

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ

RESIDENCIA PROFESIONAL

LUGAR DONDE SE REALIZA:

CFE DIVISION SURESTE ZONA TAPACHULA

DEPARTAMENTO:

PROTECCIONES.

CARRERA

INGENIERIA ELECTRONICA

TITULO:

SUSTITUCION DE TABLEROS CPM EN LAS SUBESTACIONES TAPACHULA ORIENTE, CIUDAD HIDALGO, PUERTO MADERO, ARRIAGA, HUIXTLA, ACACOYAGUA, TAPACHULA AEROPUERTO Y BELISARIO DOMINGUEZ.

RESIDENCIA PROFESIONAL QUE PRESENTA:

**CORONADO COUTIÑO EDMUNDO DE JESUS (05270036)
VELASCO HERNANDEZ JULIO CESAR (05270195)**

ASESOR INTERNO:

ING. JESUS ALFREDO ESPINOZA CALVO

ASESOR EXTERNO:

ING. MANUEL ALBERTO DIGHEROS CARRILLO

REVISORES DE RESIDENCIA PROFESIONAL:

**ING. JESUS ALFREDO ESPINOZA CALVO
ING. ODILIO OROZCO MAGDALENO**

SEMESTRE: ENERO-JUNIO 2009.

INDICE

INTRODUCCION.	5
CAPITULO 1:GENERALIDADES.	6
1.1 Datos generales de la empresa donde se realizo la residencia	7
1.2 Historia.	8
1.3 Mision y vision	10
1.3.1 Mision.	10
1.3.2 Vision.	10
1.4 Proteccion y medicion.	10
1.5 Control.	10
1.6 Organigrama.	11
1.7 Definicion del problema.	12
1.8 Justificacion del proyecto.	12
1.9 Objetivo General.	13
1.10 Objetivo Especifico	14
1.11 Alcances.	14
1.12 Delimitaciones.	14
1.13 Metodología.	14
CAPITULO 2: MARCO TEORICO	15
2.1 Definiciones.	16
2.2 principios fundamentales de la proteccion por relevadores.	16
2.2.1 protección primaria.	16
2.2.2 protección de respaldo.	16
2.3 aspectos generales de los sistemas de proteccion.	17
2.3.1 confiabilidad.	17
2.3.2 selectividad.	18
2.3.3 velocidad de operación.	18
2.3.4 simplicidad.	19
2.3.5 economía.	19
2.3.6 confiabilidad.	19
2.4 Criterios Generales de Protección de los Sistemas Eléctricos	20

2.5 Coordinación	20
2.6 El equipo Básico de Protección.....	20
2.7 elementos de un esquema de protección.....	21
2.7.1 banco de baterías.	21
2.7.2 interruptores.	21
2.8 concepto básico de protección por relevadores.	22
2.9 detección de fallas.	23
2.9.1 detección de nivel de ajuste.	23
2.9.2 comparación de magnitud.	24
2.9.3 Comparación diferencial.	25
2.9.4 comparación de Angulo de fase.	25
2.9.5 protección piloto.	26
CAPITULO 3: DESARROLLO DEL PROYECTO.....	27
3.1 Armado de los tableros de protección y características	
Que deben cumplir.	28
3.1.1 Material.	28
3.2 Características de los componentes.	31
3.2.1 Características del Relevador SEL-387 ^a	31
3.2.1.1 Protección y comunicaciones.	31
3.2.1.2 Aplicaciones.	31
3.2.2 SEL-351a de distribución del esquema de protección.....	32
3.2.2.1 Descripción general.	32
3.2.2.2 Medición.	32
3.2.2.3 Aplicaciones.	32
3.2.3 SEL-351 sobrecorriente direccional y relé de recierre.	33
3.2.3.1 Descripción general.	33
3.2.3.2 Aplicaciones.	33
3.2.4 El alimentador de SEL-751 ^a	34
3.2.4.1 Descripción general.	34
3.2.4.2 Aplicaciones.	34
3.2.5 SEL-2411 controlador de la automatización programable.	35
3.2.5.1 Descripción general.....	35

3.2.5.2 Comunicaciones e integración. -----	36
3.2.5.3 Aplicaciones. -----	36
3.3 Ajuste de los equipos de protección.-----	37
3.3.1 Ajuste de las protecciones de corriente.-----	37
3.3.2 Ajuste de las protecciones de tensión. -----	38
3.3.3 Ajuste de las protecciones diferenciales. -----	39
3.4 Pruebas de los equipos de protección. -----	40
3.4.1 Pruebas de aceptación. -----	40
3.4.2 Operación mecánica. -----	40
3.4.3 Pruebas de operación eléctrica y del alambrado de Control. -----	41
3.4.4 Criterios de aceptación de las pruebas. -----	41
3.5. Puesta en servicio de los tableros. -----	42
OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS. -----	43
CONCLUSIONES. -----	43
REFERENCIAS. -----	43
ANEXOS. -----	44

INTRODUCCION.

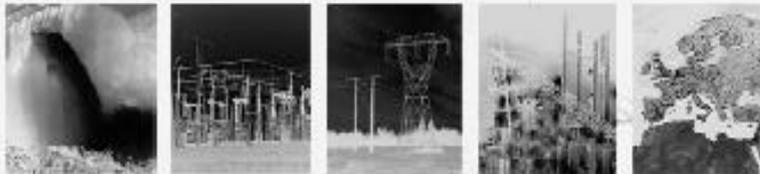
Ante el continuo crecimiento de los comercios, la pequeña, mediana y gran industria y la necesidad de una mayor calidad en el suministro de la energía eléctrica, es importante que los sistemas eléctricos cuenten con instalaciones confiables que estén bien diseñadas y con una protección apropiada.

La coordinación de las protecciones de los sistemas de potencia se ha definido como arte y ciencia, ya que para la aplicación de los diferentes relevadores y sus ajustes se requiere entender el funcionamiento del sistema de potencia y emplear la experiencia, el ingenio, y las capacidades del ingeniero en protecciones. Para analizar el comportamiento de los sistemas de potencia, puede ser suficiente la aplicación de la teoría básica para explicar el funcionamiento del sistema ante algunos fenómenos que se presentan como: el cálculo de corrientes y voltajes de cortocircuito, el funcionamiento de los relevadores y transductores, los efectos de las fallas y las sobre tensiones por maniobra en estado estable y transitorio.

Actualmente en la planeación y el diseño de los sistemas de potencia, se trata de disminuir la probabilidad de fallas. A pesar de lo anterior, no es económicamente factible intentar proteger el equipo contra todas las fallas; sin embargo, es posible obtener un compromiso económico de los factores que influyen en el diseño y la operación satisfactoria del sistema de protección. La forma de reducir la posibilidad de que se presenten las fallas y mantener la continuidad del servicio, es aislar adecuadamente el equipo, mecánica y eléctricamente, o bien duplicar el equipo y su protección. Generalmente, se emplea una combinación de estos dos métodos además de tratar proteger adecuadamente los equipos con un buen esquema de protección.

El objetivo central en el diseño de la coordinación es mantener la continuidad del servicio, pero este compromiso requiere de estrategias y condiciones difíciles de lograr, por lo que la mejor aproximación requiere aún de un compromiso.

CAPITULO 1: GENERALIDADES.



1.1 DATOS GENERALES DE LA EMPRESA DONDE SE REALIZÒ LA RESIDENCIA



Nombre:	COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD				
Giro, Ramo: o Sector:	Industrial ()	Servicios ()	Otro ()	R.F.C.	CFE-370814-Q10
	Público (X)		Privado ()		
Domicilio:	8ª. AVENIDA NORTE ESQUINA 31 CALLE PONIENTE S/N				
Colonia:	5 DE FEBRERO	C. P.	3 0 7 1 0	Fax	01962 62 89191
Ciudad:	TAPACHULA, CHIAPAS	Teléfono (no celular)	01962 62 89102		
Misión de la Empresa:	“Satisfacer las necesidades de nuestros clientes, garantizando el suministro de energía eléctrica y otros servicios, a través de una empresa competitiva, comprometida con el desarrollo integral de sus colaboradores y respetando el medio ambiente”.				
Nombre del Titular de la empresa:	ING. PABLO JUAN CORDOVA BENITEZ	Puesto:	SUPTTE. ZONA TAPACHULA		
Nombre del Asesor Externo:	ING. MANUEL ALBERTO DIGHEROS CARRILLO	Puesto:	JEFE OFNA. PROTECCIONES		
Nombre de la persona que firmará el acuerdo de trabajo. Alumno- Escuela-Empresa	LIC. JUAN GABRIEL MEZA ALFARO	Puesto:	JEFE DEPTO. PERSONAL Y SERVICIOS		

Tabla 1.1 datos de la empresa.

1.2 Historia.

En 1937, México tenía 18.3 millones de habitantes; de los cuales, únicamente siete millones (38%) contaban con servicio de energía eléctrica, proporcionado con serias dificultades por tres empresas privadas. La oferta no satisfacía la demanda, las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas. Además, esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar en sus planes de expansión a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población.

Para dar respuesta a esas situaciones que no permitían el desarrollo económico del país, el Gobierno federal decidió crear, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad, que en una primera etapa se dio a la tarea de construir plantas generadoras para satisfacer la demanda, y con ello beneficiar a más mexicanos mediante el bombeo de agua de riego, el arrastre y la molienda; pero sobre todo, con alumbrado público y para casas habitación.

Los primeros proyectos de CFE se emprendieron en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xía, en Oaxaca, y Ures y Altar, en Sonora. En 1938, la empresa tenía apenas una capacidad de 64 Kw., misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y nuestra empresa se vio obligada a generar energía para que éstas la revendieran.

En 1960, de los 2,308 MW de capacidad instalada en el país, CFE aportaba 54%; la Mexican Light, 25%; la American and Foreign, 12%, y el resto de las compañías, 9%. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Tal situación del Sector Eléctrico Mexicano motivó al entonces Presidente Adolfo López Mateos a nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces, se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la

Industrialización del país. Para ello, el Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, mismas que operaban con serias deficiencias, por la falta de inversión y los problemas laborales.

