Los resultados de la muestra de la evaluación se informó y discutió.

La empresa Schweitzer Engineering Laboratories, inventó el primer relevador digital hace 25 años. Actualmente desarrolla nuevos e innovadores productos para la protección, control y automatización de sistemas eléctricos de potencia para empresas suministradoras, industria y comercio a nivel mundial.

Los relevadores basados en microprocesadores ofrecen una mayor ventaja a los relevadores digitales, ya que estos permiten almacenar eventos, se comunican con otros dispositivos de protección, captura de datos, generación de reportes, protección de alta velocidad, verificación de sincronismo, monitoreo de interruptores, automatización mejor comportamiento en cuanto a la velocidad de operación, la sensibilidad y la selectividad necesaria para diferentes casos.

Estos relés basados en microprocesadores han invadido el mercado actual y muchas son las compañías que se destacan de la fabricación de los mismos tales como: Schweitzer Engineering Laboratories (SEL), GE Power Management (Multilin SR y UR), Schneider (SEPAN), ABB, Telemecanique, Siemens, entre otras.

Lo que aquí se propone como proyecto, es una protección con mayor eficiencia destinado a la línea de transmisión que conecta las subestaciones Manuel Moreno Torres y Juile, cumpliendo con las normas de operación requeridas, hace de este proyecto que se logre una mejor calidad de la energía eléctrica, seguridad para los equipos y usuarios, confiabilidad en el sistema eléctrico y comunicación entre las protecciones de dichas subestaciones.

1.3 Justificación

Vale la pena hacer este proyecto, ya que en un sistema eléctrico de potencia tiene la finalidad de transmitir la energía que requiere el cliente, por lo tanto, es de mucha importancia mantener la continuidad del servicio y protegerlo contra diversas fallas que puedan presentarse, de esta manera garantizar la confiabilidad del sistema y evitar daños a los equipos.

Las líneas de transmisión de 400 KV, son uno de los elementos más importantes del sistema eléctrico y, son los más propensos a fallas debido a su gran longitud y exposición a la intemperie. Debido a ello, en caso de presentarse una falla, estas deben ser liberadas de la manera más rápida posible, ya que una falla de larga duración es peligrosa para los equipos y el personal y, representa un gran costo para la empresa.

Con anterioridad se ha analizado este problema, obteniendo buenos resultados con la intervención de equipos de protección a distancia, los cuales deben contar con características, como la rápida liberación de fallas, alta sensibilidad, la restauración automática del servicio en el suministro eléctrico. Como consecuencia, se han desarrollado equipos como los relevadores SEL421, además tienen la capacidad de comunicarse con otros equipos, así como el almacenamiento de información para el análisis del comportamiento del sistema.

El presente proyecto consiste en la puesta en servicio la protección de línea 85L SEL421 en la línea de transmisión A3040 de la Subestación Manuel Moreno Torres, retomando como parte esencial e importante las diferentes metodologías que el departamento de protección y medición del sector Chicoasen de la CFE, se presentan los ajustes para la protección de distancia de la línea de transmisión de las subestaciones Manuel Moreno Torres – Juile del relevador SEL421, que es uno de los equipos empleados debido a su velocidad de disparo y alto grado de confiabilidad.

1.4 Objetivo

Modernizar la protección de la línea de transmisión de 400 KV que conecta la subestación eléctrica Manuel Moreno Torres con la subestación eléctrica Juile, para garantizar calidad de la energía, confiabilidad, seguridad y la comunicación en red entre subestaciones, cumpliendo con las normas de operación requeridas.

1.5 Metodología:

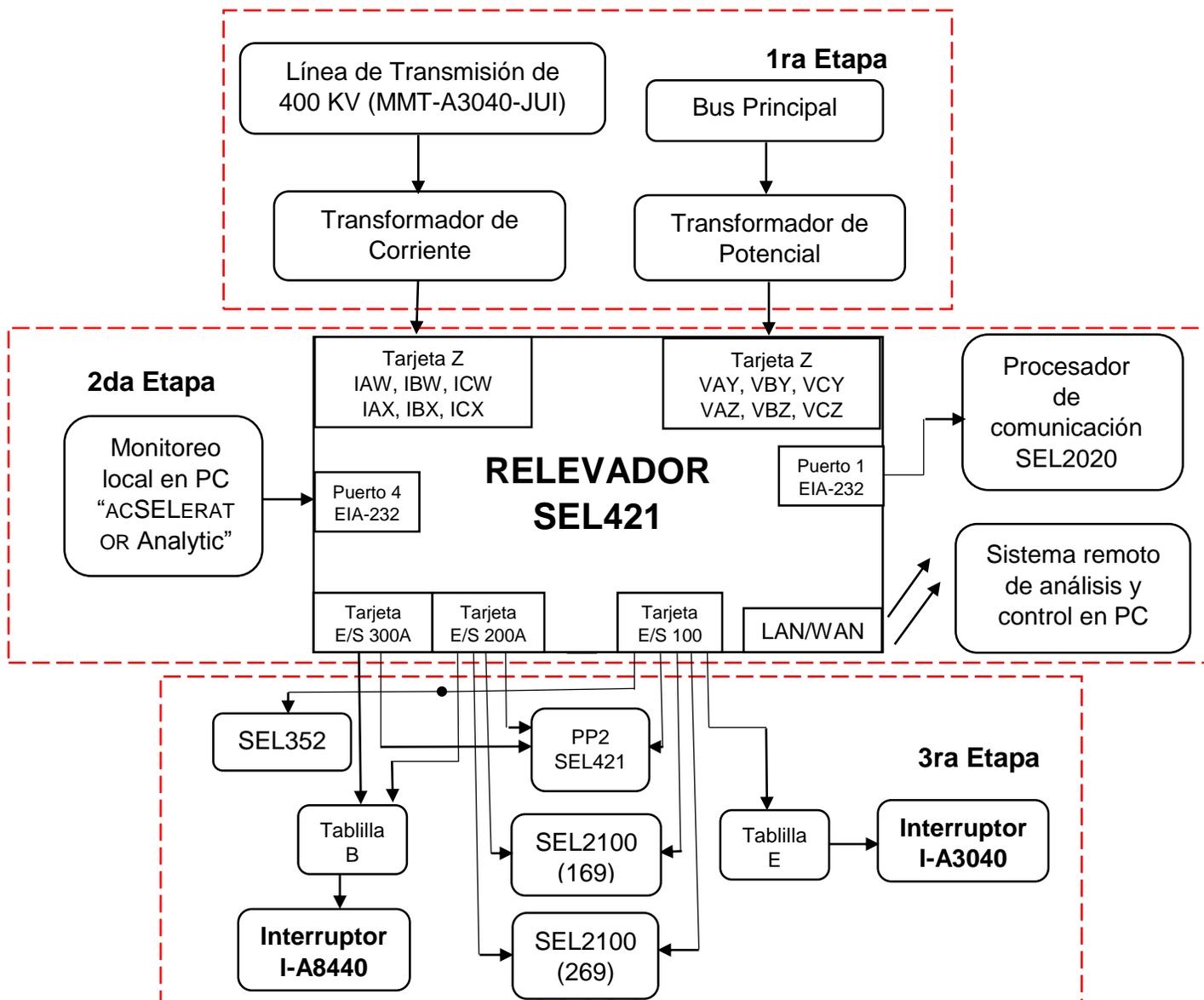


Fig. 1.1 Diagrama a bloques del Hardware

En la **Fig. 1.1** se puede observar el proceso del proyecto formado por 3 etapas desde la conexión de los transformadores en la línea de transmisión y del bus, hasta la comunicación de los relevadores mediante el procesador de comunicación SEL2020.

En la primera etapa es la etapa de potencia, que consiste en la línea de transmisión de 400 KV MMT-A3040-JUI, que conecta la subestaciones Manuel Moreno Torres con Juile. El relevador SEL421 necesita conocer el valor de la corriente y del voltaje que circulan en la línea, en el que determinara si existe o no alguna falla que pueda poner en peligro a los usuarios, operadores o equipos de la subestación. Para que el relevador pueda realizar esta tarea, es necesario conectar el transformador de corriente del lado primario en la línea de transmisión A3040, y el lado secundario a las entradas análogas de corriente del relevador, con el fin de reducir la corriente que fluye en ella 5 A.

El transformador de potencial conectado en el bus principal, se ocupa para reducir la tensión al relevador de 0 a 300 V. La línea de transmisión A3040 está conectada a la barra principal por medio de un interruptor. El relevador SEL421 necesita estar conectado al bus y a la línea para verificar y proteger a la línea del sincronismo.

La segunda etapa es la etapa de comunicación. El monitoreo local se puede hacer con el uso de la PC conectado por medio de un puerto EIA-232 o bien desde una conexión inalámbrica por medio de redes LAN/WAN. Con la ayuda del software ACSELERATOR QuickSet que es una herramienta fácil de utilizar y poderosa con capacidades de diseño de plantillas, para realizar configuraciones y aplicaciones en el dispositivo SEL421.

Desde estos mandos se pueden hacer pruebas de faseo, ajustar el relevador, verificar el sincronismo, ver las fallas, comportamiento de la onda. El procesador de comunicación SEL2020 es el que comunica a las protecciones que están en la bahía 4, muestra información de que protección detecto la falla, en que zona y el tiempo de falla todo esto a través de una conexión LAN/WAN desde una hyper terminal.

La tercera etapa es la etapa de control. Desde aca se ajustaran los algoritmos del relevador SEL421, para el correcto funcionamiento de la protección, esta etapa se divide en las tarjetas 100, 200 y 300 que cada tarjeta tendrá su respectivo funcionamiento de acuerdo a los ajustes que se les dé.

2. Fundamento Teórico

2.1 Análisis del estado del arte referente a detección de fallas en líneas de transmisión de 400 KV

Los sistemas eléctricos de transmisión están sometidos a diversos fenómenos (contingencias) que producen distintos tipos de fallas (perturbaciones) eléctricas. Entre los fenómenos físicos causantes de una falla eléctrica, podemos mencionar: viento, incendio de campo, la caída de una torre, maniobras, descargas atmosféricas, etc. Estos fenómenos pueden originar diversos tipos de fallas como por ejemplo: falla monofásica, falla bifásica, falla trifásica, sobretensión etc.

Las fallas que se producen en un sistema de transmisión de energía eléctrica se despejan (aíslan) mediante la actuación de sistemas automáticos (protecciones), los cuales producen la salida de servicio de uno o más segmentos del sistema de transmisión comprometidos por la falla.

La consecuencia directa de esta acción cuyo objetivo es proteger al equipamiento de las solicitaciones generadas por la falla, produce como efecto colateral, la reducción de la capacidad de transmisión del sistema de transmisión, lo cual significa una afectación directa a los restantes miembros del mercado eléctrico, los generadores y los consumidores.

Por lo anterior es necesario entender cómo se producen las fallas, cuáles son sus consecuencias y qué acciones correctivas se pueden tomar para minimizar su efecto negativo sobre el sistema eléctrico de potencia.

Cada tipo de falla trae consigo consecuencias, que de no ser por los sistemas de protección, serían fatales para los equipos conectados a la red. Las fallas monofásicas, así como también las bifásicas y trifásicas, dependiendo de su severidad, pueden dar lugar a problemas de estabilidad transitoria e incluso pueden llegar a desatar un colapso total del sistema.

Actualmente, los esquemas de protección de líneas de transmisión utilizan los cambios en las señales de voltaje y corriente a frecuencia nominal para detectar la presencia de alguna falla en la línea protegida, esto implica la necesidad de usar filtros digitales, los cuales introducen un retardo de tiempo al detectar un cortocircuito.

Un filtro es un sistema o una red que cambia selectivamente la forma de onda, o las características amplitud-frecuencia o fase-frecuencia de una manera deseada. Los objetivos comunes del proceso de filtrado son mejorar la calidad de la señal, por ejemplo removiendo o atenuando el nivel de ruido, extrayendo información de dos o más señales previamente combinadas para hacer uso eficiente de un canal de comunicación, etc.

Los relevadores SEL421 microprocesados de distancia, son relevadores que tienen distintas funciones para protección, dentro de ellas el filtrado analógico/digital, y su

función primordial es la liberación de fallas al censar disturbios o una condición de falla dentro de su zona de alcance.

Cuando se trata de proteger a las líneas de transmisión, comúnmente se hace por medio de relevadores de sobrecorriente; sin embargo, esto solo se puede lograr si la corriente de carga es inferior a la mínima corriente de falla. Este método tiene a su favor el poder proporcionar respaldo remoto sin requerir instalaciones adicionales. Debido a que no es una protección selectiva en cuanto a detección, la selectividad se debe lograr en base a la coordinación de tiempos. Esto hace que los tiempos de libramiento de fallas cercanas a la fuente sean, en general, altos.

Cuando hay varias fuentes de suministro o puntos de inyección en la red, se hace necesario dotar de direccionalidad a la protección de sobrecorriente para poder lograr la coordinación como es el caso de la subestación Manuel Moreno Torres que tiene 8 unidades generadoras. A pesar de ello, en algunos casos, principalmente en los que se forman anillos, se dificulta mucho el lograr la coordinación, o, inclusive, puede resultar imposible. Esto obligara a operar el anillo abierto o a utilizar una protección más selectiva.

Cuando suceden este tipo de casos, la protección adecuada es la protección de distancia.

La protección de distancia es una protección más selectiva y por lo mismo puede ser más rápida; según la longitud de la línea, la resistencia del arco esperable y la carga que prevé transportar por la línea, se deberá seleccionar la protección adecuada, ya sea de admitancia, de reactancia, de paralelogramo, etc. Debido a que la protección de distancia no puede ser tan precisa que discierna entre fallas a un lado y otro del interruptor remoto, la protección de línea se lleva a cabo por medio de dos zonas:

La primera zona se utiliza para detectar fallas en el primer 50 o 80% de la línea protegida, utilizándose la detección para provocar disparo instantáneo.

La segunda zona se utiliza para detectar fallas en la porción restante de la línea. Para asegurarse de ello, se le da un ajuste al relevador tal que sea cuando menos el 140% de la línea protegida, aunque la costumbre es dar el ajuste de alcance tal que cubra la totalidad de la línea protegida más la mitad de la línea siguiente.

Cuando se desea dar respaldo remoto de distancia, se emplea una tercera zona, cuyo ajuste de alcance deberá ser tal que, cubra no solo la línea protegida, sino además la línea más larga que salga de la estación remota, y esto con un margen de seguridad de 10 o 15%.

Estos dos criterios limitantes del ajuste del alcance de la zona 3, pueden reducir demasiado el margen de ajuste o inclusive cancelarlo, lo que imposibilitaría el uso de la zona 3 para dar respaldo remoto. Debido a los sobrealcances introducidos intencionalmente en las zonas 2 y 3, la selectividad se debe lograr nuevamente en base de tiempo. El tiempo de la zona 1 será cero para el retraso intencional, puesto que esta zona si es selectiva.

El tiempo de zona 2 deberá ser tal que, para la porción sobrealcanzada, no opere antes que la protección propia de la porción sobrealcanzada, el tiempo se ajustara usualmente entre 0.2 y 0.5 segundos.

El tiempo de zona 3 también deberá permitir que primeramente dispare la protección primaria. Como la protección primaria pudiera ser lenta, generalmente el ajuste de tiempo de la zona 3 puede ser muy alto; usualmente entre 0.8 y 1.9 segundos.

Los relevadores digitales o microprocesados pueden tener zonas de alcance adicionales que pueden ser utilizados para funciones de protección. Por ejemplo, puede ser que las tres primeras zonas sean ajustadas como se mencionó anteriormente, la zona 4 podría ser usada como protección de respaldo para el bus local, mediante el alcance hacia atrás, con un ajuste del orden de 25% del alcance de la zona 1. Alternativamente, una de las zonas de protección hacia delante (típicamente la zona 3) puede ser ajustado con un pequeño desfase hacia atrás con respecto al origen del plano complejo R/X, además de su configuración hacia delante.

Las zonas de impedancia adicionales pueden ser desplegadas como parte de un esquema de protección de distancia, usadas en conjunto con un canal de teleprotección.

Puede verse entonces la filosofía de aplicación de una protección de distancia a una línea de transmisión selectiva, establece que es conveniente tener 3 zonas de protección, asignándosele a cada uno de estas zonas un determinado alcance, de tal forma que cada zona cubra una determinada área.

Así, la zona 1 alcanza a detectar las fallas que ocurran desde el origen hasta aproximadamente 90% de la línea; la zona 2 alcanza a ver las fallas que ocurren desde el origen hasta aproximadamente el 25% más allá de la longitud óhmica de la línea y la zona 3 vea todas las fallas que se presenten desde el origen hasta algún punto situado, óhmicamente hablando, en un lugar delante de la siguiente subestación.

2.2 Estudio y análisis del relevador SEL421, ventajas y desventajas

El desarrollo de la tecnología, ha permitido obtener mejores equipos de protección para sistemas eléctricos. Actualmente los relevadores son de suma importancia para mantener un servicio de energía eléctrica constante y de calidad, la aparición de los relevadores microprocesados ha permitido que un solo equipo tenga la capacidad de desarrollar diversas funciones de protección, medición y control, además de tener un espacio más reducido y el ambiente es más interactivo entre el operador y el relevador. Estas características proporcionan gran ventaja ante los relevadores electrónicos y electromecánicos.

El relevador SEL421 es un equipo de alta velocidad, diseñado para la protección de líneas de transmisión, es considerado un equipo de tipo multifuncional ya que cuenta con los siguientes esquemas de protección como se muestra en la figura 2.1.

- Protección de distancia (21).
- Protección de sobrecorriente direccional (67).
- Protección por sobrecorriente instantáneo (50).
- Protección por sobrecorriente con retardo de tiempo (51).
- Esquema de recierre automático y manual (79).
- Supervisión de sincronismo (25).

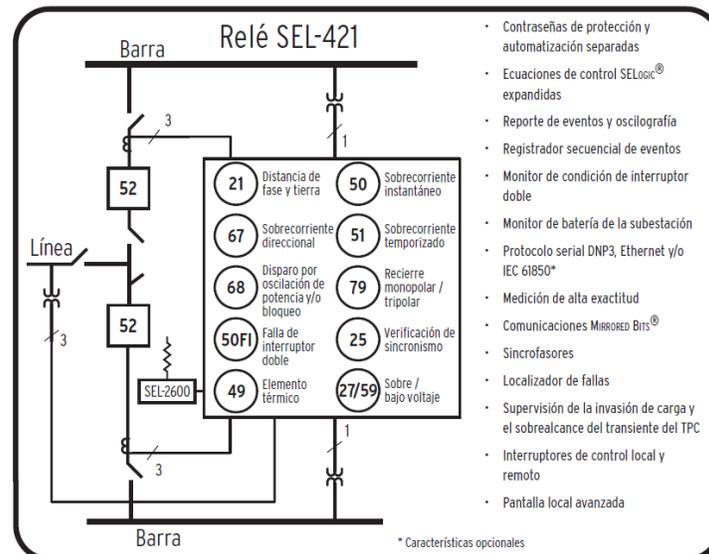


Fig.2.1 Descripción funcional general del relevador SEL421.

El relevador SEL421 se aplica en un sistema de protección, automatización y control para obtener una protección de distancia y direccional de alta velocidad y un control total de una bahía de dos interruptores. Protege cualquier línea de transmisión usando una combinación de las cinco zonas de elementos de distancia de fase y tierra y de sobrecorriente direccional.

El relé SEL421 es un relé de protección de líneas de transmisión de alta velocidad equipado para disparo mono-tripolar y recierre con verificación de sincronismo, monitoreo del interruptor, protección por falla de interruptor y lógica de protección de líneas con compensación serie. El relé puede realizar mediciones de muchas variables y registros de datos; esto incluye la captura de datos de alta resolución y la generación de reportes.

Protección de distancia (21) del SEL421.- El relevador de distancia calcula el cociente entre la tensión y la corriente, en su ubicación en el sistema de potencia. En las líneas de trasmisión la longitud de la misma es proporcional a la impedancia.

Se instalan donde se precisan tiempos instantáneos de despeje de las fallas.

Ventajas de los relevadores de distancia sobre los relevadores de sobrecorriente:

- Mayor zona de operación instantánea
- Mayor sensibilidad

- Más fáciles de ajustar y coordinar
 - No son afectados por los cambios en la configuración del sistema de potencia
- Comprende 3 zonas de operación:
- Zona 1: 60% de la línea, $t = 0$ s.
 - Zona 2: 135% de la línea, $t = 0.3 - 0.6$ s.
 - Zona 3: hacia atrás 100% de la línea, $t > 1$ s.

Protección de sobrecorriente direccional (67).- Los elementos de sobrecorriente direccionales son aquellos que determinan la dirección del flujo de potencia y/o corriente en una localización determinada de un sistema eléctrico de potencia; de esta forma, es posible mediante este relevador conocer la dirección de la ubicación de una falla.

Esta unidad direccional generalmente no se aplica sola, más bien se emplea en combinación con otra unidad, tal que ésta última detecte la falla y dé la orden de operación o de apertura del interruptor ante la presencia de un valor de corriente superior a un valor mínimo preestablecido. La unidad de protección detecta de la magnitud de la corriente generalmente es un relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51), o instantáneo (50) o ambos (51/50).

Con la acción de ambos relevadores se consigue tener un comando de apertura del interruptor (52) si la magnitud de la corriente de falla es mayor que un valor preestablecido (pick-up) y la dirección del flujo es concordante con una dirección preestablecida en el relevador direccional; de otra manera, no hay orden de apertura del interruptor aunque la magnitud de la corriente circulante sea superior al valor “pick-up” del relevador de sobrecorriente.

Protección por sobre corriente instantáneo (50).- Los relevadores de sobrecorriente son los tipos más simples de los relevadores de protección. Como su nombre lo indica, y como todo elemento de protección visto hasta el momento, tiene como finalidad operar cuando la corriente en la parte del sistema donde se ubica alcanza valores superiores a un valor predeterminado o mínimo de operación. Existen dos tipos básicos de relevadores de sobrecorriente: los de tipo de operación instantánea y los de tipo de operación retardada.

Los relevadores de sobrecorriente instantáneos operan sin retardo cuando la corriente excede de un valor preestablecido; sin embargo, el tiempo de operación de estos tipos de relevadores pueden variar significativamente (desde 0.016 a 0.1 s).

Protección por sobre corriente con retardo de tiempo (51).- Como se vio anteriormente los relevadores de sobrecorriente son los tipos más simples de los relevadores de protección. Como su nombre lo indica, y como todo elemento de protección visto hasta el momento, tiene como finalidad operar cuando la corriente en la parte del sistema donde se ubica alcanza valores superiores a un valor predeterminado o mínimo de operación.

Los relevadores de sobrecorriente con retardo poseen características de operación, tal que el tiempo varía inversamente con la magnitud de la corriente que detecta.

Esquema de recierre automático y manual (79).- El Relevador SEL421 de recierre automático y las funciones de comprobación de sincronismo proporcionan control completo de un solo interruptor y dos interruptores de esquemas de recierre. La función de recierre automático se acomoda tanto a un solo polo y tres polos de recierre. Se puede configurar el SEL421 para un total de dos de un solo polo y cuatro de tres polos de disparo de recierre. Los disparos de un solo polo, tienen un tiempo muerto común, mientras que los disparos de tres polos tienen sus propios tiempos muertos.

Se puede designar interruptores primario y de respaldo de un circuito en una configuración de circuito de dos interruptores, el recierre del relevador SEL421, puede cambiar dinámicamente las designaciones del interruptor primario y de respaldo, basado en la configuración y las condiciones de funcionamiento. Se puede programar la lógica de recierre automático para realizar un disparo de alta velocidad de recierre tripolar.

Esta alta velocidad de disparo de tres polos reemplaza a uno de los cuatro tiempos de demora de tres polos disparos. No hay diferencia entre un disparo de alta velocidad de tres polos de recierre y un tiro de retraso de tres polos de recierre automático, simplemente seleccionar el intervalo de tiempo libre en consecuencia.

