



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESTUDIO DE PROTECCIONES MICROPROCESADAS PARA MODERNIZAR LA UNIDAD CUATRO DE LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA VALLE DE MÉXICO**

**T E S I S**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO**

**PRESENTA:  
LUGO MENDOZA ALBERTO**

**ASESOR: ING. AUGUSTO OCTAVIO HINTZE VALDEZ**

**FACULTAD DE INGENIERIA**



**U N A M**

**MÉXICO, D.F.**

**2002**

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**División de Ingeniería Eléctrica**



**TESIS**

*Estudio de protecciones microprocesadas para modernizar la  
unidad cuatro de la Central termoeléctrica Valle de México*

Que presenta

**Lugo Mendoza Alberto**

Para obtener el Título de

**Ingeniero Eléctrico Electrónico**

## INDICE

Agradecimientos .....	4
Justificación.....	8
Objetivo.....	8
Método.....	9
Inventario de materias.....	9
Introducción.....	10
La Central Termoeléctrica "Valle de México" (CTVM).....	12

### Capitulo I

#### Protecciones eléctricas

Filosofía de las protecciones .....	16
Evaluación de la protección por relevadores.....	19
Protecciones utilizadas en generadores síncronos .....	20

### Capitulo II

#### Las protecciones empleadas en la CTVM

Diagrama unifilar de protecciones de la CTVM .....	24
Lista de las protecciones utilizadas .....	25
Principales características de las protecciones utilizadas .....	25
Funcionamiento de los relevadores electromecánicos .....	48

### Capitulo III

#### Protecciones microprocesadas para generadores

Relevadores digitales para protección de generadores .....	60
Funcionamiento de los relevadores digitales .....	68
Costo de los relevadores digitales .....	71

### Capitulo IV

#### Comparación de los relevadores

Mantenimiento de los relevadores electromecánicos.....	75
Confiabilidad de los relevadores electromecánicos.....	76
Espacio que utilizan las protecciones electromecánicas.....	77
Mantenimiento de los relevadores digitales.....	78
Confiabilidad en los relevadores digitales.....	79
Espacio que utilizarían las protecciones digitales.....	81

### Capitulo V

#### Modernización de las protecciones

Diagrama trifilar de protecciones de la central.....	83
Características de las protecciones Digitales seleccionadas.....	83
Diagrama trifilar modernizado.....	90
Conclusión.....	91

## Apéndice

Breve historia de la CFE .....	97
Ejemplos de ajustes al relevador digital seleccionado.....	101
Diagramas.....	105
Bibliografía .....	106

## **AGRADECIMIENTOS**

**A mis Padres:**

**Por la educación  
el mejor legado  
que un hijo puede tener**

**Por el apoyo incondicional  
Y la confianza que siempre tuvieron**

**Este trabajo es para ustedes**



**A mis Hermanos:**

**Por ser un aliciente todo este tiempo**

**A mi Universidad:**

**Por todo lo que me has dado**

**A mis Maestros:**

**A los que debo toda mi formación como profesionista**

**A mis Amigos:**

**Han sido una luz en mi camino**

**A la Central Termoeléctrica Valle de México:**

**Por el apoyo recibido en especial  
al Departamento Eléctrico y  
al de Protección por la colaboración  
en este trabajo**

**A DIOS**

**POR PERMITIRME LLEGAR**

## JUSTIFICACIÓN

Contrariamente a la creencia popular, los generadores realmente experimentan cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. En muchos casos, el daño al equipo producido por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador. Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa, y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

Esta preocupación sobre el mejoramiento de la protección puede reducirse mucho entendiendo la necesidad de tales mejoras, y cómo aplicarlas a un generador determinado.

La modernización del sistema de protección de un generador con equipo de protección digital ofrece al dueño del equipo muchas ventajas como son: una protección más completa a la maquina, capacidad para realizar diagnósticos de productividad y mantenimiento, incrementar el tiempo de vida con una implementación mínima, facilidad en operación, y la capacidad de comunicación, así como el poder mostrar valores en tiempo real en una PC.

Con estas capacidades adicionales se evitaría o reducirían las salidas forzadas del generador. En instalaciones con más de veinte años operando los relevadores electromecánicos que han estado en servicio se están acercando al fin de su vida debido al deterioro del aislante. Reemplazar estos relevadores con otros relevadores electromecánicos o analógicos no sería una inversión efectiva como el implementar un sistema de relevadores digitales. El propósito de este trabajo es hacer notar la bondad de esta inversión.

## OBJETIVO

La meta principal de este estudio es conocer la nueva tecnología en protecciones eléctricas que ya existe y compararlas con las protecciones electromecánicas en el funcionamiento, costo, mantenimiento, espacio y confiabilidad, para obtener un marco teórico y así poder plantear si es conveniente que se modernice la unidad cuatro de la Central Termoelectrica Valle de México, sustituyendo las antiguas protecciones electromecánicas por las modernas protecciones microprocesadas.

## MÉTODO

El procedimiento que se seguirá en este trabajo consistirá primero en conocer la filosofía de la protección por relevadores, así como la protección que debe tener un generador síncrono consultando para ello la bibliografía necesaria, después con apoyo de la Central Termoeléctrica "Valle de México" (CTVM), para facilitarnos el diagrama unifilar de protecciones de la unidad cuatro, identificaremos las protecciones que involucran a este generador para poder investigar el principio de funcionamiento de las protecciones que intervienen en dicha unidad, también investigaremos que clase de protecciones digitales son las que ofrecen varios fabricantes por lo que también conoceremos su principio de funcionamiento y así podremos empezar a comparar la tecnología de relevadores electromecánicos con los relevadores digitales con microprocesador en funcionamiento y costo.

En otro punto del trabajo y con investigación de campo al realizar encuestas a los trabajadores de la central sabremos acerca del mantenimiento que le deben hacer a los relevadores electromecánicos y que dificultades existen, también se les cuestionara acerca de la confianza que les tienen y si tendrían la misma confianza con un relevador digital, además con esta investigación veremos que espacio utilizarían los relevadores digitales en comparación con los relevadores electromecánicos que están instalados.

Nuevamente con el apoyo de la CTVM tendremos acceso a el diagrama lógico trifilar de conexiones de la unidad a tratar con lo que observaremos la forma en que están conectadas las protecciones y con ello poder realizar la coordinación y conexión de las nuevas protecciones a base de los relevadores digitales microprocesados y finalmente poder terminar con este estudio, para concluir recopilaremos los puntos mas importantes de todo lo obtenido y analizaremos los puntos a favor y en contra para finalmente poder decir si es factible realizar el cambio modernizando la unidad mencionada.

## INVENTARIO DE MATERIAS

Sin excepción alguna para la realización de este trabajo se utilizan todas las materias que se imparten en la carrera de ingeniería eléctrica electrónica y por supuesto enfatizando las materias de el módulo de energía eléctrica, esta claro que unas materias son requeridas un poco más que otras pero todas son indispensables para llevar acabo este trabajo

## INTRODUCCIÓN

El diseño de los sistemas de control, en las empresas eléctricas y en las industrias, se realizó hasta principios de los años ochenta mediante cableado paralelo. Por su parte, los paneles de relevadores de protecciones también recibían las señales de campo mediante cableado paralelo y la tecnología de los equipos de protección era electromecánica o en algunas casos basada en electrónica estática.

Los relevadores de protección continuamente monitorean el sistema de potencia para detectar condiciones anormales y cortos circuitos que pueden dañar el equipo o la integridad de todo el sistema, estos inician las acciones correctivas (frecuentemente disparando los interruptores) para dejar fuera de operación la parte mas pequeña del sistema, aislar el equipo fallado y permitir a las partes restantes del sistema continuar generando y entregar potencia a la carga.

Bajo condiciones normales de operación se realizan modelos del sistema de potencia y la validez de estos puede ser comprobado por comparación de los parámetros medidos (corriente, voltaje y flujos de potencia) en condiciones anormales con las predicciones echas por los modelos. Las condiciones de operación en estado estable simplifican el proceso de tomar mediciones y enseguida permitir la comparación del modelo con el sistema de potencia real. Sin embargo las mediciones del sistema de potencia bajo condiciones de estado estable provee únicamente información acerca del desempeño del sistema bajo condiciones balanceadas de tres fases, este no provee información acerca del desempeño cuando el sistema este desbalanceado, o en condiciones de corto circuito, particularmente cuando las corrientes a través de la tierra están involucrados. En el pasado se utilizaban instrumentos de registro especial llamados registradores de falla, cualquiera de los registradores de falla eran instalados por un largo periodo para capturar los datos de la falla bajo condiciones normales y hasta el momento de ocurrir la falla, también eran instalados temporalmente para capturar datos de situaciones especiales de corto circuito u otras condiciones anormales.

Los registradores de falla son costosos, desde la adquisición hasta la instalación y además la interpretación de la información de corto circuito y otras fallas era difícil y estresante.