Para 1961, la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%. En poco más de 20 años, nuestra empresa había cumplido uno de sus más importantes cometidos: ser la entidad rectora en la generación de energía eléctrica. En esa década, la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura. Con parte de estos recursos se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal.

En esos años se instalaron plantas generadoras por el equivalente a 1.4 veces lo hecho hasta entonces, alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW.

Al finalizar los 70, se superó el reto de sostener el mismo ritmo de crecimiento, al instalarse entre 1970 y 1980 centrales generadoras por el equivalente a 1.6 veces, para llegar a una capacidad instalada de 17,360 MW. En la década de los 80, el crecimiento fue menos espectacular, principalmente por la disminución en la asignación de recursos. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendía a 26,797 MW.

Actualmente, la capacidad instalada en el país es de 46,672 MW*, de los cuales 47.55% corresponde a generación termoeléctrica de CFE; 19.85% a *productores independientes de energía (PIE); 22.04% a hidroelectricidad; 5.57% a centrales carboeléctricas; 2.06% a geotérmica; 2.92% a nucleoelectrica, y 0.005% a eoloelectrica.

Debe señalarse que, en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes; llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 hertz. Ello dificultaba el suministro de electricidad a todo el país, por lo que CFE definió y unificó los

Criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Luego, unificó la frecuencia a 60 hertz en todo el país e integró los sistemas de transmisión, en el Sistema Interconectado Nacional.

Otro rubro con logros contundentes, se refiere a la red de transmisión de electricidad, el cual se compone actualmente de: 46,688 kilómetros de líneas de 400, 230 y 161 kV; 327 subestaciones de potencia con una capacidad de 135,238 MVA, y 46,633 kilómetros de líneas de subtransmisión de 138 kV y tensiones menores. Por su parte, el sistema de distribución (que también estaba en ceros en 1937) cuenta actualmente con 1,545 subestaciones con 40,719 MVA de capacidad; 6,775 circuitos de distribución con una longitud de 368,405 kilómetros; 982,702 transformadores de distribución con una capacidad de 32,189 MVA; 235,951 kilómetros de líneas secundarias de baja tensión y 600,663 kilómetros de acometidas.

El día de hoy, 127,621 localidades tienen electricidad y sus habitantes reciben una atención más rápida y cómoda en las 951 oficinas de atención al público y los

1,884 cajeros CFEmático, en los que se puede pagar el recibo de luz a cualquier hora, los 365 días del año.

*Incluye 19 Centrales de productores independientes de energía (PIE) con una capacidad total de 9,266 MW, las cuales se incluyen en el apartado de centrales generadoras.

1.3 Misión y Visión

1.3.1 Misión.

Satisfacer las necesidades de nuestros clientes, garantizando el suministro de energía eléctrica y otros servicios, a través de una empresa competitiva, comprometida con el desarrollo integral de sus colaboradores y respetando el medio ambiente

1.3.2 Visión.

Ser una organización productiva, rentable y humana con desarrollo sostenido y sustentable, caracterizada por su actitud de servicio, mejora continua, liderazgo tecnológico, certificada en sus procesos y con un desempeño comparable con las mejores del mundo.

1.4 Protección y Medición.

El proceso de protección y medición atiende el mantenimiento preventivo, correctivo y modernización de los esquemas de protección de los equipos primarios y líneas de alta tensión, sistemas de medición y los servicios de calibración a equipos patrones, instrumentos y equipos de medición y prueba, necesarios para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

1.5 Control

El proceso de control atiende el mantenimiento preventivo, correctivo y modernización de los equipos de control supervisorio y SIME necesarios para el control y operación de los equipos primarios e interruptores en las Subestaciones, así como la medición de los parámetros del sistema eléctrico.

1.6 Organigrama.

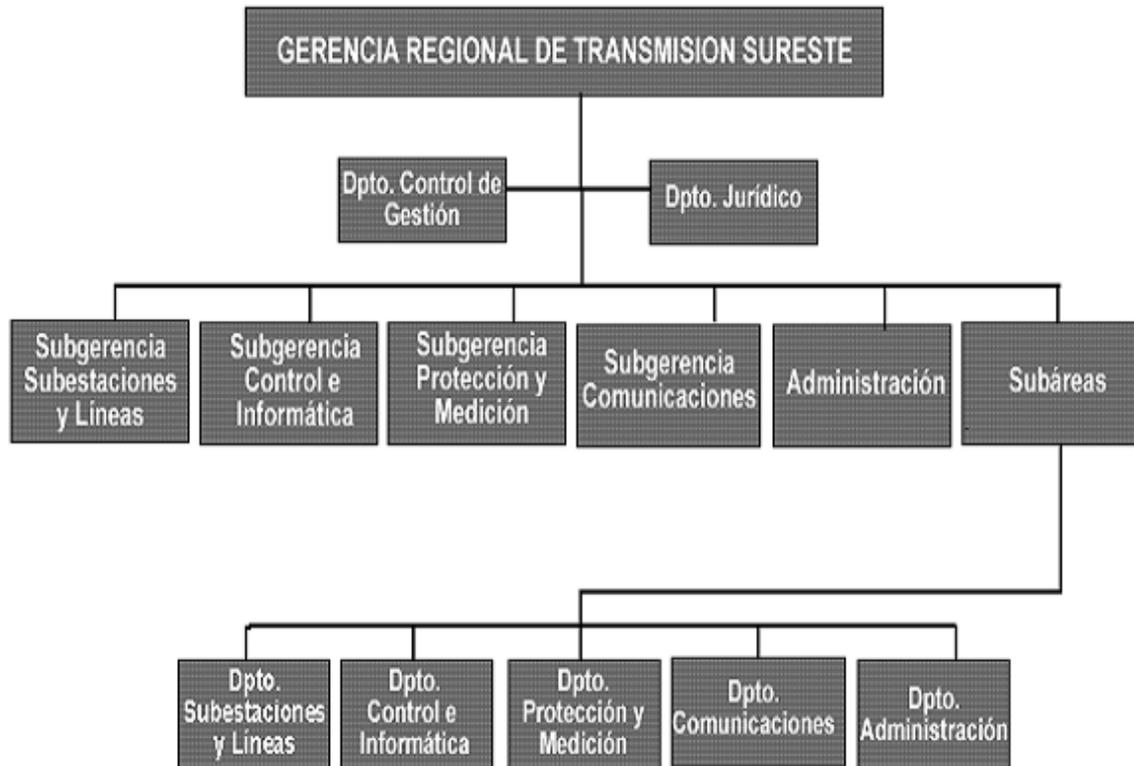


Fig. 1.1 organigrama de la empresa

1.7 DEFINICION DEL PROBLEMA.

Las instalaciones eléctricas industriales, por su tamaño y complejidad, son en ocasiones tan importantes como los sistemas eléctricos de potencia, el uso de las técnicas de análisis usadas en estos, pueden ser aplicables también en las instalaciones del tipo industrial.

En la actualidad en las subestaciones se tienen equipos antiguos y casi obsoletos por eso surge la necesidad de actualizar dichas subestaciones con equipos de mejor calidad y que aseguren un buen funcionamiento lo que se traduce en un mejor servicio y de calidad a los usuarios y así evitar posibles accidentes o pérdidas para la empresa.

Los tableros pcm con los que actualmente cuentan las subestaciones son equipos con relevadores de protección electromecánicos con un tiempo de respuesta muy superior a los relevadores modernos. Al no existir un sistema de protección actualizado, se presentan las siguientes situaciones:

- Falsas alarmas constantes.
- Ante una falla, el tiempo de respuesta de los equipos es muy lento y esto también. Origina daños en los equipos de potencia.
- Costo elevado de la reparación del daño.
- La probabilidad de que la falla pueda extenderse e involucrar otro equipo.
- La pérdida en ingreso y la tirantez de las relaciones públicas mientras el equipo está fuera de servicio

Para resolver la problemática planteada. Se cambiaran todos los equipos de protección con relevadores de tipo electromecánicos por tableros pcm con relevadores de tipo digital para brindar un mejor servicio a los consumidores y así también evitar daños y pérdidas en los equipos de potencia.

1.8 JUSTIFICACION DEL PROYECTO.

Es vital que la decisión correcta sea hecha por el mecanismo de protección, si la perturbación es intolerable y de esta manera demande una acción rápida, o si es una perturbación tolerable o situación transitoria que el sistema pueda absorber toman la decisión para que el dispositivo de protección opere si es necesario para aislar el área de perturbación rápidamente como sea posible y con un mínimo de disturbios en el sistema, este tiempo de perturbación es asociado a menudo de señales extrañas a la fuente, los cuales no beben "engañar" al dispositivo de protección que para que origine una incorrecta operación. Ambas, la operación por falla y la operación incorrecta pueden originar al sistema un problema mayor involucrando un aumento del daño al equipo, aumento en el riesgo para el personal, y una posible interrupción del servicio más larga.

La contribución de la protección por relevadores es ayudar al resto del sistema de potencia a funcionar con la mayor eficiencia y efectividad posible frente a la falla.

Con la necesidad de cambiar los Tableros PCM los departamentos de protección, medición y control trabajaron arduamente para poder ofrecer el servicio de calidad a los usuarios.

Orientados al departamento de protecciones, el cambio de los tableros garantiza una larga vida y libre de accidentes a sus transformadores e interruptores que se encuentran en las subestaciones ya que dichos tableros se encargan de monitorear las posibles fallas que se puedan presentar y detectarlas a tiempo para su corrección.

1.9 OBJETIVO GENERAL

Con la entrada de tableros modernos se mejoran las condiciones de seguridad de las subestaciones y obtener una mayor eficiencia en la detección de fallas en dichas subestaciones ya que se pueden controlar vía remota y también localmente.

