



INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRONICA.
INGENIERÍA ELÉCTRICA

ANÁLISIS Y MODERNIZACIÓN DEL ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y
MEDICIÓN DE UN AUTOTRANSFORMADOR DE 230 kV A 400 kV

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO ELÉCTRICO

PRESENTA
JACOME ZAMORANO ALLAN EUSEBIO

ASESOR
ING. FIDEL TOVILLA HERNÁNDEZ

TUXTLA GUTIERREZ, CHIAPAS AGOSTO DEL 2013

INDICE

Título

1. Introducion

1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Estado del arte.....	1
1.3 Justificación.....	2
1.4 Objetivo.....	2
1.5 Metodología.....	3

2. Fundamento teorico

2.1 Relevadores digitales y sus características.....	4
2.2 Sistemas de protección y comunicaciones.....	14
2.3 Subestaciones eléctricas.....	21
2.4 Estudia del corto circuito.....	30

3. Desarrollo

3.1 Propuesta para la modernización de las protecciones del AT2.....	39
3.2 Necesidades para los relevadores propuestos.....	40
3.3 Características y aplicaciones de los relevadores propuestos.....	43
3.3.1 SEL-2505 Módulo de entradas y salidas.....	44
3.3.2 SEL-2411 Controlador de automatización programable.....	45
3.3.3 SEL-2100 Procesador lógico de protecciones.....	46
3.3.4 SEL-2032 Procesador de comunicaciones.....	47
3.3.5 SEL-387 Para sobrecorriente y diferencial de corriente.....	48
3.3.6 SEL-451 Sistemas de control de bahía, protección y automatización.....	49
3.5 Equipo necesario para operación, monitoreo y control del relevador digital.....	51
3.5.1 Comunicación de las protecciones a sala de control.....	51
3.6 Calculo del corto circuito ASPEN.....	52
3.7 Ajustes del relevador multifunción.....	54
3.7.1 Función 87T.....	55
3.7.2 Ajustes de operación.....	57
3.8 Aplicación diferencial elementos y ajustes.....	57
3.8.1 Selección de relación para un transformador.....	58
3.8.2 Ajustes para habilitar la función ref. del SEL-387 diferencial.....	60

4. Resultados y conclusiones

4.1 Análisis económico de la implementación de los relevadores digita.....	64
4.2 Resultados.....	65
4.3 Conclusiones y recomendaciones.....	69

Referencia Bibliográfica.....	70
--------------------------------------	-----------

Anexos.....	71
--------------------	-----------

Titulo

Análisis y modernización de los esquema de protección y medición de un autotransformador de 230 kv a 400 kv.

1. Introducción

Hoy en día el proceso que conlleva la energía eléctrica para el uso de la misma abarca desde generación, transmisión y distribución; es muy importante para la vida cotidiana y para todos los ciudadanos que necesitamos de electricidad, pero suministrarla a diferentes partes de la republica mexicana requiere un conjunto de subestaciones acopladas entre si y un sistemas de calidad interactuando para tener un servicio grato. Las subestaciones eléctricas cuentan con varios departamentos que en conjunto hacen de su funcionamiento debido a eso una de las partes más importantes pero a las ves también vulnerables de las subestaciones eléctricas es el área de protecciones y mediciones.

Un sistema de suministro y transporte de energía eléctrica debe cumplir con requisitos indispensables para prestar un servicio con niveles altos de calidad y seguridad. Esto en parte se cumple mediante la aplicación de normas y procedimientos muy precisos durante las etapas de planeamiento, diseño, construcción y operación de los Sistemas de Potencia. Dichos sistemas quedarán expuestos a fallas cuyas causas son múltiples, que además de provocar daños severos son muchas veces impredecibles, por lo que es necesario proporcionarle a dichos sistemas los esquemas de protección debidamente calibrados con el fin de minimizar los efectos de las fallas, los tiempos de interrupción y mejorar la continuidad del servicio a los consumidores así como disminuir el número de usuarios afectados.

Un sistema de protección bien diseñado y adecuadamente coordinado es vital para asegurar que el sistema eléctrico de potencia opere dentro de los requerimientos y parámetros previstos. Al brindarle seguridad a redes y costosos equipos, también se está protegiendo una inversión de capital grande y se protege también a las personas. La operación automática permite aislar las fallas rápido como sea posible para minimizar los daños. Los costos económicos y los beneficios de un sistema de protección deben ser tomados en cuenta con el fin de obtener un adecuado balance entre los requerimientos del sistema y los recursos financieros disponibles. Ante la ocurrencia de una falla o de una condición anormal, el sistema de protección debe ser capaz de detectar el problema inmediatamente y aislar la sección afectada permitiendo así que el resto del sistema de Potencia permanezca en servicio y limitar la posibilidad de daño a los otros equipos. La protección debe ser lo suficientemente sensible para que opere con rapidez aun bajo fallas incipientes.

Por ello este proyecto que tiene la finalidad de modernizar en esquemas de protección y medición un autotransformador de 230 kV a 400 kV como una de las partes más importantes del sistema nacional de 400 kV, se requiere cambios de diagramas y equipos de protección antiguos por equipos actualizados que son de bastante eficiencia como son los relevadores, probadores y medidores digitales que en subestaciones de la republica mexicana ya están ocupando los lugares donde se encontraban los antiguos relevadores electromecánicos.

Como se menciona en los textos anteriores los sistemas de protecciones y mediciones en las subestaciones eléctricas de comisión federal de electricidad se han quedado rezagados en cuanto a actualizaciones de sus equipos debido a un constante programa de modernización, así que en la actualidad estas protecciones instaladas están obsoletas.

Por lo tanto debido a las pérdidas que se obtienen por este tipo de sistemas que operan las subestaciones eléctricas, la empresa a decidido hacer una modernización de sus equipos de protección y medición ya que son unas de las partes importantes y necesarias en cualquier subestación eléctrica.

1.1 Antecedentes

Actualmente las protecciones instaladas en el banco de transformación AT2 que son la protección de diferencial y la protección de sobrecorriente para falla de fase a tierra, el AT2 tiene instalado una protección diferencial de la marca general electric de tipo; BDD para protección de falla en el devanado , para la protección contra sobrecargas y falla a tierra tiene una protección de la marca BBC del tipo IMPRS 51/51N y 50/50N contando además con una protección de respaldo de la marca general electric del tipo 51NT.

Además los equipos e instrumentos instalados que tiene instaladas en el banco de transformación, unos equipos llamados registradores de fallas de la marca BBC del tipo 65C los cuales permiten monitorear un evento cuando ocurre un disturbio en el banco AT2.

Como se observa estas protecciones son eficientes hasta cierto punto con un margen de error debido a que estas protecciones ya sean electromecánicas o analógicas son protecciones con mas de 40 años de servicio y son vulnerables si no se le hace una inspección periódica para limpiarlos y darles un mantenimiento preventivo debido a que están en constante carga ya que estos instrumentos trabajan con ajustes manuales de corriente y voltaje, por este tipo de problemas el relevador de protección no puede llegar a actuar en el momento adecuado y causar daños al equipo primario del banco de transformación.

Por ello haciendo un análisis detallado de los problemas que se han tenido por salidas en falso de las líneas de transmisión y por la falta la falta de comunicación de dichas protecciones electromecánicas o analógicas del AT2 si no se hace o se planea constantemente un periodo de inspección para la prevención de fallas estos pueden llegar a fallar y causar daños al equipo primario.

1.2 Estado del arte

Hoy en día mantener en línea las líneas de transmisión sin perturbación o interrupción alguna es un reto para las empresas que transmiten y distribuyen la electricidad ya que esto conlleva a muchos conflictos para lograrlos debido a los equipos que se adquirían hace algunos años y por falta de presupuesto o tecnología no se había podido actualizar. Pero ese problema se a tratado de contrarrestar de manera que sea beneficiario para las empresa.

Empresas estadounidenses y suecas han estado invirtiendo tiempo y dinero en contrarrestar estos problemas algunas empresas de dichos países como la GENERAL ELECTRIC de EUA había tenido la solución con los relevadores electromecánicos aunque dicha empresa que también se encarga de fabricar relevadores, al corto tiempo creo su primer relevador digital el cual fue la solución para dicho problema. Aunque este relevador tenia algunas complicaciones con su lenguaje de programación. Y así a ido evolucionando las maneras de combatir este problema común para las líneas de transmisión que salen de las subestaciones eléctricas.

Por ellos aquí se a analizo las virtudes de modernizar las protección del banco de autotransformación 2 (AT2) que consiste mas allá de la modernización de sus

relevadores de protección electromecánicos por relevadores de protección digitales los cuales tiene la opción de multimodo que obtiene como ventajas la falta de mantenimiento y salidas en falso por causas del hombre.

1.3 Justificación

En este documento se analiza claramente que el suministro y transporte de la energía eléctrica conlleva varios procesos que tendrán que efectuarse de manera perfecta y con equipos de calidad, ya que la gran demanda que la sociedad requiere de sistemas eléctricos de potencia de calidad que evite pérdidas en los suministros eléctricos y también cabe mencionar de evitar pérdidas económicas que suelen ser importantes cuando un sistema eléctrico falla.

Por ellos un sistema eléctrico de potencia debe ser bien planeado y diseñado para cumplir con todos los estándares predichos y así suministrar sin interrupción alguna a los puntos requeridos de demanda.

Ahora bien sabemos que siempre habrán percances sin aviso alguno debido a que el sistema eléctrico de potencia esta conjuntamente constituida con los elementos básicos tales como; generadores, buses, transformadores, autotransformadores, bancos de baterías y líneas de transmisión por lo cual alguno de estos elementos podría tener alguna perturbación.

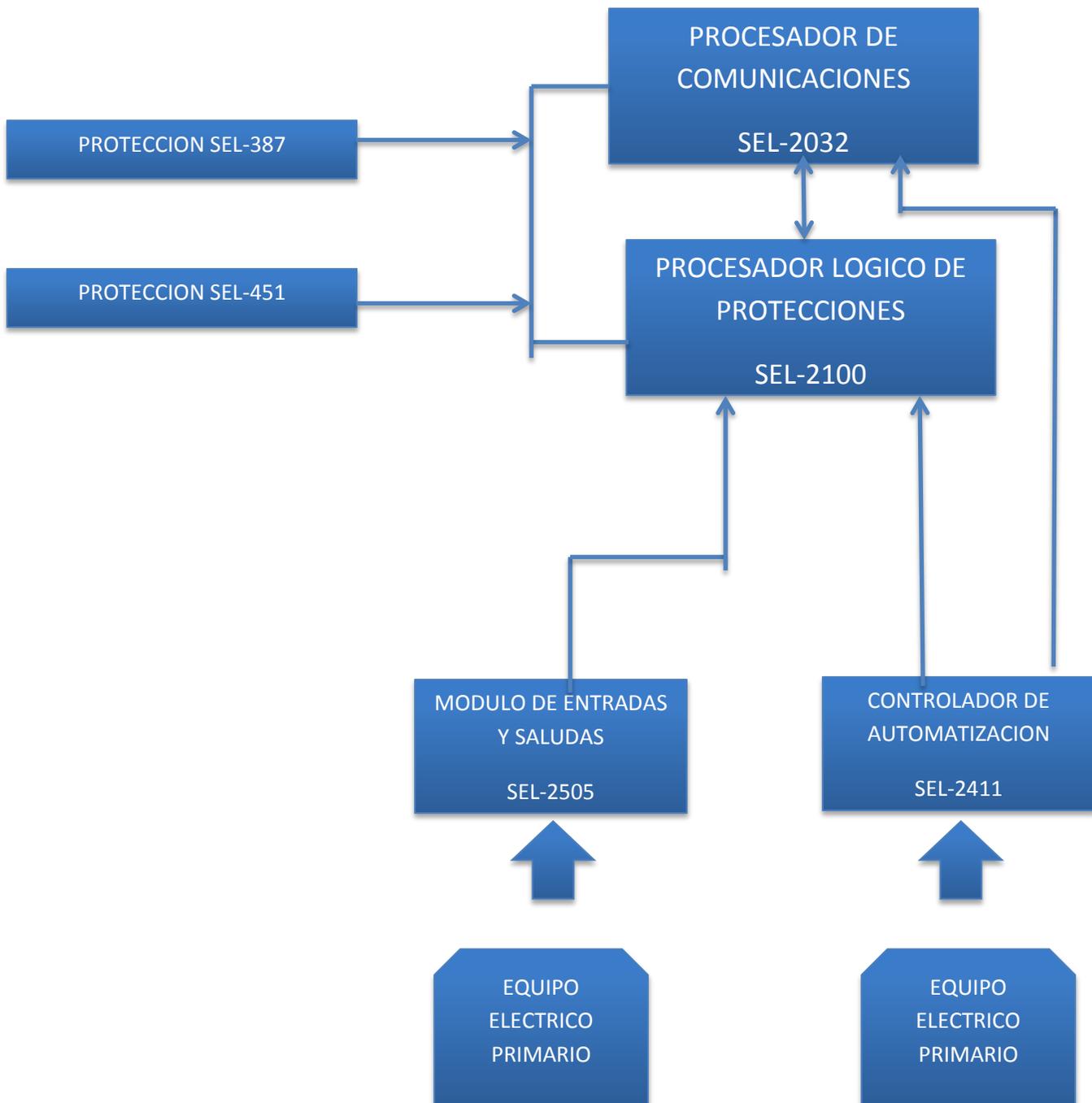
En estos caso se debe de tener un sistema de protección modernos para obtener el menos porcentaje de error si se llegara a obtener alguna perturbación como; descargas atmosféricas, corto circuito, sobre cargas, oscilaciones que hoy en día con los sistemas de protección antiguos obtienes un porcentaje de error alto debido a su bajo funcionamiento de respuesta a fallas y con el proyecto de modernización se cubre la mayor parte de ese margen de error de respuesta a fallas.

1.4 Objetivo

Modernizar el esquemas de protección y medición de un autotransformador de 230 kV a 400 kV de la subestación elevadora MALPASO II.

1.5 Metodología

Diagrama a bloques del prototipo de esquema de protección AT2



Este prototipo que se muestra en el diagrama a bloques nos permite mantener el sistema eléctrico de potencia estable ya que los equipos eléctricos nombrados son de gran eficiencia, obtenemos un mejor seguimiento de las protecciones del banco de autotransformación debido a la facilidad de comunicación de los relevadores entre sí, también nos permite eliminar los conductores eléctricos de cobre de más de 40 años de servicio ya que son muy sensibles a las perturbaciones de los campos magnéticos generados en la subestación. Por la inducción, se ahorran grandes cantidades de conductor por implementar la fibra óptica.

La primera etapa es la adquisición de señales analógicas de los equipos eléctricos primarios asociados con el banco de autotransformación AT2 eso es por medio de cables de cobre, después las señales cableadas con cobre (analógicas) son adquiridas por el SEL-2411 y SEL-2505 que a su vez ellos transmiten esas señales analógicas adquiridas del equipo primario pero aquí se transmiten de manera digital por medio de la fibra óptica, a su vez llega al procesador lógico de protección SEL-2100 que se encuentra conectado por protocolo SEL-LOGIC al procesador de comunicaciones SEL-2032. También estos están conectados a las protecciones independientes diferencial y sobrecorriente, esto es una idea simplificada del funcionamiento del nuevo esquema de protección donde se puede ver que el proceso es muy sencillo teniendo los equipos necesarios para lograrlo. También logramos evitar el uso de conductor de cobre a una distancia muy pequeña que es la que se utiliza cuando se adquieren las señales analógicas.

2. Fundamento teórico

Es importante tener en cuenta el impacto que tendrá la implementación de dicho proyecto en la empresa ya sea un impacto económico y tecnológico. Pero también es necesario saber de donde viene la idea o como ha ido evolucionando la tecnología para lograr el cometido, pero así también debemos tener en cuenta que tras un proyecto tecnológico siempre hay principios y leyes que se ven implicados para llevar a cabo dicho proyecto.

Los relevadores digitales hoy en día son usados en muchas partes la mayoría de ellos son aplicados al sector eléctrico y hay infinidad de marcas que proporcionan los servicios para las empresas que generan, transmiten y distribuyen electricidad. Es por eso que el impacto que conlleva la implementación de relevadores siempre ha sido de importancia, pero conforme la tecnología ha avanzado los relevadores se han ido modificando haciendo que su implementación sea de primera necesidad para la modernización en este caso de los sistemas de protección. Por ellos aquí es de utilidad señalar algunos de los temas que están estrechamente relacionados al funcionamiento de los relevadores y que es necesaria dicha información.

2.1 Relevadores digitales y sus características [5]

Relevadores.- al largo de este documento se ha hablado sobre transformadores, protecciones y relevadores que como personas profesionales se tiene la noción de ello, pero adentrándonos sobre el tema. El instituto tecnológico de ingenieros electricistas y electrónicos IEEE lo define como un dispositivo eléctrico/electrónico diseñado para interpretar condiciones de entrada de manera prefijada bajo ciertas especificaciones para encontrar una respuesta que cause un cambio en el circuito de control asociado, dichas

condiciones de entrada son usualmente del tipo eléctrico, pero pueden ser mecánicos térmicos. Los requerimientos fundamentales para el diseño de los relevadores, son los mencionados a continuación. Velocidad, reducir daño/ evitar riesgo en personal y equipo, reducir esfuerzo y fatiga en equipo, reducir ionización, incrementar la transferencia de potencia.

Aspectos que perjudican la rapidez. Transitorios de alta frecuencia, saturación de transformadores de corriente tc, medición antes de saturación del tc, medición al cruce por cero, sensibilidad, detectar fallas de baja aportación de corriente. Aspectos que afectan a la sensibilidad. Carga, transitorios de alta frecuencia, errores en estado estable, corrientes magnetizante, alta resistencia de falla, líneas largas, alimentación débil, selectividad, desconecta solo el equipo fallado.

La selectividad se logra mediante las características siguientes. Diferencial, la característica diferencial debe ser inmune a grandes corrientes, lográndolo mediante un circuito de restricción, dirección. Los principales factores que afectan a esta característica son. Transitorios de alta frecuencia, corriente bajo falla, polarización de fases sanas y memoria, voltajes y corrientes reversibles.

Los factores que la afectan son. Transitorios de alta frecuencia, líneas largas/líneas cortas/líneas paralelas, carga, características de medición optima. Algunos factores que la afectan son. Carga, corrientes asimétricas, selector de fase independiente de la carga. Como se observa se va empezar a dar una introducción a los relevadores y aquí se les relatara los relevadores más comunes en la subestaciones eléctricas de comisión federal de electricidad, En el departamento de protecciones y mediciones de dicha empresa, los relevadores más usados son los que a continuación se va a mostrar con la explicación de cada una de ellas. Y también se mencionara otros tipos de relevadores que no son muy usados en la empresa y se hará una reseña superficial de cada.

Principio matemático de operación de los relevadores.- la construcción de este tipo de relevador se esquematiza en la figura 2.1, donde se muestran los tipos más usuales que se designa como relevador de disco de inducción y relevador de copa de inducción, de los cuales se tiene que aunque su construcción es diferente, su principio de operación es similar. La operación de este relevador se basa en el efecto que producen sobre un disco dos flujos generados por corriente alterna, de tal manera que ante determinadas condiciones el disco girará para así accionar sus contactos asociados y de esta manera operar la lógica que haga librar el equipo fallado, operar una alarma, iniciar una secuencia automática. Lo anterior se logra como sigue

Si consideramos que $\Phi_1 = \Phi \text{ Sen } \omega t$ y

$$\Phi_2 = \Phi \text{ Sen } (\omega t + \theta) \tag{2.1}$$

Donde θ es el ángulo en que Φ_2 adelanta a Φ_1 , entonces tendremos que cada flujo induce una corriente en el disco a saber i_{Φ_1} e i_{Φ_2} , siendo

$$i\phi_1 = k \frac{d\phi_1}{dt} \quad e$$

$$i\phi_2 = k \frac{d\phi_2}{dt}$$

$$\text{o sea } i\phi_1 = k\phi_1 \omega \cos \omega t \quad e \quad i\phi_2 = k\phi_2 \omega \cos(\omega t + \theta) \quad (2.2)$$

Ahora bien, como sabemos, para una carga q_0 que se mueve a una velocidad v dentro de un campo magnético B , se ve afectada por una fuerza lateral F perpendicular a B y a la dirección de q_0 . Para el caso tenemos que la interacción de $i\phi_1$ y ϕ_2 , así como $i\phi_2$ y ϕ_1 da como resultado

$$F_1 = i\phi_2 \phi_1 \quad y \quad F_2 = i\phi_1 \phi_2 \quad (2.3)$$

$$\text{Tal que la fuerza será } F = F_2 - F_1 = i\phi_1 \phi_2 - i\phi_2 \phi_1$$

$$\text{O sea que } F = k\phi_1 \omega \cos \omega t \phi_2 \sin(\omega t + \theta) - k\phi_2 \omega \cos(\omega t + \theta) \phi_1 \sin \omega t$$

$$F = k \phi_1 \phi_2 \omega \sin(\omega t + \theta) \cos \omega t - \cos(\omega t + \theta) \sin \omega t$$

$$\text{Reduciendo tenemos que } F = k \phi_1 \phi_2 \omega \sin \theta \quad (2.4)$$

Con lo anterior llegamos a lo siguiente, para un ángulo constante se tiene que la fuerza neta es fija y libre de vibración. La fuerza neta está dirigida desde el punto donde el flujo que está adelantado, atraviesa el disco hasta el punto donde el flujo atrasado hace lo mismo. La fuerza actuante se produce por la acción de dos flujos fuera de fase y ésta es máxima cuando el desfase es de 90° . Si consideramos ahora que los parámetros que generan e influyen en ϕ_1 y ϕ_2 , tenemos que éstos son producidas por corrientes I_1 e I_2 que fluyen por las bobinas A y B refiriéndose a la figura RP 1.

$$\text{Donde } \phi_1 = K_{11} I_1 \quad y \quad \phi_2 = K_{22} I_2$$

Y siendo

$$I_1 = I_{m1} \sin \omega t \quad e \quad I_2 = I_{m2} \sin(\omega t + \theta)$$

Tendremos que con $K_1 = K_{11} = K_{22}$

Entonces la expresión de la fuerza se reduce a

$$F = K1 I_{m1} I_{m2} \text{ Sen } \theta \quad (2.5)$$

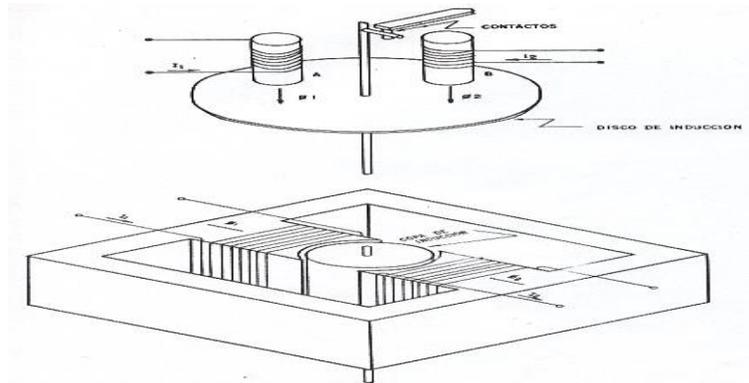


Fig. 2.1 Relé tipo disco.

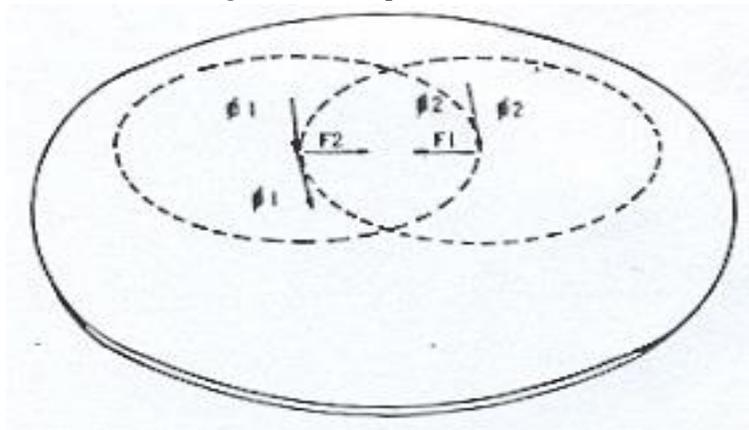


Fig. 2.2 Comportamientos de flujos magnéticos en el disco.

Si se generaliza y plantea una ecuación que involucre a todos los relevadores electromecánicos, tendremos una ecuación de par como la siguiente

$$T = \pm K1 V^2 \pm K2 I^2 \pm K3 VI f(\delta, \theta) \pm K4 \pm Ks \quad (2.6)$$

Donde

V, I = Parámetros del relevador

K1, K2, K3, K4 = Constantes de diseño

Ks = Efecto de retención del resorte

f(θ), f(δ, θ) = Funciones características de diseño

Clasificación de relevadores.- los relevadores pueden ser clasificados por diferentes vías, de acuerdo a lo siguiente; Por función, protección, regulación, supervisión, control, presión, temperatura, flujo. Por señal de entrada o variables de proceso; corriente, voltaje, frecuencia, presión, temperatura, flujo. Por principio de operación; por ciento, restricción

múltiple, producto, potencia, admitancia, impedancia. Por característica de operación; curva inversa, curva definida, cuadrilateral, mho, circular.