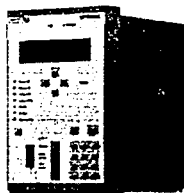
Las modernas protecciones digitales microprocesadas proveen a un bajo costo una ventana que permite a los ingenieros mirar el sistema de potencia bajo condiciones de falla. Estos dispositivos constantemente miden los parámetros tales como voltaje y corriente. Cuando ocurre un corto circuito los parámetros medidos antes y después de la falla son

grabados y guardados como reportes de eventos para recuperarlos después. Estas "fotos" de las fallas permite una observación regular de los parámetros del sistema durante los cortos circuitos.

Los reportes de eventos son solamente una función secundaria del dispositivo, porque la función primaria que tiene es la de desconectar el equipo fallado del sistema de potencia, por eso tiene algunas limitaciones en el uso de los reportes para el análisis transitorio del sistema de potencia. Por otro lado el formato de los reportes simplifica el estudio de las condiciones transitorias bajo el cual el relevador de protección desempeña su función primaria.



Tablero de relevadores electromecánicos



Relevador digital

## LA CENTRAL TERMOELÉCTRICA VALLE DE MÉXICO

La central termoeléctrica Valle de México, pertenece a la Comisión Federal de Electricidad y forma parte de la subgerencia Regional de Generación termoeléctrica Central, integrada a su vez por las Centrales Termoeléctricas de Celaya, Salamanca, así como las de Ciclo combinado Tula y el Saúz

La Central Termoeléctrica Valle de México, se encuentra ubicada al norte de la Ciudad de México, en el Km. 38.0 de la carretera transmetropolitana, tramo San Bernardino - Guadalupe Victoria, en el municipio de Acolman, Estado de México; sobre una superficie de 24.6 hectáreas y a una altura de 2283 metros sobre el nivel del mar. Sus coordenadas geográficas son 19° 37' 02' latitud Norte y 98° 58' 51' longitud oeste y el predio de la central colinda con la estación reductora "Venta de Carpio" propiedad de Petróleos Mexicanos, la cual suministra el gas natural utilizado como combustible básico de los generadores de vapor.

Es una de las principales fuentes de generación de energía del país y forma parte del Sistema Interconectado Nacional, integrándose a éste con las líneas de transmisión de 85KV y 230 KV esta último a través de las líneas de transmisión Texcoco y la Manga , que se operan desde la sala de control de esta central, también el diseño de los sistemas eléctricos en la central contempla la interacción de apoyos recíprocos con el sistema interconectado nacional de tal manera que este responda oportuna y eficazmente a una gran variedad de requerimientos en la red, tales como variaciones de tensión, frecuencia o carga y enlaces de circuitos entre otros, pudiendo ser transitorios, permanentes o de emergencia

La central, con una capacidad instalada de 766 MW cuenta con 4 unidades generadoras; la Unidad No. 1 con una capacidad de 150 MW, fue la primera unidad que se instaló en el país con ciclo Rankine regenerativo y un recalentamiento intermedio del vapor, las Unidades 2 y 3 son de una capacidad de 158 MW y la Unidad número 4 de 300 MW, que se constituyó para ser la primera unidad generadora con esta capacidad instalada en el país.

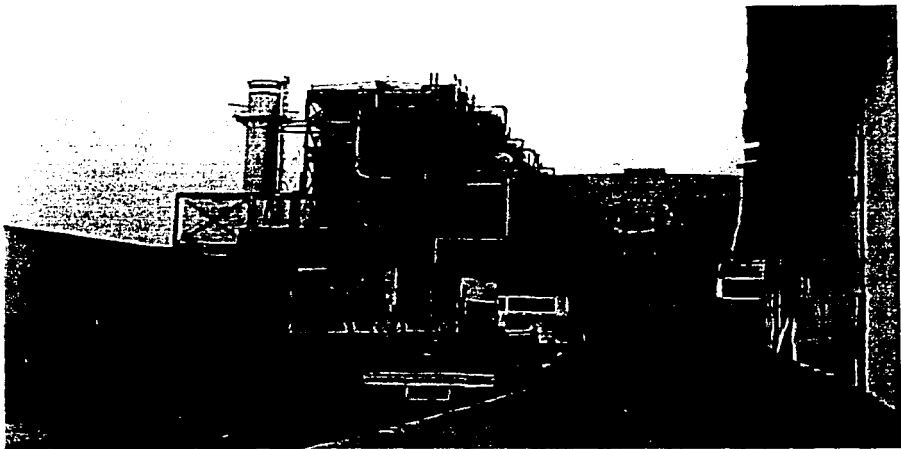
Las fechas de inicio de la operación comercial de las Unidades son las siguientes

Unidad No. 1	Abril	15, 1963
Unidad No. 2	Febrero	12, 1971
Unidad No. 3	Diciembre	1, 1970
Unidad No. 4	Febrero	3, 1974

Cada unidad generadora tiene un arreglo en línea de un generador de vapor, una turbina de vapor, un generador eléctrico y un transformador de potencia, los cuales están constituidos por equipos principales y auxiliares, los generadores de vapor son del tipo intertemperie, acuatubulares con hogar presurizado y pueden quemar combustóleo o gas natural, las turbinas de vapor son del tipo varios cuerpos en línea de eje único, con recalentamiento y etapas múltiples de acción y reacción, su diseño pertenece al ciclo termodinámico Rankine regenerativo con condensación.

Los generadores eléctricos son del tipo sincrónico de corriente alterna trifásicos a 60 Hz enfriados por hidrógeno, en el caso de las unidades 1, 2, 3 y la unidad 4 con agua e hidrógeno; que en conjunto suministran la energía eléctrica al sistema interconectado nacional

La casa de máquinas es el edificio que aloja a los turbogeneradores y sus equipos auxiliares. Es una nave totalmente cubierta por techumbre, con muros de lámina y con grandes ventanales en la parte norte, esta diseñada para resistir la carga e izaje de una grúa viajera de 140 000 kilogramos de capacidad en la sección centro - sur del nivel de operación en la casa de máquinas, se ubica la sala de control, en la cual, cada una de las unidades generadoras cuenta con un tablero en el que se efectúan las actividades del control operativo de las variables del proceso, así como la supervisión, monitoreo, arranque y paro de los equipos principales y auxiliares.



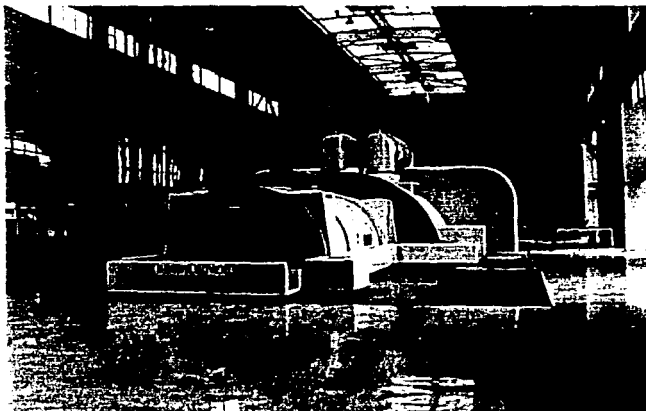
Vista lateral de la central termoelectrica



Para el caso del suministro de agua empleada en la central depende de su uso, de tal manera que para la generación de vapor esta se obtiene de tres pozos profundos y se acondiciona en plantas desmineralizadoras, mientras que para los circuitos de enfriamiento se obtiene a través de una planta de tratamiento de aguas negras, propiedad de la Comisión Federal de Electricidad localizada a 6 Km. al suroeste de la central, cercana al "Gran Canal" del desagüe de la ciudad de México de donde se alimenta.

Los sistemas de instrumentación y control de las unidades están integrados principalmente por controles analógicos y lógicos. Los primeros tienen la función de mantener las variables del proceso como: presión, temperatura, flujo y nivel a un valor de ajuste o variando de acuerdo a las exigencias del proceso operativo para los diversos sistemas y equipos de la unidad a través de una regulación continua de los elementos finales de control, tales como válvulas y compuertas que controlan el paso del agua, vapor, aire o combustible. Todo esto para mantener un equilibrio entre materia y energía.

El arranque y paro de los distintos componentes de las unidades se lleva a cabo en forma secuencial y ordenada mediante los controles lógicos cuyos sistemas de control están organizados jerárquicamente para cada uno de los arreglos mecánicos o eléctricos, ya sea en grupo, subgrupo, parciales o manuales remotos. Estos controles proporcionan el aviso de condiciones anormales, de peligro o de cambio de estado en los tableros de control mediante señales audibles y visuales para toda la gama de eventos de los diversos sistemas.