En el diseño de sistemas eléctricos, se han desarrollado varias técnicas para minimizar los efectos de las anomalías que ocurren en el mismo, de tal forma que se diseña el sistema para que sea capaz de:

- a) Aislar rápidamente la porción afectada del sistema, de manera que se minimice el efecto y se mantenga el servicio tan normal como sea posible.
- b) Reducir el valor de la corriente de cortocircuito, para reducir los daños potenciales al equipo o parte de la instalación.
- c) Proveer al sistema, siempre que sea posible, de medio de recierre automático, para minimizar la duración de fallas de tipo transitorio.

De acuerdo con lo anterior, la función de un sistema de protección se puede definir como: **“la detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema, ya sea que ocurra en cortocircuito, o bien, en otra condición anormal que pueda producir daño a la parte afectada o a la carga que alimenta”**.

1.10 OBJETIVO ESPECIFICO.

- Monitoreo en tiempo real para identificar y corregir fallas en las subestaciones.
- Reducción de posibles accidentes.
- Fiabilidad de información.
- Informar de fallas a los encargados de las subestaciones y de que se trata dicha falla.

1.11 ALCANCES.

- ❖ Monitoreo en tiempo real.
- ❖ Prevención temprana para cualquier falla.
- ❖ Reducción de disparos por falsas alarmas.
- ❖ Reducción de accidentes.

1.12 DELIMITACIONES.

Pueden ocurrir problemas con el equipo de protección; ya que éste no es perfecto. Para minimizar los problemas potenciales y catastróficos que pueden resultar en el sistema de potencia en una falla en la protección, la práctica es el usar relevadores o sistemas de protección por relevadores operando en paralelo. Esto puede ser instalado en el mismo sitio, (protección primaria), en la misma estación (protección local), y / o en varias estaciones remotas (protección remota). Los tres sistemas de protección se pueden aplicar juntos en sistemas de muy alto voltaje este concepto es más rígido porque deben separarse las señales de corriente de la protección, ó sea que la medición sea separada y se logra por medio de arrollamientos independientes del T.C. Todos los dispositivos de protección deben coordinarse apropiadamente de tal forma que los relevadores primarios asignados para operar a la primera señal de disturbio en su zona de protección asignada operen primero. Si ellos fallarán, varios sistemas de respaldo deberán de ser capaces de conseguir la liberación del disturbio.

1.13 METODOLOGIA.

En la primera fase del proyecto se realizo una investigación y lectura para un mejor entendimiento de temas relacionados a protecciones eléctricas.

En la segunda fase se procede a realizarle pruebas a los relevadores con la asesoría de ingenieros con el fin de estar seguros de que dichos relevadores están listos para ponerlos en marcha.

En la última fase se procede a poner en marcha a los tableros:

- Se etiquetan los cables que vienen de campo.
- Se desconectan los tableros antiguos.
- Se conectan al nuevo tablero.
- Se realizan pruebas finales de faseo para checar si todo se encuentra bien.

CAPITULO 2: MARCO TEORICO.

2.1 DEFINICIONES

Que es un relevador; más específicamente, ¿qué es un relevador de protección? El instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos (IEEE) define al relevador como "un mecanismo eléctrico que está diseñado para interpretar condiciones específicas, se encuentra para responder a la operación de cierre a causa de un cambio abrupto o hechos similares asociados con circuitos eléctricos de control".

La IEEE define un relevador de protección como: "Aquel cuya función es detectar defectos de líneas o aparatos u otras condiciones del sistema de potencia de naturaleza anormal o peligrosa y que inicia una apropiada acción del circuito de control".

Los fusibles son elementos utilizados también en la protección. La IEEE define un fusible como: "Un dispositivo de protección de sobre-corriente con un elemento térmico que al ser calentado severamente por el paso de la sobre-corriente a través de él abrirá el circuito". Así los relevadores de protección y sus sistemas asociados (a menudo se abrevia simplemente como relevadores o sistemas del relevador), que son unidades compactas de componentes discretos, y / o sistemas digitales.

2.2 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LA PROTECCION POR RELEVADORES

Consideremos sólo por el momento el equipo de protección contra cortocircuitos. Hay dos grupos de dicho equipo: uno que llamaremos de protección primaria, y otro de protección de respaldo. La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que las funciones de la protección de respaldo sólo se dan cuando falla la protección primaria.

2.2.1 Protección primaria

La primera observación es que los interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia. Esta provisión hace posible desconectar sólo el elemento defectuoso. A veces puede omitirse un interruptor entre dos elementos adyacentes, en cuyo caso ambos elementos deben desconectarse si hay una falla en cualquiera de los dos.

La segunda observación es que sin saber en este momento cómo se realiza, se establece una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema. El significado de esto es que cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada originará el disparo (esto es, la abertura) de todos los interruptores dentro de esa zona, y de sólo esos interruptores.

2.2.2 Protección de respaldo

La protección de respaldo se emplea sólo para protección de cortocircuitos. Debido a que éstos son el tipo preponderante de falla del sistema de potencia, hay más posibilidades de que falle la protección primaria en caso de Cortocircuitos.

La experiencia ha mostrado que la protección de respaldo no es justificable económicamente para casos distintos de los cortacircuitos.

Es necesaria una clara comprensión de las causas posibles de fallas de la protección primaria, para una mejor apreciación de las prácticas comprendidas en la protección de respaldo. Cuando decimos que la protección primaria puede faltar, entendemos cualquiera de las diversas cosas que pueden suceder para impedir a la protección primaria que origine la desconexión de una falla del sistema de potencia. La protección primaria puede fallar debido a una falla en cualquiera de los siguientes puntos:

- A. Corriente o tensión de alimentación a los relevadores.
- B. Disparo de la tensión de alimentación de c-d
- C. Relevadores de protección.
- D. Circuito de disparo o mecanismo del interruptor.
- E. Interruptor.

Es muy deseable que la protección de respaldo esté dispuesta de tal manera que cualquier cosa que pueda originar la falla de la protección primaria no origine también la falla de la protección de respaldo. Es evidente que este requisito se satisface completamente si los relevadores de respaldo están localizados de tal manera que no empleen o controlen cualquier cosa en común con los relevadores primarios que vayan a ser respaldados. En la medida de lo posible, la práctica es localizar los relevadores de respaldo en una estación diferente.

2.3 ASPECTOS GENERALES DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

El objetivo básico del sistema de protección es desconectar del sistema de potencia el elemento en problemas, tan rápido como sea posible para que el resto del sistema continúe en servicio. Es importante señalar que el término “protección” no indica o implica que el equipo de protección puede prevenir las fallas. Los relevadores de protección sólo actúan después de que ocurre una falla o condición anormal, con suficiente intensidad para provocar su operación. Entonces, el término “protección” no indica prevención, su función es minimizar la duración del problema, daños, y tiempo fuera de servicio del elemento o elementos del sistema involucrados. En la aplicación de relevadores de protección, existen cinco conceptos básicos que son los fundamentos de su filosofía y se describen a continuación.

2.3.1 Confiabilidad

La confiabilidad de un sistema se refiere al grado de certeza que ofrece un elemento o sistema de operar correctamente, o cumplir satisfactoriamente la función para la cual fue destinado. En el caso de los relevadores, a diferencia de otros equipos, se tiene dos circunstancias en las que pueden dejar de ser confiables: en la primera, pueden dejar de operar cuando se espera que lo hagan; en la segunda, pueden operar cuando no se espera que lo hagan. Para evaluar la confiabilidad de la protección se deben de considerar dos aspectos: la *dependabilidad* y la *seguridad*.

La *dependabilidad* se define como “el grado de certeza de que un relevador o el sistema de protección operará correctamente para todas las fallas para las cuales fue diseñado”.

La *seguridad* se define como “el grado de certeza de que un relevador o el sistema de protección no operará para una condición anormal para la cual no fue diseñado”.

2.3.2 Selectividad

Se refiere al principio de que los relevadores no deben operar para fallas para los cuales no son destinados. La selectividad es un término que describe el funcionamiento interrelacionado de relevadores, interruptores y otros dispositivos de protección. La selectividad total se obtiene cuando se desconecta del sistema la mínima cantidad de elementos o equipo en condiciones de falla u operando en una condición anormal, esto es definido en términos de regiones de un sistema de potencia, llamadas “*zonas de protección*”.

2.3.3 Velocidad de operación

Aunque es deseable aislar las fallas lo más rápido posible, basándose en la información proporcionada por las ondas de corriente y voltaje que pueden distorsionar durante transitorios, siempre se incurre en alguna pérdida de tiempo debido a la necesidad de relevador de diagnosticar adecuadamente la falla de acuerdo a la información disponible. Por su velocidad de operación, los relevadores se clasifican como sigue:

1. Relevadores instantáneos, son aquellos que operan tan pronto como han tomado una decisión de disparo, y su rapidez varía de un ciclo a un segundo dependiendo de la construcción.
2. Relevadores con retraso de tiempo, que son aquellos en los que se introduce un retraso de tiempo entre el momento en que se toma la decisión de disparo y la acción efectiva de desconexión. Los retrasos también dependen de la construcción de los dispositivos.
3. Relevadores de alta velocidad, que son relevadores que operan debajo de un tiempo especificado; con la tecnología actual, este tiempo está en alrededor de 50 milisegundos o tres ciclos en un sistema de 60Hz.
4. Relevadores de ultra-alta velocidad, que son dispositivos que operan en
5. 4 milisegundos o menos.

2.3.4 Simplicidad

Un sistema de protección como cualquier otra disciplina de la ingeniería, debe buscar la simplicidad como muestra de un buen diseño. Sin embargo, no siempre el sistema de protección más simple o menos complejo es el más económico. La confiabilidad puede ser mejorada con el diseño simplificado de un sistema de protección, porque disminuye el número de elementos que pueden fallar en su funcionamiento.