Relevadores de protección.- el objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo al diseño del mismo y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema. Pero existe una característica especial y hasta cierto punto contradictoria en cuanto a su función, que es conveniente señalar. El relevador se diseña y aplica para detectar fallas pero siendo indeseables éstas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales podemos mencionar las siguientes; Mantenimiento oportuno y efectivo, blindaje, aislamiento, diseño y materiales de alta calidad. De ésta manera, si se logra disminuir el número de fallas, el trabajo encargado a los relevadores es también mínimo, por lo cual permanecerán siempre en reposo y eventualmente tendrán que operar. Pero llegado el momento en que operen, se deberá tener la certeza de que su operación sea efectiva.

Para lograr esa certeza se hace necesario probar periódicamente los relevadores, simulando las condiciones de falla de una forma muy cercana a las condiciones reales. Estas simulaciones se pueden lograr de diversas maneras. Utilizando diversos componentes eléctricos (resistencias, capacitancias, inductancias.) para construir un sistema eléctrico que permita provocar los parámetros que se suponen se presentan en una falla, empleando equipos de prueba diseñados especialmente para simular condiciones de falla, reproduciendo con equipo de prueba eventos de falla obtenidos de registradores de falla o protecciones digitales, efectuando eventualmente, pruebas con fallas reales.

Relevador de supervisión.- el DBT es un relé digital de vigilancia de la integridad de los circuitos de disparo o cierre de los interruptores. Esta vigilancia incluye, Integridad de las bobinas (monitorizando continuamente su resistencia). Si las bobinas están bien se activará la salida bobina correcta, Tensión de mando (vigilancia de voltaje bajo). Si la tensión es correcta se activará la salida tensión mando correcta, Chequeo del círculo de mando del interruptor. La salida circuito interruptor correcto será activada cuando tanto la integridad de las bobinas como la tensión de mando, ambas condiciones, sean correctas.

En su versión monofásica el DBT vigila la continuidad de una bobina, pudiendo estar indistintamente el interruptor tanto cerrado como abierto. Dispone también de una temporización para evitar dar señales de fallo durante las transiciones apertura-cierre. El DBT en su versión trifásica puede vigilar simultáneamente tres bobinas, también con independencia del estado del interruptor y con temporizaciones para las transiciones. Además de la vigilancia de las bobinas, tanto la versión monofásica como la trifásica disponen de una función de subtensión de continua, para la vigilancia de la tensión de mando del circuito del interruptor. Las bobinas pueden ser tanto las de cierre como las de disparo, y en el modelo trifásico nada impide que sean bobinas de diferentes interruptores, siempre que estén conectadas a la misma tensión auxiliar. A diferencia de otros relés de vigilancia de aplicación similar, cuyo principio se basa en medida de continuidad, el DBT mide resistencia real. Para ello inyecta una corriente de 5 mA, limitada a un máximo de 24 V. Midiendo la caída de tensión en la bobina, el DBT calcula la resistencia.

Relevadores de control.- verifican las condiciones del sistema de potencia o del sistema de protección. Incluyen en las categorías siguientes; Relés de verificación de sincronismo, relés verificadores de secuencia de fase, monitores de canales de comunicación y protección, sistemas de alarmas e indicadores de estado del sistema

Relevadores de programación.- Son los que establecen o detectan secuencia eléctrica, como por ejemplo. Relé de recierre ca y cc (79-82), relé de verificación de sincronismo (25), relé de transferencia o de control selectivo automático (83).

Relevadores más usados.- los relevadores de regulación son asociados con cambiadores de taps en transformadores y sobre gobernadores de equipo de generación para el control de niveles de voltaje con cargas variables. Los relevadores de regulación son usados durante la operación normal del sistema y no responden a fallas del sistema a menos que éstas permanezcan mucho tiempo en el sistema. Relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización, los relevadores de recierre, verificación de sincronismo y sincronización, fueron anteriormente clasificados como “programación”, pero desde que éste término se usa ahora ampliamente en un contexto diferente como el relacionado a las computadoras, el cambio nombre ha sido hecho. Los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de líneas en servicio después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema pre energizadas.

Relevadores de monitoreo.- los relevadores de monitoreo son usados para verificar condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección y control. Ejemplos en el sistema de potencia son detectores de falla, verificadores de voltaje o unidades direccionales las cuales confirman las condiciones del sistema De potencia pero que detectan la falla o problema directamente. En un sistema de protección ellos son usados para monitorear la continuidad de los circuitos, tal como hilos piloto y circuitos de disparo. En general, unidades de alarma que sirven para monitorear funciones. Relevadores auxiliares. Las unidades auxiliares son usadas a lo largo de un sistema de protección para una variedad de propósitos. Generalmente hay dos categorías. Multiplicación de contactos y aislamientos de circuitos.

En sistemas de protección y control hay frecuentemente requerimientos de; más salidas para disparo múltiples, alarmas y operación de otros equipos, tal como registradores, señalizaciones locales/remotas, bloqueos y así sucesivamente, contactos que se ocuparán de corrientes más altas o voltajes en los circuitos secundarios y aislamiento eléctrico y magnético de varios circuitos secundarios. Los relevadores de señalización-sello (banderita) en relevadores electromecánicos es una aplicación de los relevadores auxiliares. Los relevadores de cierre y disparo usados con interruptores de circuitos son relevadores auxiliares.

Sobrecorriente temporizado.- Es un relevador que funciona con característica de tiempo-corriente, se puede ajustar para arrancar con un valor determinado (pick-up) también se puede ajustar para operar en un tiempo determinado para un valor de corriente (palanca). Normalmente actúa a mayor corriente, menor tiempo de operación.

Relevador de sobrecorriente instantáneo.- Es la forma más simple del relevador de sobrecorriente, opera instantáneamente al sobrepasar la corriente un límite preestablecido

de corriente mediante ajuste. Los más antiguos son del tipo de atracción magnética, ya sea de émbolo o de armadura móvil, operan por la atracción electromagnética producida por la corriente que circula por una bobina con núcleo de hierro, estos núcleos cuentan con una bobina cortocircuitada (bobina de sombra) abarcando parte del núcleo magnético cuyo objeto es desfasar el flujo magnético para evitar vibraciones que produciría la naturaleza senoidal de la corriente.

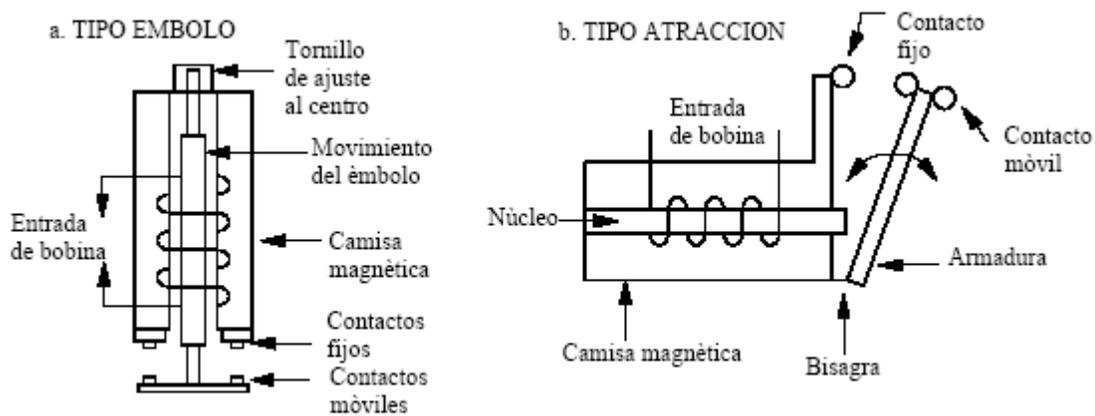


Fig. 2.3 Relevadores electromecánicos tipo embolo y tipo atracción.

Los estáticos (electrónicos analógicos) funcionan a base de comparadores (amplificadores operacionales), requieren en su entrada de un transductor de corriente / voltaje y un rectificador ya que la electrónica funciona con corriente directa. Requieren además una fuente externa de alimentación de corriente directa para su circuitería, aunque algunos son autoalimentados a través de la misma señal de los transformadores de corriente. Para el caso de los 50 a base de microprocesador el proceso es diferente, pues el valor de corriente es comparado en forma numérica mediante instrucciones contenidas en un programa de computadora que se ejecuta constantemente para obtener la respuesta en un relevador auxiliar de salida.

Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.- es un relevador que funciona con característica de tiempo-corriente, se puede ajustar para controlar su corriente mínima de operación (pick-up), como también se puede ajustar para controlar su tiempo de operación en función de la corriente que circula por el mismo.

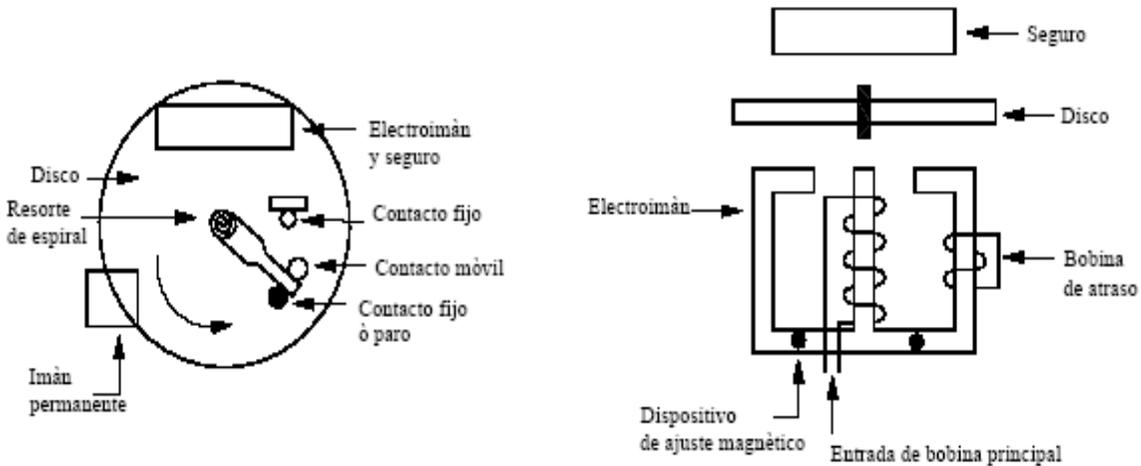


Fig. 2.4 Relevador de disco de inducción de sobrecorriente o sobre voltaje.

También se clasifican de esta manera; por la señal de entrada, los relevadores de protección clasificados por sus parámetros de entrada son conocidos como, relevadores de corriente, voltaje, potencia, frecuencia y temperatura. Aquellos clasificados por su principio de operación son conocidos como de porcentaje; restricción múltiple, producto, potencia, admitancia, impedancia, onda viajera.

Clasificación por la característica de sus componentes.- Aquellos clasificados por la característica de sus componentes son conocidos como electromecánicos, híbrido (electromecánico + estático), estático (electrónica en estado sólido), digital (microprocesador). Relevadores más usados en subestaciones;

21 relevador de distancia	79 relevador de recierre
25 relevador verificador de sincronismo	81 relevador de frecuencia
27 Relevador de bajo voltaje	86 relevador de disparo con bloqueo sostenido
32 relevador de potencia inversa	87 relevador diferencial de corriente
49 relevador de sobret temperatura	94 relevador de disparo
50 relevador de sobrecorriente instantáneo	
51 relevador de sobrecorriente de tiempo	

59 Relevador de sobrevoltaje	
62 relevador temporizador	
63 relevador de sobrepresion	

Tabla 2.1 Relevadores usados en subestaciones.

Tecnología digital en relevadores.- la introducción de la tecnología digital en el área de protección de sistemas eléctricos de la potencia confiere a los relevadores y sistemas digitales de protección y, en particular, a los microprocesados. Ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos, Estas ventajas son, el costo de los relevadores digitales es ya comparable con el de los analógicos en algunos casos es menor y su tendencia es a decrecer, los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico, lo que los hace más confiables que los analógicos, estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones, Tiene una flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones como la de medición, control y supervisión, Tiene capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema, pueden construir la base de una protección adaptiva, cuyos parámetros de operación automáticamente con las condiciones del sistema.

En la actualidad existen factores que impiden aprovechar plenamente las posibilidades potenciales de la protección digital; entre ellos se señala, hay un desarrollo insuficiente de las redes de comunicación que limitan las posibilidades que ofrece la capacidad de comunicación de los relevadores, el hardware de los relevadores digitales cambia con velocidad lo que dificulta su mantenimiento, Predomina la utilización de lenguaje ensamblador en los relevadores digitales lo que limita la transportabilidad de los programas entre distintos relevadores.

Aun hay dificultades para la adaptación de los relevadores digitales a las condiciones ambientales y de interferencias electromagnéticas de una subestación. En diferentes países se trabaja en la solución de estos problemas, y los resultados son promisorios, una prueba de ello es que los relevadores digitales ya han demostrado su superioridad sobre los analógicos en mas de diez años de experiencia de explotaciones y son preferidos en la actualidad por la mayoría de los ingenieros de protección.

Características de los relevadores digitales.- falta de calibración y reducción de mantenimiento. Por ser los relevadores digitales multifunción dispositivos construidos a base de microprocesadores, estos no poseen mecanismo por medio de engranes, resortes y elementos móviles como los relevadores electromecánicos, por lo que no es necesario realizar calibración periódicas de estos dispositivos y elementos. Las funciones de mantenimiento se reducirán a únicamente limpieza de bornes, revisión y puntos de interface y cableado.

Funcionalidad seleccionable por el usuario; La funcionalidad de la protección varía mucho según el tamaño del generador, el tipo de transformador (de inducción o síncrono) estas

variables hacen que la funcionalidad seleccionable (selección cuidadosa) sea una característica de gran importancia. Dicha característica permite que la configuración específica de relevadores digitales de multifunción sea controlada por el usuario, no por el fabricante. El costo es proporcional al nivel de funcionalidad que se requiere. Los relevadores propuestos en este documento fueron seleccionados de acuerdo al tamaño y la importancia de los transformadores a proteger ya que existen modelos más completos y sofisticados en el mercado.

El usuario que adquiere un costoso conjunto de multifunción para protección de transformadores e inhabilita numerosas funciones por qué no son apropiadas para su aplicación específica, desperdicia las ventajas económicas de la protección tipo multifunción. Al utilizar un relé con las funciones básicas necesarias para la mayoría de las aplicaciones y hacer su selección adicional en una “biblioteca” de funciones operacionales, el usuario configura el equipo de protección para la aplicación específica y minimiza su costo.

Capacidad de autodiagnóstico, el autodiagnóstico de un relevador digital de multifunción permite detección inmediata de fallas en el relevador, si no se cuenta con protección adecuada del transformador, este puede verse sometido a condiciones perjudiciales tales como las corrientes de falla no detectadas y los sobrevoltajes. Por estas razones, el autodiagnóstico adquiere cada vez mayor importancia. Las antiguas tecnologías electrónicas o electromecánicas no ofrecían en este margen seguridad.

Monitoreo oscilo grafico, el monitoreo oscilo grafico de las entradas del relevador (corrientes y voltajes) proporciona información sobre la causa de la operación del relevador de protección e indica si el relé ha funcionado de acuerdo a lo planeado, el monitoreo oscilo grafico ofrece información valiosa sobre cuál es la razón por la que se ha provocado el disparo.

Mejora la sensibilidad de las protecciones, debido a que los relevadores electromecánicos están compuestos por elementos móviles y mecánicos estos son lo suficientemente sensible a pequeñas variaciones de las magnitudes de medir ya sean estas corrientes o voltajes, principalmente cuando ya cuentan con años de operación estos elementos sufren desgastes y envejecimiento. Por lo que los relevadores digitales multifuncionales pueden ser ajustados a que disparen cuando haya pequeños cambios en sus parámetros máximos ajustados con el fin de que el generador no trabaje en condiciones desfavorables que puedan ponerlo en peligro o bien que reduzcan su vida útil considerando siempre algún margen de seguridad para que no se este disparando continuamente

Fundamentos de la protección por relevadores.- el principal objetivo de los sistemas de protección, es librar adecuadamente las fallas con la mayor velocidad permitida, minimizando con esto el daño al equipo así como también al personal. De la misma manera se disminuye los efectos de la operación de los sistemas eléctricos permitiendo una máxima transferencia de potencia.

La evaluación del funcionamiento de los sistemas de protección se lleva a efecto por medio del programa protec. Esta estadística se lleva no sin ciertas dificultades ya que los relevadores están continuamente conectados al sistema de potencia y por lo tanto

energizados, pero básicamente inactivos, hasta que ocurre una falla dentro de su zona de operación y en el cual el relevador debe operar de manera adecuada, por lo que debemos de efectuar un mantenimiento preventivo de acuerdo a la guía de mantenimiento de los esquemas de protección, medición, control y supervisión, este mantenimiento deberá efectuarse de la periodicidad establecida de acuerdo a la experiencia del personal de campo que los atiende.

La estadística del funcionamiento de los sistemas de protección está documentada por aquellos relevadores que efectúan directa o específicamente una operación y están clasificados de la siguiente manera. No opero, correcto, respaldo correcto, daño en componente, coordinación, calibración, error en alambrado, falla en conexión, desconocida. [5]

2.2 Sistemas de protección y comunicaciones

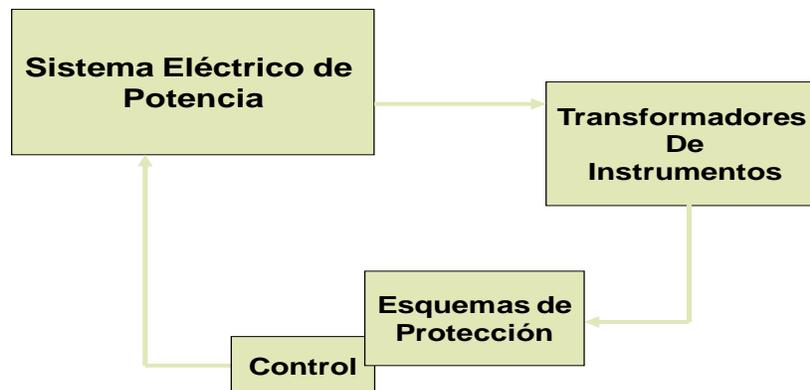


Fig. 2.5 Diagrama a bloques del sistema de protección. [5]

Zonas de protección.- [5] una de las mayores dificultades de la aplicación de los relevadores es frecuentemente un informe exacto de los requerimientos de la protección. Lo anterior se ha minimizado con la participación de diversas entidades entre los que figuran; ingenieros de campo, supervisores, consultores, fabricantes entre otros, proporcionando una serie de información y datos que conllevan a la solución del problema, entre los cuales se citan los siguientes, Configuración del sistema eléctrico, conexión e impedancias del equipo primario, voltaje del sistema, Secuencia de fase del sistema eléctrico, Procedimiento y practicas operativas, importancia del equipo a proteger, estudio del cortocircuito.(presente y futuro a 5 años), cargas máximas y estudios de

oscilación, localización, conexión y relación de TC's y TP's, futuras expansiones. En base de lo anterior, podemos definir exactamente la división de un sistema de potencia con relación en las zonas de protección en los siguientes elementos o unidades eléctricas. Generador y unidad generador-transformador; transformadores, buses, líneas (transmisión, sub-transmisión y distribución), equipos (motores cargas estáticas.), capacitores o reactor.

En una zona cada dispositivo de protección realiza una función específica y responde en forma particular a cierto tipo de cambios en las magnitudes eléctricas de un circuito, en los sistemas de transmisión y básicamente en circuitos de media y alta tensión, los equipos comúnmente utilizados son dispositivos contra cortocircuito. Estos dispositivos están clasificados en; protección primaria y protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo solo actúa cuando falla la protección primaria, por lo general los sistemas de media y baja tensión son radiales, si bien la tendencia es manejar sistemas mallados con dispositivos automáticos de seccionamiento, en la actualidad se manejan anillos abiertos con seccionamiento.

Características de la protección.- las protecciones y otros equipos especificados serán exclusivamente de tecnología digital o numérica, con auto supervisión continua, todos los relés microprocesados deberán tener la función registro de perturbaciones (oscilo perturbógrafo), en caso de que alguno no la contenga, se le dará preferencia a la protección que la provea. Serán instaladas, dentro de los armarios en forma modular de acuerdo con la norma IEC 297.

Todos los componentes del tipo modular irán instalados en los racks y estarán insertados sobre zócalos del tipo enchufables, los que tendrán un cableado posterior del tipo pin insertable, o bien contarán con el sistema de cableado tipo "wirewrap" ó "combiflex". Todos los elementos y componentes modulares estarán cableados a borneras. Todos aquellos elementos que por sus características físicas no sean modulares, podrán ser instalados en otros lugares de los armarios que estén previamente destinados para tal fin.

No se admitirán elementos montados sobre las borneras, ya se trate de las borneras terminales o bien de borneras internas para uso del fabricante. Tampoco se admitirá la instalación de más de un cable por borne. Los frentes de aquellos racks que no hayan sido ocupados con protecciones o módulos de cualquier tipo, deberán cubrirse con tapas metálicas ciegas atornillable o con alguna cobertura estándar del fabricante.

Los armarios modulares estarán completamente cerrados con puertas frontales provistas con ventanas de material transparente, para visualizar todos los elementos montados sobre el frente sin necesidad de abrir la misma.

Se preferirán aquellos diseños que tengan también puertas posteriores para facilitar la inspección y el mantenimiento. No obstante, si esto resultara un requisito especial que encareciera el diseño estándar del fabricante, podrán considerarse los diseños sin puerta trasera, con bastidor portante de protecciones rebatible, en función de las facilidades de acceso al interior, de su amplitud interna, de la distribución de elementos en general, y de la operatividad para el acceso a los zócalos traseros. Los armarios serán auto portante y cerrado en sus seis lados (IP42 según IRAM 2444 o IEC 144). En la parte superior e inferior tendrán ranuras de ventilación pero con protección de malla de alambre fina y

filtros de lana de vidrio. Los alojamientos para los filtros estarán diseñados para colocar unidades de origen nacional.

Ventajas y limitaciones de los relevadores digitales.- la tecnología digital tiene un conjunto de ventajas sobre la analógica, entre las que pueden mencionarse. Las características de las componentes digitales no cambian con la temperatura, el voltaje de suministro o el envejecimiento, el comportamiento de las componentes digitales se mantienen invariables en todo el sistema, los equipos basados en tecnología digital tienen menos componentes y menos conexiones, la resolución de un equipo digital depende el número de bits por palabra utilizado en los cálculos aritméticos, los equipos digitales no requieren ajustes individual, la mayoría de los cambios de diseño implica solamente modificaciones de software, un sistema digital puede hacer funciones lógicas y aritméticas en el control de un proceso, los datos almacenados en un sistema digital no se deteriora, a menos que haya una falla en el sistema.

La introducción de la tecnología digital en el área de protección de sistemas eléctricos de la potencia confiere a los relevadores y sistemas digitales de protección y, en particular, a los microprocesados, ventajas definidas con respecto a sus similares analógicos. Estas ventajas son; el costo de los relevadores digitales es ya comparable con el de los analógicos en algunos casos es menor y su tendencia es a decrecer, los relevadores digitales tienen capacidad de autodiagnóstico, lo que los hace más confiables que los analógicos, estos relevadores son totalmente compatibles con la tecnología digital que se está introduciendo en las subestaciones, tiene una gran flexibilidad funcional, que les permite realizar otras funciones como la de medición, control y supervisión, tiene capacidad de comunicación con otros equipos digitales de la subestación y el sistema, pueden construir la base de una protección adaptativa, cuyos parámetros de operación automáticamente con las condiciones del sistema.

En la actualidad existen factores que impiden aprovechar plenamente las posibilidades potenciales de la protección digital, entre ellos pueden señalarse. Hay un desarrollo insuficiente de las redes de comunicación que limitan las posibilidades que ofrece la capacidad de comunicación de los relevadores, el hardware de los relevadores digitales cambia con gran velocidad lo que dificulta su mantenimiento, predomina la utilización de lenguaje ensamblador en los relevadores digitales lo que limita la transportabilidad de los programas entre distintos relevadores, aun hay dificultades para la adaptación de los relevadores digitales a las condiciones ambientales y de interferencias electromagnéticas de una subestación

En diferentes países se trabaja en la solución de estos problemas, y los resultados son promisorios, una prueba de ello es que los relevadores digitales ya han demostrado su superioridad sobre los analógicos en mas de diez años de experiencia de explotaciones y son preferidos en la actualidad por la mayoría de los ingenieros de protección. [5]

Disparo automático de carga.- [3] para evitar que el sistema se someta a esfuerzos por la pérdida de generación, se desconecta carga en forma simultánea contribuyendo con esto a la estabilidad del sistema eléctrico de potencia. DAC-AT2 SE MPD. Este esquema cuenta con arreglo de lógica cableada y canales de comunicación vía microondas, la función de DAC-AT2 se origina en la SE MALPASO DOS (MPD) por la salida del banco MPD-AT2

por lo cual es necesario desconectar carga en la S.E'S KILOMETRO VEINTE,CARDENAS DOS Y MASCUPANA DOS.