Supervisión de sincronismo (25).- El SEL421 para verificar el sincronismo la función utiliza una sola fase de tensiones de entrada V_{S1} , V_{S2} (tensiones de la fuente), y la referencia V_P (polarización de tensión) para proporcionar la verificación de sincronismo para uno o dos interruptores de circuito. El relevador determina cuándo V_{S1} y V_{S2} están dentro de las magnitudes de tensión programables y frecuencia de deslizamiento en comparación con el V_P .

Además, la función de sincronismo puede comprobar el uso del circuito ajustable a horarios de cierre automático y las frecuencias de deslizamiento medido compensando el cálculo de diferencia de ángulo entre V_{S1} y V_P (más V_{S2} y V_P). El relevador controla esta diferencia de ángulo con el cálculo en un sincronismo programable del ángulo.

2.3 Análisis de los parámetros de las líneas de transmisión que garantizan la calidad de la energía eléctrica

La definición de la “calidad de la energía” es algo indeterminado. Pero que se puede definir como una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje rms suministrado al usuario; esto concierne a la estabilidad de voltaje, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Actualmente, la calidad de la energía es el resultado de una atención continua. En años recientes, esta atención ha sido de mayor importancia, debido al incremento del número de cargas sensibles en los sistemas de distribución, las cuales, afectan a las de distribución y resultan ser una causa de degradación en la calidad de la energía eléctrica.

Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en nuestra vida, la energía eléctrica se ha empleado en la fabricación de la mayoría de las cosas que utilizamos. Por consiguiente, los disturbios y variaciones de voltaje que se producen, tienden a afectarnos de alguna u otra manera.

Podemos decir que el objetivo de la calidad de la energía es encontrar caminos efectivos para corregir los disturbios y variaciones de voltaje en el lado del usuario y proponer soluciones para corregir las fallas que se presentan en el lado del sistema de las compañías suministradoras de energía eléctrica, para lograr con ello un suministro de energía eléctrica con calidad.

No existe un consenso en la terminología que define los disturbios más comunes que afecten la calidad de la energía. A continuación, se describen los términos más utilizados y aceptados en este campo, tanto por fabricantes como usuarios de equipo de monitoreo de la calidad de la energía.

Fluctuaciones de voltaje.- Significa una disminución momentánea en la magnitud de voltaje RMS, con una duración que va desde 10 milisegundos (0.6 ciclos) hasta los 2.5 segundos. (150 ciclos), causados por una falla remota en algún lugar del sistema de potencia. También existen las elevaciones de tensión (“swells”), que no son tan comunes. Las condiciones de alto o bajo voltaje, pueden representarse en circuitos durante la desconexión de cargas de gran tamaño o durante periodos de sobrecargas, respectivamente.

Una depresión severa se define como aquella menor que el 85% de la tensión nominal. Si estas condiciones se presentan con frecuencia o durante periodos prolongados, pueden dar lugar a envejecimiento de componentes electrónicos en sistemas digitales y errores durante el almacenamiento o lectura de la información. Su presencia puede, algunas veces, detectarse visualmente al presentarse “parpadeo” p disminución del nivel de iluminación en lámparas, o reducción “encogimiento” del área de despliegue en monitores de televisión o computadoras.

Sobretensiones transitorias.- estas presentan en forma de impulsos de voltaje de corta duración, superpuestos en la señal de alimentación y frecuentemente intermitentes, con una duración menor a dos milisegundos. Los impulsos pueden tener su origen en las descargas atmosféricas, en maniobra de interruptores y al conectar o desconectar capacitores para la corrección del factor de potencia. Estos constituyen los llamados “picos” de voltaje.

A diferencia de las sobretensiones temporales y exceptuando el caso crítico de rayos muy cerca de las instalaciones que producen chispas en los contactos, estas sobretensiones no presentan una indicación clara de su existencia, que pueda detectarse visualmente en circuitos de alumbrado o en alguna otra forma. Sin embargo, dado que su voltaje nominal, su efecto consiste en aplicar esfuerzos excesivos al aislamiento de diversos equipos o disturbios a componentes electrónicos sensibles. Esto último puede traer como consecuencia la interrupción de programas en procesos de computadoras, pérdida de información almacenada en memoria o daño a los elementos mismos (hardware). Otros factores transitorios,

dentro de esta clasificación, son las operaciones de conexión y desconexión de motores eléctricos en elevadores, equipos de aire acondicionado, refrigerados, etcétera.

Interrupciones de energía.- las interrupciones instantáneas de energía, revocadas por una condición de falla del aislamiento después de una operación exitosa del equipo de restablecimiento pueden tener una duración de hasta varios ciclos.

Por lo tanto, deben tomarse las medidas necesarias para reducir al mínimo las salidas instantáneas, generalmente producidas durante tormentas eléctricas. Esto es posible con el uso de nuevas tecnologías, por ejemplo, utilizando aisladores con entrehierro y limitadores de corriente.

Las interrupciones temporales de energía, generalmente ocurren por algún disturbio en el sistema eléctrico (fallas en el sistema de potencia, accidentes que involucran la red de distribución, fallas de transformadores o generadores) o por sobrecargas en la red de baja tensión. Su duración puede ser desde algunos milisegundos hasta varias horas.

Ruido eléctrico (interferencia).- Una forma común de disturbios en el sistema de cómputo es el ruido eléctrico, generado por sistemas de transmisión de señales de radio, operación de lámparas fluorescentes y controladores de atenuación de niveles de iluminación. Este tipo de ruido puede afectar la operación de computadoras al producir diversos problemas durante la ejecución de programas.

Armónicas.- Significa simplemente que la forma de onda de la tensión (o corriente) no es una sinodal pura. Esto resulta de la adición de una o más ondas armónicas que se sobreponen a la onda fundamental o de 60 Hz. La aparición creciente de cargas no lineales en sistemas de transmisión, tales como convertidores estáticos de potencia, controladores de motores con rectificadores controlados de silicio, hornos de arco en aplicaciones industriales, etcétera, ha traído como consecuencia un aumento notable del contenido de componentes armónicas, que se manifiestan en forma de distorsiones diversas de la forma de onda de voltaje en la red de distribución. Los consumidores ubicados cerca de instalaciones industriales o aquellos que tienen alguna carga no lineal, pueden ver expuestos sus equipos sensibles a esfuerzos excesivos o a una operación inadecuada.

En el ámbito industrial, la utilización de capacitores para corregir el factor de potencia puede proporcionar, en algunas circunstancias, la aparición de condiciones de resonancia entre los capacitores y la inductancia de los transformadores. La existencia de armónicas en la red de transmisión provoca aumento de las pérdidas en equipos por efecto Joule, con el consecuente aumento de temperatura, sobre esfuerzo en aislamientos y disturbios provocados por interferencia en circuitos de control, de protecciones y en sistemas de telecomunicaciones.

2.4 Protecciones eléctricas en líneas de transmisión de 400 KV

Generalidades.- En las subestaciones eléctricas entran y salen líneas de transmisión, por lo que la protección de estas se debe considerar como parte de las protecciones en una subestación eléctrica.

Las líneas de transmisión, se pueden proteger contra fallas por medio de relevadores de sobrecorriente; sin embargo, esto solo se puede lograr si la corriente de carga es inferior a la mínima corriente de falla. Este método tiene a su favor el poder proporcionar respaldo remoto sin requerir instalaciones adicionales. Debido a que no es una protección selectiva en cuanto a detección, la selectividad se debe lograr en base a coordinación de tiempos. Esto hace que los tiempos de libramiento de fallas cercanas a la fuente sean, en general, altos.

Cuando hay varias fuentes de suministro o puntos de inyección en la red, se hace necesario dotar de direccionalidad a la protección de sobrecorriente para poder lograr coordinación. A pesar de ello, en algunos casos, principalmente en los que se forman anillos, se dificulta mucho el lograr la coordinación, o, inclusive, puede resultar imposible. Esto obligara a operar el anillo abierto o a utilizar una protección más selectiva.

Esquema de protección de un sistema de transmisión.- Está formado por la protección primaria y las protecciones de respaldo. La protección primaria debe ser instantánea y es la que trata de aislar la mínima sección de la red ante la falla; por su parte, las protecciones de respaldo son de acción retardada, es decir, debe operar sólo si falla la protección primaria.

La protección de las líneas de transmisión está considerada como una de las más complejas aplicaciones que tiene la protección eléctrica. Esto se debe al gran volumen de información y factores que influyen para los ajustes de los relevadores. La variedad de configuraciones que pueden existir en la topología de la red y los niveles de tensión de los sistemas, influyen en la determinación del esquema de protección.

Filosofía de protecciones.- Los componentes del sistema de protección tienen los objetivos básicos para el sistema de protecciones, determinándose como la filosofía que debe regir los elementos que lo constituyen, para su correcto funcionamiento.

Sensibilidad.- La protección debe tener la capacidad de detectar cualquier falla que se produzca en la zona de la red que tiene asignada bajo condiciones de carga mínima. La protección debe distinguir inequívocamente las situaciones de falla de aquellas que no lo son.

Para ofrecer a un sistema de protección de esta característica es necesario:

- Establecer para cada tipo de protección las magnitudes mínimas de intensidad y/o voltaje necesarias que permiten distinguir las situaciones de falla de las situaciones normales de operación.

- Establecer para cada una de las magnitudes necesarias las condiciones límite que separan las situaciones de falta de las situaciones normales de operación.

Selectividad.- Es la capacidad que debe tener la protección para actuar únicamente cuando la falla tiene lugar sobre el elemento cuya protección tiene asignada.

Si la falla tiene lugar dentro de la zona específica de una protección ésta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito que funciona en condición anormal. Si, por el contrario, la falla se ha producido fuera de su zona, la protección debe dejar que sean otras protecciones las que actúen para despejarla, ya que su actuación dejaría fuera de servicio un número de circuitos más elevado que el estrictamente necesario para aislar la falla.

Existen diversas formas de proporcionar a las protecciones la característica de selectividad; en los casos en que las protecciones sí son sensibles a fallas ocurridas fuera de su zona, la selectividad puede lograrse mediante un adecuado ajuste de parámetros y tiempos de actuación en coordinación con el resto de protecciones relacionadas.

Rapidez.- En el momento que se detecta una falla, la protección debe actuar con rapidez despejándola lo más pronto posible. Cuanto mayor sea la rapidez de actuación menor serán las consecuencias que presentan las fallas como: pérdida de estabilidad del sistema, costos altos de mantenimiento correctivo, daño de equipos o poner en riesgo la vida del personal que labora en la empresa.

La rapidez con que puede actuar una protección depende directamente de la tecnología empleada en su construcción y de la velocidad de respuesta del sistema de mando y control de los interruptores automáticos asociados a la misma.

Fiabilidad.- La protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación en que se produzca falla en el sistema, en cualquier momento o tiempo.

Efectividad.- Es la cualidad que nos garantiza que la protección va actuar en caso de falla y que no lo va a hacer cuando no exista esta situación.

Seguridad.- Esta cualidad nos garantiza que la protección no va actuar ante causas extrañas y de esta manera se evita actuaciones incorrectas.

La fiabilidad de un sistema de protección depende: de la fiabilidad de la propia protección, de su aplicación, de su correcta instalación y del mantenimiento preventivo.

La actuación incorrecta de las protecciones puede presentarse por: diseño inadecuado, ajuste incorrecto, instalación incorrecta.

Economía y Simplicidad.- La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es importante, pero mucho más lo es impedir que los efectos de operación anormal del sistema alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden

fuera de servicio. El sistema de protección es muy importante en la distribución de energía eléctrica ya que permite:

- Impedir que la falla se extienda a través del sistema y alcance a otros equipos e instalaciones provocando un deterioro de la calidad y continuidad del servicio.
- Reducir los costos de reparación de daños.
- Reducir los tiempos de permanencia fuera de servicio de equipos e instalaciones.

La valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento anormal.

Una protección debe evitar complejidades innecesarias, ya que éstas serían fuentes de riesgo que comprometerían el cumplimiento de las propiedades que deben caracterizar su funcionamiento.

Tipos de protecciones.- Desde el punto de vista de clasificación de la protección en los sistemas eléctricos se puede decir que básicamente existen dos tipos: protección primaria y protección de respaldo:

- Protección primaria 1 y 2. Esta protección corresponde a relés cuya función principal es proteger los componentes más relevantes del sistema de potencia, desconectando cuando se presenta un disturbio o falla en la menor cantidad posible de elementos del sistema, es decir la menor cantidad posible de usuarios queden sin el suministro.
- Protección de respaldo. La protección de respaldo se emplea como protección cuando la primaria falla y origina la desconexión del sistema, actúa solamente en presencia de cortocircuitos.

La protección primaria puede fallar en cualquiera de los siguientes elementos:

- Suministro de corriente o voltaje a los relés.
- Voltaje de alimentación de corriente continua del equipo de protección.
- Relés de protección.
- Mecanismo del interruptor.
- Falla en el interruptor.

La protección de respaldo se emplea únicamente contra cortocircuito debido a que este disturbio representa el tipo de falla predominante en los sistemas eléctricos. Es utilizada cuando se realiza mantenimiento en las protecciones primarias y las de respaldo deben actuar en presencia de falla.

Condiciones adversas que impactan negativamente la operación de los esquemas de protección.- Existen condiciones topológicas del sistema de potencia o componentes del sistema de protección que impactan negativamente el desempeño de los esquemas de protección, entre ellas se tiene:

Lógica de inversión de corrientes.- En líneas de doble circuito, la distribución de corrientes de falla cambia cuando los interruptores abren secuencialmente para

liberar la falla. Inmediatamente cuando una terminal de la línea abre (opera el interruptor), el cambio en la distribución de la corriente puede causar que los comparadores de distancia “observen” falla con direccionalidad opuesta a la que inicialmente fue detectada.

Recierre automático de líneas de transmisión.- El objetivo de esta práctica es regresar al sistema de transmisión a su configuración original con una salida mínima en la línea de transmisión y el menor gasto en mano de obra. El incremento en los costos de operación del sistema y la mejora en la confiabilidad de los interruptores controlados en forma automática, aceleraron el interés y el uso del recierre automático ante las primeras invocaciones de emergencia. La política particular de cada área y los requerimientos del sistema determinan la complejidad y variedad de los esquemas de recierre automático que actualmente se encuentran en servicio.

La experiencia con la operación de los sistemas de transmisión aéreos indican que aproximadamente el 80% de las fallas en las líneas son de naturaleza temporal.

En consecuencia, con el recierre automático en el sistema de transmisión, generalmente se logran uno o más beneficios descritos a continuación:

1. Se restaura en un tiempo mínimo la capacidad de transferencia de potencia del sistema a su nivel anterior.
2. Se apega a tiempos y limitaciones de recierre predeterminados.
3. Se reduce el tiempo de interrupción del servicio a usuarios que lo reciben directamente del sistema de transmisión.
4. Puede evitar que los operadores del sistema tengan que restaurar manualmente.

Conceptos generales de recierre monopolar.- Analizando los historiales de fallas en líneas de transmisión, se observa que el 95% de estas fallas son de naturaleza transitoria, por lo cual se puede considerar que el 90% de las líneas pueden ser reestablecidas y puestas en servicio automáticamente.

Las fallas en líneas de transmisión son generalmente causadas por fenómenos tales como: incendios de maleza, quema de sembradíos, excremento de aves sobre los aisladores, relámpagos y contaminación. Son menos frecuentes las fallas causadas por daños mecánicos de las líneas, como son ruptura de conductor, conectores, aislamiento, etc.

Por estadísticas en líneas de tensiones de 230 a 400 KV, se puede observar que el 85 al 95% de las fallas ocurridas, se involucra sólo una fase. Si las condiciones de la red lo permiten, la continuidad y la transmisión de potencia pueden mantenerse desconectando sólo la fase fallada en ambos extremos, durante un tiempo determinado (tiempo muerto del recierre).

Por estas razones, se pensó en el uso del disparo-recierre monopolar. En la actualidad, esta aplicación es altamente utilizada en líneas de enlace entre diferentes compañías, en líneas de enlace entre centros de generación y también en líneas que alimentan cargas radiales con o sin generación local.

Protección contra oscilaciones de potencia.- Las oscilaciones de potencia son variaciones en el flujo de potencia que ocurren cuando la tensión interna, que alimentan a los relevadores localizados en distintos puntos del sistema de potencia, se desplaza relativamente uno con respecto al otro. Los cambios en los flujos de potencia ocurren como resultado de una falla y su liberación subsecuente es una causa de oscilación de potencia.

Durante las condiciones de oscilaciones de potencia, se pueden usar protecciones contra oscilaciones de potencia, tiro de carga, para dividir estratégicamente un sistema de potencia en puntos predefinidos. Idealmente la división podría ser hecha, de tal manera que la capacidad de la planta y las cargas conectadas en cualquiera de los lados de la división queden equilibradas.

Este tipo de disturbios no pueden ser identificados correctamente por una protección de distancia común, como se mencionó previamente a menudo es necesario prevenir los esquemas de protección de distancia de operar durante condiciones de oscilaciones de potencia estable o inestable, para evitar el disparo en cascada.

Esquemas de teleprotección.- La protección a distancia convencional de tiempo escalonado se ilustra en la figura 2.2 una de las desventajas principales de este esquema es que la protección de la zona 1 instantánea, ubicada en cada extremo de la línea protegida, no puede ser ajustada para cubrir el 100% de dicha línea. Normalmente, se ajusta para cubrir solo el 80 %, esto deja dos tramos de “fin de zona” cada una de un 20% de la longitud de la línea. Una falla en esa zona es liberada en zona 1 por la protección de ese extremo del alimentador y por la zona 2 con un retardo de tiempo (típicamente de 250 a 400 milisegundos) por la protección del otro extremo de la línea.

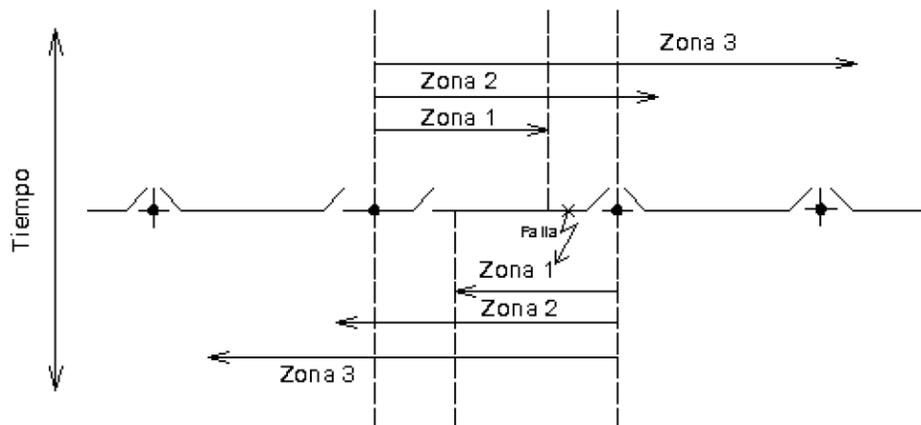


Fig.2.2 Esquema convencional de distancia.

Esta situación no puede ser tolerada en algunas aplicaciones, por dos razones principales:

a) Las fallas remanentes en el alimentador para la zona 2 con un retardo de tiempo que puede causar que el sistema se vuelva inestable.

b) Cuando se utiliza el auto-recierre de alta velocidad, la apertura no simultánea de los interruptores en ambos extremos de la sección fallada se representa un “tiempo muerto” durante el ciclo de autorrecierre, para la falla que se ha extinguido y para la liberación de los gases ionizados, también puede darse la posibilidad de que una falla transitoria cause un bloqueo permanente en el interruptor, de cada extremo de la línea.

Aún, cuando la inestabilidad no se presente, el incremento en la duración del disturbio puede incrementar los problemas de calidad, en el sistema de potencia.

Pudiéndose presentar un incremento en los daños de la planta. Los esquemas de protección de unidad que comparan las condiciones en ambos extremos del alimentador, simultáneamente identifican correctamente si existe una falla interna o externa de la sección protegida y proporcionan una protección de alta velocidad para la longitud total del alimentador. Esta ventaja está balanceada por el hecho de que el esquema de unidad no provee protección de respaldo a los alimentadores adyacentes, como lo proporciona un esquema de distancia.

El esquema más deseable es obviamente una combinación de estas características de ambos arreglos, esto es, el disparo instantáneo sobre todo el alimentador, además la protección de respaldo a los alimentadores adyacentes. Esto puede ser logrado mediante la interconexión a través de canales de comunicación de los relevadores de protección de distancia, ubicados en cada extremo del alimentador.

El propósito del canal de comunicación es transmitir la información acerca de las condiciones del sistema en un extremo de la línea protegida con respecto al otro, incluyendo la petición de iniciar o evitar el disparo del interruptor del extremo remoto. El arreglo anterior, generalmente es conocido como esquema de disparo transferido mientras que el último es conocido como un esquema de bloqueo.

3. Desarrollo

3.1 Revisión de ingeniería actual del esquema PP1 LFDC-102

El relevador de protección de comparación direccional, tipo LFDC, es diseñado para proveer protección de fase completa y de falla de tierra para todos los tipos de líneas de transmisión. El LFDC se basa en un principio operativo significativamente diferente de protección distanciada convencional. La protección direccional de comparación consta de un relevador LFDC en cada fin de la línea, los relevadores se comunican por un canal de señalización.

La señalización convencional on/off del equipo puede ser usado (el transportador de la línea de fuerza eléctrica, el horno de microondas, la óptica de fibra), pues el canal es sólo requerido para transmitir una sola instrucción. La protección funciona como un bloqueo o permisivo que rebasa el esquema con una opción débil en la

característica de la alimentación disponible pues los permisos rebasan esquemas, y provee tres polo o simple polo disparando.

En la figura 3.1, se presenta el relevador de comparación direccional tipo LFDC-102 en funcionamiento y, en la figura 3.2, se ilustra su conexión para proteger la línea de transmisión A3040:



Fig.3.1 Relevador de comparación direccional LFDC-102 en servicio.

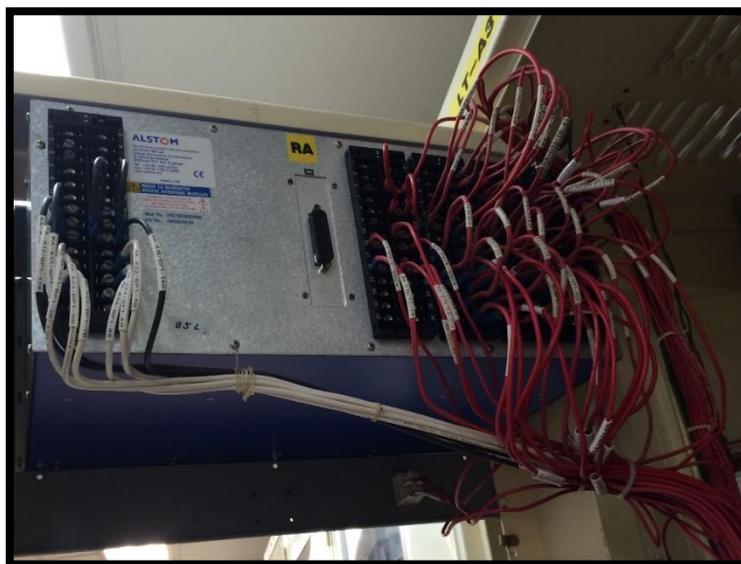


Fig.3.2 Conexión del relevador de comparación direccional LFDC-102.

3.2 Diagramas Esquemáticos de corrientes, cierres, disparos y control

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

Un sistema trifásico balanceado se resuelve como un circuito equivalente monofásico, o por fase, compuesto de una de las tres líneas y un neutro de retorno, es rara vez necesario mostrar más de una fase y el neutro de retorno cuando se dibuja un diagrama del circuito. Muchas veces el diagrama se simplifica aún más al omitir el neutro del circuito e indicar las partes que lo componen mediante símbolos estándar en lugar de sus circuitos equivalentes.