2.3.5 Economía

Es fundamental obtener la máxima protección por el mínimo costo. Sin embargo, cuando se obtiene el menor costo inicial para el sistema de protección puede ser en detrimento de la confiabilidad del sistema. Además, puede involucrar mayores dificultades para su instalación, así en su operación y en altos costos de mantenimiento. Entonces, el costo de la protección debe ser evaluado sobre la base del costo del equipo que protegerán, costo de salida o pérdida del equipo protegido debido a una protección inapropiado.

2.3.6 Confiabilidad

Un requisito básico es que el equipo de protección por relevadores debe ser digno de confianza. Cuando la protección por relevadores no funciona adecuadamente, las características de reducción implicadas son muy inefectivas. Por lo tanto, es esencial que el equipo de protección por relevadores sea de suyo confiable y que su aplicación, instalación y mantenimiento aseguren que se aprovecharán al máximo.

La confiabilidad inherente es una cuestión de diseño basada en la larga experiencia. y es un tema mucho muy extenso y detallado como para tratarlo a fondo aquí. Otras cosas que son iguales, simplicidad y robustez contribuyen ala confiabilidad, pero no son ellas mismas la solución completa. La mano de obra debe tomarse en cuenta también.

La presión de contacto es una importante medida de la confiabilidad, pero los materiales de contacto y la provisión para impedir la contaminación de éste son tan completos como importantes. Estas son sólo unas cuantas de las muchas consideraciones de diseño que podrían mencionarse.

La aplicación adecuada del equipo de protección por relevadores involucra una selección adecuada no sólo del equipo de re1evadores sino también de los aparatos asociados. Por ejemplo, la carencia de fuentes apropiadas de corriente y tensión para alimentar los relevadores puede comprometer, si no exponer, la protección.

En contraste con la mayoría de los otros elementos de un sistema eléctrico de potencia, la protección por relevadores se mantiene inactiva la mayor parte del tiempo. Algunos tipos de equipos de protección pueden tener que funcionar sólo una vez en varios años. Los relevadores de líneas de transmisión tienen que funcionar más frecuentemente, pero aun así éstos pueden funcionar sólo varias veces por año.

Esta falta de uso frecuente de los relevadores y su equipo asociado debe compensarse en otras formas para estar seguro de que el equipo de protección trabajará cuando venga su turno.

2.4 CRITERIOS GENERALES DE PROTECCION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS.

Las condiciones de operación anormales contra las que se deben proteger los sistemas eléctricos son **el cortocircuito y las sobrecargas**.

El **cortocircuito** puede tener su origen en distintas formas, por ejemplo, fallas de aislamiento, fallas mecánicas en el equipo, fallas en el equipo por sobrecargas excesivas y repetitivas, etcétera.

Las **sobrecargas** se pueden presentar también por causas muy simples, como pueden ser instalaciones inapropiadas, operación incorrecta del equipo, por ejemplo, arranques frecuentes de motores, ventilación deficiente, periodos largos de arranques de motores.

2.5 COORDINACIÓN

Es la selección o ajuste, o ambas cosas, de los dispositivos de protección, para aislar la parte afectada del sistema cuando ocurre alguna anomalía. Este aspecto se debe considerar en cualquier sistema eléctrico bien diseñado.

La protección de los sistemas eléctricos, es uno de los aspectos esenciales que deben ser considerados en el diseño y operación de las instalaciones eléctricas industriales.

2.6 EL EQUIPO BASICO DE PROTECCION

Para aislar un cortocircuito o una sobrecarga, se requiere de la aplicación de equipo de protección que pueda cumplir con ambas funciones, para desconectar la parte afectada del sistema.

En algunos casos, el elemento sensor y el dispositivo de interrupción son elementos completamente separados e interconectados solo por los cables de control; en otros casos, los sensores y los dispositivos de interrupción se encuentran en un mismo dispositivo. **Un fusible cumple con ambas funciones**, es un elemento sensor y de interrupción, se conecta en serie con el circuito y responde a los efectos térmicos producidos por la circulación de corriente a través del mismo.

Los interruptores son solo dispositivos de interrupción que se deben usar necesariamente con elementos sensores (relevadores).

2.7 ELEMENTOS DE UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN

Aunque algunas veces se entiende por sistema de protección solo al conjunto de relevadores, en realidad un sistema de protección consta de otros subsistemas que contribuyen a la detección y remoción de fallas. Los subsistemas principales de un sistema de protección son los transductores, relevadores, baterías e interruptores. Los transductores son transformadores de corriente y de voltaje que proporcionan señales proporcionales a las originales pero a valores de control, además de brindar aislamiento eléctrico entre el sistema de potencia y el sistema de protecciones; los relevadores son los elementos que deciden ejecutar las operaciones de conexión y desconexión de elementos.

2.7.1 Banco de baterías

Los bancos de baterías garantizan la existencia de voltajes operativos en caso de fallas cercanas a una instalación y que pueden provocar voltajes anormales en las salidas de corriente alterna de la subestación. Estos bancos se conectan permanentemente mediante un sistema de recarga a la línea de corriente alterna de la subestación, y en condiciones normales, se apoyan en este cargador. El cargador debe tener una capacidad suficiente para mantener todas las cargas que se alimentan por el banco de baterías.

A su vez, los bancos se dimensionan para mantenerse en operación normal durante 8 a 12 horas después de un apagón total. Aunque los bancos de baterías son confiables, en ocasiones y en subestaciones importantes estos equipos se duplican para garantizar la operación correcta del sistema de protección.

2.7.2 Interruptores

La liberación de una falla en el sistema de potencia depende de la acción coordinada de la operación del interruptor y del relevador. El interruptor tiene el objetivo de aislar la falla mediante la interrupción de la corriente cuando ésta pasa cerca de un cero. Actualmente, los interruptores utilizados en sistemas de extra alto voltaje pueden interrumpir corrientes de falla desde 100,000 Amperes. En la Figura se muestra los subsistemas que forman el sistema de protección.

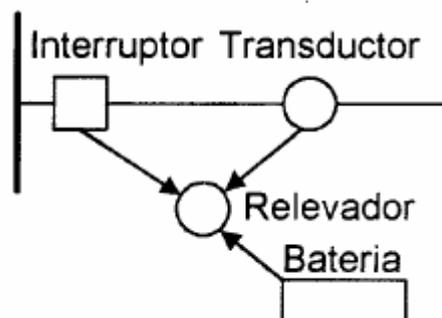


Fig. 2.1 Elementos de un sistema de protección

2.8 CONCEPTOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN POR RELEVADORES:

Dado que el objetivo de un sistema de protección es detectar fallas o condiciones anormales de operación, los relevadores deben evaluar una gran variedad de parámetros para establecer la acción correctiva requerida. Generalmente, se utiliza la información de las corrientes y voltajes en las terminales del equipo protegido, o en la frontera de la zona de interés. Algunas veces se utiliza también información del estado de contactos (abierto - cerrado) u operación.

Aunque un relevador se puede diseñar para responder a diferentes señales, el problema de los sistemas de protección es definir la frontera que diferencia una condición normal de una anormal. En el contexto de un sistema de protección, una condición “normal” significa que el disturbio está fuera de la zona de protección.

El campo de la protección de sistemas de potencia tiene una antigüedad de 70 u 80 años. Las diversas técnicas disponibles para proteger un sistema han evolucionado en todo este tiempo, y se conocen las limitaciones de los esquemas de protección. También se ha ido modificando el equipamiento de protección; inicialmente se construyeron relevadores electromecánicos, posteriormente se desarrollaron los relevadores de estado sólido en los años sesentas, y actualmente se desarrollan los relevadores digitales o esquemas de protección computarizados.

¿Cómo funcionan los relevadores de protección?

Hasta aquí hemos tratado los relevadores mismos en una manera muy impersonal, diciendo lo que hacen sin tomar en cuenta cómo lo hacen. Esta parte fascinante de la historia de la protección por relevadores se expondrá con mucho más detalle más adelante. Pero, para redondear esta consideración general de la protección y preparar lo que va a venir, aquí está alguna explicación.

Todos los relevadores utilizados para protección de cortocircuitos y muchos otros tipos, también funcionan en virtud de la corriente y/o tensión proporcionada a éstos por los transformadores de corriente y tensión conectados en diversas combinaciones al elemento del sistema que va a protegerse. Por cambios individuales o relativos en estas dos magnitudes las fallas señalan su presencia tipo, y localización a los relevadores de protección. Para cada tipo y localización de falla, hay alguna diferencia característica en estas magnitudes así como varios tipos de equipos de protección por relevadores disponibles, cada uno de los cuales está diseñado para reconocer una diferencia particular y funcionan en respuesta a ésta.

Existen más diferencias posibles en estas magnitudes de las que uno pueda sospechar. Las diferencias en cada magnitud son posibles en una o más de las que siguen:

- A. Magnitud
- B. Frecuencia.
- C. Angulo de fase.
- D. Duración.
- E. Razón de cambio
- F. Dirección u orden de cambio
- G. Armónicas o forma de onda

Entonces, cuando tensión y corriente se consideran en combinación. O relativas a magnitudes similares en diferentes localidades, uno puede empezar a darse cuenta de los medios disponibles para propósitos de discriminación. Esta es una circunstancia afortunada que, aunque la Naturaleza ha impuesto en su forma contraria la precisión de la falla de un sistema eléctrico de potencia, nos ha provisto al mismo tiempo con un medio para combatirla.

2.9 Detección de fallas

Durante una falla, generalmente, se observan aumentos en las magnitudes de corriente y abatimientos de los voltajes. Además, se pueden observar cambios en diferentes variables tales como ángulos de fase de fasores de corrientes y voltajes, componentes armónicas de las mismas señales, potencias activas y reactivas, frecuencia del sistema, entre otras. El principio de operación de los relevadores se basa en la detección de estos cambios y su evaluación para definir la posibilidad de que pueda existir una falla dentro de la zona de protección asignada a los relevadores.