El transmisor transmite vía microondas el cual es activado con la operación del relevador 94 DAC AT2 que a su vez actúa bajo las siguientes condiciones; por operación del relevador 86 AT2 consecuencia de una falla severa en el banco detectada por los esquemas, 87 AT2, 51H,51N,51T,63 Y 49T. Todos estos del banco AT2. Por apertura simultanea de los interruptores MPD-A2020 Y MPD A8330 o bien que cualquiera este abierto (por libranza o mantto.) y ocurra el disparo del otro.

Por apertura simultanea de los interruptores MPD 92020 y MPD 98550 o bien que cualquiera este abierto (por libranza o mantto.) y ocurra el disparo del otro. Deberá tomarse en cuenta que el interruptor MPD 98550 interactúa también con la L.T. MPD 93840 MCD. En la SE'S mencionadas arriba se realizan diferentes disparos de cargas ya definidas por la subarea de control.

Cuando por maniobra requerida por el cenace; opera la apertura de los interruptores ya dicho arriba, deberá bloquearse la parte posterior sección 10 del tablero dúplex de la S.E. MPD, para evitar transmisión de disparo. De igual modo se deberá bloquear por precaución cuando se efectúen pruebas de mantto. A cualquier esquema de protección del banco MPD AT2. [3]

Comunicación de las protecciones con la interface hombre-maquina sel 2032.- [4] como se ha venido hablando de las protecciones en este documento no podemos dejar de señalar el tipo de comunicaciones que enlace los eventos y alarmas a la sala de control de dicha subestación, por ello el relevador encargada de esta función es el sel-2032. Este sistema de comunicación recopila datos sincrofasoriales de seleccionadores de los relés antes mencionados. Crea mapas de valores de datos fasoriales de los protocolos tradicionales scada, como DNP3 o modbus para la integración en sistemas de gestión de energía y estimación de estado.

El acceso a la ingeniería, hmi local, y la sincronización de hora con una conexión en estrella en una sola red a cada dispositivo, superior a la rty. Usa modbus o dnp3 para comunicación a los maestros scada fuera del sitio. Otras aplicaciones de las cuales son utilizadas en esta empresa para beneficio de un mejor servicio son estas. Brinda comunicación entre relevadores de la marca sel y en algunos casos a los de otra marca, colecta medición digital que será enviada al cenase (acor), establecerá la conexión entre el cenase (acor) y el RELE SEL-2100 (procesador lógico de protecciones) de MPU destinados a los dags.

Comunicaciones MIRRORED BITS.- [6] permite que dispositivos intercambien hasta ocho bits de información con nivel de seguridad y velocidad compatible con funciones de protección, a un mínimo costo. Dado que mirrored bits utiliza puertos estándar EIA-232, no requiere de equipamiento adicional. Un enlace mirrored bits normalmente no requiere nada más que un cable EIA-232, pero reemplaza a ocho contactos de entrada, ocho contactos de salida y todo el alambrado de control asociado. mirrored bits monitorea permanentemente el canal de comunicaciones por errores y dropouts. A diferencia de una conexión de control basada en contacto de entrada, mirrored bits informa inmediatamente

si la conexión se ha perdido, dañado o incluso si una fuente de ruido empieza a corromper los datos.

Para realizar un enlace mirrored bits. Conecte los dos dispositivos mirrored bits mediante un canal de comunicación EIA- 232. El canal puede ser simple como un cable de comunicación o flexible como una red de comunicación, como por ejemplo un anillo sonet, habilite mirrored bits en los dos dispositivos y ajuste la velocidad de comunicación, el id de identificación de transmisión y el id de identificación de recepción, empleando el comando set p n.

A partir de este punto, el enlace mirrored bits debiera estar operativo. Observe el relayword bit rokn (o recepción ok) del canal mirrored bits para verificar que el enlace está operativo. Significa que mirrored bits está operativo en un dispositivo, entonces también lo está en el otro. Para información adicional acerca de los indicadores rokny otros indicadores de estado de canal se configura como se describió anteriormente, cada enlace mirrored bits intercambia hasta ocho bits de información. Después de que el canal mirrored bits está ajustado y operativo, todo lo que resta es configurar cada mirrored bit para intercambiar los datos requeridos. Configure solamente los bits requeridos. si sólo se requiere un bit, configure sólo este bit. Use ecuaciones de control selogic para definir la función de cada mirrored bit de transmisión. Use los mirrored bits recibidos en ecuaciones de control selogic, para crear esquemas de protección, control y monitoreo.

Por ejemplo; Para pasar el estado del contacto de entrada in101 del sel-2100 a otro dispositivo mirrored bits conectados al puerto 1, usando el mirrored bit de transmisión 2, use la siguiente ecuación de control selogic, $t2p1 = in101$, Para usar el mirrored bit de recepción 2 en el puerto 1 para cerrar el contacto de salida out101, use la siguiente ecuación de control selogic, $out101 = r2p1$

seguridad mirrored bits, la seguridad es la probabilidad que un error de transmisión será detectado por el dispositivo receptor. Cada mensaje mirrored bits recibido contiene tres copias de los ocho mirrored bits. Adicionalmente, el mensaje contiene bits de framing y bits de chequeo de paridad. Cada mensaje es también codificado con un ajuste del dispositivo de envío txid. El dispositivo receptor decodifica el mensaje mirrored bits, chequea que los bits de partida, detención y paridad sean correctos, verifica que las tres copias de los ocho bits de datos coincidan y también verifica que la dirección codificada coincida con el ajuste del relé receptor rxid. En promedio, mirrored bits detecta uno en más de 16 millones de errores de transmisión, empleando estas verificaciones de integridad. Esto excede la seguridad recomendada por la norma iec-834 para funciones de disparo permisivo.

Velocidad mirrored bits, el protocolo de comunicación mirrored bits transmite permanentemente el estado de los ocho mirrored bits de transmisión, codificados como un mensaje mirrored bits. cuando un mirrored bit de transmisión cambia de estado, el nuevo estado es transmitido en el siguiente mensaje mirrored bits. el rango al que los mensajes son transmitidos depende del dispositivo mirrored bits y de la velocidad de comunicación.
[6]

Fibra óptica.- [8] los sistemas clásicos de comunicación utilizan señales eléctricas soportadas por cable coaxial y radio, según el tipo de aplicación. Estos sistemas presentan algunos inconvenientes que hacen necesario buscar otras vías para la transmisión de datos. Los sistemas de comunicación por fibra óptica utilizan la energía luminosa como soporte. Presentan un conjunto importante de ventajas sobre otros soportes utilizados en la transmisión de señales analógicas y digitales. Entre ellas están. Gran ancho de banda, lo que permite la transmisión de un gran volumen de información y atenuación baja. Permite realizar enlaces de mayor longitud sin necesidad de repetidores. La atenuación depende del tipo de fibra óptica y de la longitud de onda utilizada, Inmunidad e interferencias electromagnéticas. La fibra óptica es absolutamente inmune a las radio interferencias e impulsos electromagnéticos, presentando un menor índice de errores en la transmisión de señales digitales. Esto es de importancia en aplicaciones de control industrial donde se genera gran cantidad de ruido, seguridad y aislamiento eléctrico, en determinadas aplicaciones de ambientes peligrosos las fibras ópticas son imprescindibles debido a la imposibilidad de producir descargas eléctricas o chispas.

Menor peso y volumen, comparando las fibras ópticas y los cables coaxiales necesarios para obtener las mismas prestaciones, las primeras ocupan un volumen inferior y tienen menor peso. Seguridad frente a posibles intervenciones de la línea, aunque no es imposible pinchar una fibra óptica, esto es más difícil que en otros soportes y normalmente se puede detectar la intervención.

La fibra óptica también presenta algunos inconvenientes que no hay que olvidar. Por ejemplo, No hay una estandarización de los productos, lo que plantea problemas de compatibilidad, las técnicas de empalme son complejas y necesitan de equipos costosos y personal muy cualificado, la instalación de los conectores es compleja y requiere un personal con formación adecuada, la fibra óptica puede ser dañada. Al igual que el cable de cobre, la fibra óptica puede ser deteriorada por excavaciones, corrimiento de tierras, vandalismo y accidentes.

Conceptualmente y en determinados aspectos, un sistema por fibra óptica es similar a un sistema de microondas vía radio. Las principales diferencias son la frecuencia y el medio de transmisión. El principio en que se basa la transmisión de luz por la fibra es la reflexión interna total, la luz que viaja por el centro o núcleo de la fibra incide sobre la superficie externa con un ángulo mayor que el ángulo crítico, de forma que toda la luz se refleja sin pérdidas hacia el interior de la fibra. Así, la luz puede transmitirse a larga distancia reflejándose miles de veces.

Para evitar pérdidas por dispersión de luz debida a impurezas de la superficie de la fibra, el núcleo de la fibra óptica está recubierto por una capa de vidrio con un índice de refracción mucho menor, las reflexiones se producen en la superficie que separa la fibra de vidrio y el recubrimiento. La fibra monomodo cuyo corazón es fino que el camino de propagación de los diferentes modos es prácticamente directo. La dispersión nodal se hace casi nula, la banda pasante transmitida es casi infinita ($> 10\text{Ghz/km}$). Esta fibra es utilizada esencialmente para los sitios a distancia.

Tipos de fibra óptica.-

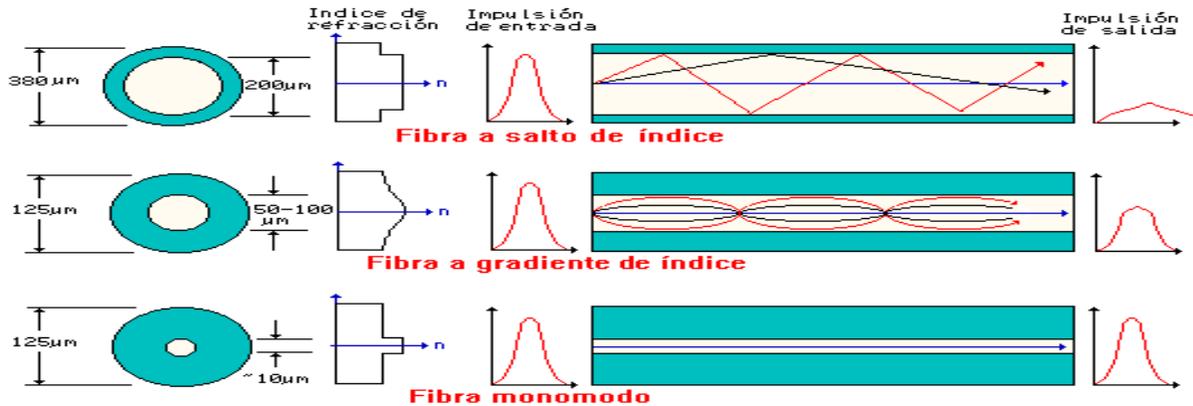


Fig. 2.6 Tipos de fibra óptica.

Los bloques principales de un enlace de comunicaciones de fibra óptica son; transmisor, receptor y guía de fibra. El transmisor consiste de una interface analógica o digital, un convertor de voltaje a corriente, una fuente de luz y un adaptador de fuente de luz a fibra. La guía de fibra es un vidrio ultra puro o un cable plástico. El receptor incluye un dispositivo conector, una foto detectora, un convertor de corriente a voltaje un amplificador de voltaje y una interface analógica o digital. En un transmisor de fibra óptica la fuente de luz se puede modular por una señal análoga o digital. Acoplando impedancias y limitando la amplitud de la señal o en pulsos digitales. El convertor de voltaje a corriente sirve como interface eléctrica entre los circuitos de entrada y la fuente de luz.

La fuente de luz puede ser un diodo emisor de luz led o un diodo de inyección láser ild, la cantidad de luz emitida es proporcional a la corriente de excitación, por lo tanto el convertor voltaje a corriente convierte el voltaje de la señal de entrada en una corriente que se usa para dirigir la fuente de luz. La conexión de esa fuente a la fibra es una interface mecánica cuya función es acoplar la fuente de luz al cable. La fibra óptica consiste de un núcleo de fibra de vidrio o plástico, una cubierta y una capa protectora. El dispositivo de acoplamiento del detector de fibra a luz también es un acoplador mecánico. El detector de luz generalmente es un diodo pin o un apd (fotodiodo de avalancha). Ambos convierten la energía de luz en corriente. En consecuencia, se requiere un convertor corriente a voltaje que transforme los cambios en la corriente del detector a cambios de voltaje en la señal de salida.

2.3 Subestaciones eléctricas [3]

Las subestaciones eléctricas son la componente de los sistemas de potencia en donde se modifican los parámetros de tensión y corriente, sirven además de punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Pueden clasificarse de acuerdo a funciones que desempeñan; elevadoras, reductoras, swircheo (interconexión). Forma de operar; intemperie o interior. Por el arreglo de los buses; Barra sencilla, barra principal, barra de anillo, arreglo de interruptor y medio, arreglo de doble barra con un interruptor y barra de transferencia, arreglo de doble barra con dos interruptores.

Subestaciones elevadoras, son aquellas en donde se eleva la tensión suministrada por los generadores, en ellas el lado de energía alimenta el lado de baja tensión de los transformadores de potencia, encontrándose la carga conectada al lado de alta tensión.

Subestaciones reductoras, son aquellas en donde se reduce la tensión para subtransmitirla a otras subestaciones o alimentar redes de distribución, en ellas la fuente de energía alimentada el lado de alta tensión de los transformadores de potencia, encontrándose conectada la carga al lado de baja tensión en ocasiones se puede encontrar que una misma subestación cumple con la función de elevar la tensión y además también la disminuye, por lo que una parte de ella será subestación elevadora y otra reductora.

Transformadores de potencia.- Puesto que la potencia eléctrica es proporcional al producto de la tensión y la corriente, para una potencia especificada se puede mantener bajo nivel de la corriente solamente a expensas de tener una tensión alta y viceversa. Los diferentes requerimientos de generación, transmisión y utilización de la tensión y la corriente, necesitan una componente capaz de cambiar (transformar) tensión y corriente para altos niveles de potencia, que sea confiable y eficiente, esta componente de las subestaciones son los transformadores de potencia.

Los transformadores modernos con eficiencia de aprovechamiento próxima al 100 %, en rangos de potencia que exceden 1000 MVA, con rasgos de tensión que superan 700 kV, y con rangos de corriente que sobrepasan los 23 kA, cumplen admirablemente con la función anterior. Esto es posible en virtud de que los materiales con los que está construido en el núcleo tiene alta permeabilidad (μ) y los devanados son hechos de materiales de alta conductividad. La impedancia en tanto por ciento de los transformadores es por definición, el porcentaje de caída de voltaje en el transformador, es decir, si $Z=10\%$ la caída de voltaje es de 10 % cuando circula la corriente nominal en el devanado de alimentación.

Los transformadores pueden ser trifásicos o monofásicos, en el caso de los monofásicos se puede conectar tres de ellos para formar un banco de transformación trifásico. La decisión de utilizar transformadores trifásicos o monofásicos, se determina en función del grado de confiabilidad, de flexibilidad y del espacio disponible. El uso de transformadores monofásicos permite tener mayor flexibilidad, ya que en caso de falla en algún de los transformadores la reparación implica solo su sustitución, para lo cual puede existir otro como reserva. Sin embargo, los bancos de transformación monofásicos requieren contar con mayor espacio y mas equipo, resultado más costoso. Es práctica de CFE utilizar en subestación de transmisión transformadores y autotransformadores trifásicos y

monofásicos con tres devanados en conexión estrella-estrella-delta, estrella sólidamente conectada a tierra para lado fuente y carga (alta y baja) , y delta en el terciario. El devanado terciario es utilizado para control de armónicas y también para alimentar transformadores de distribución para los servicios propios de la subestación o reactores que auxiliien la regulación de la tensión. Los bancos de transformación en las centrales de distribución tienen transformadores trifásicos con dos devanados en conexión delta-estrella sólidamente conectada a tierra.

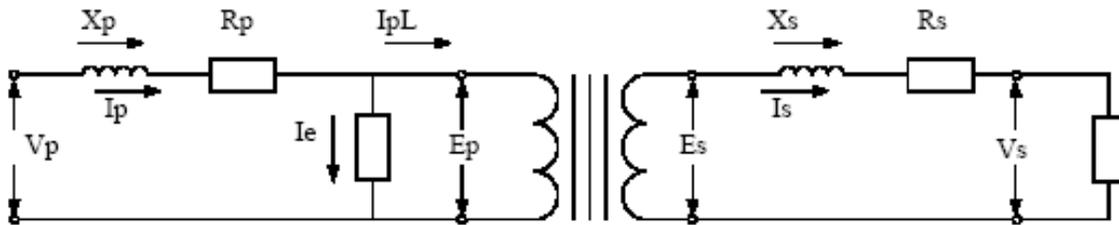


Fig. 2.7 Diagrama de un transformador de potencia. [3]

Un autotransformador.- Es una máquina eléctrica de construcción y características similares a las de un transformador, pero que a diferencia de éste, sólo posee un único devanado alrededor de un núcleo ferromagnético. Dicho devanado debe tener al menos tres puntos de conexión eléctrica, la fuente de tensión y la carga se conectan a dos de las tomas, mientras que una toma (la del extremo del devanado) es una conexión común a ambos circuitos eléctricos (fuente y carga). Cada toma corresponde a una tensión diferente de la fuente (o de la carga, dependiendo del caso). En un autotransformador, la porción común (llamada por ello "devanado común") del devanado único actúa como parte tanto del devanado "primario" como del "secundario". La porción restante del devanado recibe el nombre de "devanado serie" y es la que proporciona la diferencia de tensión entre ambos circuitos, mediante la adición en serie (de allí su nombre) con la tensión del devanado común.

La transferencia de potencia entre dos circuitos conectados a un autotransformador ocurre a través de dos fenómenos, el acoplamiento magnético (como en un transformador común) y la conexión galvánica (a través de la toma común) entre los dos circuitos. Por esta razón, un autotransformador resulta en un aparato más compacto (y a menudo más económico) que un transformador de la misma potencia y tensiones nominales. De igual manera, un transformador incrementa su capacidad de transferir potencia al ser conectado como autotransformador.

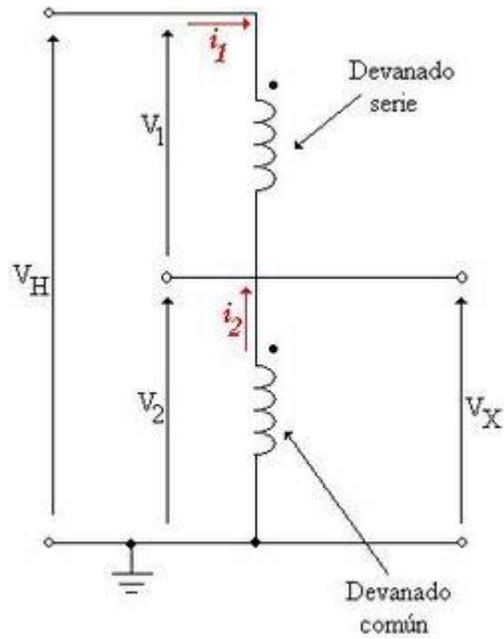


Fig. 2.8 Esquema de conexión de un autotransformador.

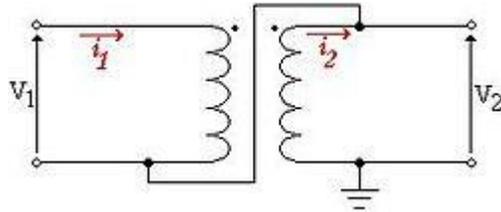


Fig. 2.9 Construcción de un autotransformador.

En un transformador, las definiciones de primario y secundario son.

V_1 : Tensión en el devanado primario

i_1 : Corriente en el devanado primario

V_2 : Tensión en el devanado secundario

i_2 : Corriente en el devanado secundario

Al conectarlo como autotransformador, hay que redefinir primario y secundario como

V_H : Tensión en el primario (devanado serie + común)

V_X : Tensión en el secundario (devanado común)

i_H : Corriente en el primario (devanado serie + común)

i_X : Corriente en el secundario (devanado común)

Comparando ambas posibilidades de conexión, se observa que se cumplen las siguientes relaciones

$$\begin{aligned}V_H &= V_1 + V_2 \\V_X &= V_2 \\i_H &= i_1 + i_2 \\i_X &= i_1\end{aligned}\tag{2.7}$$

Pero

$$\begin{aligned}V_1 &= \left(\frac{N_1}{N_2}\right) * V_2 \\V_H &= \left(\frac{N_1}{N_2} + 1\right) * V_2 \\V_H &= \left(\frac{N_1 + N_2}{N_2}\right) * V_X\end{aligned}\tag{2.8}$$

Despreciando la rama en paralelo

$$\begin{aligned}i_H &= i_1 \\i_X &= i_H + i_2 = \left(\frac{N_1}{N_2} + 1\right) \\i_H &= \left(\frac{N_2}{N_1 + N_2}\right) * i_X\end{aligned}\tag{2.9}$$

Con respecto a la potencia, para el transformador se cumple que

$$S = V_1 * i_1\tag{2.10}$$

o bien, despreciando las pérdidas

$$S = V_2 * i_2\tag{2.11}$$

La potencia al conectarlo como autotransformador es

$$S' = V_H * i_H \quad (2.12)$$

o bien, despreciando las pérdidas

$$S' = V_X * i_X \quad (2.13)$$

si se sustituyen los valores y se agrupa correctamente, se obtiene

$$S' = \left(\frac{N_2}{N_1} + 1 \right) * S \quad (2.14)$$

Por lo tanto, al conectar un transformador como autotransformador, este aumenta su capacidad para transferir potencia en una proporción determinada por la relación de transformación de la conexión como transformador. La implicación directa de esta deducción matemática es que para transferir la misma cantidad de potencia entre dos circuitos, un autotransformador es de menor tamaño que un transformador equivalente. Como sabemos los transformadores de potencia cuenta con protecciones mecánicas y protecciones eléctricas. A continuación se nombrara cada una de ellas, Dispositivos mecánicos; buchoholz, sobrepresión o presión súbita. Dispositivos eléctricos; protección diferencial, protección de sobre corriente, protección de distancia, sobre corriente de restricción de voltaje, protección de volts-Hertz, apartarrayos tipo válvula, explosores. (air graps)

Interruptor de potencia.- los interruptores son usados para interrumpir el flujo de la corriente y desconectar algún elemento del sistema eléctrico. Pueden interrumpir corrientes de cargas normales o debidas a fallas eléctricas La maniobra de mando de los interruptores no se efectúa en el sitio donde se encuentra el interruptor, sino desde la sala de control de la subestación o bien, desde el centro de control de área, donde están dispuestos los cuadros de mando y los aparatos de señalización. Para la transmisión de las órdenes se utilizan sistemas eléctricos y neumáticos, cuya rapidez es necesaria para el buen funcionamiento. La maniobra del interruptor se efectúa oprimiendo simplemente un pulsador o accionando una pistola para la apertura y para el cierre.

Para cargar el muelle que accione el interruptor (si se trata de un interruptor con aceite) o también para abrir la válvula principal del aire comprimido (en caso de interruptores neumáticos), se utilizan motores eléctricos o potentes electroimanes. La posición de interruptor abierto o cerrado se conoce en cada instante gracias a señalizadores eléctricos, luminosos, neumáticos o mecánicos, que están directamente unidos a los elementos de movimiento del interruptor y envía el cuadro de maniobras un impulso que, según sea el caso, hace encender una lámpara roja (interruptor cerrado) o verde. (interruptor abierto)

Cuchillas desconectoras su función es la de desconectar, su operación en alta tensión es sin carga y en ningún caso pueden desconectar corrientes de corto circuito. Las dimensiones y características de ellas dependen del circuito y subestaciones en donde serán colocadas. En muchas instalaciones modernas su accionamiento se efectúa a distancia a través de motores. Las hay también de accionamiento manual en grupo individual con ayuda de pértigas. Desde el punto de vista dieléctrico se deben considerar los valores necesarios de tensión para la coordinación de aislamiento en las subestación. En principio, los niveles de aislamiento de las cuchillas, por tratarse de aislamiento tipo externo, deben ser iguales al resto de los niveles de aislamiento externos de la instalación.

Apartarrayos son aparatos automáticos conectados entre la fase y la tierra, destinados a proteger las instalaciones contra las sobretensiones de origen atmosférico o producido por maniobras. Deben ser instalados en la próxima de los equipos o instalaciones o proteger. Cuando operan, conducen a tierra las ondas de sobretensión. La función del apartarrayos no es eliminar las ondas de sobretensión, sino limitar su magnitud a valores que no sean perjudiciales al aislamiento del equipo de la instalación. Aunque existen muchos tipos, todos tienen como base dos electrodos que al operador ponen en comunicación la línea con la tierra a través de una resistencia. La tensión residual que penetra en la línea hacia la instalación, viene dada por el producto de la corriente de la onda de descarga por la resistencia.

Barras colectoras es el elemento físico donde se interconectan las líneas de transmisión, generadores transformadores de potencia, para distribuir la energía eléctrica. Las barras pueden ser huecas o solidas, en alta tensión se acostumbran a utilizar barras del mismo material que el conductor de las líneas de transmisión. Pudiendo ser cada fase uno o dos conductores. En baja tensión se acostumbran que estas sean de tubo de cobre o aluminio hueco, sus dimensiones están en función de la energía que se espere circule por ellas.