Unidad 4 de la CTVM

**CAPITULO I**  
**PROTECCIONES ELÉCTRICAS**

## Filosofía de las Protecciones

Cuando pensamos en el sistema eléctrico de potencia normalmente se nos vienen en mente las partes mas grandes como los generadores, los transformadores, las líneas de alto voltaje, etc. Mientras que estos son unos elementos básicos existen muchos otros necesarios y de componentes fascinantes como las protecciones por relevadores

Existen tres aspectos de un sistema eléctrico de potencia que sirven para el diseño y operación de las protecciones, estos son:

- a) Operación normal
- b) Prevenir fallas eléctricas
- c) Minimizar los efectos de las fallas eléctricas

El término de operación normal asume no fallas del equipo, no errores del personal no "actos de Dios". Esto involucra los mínimos requerimientos para abastecer la carga existente y una cierta cantidad de futura carga. Algunas de estas consideraciones son:

- a) Elegir entre agua, vapor u otras fuentes de potencia
- b) Localización de las plantas generadoras
- c) La potencia de transmisión hacia la carga
- d) Estudiar la característica de la carga y planear su futuro crecimiento
- e) Mediciones
- f) Regulación de voltaje y frecuencia
- g) Operación
- h) Mantenimiento normal

Para proveer una normal operación, involucra el mejor equipo y operación que es costoso, pero el diseño de un sistema de acuerdo con estos aspectos no podría con todos los requerimientos de hoy en día y las fallas del equipo eléctrico ocasionarían salidas intolerables, por eso debe estar provisto adicionalmente con equipos que minimicen los daños a los equipos y la interrupción del servicio cuando una falla ocurra

Para eso se proponen dos alternativas 1) incorporar características de diseño para prevenir fallas 2) incluir instalaciones que mitiguen los efectos de la falla cuando esta ocurra .

El diseño moderno de sistemas de potencia emplea ambos recursos en diversos grados como los dictados por la economía de cualquier situación particular. Notorios avances continúan haciéndose para lograr mayor seguridad. Pero también se pone cada vez más potencia eléctrica, por lo tanto, aún cuando se disminuye la probabilidad de falla también

hay que disminuir la posibilidad de daños al equipo. Pero es en vano (al menos no se justifica económicamente) tratar de impedir todas las fallas tarde o temprano la ley de rendimiento decreciente se hace sentir. Por lo que es preferible, entonces, dejar que ocurran algunas fallas y hacer provisión para mitigar sus efectos.

El tipo de falla eléctrica que causa gran preocupación es el corto circuito o la "falla" como es normalmente llamada pero hay otras condiciones de operación anormales, particulares de ciertos elementos del sistema que requieren también atención. Algunas de las características de diseño y operación dirigidas a prevenir la falla eléctrica son:

- A. Proveer el aislante adecuado
- B. Coordinación de la capacidad del aislante para contrarrestar el arco
- C. Uso adecuado de cables subterráneos y electrodos
- D. Diseño de la fuerza mecánica para reducir el efecto de la intemperie y minimizar el riesgo de falla causada por animales, pájaros, insectos, etc.
- E. Practica de operación correcta y mantenimiento

Algunas de las características de diseño y operación para minimizar los efectos de la falla son:

- A. Características que minimizan los efectos inmediatos de una falla eléctrica
  - 1.- diseñar los límites de la magnitud de la corriente de corto circuito
    - a. evitando concentrar mucha capacidad de generación en un solo punto
    - b. usando limitadores de corriente de impedancia
  - 2.- diseñar de acuerdo a la fuerza mecánica y calor debido a las corrientes de corto circuito
  - 3.- dispositivos de retraso de tiempo de bajo voltaje en los interruptores para evitar tirar carga durante momentáneos declives de voltaje
  - 4.- neutralizadores de falla a tierra
- B. Características para una pronta desconexión del elemento fallado
  - 1.- relevadores de protección
  - 2.- interruptores con la suficiente capacidad interruptiva
  - 3.- fusibles
- C. Características para minimizar la pérdida del elemento fallado
  - 1.- circuitos alternos
  - 2.- capacidad de reserva de generadores y transformadores
  - 3.- recierre automático

- D. Características para operar por todo el periodo desde el principio de la falla hasta después de que es removida, para mantener voltaje y estabilidad
  - 1.- regulación de voltaje automática
  - 2.- características de estabilidad de generadores
- E. Medios para observar la eficiencia de las características anteriores
  - 1.- Oscilógrafos automáticos
  - 2.- observación humana y registros de datos
- F. Inspecciones frecuentes a medida que cambia el sistema o adiciones que se hagan para estar seguro de que las características anteriores son adecuadas

De este modo, la protección por relevadores es una de las diversas características del diseño de un sistema relacionado con la disminución del daño al equipo y con las interrupciones al servicio cuando ocurren las fallas eléctricas. Cuando decimos que los relevadores protegen entendemos que, junto con otro equipo, ayudan a disminuir el daño y a mejorar el servicio. Es evidente que todas las características de disminución dependen entre sí para lograr reducir con éxito los efectos de la falla. Por lo tanto las capacidades y los requisitos de la aplicación de los equipos de protección por relevadores deberían considerarse de acuerdo con las otras características.

La función de los relevadores de protección es originar el retiro rápido del servicio a cualquier elemento del sistema cuando este sufre un corto circuito o cuando empieza a operar en otra manera diferente que pueda causar daño o interfiera con la operación del resto del sistema. El equipo de relevadores es ayudado en esta tarea por interruptores que son capaces de desconectar el elemento fallado cuando el equipo de protección se los mande.

Los interruptores están normalmente ubicados cerca de los generadores, transformadores, buses, líneas de transmisión, etc, para que puedan ser desconectados completamente del sistema. Estos interruptores deben de tener la suficiente capacidad para que puedan soportar momentáneamente la corriente máxima de corto circuito que circulará a través de ellos y después interrumpan esta corriente

Los fusibles se emplean donde la protección por relevadores e interruptores no son económicamente justificables

Aunque la función principal de los relevadores es minimizar los efectos del corto circuito para otras condiciones anormales de operación también pueden ser utilizados, esto se puede observar en generadores y motores

Una función secundaria de la protección por relevadores es la de proveer la localización y tipo de falla. No solo estos datos ayudan a una expedición a reparar la falla, también la observación humana y los oscilógrafos automáticos proveen datos para analizar las características de estas así como en la prevención y mitigación de fallas que también se incluyen en el propio relevador

Consideremos por un momento solo el equipo de relevadores para la protección contra cortos circuitos. Existen dos grupos de dicho equipo uno el cual llamamos protección "primaria" y otra de "respaldo". La protección primaria es la primera línea de defensa, mientras que la protección de respaldo funciona solo cuando la protección primaria falla.

La protección de respaldo es usada solo contra fallas de corto circuito porque los cortos circuitos es el principal tipo de falla que presentan los sistemas de potencia y que más oportunidades de falla tiene la protección primaria, la experiencia ha mostrado que la protección de respaldo para otro tipo de falla es económicamente injustificable.

Una segunda función de la protección de respaldo es proveer protección primaria cuando está esta fuera de servicio por mantenimiento o reparaciones

Sensibilidad, selectividad y velocidad son términos comúnmente usados para describir las características de funcionalidad de cualquier equipo de relevadores de protección. Todos estos términos están implicados para elegir entre relevadores que se utilizaran en la protección primaria y la de respaldo. Cualquier equipo de relevadores debe ser lo suficientemente sensible para que sea confiable cuando se requiera y bajo las condiciones actuales que produjeron su última tendencia a funcionar, debe ser capaz de seleccionar entre las condiciones en las que requiera operar de inmediato y las que no o tenga un retraso de tiempo, además debe de operar con la velocidad requerida, como cualquier buen equipo de protección por relevadores debe realizar fundamentalmente todas estas aplicaciones

### **Evaluación de la protección por relevadores**

Aunque un sistema de potencia moderno no podría funcionar sin la protección por relevadores, esto no lo hace apreciable como en toda buena ingeniería, la economía juega un papel muy importante. Aunque el ingeniero de protección por relevadores actúa sobre la base de una práctica normalizada, las circunstancias pueden alterar dichos conceptos y a menudo es necesario evaluar los beneficios que van a lograrse. Esta

no es una cuestión de si la protección por relevadores puede justificarse, sino hasta donde podría uno invertir con la mejor protección disponible

Como todas las otras partes de un sistema de potencia, la protección por relevadores se evaluaría sobre la base de su contribución al mejor servicio económicamente posible a los consumidores. 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. Como realiza esto la protección por relevadores es como sigue:

Disminuyendo el daño cuando ocurren las fallas, la protección por relevadores reduce:

- A. El costo de la reparación del daño
- B. La probabilidad de que la falla pueda extenderse e involucrar otro equipo
- C. El tiempo que el equipo esta fuera de servicio
- D. La pérdida en ingreso y las relaciones públicas mientras el equipo esta fuera de servicio

Con el regreso oportuno del equipo al servicio, la protección por relevadores ayuda a reducir la cantidad del equipo de reserva requerido, ya que hay menor probabilidad de otra falla antes de que la primera pueda repararse

La habilidad de la protección por relevadores para permitir el uso más completo de la capacidad del sistema está mostrado por la estabilidad del sistema