A continuación se presentan las principales técnicas utilizadas en esquemas de protección de sistemas eléctricos:

2.9.1 • Detección de nivel de ajuste

Normalmente ante una falla, se observan corrientes mayores que las normales. Cualquier corriente de magnitud superior a un cierto valor puede considerarse la condición de que existe una falla o una condición anormal dentro de la zona de protección de un relevador; este nivel es llamado ajuste de arranque del dispositivo. Para cualquier corriente arriba del nivel de arranque, el relevador opera, y para corrientes por debajo de este nivel de arranque, el relevador debe mantenerse sin operar.

La característica de operación de un relevador de sobre corriente se puede representar como una gráfica de tiempo de operación del relevador contra la corriente que mide dicho relevador. Es mejor normalizar la corriente como una relación de corriente actual sobre la corriente de arranque. El tiempo de operación para corrientes normalizadas menores que 1.0 es infinito, mientras que para valores mayores que 1.0, el relevador debe operar.

El tiempo real de operación dependerá del diseño del relevador.
 Una característica de operación de un relevador de sobre corriente ideal es similar a la mostrada en la Figura 2.2 mediante una línea continua, aunque en dispositivos reales esta característica es más suave como se muestra en la línea punteada.

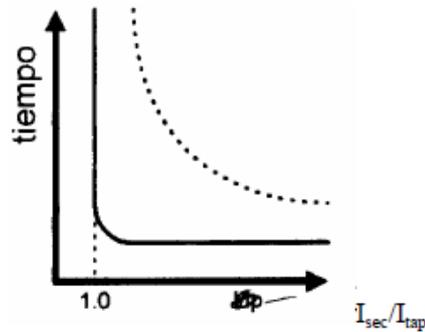


Fig. 2.2 relación entre el tiempo y magnitud de falla

2.9.2 • Comparación de magnitud

Este principio de operación se basa en la comparación de una o más cantidades operativas entre si, por ejemplo, un relevador de balance de corrientes puede comparar la corriente en un circuito con la corriente en otro, los cuales deberían ser iguales o proporcionales en magnitud para condiciones normales de operación. El relevador operará cuando la división de corrientes en los dos circuitos varíe de una tolerancia determinada.

En la Figura 2.3 se muestran dos líneas en paralelo conectadas en sus extremos a los mismos nodos.

Se puede utilizar un relevador de comparación de corrientes que compare las magnitudes de las dos corrientes de línea IA e IB. Si $|I_A|$ es mayor que $|I_B| + \epsilon$ y la línea B no está abierta, entonces, el relevador reportará una falla en la línea A y la abrirá, (ϵ es una tolerancia determinada). Una lógica similar se puede utilizar para disparar la línea B si la corriente excede la de la línea A, cuando esta última no está abierta. Otro ejemplo, donde se puede aplicar este tipo de relevador es cuando los devanados de una máquina tienen dos subdevanados idénticos en paralelo por fase.

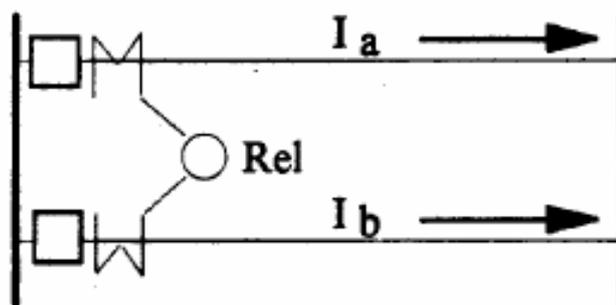


Fig. 2.3 Dos líneas en paralelo conectadas en sus extremos a mismos nodos

2.9.3 • Comparación diferencial

La comparación diferencial es uno de los métodos más sensibles y efectiva para proporcionar protección contra fallas. El concepto de comparación diferencial es sencillo y se puede entender analizando el devanado de un generador como se muestra en la Figura 1.6. Ya que el devanado en estos dispositivos es eléctricamente continuo, la corriente de entrada I_1 , debe igualar a la corriente que sale por el otro extremo I_2 . En este ejemplo, es posible utilizar un relevador de comparación de magnitud para detectar una falla en el devanado protegido; cuando se presenta una falla en algún punto en el devanado, las corrientes I_1 e I_2 serán diferentes. En forma alterna, se puede obtener la suma algebraica de estas dos corrientes entrando al devanado protegido ($I_1 - I_2$), y usar un relevador detector de nivel para identificar la presencia de una falla.

En ambos casos, la protección es llamada protección diferencial. En general, el principio de operación de la protección diferencial es capaz de detectar magnitudes muy pequeñas de corrientes de falla. Su única desventaja es que requiere corrientes de ambos extremos de la zona protegida, lo que restringe su aplicación a elementos tales como transformadores, generadores, motores, barras, capacitores, reactores, etc.

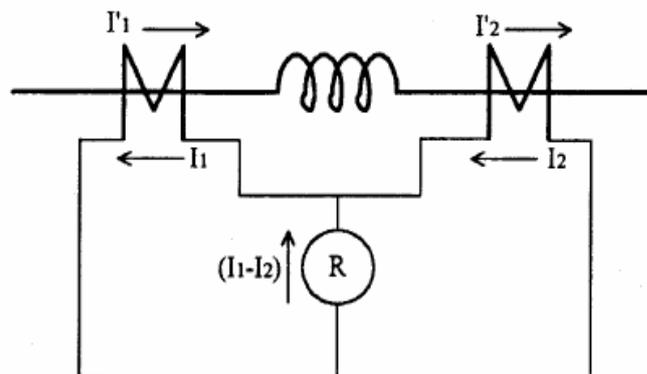


Fig. 2.4 Principio de protección diferencial aplicado a un devanado de un generador

2.9.3 • Comparación de ángulos de fase

Este tipo de relevadores compara el ángulo de fase relativo entre dos cantidades de corriente alterna. Los relevadores con este principio de operación se usan para determinar la dirección de una corriente respecto a una cantidad de referencia. Por ejemplo, el flujo de potencia normal en una dirección dada resultará en un ángulo de fase entre el voltaje y la corriente, variando alrededor de su ángulo de factor de potencia, esto es, alrededor de 30 grados. Cuando el flujo fluye en dirección opuesta, este ángulo será de 180 más o menos 30 grados.

De forma similar, para una falla en la dirección de operación y no operación, el ángulo de fase de la corriente con respecto al voltaje será de “ $-\phi$ ” y “ $180-\phi$ ”, respectivamente. Donde ϕ es el ángulo de impedancia del circuito fallado y será de cerca de 90 grados para sistemas de potencia.

En la Figura 2.4 se muestra dos líneas de transmisión, que se utiliza para explicar la diferencia en las relaciones de fase creadas por una falla, y por la demanda de la carga conectada. Esta evaluación se realiza mediante relevadores que respondan a diferencias entre las dos cantidades de entrada, en este ejemplo se usa el voltaje y corriente de falla.

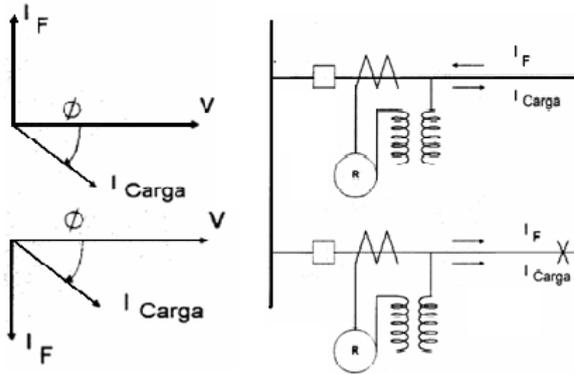


Fig. 2.4 comparación de ángulo de fase

2.9.4 • Protección piloto

El principio de operación de esta protección está basado en la información obtenida por el relevador localizado en el extremo remoto, puede ser el estado de los contactos del relevador, esta información es enviada por canales de comunicación (carrier, microondas, telefonía, etc.), su principio de funcionamiento es similar al de la protección diferencial, este tipo de esquema es altamente selectivo, pero presenta el problema de no proveer protección de respaldo, por lo que su aplicación requiere de sistemas alternos para aumentar su confiabilidad.

CAPITULO 3: DESARROLLO DEL PROYECTO.

3.1 ARMADO DE LOS TABLERO DE PROTECCION Y CARACTERISTICAS QUE DEBEN CUMPLIIR.

3.1.1 MATERIAL

El espesor de la lámina de acero para formar la estructura del tablero, puertas, paneles laterales y paneles que alojan los circuitos primarios debe ser no menor de 3,57 mm.

Otras barreras pueden ser de lámina de acero de espesor no menor a 1,98 mm.

Puertas

Las puertas deben contar con una manija que asegure que éstas permanezcan cerradas y además deben tener un límite de apertura entre 140 ° y 160 ° e incluir un dispositivo de fijación cuando la puerta esté abierta.

Barreras Protectoras

Las partes principales del circuito primario, tales como el interruptor, barras colectoras, transformadores de potencial, acometida y cubículo de control secundario, deben estar completamente confinadas por medio de barreras metálicas, formando cubículos o celdas, las cuales deben estar conectadas a tierra.

Todos los instrumentos, dispositivos de mando del tablero y el alambrado completo, deben estar separado por medio de barreras metálicas, de los elementos del circuito primario, excepto aquellos conductores de trayectorias cortas, tales como: terminales en transformadores de instrumentos.

La celda del interruptor debe estar dotada de una cortina metálica, de operación automática, para prevenir la exposición de las partes vivas del circuito, cuando el interruptor removible esté en la posición de prueba, desconectado o removido del tablero.

Asimismo, debe incluirse una barrera interior frente al interruptor, con objeto de asegurar que ninguna parte viva del circuito primario quede expuesta cuando la puerta de la sección esté abierta.

Aislamiento

Todas las barras colectoras de los buses principales, sus derivaciones y sus conexiones deben estar cubiertas con un material aislante preformado a base de resina epóxica a camisas aislantes termotráctiles. El material de este aislamiento no debe ser propagador de incendio.