Transformadores de instrumento.- Los transformadores de corriente y de potencial alimentan a los equipos de medición con señales proporcionales a aquellas del circuito de potencia, pero lo suficientemente reducidas en magnitud para que dichos equipos puedan diseñarse y construirse en dimensiones adecuadas al manejo del personal y a un costo razonable. Además de proveer un aislamiento efectivo contra las altas tensiones manejadas en el circuito de potencia. La aplicación adecuada de los transformadores de corriente y de potencial implica la consideración de varios requisito. construcción mecánica, tipo de aislamiento, relación en función de las corrientes o tensiones primarias y secundarias, régimen térmico continuo, régimen de tiempo corto térmico y mecánico, clase de aislamiento, nivel de impulso, condiciones de servicio, precisión y conexiones, sin embargo, el punto esencial a considerar al realizar una medición es la clase de exactitud (comúnmente llamada precisión), ya que está afecta de manera directa el resultado de la misma. Los requisitos de clase de exactitud pueden diferir ya sea por el tipo de equipo de medición, o bien, por el tipo de aplicación específica. Por tanto, no existen reglas generales para todas las aplicaciones. Técnicamente, una regla segura sería utilizar los transformadores con mejor clase de exactitud disponibles, lamentablemente pocos seguirían esa regla, ya que no siempre sería justificable económicamente.

Es necesario entonces ser capaz de predecir, con suficiente exactitud, el comportamiento de cualquier equipo de medición bajo cualquier tipo dado de fuente de tensión y corriente y por tanto cualquier tipo de tc o tp. Lo cual trae como consecuencia saber determinar los errores de los transformadores bajo diversas condiciones para poder así identificar los efectos que estos producirán en el resultado de las mediciones.

Polaridad y conexiones.- Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias del tc están identificadas, sea por marcas de polaridad pintadas o por símbolos “h1” y “h2” para terminales primarias y “x1” y “x2” para terminales secundarias. la convención es que, cuando la corriente primaria entra en la terminal h1, la corriente secundaria sale por la Terminal x1 como se muestra en la figura, o bien, cuando la corriente entra en la terminal h2 ésta sale por la terminal x2. cuando se utiliza pintura, se identifican las terminales correspondientes a h1 y x1.

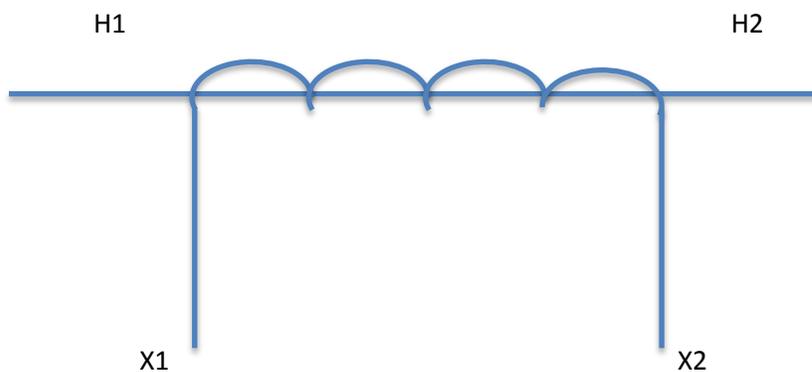


Fig. 2.10 Diagramas de conexión primarias y secundarias.

Ya que una corriente de ca está continuamente invirtiendo su polaridad, se puede preguntar cuál es el significado de las marca de polaridad, su significado está en que muestra la dirección del flujo de la corriente en relación a otra corriente o a una tensión, además de ayudar a realizar las conexiones apropiadas. Si los tc no tuvieran que interconectarse, o si la corriente de un tc no tuviera que cooperar con la corriente de otro tc, o con una tensión de una fuente de tensión para producir algún resultado deseado (como un par en un medidor) no habría necesidad de las marcas de polaridad.

Como sabemos la tecnología avanza rápidamente y en cuestiones del ámbito eléctrico así que se presenta de manera breve los nuevos modelos de tc's que cabe mencionar en este documento ya que pronto subestaciones de CFE tendrán este tipo de equipos. La tecnología de medición óptica para líneas de alta tensión, ha evolucionado la forma de obtener la medición de energía.

En algunas aplicaciones, utilizar los transductores de corriente y voltaje ópticos puede ser una solución técnica para la aplicación específica y económicamente rentable. Como se sabe, la precisión en las mediciones eléctricas, especialmente para facturación, es muy

importante y significativa. Esta es la principal razón del desarrollo de esta tecnología, tiene muchas ventajas en comparación con los sistemas convencionales de medición.

Estos nuevos sistemas se están implementando en varios países del mundo dejando a un lado los sistemas convencionales, aun cuando el costo inicial es mayor. Las nuevas tecnológicas referentes a los transformadores de instrumento han centrado su interés en promover avances en la de medición de energía utilizando tecnología óptica.

Estos instrumentos tienen muchas ventajas tales como la insensibilidad a las interferencias electromagnéticas, la facilidad de transportar, su ligereza y la su fácil instalación. En ciertas aplicaciones pueden sustituir a un sistema convencional de medición. Cuando se requiere una adquisición de datos precisa y segura se debe pensar en fibra óptica, y esta precisión se puede apreciar cuando en los transductores de medición los errores en la lectura son mínimos, después de procesada, transmitida y almacenada la información. Esto último es en parte debido a que las señales luminosas son insensibles a perturbaciones electromagnéticas. En consecuencia, una excelente capacidad para transmisión de datos. En los casos de medición de energía en alta tensión, ya sea con el objetivo de protección o medición, se necesita que el instrumento sea preciso y exacto. [3]

Los sensores ópticos de voltaje y de corriente.- [9] son un nuevo tipo de transductor utilizado para medición y protección. Las mediciones convencionales utilizan a los transformadores de instrumento tales como los transformadores de corriente (TCs) y los de potencial (TPs). Estos equipos transforman la corriente y el voltaje a niveles utilizables en dispositivos secundarios, tales como; medidores y relevadores de protección de todo tipo, ya sea electromecánicos, de estado sólido y los basados en microprocesadores.

Los tcs y tps convencionales se han ido perfeccionando y tienen muy buen funcionamiento, sin embargo, tienen algunos problemas de operación respecto al acoplamiento con otro dispositivos, tales como; Saturación magnética del núcleo, ferro resonancia, error de fase del circuito inductivo. Los transductores ópticos de corriente y voltaje miden la corriente y el voltaje por medio de la identificación del efecto que provocan los campos magnéticos y eléctricos en la propagación de señales de luz que viajan a través de un conductor de fibra óptica.

La corriente y el voltaje se pueden medir de una forma muy precisa, y como el sensor óptico es un dispositivo pasivo los problemas relacionados con los instrumentos convencionales inductivos son efectivamente eliminados. Los transformadores de instrumento convencionales son dispositivos análogos en su totalidad, por lo que únicamente producen señales interfaces análogas.

Los medidores y relevadores electrónicos basados en microprocesadores que operan digitalmente, son diseñados para trabajar con señales de entrada análogas. Las normas ANSI/IEEE y la IEC definen el funcionamiento de los transformadores de instrumento, incluyendo los niveles pico y nominal de la resultante de las señales análogas de corriente y voltaje.

En las regiones influenciadas por ANSI, los tcs están diseñados para 5A de corriente secundaria y los tps están típicamente diseñados para voltajes de 69V, 115V y 120V. Por otro lado, los transductores ópticos de instrumento producen una señal inherentemente digital. Las normas que existen definen los requerimientos para las comunicaciones digitales para comunicar digitalmente transductores de medición ópticos y dispositivos inteligentes electrónicos (DIE) basados en microprocesadores tales como los medidores y relevadores de protección. Una decisión lógica sería tomar únicamente medidas digitales de la corriente y el voltaje y utilizarlos en el los DIE que aceptan únicamente señales de entrada digitales. Esto eliminaría los problemas relacionados con la conversión análoga a digital requerida actualmente en los DIEs contemporáneos. En la actualidad existen versiones de prueba de DIEs que aceptan únicamente señales de entrada digitales. Esto eliminaría los problemas de la conversión análoga digital requerida en los actuales DIEs. Aunque, existen versiones de prueba de DIEs dotados para manejar señales de entrada digital, ninguno esta en producción comercial actualmente.

Para obtener compatibilidad con los dispositivos convencionales secundarios, los transformadores de instrumento ópticos, convierten y amplifican la señal digital y proveen dos salidas diferentes de salida análogas. La arquitectura del sistema de señales digitales se muestra en la siguiente figura. La información digital fluye desde los sensores hacia una unidad de fusión. La unidad de fusión reformatea las señales en un paquete digital que puede ser enviado hacia un medidor, relevador, grabador o cualquier otro dispositivo electrónico inteligente.

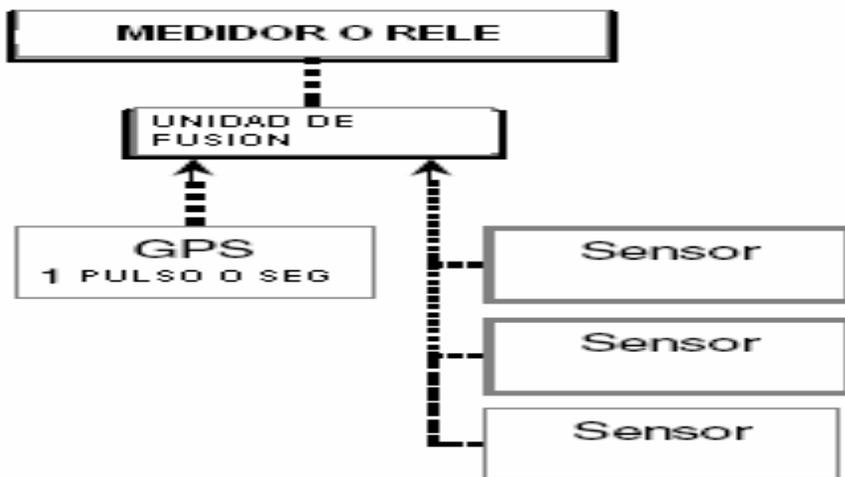


Fig. 2.11 Arquitectura del sistema de señales digitales. [9]

La salida digital del sensor es presentada por una unidad de fusión en el formato prescrito por la norma IEC 61850-9-2. El flujo de la información hacia la unidad de Fusión es bidireccional permitiendo una red de sensores y de equipo secundario que puede ser monitoreado remotamente. En el presente existen algunas aplicaciones en donde se puede justificar el uso de los transformadores ópticos de medición, en lugar de los transformadores de medición convencionales.

Los transformadores convencionales son más baratos que los transductores ópticos, sin embargo, en algunas aplicaciones los beneficios que la tecnología óptica digital aporta, hace que el sistema de medición óptico sea más económico a largo plazo. En un futuro, se construirán subestaciones totalmente digitales en cuanto a la medición de energía. Los transductores óptico digitales son los instrumentos que tomaran la medida de la energía y la conducirán a un respectivo medidor o relevador digital, y eliminara la necesidad de que estos equipos cuenten con un convertidor análogo-digital. Lo último, beneficiara a la medición en una mejor precisión, menores perdidas y mejor eficiencia.

2.4 Estudio del corto circuito [1]

Una de las características primordiales de los sistemas eléctricos es su dinamismo y vulnerabilidad en cuanto a su estabilidad, en el proceso de suministro de energía a los usuarios. Esta estabilidad se ve afectada gravemente cuando en el sistema se presenta una de las características anormales destructivas, denominada cortocircuito.

El corto circuito es la eliminación de los obstáculos al paso de la corriente, es decir, la disminución repentina de la trayectoria normal que debe seguir dicha corriente, provocándose el flujo de una corriente de gran magnitud comprada con la corriente normal de carga. Las corrientes de cortocircuitos dependen de los valores de las impedancias que representan cada uno de los elementos que componen el sistema, a menor impedancia mayor nivel de corriente y viceversa, esto está relacionado con la capacidad de las fuentes de corriente, un transformador de gran capacidad aportara mayor corriente que un transformador pequeño.

La determinación de estas corrientes es muy importante para los siguientes propósitos, para determinar la capacidad interruptora de equipos a usarse en el sistema. Tales como; Interruptor, fusibles, arrancadores, para seleccionar las relaciones adecuadas de transformadores de corriente, tanto para los propósitos de protección como de medición, para realizar los estudios de coordinación de relevadores o dispositivos de protección en los sistemas eléctricos de potencia o distribución.

Fuentes de corriente; generalmente se sabe para que se produzca un cortocircuito es indispensable que haya una fuente que genere la corriente que circulara a través de la falla, es decir, que si no hubiera generadores funcionando o conectados al sistema no habría corrientes de falla.

Asimetría de los ejes de la corriente de falla; la corriente de cortocircuito se considera formada por dos componentes, la componente de corriente alterna y la componente de corriente directa. Primero la corriente de cortocircuito alcanza un valor elevado de punta, que es la intensidad de impulso de la corriente de cortocircuito, luego decrece hasta un valor estacionario final llamado corriente permanente de cortocircuito. El fenómeno se desarrolla en forma asimétrica con respecto al eje de referencia en un tiempo relativamente corto.

Si el cortocircuito se produce exactamente al pasar la tensión por cero, la corriente se desfasa aproximadamente 90° por la reactancia del generaron, en ese instante la corriente debería alcanzar un valor máximo, pero no es así debido al carácter inductivo del circuito

y por lo tanto en ese instante la corriente también vale cero. La compensación necesaria la da, la llamada componente de corriente directa que con valor inicial equivalente al valor de punta de la corriente alterna para el instante cero, y que desaparece después de algunos periodos. La variación real de la corriente de cortocircuito se obtiene sumando los valores instantáneos de las dos componentes.

Para el caso de las tres fases, la suma de las componentes de corriente directa es igual a cero, de igual forma que la suma de las componentes de corriente alterna. El paso de la corriente de cortocircuito desde su valor máximo hasta su valor permanente de cortocircuito obedece a una forma de onda exponencial y de esta forma tendremos dos fenómenos, el transitorio y el subtransitorio en la corriente de cortocircuito, estos fenómenos se desarrollan en los primeros instantes del cortocircuito.

Las componentes de corriente directa, superpuesta a la corriente alterna, es la responsable de la asimetría de la corriente de cortocircuito durante los primeros instantes, esta asimetría respecto al eje de referencia es mayor, cuanto mayor sea la reacción entre la constante de tiempo de corriente directa y la subtransitoria.

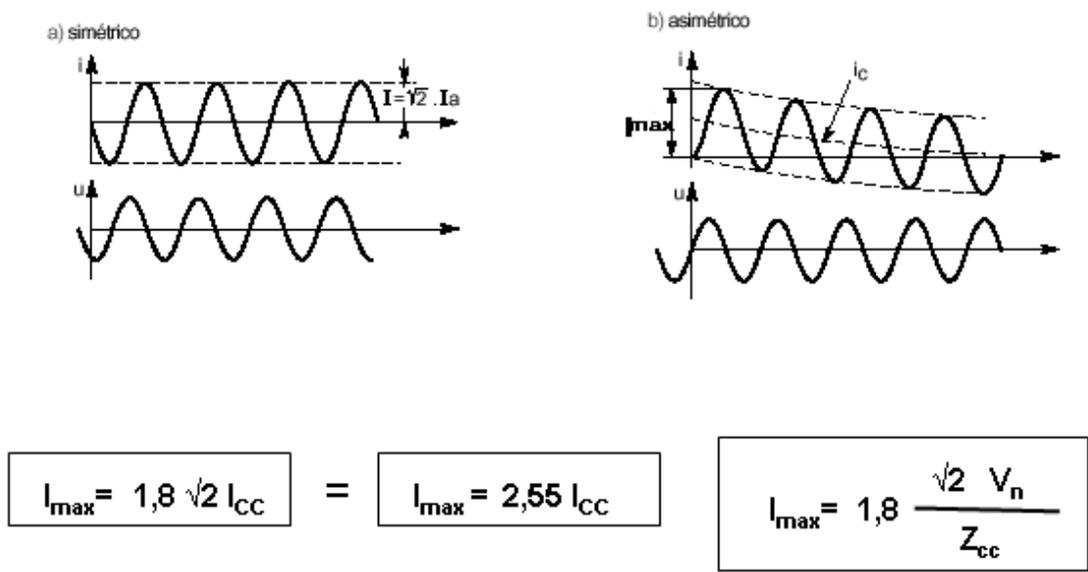


Fig. 2.12 Clases de cortocircuito.

Cortocircuito trifásico se pone en contacto las tres fases en un mismo punto del sistema, es el cortocircuito más severo en la mayoría de los casos. Cortocircuito bifásico entran en contacto dos fases cualquiera del sistema. Cortocircuito bifásico a tierra, entra en contacto dos fases cualquiera y la tierra del sistema. Cortocircuito monofásico al ponerse en contacto una fase cualquiera con la tierra del sistema, es el cortocircuito más frecuente.

Se consideran normalmente que el defecto trifásico es el que provoca las corrientes más elevadas. En los cortos circuitos tripolares, la corriente de cortocircuito presenta una

marcha asimétrica por lo menos en dos de las fases. Para los cálculos, es preciso considerar el caso más desfavorable de los posibles, siendo este el caso.

$$Z_{cc} = \sum Ri + j\sum Xi \quad (2.15)$$

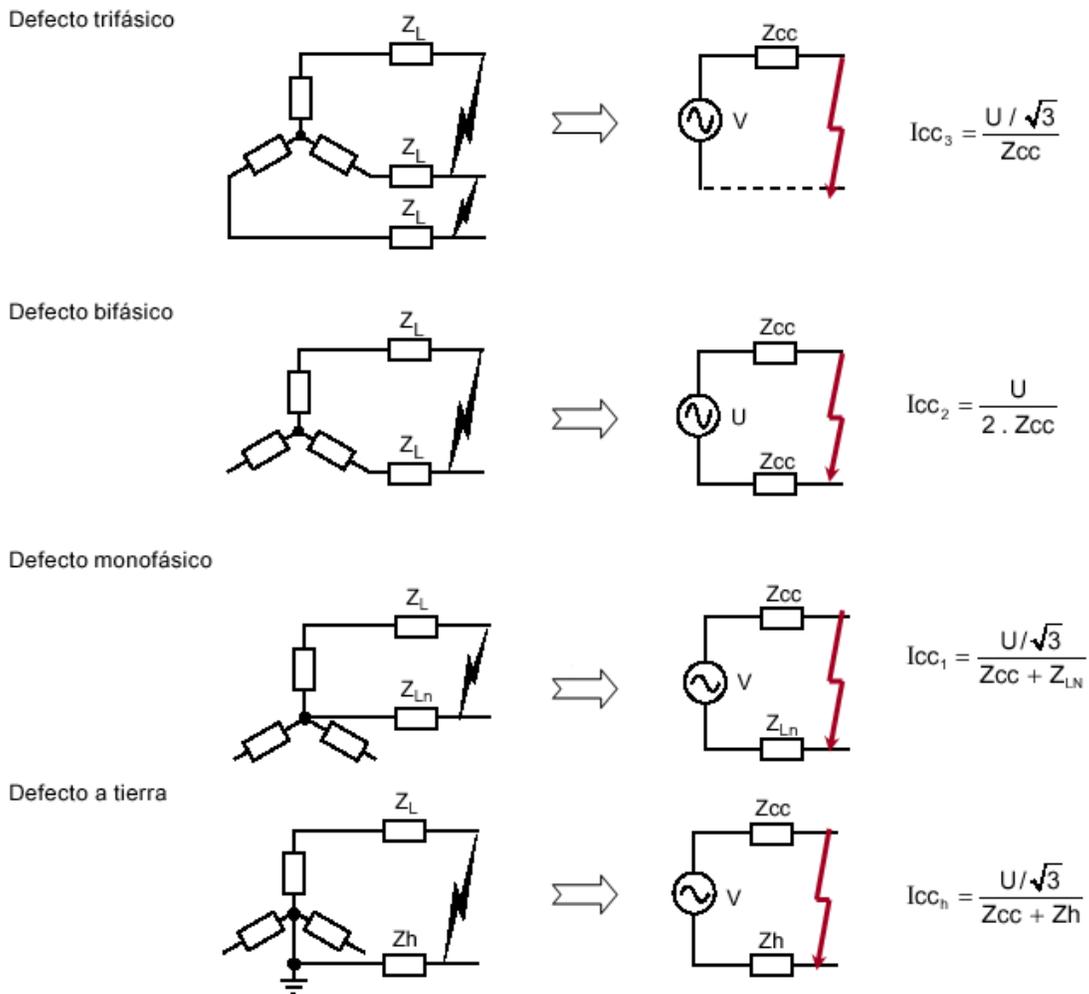


Fig. 2.13 Tipo de corto circuito.

La determinación de las impedancias debe hacerse para todos los elementos que se tiene en la red; generadores, transformadores, líneas. Si en la red se consideran principalmente los valores de reactancia de los generadores, transformadores y bobinas, existiendo líneas aéreas o subterráneas de poca longitud o en paralelo, podrán omitirse las resistencias óhmicas, y la impedancia no diferirá apreciablemente de la reactancia, pues es ultima es preponderante. Para el caso contrario, en que se tengan líneas de gran longitud, su omisión hará obtener una impedancia muy baja.

Estos valores de impedancia nos ayuda a realizar los diagramas de secuencia positiva, negativa y cero, necesarios para el cálculo del cortocircuito. Para el cálculo de las falas de fase a tierra, se establecen tres redes, la de secuencia positiva que incluye a todos los elementos y fuentes de corriente. La red de secuencia positiva, excepto las fuertes de corrientes (generadores). Y la red de secuencia cero, que incluye a los elementos con sus valores de secuencia cero. Para esta red de secuencia cero se debe de tener cuidado, pues los transformadores de acuerdo a su conexión en los devanados presentan varias configuraciones respecto a tierra. Para el cálculo de las fallas trifásicas y en condiciones balanceadas, solo existe secuencia positiva. Las redes de secuencia deben conectarse en serie para el análisis correcto de cortocircuito.

cantidades en por unidad.- para realizar los cálculos de cortocircuito, los valores de las impedancias se manejan en el sistema llamado “pu” (por unidad), así también los valores de voltaje y corriente; esto es, debido a que en los sistemas que se analizan se trabajan diferentes niveles de tensión, lo que hace difícil el manejo de las redes, por tanto, se establece este sistema en el cual todos los valores se manejan en por ciento o por unidad de un valor conocido que nosotros establecemos. Generalmente la unidad que se escoge para el valor base de nuestros cálculos, son los volt-amperes, que para las cantidades de nuestro sistema se manejan en mega volt-amperes (MVA), porque esta unidad nos relaciona la tensión y la corriente, y así tendremos

Dados MVA trifásicos y kV fase-fase

Corriente base

$$I_b = \frac{(MVA_b)(1000)}{\sqrt{3} \text{ kV}_b} \quad (2.16)$$

Impedancia de base:

$$Z_b = \frac{(kV_b)(1000)}{\sqrt{3} I_b} = \frac{(KV_b)^2}{MVA_b} \quad (2.17)$$

Y así los valores en por unidad serán

$$I_{pu} = \frac{I(\text{amp})}{I_b} \quad Z_{pu} = \frac{Z(\text{ohms})}{Z_b} \quad (2.18)$$

Selección y cambio de base.- la gran ventaja del sistema en por unidad es que el resultado de la multiplicación o divisiones dos cantidades en por unidad, es otra cantidad en por unidad también; y para obtener el valor en amperes, ohm o volts de una cantidad es por unidad, basta con multiplicar dicho valor por la corriente de base, impedancia base o tensión base considerada por el punto en análisis

Para efectuar un cambio de base podemos establecer que si

$$Z_{pu1} = \frac{Z(\text{ohms})}{(KV_b^2)} MVA_b \quad (2.19)$$

$$Z_{pu2} = \frac{Z(\text{ohms})}{(KVb2)} MVA_{b2} \quad (2.20)$$

Despejando Z (ohm) e igualando las ecuaciones:

$$Z_{pu1} \frac{(KVb1)^2}{MVA_{b1}} = Z_{pu2} \frac{(KVb2)^2}{MVA_{b2}} \quad (2.21)$$

donde podemos obtener:

$$Z_{pu1} = Z_{pu2} \left(\frac{MVA_{b2}}{MVA_{b1}} \right) \left(\frac{KVb1}{KVb2} \right) \quad (2.22)$$

Valores de la corriente del corto circuito.- una vez obtenidos los valores de las impedancias de los elementos del circuito, y reducidas las redes de secuencia, el cálculo de la corriente de cortocircuito se obtiene como sigue:

Para falla trifásica.- para esta falla solo se analiza la red de secuencia positiva con la impedancia equivalente al punto de falla

$$I_{cc3f} = \frac{E1}{Z1} \quad \text{Ó} \quad I_{cc3f} = \frac{1}{Z1} \quad (2.23)$$

E1= 1pu=tensión en por unidad a la falla

Z1= impedancia equivalente al punto de falla de secuencia positiva en por unidad

Este valor esta en por unidad y para obtener el valor en amperes debemos multiplicarlos por la corriente de base (Ib)

$$I_{amp} = I_{pu} \times I_b \quad (2.24)$$

Considerando MVA=100, y este valor ya está en MVA

Para falla monofásica.- para esta falla se utilizan los tres diagramas de secuencia conectados en serie, y las impedancias de los transformadores en secuencia cero y positiva son iguales y solo difieren en su conexión al circuito, de acuerdo a su conexión interna de devanados, (la conexión delta impide la aportación de secuencia cero). La impedancia cero de las líneas se calculan usando el procedimiento matemático complejo que no se analiza aquí, pero ya existen tabulaciones con dichos valores dados en ohm/milla u ohm/km

$$I_{cc1f} = \frac{3E1}{(2Z1+Z0)} \quad \text{Ó} \quad I_{cc1f} = \frac{3}{(2Z1+Z0)} \quad (2.25)$$

E1= 1 pu = tensión en por unidad al punto de falla

Z_0 = impedancia equivalente de secuencia cero al punto de falla en por unidad

Nuevamente este valor esta en por unidad y para obtener su valor real en amperes se debe multiplicar por la corriente base al punto de falla. La potencia de cortocircuito monofásica es

$$MV_{Acc1} = (MV_{Ab})(I_{cc1f}) = (100)(I_{cc1f}) = \frac{300}{(2Z_1+Z_0)} \quad (2.26)$$

Considerando la potencia base $M_{vab}= 100$ MVA

Análisis del corto circuito en aspen del autotransformador AT2 375 MVA [8].- en la actualidad se necesita contar con alguna herramienta que ayude de manera rápida, eficaz y confiable a realizar estudios de las protección del sistema eléctrico de potencia, ya que debido a sus dimensiones y complejidad, seria muy difícil estudiarlo y analizarlo si solamente se auxiliara en los modelos matemático.