Las líneas de transmisión se representan por una sola línea entre dos terminales. A este diagrama simplificado de un sistema eléctrico se le llama diagrama unifilar o de una línea. Éste indica, por una sola línea y por símbolos estándar, cómo se conectan las líneas de transmisión con los aparatos asociados de un sistema eléctrico.

El propósito de un diagrama unifilar es el de suministrar en forma concisa información significativa acerca del sistema.

La importancia de las diferentes partes de un sistema varía con el problema, y la cantidad de información que se incluye en el diagrama depende del propósito para el que se realiza.

Los diagramas de corrientes y de voltajes, son en donde se representan gráficamente, la conexión de los devanados secundarios de los transformadores de corrientes y los transformadores de potencial conectados a las entradas analógicas del relevador. Se basa por símbolos en donde se conectan en tablillas en la sección en donde se encuentra el relevador, en el campo (subestación) o en otras tablillas en diferente sección.

En este presente trabajo profesional se presentan diagramas unifilares para el sistema de potencia, diagramas trifilares para los la etapa de generación hasta la de transmisión y diagramas completos para circuitos de corrientes, voltajes, cierres, disparos y control. Para La simbología que en la Comisión Federal de Electricidad sector Chicoasen, se utiliza para diagramas antes mencionados se representan en la figura 3.3.

SIMBOLO	DESCRIPCION	SIMBOLO	DESCRIPCION	SIMBOLO	DESCRIPCION
○	TABLILLAS EN GABINETE DE CAMPO		RESISTENCIA CALEFACTORA		FUENTE DE ALIMENTACION
⊠	TABLILLAS EN OTRA SECCION		CONTACTO NORMALMENTE ABIERTO		LAMPARA DE SEÑALIZACION
□	TABLILLAS EN LA MISMA SECCION		CONTACTO NORMALMENTE CERRADO		POLO DE PRUEBA PARA SEÑALES DE CORRIENTE
●	TABLILLAS DE TELEPROTECCION		INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO		POLO DE PRUEBA PARA SEÑALES DE VOLTAJE
	BOBINA DE CORRIENTE		FUSIBLE		INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO MINIATURA
	BOBINA DE POTENCIAL		BOBINA DE RELEVADOR AUXILIAR		ENTRADA OPTOACOPLADA

Fig.3.3 Simbología de diagramas de control, corrientes, cierres y disparos.

Antes de realizar el cableado físico, se prosigue a verificar que los diagramas actuales sean los correctos, para evitar errores que puedan afectar a los equipos o accidentes en el personal técnico. La verificación de los diagramas actuales se trata de identificar que los cables de control estén conectados como se observa en el diagrama, a partir de ello, se actualizan los diagramas para la modernización del relevador.

3.3 Características del relevador SEL421

El desarrollo de la tecnología, ha permitido obtener mejores equipos de protección para sistemas eléctricos. Actualmente los relevadores son de suma importancia para mantener un servicio de energía eléctrica constante y de calidad, la aparición de los relevadores microprocesados ha permitido que un solo equipo tenga la capacidad de desarrollar diversas funciones de protección, medición y control, además de tener un espacio más reducido y el ambiente es más interactivo entre el operador y el relevador. Estas características proporcionan gran ventaja ante los relevadores electrónicos y electromecánicos.

El relevador SEL421 es un relé de protección de líneas de transmisión de alta velocidad equipado para disparo mono-tripolar y recierre con verificación de sincronismo, monitoreo del interruptor, protección por falla de interruptor y lógica de protección de líneas con compensación seria. El relé puede realizar mediciones de muchas variables y registros de datos.

El relevador SEL421 es considerado un equipo de tipo multifuncional ya que cuenta con los siguientes esquemas de protección:

- Protección de distancia.
- Protección de sobrecorriente direccional.
- Bloqueo por falla fuera de su zona.
- Protección por falla de interruptor.
- Protección por sobrecorriente instantáneo.
- Protección por sobrecorriente con retardo de tiempo.
- Esquema de recierre automático y manual.
- Supervisión de sincronismo.
- Protección de líneas con compensación serie.

El SEL421 contiene numerosas funciones de protección, automatización y control.

Diseño de los elementos de distancia.- Considerando que ante eventos de falla, los vectores de tensión cambian drásticamente en su magnitud, dependiendo de las características con las que se presente tal evento. Un caso común son las fallas a tierra, donde la resistencia de tierra es diferente de cero y tal magnitud depende del terreno, así como las condiciones climatológicas.

Elementos mho de distancia de tierra.- El SEL421 tiene 5 zonas independientes de mho para protección de distancia a tierra. La protección mho a tierra solo opera para fallas de fase a tierra, al igual que las zonas mho de fase, también se puede ajustar el alcance para cada zona requerida y las zonas 1 y 2 solo pertenecerán a la protección hacia adelante, las zonas 3, 4 y 5 son elementos que pueden ajustarse para el monitoreo de la línea hacia adelante o hacia atrás.

Las zonas desde 1 hasta 3, son de alta velocidad de operación, con tiempos típicos menores a 1 ciclo.

Elementos direccionales de falla a tierra.- El relevador cuenta con tres elementos para fallas a tierra y dos elementos para fallas entre fases o trifásicas, estos elementos ocupan una sola cantidad de secuencia ya sea negativa o cero para todo tipo de fallas.

Los elementos direccionales para fallas a tierra son:

- Corriente de secuencia cero (32I)
- Tensión de secuencia negativa (32Q)
- Tensión de secuencia cero (32V)

Detección de polo abierto.- En esta lógica, la detección de uno o tres polos abiertos se hace mediante tensiones y corrientes y a través de los contactos auxiliares del relevador, esta detección no solo sirve para saber si el interruptor ha operado o se encuentra abierto sino que también puede tener más aplicaciones como inicio de recierres.

Esquemas de disparo asistido por comunicaciones.- El esquema de teleprotección disponible en el SEL421, es el disparo transferido permisivo de sobre alcance (POTT), el cual puede ser implementado para usar este relevador como protección principal, como ya se mostró en el fundamento teórico, el problema ocurre cuando el relevador detecta una falla más allá de la zona 1 del relevador local, pero también la falla es vista por el relevador remoto (del otro extremo de la línea) en su zona 1, se observó que los tiempos en la liberación total de la falla son relativamente altos.

Lógica de disparo.- Considerando que la función principal del relevador es realizar un disparo ante la presencia de una falla para evitar daños al sistema. El SEL-421 cuenta con 4 formas para efectuar este disparo [4], los cuales se muestran a continuación:

- Disparo por cierre bajo falla (SOTFT)
- Disparo incondicional vía ecuación TR
- Disparo asistido por comunicación:
 - Monopolar
 - Tripolar

La figura 3.4 muestra el diagrama a bloques para tales esquemas de disparo.

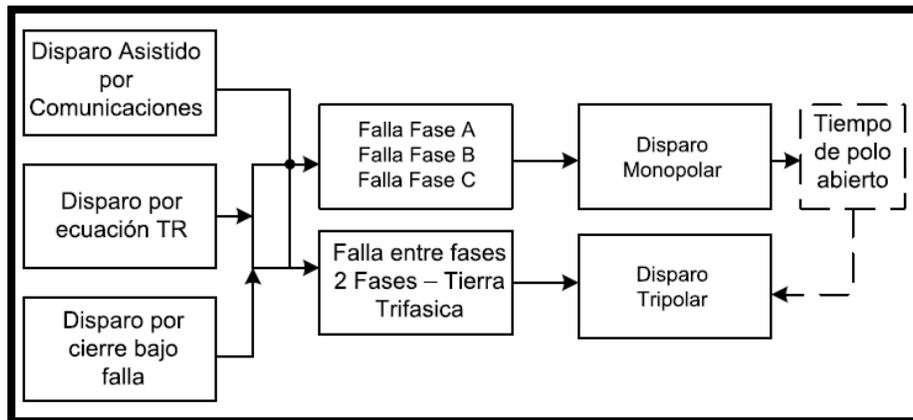


Fig.3.4 Lógica de disparo.

Lógica de disparo por cierre bajo falla.- En muchos casos cuando se intenta restablecer el sistema y la falla aún persiste, el relevador dispara nuevamente de forma instantánea a este evento se le conoce como disparo por cierre bajo falla. Analizando únicamente esta condición, se observa que para habilitar el bit de cierre bajo falla (SOTFT), deberán de cumplirse las condiciones para que los bits TRSOTF (Ecuación de condiciones de falla) y SOTFE (Habilitación de la lógica de cierre bajo falla) sean activados.

Disparo por comunicación.- Los esquemas de disparo asistidos por comunicación provén una protección para líneas de transmisión con requisitos fuera de los esquemas de coordinación de las zonas 1, 2 y 3.

El relevador puede contener los 5 esquemas siguientes:

- POTT (Disparo permisivo transferido)
- POTT2 (Disparo permisivo transferido, 2 canales de comunicación)
- POTT3 (Disparo permisivo transferido, 3 canales independientes de comunicación)
- DCUB (Desbloqueo por comparación direccional)
- DCB (Bloqueo por comparación direccional)

El esquema de disparo permisivo transferido con sobre alcance (POTT), hace uso de una comunicación por reflejo nombrada como “MIRRORED BITS” para implementar su eficiencia y economía en la coordinación de protecciones. La tecnología de comunicaciones MIRRORED BITS mejora la seguridad y la operación rápida. Si el canal de comunicaciones es confiable y libre de ruidos (por ejemplo el uso de fibra óptica), el POTT provee seguridad y confiabilidad. El POTT puede implementarse con otros canales de comunicación convencionales tales como líneas telefónicas y microondas.

El SEL421 ofrece tres esquemas de POTT. El tipo de canal de comunicación determinará que esquema implementar.

- POTT Es aplicado cuando solo se tiene un canal de comunicación.
- POTT2 Es aplicado cuando se tiene dos canales de comunicación, uno para identificación de fallas monofásicas y otro para identificación de fallas entre fases.
- POTT3 es un esquema en el cual se emplea un canal de comunicación para cada fase, cada canal indica un disparo permisivo para una falla monofásica, para una falla entre fases se enviará la señal de disparo con los canales correspondientes a cada fase en el que se presenta la falla.

Restablecimiento del disparo.- El bit TULO (Lógica del restablecimiento del disparo) Se encarga de abrir el contacto de salida de disparo para remover la tensión de corriente directa de la bobina de disparo.

TULO cuenta con 4 opciones para su ajuste:

- 1.- Reestablece el estado del disparo cuando el relevador ha detectado que uno o más polos están abiertos.
- 2.- Reestablece el estado del disparo cuando el relevador ha detectado que los contactos (52A) correspondientes de ambos interruptores están abiertos.
- 3.- Reestablece el estado del disparo cuando el relevador ha detectado que las condiciones de las primeras dos opciones son satisfechas.
- 4.- No permitirá la operación de esta lógica.

Líneas con compensación serie.- Como se sabe la compensación serie en líneas se hace para reducir el efecto de la inductancia en líneas muy largas, sin embargo cuando estos se encuentran en operación, se introducen transitorios de frecuencia no fundamental, la frecuencia natural de oscilación del capacitor y de la inductancia de la línea es típicamente menor a la fundamental y depende del valor del capacitor, esto puede ocasionar problemas al relevador de distancia como son:

- Inversión de tensión
- Transitorios de alta frecuencia
- Resonancia de baja frecuencia

El relevador SEL421 cuenta con una lógica de tensión de polarización que detecta la inversión de tensión, en donde compara el valor presente de tensión de secuencia positiva con el valor medido dos ciclos antes, si el cambio de fase es mayor a 60 grados cambia la constante de tiempo de la memoria.

Transitorios de alta frecuencia.- Debido a que el relevador cuenta con filtros estos rechazan las altas frecuencias, los filtros analógicos rechazan componentes de alta frecuencia y el filtro digital rechaza armónicos, el total de estos dos filtros remueve armónicos y ruido de alta frecuencia.

Transitorios de baja frecuencia.- Se le llama baja frecuencia a la frecuencia por debajo de la nominal, no armónicos que se encuentran dados por la frecuencia natural de la línea, típicamente entre 20 y 40 Hz y que causan sobre alcance en los elementos de distancia y afecta la seguridad de los elementos direccionales, la figura 3.5 muestra el efecto de sobre alcance en la línea.

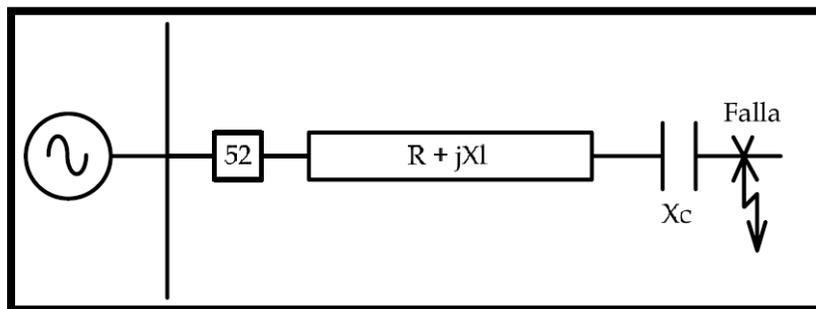


Fig.3.5 Falla en una línea compensada.

La impedancia vista desde los relevadores está dada por la siguiente ecuación:

$$Z = R + j(Xl + Xc)$$

Debido a esta reducción de la impedancia, en muchos esquemas de protección se debe hacer menos sensible la zona 1 de protección de distancia o deshabilitarse por completo, y debido a que los filtros del relevador solamente bloquean las altas frecuencias y las componentes armónicas, las frecuencias menores a la

fundamental pueden causar inexactitud por un fenómeno conocido como *resonancia subsíncrona*.

3.4 Pruebas al relevador SEL421 en laboratorio

Las pruebas al relevador SEL421 se realizó en el laboratorio de protecciones y mediciones, sector Chicoasen de la CFE. Se utiliza un simulador de sistema de potencia para probar relevadores protección.

El simulador de sistemas de potencia F6150 se desarrolló por la compañía Doble Engineering. Es un instrumento de alto poder, flexible y cuenta con un software para poder ajustar los parámetros de voltaje y corriente, con sus respectivos ángulos de fase y la frecuencia.

Ajustando estos parámetros de voltaje y corriente con sus respectivos ángulos se pueden simular una falla, ya sea por corto circuito, bajo voltaje, baja frecuencia, sincronismo, etc.

Los parámetros que se le hacen al F6150, se ajustan desde su software con una interfaz con el pc y se puede conectar vía cable de Ethernet o vía USB, además cuenta con GPS que permite sincronizar pruebas unidas por dos o más subestaciones bajo condiciones simuladas del F6150.

En la figura 3.6 se ilustra el F6150:

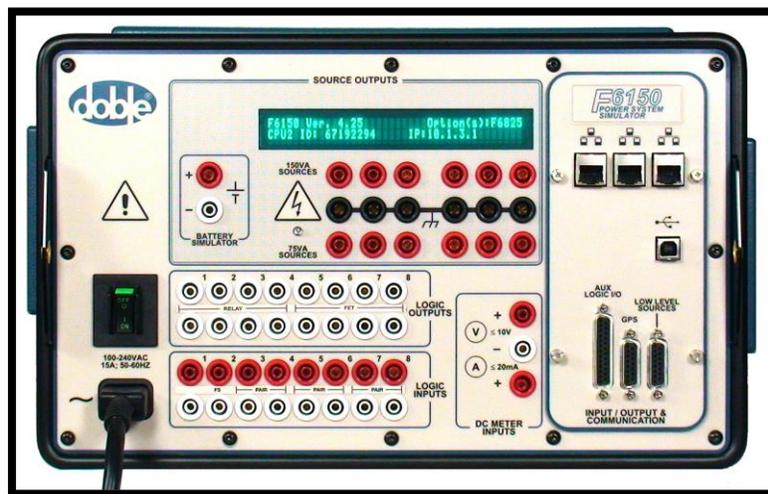


Fig.3.6 Simulador de sistemas de potencia F6150

En las figuras 3.7 y 3.8 se muestra el conexionado del simulador al relevador SEL421 para la prueba de las fallas, en las entradas IW (corrientes), se hace una simulación como si fuese la conexión de un TC conectado a la línea de transmisión y, en las entradas de VY (voltajes), se simula como si existiera la conexión de un TP conectado al bus.

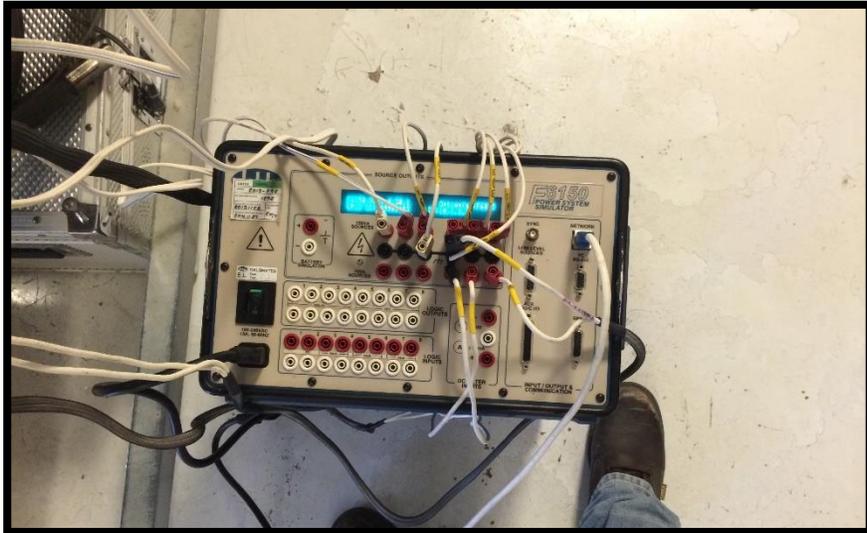


Fig.3.7 Simulador de sistemas de potencia F6150.

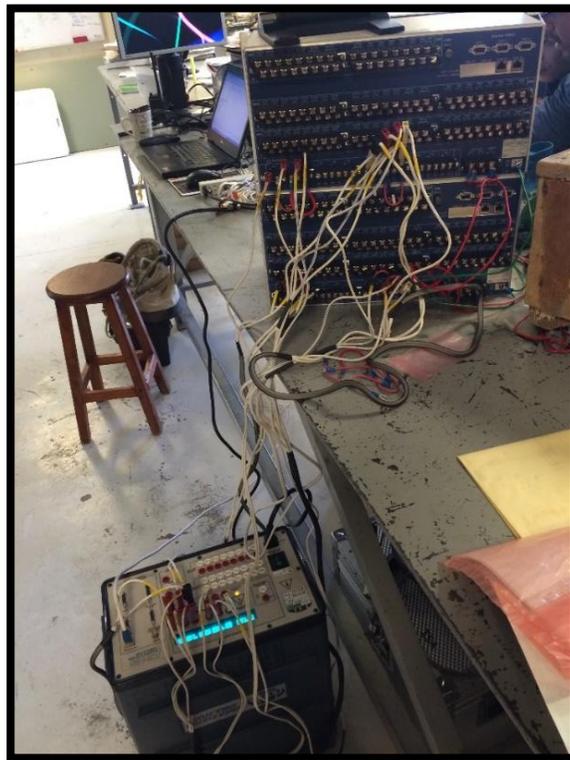


Fig.3.8 Conexión física entre el SEL421 y el F6150.



Fig.3.9 Relevador SEL421 energizado con corrientes y voltajes de prueba.

Para ajustar los parámetros del simulador se utiliza el software F6Test, y en él, se ajusta los valores de la amplitud de voltaje y la corriente, su ángulo de fases y la frecuencia con la se energizara en la entrada de IW y VZ.

En la figura 3.9 se puede observar que la amplitud del voltaje es de 69 V en las 3 fases y 5 A, los fasores están en 120° de cada fase, la frecuencia en 60 Hz y, en la parte de rango, es el máximo rango asignado de voltaje que le puede entregar a las entradas de IW o VZ.

En la gráfica fasorial se puede observar como es el comportamiento de la línea simulada. Figura 3.10.

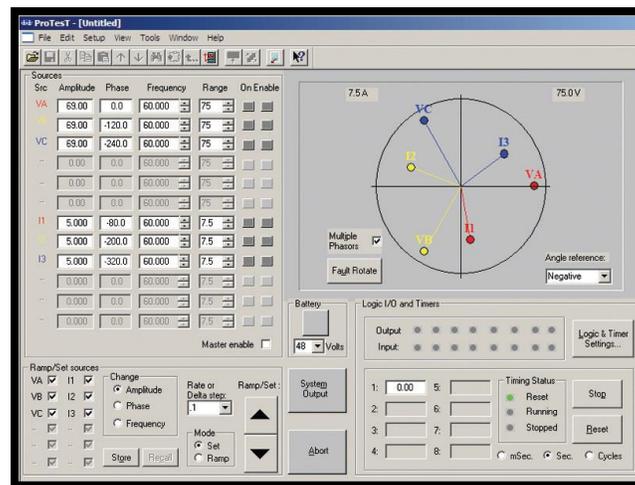


Fig.3.10 Grafica fasorial del F615 observada en el software F6Test.

3.5 Cambio de señales, de corrientes y voltajes del LFDC-102 a SEL421 desconexión, etiquetado y conexión

Para el conexionado del relevador SEL421, se basa en la conexión del relevador LFDC-102, la entrada de los voltajes del transformador de potencial, van conectadas a un block de pruebas, y de este, al LFDC.

Conexión de corrientes en el LFDC-102.- En la figura 3.11 (a) se muestra la conexión del LFDC conectando el secundario de los transformadores de corrientes. En los bornes A21, A23 y A25, están conectados con las salidas del transformador de corriente, y estas entradas son la polaridad en el relevador. En los bornes A22, A24 y A26, están conectados con la tierra de los transformadores de corrientes respectivamente y en estos bornes se conectan entre sí (puente), dejando la conexión en estrella.

Conexión de voltajes en el LFDC-102.- En la figura 3.11 (b) se muestra el conexionado del LFDC conectando el lado secundario de los transformadores de potencial. En los bornes A13, A15 y A17, están conectados a las salidas del transformador de potencial, estas entradas representan la polaridad en el relevador (denotado con un punto). En los bornes A14, A16 y A18, están conectados con la tierra de los transformadores de potencial respectivamente y, en estos bornes se conectan entre sí, dejando la conexión en estrella.

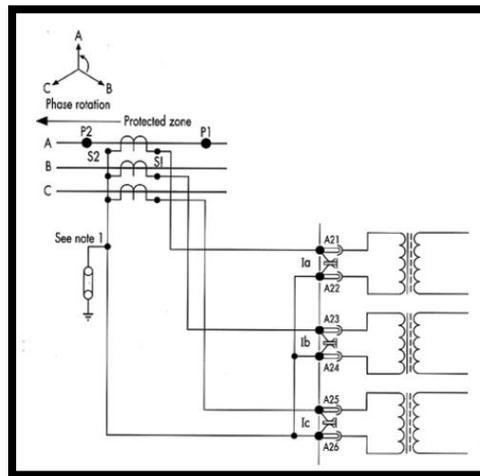


Fig.3.11 (a) Conexión de LFDC-102 para las entradas de corrientes.

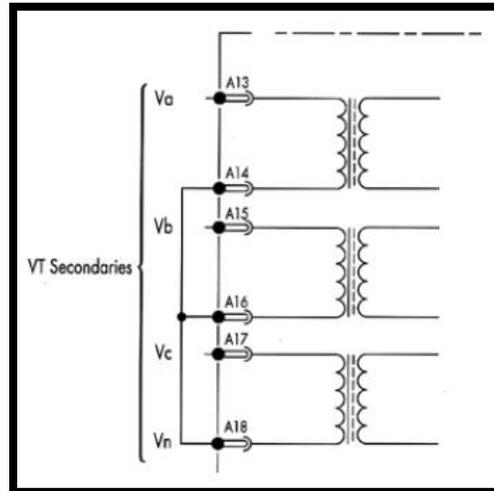


Fig.3.11 (b) Conexión del LFDC-102 para las entradas de potencial.