Aquellos proveedores que ofrezcan otro tipo de material diferente a los aquí indicados, deben dar la información suficiente de los mismos para la aprobación por parte del Laboratorio de Comisión.

Conductores

- a) se utilizó cable tipo flexible para 600 V, 90 °C y con recubrimiento resistente a la propagación de incendio libre de halógenos.
- b) los conductores que se conectan a terminales de equipos o tablas de conexiones, deben contar con una identificación, grabada en forma permanente e indeleble, con etiqueta termocontráctil o anillos de plásticos rotulados, de acuerdo a los diagramas. En la identificación de cada extremo se indicaron el origen o el punto donde está conectado el otro extremo del conductor, cabe mencionar que en este proyecto se utilizaron etiquetas de tipo termocontráctil como se muestra en la figura 3.1.



Fig. 3.1 Etiquetas utilizadas en los conductores

- d) No debe efectuarse ningún empalme en los conductores esto para evitar los llamados puntos calientes y con ello mal funcionamiento del equipo o falsas alarmas.
- e) Los colores, y la sección transversal de los conductores que se utilizaron fueron de la siguiente manera.

Aplicación	color	grosor	calibre
Circuitos de alarmas y señalización	Rojo	0.75mm ²	22
Circuitos de control de c.d	Rojo	2.08mm ²	14
Circuitos de control de c.d. para apertura y cierre	Naranja	2.08mm ²	14
Circuitos de potencial	Negro	2.08mm ²	14
Circuitos de corriente	Blanco	2.08mm ²	14
Conexiones a tierra	Verde	5.26mm ²	10
Circuitos auxiliares de c.a.	Azul	3.31mm ²	12

Terminales

- a) Las terminales de los conductores que se utilizaron son de tipo ojo o anillo y sujetadas a las tablillas por medio de tornillos para cumplir con las normas de calidad.
- b) No se utilizaron zapatas abiertas ni del tipo espada.
- c) No se permiten más de dos terminales del alambrado interno por punto terminal lo cual fue tomado en cuenta en este proyecto.

Tablillas terminales de control

- a) Todas las tablillas de control y de los circuitos auxiliares deben estar debidamente identificadas.
- b) Las tablillas terminales deben ser del tipo sujeción de la zapata terminal del cable por medio de tornillo.
- c) Las tablillas de control deben ser para 600 V, 20 Ay debe proveerse un 20 % de terminales en reserva para uso de la Comisión.
- d) Las tablillas de los transformadores de instrumento deben estar separadas por medio de una terminal de las tablillas del resto del control.
- e) La separación entre cada grupo de tablillas terminales deben prever el espacio suficiente para que la Comisión pueda conectar adecuadamente sus cables.
- f) Las tablillas de los transformadores de corriente deben contar con dispositivos para cortocircuitar las terminales de los secundarios.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS COMPONENTES (RELEVADORES UTILIZADOS)

3.2.1 Características del Relevador SEL-387^a



Fig. 3.2 Relevador de Protección Diferencial y Sobrecorriente para Dos Devanados

3.2.1.1 Protección y Comunicaciones

- 2 Entradas de Corrientes Trifásicas
- Aplicación de REF (Falla a Tierra con Restricción)
- Medición de Temperatura
- Capacidad de Integración a Procesadores de Comunicaciones SEL y a Sistemas SCADA con DNP 3.0

3.2.1.2 Adaptable a Varias Aplicaciones

- Protección de: Transformadores, Generadores, Buses, Reactores.
- Protección Diferencial con Respaldo de Sobrecorriente
- Seis Grupos de Ajustes.

Controle al Relevador Usando la Interfase Frontal

- Consulte: Eventos, Mediciones, Ajustes e Información de Auto-Prueba
- 16 LEDs (5 Programables)
- 8 Botones de Función Dual
- Display LCD de 2-Líneas, 16 Caracteres
- 16 Letreros Programables

3.2.2 SEL-351A DE DISTRIBUCIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN



Fig. 3.3 sobrecorriente direccional y Relé de recierre

El SEL-351 sobrecorriente direccional y Relé de recierre es la elección ideal para la transmisión o distribución con la opción de protección contra sobreintensidades, perfil de carga de grabación, Bits comunicación, calidad de potencia y la capacidad de supervisión Completa y flexible de protección, incluyendo la mejor opción de elemento de tierra direccional.

3.2.2.1 Descripción general

Fiabiles de protección contra sobreintensidades. Seis niveles de la fase, secuencia negativa, neutral y elementos residuales de sobrecorriente para coordinar la protección, junto con la secuencia de fase y de sobretensión y elementos para maximizar la flexibilidad de sistema de control.

Elementos innovadores de dirección. Secuencia positiva de tensión-elemento direccional polarizada fase con la memoria para la estabilidad direccional durante la fase.

3.2.2.2 Medición

Precisos en medición que elimina la necesidad de metros externos (MW, MVAR, MWh, MVARh, PF, instantáneo / pico de la demanda).

3.2.2.3 Aplicaciones

- protección contra sobreintensidades en los sistemas de distribución con fase sensible, secuencia-negativa, neutral, residuales, y elementos de protección contra sobreintensidades.
- Medir y registrar en memoria no volátil MW, MVAR, MWh, MVARh, PF, instantánea y / o picos de la demanda, eliminando la necesidad de metros externos.
- Aumentar la sensibilidad con dos independientes suelo residual de elementos de sobrecorriente de tiempo.

3.2.3 SEL-351 SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL Y RELÉ DE RECIERRE.



Fig. 3.4 Relé sobrecorriente direccional

Seguro, fiable, completa protección describe el SEL-351 Relé. Además de una amplia, versátil, y fácil de aplicar las funciones de protección, también proporciona este relé de control, medición, y funciones de vigilancia.

3.2.3.1 Descripción general

Protección completa y flexible Múltiples fase, secuencia negativa, neutral y residual instantánea, sobrecorriente de tiempo definido con elementos independientes de recolección, el tiempo de marcación, curva, y restablecer la configuración de la emulación. Numerosas y secuencia de fase y elementos de sobretensión.

Innovador elemento de polarización direccional

Secuencia positiva de tensión-elemento direccional polarizada fase con memoria para la estabilidad direccional durante la fallas.

Recierre de Control programable de cuatro tiros interruptor automático recluido en sincronismo con la tensión y comprobar la lógica para que coincida con una variedad de recierres prácticas. Secuencia lógica de coordinación para coordinar con los sensores.

Elementos precisos de medición que elimina la necesidad de metros externos (Amperios, voltios, MW, MVAR, MWhr, MVARhr, PF, instantáneo / demanda máxima, la frecuencia, voltios de CC). Facultativo periódicamente los registros de perfiles de carga de hasta 15 por las cantidades diarias, semanales y mensuales de información de tendencias. Opcional los registros de control de calidad de energía de tensión hunda, se hincha, y las interrupciones.

3.2.3.2 Aplicaciones

- Proteger y controlar la transmisión radial o con bucles, subtransmisión, o circuitos de distribución.
- Protección de circuitos de subtransmisión o transmisión, incluida la terminal de tres líneas.
- Control automático de recierre con sincronismo y comprobar la tensión lógica
- Proteger y controlar los bancos de condensadores.
- Aplicar la protección de fallo interruptor.

3.2.4 EL ALIMENTADOR DE SEL-751A DE RELÉS DE PROTECCIÓN



Fig. 3.5 ALIMENTADOR DE SEL-751A

3.2.4.1 Descripción general

Protección completa del alimentador Maximiza la flexibilidad, usando sistema de control de tiempo e instantánea sobrecorriente, sobrevoltaje, subvoltaje, y la frecuencia con interruptor de protección para una falla.

Recierre de Control

Programable de cuatro disparos de sincronismo opcional de recierre.

3.2.4.2 Aplicaciones.

- Personalizar pulsadores del panel frontal y LEDs de funcionamiento, o el uso por defecto interruptor.
- Personalizar los mensajes utilizando LCD evento impulsado por los ajustes del punto de la pantalla.
- Usar la lógica de control programable y características de integración con un enlace de comunicaciones para el control y la protección de las subestaciones.
- Analizar el rendimiento del sistema de protección contra sobreintensidades incorporado en el uso secuencial Eventos registrador (SER).

3.2.5 SEL-2411 CONTROLADOR DE AUTOMATIZACIÓN PROGRAMABLE



Fig. 3.6 CONTROLADOR DE AUTOMATIZACIÓN PROGRAMABLE

El SEL-2411 es un Controlador de Automatización Programable (SEL-PAC) que pueden ser fácilmente personalizados para satisfacer sus necesidades. Diseñado para soportar duras entornos físicos y eléctricos, el SEL-2411 es construido y probado para cumplir con IEEE de misión crítica y las normas IEC de protección de relé. Con la comunicación y flexibles opciones de E / S el SEL-2411 le permite integrarla fácilmente con SCADA y cumple con sus actos de presentación de informes secuenciales, la estación de la integración, monitoreo remoto, medición de CA, la planta y sistema de control de las necesidades.

3.2.5.1 Descripción

Flexibilidad de E / S para el control local del sistema y aplicaciones

La unidad base incluye tres salidas digitales y dos entradas digitales. Hay cuatro ranuras para tarjeta opcional SELECCIONE tarjetas de E / S, incluyendo los siguientes:

- Ocho entradas analógicas (AI)
- Ocho entradas digitales (DI)
- Ocho salidas digitales (DO)
- Cuatro y cuatro DI DO (DI / DO)
- Al cuatro y cuatro AO (AI / AO)
- Tres entradas de tensión alterna (PT)
- Cuatro entradas de corriente AC (CT)
- Tres acciones en curso y tres entradas de tensión alterna (CT / PT)
- Diez entradas de IDT (IDT)

Cuatro pulsadores programables son proporcionados en el panel frontal. Imprimir etiquetas de seis indicadores LED del panel frontal para mostrar la actividad de canal, estado del dispositivo, crítico estado de E / S, o la lógica de los resultados de los cálculos. Etiqueta cuatro pulsadores y LEDs asociados a simplificar la interacción del operador.