Como se a visto a los largo de este trabajo existen varios tipos de relevadores, sin embargo con ASPEN solo se emplean dos tipos de relevadores, los de sobrecorriente y los de distancia (ambos de fase y de fase a tierra) este software ofrece herramienta para diferentes aplicaciones en el estudio y análisis del comportamiento de la red y los elementos que la componen, pero para este trabajo solo se empleara en el ajuste y coordinación de relevadores. Como se menciona anteriormente ASPEN es un programa en el cual se pueden simular fallas de cortocircuito para fin de estudio y análisis de la operación de los relevadores e interruptores en esta indeseada situación. Por medio de la información presentada en la pantalla se pueden determinar los criterios de ajustes para los relevadores con los valores de corto circuito. Funciones usadas en este estudio.

Para las tareas a realizar para fin de coordinación y ajustes de protecciones, este software esta integrado por opciones usadas durante el proceso de coordinación, con funciones especificas que se relacionan entre si, estas son. Online, es la ventana en donde se puede ver la red sujeta a estudio, en esta red se contemplan todos los relevadores e interruptores asignados para su protección. Cabe destacar que para este estudio se utilizan redes ya diseñadas por lo que no se necesita mostrar el procedimiento para formarlas.

Editor de relevadores de sobrecorriente; en esta función se modifican los valores de ajustes de este tipo de relevadores sobre corriente de tierra, los parámetros necesarios son, tipo de curva, se selecciona de la base de datos del fabricante, CT ratio (relación de transformación de corriente) se especifica la relación de transformación de corriente. (RTC =600/5 se coloca 120/1), Time dial (palanca de tiempo), dependerá del tipo de relevador empleado, para los que solo tienen una curva será 1.0.

Múltiplo de tap de corriente; depende del valor de corriente de falla y nominal que esta operando en la línea, esta se obtiene por medio de cálculos matemáticos y especificada en la curva de operación sobre corriente de fase. Los parámetros básicos para editar este tipo de relevador son los mismos que para un relevador de tierra, es decir, CT ratio, time dial, tipo de curva, múltiplo de tap de corriente.

Editor de relevador de distancia; aquí se ajustan los valores de impedancia de las tres zonas de protección con que cuenta este elemento entre las principales características con que cuenta este programa se encuentran un ambiente totalmente grafico para facilitar el trabajo a realizar en la red, y de esta forma se puede modelar los diferentes elementos que la componen y protegen, garantizando la seguridad del operador y permitiendo el análisis de la operación del equipo empleado y determinar los criterios de ajuste en base a los resultados mostrados cuenta con bases de datos de dispositivos de protección tanto de sobrecorriente como de distancia. De este modo, se puede comprar la coordinación adecuada de uno o más sistemas en base a los ajustes vistos en esta base.

La aplicación que se le da a este programa en el estudio se limita solo a la simulación de fallas y ajustes de características de los elementos de protección con el fin de ordenar su operación. Por esta razón los pasos para iniciar el proceso de ajustes es simple, ya que las fallas, el tipo de relevadores y el ajuste de las graficas de operación ya están predeterminadas para su uso directo.

Simulación de falla; en esta aplicación directa que se hace en este proyecto para simular una falla primero se selecciona con un click el bus, ya sea ficticio para una falla a cierto porcentaje de la línea, o bus real para una falla de bus propio o remoto, según el relevador de prueba. Una vez seleccionado, se da click en el icono SIMULATE para simular falla. Se abre un recuadro en donde se debe escoger el tipo de falla a simular estas son, Trifásica a tierra (3LG), dos fases a tierra (2LG), Una fase a tierra (LG), de línea a línea (LL).

Cabe mencionar que cuando se abre este recuadro ya este seleccionado un tipo de falla, pero si se requiere simular otro tipo, se debe dar click en la falla existente para desactivarla y luego seleccionar la que se va a simular.

Diagramas unifilares [3].-

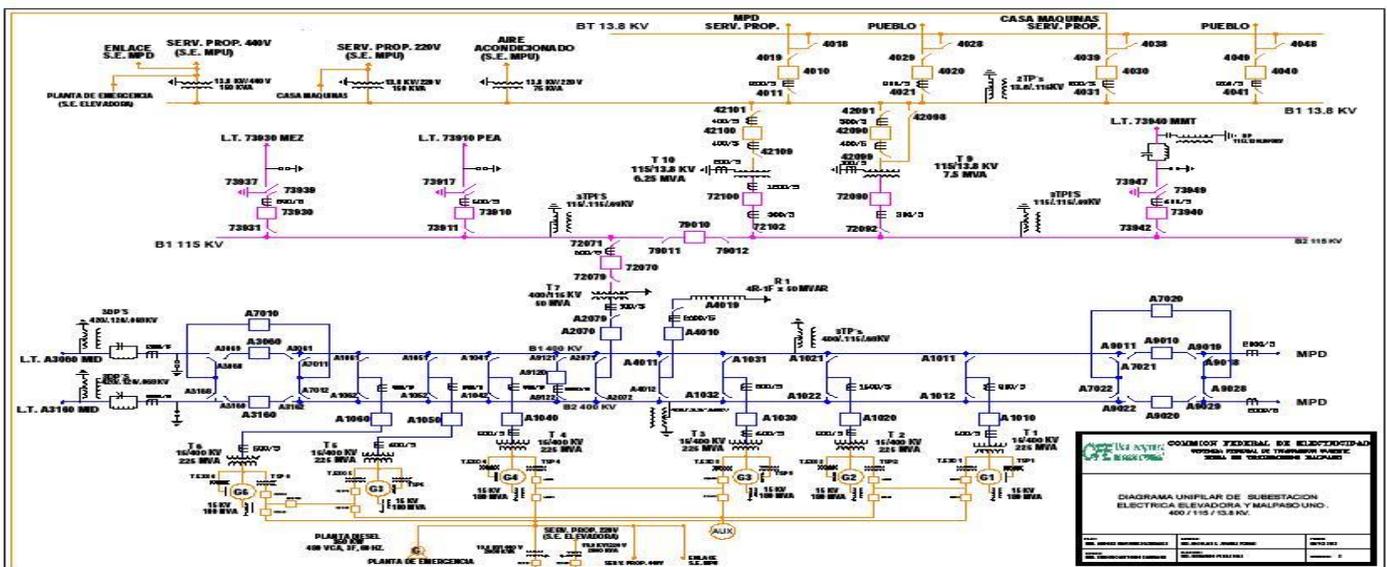


Fig. 2.14 Subestación eléctrica malpaso I zona 400 kV, 115 kV y 13.8 kV.

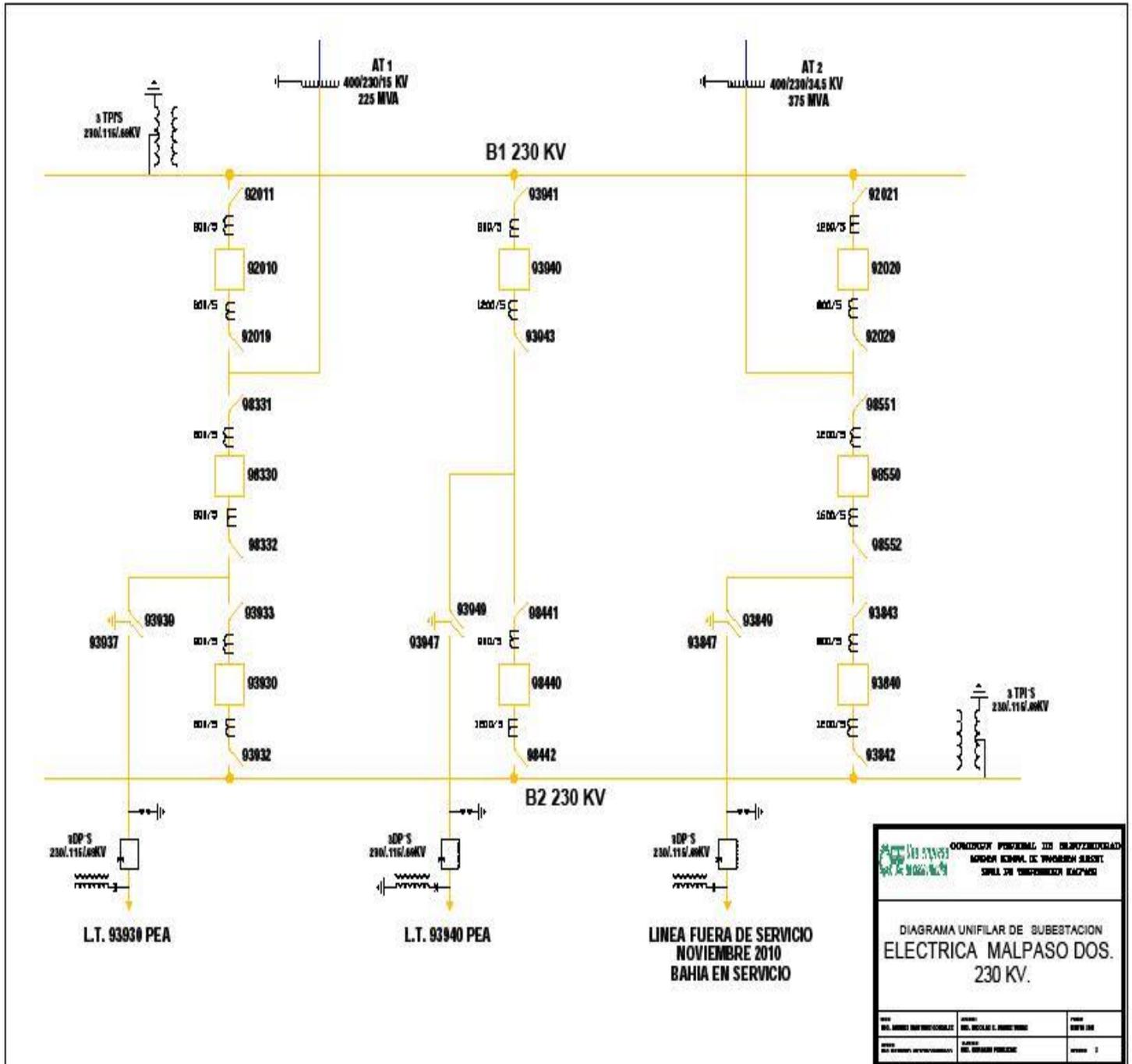


Fig. 2.15 Subestación eléctrica malpaso II zona de 230 kv.

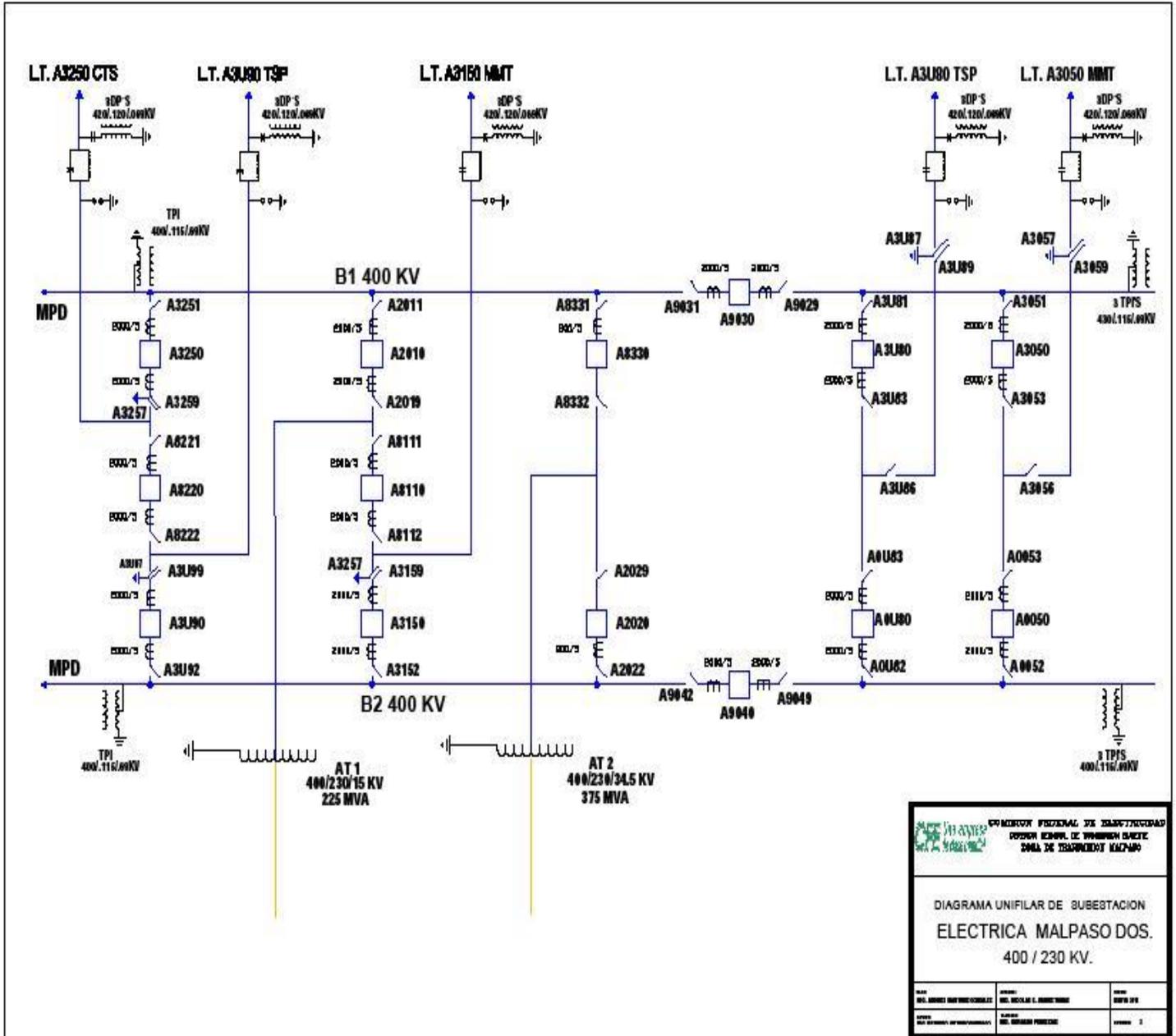


Fig. 2.16 Subestación malpaso II zona de 400 kV.

3. Desarrollo

3.1 Propuesta para la modernización de las protecciones del AT2

Para el diseño del esquema de protección del Autotransformador AT2, se estableció que todos los equipos que conformarían el esquema, se instalarían en un gabinete nuevo y únicamente para el AT-2; esto con el fin de que todo el alambrado quedara en un solo lugar ayudándonos en un futuro a elaborar seguimientos de cableados más fácilmente y disminuyendo tiempos, ya que anteriormente cuando los equipos de algún esquema de protección quedaban en gabinetes separados su seguimiento de cable era complicado ya que se tendían los cables en trincheras por debajo de los gabinetes o en canaletas por encima de los gabinetes, como resultado se tenía que levantar tapas de trincheras o subir a una escalera para poder seguir un cable, corriendo el riesgo de cometer errores en decisiones finales ya que en el recorrido no solo se trabaja con un cable hay cientos de ellos de otros equipos.

Después de establecer que todos los equipos para el esquema de protección quedaría en un solo gabinete, se establece cuales son los relevadores que conformaran dicho esquema, eligiendo el adecuado para el beneficio del autotransformador y la facilidad de realizar la lógica de programación del esquema de protección. La tecnología disponible que se tiene hoy en día para ofrecer protecciones a transformadores de potencia y líneas de transmisión han evolucionado desde los relevadores electromecánicos de función única a los relevadores estáticos(electrónicos) y ahora a los relevadores digitales multifuncionales llamados también sistema de protección integro.

La aparición de las tecnologías de microprocesadores de bajo costo ha posibilitado funciones de protección en un circuito único de relevadores. Los esquemas actuales de protección de transformadores de potencia y líneas de transmisión son muy complejos, y las especificaciones que rigen la construcción de tableros de protección, control y medición (pcym) en MÉXICO, exigen en la mayoría de los casos la utilización de un relevador por cada función de protección, sin muchos de los relevadores utilizados son multifuncionales, y por los general están subtitulados.

Actualmente en MEXICO la construcción de tableros de protección, control y medición (pcym) para la comisión federal de electricidad y otras empresas está regida por la especificación CFE V670062, la cual establece para la mayoría de los casos el uso de un relevador por cada función de protección. Los tableros de protección normalizados para los transformaciones y líneas de transmisión deben contener diversas funciones de protección, dependiendo del nivel de tensión de la línea.

Existen en el mercado relevadores multifuncionales de protección para transformadores, que, además de contener diferentes funciones de protección, tienen funciones de control, medición, supervisión, adquisición de datos y comunicaciones. Estos relevadores multifuncionales cumplen con los requerimientos de protección establecidos en las especificaciones CFE V670062.

En este documento se propone un esquema de protección de un autotransformador de 230 kV a 400 kV basado en relevadores multifuncionales redundantes. Se hace una comparación del esquema propuesto con el normalizado tradicional, en cuanto a confiabilidad, costo y aspectos técnicos. El análisis de la confiabilidad se hace utilizando el método de análisis de árbol de fallas, el aspecto económico se evalúa comparando el costo de la sección construida con relevadores unifuncionales, con la adicionalmente, se hace un análisis técnico de las dos alternativas de protección.

3.2 Necesidades para los relevadores propuestos

Las necesidades que la empresa requiere debido a sus normatividades y especificaciones el departamento de protección y medición se encargó de hacer una lista de necesidades que demanda CFE para los relevadores propuestos, por ello se ha hecho un estudio de las necesidades que se requieren para la modernización del AT2 y debido a este estudio se encontraron las necesidades que se requerían para dichos relevadores y así poder pasar este documento a los proveedores para observar quien tendría las más cercanas necesidades que se habían obtenido en este pequeño estudio. Por lo tanto las especificaciones requeridas a los proveedores fueron estas

Modulo remoto de entradas y salidas sel-2505.- debe tener mínimo 8 entradas y 8 salidas. Las salidas deben ser con opción de contactos normal abierto o normal cerrado. Debe tener una salida para alarma, falla o falta de alimentación. Las entradas deben ser del tipo opto aisladas, polaridad independiente, deben soportar señales de control de cd y ca. Las entradas no deben activarse si la entrada de voltaje es menor de la mitad del voltaje de control nominal. Las capacidades de los contactos deben ser de 30 A. Cada entrada y salida debe contener un indicador luminoso (led). También deberá tener led de indicación para estado del canal de comunicación, transmisión, recepción, alarma, equipo habilitado y estado loop-back del canal de comunicación.

El equipo deberá estar construido sobre una placa de 80 cm por 16 cm para montaje tipo pared o sobre una superficie totalmente plana; el equipo debe tener las siguientes dimensiones 80.5 cm de alto, 16.5 cm de ancho y 06 cm de profundidad, para una rápida y eficiente instalación. Debe operar en un rango de temperatura de -40°C a $+85^{\circ}\text{C}$. La fuente de alimentación debe operar con rango de 85-264 vac/19.2-275 vdc.

Debe tener compatibilidad y lograr la conectividad e integración a los esquemas existentes de la SUBESTACIÓN MALPASO II (mpd), instalados en los gabinetes de las protecciones de las líneas de transmisión, BANCO DE AUTOTRANSFORMADOR 2 y esquema de disparos automáticos de carga de la red de transmisión sureste (dac-sureste), ubicados en la sala de protecciones anexa de MPD, secciones de gabinetes simplex de la 1 a la 7, de acuerdo a la arquitectura digital actual y en operación de la subestación eléctrica MPD, para lo cual, debe contener un puerto de comunicación para fibra óptica multimodo con conector st.

El puerto de fibra óptica debe poder comunicarse con un puerto de otro relevador y manejar de manera independiente los siguientes tipos de señales o mensajes; Transmisión (tx) y recepción (rx) simultánea de 8 bits de disparos con las siguientes funciones o características;

Cada uno de los ocho bits de disparo deberá ser enviado o recibido en paquetes de cuatro bytes, Cada byte debe incluir 1 bit de inicio, 6 transmisiones (tx) de disparo, 1 bit de paridad, y un bit de stop, Cada uno de los 8 bits de disparo deberá repetirse 3 veces dentro del paquete de 4 bytes, Cada rx de disparo se deberá verificar tres veces para determinar la consistencia del dato.

La velocidad de operación de la tx y rx de disparos deberá cumplir con lo siguiente; el tiempo de comunicación de un relevador a otro deberá de ser de 6.3 milisegundos máximo con una velocidad de 19200 baudios y ocho intervalos de procesamiento por cada ciclo, el tiempo de comunicación de un relevador a otro deberá de ser de 12.5 milisegundos máximo con una velocidad de 19200 baudios y cuatro intervalos de procesamiento por cada ciclo.

Debe establecerse la comunicación sin errores de datos a través de los siguientes canales de comunicación; Fibra óptica a través de su puerto con conector tipo st, terminal de comunicación multiplexada tipo v24 para transmitir los disparos a relevadores ubicados en subestaciones diferentes, línea telefónica dedicada, Equipo terminal de radiocomunicación. El puerto debe ser capaz de integrarse y lograr la conectividad vía fibra óptica con transceptores o convertidores de fibra óptica de un relevador en la caseta de control de la subestación MPD. Si un mensaje recibido (rx) tiene valor lógico cero (0) de acuerdo a lo especificado en los numerales 1 al 5, el mes debe desactivar el contacto de salida correspondiente.

Procesador de comunicaciones para integración a la red de datos de relevadores de protección sel- 2032.- debe tener compatibilidad y lograr la conectividad e integración a los esquemas existentes de la SUBESTACIÓN MALPASO II (mpd), instalados en la sala de protecciones anexa en los gabinetes de las protecciones de las líneas de transmisión de 400 kV y 230 kV secciones 1 a la 7, para lo cual.

Debe contener 17 puertos de comunicación asíncrona eia-232 con conector db9 hembra, uno al frente y dieciséis en la parte trasera. Cada uno de los puertos deberá poder manejar de manera simultánea los siguientes tipos de señales o mensajes; Acciones de control, solicitud de mediciones y alarmas, solicitud ASCII, sincronía de tiempo irig-b, respuesta de medición y alarmas, respuesta ASCII, registro secuencial de eventos no solicitado. Cantidad y tipo de puertos de comunicación; debe tener 1 puerto frontal con interfaz eia-232 y conector db-9 hembra y 16 puertos posteriores con interfaz eia-232 y conector db-9 hembra.

Debe tener un peso total de 3.5 kg. debe tener protección dieléctrica hasta de 3100 vdc por 10 segundos debe operar en un rango de temperatura de -40 °c a 85 °c y una humedad relativa de operación de 0 % a 95 % debe tener dos (2) ranuras o slots para tarjetas de protocolos de alta velocidad. Debe tener un reloj interno de tiempo real respaldado por batería con tiempo de vida de 10 años, debe tener los siguientes leds para señalización.

Debe contar con entrada para señal de sincronización de tiempo irig-b modulada y desmodulada, seleccionable por software o debe contar con la funcionalidad de distribución de señal irig-b. Debe contar con capacidad para aceptar tarjeta de red (Ethernet tcp), para integración del mismo a una red local o estampado de tiempo con

resolución de 1 ms. debe tener la capacidad para recolectar los datos del registro secuencial de eventos de los relevadores existentes y su reenvío a un dispositivo maestro (sicle-mpd existente) por medio del protocolo DNP 3, con la propagación de la estampa de tiempo. O debe permitir el acceso a los dispositivos de la subestación desde un solo punto de acceso por medio de enlaces seriales, por módem o por una red de alta velocidad por medio del uso de una tarjeta de red o debe proveer un conjunto de datos optimizados y escalados para cada dispositivo maestro que lo interroga, mejorando con ello el desempeño en la comunicación o debe contar con capacidad para evaluar y reaccionar ante condiciones del sistema de acuerdo a la evaluación de algoritmos definidos por el usuario.