Físicamente el relevador LFDC-102 se muestra en la figura 3.12 (a), se puede observar la tablilla A, acá esta la conexión de corrientes y voltajes, figura 3.12 (b):

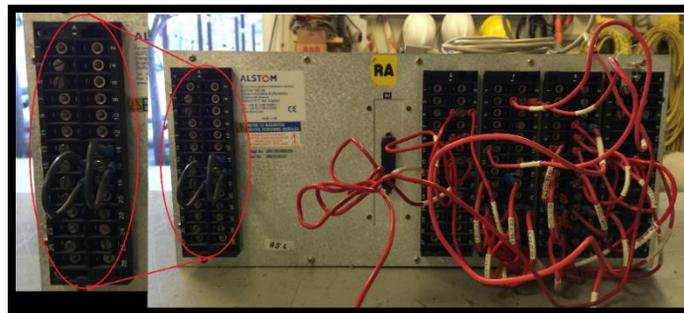


Fig.3.12 (a) Relevador LFDC-102 tablilla A.

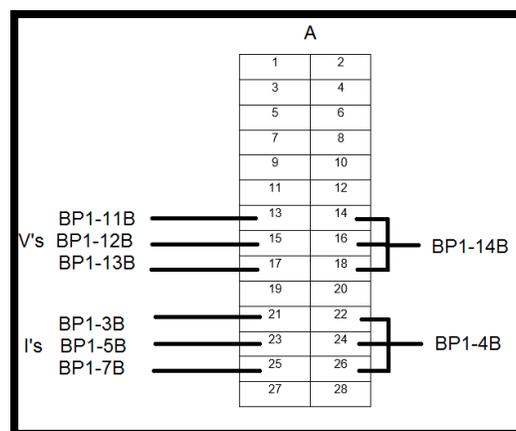


Fig.3.12 (b) Relevador LFDC-102 tablilla A

Cambio de conexionado de corrientes en el SEL421.- Para la conexión del SEL421, las entradas del transformador de corriente están en la tarjeta principal ZIW, en la figura 3.13 se muestra la conexión con los transformadores de corrientes y los transformadores de potencial. En los bornes IAW01 se conecta con la polaridad del secundario del transformador de corriente de la ϕA , en IBW03 se conecta con la polaridad del secundario del transformador de corriente de la ϕB y en ICW05 se conecta con la polaridad del secundario del transformador de corriente de la ϕC . En IAW02, IBW04 e ICW06, se conectan entre sí para tener la configuración en estrella.

Cambio de conexionado de voltajes en el SEL421.- En la tarjeta principal ZVY, se conectan con los transformadores de potencial. De manera similar que con los bornes de IW, las conexiones para las entradas de potencial con la polaridad del secundario del transformador de potencial de la ϕA , ϕB y ϕC , se conectan en VAY13, VBY15 y VCY17 respectivamente. En VAY14, VBY16 e VCY18, se conectan entre sí para tener la configuración en estrella.

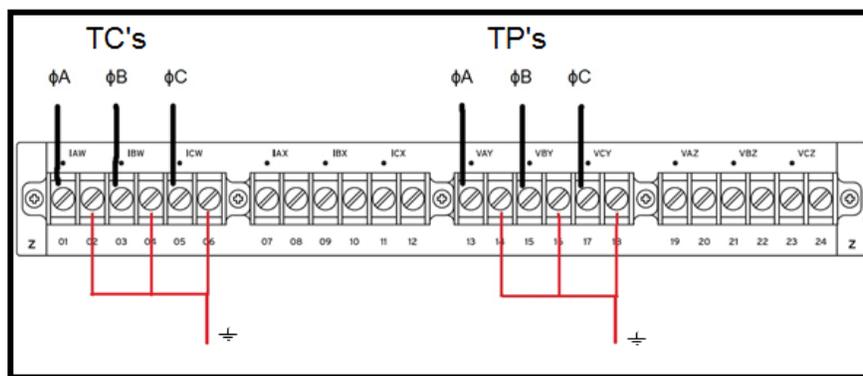


Fig.3.13 Conexión del SEL421 para las entradas de potenciales y corrientes.

Antes de realizar el cambio de señales de corrientes y voltajes en los relevadores, se tramita un licencia para poder dejar fuera de servicio en la línea de transmisión A3040. En la figura 3.14 se muestra el diagrama unifilar de la subestación de 400 kV en donde se observa que las cuchillas A3049, A3042, A3043, A8442, A8441 y A1049 se encuentran abiertas, dejando en muerto a la línea de transmisión:

Se puede observar en el tablero Dúplex que las cuchillas antes mencionadas se encuentran fuera de servicio, figura 3.15:

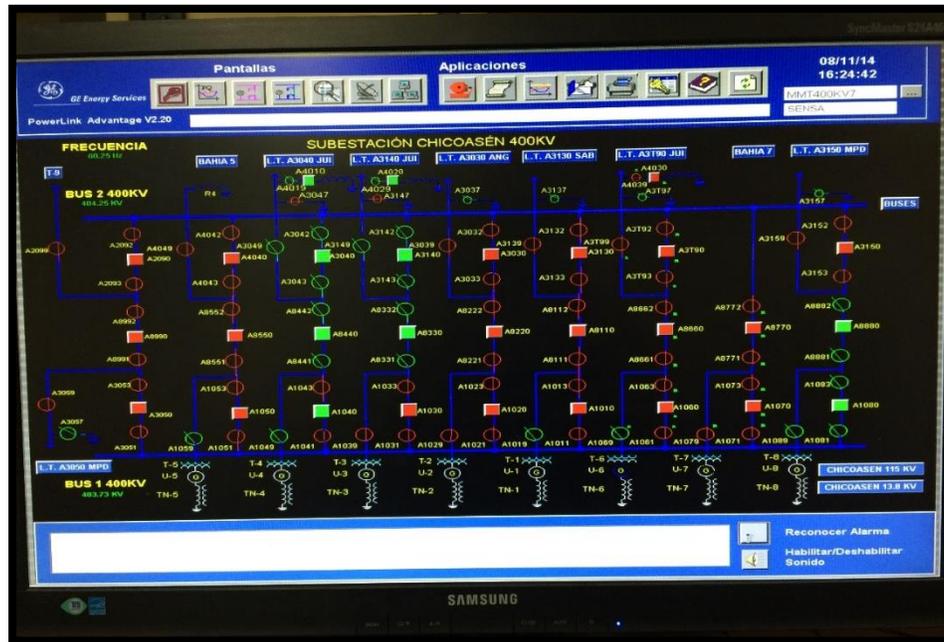


Fig.3.14 Diagrama unifilar subestación Chicoasén 400 kV*

*Cortesía CFE, Sector Chicoasén, Departamento de Control

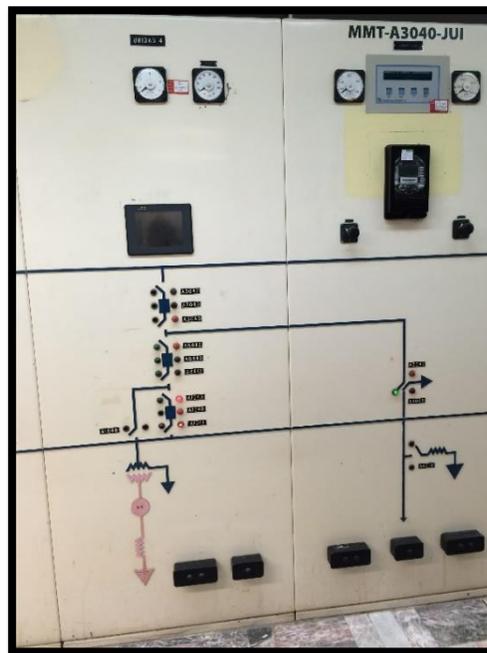


Fig.3.15 Tablero Dúplex, cuchillas abiertas.

3.6 Montaje, cableado de alimentación y energización del SEL421

Realizado la identificación de cables y los diagramas esquemáticos, se prosigue al montaje del relevador SEL421 en sustitución del LFDC-102.

En la figura 3.16 se muestra el LFDC-102 desenergizado:



Fig.3.16 Desmontado del relevador LFDC-102.

En la figura 3.17 se observa el SEL421 montado y listo para realizar las respectivas conexiones para su correcto funcionamiento:



Fig.3.17 Montaje del relevador SEL421.

La energización del SEL421 ya se realizó por primera vez en el laboratorio de protecciones y mediciones. De la misma manera, se identifica una fuente de voltaje de corriente continua de 250 Vcd, en la figura 3.19 se muestra el conexionado:

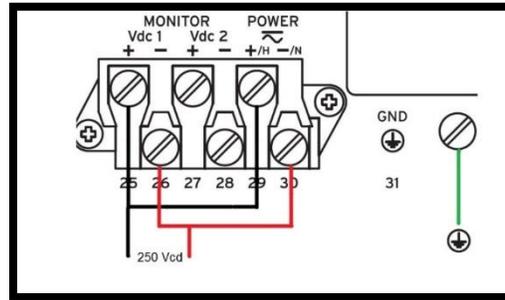


Fig.3.19 Conexión de energización del SEL421.

Energizado el SEL421 el sistema de protección queda como muestra la figura 3.20:



Fig.3.20 Relevador SEL421 energizado.

Con el relevador SEL421 energizado, se prosigue al cableado de las corrientes y voltajes como se propuso en el subtema anterior, figura 3.21:



Fig.3.21 Cableado de las corrientes y voltajes.

3.7 Cambios de señales de disparo, control de LFDC-102 a SEL421 desconexión, etiquetado y conexión de A3040 y A8440

En el relevador LFDC-102, están las tabllas de conexión E, F, G y A. La tablilla A ya se ilustró con anterioridad el conexionado. En esta sección se ilustrará las tabllas de conexiones restantes y su función para las señales de disparo y control.

En la figura 3.22 se muestra las diferentes tabllas que contiene el relevador LFDC-102.

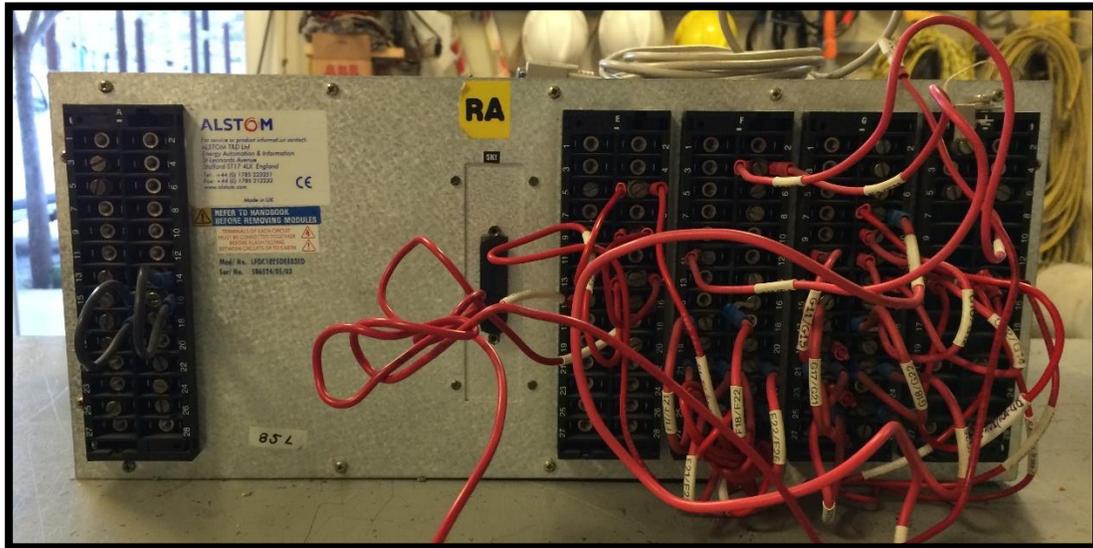


Fig.3.22 Tabllas del relevador LFDC-102

Tablilla E.- En la figura 3.23 se ilustra la tablilla E con sus conexiones del diagrama actual.

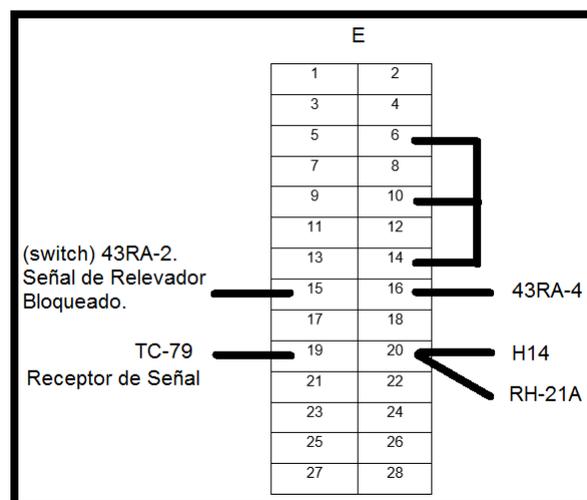


Fig.3.23 Relevador LFDC-102 tablilla E.

Tablilla F.- En la figura 3.24 se ilustra la tablilla F y sus conexiones del diagrama actual.

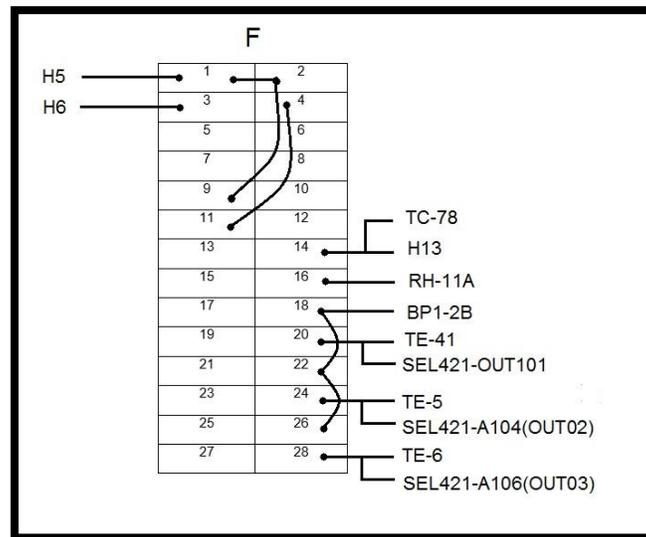


Fig.3.24 Relevador LFDC-102 tablilla F.

Tablilla G.- En la figura 3.25 se ilustra la tablilla G y sus conexiones del diagrama actual.

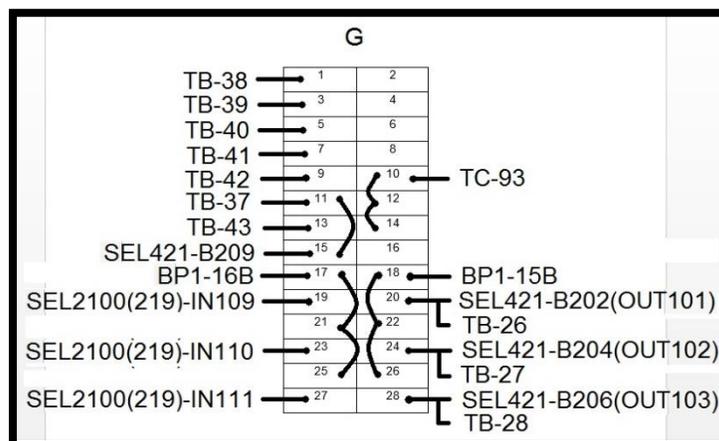


Fig.3.25 Relevador LFDC-102 tablilla G.

Estas ilustraciones muestran el conexionado de la ingeniería actual del esquema PP1 del relevador LFDC-102, corroborado esta ingeniería se prosiguió con la propuesta de la nueva ingeniería y adecuarla al SEL421.

En esta sección consiste en su instalación y conexión. Describe los procedimientos normales de instalación y los requisitos particulares para la desconexión del LFDC-102 y, adecuarlas al SEL421.

Para instalar y conectar el relevador de forma segura y efectiva, debe estar familiarizado con las características y opciones de configuración del relevador.

Se debe planificar cuidadosamente el diagrama esquemático de los cables y de comunicación a seguir y que sea el correcto.

El relevador SEL421 aplica una carga muy baja en los secundarios de los transformadores de corriente y de los transformadores de potencial. Para las entradas de los TC y los TP el rango de frecuencias es de 40 a 65 Hz.

El relevador acepta dos juegos de corrientes trifásicas como entradas de TC del sistema de potencia:

- IAW, IBW e ICW
- IAX, IBX e ICX

El relevador también acepta dos juegos de voltajes trifásicos de cuatro hilos (configuración en estrella) de los secundarios de los TC o TPC (transformador de voltaje por acoplamiento capacitivo) del sistema de potencia:

- VAY, VBY y VCY
- VAZ, VBZ y VCZ

El voltaje de entrada nominal fase-neutro para las entradas de TP es de 67 voltios, con un rango, con un rango de 0 a 300 voltios. La carga del TP es menor de 0.5 VA a 67 V, L-N.

A continuación se ilustrara la adecuación de la ingeniería actual del esquema PP1 (protección primaria 1) en forma de diagramas y fotos del relevador SEL421 con la adecuación.

El SEL421 cuenta con estas tarjetas E/S, figura 3.26:

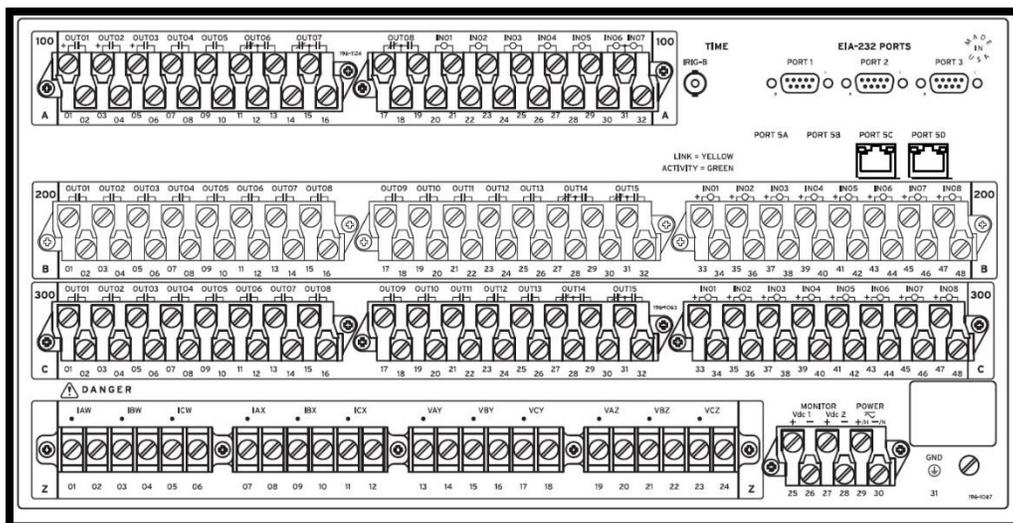


Fig.3.26 Plantilla trasera del relevador SEL421.

Tarjeta E/S 100A.- En la tarjeta E/S 100A, se encuentran los disparos del interruptor A3040, con la utilización de las salidas:

- OUT01: esta salida está ajustado en el relevador para que actúe como disparo monopolar cuando el relé detecte una falla en la ϕA .
- OUT02: esta salida está ajustado en el relevador para que actúe como disparo monopolar cuando el relé detecte una falla en la ϕB .
- OUT03: esta salida está ajustado en el relevador para que actúe como un disparo monopolar cuando el relé detecte una falla en la ϕC .
- OUT04: esta salida está ajustado en el relevador para que actúe como un disparo tripolar cuando algunas de las salidas anteriores (OUT1, OUT2 O OUT3) no disparen, como es un disparo tripolar, cuando esta salida detecte una falla, las tres fases de la línea se abrirán. Esta salida tiene un retardo de accionado para esperar si las otras salidas actúan.

En esta misma tarjeta se encuentran los estados del interruptor A3040, con el uso de las entradas:

- IN01: esta entrada sirve para conocer el estado del interruptor A3040 de la ϕA si está abierto o cerrado.
- IN02: esta entrada sirve para conocer el estado el interruptor A3040 de la ϕB si está abierto o cerrado.
- IN03: esta entrada sirve para conocer el estado del interruptor de la ϕC si está abierto o cerrado

Vale la pena mencionar que la salida OUT104 está en paralelo con los estados para monitorear las tres fases que esta salida controla.

Los estados están conectados al SEL2100 (169) y al SEL352.

SEL2100.- es un procesador lógico programable, el SEL2100 captura información remota de sistema de potencia, y estatus de los dispositivos, en este caso de las protecciones PP1, PP2 y PR, usando comunicaciones MIRRORED BITS. Combina esa información con las entradas de energía locales usando ecuaciones de control SELOGIC. El SEL-2100 sirve para implementar protección avanzada y los esquemas de control.

SEL352.- es un relevador registrador de fallas de interruptor, proporciona protección de falla de interruptor, control de interruptor y supervisión de interruptor. Entre sus características se incluyen un sofisticado controlador para reducir el mantenimiento y las operaciones manuales. Las ecuaciones de control SELogic brindan flexibilidad en la aplicación del relevador SEL352 para una variedad de aplicaciones.

Es un dispositivo de detección de falla de interruptor monopolar o tripolar, de control de interruptores y registro de información. Entre sus características incluyen medida, reporte secuencial de eventos, registro digital de fallas, capacidades de ajuste remoto, monitoreo del tiempo de operación de interruptor y monitoreo de energía interrumpida.

Con la conexión de las salidas y las entradas de las tablillas a los tableros de conexión en campo (subestación), tableros en el mismo gabinete, conexiones con PP2 (protección primaria 2 o RB), PR (protección de respaldo o RC), tablillas de control, procesadores lógicos, procesadores de comunicación, registradores de fallas, etc.

Al final de esta sección se incluirá de qué tablillas o tableros salen las conexiones y a donde llegan y cuál es la función de cada una de ellas.

En la figura 3.27 se muestra el diagrama de las conexiones fundamentales de la tablilla 100A:

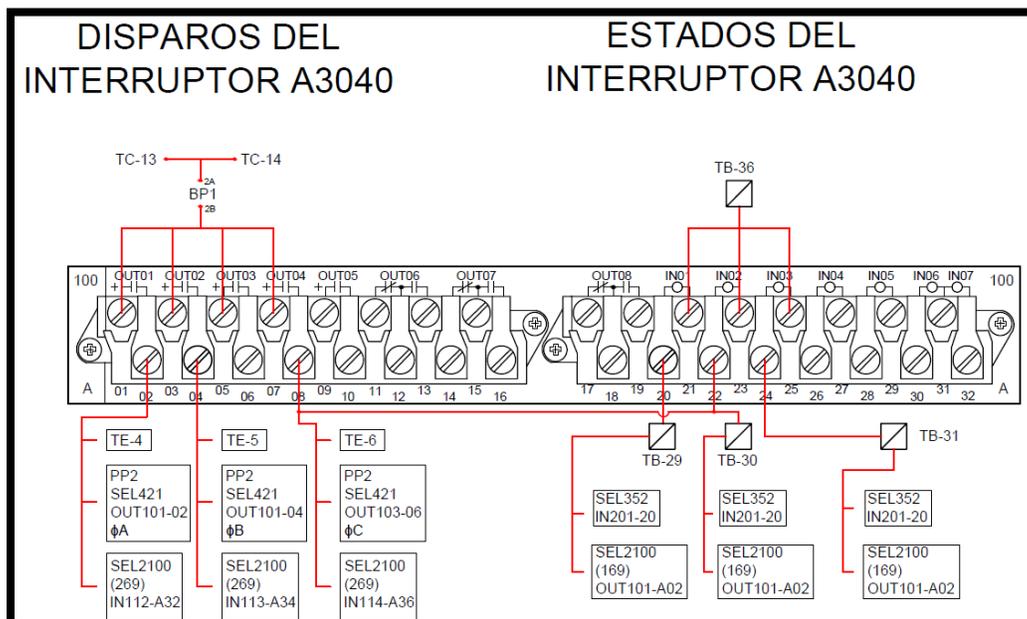


Fig.3.27 Conexionado de la tarjeta E/S 100A del relevador SEL421.