3.2.5.2 Las comunicaciones y la integración

EIA-232 puertos son características estándar, mientras que un puerto Ethernet 10/100BASE-T, fibra de puerto serie y puerto serie EIA-232/EIA-485 son opcionales. Ethernet estándar protocolos incluyen Telnet, FTP y MODBUS ® TCP y protocolos opcionales incluyen DNP3 LAN / WAN y IEC 61850. Protocolos estándar de serie incluyen SEL ASCII, ASCII comprimido, SEL Reflejado Bits ®, MODBUS RTU y protocolos facultativos DNP3 incluyen el nivel 2.

Alta fiabilidad y resistente diseño

Se aplican en entornos duros subestación, el SEL-2411 soporta la vibración, la tensión eléctrica, transitorias, y las temperaturas extremas. Comparar el cumplimiento de nuestras especificaciones superiores, mayor fiabilidad, menor coste, y de diez años, todo el mundo garantía. Incluso para los entornos más severos para conformacional recubrimiento de las placas de circuito impreso para proporcionar una barrera adicional a ambientes hostiles y contaminantes transportados por el aire, como el sulfuro de hidrógeno, cloro, la sal y la humedad.

3.2.5.3 Aplicaciones

- Automáticamente los auxiliares de control, basado en arrojar cargas de tensión o frecuencia, cambiar configuraciones basadas en las condiciones externas, y más. Lógica de gran alcance, flexible de E / S, el tiempo de procesamiento determinista, y de alta fiabilidad que el SEL-2411 una alternativa atractiva a un PLC.
- Sentido analógico hasta 32 presiones, el nivel del fluido, temperatura, flujo de fluidos, u otros valores de proceso con las tarjetas de entrada analógica. Informe de estos valores para SCADA o sistemas de control distribuido, y utilizarlos en las ecuaciones de control automático.
- Control automático sobre la base real o los límites de potencia reactiva, o poder enviar datos a una planta DCS o sistema SCADA.
- Reemplazar una RTU con el SEL-2411 en un sistema con procesadores de comunicaciones SEL, relés y otros dispositivos.
- Almacenar hasta 512 eventos secuenciales registrador (SER) de los informes de los reales o calcula las transiciones de entrada digital, la hora a la marca más cercana milisegundo. Enviar datos de la SER a un procesador de comunicaciones para el sistema de análisis y solución de problemas.

3.3 AJUSTES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

Tal como se ha mencionado, el ajuste de la protección está determinado por la capacidad y el comportamiento de los equipos e instalaciones del sistema eléctrico, para lo cual se debe considerar todas las condiciones de operación, ya sean temporales como permanentes. En tal sentido se debe considerar particularmente las corrientes de conexión de equipos o instalaciones como son: la corriente de inserción de los transformadores, la corriente de carga de las líneas de transmisión y las corrientes de arranque de los grandes motores

3.3.1 Ajuste de las protecciones de corriente

Funciones 50/51 – 50N/51N

La protección de corriente mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las sobrecorrientes que se pueden producir en un cortocircuito. El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la corriente y puede ser:

- De tiempo definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea (función 50) o temporizada (función 51)
- De tiempo inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por la siguiente expresión:

$$t = TMS \times \left(\frac{K}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha} + C \right)$$

Donde

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

I = Corriente que mide el Relé (variable independiente)

α = Parámetro que define la curva característica de operación del Relé

I_s = Corriente de Arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

K = Constante de ajuste del Relé

C = Constante de ajuste del Relé

Para el ajuste del relé se debe definir lo siguiente:

Para la función (51)

- La corriente de Arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- La constante de ajuste del Relé (TMS) que viene a ser el parámetro que permite definir los tiempos de operación según su curva característica

Para la función (50)

- La corriente de arranque del Relé (I_s) que viene a ser el umbral de la corriente de operación del relé.
- A pesar que se trata de una función instantánea por definición (ANSI 50), es posible definir una temporización de su actuación cuando resulte conveniente.

3.3.2 Ajuste de las protecciones de tensión

Funciones 27 & 59

La protección de tensión mide permanentemente la corriente de cada fase con la finalidad de detectar las tensiones que son mayores o menores que las del rango normal de operación. Si las tensiones son menores que las del rango establecido se tiene un protección de subtensión o mínima tensión (función 27); en el caso de tensiones mayores se tiene la protección de sobretensión (función 59). El tiempo de actuación de esta protección es una función del valor de la tensión y puede ser:

- Tiempo Definido cuando se supera un umbral previamente calibrado. En este caso su operación puede ser instantánea o temporizada

Para la protección de sobretensión (función 59)

$$V > V_{SET-OVER} \quad t = TOVER$$

Para la protección de subtensión (función 27)

$$V < V_{SET-UNDER} \quad t = TUNDER$$

- Tiempo Inverso cuya operación depende del tiempo según una función exponencial establecida por las normas, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$t = TMS \times \left[\frac{1}{\left(\frac{V}{V_s} - 1 \right)} \right]$$

Donde

t = Tiempo de actuación del Relé (variable dependiente)

V = Tensión que mide el Relé (variable independiente)

V_s = Tensión de Arranque del Relé

TMS = Constante de ajuste del Relé

Como se puede apreciar, el tiempo de operación depende de variación de la tensión tanto para valores mayores como menores que la tensión nominal, de una manera simétrica, ya que se toma el valor absoluto de la diferencia. Por tal motivo, es necesario añadir el umbral de arranque es.

Para la protección de sobretensión (función 59)

$$V > V_{SET-OVER}$$

Para la protección de subtensión (función 27)

$$V < V_{SET-UNDER}$$

Funciones 81-u & 81-o

Las protecciones de frecuencia son protecciones que toman la señal de tensión, pero miden la frecuencia de la onda alterna. Esta protección se aplica en dos casos que son:

Sobre frecuencias (81-o) que ocurren por disminución de carga del generador y la máquina no logra estabilizar su frecuencia oportunamente. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar

Protección de sobre frecuencia

$$f > f_{SET-OVER} t = TOVER$$

Bajas frecuencias (81-u) que ocurren por la pérdida de la capacidad del grupo de atender la carga conectada. Los ajustes son para un umbral establecido con una temporización que se debe especificar

Protección de sobre frecuencia

$$f < f_{SET-UNDER} t = TUNDER$$

Para conseguir una acción más rápida, se puede considerar una protección sobre la base de la variación de la frecuencia. En este caso, el relé actúa cuando se supera un umbral previamente calibrado.

3.3.3 Ajuste de las protecciones diferenciales

Función 87

La protección diferencial funciona calculando la diferencia de las corrientes que entran y salen de la zona protegida. Para ello se debe tomar en cuenta que existen diferencias que no son imputables a una falla. Estas corrientes diferenciales que corresponden a valores de la operación normal son las siguientes:

1. Las corrientes de magnetización (o de carga) del elemento protegido que es una cantidad constante. Ver ΔI_1 en la figura 3.7.
2. El error de relación en los transformadores de corriente que es una diferencia casi proporcional a los valores de la corriente. Si la protección diferencial se aplica a un transformador de potencia que tiene diferentes tomas (taps), el error de los transformadores de corriente será del mismo tipo por esta causa. Ver ΔI_2 en la figura 3.7.
3. El error debido a la saturación de los transformadores de corriente, el cual prácticamente no existe con pequeñas corrientes, pero que se hace mayor con elevadas corrientes. Ver ΔI_3 en la figura 3.7.

La corriente diferencial que no es falla es la suma de estas tres componentes y su cálculo permite establecer el ajuste del relé diferencial para que no efectúe una falsa operación.

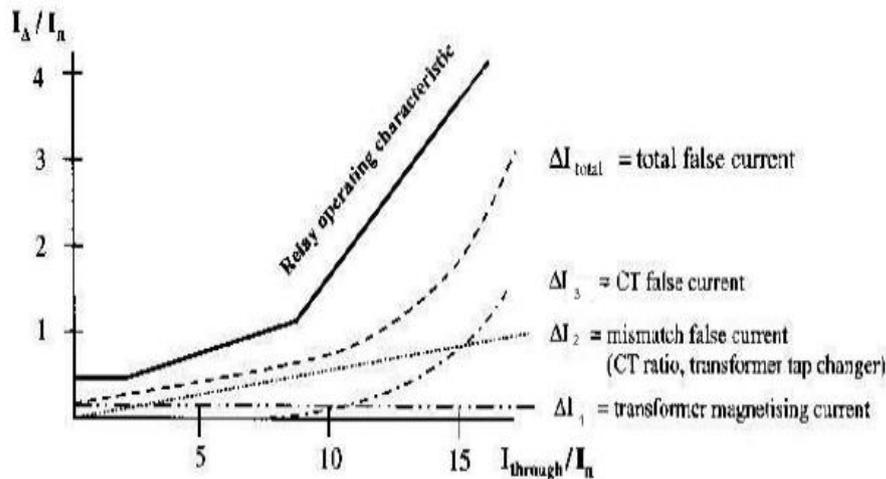


Fig. 3.7 Definición de la operación de la protección diferencial

3.4 PRUEBAS DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

3.4.1 Pruebas De Aceptación.

Todos los equipos de protección, control y medición deben contar con pruebas de aceptación, en las que se verifique que los equipos, se encuentran en condiciones para su puesta en operación. Esto también ejercerá las acciones necesarias para asegurar un control de calidad del equipo de protección.

3.4.2 Operación mecánica

- Cada interruptor debe ser extraído e insertado en el tablero cuando menos 3 veces para verificar alineamiento, operación de las cortinas, bloqueos. etc.
- En cada interruptor se deben efectuar cuando menos 5 operaciones cerrar-abrir en cada una de las siguientes tensiones de control:

Apertura: 87 - 125 - 137 V

Cierre: 106 - 125 - 140 V

3.4.3 Pruebas De Operación Eléctrica Y Del Alambrado De Control

a) Verificación de la continuidad de los circuitos de control.