Procesador lógico de protecciones sel-2100.- debe ser capaz de recibir y transmitir datos digitales de señalización y control mediante comunicación directa de relevador a relevador de alta velocidad por puertos serie, con protocolo de comunicación que cumpla norma iec para seguridad de canales de tele protección, basado en microprocesador y contar con autodiagnóstico, así como con contacto de salida para indicación de anomalía o por pérdida de comunicación.

Debe contener 16 puertos de comunicación serial eia-232 para intercambio de información de alta velocidad y un puerto serial eia-232 frontal para configuración y consulta, cada puerto debe contar con led's de indicación, uno para recepción y otro para transmisión. Debe operar con protocolos de comunicación ASCII, dnp3.0 nivel 2.

Debe tener compatibilidad y lograr la conectividad e integración a los esquemas existentes de LA SUBESTACIÓN MALPASO II (mpd), instalados en los gabinetes de las protecciones de las líneas de transmisión, banco de autotransformador 2 MPD-AT2 y esquema de disparos automáticos de carga de la red de transmisión sureste (dac-sureste), ubicados en la sala de protecciones anexa de MPD, secciones de gabinetes simplex de la 1 a la 7, de acuerdo a la arquitectura actual y en operación de la subestación eléctrica MPD.

Debe contener 17 puertos de comunicación asíncrona eia-232 con conector db9 hembra, uno al frente y dieciséis (16) en la parte trasera. Cada uno de los puertos deberá manejar de manera simultánea los siguientes tipos de señales o mensajes; Acciones de control, solicitud de alarmas, solicitud ASCII, sincronía de tiempo irig-b, respuesta de alarmas, respuesta ASCII, registro secuencial de eventos no solicitado.

Además, debe contener por lo menos quince (15) puertos traseros, los cuales deben poder comunicarse con otro puerto de otro relevador y manejar de manera independiente el siguiente tipo de señal o mensaje; Transmisión (tx) y recepción (rx) simultánea de 8 bits de disparos con las siguientes funciones o características.

Cada uno de los ocho bits de disparo deberá ser enviado o recibido en paquetes de cuatro bytes, cada byte debe incluir 1 bit de inicio, 6 transmisiones (tx) de disparo, 1 bit de paridad, y un bit de stop, cada uno de los 8 bits de disparo deberá repetirse 3 veces dentro del paquete de 4 bytes, cada rx de disparo se deberá verificar tres veces para determinar la consistencia del dato.

Deberán contar con comandos para; resumen de problemas de comunicación del canal o medio físico utilizado, reporte detallado de los eventos por problemas de comunicación

del canal, poder borrar la estadística acumulada de problemas y fallas en el canal de comunicación, poder poner el puerto en modo de prueba "loop-back".

Debe establecerse la comunicación sin errores de datos a través de los siguientes canales de comunicación. Fibra óptica a través de transceptores o convertidores de eia-232 a fibra óptica, terminal de comunicación multiplexada tipo v24 para transmitir los disparos a relevadores ubicados en subestaciones diferentes, línea telefónica dedicada. equipo terminal de radiocomunicación.

Debe contener lógica programable que permita crear ecuaciones de control con los datos de entrada de cada puerto serial utilizando operadores lógicos boléanos and, or, not para protección y control de buses o bahías. Las ecuaciones de control deberán servir para definir los datos que serán transmitidos por el procesador de control o la operación de contactos de salida.

El procesador deberá ser capaz de implementar una lógica de control y señalización separada para cada bahía o bus y manejar disparos selectivos de uno o varios interruptores. Debe ser capaz de recibir la señalización de elementos direccionales en los relevadores de los circuitos derivados del bus y decidir para disparo por falla en el bus en el caso de que ningún elemento direccional indique falla fuera del bus y al menos uno de los elementos direccionales indique dirección de la falla hacia el bus

3.3 Características y aplicaciones de los relevadores propuestos

Como se a venido hablando a lo largo de este documento ya sabemos que hay varios tipos de relevadores y por los cuales se diferencian en su manera de operar y su rapidez de operar. Es por eso que es necesario también identificar las características de dicho equipo conjuntamente con las aplicaciones de este que nos serán de gran utilidad a la hora de programar los ajustes o para verificar la compatibilidad con los equipos de control y comunicación que se tienen en la subestación.

3.3.1 Sel- 2505 Modulo de entradas y salidas



Fig. 3.1 Relevador SEL-2505 modulo de entradas y salidas

El Sel-2505 el modulo y remoto consta de 8 entradas digitales y 8 salidas digitales, y puerto de comunicaciones de fibra óptica. Utilice dos fibras ópticas en vez de 32 cables entre equipo remoto o externo y en el edificio de control para reducir costos, mejora la seguridad y potenciar la confiabilidad. o, conecte el sel-2505 a un puerto de fibra óptica o transceptor en un relé de protección para adicionar las entradas digitales. Cablee las entradas y salidas del sel-2505 a las entradas o salidas de los relés para adicionar la teleprotección de las MIRRORRED BITS de SEL.

Protección y monitoreo; adicione una simple protección para barras usando los contactos de entrada y salida de los relés existentes. adicione comunicaciones piloto seguras a aplicaciones de línea existentes de dos y tres terminales. adicione disparos local o remoto y cierre las capacidades de monitoreo de boninas.

Integración; expanda las entradas o salidas de los relés de sel que son compatibles con mirrored bits, sin modificaciones en la cara del panel de control. permite la disponibilidad del estado de cualquier relé para los esquemas de mirrored bits. Seguridad; emplace el cableado de control por gabinetes externos con cables de fibra óptica para reducir la exposición a cd de tierra. Confiabilidad; use las características de monitoreo de comunicaciones para enviar alarmas cuando los cables de control de fibra óptica han sido dañados, alterados o interrumpidos.

Alta confiabilidad y diseño robusto; construido bajos los mismos altos estándares de los relés de protección, el sel-2505 es resistente vibración, a los picos de energía eléctrica,

transigentes, y temperaturas extremas, alcanzando los estrictos estándares de la industria. las tarjetas de circuitos impresos están revestidas para proporcionar una barrera adicional a los contaminantes del aire tales como el sulfuro de hidrógeno, cloro, sal y humedad.

Ahorro; reduzca los costos de los proyectos usando dos fibras en vez de 32 cables de grandes diámetros, con menos gastos de material, reduzca los requerimientos de trincheras y canaletas, y menor mano de obra para el diseño, documentación, instalación, prueba y mantenimientos.

Aplicaciones; de manera económica expando los contactos de entradas y salidas en los relés de SEL que son compatibles con las comunicaciones mirrored bits, adicione comunicaciones mirrored bits a cualquier relé de protección (numérico o electromecánico) u otro ied, conecte dos sel-2505 juntos para compartir información de contacto i/o digital entre dos ieds. monitoree la integridad de los canales de datos para incrementar los esquemas de protección o seguridad i/o sobre los sistemas tradicionales. Cree una protección simple de barras usando los contactos i/o de relé en línea existentes y el sel-2505.

3.3.2 Sel-2411 Controlador de automatización programable



Fig. 3.2 Relevador sel- 2411 Controlador de automatización

El SEL-2411 es un controlador de automatización programable que puede ser fácilmente personalizado para cumplir sus necesidades. Diseñado para resistir los ambientes físico y eléctricos más hostiles. El sel-2411 es construido y probado para cumplir los estándares de los relés de protección de IEEE y IEC para misiones críticas. Con comunicaciones flexibles y opciones de entrada/salida. El sel-2411 le permite fácilmente integrarse con scada y cumple con los reportes de eventos secuenciales, integración de la estación, monitoreo remoto, mediciones ca y las necesidades del sistema de control de la planta.

Como siempre, el sel-2411 es respaldado por una garantía sin precedentes de 10 años, a nivel mundial.

Entrada y salida flexibles para el control local y aplicaciones del sistema la unidad base incluye tres salidas y dos entradas digitales. Hay cuatro ranuras para tarjetas opcionales select i/o, incluyendo las siguientes; Ocho entradas digitales, ocho entradas análogas, ocho salidas digitales, cuatro di y cuatro do, cuatro ai y cuatro an, tres entradas de voltaje ca, cuatro entradas de corrientes ca, tres entradas de corriente ca y tres de voltaje ca, diez entradas rtd.

La alta velocidad y el tiempo determinístico de procesamiento son ideales para aplicaciones en las que los tiempos son críticos Alta confiabilidad y diseño robusto adáptelo en subestaciones con ambientes hostiles; el sel-2411 resiste vibraciones, sobretensiones eléctricas, transitorios, y temperaturas extremas. Compare nuestro amplio cumplimiento de las especificaciones, la confiabilidad que usted puede depositar en nuestros productos, los bajos costos y una garantía de 10 años a nivel mundial. Para ambientes aún más hostiles, ordene revestimientos para las tarjetas con circuitos impresos para proporcionar una barrera adicional superior ante los contaminantes del aire tales como sulfuro de hidrógeno, cloro, sal y humedad.

Aplicaciones; Controle automáticamente los auxiliares de las estaciones, pérdidas de cargas basadas en voltaje o frecuencia, cambie las configuraciones con base en las condiciones externas, y más. lógica poderosa, entrada/salidas flexibles, procesamiento determinista del tiempo y la alta confiabilidad hacen de sel 2411 una alternativa atractiva para un PLC Sense hasta 32 presiones análogas, niveles de fluido, temperaturas, flujo de los fluidos y otros valores de proceso con tarjetas de entrada análogas. Reporte estos valores a scada o a los sistemas de control distribuidos, y úselos en las ecuaciones de control de automatización local.

3.3.3 Sel-2100 Procesador lógico de protecciones



Fig. 3.3 sel- 2100 procesador logico de protecciones

El SEL-2100 le brinda una protección de alta velocidad de barras a un bajo costo, una seccionalización automatizada de barras, protección ante la falla de interruptores y una protección múltiple de líneas terminales. Interconecte hasta 15 equipos usando comunicaciones mirrored bits. Coordine las decisiones de cierre y disparo complejas para arreglar las fallas usando datos de hasta 15 equipos de comunicaciones mirrored bits.

Automatización y control utilice información local y remota para, dinámicamente, controlar los aparatos del sistema de energía y conmutar los grupos de ajustes de los relés. adapte la lógica de aplicaciones avanzadas para una reconfiguración rápida y un control de alta velocidad para alcanzar las necesidades del sistema.

Reporte el grabador de eventos secuenciales almacena estados de hasta 144 elementos seleccionados por el usuario en más de 36,000 grabaciones no volátiles. Software acelerador quickset, ayuda a agilizar la aplicación del relé permitiendo desarrollar las instalaciones fuera de línea, programa las ecuaciones de control selogic, y analice los reportes de eventos post falla.

Se usa las comunicaciones mirrored bits y las ecuaciones de control selogic para crear aplicaciones de protección de barras y seguras a un muy bajo costo. Cree la protección de disparo/bloqueo de tres terminales (comunicaciones asistidas), protección de falla de interruptores y otras aplicaciones.

Cree esquemas de protección de comunicaciones asistidas usando el sel-2100, compatible con los transceptores de fibra óptica y el módulo remoto sel-2505. Configure algunos puertos para acomodar ASCII o un puerto para dnp3 para conexión de supervisión o sistemas remotos.

3.3.4 Sel-2032 Procesador de comunicaciones



Fig. 3.4 Sel-2032 Procesador logico de protecciones

bloqueo de y de bloqueo del quinto armónico para una protección segura de hasta cuatro devanados.

Los bloqueos de armónicos de corriente de fase son ajustados bien sea para devanados básicos comunes o independientes. Los elementos diferenciales de alta configuración no restringidos proporcionan una operación más rápida ante fallas internas de gran magnitud. protección de sobrecorriente en devanado individual elemento de sobrecorriente de rotación controlable, incluyendo un elemento instantáneo, uno definido en el tiempo y uno inverso en el tiempo para cada corriente de fase, para secuencia negativa y un elemento para residuales de tierra, proporcione una completa protección ante la sobrecorriente en cada entrada del devanado. Las características de corriente combinadas suman las corrientes de dos ct para aplicaciones de sobrecorriente de anillos de barras y de interruptor y medio. Registro y monitoreo a través de la falla el rendimiento a través de la falla es registrado y acumulado para ser usado en las ecuaciones de control selogic o en el monitoreo manual.

Lógica de protección y control; Lógica de falla de tierra restringida sirve para una protección sensitiva de fallas a tierra en devanados tipo wye conectados a tierra. Cuenta con las ecuaciones de control selogic con variables selogic, temporizadores, bits de enclavamiento, y elementos de control remoto para una avanzada protección personalizada y esquemas de control. Los elementos locales de control programable y puntos de visualización de texto programables, para un interfaz avanzado para el operador local.

Medición y reportes; los reportes de eventos osciloscopios (hasta siete reportes de 60 ciclos), los reportes del grabador de eventos secuenciales, una medición exacta elimina o reduce los requerimientos de grabadores externos y de medición. Monitoree la batería de la estación y un monitoree el desgaste de los contacto de los interruptores del circuito los cuales proporcionan información importante para los programas del mantenimiento centrado en confiabilidad.

3.3.6 Sel-451 Sistema de control de bahía, protección y automatización



Fig. 3.6 Sel-451 Relevador de protección de bahía y automatización

El SEL-451 tiene velocidad, potencia y flexibilidad para combinar un control completo de la bahía de la subestación con una protección de alta velocidad del interruptor en un solo sistema económico. Use el SEL-451 con una parte integral de la completa solución de protección, control y monitoreo de la subestación. Reduce los costos de mantenimiento mediante el preciso seguimiento del funcionamiento del interruptor. Monitoree los tiempos de interrupción del interruptor y desempeño acumulado del interruptor para determinar fácilmente la necesidad de mantenimiento proactivo. Integre la información con scada o con un sistema de automatización a través de un procesador de comunicaciones o directamente al puerto Ethernet.

Maximice la capacidad de los equipos en la subestación cargue los equipos completamente mediante el monitoreo de la energía, incluyendo la demanda térmica o intervalos de rotación así mismo como los picos de demanda de corrientes de secuencias positiva, negativa o cero. Utilice la capacidad completa del equipo mientras mantiene la calidad de protección de SEL.

Herramientas avanzadas de visualización; el sel-451 ofrece una interfaz hombre-máquina (hmi) configurable la cual le permite una fácil integración en sus aplicaciones o los estándares de funcionamiento. Las herramientas hmi incluyen mediciones personalizadas y presentación del estado, acceso directo a botones, alarmas para información crítica en orden cronológico, pantalla Rotacional, y los reportes de la grabación de eventos secuenciales con la impresión de tiempo (ser). Reduzca los errores mediante inspecciones automáticas entre diagramas de bahía de una línea, muestra de mediciones personalizadas y alarmas. Control de bahía para dos interruptores el control completo para dos interruptores y para la falla de interruptores complementan la versatilidad de la lógica programable del sel-451 para suplir sus necesidades del control de bahía. Controle fácilmente los motores operados con interruptores, los bancos de capacitores, y las entrada/salida en campo desde el panel frontal o remotamente. Use etiquetas configurables para personalizar los controles del relé de acuerdo con sus aplicaciones.

Alta precisión en la impresión del tiempo la impresión del tiempo en binaria con comtrade en los informes de eventos tiene una precisión superior que 10 μ s. vea la información del estado del sistema en el momento de fallas o con disparos temporizados a través de todo el sistema. use la información del estado del sistema para validar modelos de sistemas, mejorar los límites de transferencia y la estabilidad del sistema.

Haga configuraciones de hasta 4 disparos para la reconexión automática de los interruptores para uno o dos circuitos de interruptores, con verificaciones de sincronismo y voltaje para optimizar la restauración del sistema. Utilice los localizadores de fallas propios del relé para eficientemente realizar la inspección de línea y enviar el personal de reparación. Opere el sistema de potencia con la carga estable máxima usando sincrofasores de voltaje y corriente.

Implemente una lógica de falla a los interruptores para uno o dos circuitos de interruptores. Programe el mantenimiento del circuito de interruptores, de acuerdo a su necesidad y envíe alarmas cuando el monitor detecte exceso de desgaste en los contactos del interruptor por el número de operaciones y la magnitud de la corriente interrumpida.

Siga el historial de los tiempos promedio de operación y del último tiempo de operación de los interruptores del circuito. envíe alarmas cuando el circuito de interrupción está lento.

3.5 Equipo necesario para la operación, monitoreo y control del relevador digital

El equipo necesario para la operación de el relevador digital multifunción esta formado por transformadores de potencial y transformadores de corriente que proporcionan la alimentación del relevador y de los cuales este toma los parámetros necesarios como; voltaje, corriente, frecuencia. El cual hace las relaciones matemáticas respectivas para poder monitorear parámetros como; factor de potencia, potencia real y potencia reactiva.

El relevador digital multifunción tiene la ventaja que únicamente necesita un grupo de 3 transformadores de potencial (uno por fase) y un grupo de 3 transformadores de corriente (uno por fase) para realizar sus funciones de protección como; protección por pérdida de fase, protección de sobrecarga, pérdida de campo, sobre voltaje, bajo voltaje.

Los transformadores son necesarios para el funcionamiento del relevador multifunción serian instalados actualmente por lo que únicamente tendríamos que reubicar el cableado de los mismos si fuera necesario y conectarlos alas terminales del relevador multifunción, esto representaría un ahorro sustancial ya que este equipo se encuentra en buen estado de funcionamiento.

Para el monitoreo y control del relevador digital multifunción se necesita de una computadora con el software necesario que conectada al dispositivo podemos visualizar de una forma grafica todos los parámetros ajustados y poder realizar cambios así como obtener lecturas sobre el comportamiento de sus parámetros o bien tener la indicación del tipo de falla que se produjo o realizar disparos de la unidad generadora

3.5.1 Comunicación de las protecciones a sala de control

SEL-2032.- Enlace todos los equipos electrónicos inteligentes de la subestación de un punto de contacto sencillo y configurable a bajo costo para los sistemas SCADA, la interfaz hombre-maquina, el acceso de marcado, notificaciones marcadas de salida y sobre todas las aplicaciones de integración del sistema. Enlace múltiples procesadores de comunicación para proporcionar caminos redundantes de comunicaciones cuando sea necesario.

Este sistema de comunicación recopila datos sincrofásicos de seleccionadores de los relés antes mencionados. Crea mapas de valores de datos fasoriales de los protocolos tradicionales de SCADA, como DNP3 o MODBUS para la integración en sistemas de gestión de energía y estimación de estado. Completa la solución de integración. Direcciones ASCADA, el acceso de ingeniería, HMI local, y la sincronización de ahora con una conexión en estrella en una sola red a cada dispositivo. Superior alternativa ala RTU. Usa MODBUS o NDP3 para comunicar a los maestros SCADA fuera del sitio.

3. 6 Calculo del corto circuito ASPEN

Calculo de ajustes 50/51H.-

Datos del transformador

S.E MPD Transformador AT2 Nivel de tensión lado de alta 400 kV RTC 160

Capacidad máxima del transformador 375 MVA Capacidad OA del transformador 225 MVA

Numero de devanados del transformador. 3 El transformador cuenta con protección 51L. si

Datos del relevador

Marca SEL Modelo SEL-387 (w1) y SEL-451 (IW + IX)

Valores de corto circuito necesarios para el calculo de ajustes

Iaportacion fase falla trifásica en el bus de baja tensión generación máxima sin contingencias 5977 A

Iaportacion de falla monofásica en el bus de baja tensión generación máxima sin contingencias 5746 A

Calculo de pickup del elemento instantáneo 50H Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado 4.47 Asec

Comentarios. Se seleccionara un valor de pickup de 4.9 Asec para el elemento temporizado de 51H de acuerdo al criterio normalizado para respaldar fallas en la barra de 400 kV

Si seleccionamos el tipo de curva US muy inversa (U3) , y palanca de tiempo 5.00 , obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación

Tipo de falla	Iaportacion fase	Tiempo de operación (sec)
Falla trifásica en el bus de baja tensión	5977	0.82
Falla monofásica en el bus de baja tensión	5746	0.77

Tabla 2.1 Tabla de corrientes y tiempo de operación

Comentarios Los tiempos de operación obtenidos son adecuados para el esquema

Por lo tanto Curva US muy inversa (U3) palanca de tiempo 5.00

Calculo de ajustes 51 FX.-

Datos del transformador

S.E MPD Transformador AT2 Nivel de tensión lado de baja 230 kV RTC 240

Capacidad máxima del transformador 375 MVA Capacidad OA del transformador 225 MVA

El transformador alimenta únicamente carga radial No

Datos del relevador

Marca SEL Modelo SEL-387 (W2)

Valores de corto circuito necesarios para el calculo de ajustes

Iaportacion fase falla trifásica en el bus de baja tensión generación máxima sin contingencias 10395 A

Iaportacion de falla monofásica en el bus de baja tensión generación máxima sin contingencias 12541 A

Calculo de pickup Corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado 5.88 Asec

Comentarios Se seleccionara un valor de pickup de 5.88 Asec de acuerdo a solicitud del ACOR mediante oficio ; P24JO-AFP-194-24.

Por lo tanto I pickup 5.88 Asec

Si seleccionamos el tipo de curva US muy inversa (U3) , y palanca de tiempo 4.20 , obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación

Tipo de falla	Iaportacion fase	Tiempo de operación (sec)
Falla trifásica en el bus de baja tensión	10395	0.71
Falla monofásica en el bus de baja tensión	12541	0.61

Tabla 2.2 Tabla de corrientes y tiempo de operación

Comentarios los tiempos de operación obtenidos son adecuados para el esquema, por lo tanto Curva - US muy inversa (U3) Palanca de tiempo - 4.20

Calculo de ajustes 51 NH.-

Datos del transformador

S.E MPD Transformador AT2 Nivel de tensión lado de alta 400 kV RTC 160

Capacidad máxima del transformador 375 MVA

Datos del relevador

Marca SEL Modelo SEL-387 y SEL-451

Valores de corto circuito necesarios para el calculo de ajustes

Iaportacion residual falla monofásica en el bus de alta tensión, generación máxima sin contingencias 1956 A

Iaportacion residual falla monofásica en el bus de baja tensión, generación máxima sin contingencias 5746 A

Iaportacion residual falla monofásica line-end en la línea mas larga que sale del bus de alta, generación mínima sin contingencias 169 A

Calculo de pickup

corriente de pickup calculada en base a criterio normalizado 0.85 Asec

Comentarios Se seleccionara un ajuste de pickup de 0.85 Asec

Por lo tanto $I_{pickup} = 0.85 \text{ Asec}$

Si seleccionamos el tipo de curva US muy inversa (U2) , y palanca de tiempo 4.35 , obtenemos los tiempos de operación que se muestran a continuación

Tipo de falla	Iaportacion fase	Tiempo de operación (sec)
Falla monofásica en el bus de alta tensión	1956	0.91
Falla monofásica en el bus de baja tensión	5746	0.81

Tabla 2.3 Tabla de corrientes y tiempo de operación

Comentarios el tiempo de operación obtenido es adecuado para el esquema, por lo tanto :
Curva US inversa (U2) palanca de tiempo 4.35

3.7 Ajustes del relevador multifunción

El objetivo es ajustar la protección para operar tan rápido como sea posible para fallas en la zona primaria, incluso en el retraso de accionamiento de la zona de respaldo. Los ajustes deben estar por debajo de la corriente mínima de falla para la cual deberán operar, pero no hacerlo con situaciones normales y condiciones tolerables. Ocasionalmente, estos requerimientos proporcionan márgenes muy limitados o ningún margen. Esto es especialmente una realidad en líneas de interconexión, para las cuales habría una gran variación en las magnitudes de falla con la operación del sistema. Las corrientes de falla pueden ser altas en periodos pico de carga con toda la generación y líneas de servicio en uso, pero bastante bajas cuando el equipo es inhabilitado durante periodos bajos de carga, quizás solo alumbrado. El estudio de la falla deberá tomar en cuenta estas situaciones. Por esto, la coordinación es un proceso de decidir y probar. Aunque hoy en día existen muchos programas de computadora para el análisis de coordinación, aún es importante

que los ingenieros entiendan este proceso.

3.7.1 Función 87T

El relevador 87T que es una protección diferencial del transformador, es un dispositivo microprocesado de protección contra cortocircuitos internos del transformador que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (tc's) situados en ambos lados del elemento a transformar y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus TC's de alta y baja.

En condición normal de operación siempre habrá igualdad de magnitudes de corrientes en donde las corrientes que llegan al ajuste de operación del 87 se anulan dando cero corriente en su bobina de operación, es decir no habrá diferencia de corriente que hagan operar a la protección diferencial.

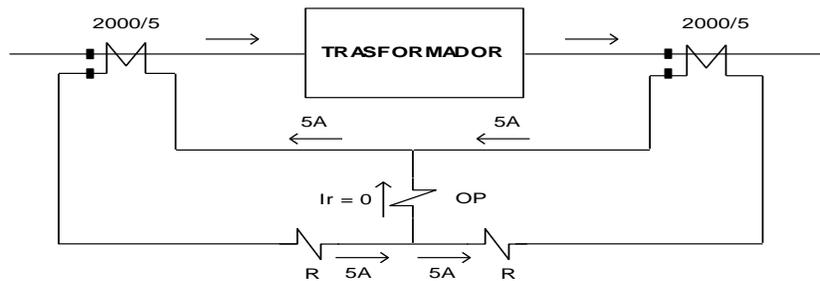


Fig. 3.7 Diagrama de operación diferencial. [7]

Sucede el mismo caso cuando existen fallas externas al transformador pero cualquier falla que ocurra dentro de la zona de protección provocará una corriente diferencial que hará operar el 87T. Al disparar este relevador se energiza un relevador auxiliar 86 de contactos múltiples y de reposición manual que tiene los contactos necesarios para disparar el interruptor y bloquear al cierre los mismos de manera que eviten un cierre imprudencial.