Como se mencionó antes, en las salidas OUT01, OUT02, OUT03 y OUT04 son para el accionado del interruptor A3040. OUT01 sirve para el accionado del disparo monopolar del interruptor en la fase A, OUT02 para el disparo monopolar para la fase B, OUT03 para el disparo de la fase C y OUT04 para un disparo tripolar de las tres fases en un dado caso de que no se accione la fase en donde se originó la falla.

Estas salidas están conectadas a la protección primaria 2 (PP2), esta protección tiene una visión más amplia con respecto a la longitud de la línea, que la protección primaria 1 (PP1) y por consecuencia el tiempo de accionado es más tardado.

También están conectadas al procesador lógico SEL2100 con nomenclatura 269, este procesador lógico sirve para conectar y sincronizar los relevadores seles y tener comunicación entre ellos usando las comunicaciones Mirrored Bits. En el siguiente capítulo, se incluirá como se realiza las comunicaciones por medio de

hyper terminal, del software acSELeRator analytic assistant y de los ajustes del relevador con el software acSELeRator QuickSet.

En las entradas IN01, IN02 e IN03 es para conocer el estado de los interruptores de las fases A, B y C respectivamente. Estas entradas van conectadas al procesador lógico SEL2100 con nomenclatura (169) que la diferencia a la anterior es que este procesador lógico, se comunica al SEL2032 que tiene funciones para supervisar la bahía 4, bajo el sistema SCADA.

En la figura 3.28 se muestra el conexionado de la tarjeta E/S 100A entradas y salidas físicamente.



Fig.3.28 Cableado del relevador SEL421 tarjeta E/S 100A entradas.

Tarjeta E/S 200B.- En la figura 3.29 (a) y (b) se muestra el diagrama de las conexiones principales de la tarjeta E/S 200B, se anexa el diagrama en el anexo X:

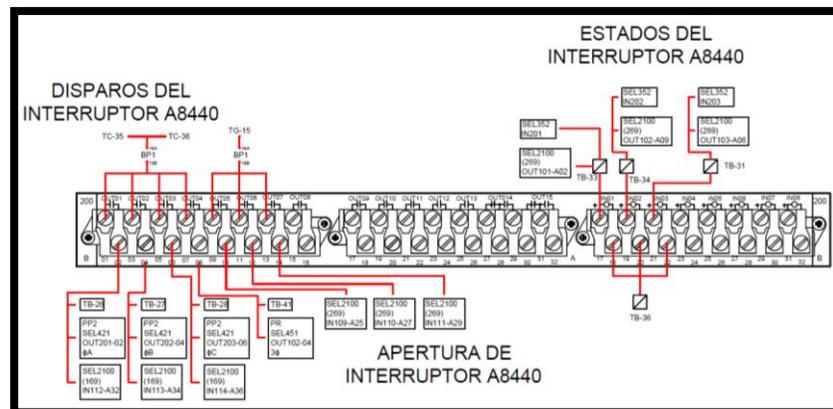


Fig.3.29 (a) Conexionado de la tarjeta E/S 200B del relevador SEL421.

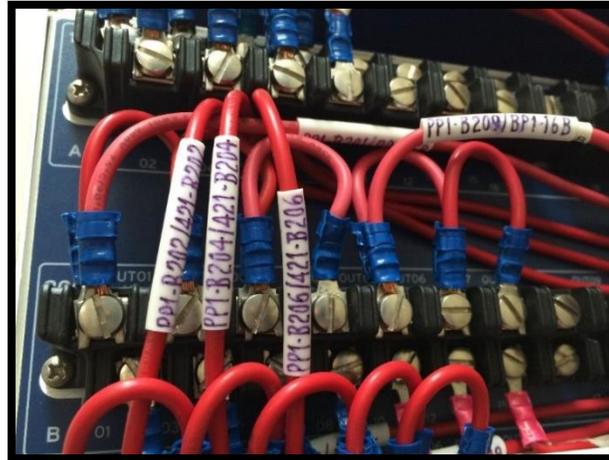


Fig.3.29 (b) Conexión de la tarjeta E/S 200B del relevador SEL421.

En las salidas OUT201, OUT202 y OUT203 son para el accionado de los disparos monopolares del interruptor A8440 para las fases A, B y C respectivamente. La salida OUT204 es el accionado del disparo tripolar de A8440. Estas salidas no necesitan estar con polaridad para que el relevador vea una falla.

En las salidas siguientes, OUT205, OUT206 y OUT207 es para la apertura tripolar de las cuchillas del interruptor A8440 que son Cu-8441 y Cu-8442, en la figura 3.30 se muestra las cuchillas del interruptor en medio I-8440 con sus cuchillas y los elementos que componen la bahía 4.

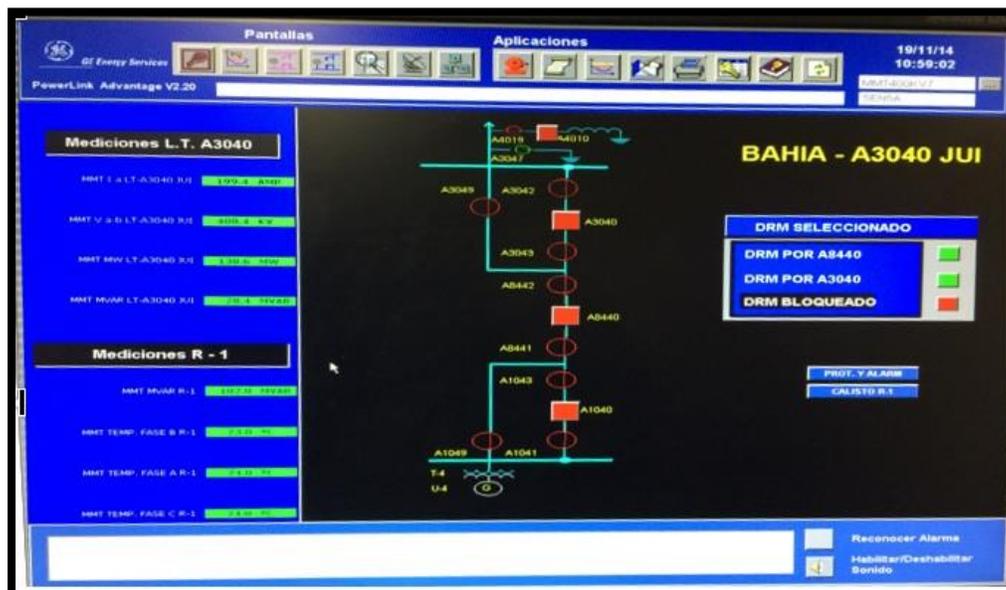


Fig.3.30 Diagrama unifilar de la bahía 4*

*Cortesía CFE, Sector Chicoasen, Departamento de Control

En las entradas IN201, IN202 e IN203 son para conocer el estado del interruptor de las fases A, B y C, si se encuentra abierto o si se encuentra cerrado. Al igual que en la tarjeta E/S 100, van conectadas a un procesador lógico SEL2100 con nomenclatura (269), en la descripción de la tarjeta E/S 100 se explica la función del SEL2100. También van conectadas al SEL352 que es el registrador de las fallas antes mencionado.

Tarjeta E/S 300C.- En la figura 3.31 (a) y (b) se ilustra el conexionado principal de la tarjeta E/S 300C.

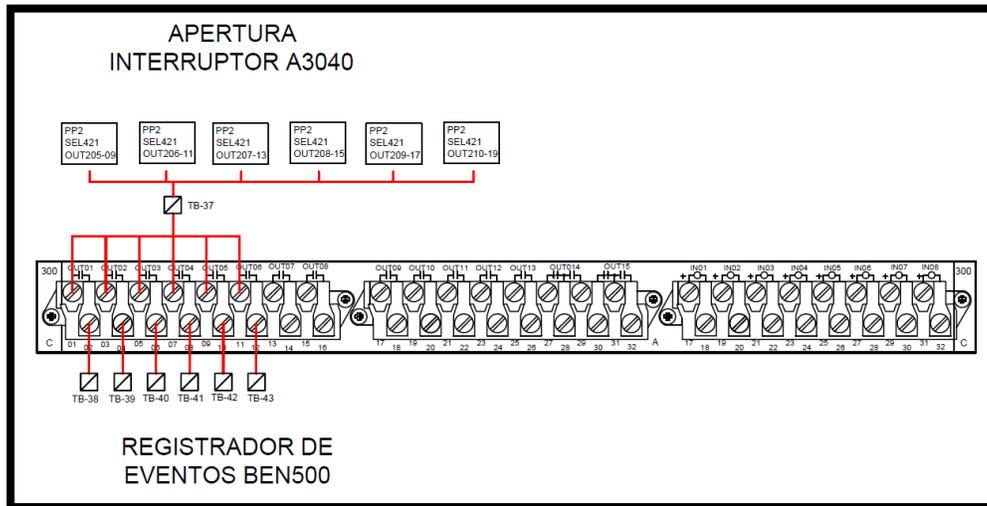


Fig.3.31 (a) Conexionado de la tarjeta E/S 300C del relevador SEL421.



Fig.3.31 (b) Conexionado de la tarjeta E/S 300C del relevador SEL421.

En las salidas OUT301, OUT 302 y OUT303 son para la apertura tripolar de las cuchillas del interruptor A3040 que son 89-3042 y 89-3043, en la anterior figura 3.30

se muestra las cuchillas del interruptor de la línea I-3040 con sus cuchillas y los elementos que componen la bahía 4.

Estas salidas también están conectadas al registrador digital de eventos BEN 5000. Es un registrador de fallas totalmente digital configurado según los requisitos de la subestación MMT como una arquitectura centralizada o descentralizada. Puede supervisar hasta 192 canales Analógicos y 576 Digitales en su configuración más grande. Se conectan las unidades de adquisición remotas a la Unidad del Mando por medio de fibras ópticas y cobre que proporcionan la inmunidad más alta a la interferencia externa.

En la figura 3.32 se muestra el BEN5000 con mediciones fasoriales de las LT's A3T90, A3040 y A3041. Y en la figura 3.43 con mediciones en forma de gráfica.



Fig.3.32 Gabinete BEN5000 midiendo en fasores.



Fig.3.33 BEN5000 con mediciones en forma de gráficas.

Tarjeta E/S Z.- En la tarjeta E/S Z está el conexionado de las corrientes y voltajes provenientes de los transformadores de corrientes TC's y transformadores de potencial TP's y sus conexiones a las tablas. También se ilustra la alimentación del relevador y su monitor.

En la figura 3.34 (a) se muestra el conexionado de la tarjeta E/S Z, figura 3.34 (b) de corrientes y figura 3.34 (c) de voltajes.

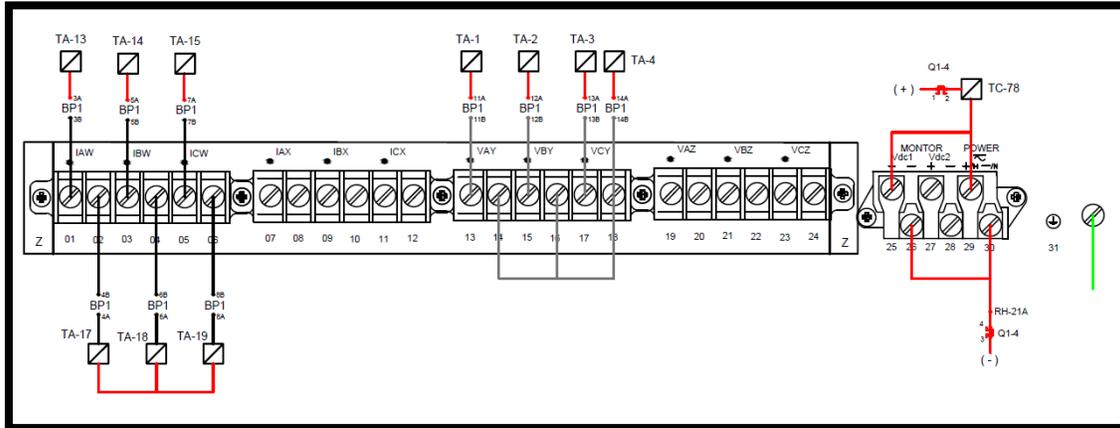


Fig.3.43 (a) Conexionado de la tarjeta E/S Z del relevador SEL421.



Fig.3.34 (b) Conexionado de corrientes de la tarjeta E/S Z del relevador SEL421.

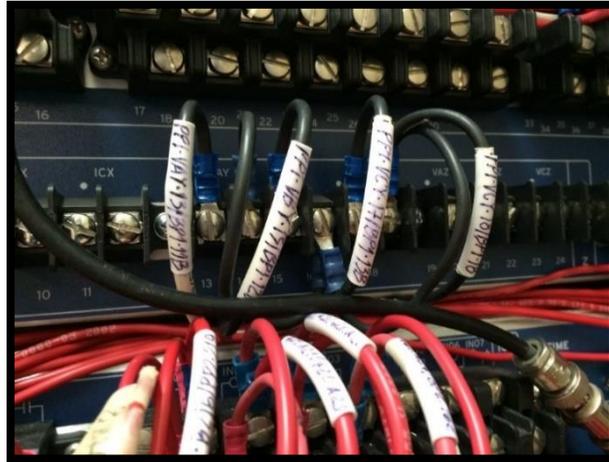


Fig.3.34 (c) Conexión de voltajes de la tarjeta E/S Z del relevador SEL421.

3.8 Parametrización, configuración y ajustes del relevador SEL421 PP1

Para la parametrización, configuración y los ajustes del relevador SEL421, se utiliza el software SEL5030, mejor conocido como ACSELERATOR QuickSet, es un software libre que se puede descargar desde la página de SEL Inc., sin licencia pero con algunas restricciones.

El ACSELERATOR QuickSet con licencia puede administrar las configuraciones de los dispositivos SEL, acceso remoto, visualización de la forma de onda, reporte personalizado, crear y editar plantillas de diseño.

Para ajustar la protección del relevador SEL421, se propone configurar los ajustes de la protección de la línea de transmisión propuesta en el diagrama unifilar de la figura 3.35. Para ajustar el relevador, tomamos referencia los componentes que conforman la LT A3040.

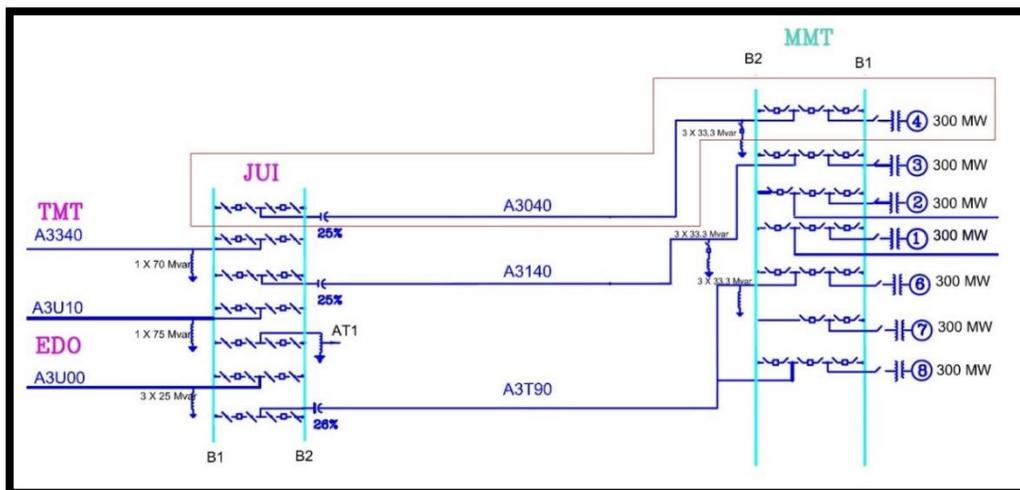


Fig.3.35 Diagrama unifilar de la LT A3040.

Los datos de los transformadores de instrumento para la línea A3040 MMT y JUI son los mostrados en la siguiente tabla:

	MMT	JUI
TC	2000/5	2000/5
TP	3500/1	3500/1

Los datos de la impedancia de la línea de transmisión dados en p.u. en base de 300 MW que es la capacidad de generación del generador 4 se muestran:

	LTA3040 MMT-JUI
Impedancia de secuencia cero (Z_0)	0.149026 + j 0.550403
Impedancia de secuencia positiva (Z_1)	0.013586 + j 0.173013

Ajustes del relevador SEL421.-

Subestación Eléctrica: Manuel Moreno Torres

Línea de Transmisión: MMT-A3040-JUI

Longitud de Línea: 243 kilómetros

Como se mencionó anteriormente, el relevador SEL421, requiere de la ayuda del software AcSElerator QuickSet, para poder ajustar los parámetros requeridos para el funcionamiento y operación del relevador.

Para el desarrollo de un nuevo ajuste de parámetros para el relevador SEL-421, se abre un nuevo archivo en la barra de menús File – New, aparecerá una ventana y se selecciona el modelo del relevador “SEL421”, sus 3 primeros dígitos “007” y se da clic en aceptar, como se muestra en la figura 3.36.

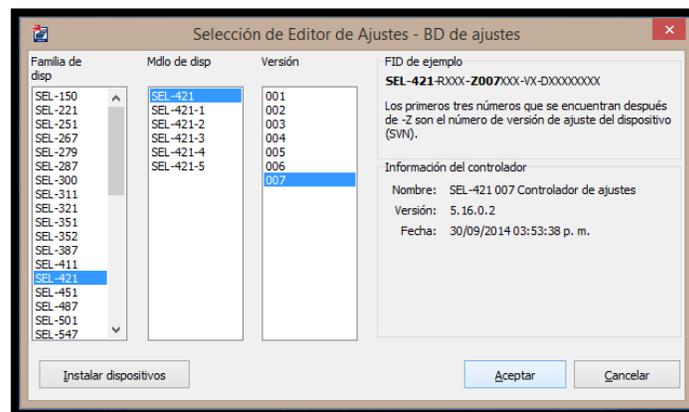


Fig.3.36 Ventana de selección de modelo de relevador.

Aparece una ventana donde se ingresan los datos de placa del relevador SEL-421, en el cual se tiene la información como se ve en la figura 3.37, están localizada en la parte posterior del mismo.

Fig.3.37 Ventana de ingreso de datos de placa del relevador SEL421.

En este menú se establece la identificación que tendrá el relevador “Relay Identifier”, así como la ubicación del mismo “Station Identifier”. También se señala cuantos interruptores se desea manipular “Number of Breaker in Scheme”, así como el nombre propuesto para el interruptor “Breaker 1 Identifier”. Se define la frecuencia de operación del sistema al que se conectará el relevador “Nominal System Frequency”, la rotación de las fases “System Phase Rotation” y la forma en que mostrará la fecha “Date Format”, como se muestra en la figura 3.38.

Fig.3.38 Ajustes del menú “General Global Settings”.

Otro ajuste a modificar es la ecuación de condición de falla “FAULT Fault Condition Equation”, el ajuste de este bloque es como se muestra en la figura 3.38, la ecuación es:

50P1 OR 50G1 OR 50G2 OR 50G3 OR 50Q1 OR 50Q2 OR 50Q3 OR 51S1 OR
Z2P OR Z2G OR Z3P OR Z3G

Donde:

50P1: Detección instantánea de sobrecorriente de fase nivel 1.

50G1: Elemento residual de sobrecorriente nivel 1.

50G2: Elemento residual de sobrecorriente nivel 2.

50G3: Elemento residual de sobrecorriente nivel 3.

50Q1: Elemento de sobrecorriente de secuencia negativa nivel 1.

50Q2: Elemento de sobrecorriente de secuencia negativa nivel 2.

50Q3: Elemento de sobrecorriente de secuencia negativa nivel 3.

51S1: Elemento de sobrecorriente de tiempo inverso 1 de restablecimiento.

Z2P: Elemento de distancia de fase de la zona 2.

Z2G: Elemento de distancia de tierra de la zona 2.

Z3P: Elemento de distancia de fase de la zona 3.

Z3G: Elemento de distancia de tierra de la zona 3.

La ecuación de disparo incondicional debe ser escrita con operadores lógicos en este caso se utiliza el operador “OR”, ya que cualquiera de estos bits que sea activado será interpretado como una falla, por lo que el relevador actuará y mandará una señal de disparo.

Cuando la falla se presenta dentro de la primera zona, el relevador operará con el operador 50P1 de forma instantánea. Si la falla llega a presentarse más allá de la primera zona, el relevador determinará la falla dentro de la zona 2 de protección, por lo que Z2P, Z2G se activarán, sin embargo éstos actuarán a un tiempo programado. Al igual que si se detecta en la zona 3 de protección, por lo que Z3P y Z3G se activarán.

Cuando el relevador detecte la falla en la zona 1, 50G1, 50G2 y 50G3 se activarán, y según el valor que se genere serán de nivel 1 para monofásico, nivel 2 para bifásico y nivel 3 para trifásico.

El mismo caso sucede para 51S1, este elemento sirve para el recierre, si la falla no persiste más del tiempo ajustado para el elemento, el recierre se habilitará y la línea se conectará nuevamente una vez liberada la falla.

Configuración de la línea.- La figura 3.39 muestra los ajustes de los parámetros en la configuración de la línea como son los siguientes:

Line Configuration

CTRW Current Transformer Ratio - Input W
 Range = 1 to 50000

CTRX Current Transformer Ratio - Input X
 Range = 1 to 50000

PTRY Potential Transformer Ratio - Input Y
 Range = 1.0 to 10000.0

VNOMY PT Nominal Voltage (L-L) - Input Y (V,sec)
 Range = 60 to 300

PTRZ Potential Transformer Ratio - Input Z
 Range = 1.0 to 10000.0

VNOMZ PT Nominal Voltage (L-L) - Input Z (V,sec)
 Range = 60 to 300

Z1MAG Positive-Sequence Line Impedance Magnitude (ohms,sec)
 Range = 0.05 to 255.00

Z1ANG Positive-Sequence Line Impedance Angle (deg)
 Range = 5.00 to 90.00

Z0MAG Zero-Sequence Line Impedance Magnitude (ohms,sec)
 Range = 0.05 to 255.00

Z0ANG Zero-Sequence Line Impedance Angle (deg)
 Range = 5.00 to 90.00

EFLOC Fault Location
 Select: Y, N

LL Line Length
 Range = 0.10 to 999.00

Fig.3.39 Parámetros de configuración de la línea.

“CTRW”, Es el ajuste de la relación de transformación de transformadores de corriente a utilizar, en este caso se selecciona a partir un estudio de corto circuito, los transformadores de instrumento a utilizar son de 2000:5 para transformador de corriente y 3500:1 para transformador de potencial.

Estos valores se determinan mediante la capacidad de carga máxima del conductor de 400 KV que es de 1000 MVA.

Donde la corriente máxima de carga es:

$$I_{carga\ max} = 1.4 \left(\frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV} \right)$$

Sustituyendo:

$$I_{carga\ max} = 1.4 \left(\frac{1000 \times 10^6 VA}{\sqrt{3} (400 \times 10^3 V)} \right) = 2020.7259 A$$

Por lo tanto, el TC se selecciona de 2000: 5, ya que la relación se escoge al valor próximo.

Para el caso del Transformador de potencial, normalmente en su secundario mantienen aproximadamente 69.3V de línea a neutro, o 120V de línea a línea, por lo tanto, si se tiene una tensión en el sistema de 400kV.

$$a_{TP} = \frac{400 \times 10^3}{120} = 3333.333$$

En base al valor obtenido se selecciona la relación inmediata superior, en este caso 3500. Por lo tanto la pestaña "CTRW" se ajusta de la siguiente manera.

"CTRX" En este parámetro, se conectan los transformadores de corriente auxiliares u otro juego de transformadores, que en esta evaluación no serán utilizados.

"PTRY". Es el ajuste de la relación de transformación de los transformadores de potencial, que se conectan en las terminales "VY" en la parte trasera del relevador.

$$a_{TC} = \frac{2000}{5} = 400$$

"VNOMY". Este parámetro, es la tensión nominal en las terminales del TP en la terminal "Y" de línea a línea. Los transformadores de potencial generalmente en su lado secundario tienen una tensión de 69.3 V de línea a neutro y 120 V de línea a línea, por lo tanto el ajuste será de 120.