Uno no debe de justificar que el mejor equipo de protección por relevadores debe ser utilizado en proporción al costo del equipo o la importancia de este. Una falla en ese elemento del sistema que se crea de poca importancia puede afectar la habilidad de todo el sistema para dar servicio ya que algunos de los paros laborales mas importantes han sido causados por consecuencia de no detener y detectar la falla a tiempo de estos equipos menos importantes que no están correctamente bien protegidos

### **Protecciones utilizadas en generadores síncronos**

En la protección de generadores síncronos se involucra el tomar en cuenta las condiciones más dañinas de operación anormal que en cualquier otro elemento del sistema eléctrico de potencia. Para que un generador este debidamente protegido, se requiere la protección automática. Aunque algunos tienen objeciones al utilizar esta protección

porque podrían configurarla en no operar cuando debería u otra causa mas frecuente en que operaría inapropiadamente al sacar fuera de servicio un generador innecesariamente. Estas objeciones por no saber aplicar esta protección pueden ser reducidas al entender la necesidad de dicha protección y como aplicarla a un generador. Un disparo innecesario es indeseable pero las consecuencias y los daños de no disparar cuando se debería son peores. La utilidad de la protección se reflejara no solo al evitar el costo de reparar o reemplazar el daño de la maquina si no también por el costo substancial de comprar energía de reemplazo durante el periodo cuando la unidad este fuera de servicio.

Una alerta y un hábil operador en varias localidades pueden evitar algunas veces sacar a un generador de servicio corrigiendo la condición anormal, sin embargo en la mayoría de los casos el evento ocurre demasiado rápido para el operador y la detección automática por lo que se requiere de un buen aislamiento. Los operadores pueden cometer errores y crear condiciones anormales como energizar inadvertidamente o sobreexcitar en lugar de disparar para evitar el daño por lo que los procedimientos de operación no son un sustituto de una apropiada protección automática.

Los números en los dispositivos de protección son un método a conciencia para especificar los requerimientos de protección. Números de 1 al 100 son asignados para definiciones específicas de acuerdo a la norma NEMA - IEEE. Cuando los relevadores electromecánicos eran el único método de protección estos denotaban un específico relevador de protección. Pero con la llegada de los relevadores multifunción los números son usados para describir la función de cada relevador.

Enseguida se enlista los números de los dispositivos así como su función, para las típicas protecciones usadas en un generador

Dispositivo	Función
21	Relevador de distancia, de respaldo en la fase fallada para el sistema y la zona del generador
24	Protección de sobreexcitación del generador por volts o Hz
32	Relevador de potencia inversa. Protección contra motorización
40	Protección por perdida de campo
46	Protección al generador por secuencia negativa desequilibrio de corriente
49	Protección térmica del estator

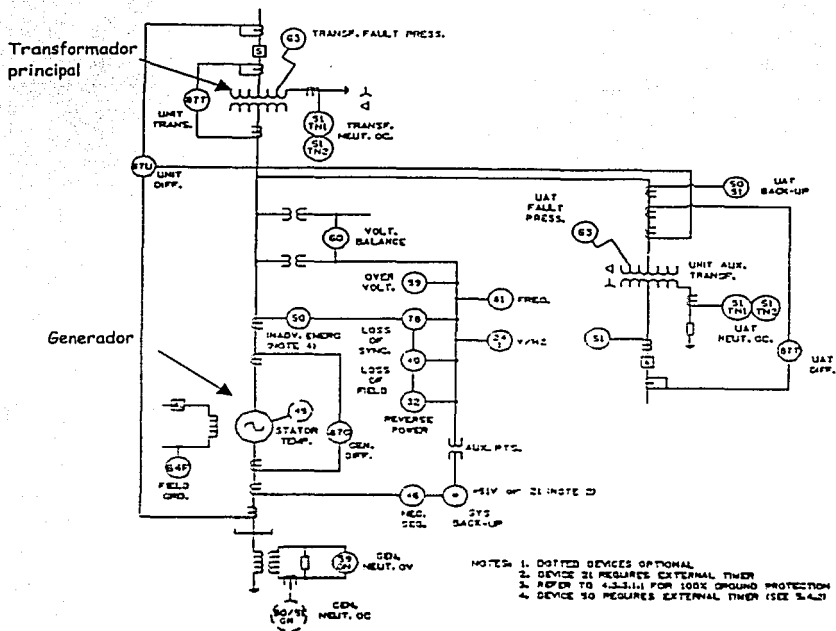


51GN	Relevador de sobrecorriente a tierra de tiempo
51TN	Respaldo para fallas a tierra
51V	Relevador de sobrecorriente de tiempo controlado por voltaje o voltaje restringido, de respaldo en la fase fallada para el sistema y la zona del generador
59	Protección contra sobrevoltaje
59GN	Relevador de sobretensión, protección de falla a tierra del estator del generador
60	Relevador de balance de voltaje. Detecta una diferencia de voltaje entre dos circuitos
63	Relevador de flujo, nivel o presión de gases o líquidos
62B	Relevador de retardo de parada o apertura
64F	Protección contra falla a tierra del campo
71	Para nivel de gas o aceite de un transformador
78	Protección contra pérdida de sincronismo
81	Relevador de frecuencia. Protege contra baja frecuencia y sobre frecuencia
86	Relevador auxiliar de bloqueo sostenido
87G	Relevador diferencial. Protección primaria contra fallas de fase del generador
87N	Protección diferencial contra fallas a tierra del estator
87T	Relevador diferencial. Protección primaria para el transformador
87U	Relevador diferencial global para protección al generador y transformador

**CAPITULO II**  
**LAS PROTECCIONES EMPLEADAS EN LA CTVM**

## Diagrama unifilar de protecciones de la CTVM

El siguiente diagrama unifilar nos ayudara a comprender la configuración utilizada en la unidad 4 de la Central Termoeléctrica Valle de México (CTVM), ya que se presentan las típicas protecciones utilizadas en dicha configuración llamada de generador - transformador



Al final del trabajo, en el apéndice, se muestra el diagrama unifilar E-107 con título "Diagrama unifilar general de medición y protección" de la U4 en el cual lo primordial es detectar el generador y el transformador principal para poder observar las protecciones que nos interesan

### Lista de las protecciones utilizadas

En el diagrama unifilar E-107 del apéndice podemos apreciar los dispositivos de protecciones que utiliza el generador cuatro de la CTVM y de acuerdo con su correspondiente número las enlistamos en la siguiente tabla

Dispositivo	Función en el diagrama
01	Relé supervisorio de excitación inicial
04	Contactador maestro
21	Relé de respaldo del generador
31	Relé excitación inicial
32	Relé direccional de potencia
40	Relé para pérdida de campo
46	Relé para secuencia inversa
50/51	Unidad de sobrecorriente instantánea y con retraso de tiempo
50	Relé sobrecorriente instantáneo
51	Relé sobrecorriente con retardo de tiempo
51N	Falla por sobrecorriente en el neutro del transformador
59	Protección por sobrevoltaje
60	Relé de balance de voltaje
62	Relé con retardo de tiempo
63	Presión súbita
64	Falla a tierra
64G	Falla a tierra del generador
87	Protección diferencial
87G	Protección diferencial del generador
90	Supervisorio de regulación de voltaje de suministro

### Principales características de las protecciones utilizadas

#### Dispositivo 01

Llamado relé supervisorio de excitación inicial es generalmente el elemento maestro, ya que es un dispositivo indicador tal como un conmutador de control, relevador de tensión, flotador, etc.; que actúa ya sea directamente o por medio de dispositivos auxiliares como relevadores

de protección o de tiempo, para operar sobre el funcionamiento de un equipo

#### Dispositivo 04

Llamado contactor maestro, este aparato, generalmente esta controlado por el dispositivo 01 o su equivalente, cuya función es la de conectar o desconectar el circuito de control para poner un equipo en funcionamiento bajo las condiciones deseadas y retirarlo del funcionamiento cuando se encuentre bajo condiciones diferentes o anormales

#### Dispositivo 21

Relé de respaldo del generador, conocido como relevador de distancia se basa en la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. La impedancia es una medida eléctrica de la distancia a lo largo de una línea de transmisión. Existen cuatro tipos de relevadores de distancia: el del tipo de impedancia, el de impedancia modificado, del tipo de reactancia y el de admitancia o tipo mho. A continuación se explicarán las características principales de cada uno

#### Relevador de distancia del tipo impedancia

Hablando en general, el término impedancia puede aplicarse sólo a resistencia, reactancia o a la combinación de ambas. En un relevador de impedancia el par producido por un elemento de corriente está equilibrado con el par de un elemento de tensión. El elemento de corriente produce par positivo (pickup), mientras que el elemento de tensión produce par negativo (reset), en otras palabras, un relevador de impedancia es un relevador de sobrecorriente con retención por voltaje cuya ecuación es:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V^2 - K_3$$

Donde I y V son magnitudes rms de corriente y voltaje  
En el punto de balance, donde el relevador esta al borde de la operación el torque neto es cero

$$K_2 V^2 = K_1 I^2 - K_3$$

Dividiendo por  $K_2 I^2$  obtenemos:

$$V^2 / I^2 = K_1 / K_2 - K_3 / (K_2 I^2)$$

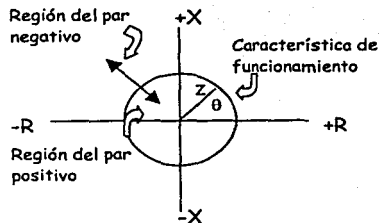
Si despreciamos los efectos del resorte haciendo  $K_3$  cero tenemos

$$V/I = Z = (K_1/K_2)^{1/2} = \text{constante}$$

Por lo que un relevador de impedancia está en el límite del funcionamiento a un valor constante dado de la relación de  $V$  e  $I$  que puede expresarse como una impedancia.