Este relevador cuenta con elementos de sobrecorriente de fases para ver cortocircuitos internos o externos y también de neutro para ver fallas a tierra, cuenta con valores de ajuste de temperatura para sobrecargas, elementos de sobretensión y variaciones de frecuencia. Los ajustes del pick-up de los elementos de sobre corriente y la característica de operación son independientes del ajuste del elemento diferencial. La mayoría de los elementos pueden ser controlados en el momento de operación.

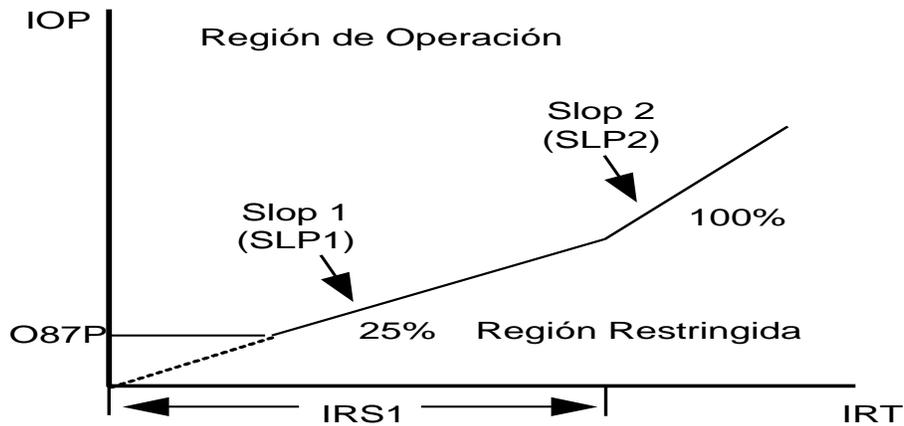


Fig. 3.8 Característica de operación de una protección diferencial. [7]

En esta figura se muestra la característica de operación de una protección diferencial digital la cual tiene una corriente de operación iop y una corriente de Restricción irt y un ajuste de operación $o87p$ o un nivel mínimo requerido para la operación iop y dos pendientes de operación llamadas $slp1$ con su limite de operación $IRS1$ que es una curva inicial empezando en el origen y con intersección $o87p$ y una segunda curva si se llegara a utilizar $slp2$ y que deberá ser mas grande que $slp1$ o igual y toda su área superior es una región de operación del relevador y el área interna de la figura es una región donde el relé no opera.

Las pruebas que se realizan a esta protección para la verificación de su óptimo funcionamiento es; Simularle condiciones normales de carga y observando que el relevador no llegue a operar verificando sus mediciones balanceadas y la no existencia de corriente diferencial, así como el cableado a través de los fasores que da como dato el propio relevador y en caso de existir alguna mala conexión al momento de simular las condiciones normales que en caso de haberlas se generan corrientes de secuencia negativa y errores en los ángulos de las corrientes de lado de alta y baja las cuales pueden provocar operaciones incorrectas en el relevador.

Simular condiciones de falla y ver la operación del relevador y su corriente diferencial, verificar la prueba de la característica de la pendiente del relevador a través de una librería del software de un equipo de prueba la cual lo hace en forma automática llenando correctamente los datos de ajuste solicitados por el programa.

3.7.2.- Ajustes de operación

Esta sección presenta la recomendación para el cálculo de los ajustes Protección de los elementos. Funciones de protección diferencial se discuten primero, seguido por funciones sobrecorriente.

Protección diferencial. Aplicar el relé sel-387 para proporcionar una protección diferencial de intensidad para dos a cuatro sinusos transformadores, reactores, generadores, buses, motores grandes, y otros Aparatos multiterminal. el relé tiene capacidad para varias conexiones de los transformadores de potencia, y el ajuste de permitir que usted conecte el transformador de corriente en una terminal, ya sea en bobinados de transformadores conectados en estrella o en estrella para bobinados de transformadores conectados en triángulo. el relé compensa automáticamente las conexiones de conducir el diferencial de operación de unidad apropiada y la cantidad de retención.

El sel-387 del relé diferencial de transformador está diseñado con una pastilla de funcionamiento ajustable actual o bien una o dos características porcentual pendiente de frenado, por porcentaje, protección fija o variable. esto le permite ajustar la sensibilidad del relé, permitiendo al mismo tiempo el relé de discriminar entre fallos internos y externos en las corrientes de falla de alta. El relé también provee un elemento diferencial sin restricciones para despejar rápidamente las fallas de alta magnitud internos.

El bloqueo de armónico de segundo y quinto activa el relé de distinguir entre la corriente diferencial causada por los fallos internos y los causados por irrupción magnetizante o sobreexcitaciones, mediante el contenido de frecuencia de la señal de corriente. Corrientes de entrada tienen un alto contenido del segundo armónico; las sobreexcitaciones son ricas en quinto armónico. los elementos armónicos de bloqueo tienen umbrales configurables. Además, los elementos quinto armónico tiene una separada de sólo alarma de umbral, para su uso si un nivel definido de quinto armónico de corrientes se detecta durante un tiempo específico. el nivel y el retardo de tiempo son configurables por el usuario.

3.8 Aplicación diferencial elemento y ajuste

Esta sección se muestra cómo aplicar y seleccionar tc`s y ajuste el relé SEL-387 para una aplicación diferencial de transformador, la selección tc para aplicaciones de protección diferencial es de vital importancia que el transformador de corriente para Selección adecuada para una aplicación transformador diferencial, utilice el siguiente procedimiento, basado en ANSI / IEEE estándar c37.110-1996, Guía para la aplicación de transformadores de corriente utilizados para fines de relés de protección.

Arreglo de tc; utilizar relé separados, contener circuitos para cada fuente de alimentación del relé. en el sel-387 puede Aplicar de dos a cuatro entradas de sujeción a la retransmisión. puede conectar devanados del secundario del tc en paralelo sólo si ambos circuitos están conectados en el mismo nivel de voltaje, Tener tc`s que coincidían en proporción, las dimensiones c-Evaluación y núcleo.

Tamaño de transformador de corriente; el tamaño de un tc para evitar Saturación de la corriente de falla asimétrica máxima es ideal, pero no siempre es posible. esto requiere

tc's con puntuaciones mayores que $c(1 + x/r)$ tiempo de la tensión de carga para el fallo de corriente máxima simétrica, donde x/r es la reactancia a la resistencia ofr relación de la red primaria como nula general, el desempeño será satisfactorio si el secundario del tc sea máximo que la corriente simétrica fallo externo multiplicado por el peso total del secundario en ohmios es la mitad menos que de la tensión nominal del tc.

3.8.1 Selección de relación para un transformador

Determinar las cargas del lado secundario en ohmios para que los transformadores de corriente se conecta al relé. Seleccionar la relación de tc para el devanado de mayor calificación considerando el máximo de corrientes continuas secundarias, IHS basado en la más alta calificación de MVA del transformador. Para en estrella conectadas, las corrientes de relé deben ser iguales. Para delta conectados tc's, la corriente del relé, igual (raíz de tres IHS). seleccione la más cercana relación de dicha norma irlandesa, está entre $0.1 \cdot IN$ a $1.0 \cdot IN$ y una secundaria, donde IN es la corriente secundaria nominal del relé 1 A o 5 A.

Seleccionar las restantes relaciones considerando las máximas corrientes continuas secundarias. para cada devanado, típicamente, la relación de tc se basa en el MVA nominal máximo del devanado. la relación de corriente limitada para el relé sel- 387 pueden ser violados. El relé calcula internamente ajuste de toma 1 a 4 si el la razón máx 0 mín es menos igual a 7,5. Cuando el relé calcula los ajustes de toma, se reduce el ajuste de tc a menos de 1 por ciento, valores permitidos están en el intervalo (0.1 a 31).

Si la relación de transformación máxima o mínima es mayor que 7,5, selecciona una diferente relación de TI para cumplir con las condiciones anteriores. A menudo, esto se puede hacer mediante la selección de una mayor proporción de tc para los devanado, pero puede que tenga que aplicar tcs auxiliares para lograr la relación deseada.

Calcular el error simétrico de corriente máxima para una falla externa, y verificar que el secundario del tc no superan su utilidad estándar máxima permitido del tc actual, por lo general 20. IN IF necesaria, vuelva a seleccionar las relaciones de transformador, multiplique las cargas calculadas en el paso 1, a la magnitud, en amperios secundarios de la falla máxima esperada corriente simétrica de falla externa y actual para un fallo externo, seleccione una clase de precisión de voltaje nominal para cada ct que es mayor que el doble de la tensión calculada, si es necesario, seleccione una mayor proporción tc para cumplir con este requisito, a continuación, este criterio de selección ayuda a reducir la probabilidad de saturación del tc para una señal de fallo de corriente compensado totalmente, tenga en cuenta que el efectivo c-grado de un tc es inferior a la calificación de la placa de identificación si un grifo que no sea el máximo se utiliza, desclasificar el tc c-grado en un factor de relación empleado por la máxima relación.

Establecer los elementos de relé sel-387 diferencial; permitir bobinados utilizados en el relé sel-387 tiene cuatro conjuntos de entradas trifásicas de corriente. dependiendo de la aplicación, no todos estos puede ser requerido para la zona de protección diferencial, los terminales no usadas puede ser configurado para protección de sobrecorriente independiente. E87wn el ajuste es un sí o no para cada devanado, que se utiliza para especificar cuál de las terminales del relé es incluir en el cálculo diferencial. (Un ajuste

equivalente, EOCn, existe para permitir a la sobrecorriente y elementos de medición de la demanda). para realizar los cálculos para los valores tapn, el relé utiliza la información sobre si el tc están conectados en delta (D) o en estrella (Y) para cada devanado, si los tcs están conectados en delta, el relé plantea la toma de corriente en un factor de 1,732.

Esta configuración es la relación numérica de los transformadores de corriente para el devanado particular, calculen dividiendo el tc actual por la corriente secundaria tc, o IN, de 1 A o 5 A. A 2000/5 A por tanto, tiene una proporción de 400.

Potencia máxima del transformador (MVA); utiliza la calificación más alta esperada transformador, tales como la FOA (aceite forzado y refrigerado por aire) Puntuación de emergencia o una superior, al establecer la capacidad del transformador máximo.

Definir la compensación interna conexión tc (ICOM); esta variable no define si cualquier corrección a de hacerse a corrientes de entrada, ya sea para acomodar cambios de fase en el transformador o para eliminar los componentes de secuencia cero de las corrientes secundarias, en caso afirmativo, se permite al usuario, en la siguiente grupo de ajustes, definir la cantidad de desplazamiento que debe realizarse para alinear correctamente las corrientes secundarias para el cálculo diferencial.

Ajustar la compensación interna tc conexión por devanado; estos valores definen el tipo de compensación que se dará a cada grupo de corrientes sinusoidales, dar cuenta adecuadamente de los cambios de fase en las conexiones del transformador bobina y conexiones de tc, por ejemplo, esta corrección es necesaria si ambos devanados en estrella y delta del transformador de potencia están presentes, pero todo los tc`s están conectados en estrella. el efecto de la compensación es para crear el cambio de fase y la eliminación de los componentes de secuencia cero de corriente. La expresión general para compensación actual es la siguiente

$$\begin{array}{l}
 IA WnC \qquad \qquad \qquad IAWn \\
 IB WnC \quad = (CTC(m)) \quad IBWn \\
 IC WnC \qquad \qquad \qquad ICWn
 \end{array}$$

Donde IAWN. Son las corrientes de tres fases que entran terminal "n" del relé, IAWnC son las corrientes de fase correspondientes tras la compensación, y (CTM (m) es la matriz de compensación de tres por tres que (CTC) (c)) matriz del relé, se especifica estableciendo $WnCTC = m$. Los valores son 0,1,3... Estos son valores discretos "m" puede asumir en (CTC (m)), y físicamente representan la "m" número de incrementos de 30 grados que un conjunto equilibrado de corrientes con rotación de fase ABC se girará en sentido contrario a las agujas del reloj, cuando multiplicado por (CTC (m)). si un conjunto dado de tales corrientes se multiplica por todas las matrices 12 de CTC, los valores resultantes compensan completamente alrededor de la circunferencia en un sentido antihorario, volviendo a la posición inicial original, este es el mismo que multiplicando sucesivamente (CTC (1)), los tiempos de las corrientes originales, entonces los tiempos de cada sucesiva resultado valor compensado, un total de 12 veces.

Si un conjunto equilibrado de corrientes con rotación de fase ACB es puesto por el mismo ejercicio, la rotación de las matrices (CTC (m)) están en la dirección hacia la derecha. esto es porque las matrices de compensación, cuando se realiza además fasor o restas que B o C fases producirá desplazamientos respecto a la fase A, cuando la rotación de fase ACB se utiliza ABC, en la rotación de fase ACB, las tres fases todavía giran en un dirección contaría a las agujas del reloj, pero es C-fase que en la posición 120 en retraso, y la fase B- que conduce para 120 grados, con respecto a una en las discusiones de abajo, rotación de fase ABC se supone, a menos que se indique lo contrario.

3.8.2 Ajustes para habilitar la función ref del relevador sel-387

Ajuste E321, permite habilitar la protección de fallas a tierra restringidas (REF), se puede habilitar por selogic, por lo que puede ser externamente al habilitarse alguna entrada, de tal manera que este ajuste se programara igual a la entrada deseada también puede programarse cualquier función de condición en bit del relé, si no, se puede programar igual a 1, con lo que queda habilitada permanentemente. Un cero lo deshabilita.

Ajustes 321P, indica los devanados los cuales intervienen para la cantidad de corriente de operación para el elemento direccional (devanado del transformador en estrella y tc en estrella), para la conexión del tc de neutro, solo se utiliza una entrada de las 3 del devanado 4 (a,b o c) .

el tercer ajuste “a0” es el factor de restricción de corriente de secuencia positiva. de acuerdo a la lógica de operación de esta función ref para que se active debe cumplirse que, la corriente de secuencia 0 para la entrada “n”, debe ser mas grande que “a0” veces la corriente de secuencia positiva para esa entrada es decir en forma de ecuación irwn es mayor que a0 3i1wn. esta supervisión es ejecutada para proveer seguridad contra “i0 falsas”, que puedan ocurrir debido ala saturación de tc’s durante una falla trifásica intensa.

El ultimo ajuste 50gp es el limite de sensibilidad de corriente residual y puede ser ajustado tan bajo como 0,05 veces la corriente normal (0,25a para un tc de corriente nominal de 5 A), lo cual es la mínima corriente residual de sensibilidad que se puede ajustar con el relé, sin embargo el minimo valor aceptable de 50 gp debe basarse en dos criterios. el 50gp debe ser mas grande que cualquier desbalance (3i0) natural causado por condición de carga. determinar el desbalance mas critico por carga del transformador donde se implementara. el ajuste 50gp debe ser mas grande que el valor minimo determinado por la relación de valores de rtc usados en la función ref.

El disparo puede programarse en cualquier variable de disparo trn y en cualquier outn y se programaría igual al bit del relé 32if esta función tiene un retardo de operación de 1,5 ciclos. se puede dar mas seguridad, usando el 32if como par de control para una curva de tiempo inverso para retardar el disparo. Para usar esta función se programa para el disparo el bit del relé refp de manera similar que el anterior. Esta función solo proporciona protección para fallas internas en la zona cubierta por los tc’s del devanado del transformador en estrella y el tc en neutro. no proporciona protección de respaldo de sobre corriente para equipos adyacentes.

Para proporcionar protección de respaldo de sobrecorriente a equipos adyacentes con este relevador debe utilizarse las funciones de sobrecorriente de cada entrada, ya sea para fase

o de tierra para fallas a tierra, esta la realiza con la corriente residual de los tc's de fase correspondientes. El "0" valor de ajuste está destinada a crear ningún cambio en absoluto en las corrientes y se limita a los multiplicación por una matriz de identidad. Así, por $w_{nctc} = 0$.

CTC (0)

$$1 \quad 0 \quad 0$$

$$0 \quad 1 \quad 0$$

$$0 \quad 0 \quad 1$$

Que es

$$IAW_{nC} = IAW_n$$

$$IBW_{nC} = IBW_n$$

$$ICW_{nC} = ICW_n$$

El "1" realiza una compensación de 30 grados en el sentido contrario a las agujas del reloj, al igual que una conexión delta tc tipo de lenguado (30 grados en cabeza). Esta conexión se denomina en el hecho de el final de la Polarización tc A-fase está conectado al extremo de no polaridad de la tc fase B, y así sucesivamente, en la formación del delta, tanto para $W_{nCTC} = 1$, el relé utiliza el siguiente ctc (m) de la matriz.

$$CTC = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{matrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{matrix}$$

Que es:

$$IAW_{nC} = (IAW_n - IBW_n) / \sqrt{3}$$

$$IBW_{nC} = (IBW_n - ICW_n) / \sqrt{3}$$

$$ICW_{nC} = (ICW_n - IAW_n) / \sqrt{3}$$

El "11" ajuste realiza un compensaciones 330 grados ($11 * 30$) en el sentido contrario a las agujas del reloj, o una compensación de 30 grados en la dirección de las agujas del reloj, como lo haría una conexión delta tc de tipo dac (30 grados retraso). esta conexión se denomina en el hecho de el final de la polaridad tc- a fase está conectado al extremo de no polaridad de el tc de fase c, y así sucesivamente, informando a la delta por lo tanto, para $w_{nctc} = 11$, el relé utiliza la siguiente.

$$CTC (11) = 1 / \sqrt{3} \cdot \begin{matrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{matrix}$$

Que es

$$IAW_nC = (IAW_n - ICW_n) / \sqrt{3}$$

$$IBW_nC = (IBW_n - IAW_n) / \sqrt{3}$$

$$ICW_nC = (ICW_n - IBW_n) / \sqrt{3}$$

El efecto de la compensación en cada trifásico equilibrado es hacer girar los $m * 30^\circ$ sin un cambio de magnitud. La compensación de matriz CTC (12) es similar a la CTC (0), en que no produce ningún cambio de fases (o, más correctamente, 360 grados de cambio) en un conjunto equilibrado de fasores separados por 120 grados sin embargo, se elimina de secuencia cero componentes de las corrientes de los devanados, al igual que todas las matrices que tienen valores distintos de cero de m .

$$CTC(12) = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix}$$

Que es

$$IAW_nC = (+2 * IAW_n - IBW_n - ICW_n) / 3$$

$$IBW_nC = (-IAW_n + 2 * IBW_n - ICW_n) / 3$$

$$ICW_nC = (-IAW_n - IBW_n + 2 * ICW_n) / 3$$

Este tipo de compensación podría ser utilizado en aplicaciones que tienen conectada en estrella devanados del transformador (sin cambio de fase) con conexiones en estrella de ct para cada devanado. utilizando $w_{nctc} = 12$ para cada devanado elimina componentes de secuencia cero sólo como la conexión de los tc 's en delta, pero sin que se produzca un cambio de fase. (se podría también utilizar $w_{nctc} = 1$ o 11 para esta misma aplicación, dando compensación del mismo tipo como la conexión de los tc 's en tanto en los lados en dab o dac se producen.)

Las matrices de valores impares de m (1,3,5,7,9,11) están construidos de manera similar, como son las matrices, incluso para valores de m (2,4,6,8,10,12) también $tc(m)$ es igual al negativo de $tc(m/6)$ ya que estas matrices representan turnos separados por exactamente 180 grados.

La selección de los valores correctos de w_{nctc} para cada devanado; el proceso o seleccionado del valor correcto w_{nctc} para cada devanado implica un conocimiento completo de la bobina del transformador conexiones y relación de fase, las conexiones de

tc, y la rotación de fase del sistema (abc o acb). una breve revisión siguiente, que analiza la naturaleza de las diferentes conexiones, sus cambios de fase, y el movimiento de referencia para la selección de wnctc basa en el sistema de rotación de fase.

La conexión en estrella consiste en conectar un extremo de cada devanado a un punto común, o neutral, dejando los otros extremos de cada devanado para los terminales de línea. desde los devanados no están interconectados en los extremos de la línea, la corriente de línea es igual a la corriente de la bobina respectiva, A, B o C, y no hay desplazamiento de fase producida en las corrientes de línea, con respecto a las corrientes de los devanados. el punto neutro, si se funda, permite el flujo de componentes de secuencia cero de corriente en los devanados y de línea.

Hay dos posibles conexiones delta que físicamente se pueden hacer, en determinan wnctc, es esencial saber no sólo que el de tc o devanados del transformador están conectados en delta, delta, pero que, en este manual, estos son llamados DAB y DAC . en la conexión DAB, el extremo de la polaridad de la bobina está conectado a un extremo de la no polaridad de la bobina B, y así sucesivamente, a fin de no polaridad del devanado c, y así sucesivamente para producir el delta. en la conexión DAC, el extremo de la polaridad de la bobina está conectado a un extremo de la no polaridad del devanado C, y así sucesivamente, para producir el delta.

Estas soluciones conlleva un punto de conexión entre los dos devanados en cada terminal de línea por lo tanto, las corrientes de línea no son el mismo que las corrientes de los devanados, pero son, de hecho, la diferencia entre fasor de las corrientes asociadas de bobinado, por lo tanto, las corrientes de línea será desplazada en fase por una cierta cantidad, con respecto a las corrientes de los devanados. en la conexión dab, las corrientes de línea de los terminales de línea a, b y c son, respectivamente, ab, bc y ca, en términos de las corrientes de los devanados. en la conexión dac, las corrientes de línea de los terminales de línea a, b y c son, respectivamente, ca, ba, y cb, en términos de las corrientes de los devanados. el desplazamiento de fase producido por cada tipo de physcal delta depende de la rotación de fase del sistema.

En la rotación de fase abc, b se queda en 120 grados a y c lleva una de 120 grados. la línea de conexión dab actual en el terminal a es ab, cosa que en el caso en un fasor que conduce una corriente de bobinado por 30 grados. por esta razón, se dab dab se refiere a menudo como la "conexión principal", pero esto sólo es cierto para rotaciones de fase abc, c queda a por 120 grados, y b conduce a por 120 grados. terminal actual es todavía una línea ab, pero ahora está por corrientes de una corriente de bobina de 30 grados.

la conexión dac produce cambios opuestos a dab. en la fase de rotación abc, de línea actual desde el terminal a es ac, que está quedando una corriente de bobina de 30 grados. en la fase de rotación acb, la línea de corriente a es todavía ac, pero este resultado conduce una corriente del bobinado 30 grados. El retraso términos son en referencia a la supuesta izquierda (ccw) rotación del fasor, tanto para la abc y la rotación acb phae. liderazgo implica el movimiento en la dirección hacia la izquierda, se quedan en el sentido horario (cw) de cinco pasos compensación proceso.

Programa de actividades para el cumplimiento de los objetivos.-

1.-Desmontaje de mpu, traslado a mpd y montaje de gabinete simplex para protección y medición del mpd-at2 con apoyo de personal de ms9. 2.- Calculo de ajustes, coordinación de protecciones y programación de relevadores en base a criterio normalizado del conar. 3.- En gabinete simplex, montaje de: relevadores sel-2032, sel-2100 (2), sel-387, sel-451, sel-351, medidor ion, blocks de pruebas, tablillas, soportes de cables , canaletas, charolas de cables, interruptores termo magnéticos y alimentación de c.a. para servicios propios. 4.- Tendido de cables de control de centro de carga a gabinete simplex para alimentación de 250 vcd de interruptores a2020, a8330, 92020 y 98550, además para relevadores de protección. 5.- En gabinete simplex, alambrado de; relevadores sel-2032, sel-2100 (2), sel-387, sel-451, sel-351, medidor ion, blocks de pruebas, interruptores termo magnéticos y alimentación de c.a. para servicios propios. 6.- Tendido y conectorización de cables de comunicación para protocolo mirrored bits, protocolo sel, fibra óptica para protocolo dnp y cable coaxial para sincronización gps de relés de protección. 7.- Montaje de gabinetes de integración en campo para interruptores A2020, A8330, 92020 y 98550. con apoyo del depto. Civil. 8.- Adaptación de herrajes para montaje de relés sel-2411 en gabinetes de integración para ints a2020, a8330, 92020 y 98550 con apoyo de ms9. 9.- Montaje y alambrado de módulos remotos sel-2411 en gabinete central at-2 para monitor de temperaturas, alarmas y disparos hacia los interruptores por operación de protecciones mecánicas del mismo. 10.- Reubicación de señales de corriente para circuito de medición, realizar empalme a cuatro cables de control calibre 4x10. 11.- Tendido de cables de fibra óptica hacia gabinete central del mpd at-2. 12.- Conexión de señales de alarmas, disparos y rtds en módulos remotos sel-2411 en gabinete central del at2. 13.- Integración del proyecto digital, alarmas, mandos, estados y monitores con protocolo dnp en el sicle de mpd. 14.- Pruebas de aceptación a esquemas de protección del at-2 con ajustes de trabajo y verificación de curvas características de los mismos. 15.- Pruebas integrales del mpd-A2020 a través del gabinete simplex de protecciones del mpd-at2.