"PTRZ" y "VNOMZ" son los respectivos valores de relación de transformación y tensión secundaria del transformador de potencial en las terminales "Z" de la parte trasera del relevador, en estas terminales se puede conectar otro juego de transformadores de potencial, generalmente auxiliar o para otro fin específico. En este momento no se utilizarán y se puede ignorar su ajuste.

Los parámetros de la línea de transmisión se deben modificar de tal manera que el relevador esté ajustado para proteger la línea de interés, como lo indica y necesita, a continuación se muestra el procedimiento.

Las impedancias de la línea de transmisión para su protección están dadas en p.u. y se mostraron en el tema anterior.

	LTA3040 MMT-JUI
Impedancia de secuencia cero (Z_0)	0.149026 + j 0.550403 Ω
Impedancia de secuencia positiva (Z_1)	0.013586 + j 0.173013 Ω

Para que el relevador pueda detectar las fallas a partir de la impedancia hay que calcular los datos en p.u. en datos reales, y estos datos, adecuarlos a impedancia para el relevador.

$$Z_B = \frac{(V_B)^2}{P_B}$$

Donde:

Z_B = Impedancia base.

V_B = Voltaje base.

P_B = Potencia base.

$$Z_B = \frac{(400 \times 10^3 V)^2}{300 \times 10^6 W} = 533.3333 \Omega$$

Conversión de Z_0 y Z_1 de polar a rectangular para la multiplicación de números complejos:

$$Z_0 = \sqrt{(0.149026)^2 + (0.550403)^2} = \sqrt{325.15221 \times 10^{-3}} \rightarrow Z_0 = 0.570221$$

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{0.550403}{0.149026} \right) \rightarrow \theta = 74.8499$$

$$Z_0 = 0.580221 \angle 74.8499^\circ \Omega$$

$$Z_1 = \sqrt{(0.013586)^2 + (0.173013)^2} = \sqrt{30.11807 \times 10^{-3}} \rightarrow Z_1 = 0.173545$$

$$\theta = \tan^{-1} \left(\frac{0.173013}{0.013586} \right) \rightarrow \theta = 85.51$$

$$Z_1 = 0.173545 \angle 85.51^\circ \Omega$$

Se prosigue para la conversión de las impedancias de lado primario de los transformadores de instrumentos dados en p.u. a cantidades reales:

$$Z_{0R} = (0.570221 \angle 74.8499^\circ)(533.33) \rightarrow Z_{0R} = 304.116 \angle 74.85^\circ \Omega$$

$$Z_{1R} = (0.173545 \angle 85.51^\circ)(533.33) \rightarrow Z_{1R} = 92.5569 \angle 85.51^\circ \Omega$$

Como el valor de estas impedancias están referidas al lado primario de los transformadores de instrumento, hay que obtener su valor para el lado secundario.

$$F.C. = \frac{RTC}{RTP}$$

Donde:

F.C. = Factor de Conversión.

RTC = Relación de transformación de corriente.

RTP = Relación de transformación de potencial.

$$F.C. = \frac{\frac{2000}{5}}{\frac{3500}{1}} \rightarrow F.C. = 0.1142$$

$$Z_{0S} = Z_0 * F.C. = (304.116 \angle 74.85^\circ)(0.1142) \rightarrow Z_{0S} = \mathbf{34.73 \angle 74.85^\circ \Omega}$$

$$Z_{1S} = Z_1 * F.C. = (92.5569 \angle 85.51^\circ)(0.1142) \rightarrow Z_{1S} = \mathbf{10.57 \angle 85.51^\circ \Omega}$$

“Z0MAG Pos.-Seq” Magnitud de la impedancia de secuencia positiva, este valor de acuerdo a los cálculos anteriores, será.

$$Z_{0S} = \mathbf{34.73}$$

“Z0ANG” Pos.-Seq”. Ángulo de la impedancia de secuencia positiva, este valor de acuerdo a los cálculos anteriores será.

$$Z_{0S} = \angle \mathbf{74.85^\circ}$$

“Z1MAG Pos.-Seq” será.

$$Z_{1S} = \mathbf{10.57}$$

“Z0ANG” Pos.-Seq” será.

$$Z_{1S} = \angle \mathbf{85.51^\circ}$$

“EFLOC Fault Location.” Localización de la falla. En esta parte se habilita la lógica de detección de localización de la falla:

“Y”.- Habilita la detección de la localización de la falla.

“N”.- Deshabilita la detección de la localización de la falla.

“LL Line Length” Longitud de la línea. Esta parte es muy importante ya que aquí se especifica la longitud que tiene la línea, ya sea en millas o en kilómetros, tomando en cuenta que la localización de la falla será dada en las mismas unidades de longitud.

Configuración habilitada del relevador.- La figura 3.40 muestra los ajustes de los parámetros en la configuración del relevador como son los siguientes:

“E21MP. Enable Mho Phase Distance Zones.” Habilitar las zonas de los elementos de distancia. Se coloca el numero 4 porque son las zonas que el relevador se ajustó para detectar los elementos de distancia de fases.

“E21MG, Enable Mho Ground Distance Zones.” Habilitar las zonas de los elementos de distancia a tierra. El relevador se ajustó en 5 zonas para detectar los elementos de distancia a tierra.

“ECDTD, Enable Distance Element Common Time Delay.” Habilitar el tiempo común de retardo de los elementos de distancia. El parámetro “Y” permite habilitar las configuraciones del relevador.

“E50P, Enable Phase Instantaneous/ Definite-Time Overcurrent Elements.” Habilitar el tiempo de retardo y la sobrecorriente para los elementos de distancia.

En la figura 3.53 se muestra las configuraciones del relé.

Relay Configuration Enables

E21MP Enable Mho Phase Distance Zones
 Select: N, 1-5

E21MG Enable Mho Ground Distance Zones
 Select: N, 1-5

ECDTD Enable Distance Element Common Time Delay
 Select: Y, N

E50P Enable Phase Instantaneous/Definite-Time Overcurrent Elements
 Select: N, 1-4

Fig.3.40 Habilitar las configuraciones del relevador.

Según las configuraciones habilitadas se muestran en las siguientes figuras como ajustar el relevador. En la figura 3.41 se muestra la configuración de los elementos de distancia.

Mho Phase Distance Element Reach

Z1MP Zone 1 Reach (ohms,sec)
 Range = 0.05 to 64.00, OFF

Z2MP Zone 2 Reach (ohms,sec)
 Range = 0.05 to 64.00, OFF

Z3MP Zone 3 Reach (ohms,sec)
 Range = 0.05 to 64.00, OFF

Z4MP Zone 4 Reach (ohms,sec)
 Range = 0.05 to 64.00, OFF

Z5MP Zone 5 Reach (ohms,sec)
 Range = 0.05 to 64.00, OFF

Fig.3.41 Configuración de los elementos de distancia.

Este menú permite configurar el ajuste de las zonas de protección así como los tiempos de retardo de cada una de ellas, especialmente para realizar la coordinación de protecciones.

“Z1MP, Zone 1 Reach.” Zona 1 de protección. El ajuste de la zona 1 de operación se ajustó 60% de la línea de transmisión. Para calcular el valor de Z1MP, se utiliza el valor de la impedancia de secuencia positiva y el valor de la zona 1:

$$Z1MP = (10.57)(0.6) \rightarrow \mathbf{Z1MP = 6.34}$$

La forma de calcular este ajuste se debe a que el relevador protegerá la línea de transmisión al 60%, lo que significa que reducirá la impedancia de ajuste menor a la impedancia de la línea.

“Z2MP, Zone 2 Reach.” Zona 2 de protección. Este ajuste depende de la consideración del especialista. Se ajustó el 135% de la línea principal a proteger:

$$Z2MP = (10.57)(1.35) \rightarrow \mathbf{Z2MP = 14.26}$$

“Z3MP, Zone 3 Reach.” Zona 3 de protección. Al igual que en la zona 1, la zona se ajustara a 100% de la línea, sin embargo esta zona se puede considerar de bloqueo o de protección auxiliar hacia el elemento anterior, en este ajuste, se dice que el relevador ve la falla hacia atrás, o en dirección contraria a la de las primeras zonas, por lo tanto se tiene:

$$Z3MP = (10.57)(1) \rightarrow \mathbf{Z3MP = 10.57}$$

“Z4MP, Zone 4 Reach.” Zona 4 de protección. Este ajuste se consideró al 120% de la línea hacia adelante:

$$Z4MP = (10.57)(1.2) \rightarrow \mathbf{Z4MP = 12.69}$$

En la siguiente figura 3.42, se puede observar la gráfica de las zonas de protección ocupadas para proteger a la línea de transmisión.

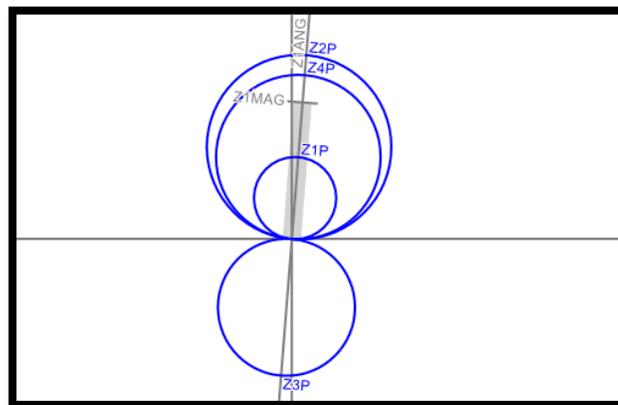


Fig.3.42 Zonas de protección ajustadas para PP1 SEL421 A3040.

Los ajustes de zonas de operación 3, 4 y 5 del relevador se pueden ajustar para detectar fallas en cualquier dirección, en comparación con las zonas 1 y 2 que solamente detectan fallas hacia adelante, generalmente se ocupa un ajuste de zona de operación hacia atrás.

En la figura 3.43, se observa el ajuste del tiempo de retardo cuando el relé detecte una falla en las diferentes zonas.

Zone	Time Delay (cyc)	Range
Z1PD Zone 1	0.000	0.000 to 16000.000, OFF
Z2PD Zone 2	0.000	0.000 to 16000.000, OFF
Z3PD Zone 3	0.000	0.000 to 16000.000, OFF
Z4PD Zone 4	24.000	0.000 to 16000.000, OFF
Z5PD Zone 5	72.000	0.000 to 16000.000, OFF

Fig.3.43 Habilitar el tiempo común de retardo de los elementos de distancia.

“Mho Phase Distance Element Time Delay” Tiempo de retardo para los elementos de distancia

“Z1D Zone 1 time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la primera zona (ciclos). Debido a que el relevador debe de operar en el menor tiempo posible cuando se presente la falla en su zona de protección, entonces se debe ajustar a un valor de cero este bit.

“Z2D Zone 2 time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la zona 2 (Ciclos). Se considera un tiempo de retardo para la zona 2, debido a que el relevador opera similar a la zona 1, su ajuste es a un valor de 0 ciclos en este bit.

“Z3D Zone 3 time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la zona 3 (Ciclos). De la misma manera que la zona 1 y 2, es una protección de respaldo vista hacia atrás. Se considera un tiempo de retardo para esta zona de 0 ciclos, ya que este tipo de protección de respaldo debe operar cuando detecte la falla, el ajuste de este bit se ajusta a 0.

“Z4D Zone 4 time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la zona 4 (Ciclos). Se considera un tiempo de retardo para la zona 4, debido a que el relevador operará como una respaldo, si el relevador del lado de la subestación de Juile no detecta la falla, este bit se activara y protegerá a los elementos que conforman MMT, generalmente se ajusta 24 Ciclos.

Protección de los elementos de distancia a tierra.- En este menú se ajustan las zonas de protección por falla a tierra, así como sus respectivos tiempos de retardo para implementar las coordinaciones de protecciones.

En la figura 3.44, se muestran los ajustes de los parámetros:

Mho Ground Distance Element Reach	
Z1MG Zone 1 (ohms,sec)	
<input type="text" value="20.83"/>	Range = 0.05 to 64.00, OFF
Z2MG Zone 2 (ohms,sec)	
<input type="text" value="46.88"/>	Range = 0.05 to 64.00, OFF
Z3MG Zone 3 (ohms,sec)	
<input type="text" value="34.73"/>	Range = 0.05 to 64.00, OFF
Z4MG Zone 4 (ohms,sec)	
<input type="text" value="41.67"/>	Range = 0.05 to 64.00, OFF
Z5MG Zone 5 (ohms,sec)	
<input type="text" value="52.09"/>	Range = 0.05 to 64.00, OFF

Fig.3.44 Ajustes de los parámetros de los elementos de tierra.

“Z1MG Zone 1” Ajuste de la Zona 1 de Protección de Distancia. El valor en este ajuste depende de la impedancia de la línea, se consideró el 60% de impedancia total de la línea y se considera en el cálculo el valor de la impedancia de secuencia cero.

$$Z1MG = (34.73)(0.6) = \mathbf{20.83}$$

“Z2MG Zone 2” Ajuste de la Zona 2 de Protección de Distancia a 135% de la línea.

$$Z2MG = (34.73)(1.35) = \mathbf{46.88}$$

“Z3MG, Zone 3” Ajuste de la Zona 3 de protección. Al igual que en la zona 1, la zona se ajustara a 100% de la línea, sin embargo esta zona se puede considerar de bloqueo o de protección auxiliar hacia el elemento anterior, en este ajuste, se dice que el relevador ve la falla hacia atrás, o en dirección contraria a la de las primeras zonas, por lo tanto se tiene:

$$Z3MG = (34.73)(1) = \mathbf{34.73}$$

“Z4MG Zone 4” Ajuste de la Zona 4 de Protección de Distancia. La zona 4 se ajustará al 120%.

$$Z4MG = (34.73)(1.2) = \mathbf{41.67}$$

“Z5MG Zone 5” Ajuste de la Zona 4 de Protección de Distancia. La zona 5 se ajustará al 150%.

$$Z5MG = (34.73)(1.5) = \mathbf{52.09}$$

Tiempo de retardo para los elementos de distancia a tierra.- Los tiempos de retardo para la protección de las zonas se muestra en le figura 3.45.

Ground Distance Element Time Delay	
Z1GD Zone 1 Time Delay (cyc)	0.000 Range = 0.000 to 16000.000, OFF
Z2GD Zone 2 Time Delay (cyc)	0.000 Range = 0.000 to 16000.000, OFF
Z3GD Zone 3 Time Delay (cyc)	0.000 Range = 0.000 to 16000.000, OFF
Z4GD Zone 4 Time Delay (cyc)	24.000 Range = 0.000 to 16000.000, OFF
Z5GD Zone 5 Time Delay (cyc)	72.000 Range = 0.000 to 16000.000, OFF

Fig.3.45 Ajustes del tiempo de retardo de los elementos de tierra.

“Z1GD Zone 1 time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la primera zona (ciclos). Debido a que el relevador debe de operar en el menor tiempo posible cuando se presente la falla en su zona de protección, entonces se debe ajustar a un valor de cero este bit.

“Z2GD Zone 2 time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la zona 2 (Ciclos). Se considera un tiempo de retardo para la zona 2, debido a que el relevador opera similar a la zona 1, su ajuste es a un valor de 0 ciclos en este bit.

“Z3GD Zone 3 time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la zona 3 (Ciclos). De la misma manera que la zona 1 y 2, es una protección de respaldo vista hacia atrás. Se considera un tiempo de retardo para esta zona de 0 ciclos, ya que este tipo de protección de respaldo debe operar cuando detecte la falla, el ajuste de este bit se ajusta a 0.

“Z4GD Zone 4 time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la zona 4 (Ciclos). Se considera un tiempo de retardo para la zona 4, debido a que el relevador operará como una respaldo, si el relevador del lado de la subestación de Juile no detecta la falla, este bit se activara y protegerá a los elementos que conforman MMT, generalmente se ajusta 24 Ciclos.

“Z5GD Zone time delay” Tiempo de Retardo para la protección de la zona 5 (Ciclos). Debido a que el relevador operará como un respaldo con mayor alcance que la zona 4, si el relevador del lado de la subestación de Juile no detecta la falla, este bit se activara y protegerá a los elementos que conforman MMT, este ajuste quedo a 72 Ciclos.

Factor de compensación de secuencia cero.- Este factor, es un ajuste necesario para que las zonas que protegen contra fallas a tierra funcionen de manera adecuada, en la figura 3.46 se muestran los ajustes:

Zero-Sequence Compensation Factor

k0M1 Zone 1 ZSC Factor Magnitude
 Range = 0.000 to 10.000, AUTO

k0A1 Zone 1 ZSC Factor Angle (deg)
 Range = -179.99 to 180.00

k0M Forward Zones ZSC Factor Magnitude
 Range = 0.000 to 10.000

k0A Forward Zones ZSC Factor Angle (deg)
 Range = -179.99 to 180.00

k0MR Reverse Zones ZSC Factor Magnitude
 Range = 0.000 to 10.000

k0AR Reverse Zones ZSC Factor Angle (deg)
 Range = -179.99 to 180.00

Fig.3.46 Ajustes del factor de compensación de secuencia cero.

Por lo tanto este factor se calcula como sigue:

$$FC_{S0} = \frac{Z_{0S} - Z_{1S}}{3(Z_{1S})}$$

$$X_{0S} = 34.73 \cos(74.85^\circ) = 9.07658$$

$$Y_{0S} = 34.73 \sin(74.85^\circ) = 33.5229$$

$$Z_{0S} = 34.73 \angle 74.85^\circ = 9.07658 + j 33.5229$$

$$X_{1S} = 10.55 \cos(85.51^\circ) = 0.8274$$

$$Y_{1S} = 10.55 \sin(85.51^\circ) = 10.5176$$

$$Z_{1S} = 10.55 \angle 85.51^\circ = 0.8274 + j 10.5176$$

$$FC_{S0} = \frac{(9.07658 + j 33.5229) - (0.8274 + j 10.5176)}{3(10.55 \angle 85.51^\circ)}$$

$$FC_{S0} = \frac{8.24918 + j 22.985}{31.71 \angle 85.51^\circ}$$

$$\sqrt{(8.24918)^2 + (22.985)^2} = 24.420466$$

$$\theta = \tan^{-1}\left(\frac{22.985}{8.24018}\right) = 70.257^\circ$$

$$FC_{S0} = \frac{24.420466 \angle 70.257}{31.71 \angle 85.51^\circ} \rightarrow FC_{S0} = 0.770131 \angle -15.25$$

4. Resultados y conclusiones

4.1 Resultados

Se realizaron pruebas al relevador bajo una condición de falla trifásica, en dos de sus cinco zonas de protección.

Zona 1: Se realizó una prueba al relevador con una falla al 60% de la línea, los resultados se muestran en la siguiente tabla:

60% DE LA LINEA					
Calculada					% error
Fase	Impedancia total de la línea (Ω)	Distancia (Km)	Impedancia (Ω)	Zona	
A	10.57	145	6.34	1	0.157
B					2.42
C					2.92
Medida por el Relevador					
Fase	Tensión (KV)	Corriente (A)	Impedancia (Ω)	Zona	
A	235	4239	6.33	1	
B	236	4351	6.19		
C	235	4359	6.16		

Cálculos:

$$Distancia = (243 \text{ km})(0.6) = 145 \text{ km}$$

$$Z = Z_1 * 60\% = 10.57(.6) = 6.34 \Omega$$

$$Z_{60\%} = \frac{V_A}{I_A} * \frac{RTC}{RTP} = \frac{235000 \text{ V}}{4239 \text{ A}} * \frac{400}{3500} = 6.33 \Omega$$

$$Z_{60\%} = \frac{V_B}{I_B} * \frac{RTC}{RTP} = \frac{236000 \text{ V}}{4351 \text{ A}} * \frac{400}{3500} = 6.19 \Omega$$

$$Z_{60\%} = \frac{V_C}{I_C} * \frac{RTC}{RTP} = \frac{235000 \text{ V}}{4359 \text{ A}} * \frac{400}{3500} = 6.16 \Omega$$

A continuación, se calcula el error a partir de los valores medidos (Z_2) y calculados (Z_1).

$$\%e_A = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{6.34 - 6.33}{6.33} * 100 = \mathbf{0.157\%}$$

$$\%e_B = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{6.34 - 6.19}{6.19} * 100 = \mathbf{2.42\%}$$

$$\%e_C = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{6.34 - 6.16}{6.16} * 100 = \mathbf{2.92\%}$$

La figura 4.1 muestra el resultado de la zona 1 en operación del relevador.



Fig.4.1 Prueba al relevador con una falla trifásica al 60% de la línea.

Zona 2:

135% DE LA LINEA					
Calculada					% error
Fase	Impedancia total de la línea (Ω)	Distancia (Km)	Impedancia (Ω)	Zona	
A	10.57	328.05	14.26	2	0.07
B					0.55
C					0.41
Medida por el Relevador					
Fase	Tensión (KV)	Corriente (A)	Impedancia (Ω)	Zona	
A	255.06	2041.56	14.27	1	
B	256.42	2043.18	14.34		
C	255.91	2042.05	14.32		

Cálculos:

$$Distancia = (243 \text{ Km})(1.56) = \mathbf{328.05 \text{ Km}}$$

$$Z = Z_1 * 135\% = 10.57(1.35) = \mathbf{14.26 \Omega}$$

$$Z_{135\%} = \frac{V_A}{I_A} * \frac{RTC}{RTP} = \frac{255060 \text{ V}}{2041.56 \text{ A}} * \frac{400}{3500} = \mathbf{14.27 \Omega}$$

$$Z_{135\%} = \frac{V_B}{I_B} * \frac{RTC}{RTP} = \frac{256420 V}{2043.18 A} * \frac{400}{3500} = \mathbf{14.34 \Omega}$$

$$Z_{135\%} = \frac{V_C}{I_C} * \frac{RTC}{RTP} = \frac{255910 V}{2042.05 A} * \frac{400}{3500} = \mathbf{14.32 \Omega}$$

$$\%e_A = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{14.26 - 14.27}{14.27} * 100 = \mathbf{0.07\%}$$

$$\%e_B = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{14.26 - 14.34}{14.34} * 100 = \mathbf{0.55\%}$$

$$\%e_C = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{14.26 - 14.32}{14.32} * 100 = \mathbf{0.41\%}$$

La figura 4.2 muestra el resultado de la zona 2 en operación del relevador.



Fig.4.2 Prueba al relevador con una falla trifásica al 135% de la línea.

Se realizaron pruebas al relevador bajo una falla bifásica entre las fases A y B, en dos de sus cinco zonas de protección.

Zona 1:

60% DE LA LINEA							
Calculada							
Fase	Impedancia total de la línea (Ω)		Distancia (Km)	Impedancia (Ω)		Zona	% error
	Magnitud	Ángulo		Magnitud	Ángulo		
A	10.57	85.51°	145	6.34	85.51°	1	0.15
B							
Medida por el Relevador							
Fase	Tensión (KV)		Corriente (A)		Impedancia (Ω)		Zona
	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	
A	275	0°	3887	-35°	6.35	86.7	1
B	281	-75.4°	3377	148°			

Calculo a partir de los datos de la tabla:

$$\begin{aligned}
 Z_{60\%} &= \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B} * \frac{RTC}{RTP} = \frac{(275 \angle 0^\circ) - (281 \angle -75.4^\circ)}{(3887 \angle -35^\circ) - (3377 \angle 148^\circ)} * \frac{400}{3500} = \\
 &= \frac{(275) - (70.8315 - j 271.926)}{(3184.04 - j 2229.49) - (-2863.86 + 1789.545)} * \frac{400}{3500} = \\
 &= \frac{204.169 + j 271.926}{6047.9 - j 4019.03} * \frac{400}{3500} = \frac{(340.042 \angle 53.09^\circ) * 400}{(7261.52 \angle -33.6^\circ) * 3500} = \\
 &= \frac{136017 \angle 53.09^\circ}{21.41 \times 10^6 \angle -33.6^\circ} = \mathbf{6.3517 \angle 86.7^\circ \Omega} \\
 \%e_A &= \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{6.34 - 6.35}{6.35} * 100 = \mathbf{0.15\%}
 \end{aligned}$$

La figura 4.3 muestra el resultado de la zona 1 en operación del relevador con la falla bifásica.