Una forma más útil de mostrar la característica de funcionamiento del relevador es por medio del diagrama de impedancia o mejor conocido como diagrama  $R-X$

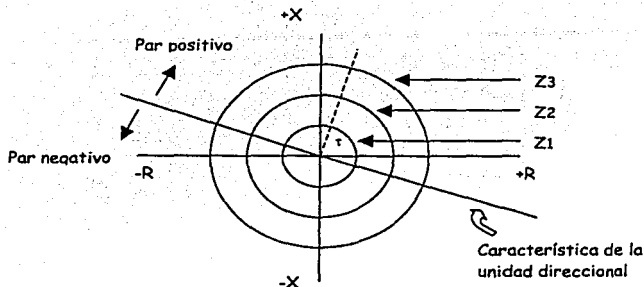
El valor numérico de la relación de  $V$  a  $I$  se muestra como la longitud de un radio vector tal como  $Z$  y el ángulo de fase  $\theta$  entre  $V$  e  $I$  determina, como se muestra la posición del vector. Si  $I$  esta en fase con  $V$ , el vector se sitúa a lo largo del eje  $+R$ ; pero si  $I$  esta  $180^\circ$  fuera de fase con  $V$ , el vector se localiza a lo largo del eje  $-R$ . Si  $I$  se atrasa de  $V$ , el vector tiene una componente  $+X$  y si  $I$  se adelanta de  $V$  el vector tiene una componente  $-X$ .



Ya que el funcionamiento del relevador es practica o realmente independiente del ángulo de fase entre  $V$  e  $I$ , la característica de funcionamiento es un círculo con su centro en el origen. Cualquier valor de  $Z$  menor que el radio del círculo resultará en la producción de un par positivo y cualquier valor de  $Z$  mayor que este radio resultará en par negativo.

Se utilizan diversos tipos de estructura actuante en la construcción de los relevadores de impedancia. Los relevadores de tiempo inverso utilizan estructuras de polo sombreado o de wathorimetro. Los relevadores de alta velocidad pueden utilizar una estructura de atracción magnética de balanza o una estructura de tambor o copa de inducción o de anillo doble.

Para protección de líneas de transmisión, un relevador de distancia monofásico del tipo de impedancia consta de una unidad direccional monofásica, tres unidades de relevadores de impedancia de alta velocidad y una unidad de tiempo, junto con los indicadores comunes, unidad de sello y otros auxiliares.



En el diagrama R-X anterior cualquier valor de impedancia que este dentro del círculo Z1 originará que funcionen las tres unidades de impedancia y la unidad direccional de forma directa, accionando un interruptor, para el valor de una impedancia en Z2 o Z3 se activa la unidad de tiempo de cada unidad por lo que cada una tendrá un tiempo de disparo específico. En el diagrama se muestra también la relación de la característica de funcionamiento de la unidad direccional a las características de la unidad de impedancia, ya que la unidad direccional sólo permite el disparo en su región positiva de par. El resultado neto es que el disparo ocurrirá sólo para puntos que estén dentro de los círculos y arriba de la característica de la unidad direccional.

Hablando estrictamente, la unidad direccional tiene una característica de funcionamiento de línea recta, como se muestra, sólo si desprecia el efecto del resorte de control, que es suponer que no hay par de retención. La punta de cualquier radio vector Z a 90° del ángulo de par máximo se sitúa en la característica de funcionamiento y este describe la línea recta mostrada.

La característica de funcionamiento de un relevador direccional cuando se toma en cuenta el efecto del resorte de control, resulta en la ecuación del par siguiente:

$$T = K_1 V \cos(\theta - \tau) - K_2$$

en el punto de equilibrio el par neto es cero entonces:

$$K_1 V \cos(\theta - \tau) = K_2$$

Pero

$$I = V/Z$$

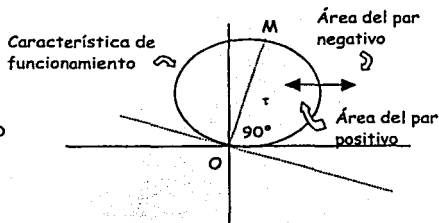
por lo que

$$Z = (K_1/K_2)V^2 \cos(\theta - \tau)$$

Esta ecuación describe un número infinito de círculos, uno para cada valor de  $V$ , uno de cuyos círculos se muestra en la siguiente figura:

Aunque algunos valores de  $Z$  darán negativos se ignorarán porque  $Z$  negativa no tiene significado

Los centros de todos los círculos estarán situados en la línea punteada dirigida desde  $O$  hasta  $M$ , que es el ángulo de par máximo. El diámetro de cada círculo será proporcional al cuadrado de la tensión. A tensión normal y aún a tensiones considerablemente reducidas el diámetro será tan grande que para propósitos prácticos podemos suponer la característica de la línea recta.



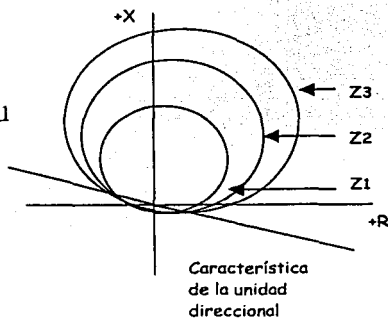
### Relevador de distancia del tipo impedancia modificado

Este relevador es el mismo que el del tipo de impedancia, excepto que las características de funcionamiento de la unidad de impedancia están desplazadas como en la figura:

Este desplazamiento se lleva a cabo por lo que se conoce por una corriente de polarización, la que solo consiste de la introducción en la tensión de alimentación de una tensión adicional proporcional a la corriente, que hace a la ecuación del par como sigue:

$$T = K_1 I^2 - K_2 (V + CI)^2$$

el término  $(V + CI)$  es la magnitud eficaz de la suma vectorial de  $V$  y  $CI$  incluyendo el ángulo  $\theta$  entre  $V$  e  $I$  lo mismo que un ángulo constante en el término constante  $C$ .



Esta ecuación es la de un círculo cuyo centro está fuera del origen. Por lo polarización, puede desplazarse un círculo característico en cualquier dirección del origen y por cualquier cantidad deseada, aun cuando el origen está fuera del círculo. Pueden ocurrir ligeras variaciones en la polarización, debido a la saturación de los elementos del circuito. Por esta razón, la práctica no es tratar de hacer que los círculos pasen por el origen y por lo tanto se requiere una unidad separada como se indica en la figura anterior.



## Relevador de distancia del tipo reactancia

Tiene un elemento de sobrecorriente que desarrolla par positivo y un elemento direccional corriente - tensión que se opone o ayuda al elemento de sobrecorriente, según sea el ángulo de fase entre la corriente y la tensión. En otras palabras un relevador de reactancia es un relevador de sobrecorriente con retención direccional. El elemento direccional está arreglado para desarrollar par máximo negativo cuando su corriente se atrasa de su tensión en  $90^\circ$ . En otras palabras, este relevador tiene una característica de funcionamiento tal que todos los radios vectores de impedancia cuya punta se encuentra situada en esta característica tiene una componente X constante.

Si dejamos el efecto del resorte de control ser  $-K_3$  la ecuación del torque será:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V I \sin\theta - K_3$$

Donde  $\theta$  esta definido positivo cuando la corriente se atrasa respecto al voltaje. En el punto de balance el torque neto es cero entonces:

$$K_1 I^2 = K_2 V I \sin\theta + K_3$$

Dividiendo ambos lados de la ecuación por  $I^2$  tenemos:

$$K_1 = K_2 (V/I) \sin\theta + K_3 / I^2$$

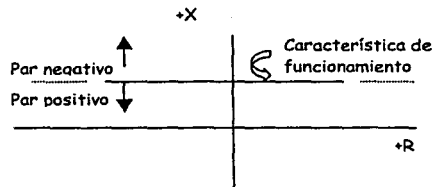
O

$$(V/I) \sin\theta = Z \sin\theta = X = K_1 / K_2 - K_3 / (K_2 I^2)$$

si despreciamos el efecto del resorte de control tenemos:

$$X = K_1 / K_2 = \text{constante}$$

Lo más significativo de esta característica es que la resistencia componente de la impedancia no tiene efecto en el funcionamiento del relevador éste responde solamente a la reactancia componente.