El alambrado de control fue verificado por los siguientes métodos:

- operación eléctrica de los dispositivos de control que componen el tablero.
- verificación de la continuidad de los circuitos individuales, con un probador.

b) Prueba de polaridad: Se debe verificar que las conexiones entre transformadores de instrumentos y relevadores o instrumentos de medición estén conectados correctamente, con respecto a su polaridad relativa.

c) Verificación de secuencias.

Todos los equipos o dispositivos del tablero que deban operar siguiendo una secuencia, deberán ser probados para verificar que la secuencia establecida se cumpla satisfactoriamente.

3.4.5 Criterio De Aceptación De Las Pruebas

Las pruebas que implican el rechazo del tablero, por no cumplir con lo establecido en esta especificación son las siguientes:

a) Inspección visual

b) Potencial aplicado al circuito principal.

c) Potencial aplicado a circuitos auxiliares y de control.

d) Pruebas de operación mecánica.

e) Verificación del alambrado con relación a los dibujos aprobados por

Comisión

f) Pruebas de operación eléctrica.

g) Espesor de espesor de lámina y recubrimiento anticorrosivo.

3.5 PUESTA EN SERVICIO DE TABLEROS

Por último después de hacer todas las pruebas requeridas por las normas que manda la CFE, y las de LAPEM se sigue con la instalación de los nuevos tableros de protección control y medición retirando primeramente los tableros que van a ser desechados. Ya con los tableros conectados se hacen las últimas pruebas para ver que los equipos funcionen correctamente para ello se efectúan las pruebas que a continuación se mencionan:

- Apertura y cierre de interruptores en forma local.
 Con esta prueba se verifica que los interruptores tanto de alta como baja tensión efectivamente obedece el mando desde el interruptor como desde el tablero y la posición de esta se indique correctamente en el tablero.
- Apertura y cierre de interruptores de alta y baja tensión en modo remoto.
 Estas pruebas se hacen desde la unidad de control y visión remota de los equipos de protección.
- En el caso de los transformadores se prueban cada una de las alarmas como por ejemplo: nivel de aceite, temperatura de los devanados, falta de c.d. falta de c.a., ventiladores, entre otras. Cabe mencionar que las pruebas mencionadas se hacen con los equipos sin carga.
- Por último se conectan las cargas de los alimentadores o al transformador dependiendo con cual se esté trabajando y se hacen las pruebas de faseo esta para verificar que tanto los voltajes y las corrientes estén en fase y con una secuencia positiva. Véase la fig. 3.8.

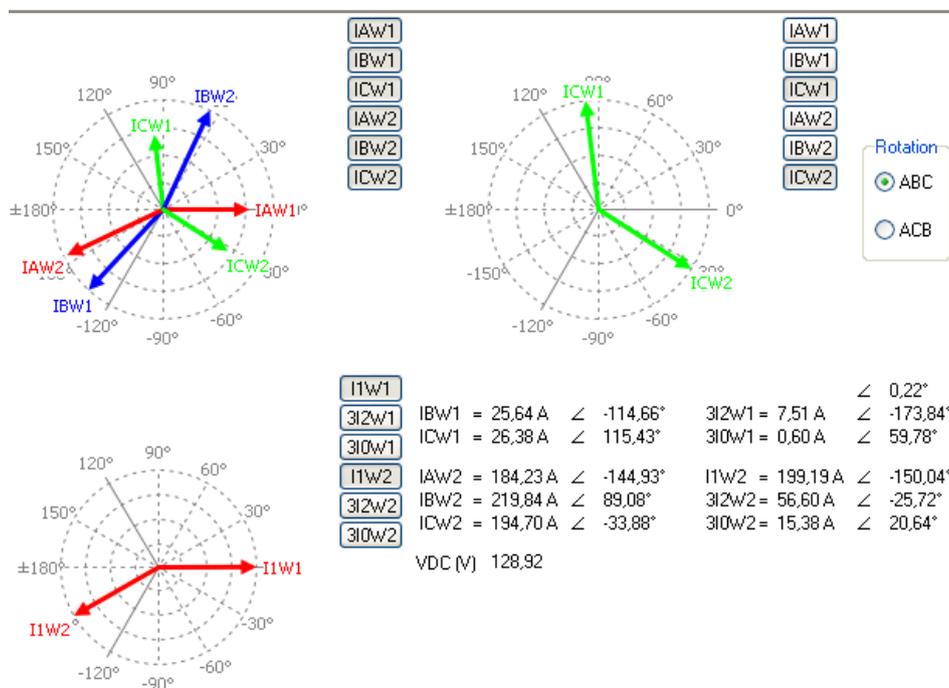


Fig. 3.8 pruebas de faseo y secuencia.

OBSERVACIONES Y SUGERENCIAS.

A continuación se presentan algunas sugerencias que deben ser tomadas en cuenta cuando se haga un cambio de tablero y a las pruebas que se le realiza.

* Asegurarse que los equipos se estén alimentando con el voltaje especificado, ya que si el voltaje de alimentación es muy bajo los interruptores no operan y con ello el calentamiento de los embobinados por la generación de las altas corrientes al no operar.

* Al desconectar los conductores provenientes de campo verificar que los TC's (transformadores de corriente), no estén alimentados, en caso contrario podrían llegar a explotar por dejar abierto el circuito de corriente.

CONCLUSION.

Con el termino de nuestro proyecto se llego a la conclusión de que sumado a los conocimientos obtenidos a lo largo de la carrera y los que nuestros asesores e ingenieros nos brindaban, se obtuvo una respuesta positiva y satisfactoria.

Se obtuvo una diferente visión de lo que es el ámbito laboral lo que nos sirve para desenvolvemos como trabajadores dentro de nuestra sociedad y ser productivos con una mayor eficiencia y con la realización del proyecto se obtiene una mayor protección de los transformadores, interruptores y generadores de CFE y con esto un mejor servicio a los usuarios.

REFERENCIAS.

➤ **PROTECCIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, INDUSTRIALES Y COMERCIALES.**

AUTOR: Enríquez Harper.

LIMUSA NORIEGA EDITORES

➤ **NERC. SYSTEM PROTECTION AND CONTROL TASK FORCE.**

**PRESENTED TO THE EDISON ELECTRIC INSTITUTE. MINNEAPOLIS, MN.
OCTOBER 11, 2004**

➤ **LA FILOSOFIA DE LA PROTECCION POR RELEVADORES. C. Russell Mason.**

➤ **<http://www.selinc.com/>**

➤ **<http://www.syse.com.mx/cordinacionprotecciones.shtml>**

<http://www.syse.com.mx/transformadores.shtml>

ANEXOS

ESTANDARES QUE DEBEN SER TOMADOS EN CUENTA PARA LA SELECCIÓN DE TABLEROS DE PROTECCIÓN.

OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACIÓN.

Esta especificación tiene por objeto establecer las características técnicas, de aseguramiento de calidad y requerimientos que deben cumplir los tableros metálicos blindados de distribución para tensiones nominales de 13,8 y sus auxiliares, para servicio interior, autocontenidos con frecuencia de 60 Hz que utiliza la CFE.

NOM-008-SCFI-2002; Sistema General de Unidades de Medida.

NMX-J-438-ANCE-2003; Conductores - Cables con Aislamiento de Policloruro de Vinilo, 75 °C y 90 °C para Alambrado de Tableros - Especificaciones.

NRF-001-CFE-2001; Empaque, Embalaje, Embarque, Transporte, Descarga, Recepción y Almacenamiento de Bienes Muebles Adquiridos por CFE.

NRF-002-CFE-2001; Manuales Técnicos.

NRF-041-CFE-2005; Esquemas Normalizados de Protecciones para Líneas de Transmisión.

IEC-60050-351-1998; International Electromechanical Vocabulary. Part 351: Automatic Control.

IEC-61850-2005; Communication Networks and Systems in Substations.

IEC-60870-5-101-2003; Telecontrol Equipment and Systems – Part 5-101: Transmission Protocols – Companion Standard for Basic Telecontrol Tasks.

IEC-60870-5-103-1997; Telecontrol Equipment and Systems – Part 5-103: Transmission Protocols – Companion Standard for the Informative Interface of Protection Equipment.

IEC-60870-5-104-2000; Telecontrol Equipment and Systems – Part 5-104: Transmission Protocols – Networks Access for

IEC 60870-5-101 Using Standard Transport Profiles.

CFE D8500-01-2004; Selección y Aplicación de Recubrimientos Anticorrosivos.

CFE D8500-02-2004; Recubrimientos Anticorrosivos.

CFE G0000-37-1992; Transductores para Instrumentos de Medición.

CFE G0000-48-1999; Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos.

CFE G0000-62-2002; Esquemas Normalizados de Protección para Transformadores de Potencia.

CFE G0000-34-1999; Sistema de Información y Control Local de Estación (SICLE).

CFE G0000-81-2004; Características Técnicas para Relevadores de Protección.

CFE G6800-59-1998; Relevador Auxiliar de Disparo con Bloqueo y Reposición Manual Tipo Rotativo.

CFE GAHR0-89-2000; Registradores Digitales de Disturbio para Sistemas Eléctricos.

CFE GR94X-99-2001; Relevadores Auxiliares.

CFE L0000-15-1992; Código de Colores.

CFE V6700-55-2005; Sistemas Integrados de Control, Protección, Medición y Mantenibilidad para uso en Subestaciones de Distribución (SISCOPROMM).

CFE V8000-52-1995; Bancos de Capacitores para Subestaciones de Distribución hasta 34,5 kV.

CFE V8000-53-2002; Banco de Capacitores de 69 a 161 kV para Subestaciones.

TABLEROS PCM



Tableros Antiguos



Tableros Nuevos

NUESTRA PARTICIPACION.