Fig.4.3 Prueba al relevador con una falla trifásica al 60% de la línea.

Zona 2:

135% DE LA LINEA							
Calculada							
Fase	Impedancia total de la línea (Ω)		Distancia (Km)	Impedancia (Ω)		Zona	% error
	Magnitud	Ángulo		Magnitud	Ángulo		
A	10.57	85.51°	328.05	14.26	85.51°	2	0.92
B							
Medida por el Relevador							
Fase	Tensión (KV)		Corriente (A)		Impedancia (Ω)		Zona
	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	
A	385	0°	2265	-45.2°	14.13	81.6°	2
B	326	-94.3°	1966	139.2°			

Cálculos:

$$Z_{135\%} = \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B} * \frac{RTC}{RTP} = \frac{(385 \angle 0^\circ) - (326 \angle -94.3^\circ)}{(2265 \angle -45.2^\circ) - (1966 \angle 139.2^\circ)} * \frac{400}{3500} = \mathbf{14.13 \angle 81.6}$$

$$\%e_A = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{14.26 - 14.13}{14.13} * 100 = \mathbf{0.92\%}$$

La figura 4.4 muestra el resultado de la zona 2 en operación del relevador con la falla bifásica.



Fig.4.4 Prueba al relevador con una falla trifásica al 135% de la línea.

Se realizaron pruebas al relevador bajo una condición de falla de fase A a Tierra en dos de cinco zonas de protección.

Zona 1:

60% DE LA LINEA								
Calculada								
Fase	Impedancia total de la línea (Ω)		Distancia (Km)	Impedancia (Ω)		Zona	% error	
	Magnitud	Ángulo		Magnitud	Ángulo			
A	10.57	85.51°	145	6.34	85.51°	1	0.79	
Medida por el Relevador								
Fase	Tensión (KV)		Corriente (A)		Impedancia (Ω)			Zona
	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo		
A	170	0°	4542	-77.5°	6.29	-103.08°	1	

Cálculos:

Utilizando la matriz de transformación de cantidades de fase a secuencia, se procede a descomponer los tres vectores asimétricos en sus componentes simétricos, se tiene:

$$\begin{aligned}
 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \rightarrow \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \\
 \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1\angle 120^\circ & 1\angle -120^\circ \\ 1 & 1\angle -120^\circ & 1\angle 120^\circ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 4542\angle -77.5^\circ \\ 510\angle -145.6^\circ \\ 660\angle 100.1^\circ \end{bmatrix} &= \\
 = \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 4542\angle -77.5^\circ + 510\angle -145.6^\circ + 660\angle 100.1^\circ \\ 4542\angle -77.5^\circ + 510\angle -25.6^\circ + 660\angle -19.9^\circ \\ 4542\angle -77.5^\circ + 510\angle -265.6^\circ + 660\angle 220.1^\circ \end{bmatrix} &= \\
 = \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 4097.1\angle -83.74^\circ \\ 5297.78\angle -67.07^\circ \\ 4373.06\angle -84.23^\circ \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1365.7\angle -83.74^\circ \text{ A} \\ 1765.93\angle -67.07^\circ \text{ A} \\ 1457.69\angle -84.23^\circ \text{ A} \end{bmatrix}
 \end{aligned}$$

Y con los valores de corrientes se obtenidos se calcula:

$$Z_{60\%} = \frac{V_A}{I_0 + K_0 I_0}$$

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} (10) = \frac{(34.73\angle 74.85^\circ) - (10.57\angle 85.51^\circ)}{10.57\angle 85.51^\circ} (10) = 23.10 \angle 19.25^\circ$$

$$Z_{60\%} = \frac{170000}{(4542\angle -77.5^\circ) + (23.10\angle 19.25^\circ)(1365.7\angle -83.74^\circ)} = 6.29 \angle -103.08^\circ$$

$$\%e_A = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{6.34 - 6.29}{6.29} * 100 = 0.79\%$$

La figura 4.5 muestra el resultado de la zona 1 en operación del relevador con la falla monofásica a tierra.



Fig.4.5 Prueba al relevador con una falla trifásica al 60% de la línea

Zona 2:

135% DE LA LINEA								
Calculada								
Fase	Impedancia total de la línea (Ω)		Distancia (Km)	Impedancia (Ω)		Zona	% error	
	Magnitud	Ángulo		Magnitud	Ángulo			
A	10.57	85.51°	328.05	14.26	85.51°	2	1.13	
Medida por el Relevador								
Fase	Tensión (KV)		Corriente (A)		Impedancia (Ω)			Zona
	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo	Magnitud	Ángulo		
A	307	0°	2957	-76.3°	14.1	69.53°	2	

Cálculos:

$$\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \rightarrow \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

$$\left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1\angle 120^\circ & 1\angle -120^\circ \\ 1 & 1\angle -120^\circ & 1\angle 120^\circ \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2957\angle -76.3^\circ \\ 533\angle -151.7^\circ \\ 695\angle 101.1^\circ \end{bmatrix} =$$

$$= \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 2957\angle -76.3^\circ + 533\angle -151.7^\circ + 695\angle 101.1^\circ \\ 2957\angle -76.3^\circ + 533\angle -31.7^\circ + 695\angle -18.9^\circ \\ 2957\angle -76.3^\circ + 533\angle -271.7^\circ + 695\angle 221.1^\circ \end{bmatrix} =$$

$$= \left(\frac{1}{3}\right) \begin{bmatrix} 2445.5\angle -87.72^\circ \\ 3833.06\angle -58.25^\circ \\ 2803.59\angle -86.06^\circ \end{bmatrix} \rightarrow \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 815.16\angle -87.72^\circ \text{ A} \\ 1277.69\angle -58.25^\circ \text{ A} \\ 934.53\angle -86.06^\circ \text{ A} \end{bmatrix}$$

Y con los valores de corrientes se obtenidos se calcula:

$$Z_{60\%} = \frac{V_A}{I_0 + K_0 I_0}$$

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} (10) = \frac{(34.73\angle 74.85^\circ) - (10.57\angle 85.51^\circ)}{10.57\angle 85.51^\circ} (10) = 23.10 \angle 19.25^\circ$$

$$Z_{135\%} = \frac{307000}{(2955\angle -76.3^\circ) + (23.1\angle 19.25^\circ)(815.16\angle -87.72^\circ)} = 14.10 \angle 69.53^\circ$$

$$\%e_A = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} * 100 = \frac{14.26 - 14.1}{14.1} * 100 = 1.13\%$$

La figura 4.6 muestra el resultado de la zona 2 en operación del relevador con la falla monofásica a tierra.



Fig.4.6 Prueba al relevador con una falla trifásica al 135% de la línea

En las figuras 4.5 se puede ver la puesta en servicio de la Protección Primaria 1 relevador SEL421 de la línea A3040, se observa la forma de onda sinusoidal las tres fases simétricas de corrientes y voltajes.

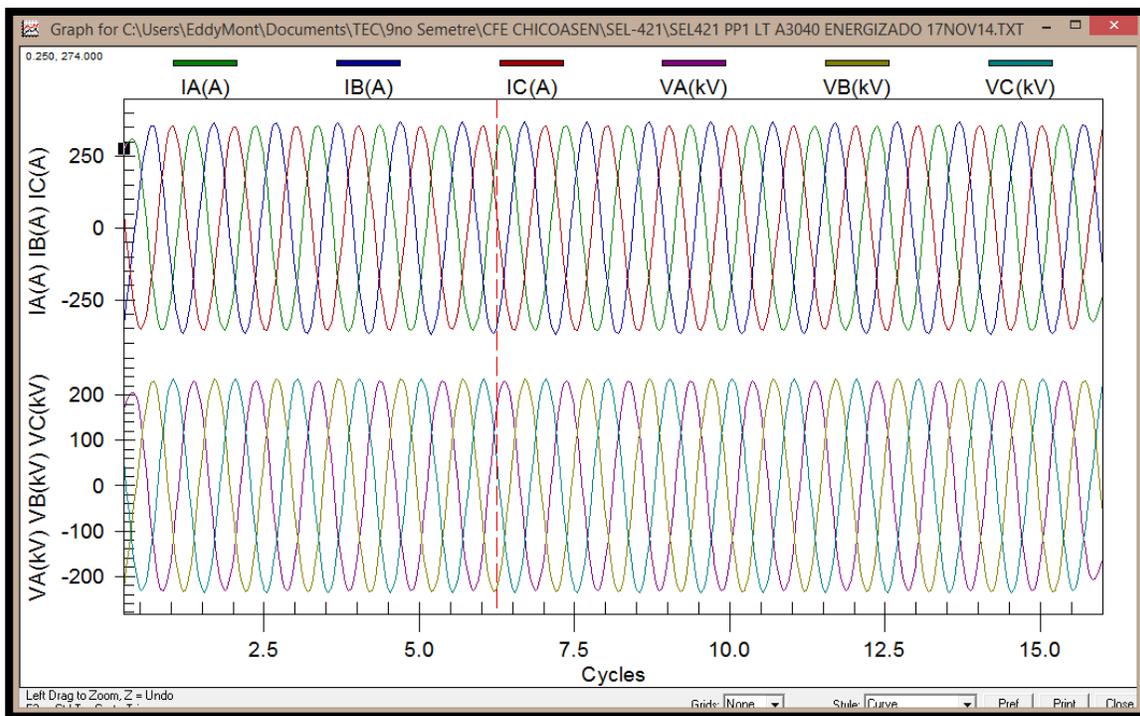


Fig.4.5 Oscilógrafo de corrientes y voltajes de la LT A3040.

En la figura 4.6 se observa el diagrama fasorial de la LT A3040 con sus corrientes y voltajes con 120° de desfases respectivamente.

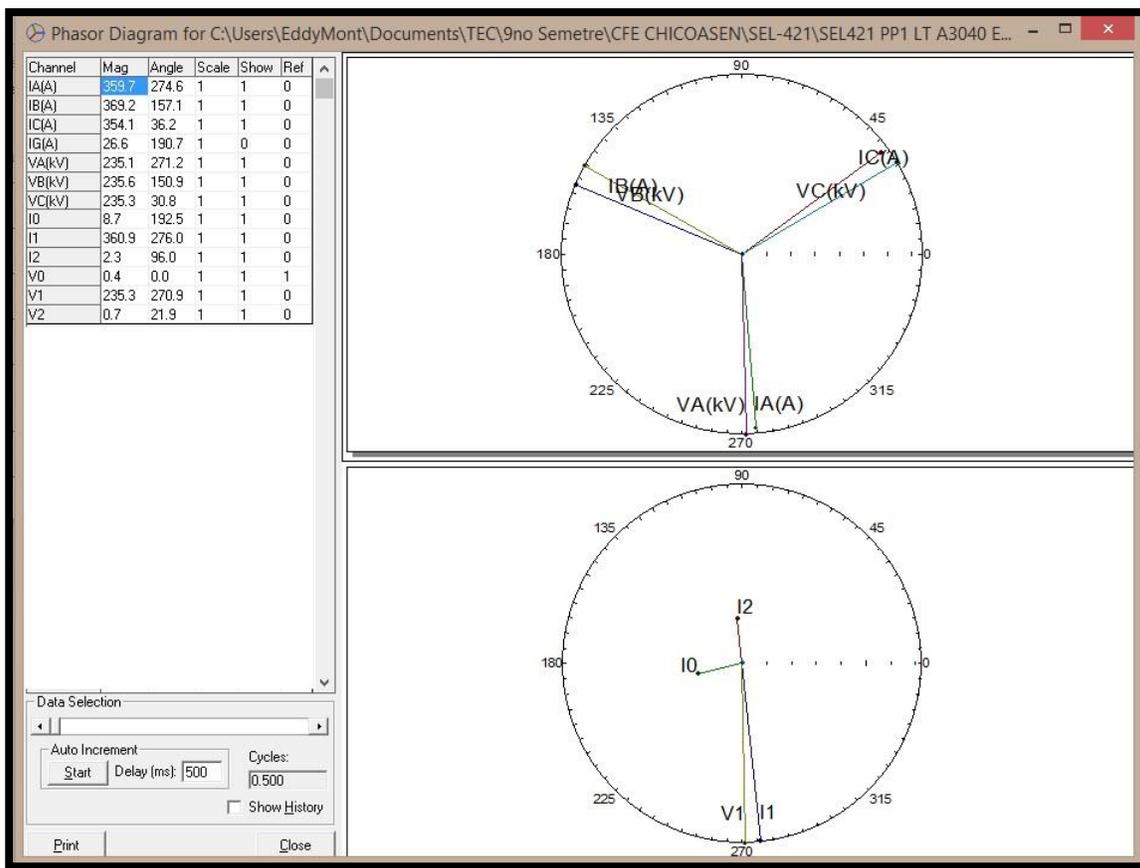


Fig.4.6 Faseo de corrientes y voltajes de la LT A3040.

4.2 Conclusiones

Un sistema eléctrico de potencia tiene la finalidad de transmitir la energía que requiere el cliente, por tal razón, es de suma importancia mantener la continuidad del servicio y proteger a la línea de transmisión contra diversas fallas que puedan presentarse.

Las protecciones por medio de uso de relevadores microprocesados, tienen una gran ventaja contra los relevadores electromagnéticos y electromecánicos, además de contar con funciones adicionales como pueden ser, medición, cálculo y localización de falla, opciones de control sobre el sistema, esquemas de teleprotección por medio de comunicaciones, programación lógica a través de software y tienen una alta velocidad de disparo.

Con estas descripciones, se garantiza la calidad de energía, la continuidad del servicio y, la protección de los equipos elementales de las subestaciones contra fallas y representan un alto costo para la empresa.

En el presente trabajo se propusieron los ajustes del relevador SEL421 para la protección de distancia de la línea de transmisión A3040 Manuel Moreno Torres – Juile de 400 kV perteneciente a Comisión Federal de Electricidad; así mismo, se simularon diferentes tipos de falla y se analizaron los resultados para verificar que operara adecuadamente.

5. Referencias Bibliográficas

- [1] Gers Juan y Holmes Edward, “Protection of Electricity Distribution Networks”, Second Edition, IEEE Power and Energy Series, Londres, 2004.
- [2] D. Sebastián B., “Diplomado en protecciones de sistemas eléctricos de potencia”, Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de transmisión, noviembre 2008.
- [3] Schweitzer E. L., Inc., “SEL-421 Protection and Automation Control, Instruction Manual”, USA, 2005.
- [4] Henríquez Harper, Gilberto, “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas”. 2da edición. Edit.: Limusa. México 2005.
- [5] J. Roberts, “Distance Relay Element Design”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA, 1993.
- [6] Schweitzer E. L., Inc., “SEL-421 Protection and Automation Control, User Guide”, USA, 2009.
- [7] Montané Paulino, “Protecciones en las Instalaciones Eléctricas”, Segunda edición, Edit.: Marcombo Boixareu, España 2003.
- [8] Gilberto Henríquez Harper “El ABC de la calidad de la energía eléctrica” Edit.: Limusa S. A. de C. V., México 2013.
- [9] Horowitz Stanley y PHADKE Arun, Power System Relaying, Third Edition, John Wiley Sons Ltd, USA, 2008.
- [10] Enríquez Harper, Gilberto, “Fundamentos de Protecciones de Sistemas Eléctricos por Relés”, Edit. Limusa, 2da edición, México D.F., México 1999, p.241.
- [11] Kothari D. y Nagrath I., “Sistemas Eléctricos de Potencia”, Tercera Edición, Editorial Mc Graw Hill, México, 2008.
- [12] Mulukutla, “Análisis y Diseño de Sistemas de Potencia”, Tercera Edición, Editorial Thomson, México, 2004.

- [13] M.S. Ramírez “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2005.
- [14] D. Hou, “Filtering for protective relays” Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA, 1993.
- [15] Gabriel B., J. Roberts, “Superimposed Quantities: Their true nature and application in relays”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA, 1999.
- [16] J. Roberts, “Distance Relay Element Design”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA, 1993.
- [17] J. Roberts, A. Guzman. “ $Z = V/I$ not make a distance relay”, Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA, 2000.

Anexos

Anexo A: Ajustes del relevador SEL421

Group 1

Line Configuration

CTRW := 400 CTRX := 400 PTRY := 3500.0 VNOMY := 120
 PTRZ := 3500.0 VNOMZ := 120 Z1MAG := 10.57 Z1ANG := 85.51
 Z0MAG := 34.73 Z0ANG := 74.85 EFLOC := Y LL := 243.00

Relay Configuration

E21MP := 4 E21XP := N E21MG := 5 E21XG := 5
 ECVT := N ESERCMP := N ECDTD := Y ESOTF := Y
 EOOS := N ELOAD := N E50P := 1 E50G := 3
 E50Q := 3 E51S := 2 E81 := N E27 := N
 E59 := N E32 := Y ECOMM := POTT EBFL1 := N
 EBFL2 := N E25BK1 := N E25BK2 := N E79 := N
 EMANCL := N ELOP := Y1 EDEM := N EADVS := Y

Mho Phase Distance Element Reach

Z1MP := 6.34 Z2MP := 14.23 Z3MP := 10.57 Z4MP := 12.69

Phase Distance Element Time Delay

Z1PD := 0.000 Z2PD := 0.000 Z3PD := 0.000 Z4PD := 24.000

Mho Ground Distance Element Reach

Z1MG := 20.83 Z2MG := 46.88 Z3MG := 34.73 Z4MG := 41.67
 Z5MG := 52.09

Zero-Sequence Compensation Factor

k0M1 := 0.770 k0A1 := -15.25 k0M := 0.770 k0A := -15.25
 k0MR := 0.770 k0AR := -15.25

Ground Distance Element Time Delay

Z1GD := 0.000 Z2GD := 0.000 Z3GD := 0.000 Z4GD := 24.000
 Z5GD := 72.000

Distance Element Common Time Delay

Z1D := 0.000 Z2D := 0.000 Z3D := 0.000 Z4D := 24.000

Switch-Onto-Fault Scheme

ESPSTF := Y EVRST := Y VRSTPU := 0.80 52AEND := OFF

CLOEND := 10.000 SOTFD := 30.000

CLSMON := NA #SENAL CIERRE/TRIPOL

Phase Instantaneous Overcurrent Pickup

50P1P := 5.70

Phase Def.-Time Overcurrent Time Delay

67P1D := 0.000

Phase Inst./Def.-Time Overcurrent Torque Control

67P1TC := 1

Residual Ground Instantaneous Overcurrent Pickup

50G1P := 7.19 50G2P := 0.88 50G3P := 0.31

Residual Ground Def.-Time Overcurrent Time Delay

67G1D := 10.000 67G2D := 4.250 67G3D := 0.000

Residual Ground Inst./Def.-Time O/C Torque Control

67G1TC := 32GF
 67G2TC := F32QG AND NOT SPO
 67G3TC := R32QG AND NOT SPO
 Neg.-Seq. Instantaneous Overcurrent Pickup
 50Q1P := 15.62 50Q2P := 1.90 50Q3P := 1.08
 Neg.-Seq. Def.-Time Overcurrent Time Delay
 67Q1D := 10.000 67Q2D := 4.250 67Q3D := 0.000
 Neg.-Seq. Inst./Def.-Time O/C Torque Control
 67Q1TC := 32QF
 67Q2TC := F32QG AND NOT SPO
 67Q3TC := R32QG AND NOT SPO
 Selectable Operating Qty Inv.-Time O/C Element 1
 (where n = L for line, 1 for BK1, 2 for BK2)
 51S1O := 3I0L 51S1P := 0.50 51S1C := U2 51S1TD := 1.99
 51S1RS := N
 51S1TC := 32GF
 Selectable Operating Qty Inv.-Time O/C Element 2
 (where n = L for line, 1 for BK1, 2 for BK2)
 51S2O := 3I2L 51S2P := 1.50 51S2C := U3 51S2TD := 2.66
 51S2RS := N
 51S2TC := 32QF
 Zone/Level Direction
 DIR3 := R DIR4 := F DIR5 := F
 Directional Control Element
 ORDER := 'QV'
 50FP := 0.60 50RP := 0.40 Z2F := 3.97 Z2R := 4.07
 a2 := 0.15 k2 := 0.20 Z0F := 16.05 Z0R := 16.15
 a0 := 0.15
 E32IV := 1
 Pole Open Detection
 EPO := 52 SPOD := 0.500 3POD := 1.500
 POTT Trip Scheme
 Z3RBD := 5.000 EBLKD := OFF ETDPU := OFF EDURD := 2.000
 EWFC := N
 PT1 := IN207 OR IN208 # RX OPLAT OR RX FO
 EPTDIR := N
 Trip Logic
 TR := M1P OR Z1G OR M4PT OR Z4GT OR 51S1T OR 51S2T OR 67G1T OR \
 67Q1T
 TRCOMM := M2P OR Z2G OR 67G2T OR 67Q2T
 TRSOTF := 50P1 OR M2P OR Z2G
 DTA := NA
 DTB := NA
 DTC := NA
 BK1MTR := NA
 BK2MTR := NA
 ULTR := TRGTR

```

ULMTR1 := NOT (52AA1 AND 52AB1 AND 52AC1)
ULMTR2 := 0
TOPD   := 8000.000
TULO   := 3      Z2GTSP := N      67QGSP := N      TDUR1D := 4.000
TDUR3D := 5.000
E3PT   := TOP AND NOT IN205 # TOP Y Q NO ESTE BLOQ DRM
E3PT1  := NA
E3PT2  := NA
ER     := R_TRIG M4P OR R_TRIG Z4G OR R_TRIG 51S1 OR R_TRIG 51S2 OR
\
      R_TRIG 67G1 OR R_TRIG 67Q1 OR R_TRIG M3P OR R_TRIG Z3G OR \
      M1P OR M2P OR Z1G OR Z2G OR Z5G

```

Global

General Global Settings

```

SID   := 'S.E. MMT-400 A3040'
RID   := 'PP1 MMT-A3040-JUI 29032014'
NUMBK := 2
BID1  := 'A3040'
BID2  := 'A8440'
NFREQ := 60      PHROT := ABC
FAULT := 50P1 OR 50G1 OR 50G2 OR 50G3 OR 50Q1 OR 50Q2 OR 50Q3 OR \
      51S1 OR Z2P OR Z2G OR Z3P OR Z3G

```

Global Enables

```

EDCMON := 1      EICIS := Y      EDRSTC := N      EGADVS := N
EPMU   := N

```

Station DC1 Monitor

```

DC1LFP := 245      DC1LWP := 250      DC1HWP := 270      DC1HFP := 275
DC1RP  := 9

```

Control Inputs

```
GINDF := 80
```

Main Board Control Inputs

```

IN101PU := 0.1250  IN101DO := 0.1250  IN102PU := 0.1250  IN102DO := 0.1250
IN103PU := 0.1250  IN103DO := 0.1250  IN104PU := 0.1250  IN104DO := 0.1250
IN105PU := 0.1250  IN105DO := 0.1250  IN106PU := 0.1250  IN106DO := 0.1250
IN107PU := 0.1250  IN107DO := 0.1250

```

Interface Board # 1 Control Inputs

```

IN201P := 200      IN202P := 200      IN203P := 200      IN204P := 200
IN205P := 200      IN206P := 200      IN207P := 200      IN208P := 200
IN201PU := 0.1250  IN201DO := 0.1250  IN202PU := 0.1250  IN202DO := 0.1250
IN203PU := 0.1250  IN203DO := 0.1250  IN204PU := 0.1250  IN204DO := 0.1250
IN205PU := 0.1250  IN205DO := 0.1250  IN206PU := 0.1250  IN206DO := 0.1250
IN207PU := 0.1250  IN207DO := 0.1250  IN208PU := 0.1250  IN208DO := 0.1250