Cualquier punto abajo de la característica de funcionamiento (sea arriba o a bajo del eje R) se situará en la región del par positivo. Tomando

en cuenta que el efecto del resorte de control bajará la característica de funcionamiento hacia el eje R y más allá, a valores muy bajos de corriente. Este efecto puede despreciarse en la aplicación normal de relevadores de reactancia. Debería notarse al pasar eso, que si la ecuación del par es de la forma general:

$$T = K_1 I^2 - K_2 V \cos(\theta - \tau) - K_3$$

y si  $\tau$  se hace de algún valor distinto de  $90^\circ$ , se obtendrá una característica de funcionamiento de línea recta, pero no será paralela al eje R. Esta forma general de relevador ha sido conocida como un relevador de ángulo de impedancia.

#### Relevador de distancia del tipo admitancia o mho

El relevador de distancia del tipo reactancia requiere una unidad direccional que es inoperante bajo condiciones normales de carga. El tipo de unidad utilizada para este propósito tiene un elemento de tensión de retención que se opone al elemento direccional y que es conocido por una unidad o relevador de admitancia o mho. En otras palabras, este es un relevador direccional de tensión de retención. Cuando se le utiliza con un relevador de distancia del tipo de reactancia, a esta unidad se la conoce también por una unidad de arranque.

La característica de tiempo de funcionamiento contra impedancia del relevador de distancia del tipo mho es la misma que la del relevador de distancia del tipo de impedancia. Por medio de la corriente de polarización similar a la que se describió para el relevador de impedancia descentrada, puede sacarse del centro un círculo característico del relevador mho, de tal manera que este encierre el origen del diagrama R- X o bien que el origen esté fuera del círculo.

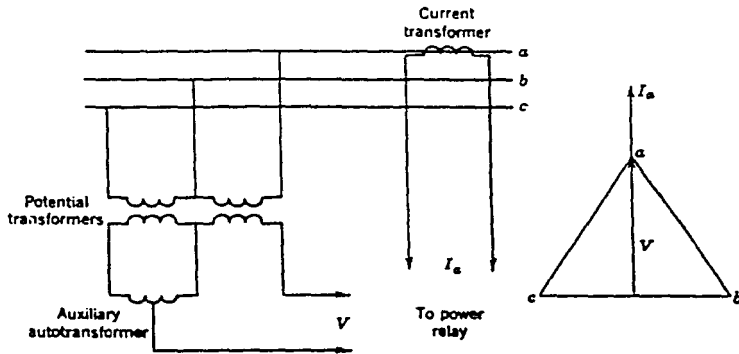
#### Dispositivo 31

Relé excitación inicial, este es un dispositivo de excitación independiente ya que es un dispositivo que conecta un circuito, tal como el campo en derivación de un convertidor sincrónico, a una fuente de excitación independiente durante la secuencia de arranque o que alimenta los circuitos de excitación e ignición de un rectificador

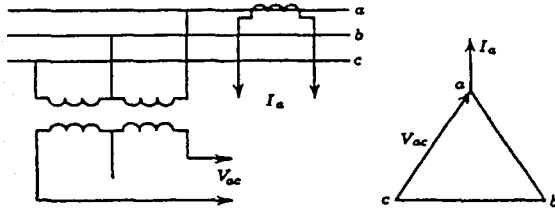
### Dispositivo 32

Relevador direccional de potencia, se utiliza generalmente para la protección contra condiciones distintas de los cortocircuitos, este tipo de relevadores se conectan para polarizarse por una tensión de un circuito y se seleccionan las conexiones de corriente y las características del relevador de tal manera que el par máximo en el relevador aparece cuando se conduce la carga de factor de potencia unitario por el circuito. El relevador se pondrá en trabajo para el flujo de potencia en una dirección a través del circuito y se repondrá para la dirección opuesta del flujo de potencia.

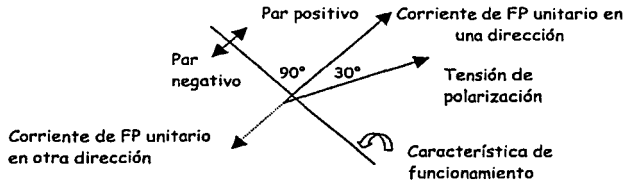
Si se incluye un circuito monofásico, se utiliza un relevador direccional que tenga par máximo cuando la corriente del relevador esté en fase con la tensión de esté. Puede utilizarse el mismo relevador en un circuito trifásico si la carga está suficientemente equilibrada; en ese caso, la tensión de polarización debe estar en fase con la corriente en una de las tres fases a carga de factor de potencia unitario. Dicha tensión en fase estará disponible si se tiene la tensión de fase a neutro; de otra manera, una conexión semejante al de la siguiente figura proporcionará una tensión de polarización adecuada



O bien, puede conectarse un relevador que tenga el par máximo cuando su corriente se adelanta de su tensión en  $30^\circ$  para utilizar  $V_{ac}$  e  $I_a$  como en la siguiente figura



Cuando la carga de un circuito trifásico puede estar lo suficientemente desequilibrada de tal manera que no sea suficiente un relevador monofásico o cuando se requiere una corriente mínima de puesta en trabajo muy baja, se utiliza un relevador polifásico que tiene tres elementos de relevadores monofásicos cuyos pares se suman para controlar un solo conjunto de contactos. Sin embargo esto puede llevarse a cabo con un relevador de potencia, éste distinguirá entre el flujo de potencia en una dirección o la otra desarrollando par positivo (o puesta en trabajo) para una dirección y par negativo (o reposición) para la otra. La componente de la corriente de factor de potencia unitario se invertirá a medida que se invierta el flujo de potencia como se muestra a continuación para un relevador conectado como en la figura anterior.



Los relevadores de potencia se utilizan en general para la respuesta a cierta dirección del flujo de la corriente bajo condiciones trifásicas aproximadamente equilibradas y para magnitudes de tensión casi normales. Por lo tanto, cualquier combinación de tensión y corriente puede utilizarse en tanto el relevador tenga el ángulo necesario de par máximo, de tal manera que éste se desarrollará para corriente de factor de potencia unitario en el sistema trifásico.

Los relevadores de potencia tienen de ordinario características de acción retardada para evitar el funcionamiento no deseado durante inversiones de potencia momentáneas, como ondas de potencia en la sincronización de generadores o inversiones de potencia cuando hay cortocircuitos. Esta acción retardada puede ser una característica de tiempo inverso inherente del mismo relevador o puede proporcionarse por un relevador separado de acción retardada.

## Dispositivo 40

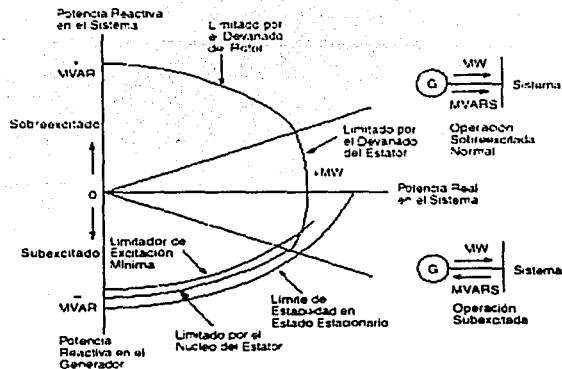
Relevador para pérdida de campo, relevador que funciona a un valor dado de la corriente de campo de una máquina o si dicha corriente se interrumpe o alcanza un valor anormalmente bajo o si el valor de la componente reactiva de la corriente alterna es excesivo, lo que indica que la excitación del campo es anormalmente baja.

La pérdida parcial o total de campo en un generador sincrónico es perjudicial tanto para el generador como para el sistema de energía al que está conectado. Esta condición deberá ser detectada rápidamente y, para evitar los daños al generador, se le deberá aislar del sistema.

Una condición de pérdida de campo que no haya sido detectada puede tener un impacto devastador en el sistema de energía al provocar una pérdida del respaldo de potencia reactiva, y crear un consumo substancial de la misma. Si no es detectada con rapidez en los generadores grandes, esta condición puede ocasionar un colapso del voltaje del sistema a través del área.

Si se reduce o pierde la corriente de excitación, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de energía en vez de suministrarla, y opera en la región subexcitada de la curva de capacidad. Si ocurre una pérdida total de campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída en el voltaje terminal, el generador va a funcionar como un generador de inducción; de lo contrario, se perderá el sincronismo.