Esto fue el programa oficial que presento la gerencia regional de las zonas de transmisión del sureste que se llevo acabo para poder lograr el cometido de la modernización del AT2, para lograr con el objetivo se tuvo en cuenta los tiempos del trabajador como el tiempo extra que se la daría y los días festivos también están considerados.

4. Resultados y conclusiones

4.1 Análisis económico de los relevadores digitales implementados

La siguiente información muestra el costo de la implementación de los relevadores multifuncionales, la información plasmada en este punto es consultada de la página oficial web de los fabricantes y cuyo precio puede variar si se contratan empresas para adquirir este equipo.

Sel-2032 procesador de comunicaciones

Precio de contado

\$ 39,053.69 mxn

Sel-2100 procesador lógico

Precio de contado

\$ 38,984.94 MXN

Sel-2505 módulo i/o remoto

Precio de contado

\$ 21,668.30 MXN

Sel-387 relé diferencial de corriente

Precio de contado

\$ 5250 MXN

Sel-451 relé de sobrecorriente

Precio de contado

\$ 4200 MXN

Se puede observar la implementación de esta modernización tiene un costo elevado de mas de \$ 100,000.00 mxn solamente de los equipos. Pero en realidad haciendo un análisis mas profundo se ha podido observar que este costo elevado por la implementación nos daría una garantía de cero mantenimiento por mas de 10 años de servicio, y tomando en cuenta que antes se hacían mantenimientos 2 veces por año o algunas mas eso implicaba gastos por pago a los trabajadores de su tiempo extra en el mantenimiento del banco y los esquemas de protección que nos conlleva a un gasto en 10 años de mas 5 millones de pesos solo en el banco de transformación AT2. Entonces es así como nosotros de manera mas detallada podemos decir que el costo de implementación es significativamente pequeño por que nos se le daría mantenimiento hasta los próximos 10 años de servicio y así le empresa tendría un ahorro significativo a largo plazo.

4.2 Resultados

Como resultado de este proyecto tenemos un sistema eléctrico de potencia estable donde no hay perturbaciones en las líneas de transmisión debido a los disparos en falso. Obtenemos un monitoreo contante de las alarmas del banco de auto transformación para evitar cualquier disparo. Ahora se mostrara algunas imágenes de los resultados obtenidos debido a la modernización de este banco donde podremos observar el monitoreo por medio de una consola de computo de las alarmas del banco



Fig. 4.1 Esquema anterior de protecciones.

Se puede observar el anterior esquema de protecciones que en este momento esta fuera de servicio, aquí se les presenta el nuevo esquema que ocupa menos espacio en la sala de operación MALPASO II



Fig. 4.2 Esquema de protección nuevo AT2.

Este es el resultado de la aplicación de los relevadores digitales que otra de sus ventajas ya mencionadas es el pequeño espacio que utiliza en la sala de operación. Uno de beneficios mas sobresalientes de la implementación de este proyecto son el monitoreo de las alarmas a través de la consola de computo del operador de la subestación que por esta modernización el verifica todas las alarmas del banco desde su computadora aquí una imagen de ellos

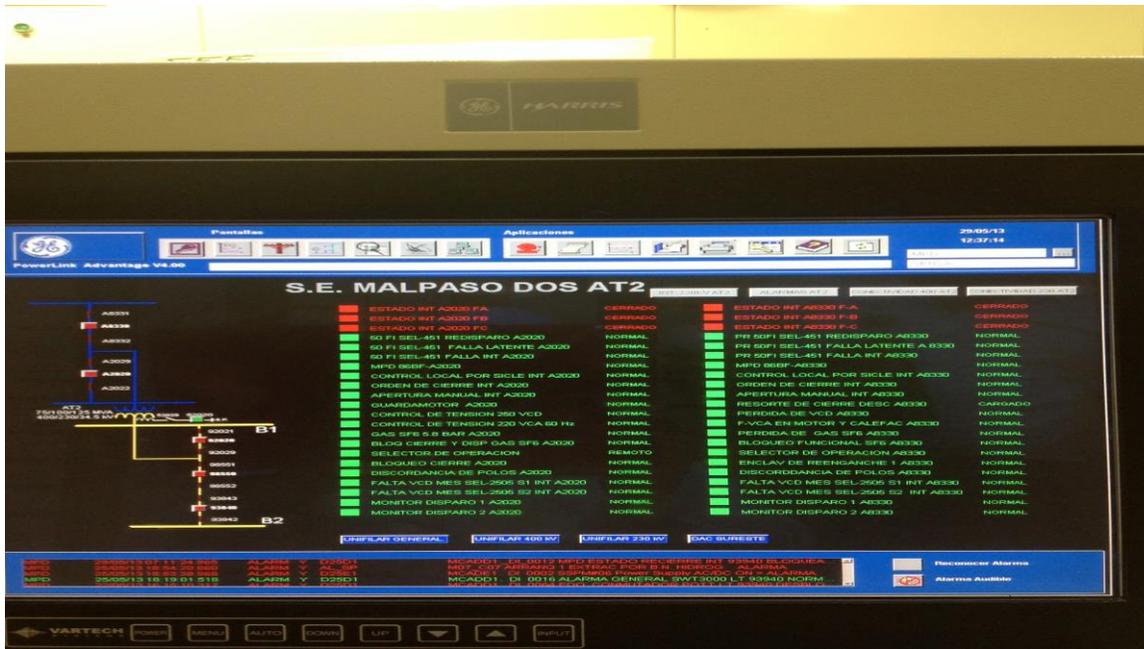


Fig. 4.3 Visualización de las alarmas en consola.

Como podemos observar aquí se tienen todas las alarmas del banco donde también tienen control de ellas por medio de los módulos de adquisición de datos del departamento de control SICLE lo que conlleva al operador de la subestación a tener un trabajo más fácil donde tiene todos los controles y mandos en su computadora.

Otro resultado fundamental de este proyecto se presenta a continuación donde se mostrara con imágenes el monitoreo de las corrientes del banco de autotransformacion donde podemos distinguir que las corrientes de entradas y salidas son iguales para el buen funcionamiento de la protección diferencial y así también podemos observar el desfaseamiento que hay entre cada una de ellas del lado de baja como también se observa del lado de alta. Todo este monitoreo se logra a través de un software compatible con los relevadores sel llamado ACCELERATOR

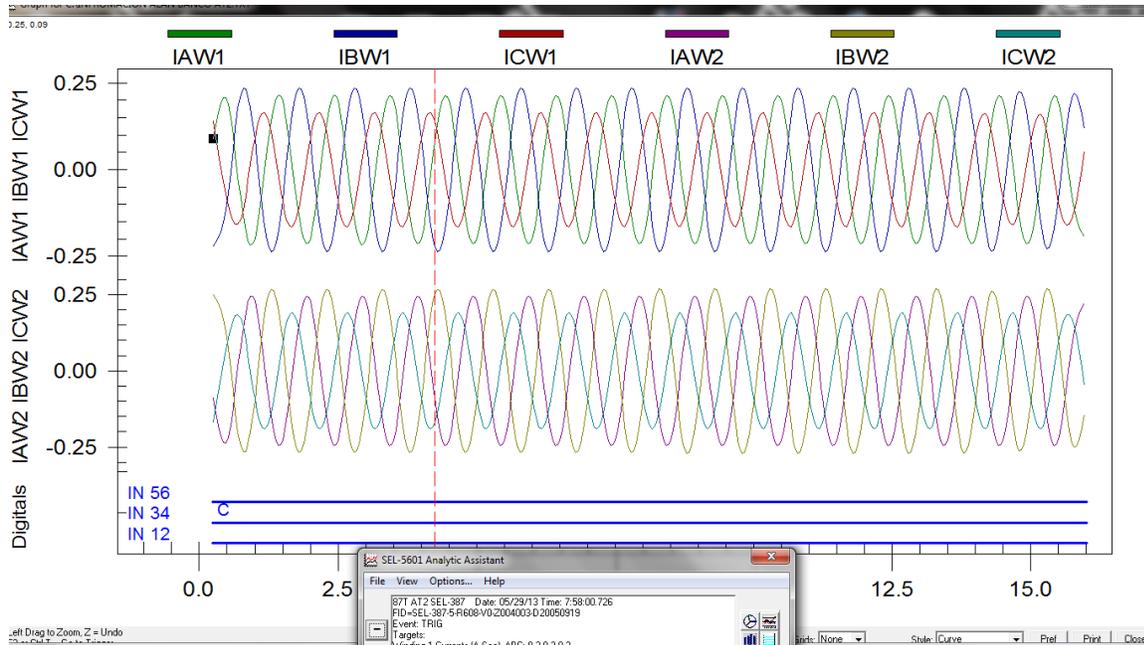


Fig. 4.5 Monitoreo de las corrientes.

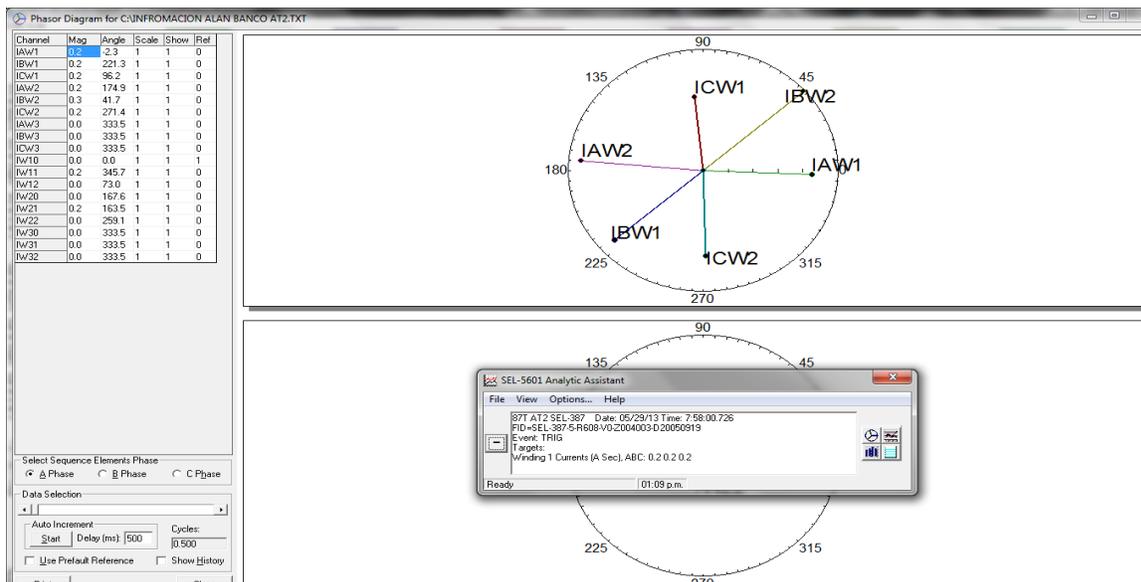


Fig. 4.6 Monitoreo del desfaseamiento de las corrientes lado baja y alta.

Como resultado podemos observar en imágenes todo lo que se describió durante todo el documento de los beneficios que nos daba la implementación de esta modernización del

banco de autotransformacion AT2 donde obtenemos monitoreo y seguimiento, estabilidad del sistema eléctrico de potencia para salidas en falso, así como también se reducen costos a corto plazo de mantenimiento y cambio de equipos.

4.3 Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones.- Cuando existe un sistema estable y seguro de protecciones, los tiempos de servicio de vida de los autotransformadores se prolongan mucho más tiempo, siendo este un factor económico importante en la operación de toda la planta. Con un sistema de protección seguro, se puede reducir el tiempo de duración o fallas de las mismas, lo que repercutirá en un menor tiempo de suspensión del servicio. Una de las ventajas que se obtiene al implementar los relevadores digitales, es la capacidad de comunicarse entre varios relevadores de la misma marca por medio de un modem y así se podrá tener un red de protecciones segura y confiable en tiempo real.

Recomendaciones.- Apoyar las actividades relacionadas con el aprendizaje a manejo de relevadores digitales y hacer talleres o cursos de aprendizaje para el departamento de protección y medición, con el fin de que estos sean productivos para los integrantes de este departamento.

Referencia bibliográfica

[1] Análisis de sistema de potencia

John j. Grainger

William d. Stevenson jr

[2] Manual de operación tomo I

Comisión Federal De Electricidad

[3] Curso protección de transformadores y barras

Comisión Federal De Electricidad

[4] Curso de técnico en protecciones tomo I

Comisión Federal De Electricidad

[5] Curso de filosofías y principios básicos de protección

Comisión Federal De Electricidad

[6] Proyecto de modernización de la subestación KILOMETRO 20-KLV-(Drop-in control house)

Copyright SEL

[7] Manual de usuario SEL-387

[8] sistemas de comunicación óptica

tomo 1

[9] Sistemas ópticos digitales para medición de energía en alta tensión

Francisco Alberto Aldana león

Anexo A

Aquí se muestra evidencias fotográficas de lo que fue mi estancia y las actividades extras que se realizaron en el periodo del proyecto el cual me sirvió de conocimiento.

Algunas de las primeras actividades que se hicieron para la modernización del AT2 fueron la reubicación de cables de corrientes de los TC del lado de baja que llegarían a los nuevos gabinetes especialmente para el AT2 que está en la ampliación de la sala de operación que aproximadamente son 80 metros de distancia aquí se presenta algunas de las fotos de la parte de la reubicación de los cables y parte del alambrado de algunos de los relevadores ya nombrados anteriormente.



Fig. A.1 gabinete nuevo de protecciones.

Gabinete de las nuevas protecciones pudiéndose observar que son mas practicas para trabajar y ocupan menos espacios que las gabinetes para los relevadores electromecánicos.



Fig. A.2 Personal de CFE elaborando diagramas de alambrado.

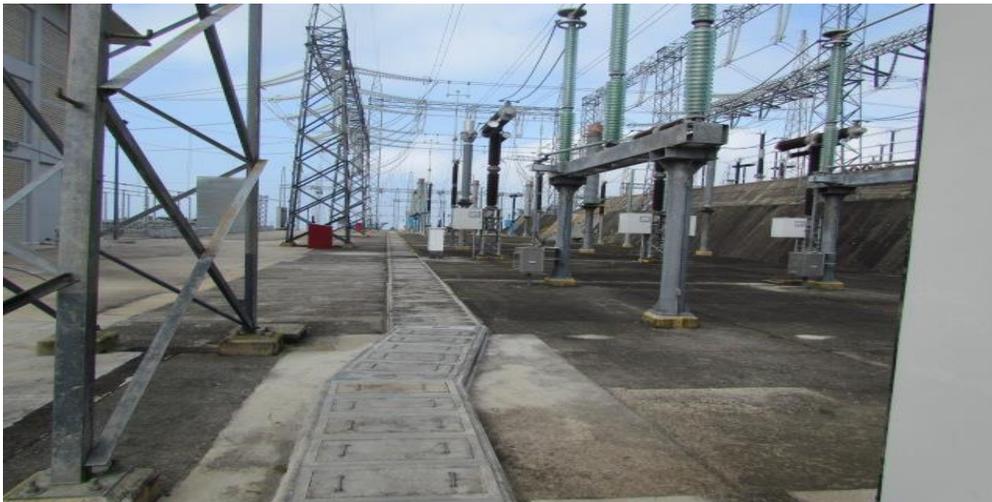


Fig. A.3 Trayectoria de la fibra óptica a sala de control.

Imágenes de la reubicación de los cables de control y así mismo también se metió la fibra óptica que se requería de los gabinetes de intemperie del AT2 hacia los gabinetes nuevos en la sala de ampliación de operación del AT2.

Se reubico cable de las cuchillas para el interruptor medio del bus1 y bus2 respectivamente, 98551 y 98552, para señales de Corrientes del AT-2.



Fig. A.4 Personal de CFE reubicando cables de control en campo.

Como siguientes actividades para la modernización del banco de transformación se verificaron algunas de las lógicas que llevarían los relevadores.

Como consiguiente al mismo trabajo como ya se había predicho los relevadores que se están implementando para la modernización funcionan a través de señales que obtiene a través de un TC. Para obtener esa dicha señal se a implementado la fibra óptica en vez de los cables de control.



Fig. A.5 Llegada de la fibra óptica a sala de control.



Fig. A.6 Fibra óptica en gabinete nuevo de protecciones.

Después que se tendió la fibra de introdujo al gabinete y se hicieron los conectores de fibra óptica para insertarlos al relevador como se puede observar en la fotografía después de alambrear corrientes y voltajes en muerto solo queda insertar la fibra óptica para poder hacerle pruebas a ese relevador ya conectado y así poder meterlo a la protección del AT2 que aun no está hecho porque faltan realizar algunas pruebas, ya dichas pruebas serán hechas por medio de una computadora.

Actividades extras al proyecto realizado. - Debido por ordenes del CENACE se ordena a darle mantenimiento al bus 1 de la subestación malpaso I dicha con otro nombre se hizo una libranza de mantenimiento preventivo donde se hicieron ajustes de

las cuchillas A1061 en las 3 fases, así como también se le dio apoyo al departamento de control para hacerle pruebas de control a los interruptores A2070 y A9010 aquí se muestra algunas fotos de dicha libranza.



Fig. A.7 Personal de CFE haciendo pruebas de control.



Fig. A.8 Verificando puntos de mando para el control de interruptor.

En otras actividades se tendió cable de red, para comunicación de RD A3U80 y A3050. Esta actividad fue hecha para el fácil manejo de la operación cuando hay una falla en la línea se tiene que bajar de los relevadores SEL-321, SEL-451 los eventos ya que en los eventos podemos observar las características de las fallas y todo lo que se necesita saber para poder arreglarla debido a eso se tendió un cable de red para poder comunicar los relevadores antes dicho desde el laboratorio de protección y medición. Como se muestra en las siguientes ilustraciones



Fig. A.9 Personal de cfe tendiendo cable de red para comunicación.

Debido a una noche de descargas atmosféricas hubo 7 disparos en una noche por lo cual se bajaron los eventos de los relevadores y se hizo el análisis de ello para entregar el informe a la superintendencia en el cual se puede observar el tiempo de falla que fue, el ángulo de la falla, la corriente máxima al empezar la falla y en que ciclo empezó, la corriente máxima de la falla y en que ciclo termino, cuánto tiempo duro la falla. Aquí una foto del análisis.

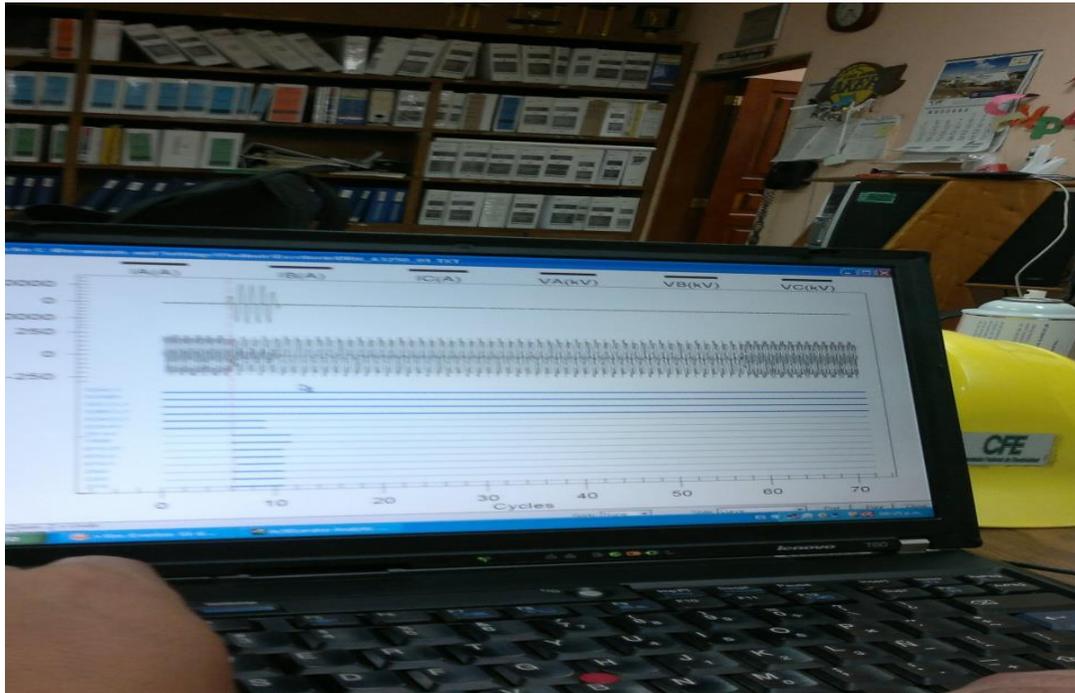


Fig. A.10 Análisis de los eventos de la falla.

Después del análisis a través de la computadora se hizo una prueba física en un relevador que se tiene en el laboratorio para verificar si efectivamente el relevador funcionó correctamente o tuvo alguna mala configuración. Por ello se hizo una pequeña prueba en el laboratorio en la cual le muestro las siguientes imágenes

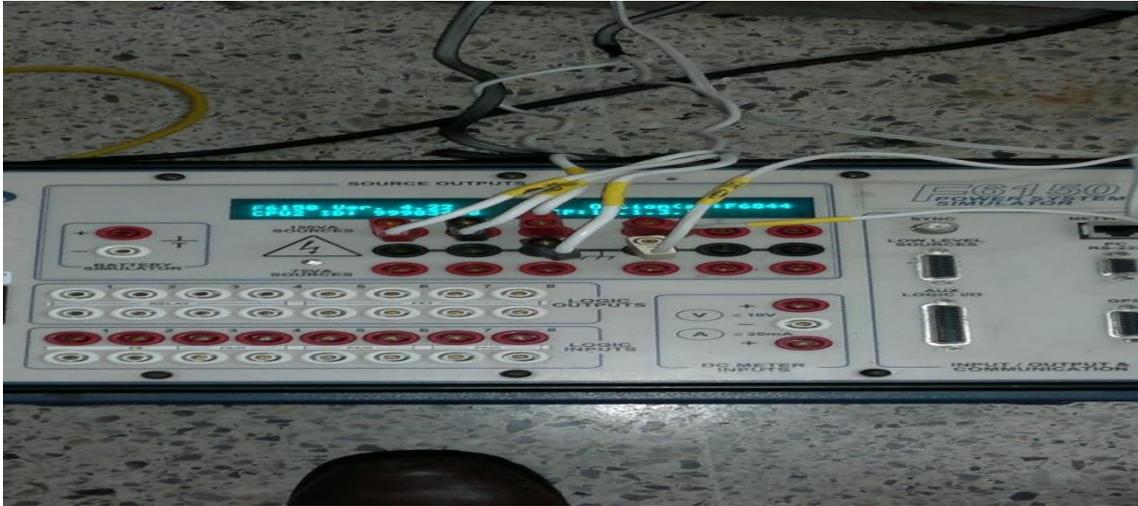


Fig. A.11 Pruebas de verificaciones de configuración.

Otra de las cosas importantes que tuve la oportunidad de estar presente en las pruebas que se realizaron al transformador elevador T-3 dicho transformador recibe directamente la energía generada por el generador G-3 de la C.H MALPASO. Las pruebas se hicieron conjuntamente con el departamento de mantenimiento a subestación de transmisión y con el departamento de protecciones de la C.H MALPASO. Las pruebas que se realizaron fueron las siguientes: prueba de sobrepresión, prueba buchholz, prueba de sobretensión, prueba de disparo. Antes de hacer dichas pruebas se hace un permissivo de cuchilla en la A1031 para poder trabajar con el t-3 y el interruptor A1030. Aquí algunas ilustraciones



Fig. A.12 Pruebas a interruptor A1030 de la subestaciones elevadora malpaso.

Debido a que la unidad 6 de la C.H MALPASO estaba en libranza se hizo cambio de gabinetes de control a unos de la marca siemens de las cuchillas A1061 llevando a cabo esa modernización por más de 3 semanas donde se metieron nuevos cables de alimentación de 220 volts para el control de los gabinetes y 440 para la fuerza del motor

de las cuchillas.



Fig. A.13 Gabinete de control nuevo de cuchillas A1061.

También debido a esa libranza se le hicieron prueba a los interruptores de potencia de las cuchillas de la subestación ELEVADORA MALPASO, se hicieron pruebas de disparo en vacío de manera local y de igual manera también se hicieron de manera remota conjugando el trabajo con el personal de control de la C.H MALPASO para hacer las pruebas de manera automática de disparo en vacío desde la sala de operación de casa de maquinas en la C.H MALPASO

Así mismo también se necesito hacer la calibración de los medidores de la unidad 6 de la marca ARTECHE , lo medidores de fuerza y los medidores de servicios propios se calibraron y se documentaron los parámetros.



Fig. A.14 Personal de CFE calibrando medidores de la U-6.

Visitando a la subestación encapsulada en SF6 en MALPASO II, donde claramente podemos observar los beneficios de encapsular en gas SF6 los conductores ya que los espacios entre cada uno de ellos son muy cortos y hace de ello una subestación muy pequeña de donde salen dos líneas de transmisión de 400 kV



Fig. A.15 Visitando la subestación encapsulada de malpaso II.