```

Interface Board # 2 Control Inputs

```

IN301P := 200      IN302P := 200      IN303P := 200      IN304P := 200
IN305P := 200      IN306P := 200      IN307P := 200      IN308P := 200
IN301PU := 0.1250  IN301DO := 0.1250  IN302PU := 0.1250  IN302DO := 0.1250
IN303PU := 0.1250  IN303DO := 0.1250  IN304PU := 0.1250  IN304DO := 0.1250

```

IN305PU := 0.1250 IN305DO := 0.1250 IN306PU := 0.1250 IN306DO := 0.1250
 IN307PU := 0.1250 IN307DO := 0.1250 IN308PU := 0.1250 IN308DO := 0.1250

Settings Group Selection

SS1 := 1

SS2 := 0

SS3 := 0

SS4 := 0

SS5 := 0

SS6 := 0

TGR := 180

Time-Error Calculation

STALLTE := NA

LOADTE := NA

Current and Voltage Source Selection

ESS := N

Time and Date Management

DATE_F := MDY IRIGC := NONE UTCOFF := -8.0

BEG_DST := '2,2,1,3'

END_DST := '2,1,1,11'

DNP

EVELOCK := 0 DNPSRC := UTC

Output

Main Board

OUT101 := TPA AND IN104 # DISPARO FASE A A3040

OUT102 := TPB AND IN104 # DISPARO FASE B A3040

OUT103 := TPC AND IN104 # DISPARO FASE C A3040

OUT104 := 3PT AND IN104 # DISPARO 3F A3040

OUT105 := NA

OUT106 := TPA OR TPB OR TPC OR 3PT # CONTACTO PARA EQUIPO DOBLE

OUT107 := NA

OUT108 := TPA OR TPB OR TPC OR 3PT OR SOTFT OR DC1F OR NOT IN104
 OR \

(SALARM OR HALARM) # CCALARM # ALARMA SONORA

Interface Board #1

OUT201 := TPA AND IN104 # DISPARO FASE A A8440 Y3 VIA-CU

OUT202 := TPB AND IN104 # DISPARO FASE B A8440 Y3 VIA-CU

OUT203 := TPC AND IN104 # DISPARO FASE C A8440 Y3 VIA-CU

OUT204 := 3PT AND IN104 # DISPARO 3F A8440 Y3 VIA-CU

OUT205 := TPA AND IN104 # DISPARO FASE A A8440 IN109-PLP269

OUT206 := TPB AND IN104 # DISPARO FASE A A8440 IN110-PLP269

OUT207 := TPC AND IN104 # DISPARO FASE A A8440 IN111-PLP269

OUT208 := NA

OUT209 := NA

OUT210 := NA

OUT211 := NA

OUT212 := NA

OUT213 := KEY AND IN104 # TX PP1 OPLAT Y FO RELE AUX

OUT214 := NA
 OUT215 := NA
 Interface Board #2
 OUT301 := 51S1T OR 51S2T # DIR 67 PP1 A RD-BEN
 OUT302 := M1P OR Z1G #TRIP 21-21G A RD-BEN
 OUT303 := 67G1T # DIR 67N PP1 A RD-BEN
 OUT304 := M4PT OR Z4GT OR 51S1T OR 51S2T # DIR 67N PP1 A RD-BEN
 OUT305 := SOTFT # FALLA AL CIERRE A RD-BEN
 OUT306 := M1P OR Z1G #LOC FALLA
 OUT307 := NA
 OUT308 := NA
 OUT309 := NA
 OUT310 := NA
 OUT311 := NA
 OUT312 := NA
 OUT313 := NA
 OUT314 := NA
 OUT315 := NA

Mirrored Bits Transmit Equations

TMB1A := NA
 TMB2A := NA
 TMB3A := NA
 TMB4A := NA
 TMB5A := NA
 TMB6A := NA
 TMB7A := NA
 TMB8A := NA
 TMB1B := NA
 TMB2B := NA
 TMB3B := NA
 TMB4B := NA
 TMB5B := NA
 TMB6B := NA
 TMB7B := NA
 TMB8B := NA

Protection 1

Alias

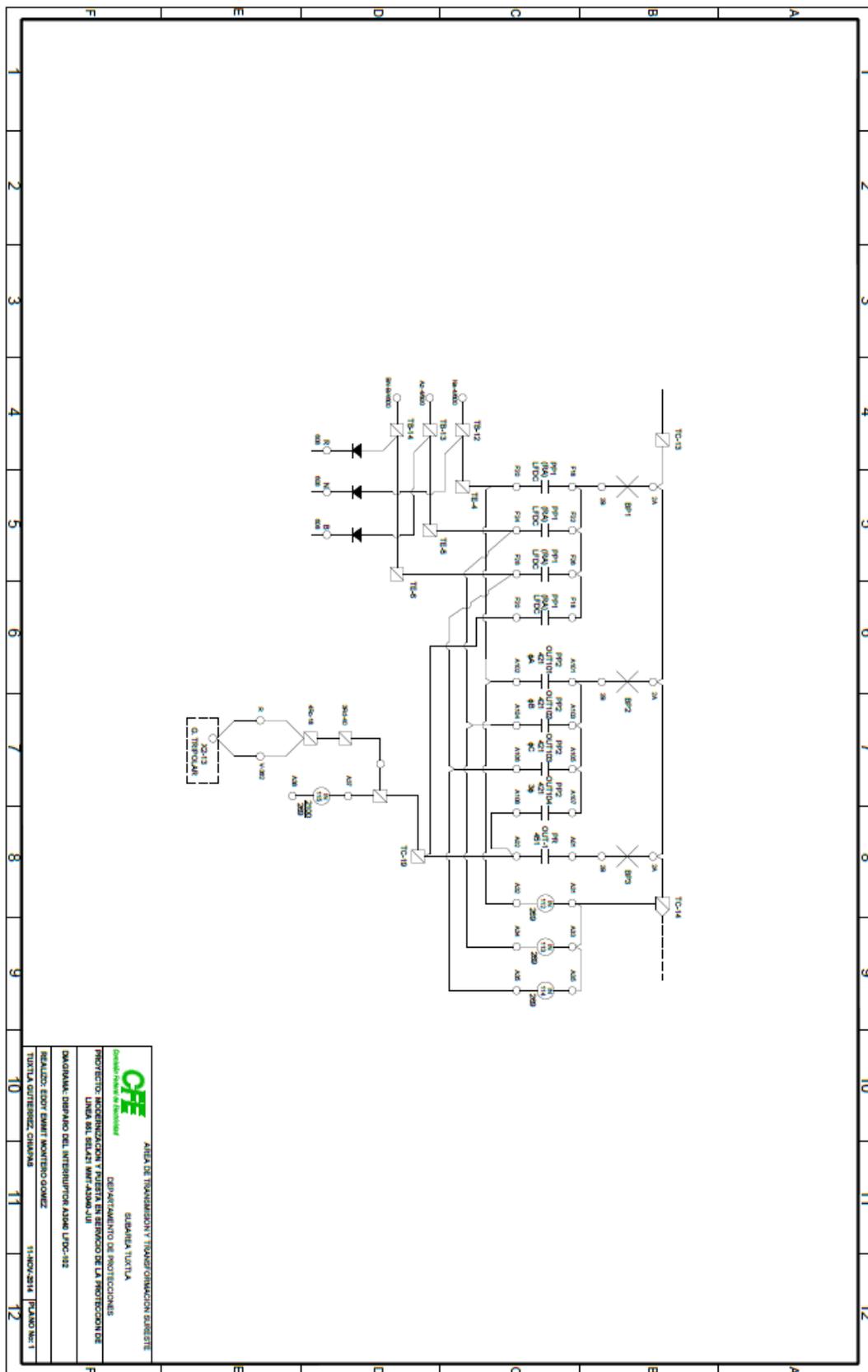
Relay Aliases

(RW Bit or Analog Qty. 7 Character Alias [0-9 A-Z _])

1: EN,"RLY_EN"
 2: TLED_1,"INST"
 3: TLED_2,"TIME"
 4: TLED_3,"COMM"
 5: TLED_4,"SOTF"
 6: TLED_5,"ZONE_1"
 7: TLED_6,"ZONE_2"
 8: TLED_7,"ZONE_3"

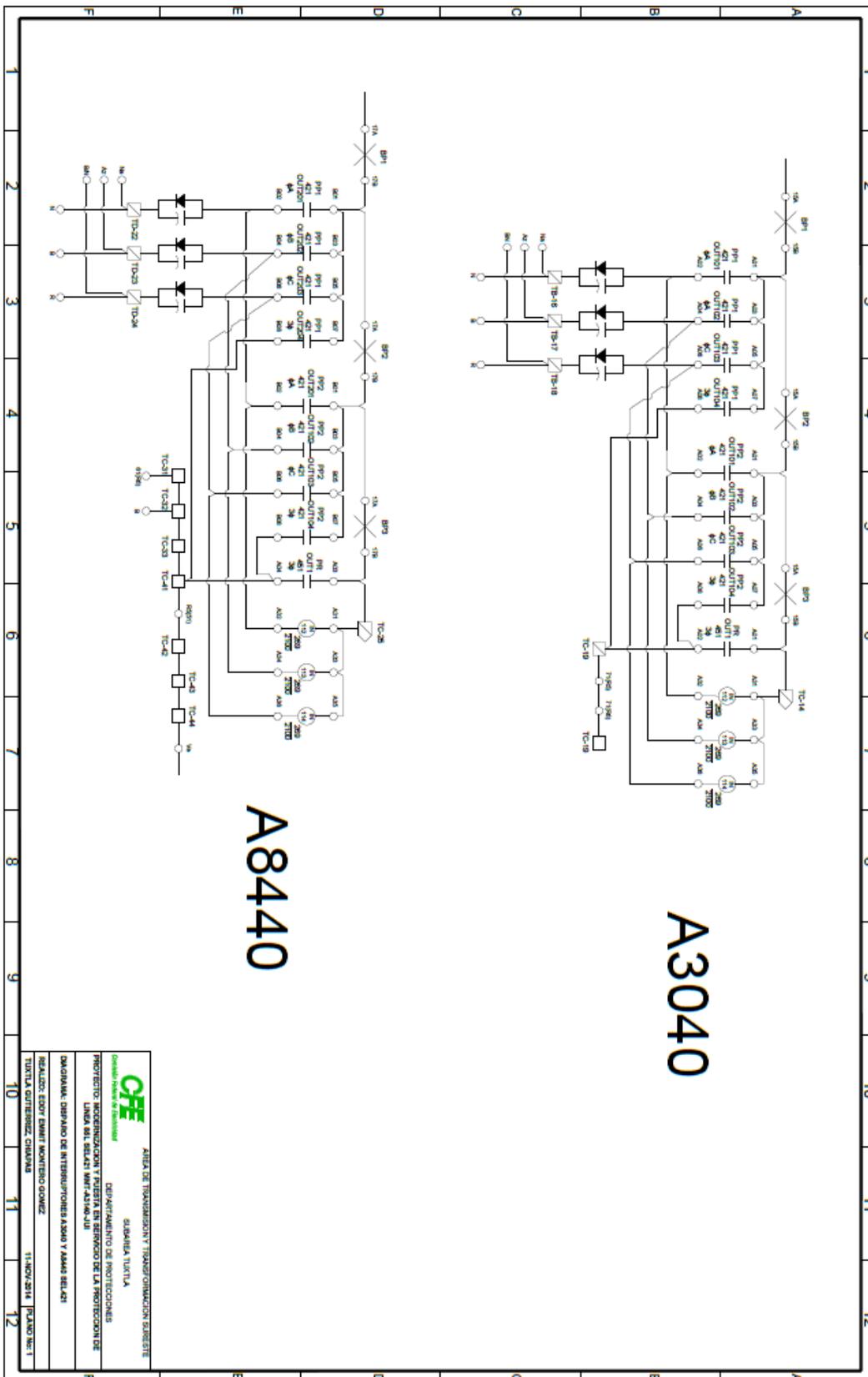
9: TLED_8,"ZONE_4"
10: TLED_9,"A_PHASE"
11: TLED_10,"B_PHASE"
12: TLED_11,"C_PHASE"
13: TLED_12,"GND"
14: TLED_13,"50PICUP"
15: TLED_14,"51PICUP"
16: TLED_15,"79_RST"
17: TLED_16,"79_LO"
18: TLED_17,"79_CYC"
19: TLED_18,"25_SYC"
20: TLED_19,"BK1_CLS"
21: TLED_20,"BK1FAIL"
22: TLED_21,"OOSBLK"
23: TLED_22,"LOPTN"
24: TLED_23,"PM_OK"
25: TLED_24,"IRIGLCK"

Anexo B: Esquema de ingeniería actual disparo de interruptor I-A3040 PP1 LFDC-102



CFE Compañía Eléctrica Federal
 ASISTENTE DE TRANSFORMACION Y TRANSFORMACION SUBESTACION
 SUBESTACION Tuxtla
 DEPARTAMENTO DE PROTECCIONES
 PROYECTO: MODERNIZACION Y REPARACION EN SERVICIO DE LA PROTECCION DE
 LINEAS DEL SISTEMA 110KV-138KV
 DIAGRAMA: DISPARO DEL INTERRUPTOR ALBIE LFDC-102
 REALIZADO: EDGAR EMANUEL MONTES GOMEZ
 TITULAR: GUSTAVO CHAVARRA
 11-NOV-2014 PLANO No. 1
 10 11 12

Anexo C: Esquema de ingeniería nuevo PP1 SEL421 disparo de interruptores I-A3040 e I-8440



Anexo D: Cedula de cableado PP1 SEL421 A3040

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD									
SUBESTACION: MANUEL MORENO TORRES									
SECTOR: CHIOJASSEN									
EQUIPO: LISTADO DE CONECTIVIDAD NUEVO SEL 421 LT A3040									
PP1 LT A3040									
FECHA: NOVIEMBRE 2014									
REALIZO: EEMG									
REVISO: MALA									
APROBO: PDPG									
EQUIPO	SLOT	SALE DE	TABLULA	UBIDA A	TABLULA	FUNCION	OBSERVACIONES		
SEL 421	100	OUT 201	01	SALA DE PROTECCIONES PRIMARIAS SECCION LT A3040	TE-4	DEPARO BA VZ AL A3040	HACER FUENTE ENTRE OUT201-02 OUT201-04 OUT201-06 OUT201-08		
		OUT 202	02		TE-3	DEPARO BB VZ AL A3040			
		OUT 203	03		TE-6	DEPARO CC VZ AL A3040			
		OUT 204	04		TE-5	DEPARO TRIPOLAR VZ AL A3040			
		OUT 205	05		TC-19 o TC-11	DEPARO BA VZ AL A3040			
		OUT 206	06		TD-14	DEPARO BB VZ AL A3040			
		OUT 207	07		TD-15	DEPARO CC VZ AL A3040			
		OUT 208 TIPO C	08		TD-16	DISPONIBLE			
		OUT 201	01		TR-25	DEPARO BA VZ AL A3040			
		OUT 202	02		TR-26	DEPARO BB VZ AL A3040			
OUT 203	03	TR-27	DEPARO CC VZ AL A3040						
OUT 204	04	TR-28	DEPARO TRIPOLAR VZ AL A3040						
OUT 205	05	TC-41, 32, 33	DEPARO BA VZ AL A3040						
OUT 206	06	A25-N109 SEL 2100 (259)	DEPARO DIGITAL						
OUT 207	07	A27-N110 SEL 2100 (259)	DEPARO DIGITAL						
OUT 208	08	A29-N111 SEL 2100 (259)	DEPARO DIGITAL						
SEL 421	200	OUT 209	15	SALA DE PROTECCIONES PRIMARIAS SECCION LT A3040	TC78 (+)	N [3C] 43-6	HACER FUENTE ENTRE OUT209-10 OUT209-12 OUT209-14		
		OUT 210	16		TC79	B [4C] 43-6			
		OUT 211	17		TC78	R [3C] 43-6			
		OUT 212	18		TC79	V [4C] 43-6			
		OUT 213	19		TC78	N [1C]			
		OUT 214	20		TC77	A2 [2C]			
		OUT 215	21		TC79	B [1C]			
		OUT 216	22		TC78	R [1C]			
		OUT 217	23		TC79	V [1C]			
		OUT 218 TIPO C	24		TC78	N [2C]			

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

MANUEL MORENO TORRES

SECTOR: CHICOASSEN

LISTADO DE CABLES NUEVO INTERRUPTOR A3040 (SIEMENS)

EQUIPO: INTERRUPTOR A3040 DE 400 KV-5

FECHA: _____
 REALIZO: EEMG
 REVISO: CIOA
 APROBO: MALA

NO. CABLE	CONDUCTOR Y CAJUE	LARGO APROX	SALA DE	LLEGA A:		COLOR COND.	OBSERVACIONES	
				FUNCION				
A3040-1	8X14		GABINETE AUTOMATIZACION (MES)	GABINETE DE INTERRUPTOR A3040	XI-292	POSITIVO (+)	N	
					XI-547	NEGATIVO (-)	B	
					XI-531	MD-3	R	
					XI-535	MD-4	V	
					XI-544	MD-5	NB	
					XI-400	MD-2	Az	
					XI-402	MD-1	B/N	
					XI-570	ALARM. PERO. 596	R/N	
					XI-409	POSITIVO (+)	N	
					XI-518	NEGATIVO (-)	B	
A3040-2	10X14		GABINETE AUTOMATIZACION (MES)	GABINETE DE INTERRUPTOR A3040	XI-512	CERRE REMOTO	R	
					XI-509	PERNA CERRE REMOTO	V	
					XI-574	ACC. BLOQ. AL CERRE	NB	
					XI-1001	MD-9	Az	
					XI-1006	DISPARIDAD DIGITAL	B/N	
					XI-578	ALARM. BLOQ. AL CERRE	R/N	
					XI-509	PERO. DE VCD P.O.	V/N	
							NB/N	RESERVA
							N	
							B	
A3040-3	8X14		GABINETE AUTOMATIZACION (MES)	GABINETE DE INTERRUPTOR A3040	XI-547	MD-6	R	
					XI-731	MD-7	V	
					XI-735	MD-8	NB	
					XI-741	DISPARIO 2 ØA	Az	
					XI-738	DISPARIO 2 ØB	B/N	
					XI-790	DISPARIO 2 ØC	R/N	

TABLA DE APLICACIÓN DEL RELEVADOR SEL21 (MODERNIZACIÓN 85L/PP1 RELEVADOR ALSTOM LFDC-102)							
SUBESTACION LOCAL: <u>MANUEL MORENO TORRES</u>		SUBESTACION REMOTA: <u>JUILE</u>		FECHA: <u>02/11/2014</u>			
LINEA MMT-A3040-JUI							
LONGITUD: <u>243 Km</u>	RTC: <u>400</u>	RTP: <u>3500</u>	ELABORO: <u>RMC/EE/MG</u>				
MODELO: <u>04215615XB0X6H61X100X</u>			REVISO: <u>RMC/MALA</u>				
SLOT	SALIDA	FUNCION	OBSERVACION	ENTRADA	FUNCION	OBSERVACION	
100	OUT101	DISPARO FASE A A304Q, DB1 (Y01)		IN301	EDO. INT POLO A - A3040	PAG-48E3 (5028N-1)	NOTA: HACER PUENTE LADO NO POLARIDAD (NEG)
	OUT102	DISPARO FASE B A304Q, DB1 (Y01)		IN302	EDO. INT POLO B - A3040	PAG-48E4 (5028N-3)	
	OUT103	DISPARO FASE C A304Q, DB1 (Y01)		IN303	EDO. INT POLO C - A3040	PAG-48E5 (5028N-5)	
	OUT104	DISPARO TRIPOLAR A304Q (Y03)		REVISAR INGENIERA PARA ADECUAR	IN304	DISPONIBLE	
	OUT105	DISPARO FASE A A304Q, DB2 (Y02)		IN305	PAG-50 (5028N-7-9 RX1, 8-10 RX2)		
	OUT106	DISPARO FASE B A304Q, DB2 (Y02)		IN306	MODO PRUEBA		REVISAR O IMPLEMENTAR
	OUT107	DISPARO FASE C A304Q, DB2 (Y02)		IN307	DISPONIBLE		
	OUT108 * TIPO C	DISPONIBLE					
200	OUT201	DISPARO FASE A A844Q, DB1 (Y02)		IN201	EDO. INT POLO A - A8440	PAG-48E3 (5028N-2)	REVISAR Y VALIDAR ALAMBRADO. NOTA: HACER PUENTE LADO NO POLARIDAD (NEG)
	OUT202	DISPARO FASE B A844Q, DB1 (Y02)		IN202	EDO. INT POLO B - A8440	PAG-48E4 (5028N-4)	
	OUT203	DISPARO FASE C A844Q, DB1 (Y02)		IN203	EDO. INT POLO C - A8440	PAG-48E5 (5028N-6)	
	OUT204	DISPARO TRIPOLAR A844Q (Y02)	PAG-105A (6128N-46)	REVISAR INGENIERA PARA ADECUAR	IN204	DISPONIBLE	
	OUT205	DISPARO FASE A A844Q, DB2 (Y01)		IN205	DISPONIBLE		
	OUT206	DISPARO FASE B A844Q, DB2 (Y01)		IN206	DISPONIBLE		
	OUT207	DISPARO FASE C A844Q, DB2 (Y01)		IN207	DISPONIBLE		
	OUT208	TX1 POTT	PAG-59 (5028N-33-34)		IN208	DISPONIBLE	
	OUT209	TX2 POTT	PAG-59 (5028N-35-36)				
	OUT210	BLOQ. RECIBRE (INRJT DTU/SEL279H)	PAG-55				
	OUT211	ARR. SOR A3040	PAG-133.2C	REVISAR INGENIERA PARA VALIDAR			
	OUT212	ARR. SOR A8440	PAG-133.3C				
	OUT213	DISPONIBLE					
OUT214 * TIPO C	DISPONIBLE						
OUT215 * TIPO C	DISPONIBLE						
300	OUT301	DISPARO 67-1 (RD)	PAG-74A (5048N-58)	REALIZAR PUENTE 5048N-53 CON LLEGADA A CONTACTOS OUT305-305. NOTA: MANTENER CONEXIÓN A OTRO PUNTO DEL ESQUEMA (PAGS. 74A Y 74B)	IN301	OPERO RECIBRE	ADICIONAR R/MONITOREO, REVISAR SI SE CUENTA CON CONTACTOS DISPONIBLE SEL279H Ó EN RELES AUX'S
	OUT302	DISPARO 21-1 (RD)	PAG-74A (5048N-57)		IN302	DISPONIBLE	
	OUT303	DISPARO TIEMPO DEFINIDO-67N-DEF (RD)	PAG-74A (5048N-56)		IN303	DISPONIBLE	
	OUT304	DISPARO TIEMPO 67N-1 (RD)	PAG-74A (5048N-55)		IN304	DISPONIBLE	
	OUT305	DISPARO SOTF/98 (RD)	PAG-74A (5048N-54)		IN305	DISPONIBLE	
	OUT306	DISPONIBLE			IN306	DISPONIBLE	
	OUT307	DISPONIBLE			IN307	DISPONIBLE	
	OUT308	DISPARO 21-1 (PLC-NVO-A3040)		REALIZAR PUENTE (COMUN PLC-NVO A3040) 5048N-12 EN LLEGADA A CONTACTOS OUT308-311, A SI MISMO PUENTE EN SALIDAS OUT308-311	IN308	DISPONIBLE	
	OUT309	DISPARO TIEMPO DEFINIDO-67N-DEF (PLC-NVO-A3040)		NOTA: MANTENER CONEXIÓN A OTRO PUNTO (COMUN PLC NVO A 3190) DEL ESQUEMA PAGS. 69E-12			
	OUT310	DISPARO TIEMPO 67N-1 (PLC-NVO-A3040)	PAG-69 (5048N-5)				
	OUT311	DISPARO SOTF/98 (PLC-NVO-A3190)					
	OUT312	DISPONIBLE					
	OUT313	DISPONIBLE					
	OUT314 * TIPO C	DISPONIBLE					
	OUT315 * TIPO C	ALARMA ANORMALIDAD 85L (PLC-NVO-A3040)	PAG-74A (5048N-4)	SSL			