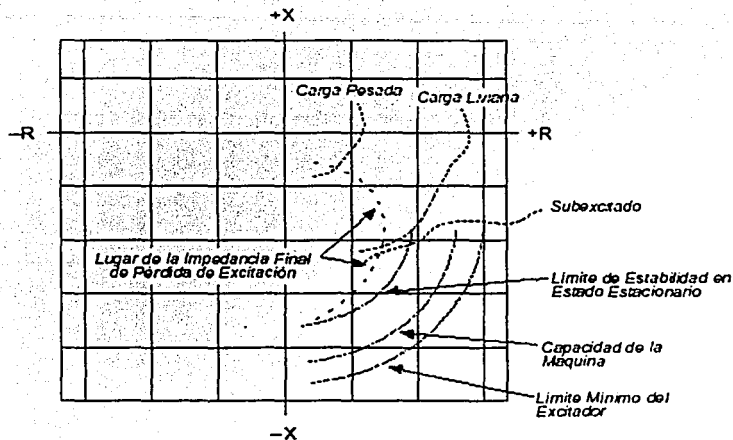
El cambio desde la operación sobreexcitada normal a la operación subexcitada ante una pérdida de campo no es instantáneo, sino que ocurre durante un período de tiempo (segundos, por lo general) dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado. La curva de capacidad del generador define los límites de operación del generador.



El contorno de la curva de capacidad del generador es el límite de operación, en la región de operación normal estos límites son límites térmicos para el rotor y estator. La zona de mínima excitación está limitada por la capacidad del material del estator, el ajuste de la regulación del control es coordinada con los límites de estabilidad del estado estable del generador la cual es una función del generador, de las impedancias del sistema y de las terminales de voltaje del generador. El control de mínima excitación en el generador, evita que la excitatriz reduzca campo por debajo de los límites de estabilidad del estado estable. La pérdida parcial o total de campo puede resultar en que el generador opere por afuera de los límites de mínima excitación.

La pérdida completa de excitación ocurre cuando la corriente directa de campo es interrumpida y esta puede ser causada por accidentes en el campo como circuito abierto, corto circuito, disparo accidental del interruptor, falla en el control del sistema de regulación, pérdida de campo del excitador principal y pérdida de suministro de corriente alterna al sistema de excitación.

Se ha demostrado que cuando un generador pierde su excitación mientras opera a diversos niveles de carga, la variación de impedancia como es percibida desde los terminales de la máquina tendrá las características que muestra el diagrama R-X

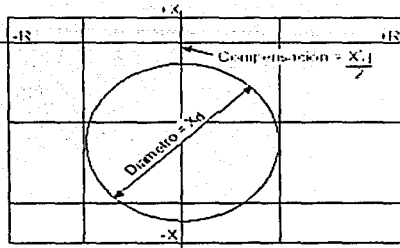


Características de Pérdida de Campo del Generador

La protección de pérdida de excitación debe ser capaz de detectar las condiciones de pérdida de excitación sin responder a las oscilaciones de la carga, fallas del sistema y otros transitorios que no llegan a desestabilizar la maquina.

Los esquemas de protección basados en la medición de la corriente de campo de la maquina a sido usada para detectar pérdida de excitación de un generador. La medición de la corriente reactiva a través del generador o potencia reactiva a sido también usado para detectar condiciones de pérdida de excitación. Sin embargo el más popular y esquema de protección confiable para detectar pérdida de excitación usa la compensación por relevadores de tipo admitancia o mho.

Los relés de pérdida de campo en generadores antiguos usan típicamente una característica de mho de zona única, como se exhibe en la siguiente figura:

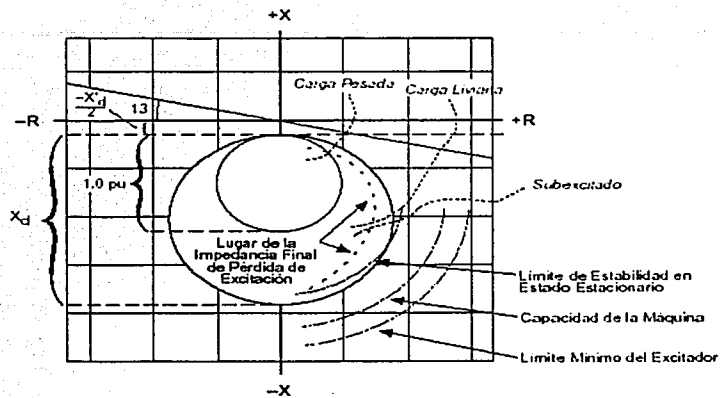


Pérdida de Campo (Característica) con un Antiguo Relé de mho Compensado de Zona Única

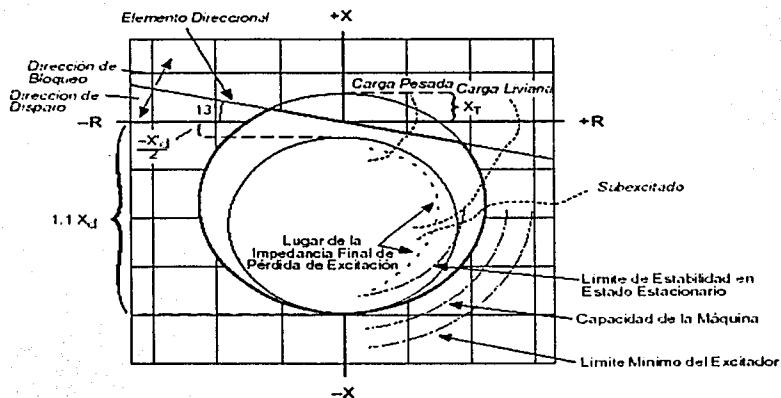
El relé mide la impedancia como es percibida desde los terminales de la máquina, y opera cuando la impedancia cae dentro de la característica circular. El relé está compensado desde el origen en  $1/2$  de la reactancia transitoria longitudinal ( $X'd/2$ ), para evitar el funcionamiento incorrecto durante perturbaciones del sistema y otras condiciones de falla. El diámetro del círculo está ajustado para igualar la reactancia sincrónica longitudinal. Se usa un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia. Este retardo de tiempo incrementa el tiempo de operación del relé, lo que significa que los MVARes extraídos por el generador persisten durante un tiempo más prolongado, haciendo al sistema de energía más susceptible al colapso del voltaje.

Numerosas empresas eléctricas han adquirido modernos relés de mho de dos zonas para mejorar la protección. Estos esquemas se muestran en la siguiente figura. El círculo mho interno está ajustado para disparo instantáneo, y es la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia en máquinas con carga pesada. La operación instantánea de la unidad con mho interno detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso del voltaje en toda el área.





A) Pérdida de Campo Usando el Método de Compensación de mho de Dos Zonas



B) Pérdida de Campo Usando el Método de Elementos Direccionales y Dos Unidades de Impedancia

Características de Pérdida de Campo con el Método Moderno de mho de Dos Zonas

### Dispositivo 46

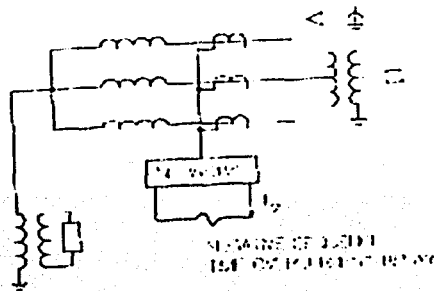
Relevador que mide la corriente de secuencia negativa, este relevador es usado para proteger a los generadores de excesivo calentamiento en el rotor resultado de las corrientes desbalanceadas en el estator. De la representación de las componentes simétricas de un sistema

desbalanceado, las corrientes en el estator pueden ser divididas en componentes de secuencia positiva, negativa y cero. La componente de secuencia negativa induce una corriente con doble frecuencia sobre la superficie del rotor la cual fluye a través de los anillos de retención, las aberturas de las cuñas y en un pequeño grado en los devanados de campo. Estas corrientes en el rotor pueden causar peligrosamente altas temperaturas en un tiempo muy corto.

La componente de corriente de secuencia negativa gira en la dirección opuesta del rotor, el flujo producido por esta corriente vista por el rotor tiene una frecuencia doble de la velocidad de sincronismo como resultado de la rotación invertida combinada con la rotación positiva del rotor. El efecto piel de la corriente con doble frecuencia en el rotor afecta a los elementos en la superficie del rotor.

La secuencia negativa calienta al rotor más allá de sus límites dando como resultado dos tipos de fallas. Primero, las cuñas son sobrecalentadas lo suficiente hasta el punto donde estas se rompen, segundo, el calentamiento puede causar que los anillos de retención se expandan y hagan flotar libremente el rotor lo cual trae como resultado un arqueo del rotor, por lo que trae como resultado unas importantes pérdidas por reparación.

Con las características de la corriente desbalanceada definida en el generador y por la corriente de secuencia negativa medida en el estator, un relevador de secuencia negativa de sobrecorriente de tiempo puede ser usado para proteger al generador. Este relevador consiste en una malla de secuencia negativa alimentada por la fase y /o los componentes necesarios para controlar la función de tiempo del relevador de sobrecorriente. Las características de tiempo del relé son designadas para cerrar lo antes posible de acuerdo a las características del generador de  $I^2t$ , como se muestra en la siguiente figura:

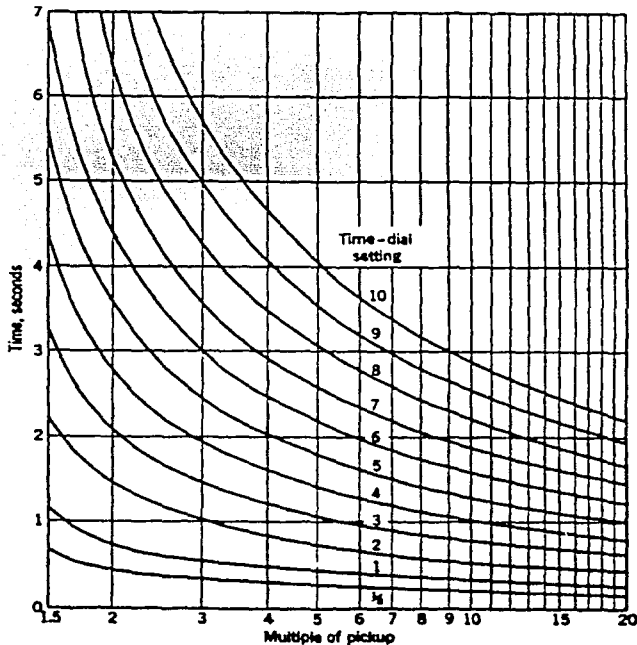


### Dispositivo 50

Relevador de sobrecorriente instantáneo, o de régimen de variación de la corriente, es un relevador que funciona instantáneamente al alcanzar la corriente un valor excesivo o si la corriente aumenta con demasiada rapidez, lo cual es señal de que ha habido una falla en el aparato o en el circuito protegido

### Dispositivo 51

Relevador de sobrecorriente de tiempo diferido, relevador de acción retardada que funciona cuando la corriente alterna de un circuito excede de un valor determinado. El retraso puede variar en función inversa a la intensidad de la corriente o puede ser en función de tiempo definido, de acuerdo con la familia de curvas llamadas curvas características tiempo-corriente



Pasos para el ajuste de los relevadores de una protección de sobrecorriente

- 1.- Se fija o calcula la corriente mínima primaria de operación  $I_{mp}$
- 2.- Se calcula la corriente mínima secundaria de operación (pickup),  $I_{ms}$  a partir de

$$I_{ms} = I_{mp}/R$$

Donde R es la relación de los transformadores de corriente

- 3.- Calcular la corriente secundaria de cortocircuito  $I_{sc}$

$$I_{sc} = I_{pcc}/R$$

$I_{pcc}$  es la corriente de corto circuito

- 4.- Se calculan los valores múltiplos de la corriente  $I_n$  respecto a la corriente mínima de operación  $I_{ms}$

$$I_n = N = I_{sc}/I_{ms}$$

N es el número de veces la corriente mínima de operación

- 5.- Con el valor N se entra en la gráfica de características corriente - tiempo de los relevadores proporcionada por el fabricante del relevador y se busca la intersección con el eje del tiempo, donde se obtiene el punto de ajuste del relevador

#### Dispositivo 59

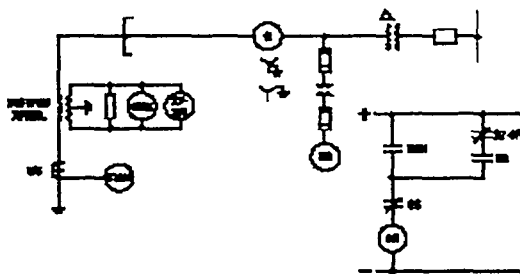
Relevador de sobrevoltaje, el sobrevoltaje de un generador ocurrirá cuando el nivel de la fuerza del campo eléctrico excede la capacidad del aislador de los devanados del estator del generador, si el sobrevoltaje es el resultado de un incremento proporcional en frecuencia el relevador de frecuencia no operara porque la relación de voltaje - hertz (V/Hz) no cambiara. Para esto generalmente se provee al generador con un relevador de sobrevoltaje como alarma o en algunos casos para disparar al generador de los niveles altos de esfuerzo eléctrico.

Quando se ajusta la protección de sobrevoltaje, ciertos requerimientos estándar se deben cumplir, para generadores con turbina cilíndrica impulsados por vapor estos deben ser capaz de operar arriba del 105% de voltaje nominal, variaciones similares en voltaje para generadores con turbina hidráulica. Para transformadores de potencia se requiere que

puedan operar al 110% de el voltaje nominal, el nivel de la frecuencia dependerá de los niveles de la carga.

Los daños causados al equipo por voltaje excesivo es principalmente la ruptura del aislamiento debido a el esfuerzo dieléctrico, sobrevoltaje sin sobreexcitación puede ocurrir cuando un generador experimenta un aumento en la velocidad debido a el rechazo de la carga, una severa falla súbita u otras razones. Una sobreexcitación no ocurre en estas situaciones porque el voltaje y la frecuencia incrementan en la misma proporción, por eso la relación voltaje - hertz se mantiene constante.

Al ajustar los relevadores de sobrecorriente para una unidad generadora, es importante que los limites de operación permisible para el generador y el transformador sean puestos en una base común de voltaje, esto es necesario, porque en algunos casos el voltaje de los devanados de el primotor esta ligeramente abajo que el del generador. La base del voltaje normalmente usado es el voltaje en las terminales del generador, los transformadores de voltaje típicamente utilizados por la señal del relevador de voltaje son conectados a la unidad entre el generador y la unidad auxiliar de transformadores



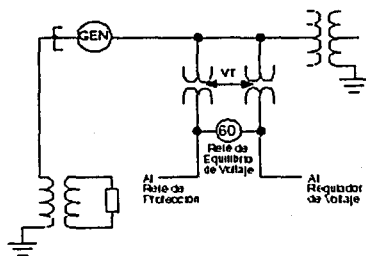
Para los relevadores de sobrevoltaje el ajuste deberá ser por encima de el máximo normal de operación y el relevador debe tener una unidad de tiempo inverso o diferido para dar al regulador una oportunidad a responder a las condiciones transitorias antes de ocurrir un disparo, adicionalmente un elemento instantáneo debe ser aplicado para muy altos sobre voltajes.

Es importante que los relevadores de sobrevoltaje tenga una respuesta plana a la frecuencia, dado que las variaciones de frecuencia pueden llegar durante el evento de sobrevoltaje. Esto es de particular interés en instalaciones hidroeléctricas el cual puede tener limites en la

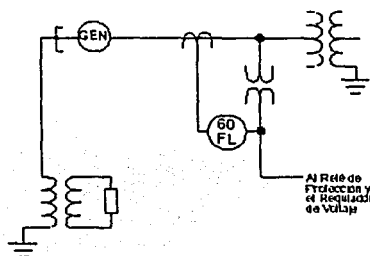
proporción de poner la compuerta cerrada por presión hidráulica, en dichos casos, estas unidades pueden experimentar un incremento de velocidad en la región de 150% durante un rechazo completo de carga antes de que las acciones del gobernador pueda reducir la velocidad

### Dispositivo 60

Relevador de equilibrio de tensiones, el método más común usado para proveer protección a la pérdida de señal del transformador de voltaje es con un relevador de balance de voltaje el cual compara el voltaje de las tres fases del secundario de dos transformadores de voltaje instalados el esquema es mostrado en la siguiente figura.



a) Aplicación de Protección con Relé de Equilibrio de Voltaje



b) Método Moderno de Detección de Pérdida de Fusible del VT

Cuando un fusible se quema de alguno de los dos transformadores de voltaje del circuito anterior, la relación de voltajes llega a desequilibrarse y el relevador operara, en adición la alarma también se activara.

Generalmente el relevador se ajusta alrededor del 15% de desequilibrio entre voltajes. Un cuidado cuando se ajusta este relevador es evitar la corrosión o un pobre contacto en los contactos del transformador porque pueden resultar en una caída de voltaje en el circuito lo suficiente para causar una mala regulación o sobreexcitación pero muy pequeño para ser detectado por el relevador. Esto se debe a la sensibilidad del circuito de regulación automática de voltaje

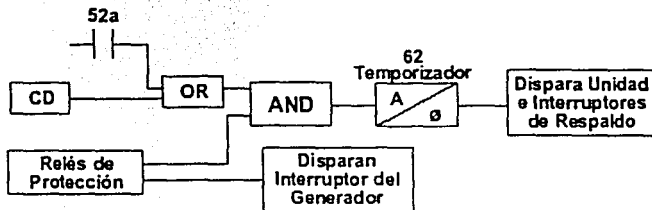
Algunas formas de detección de pérdida de potencial para transformadores de voltaje en el generador son requeridas. Es importante para la seguridad de la protección del generador que los relevadores cuya restricción depende de la señal de voltaje sean bloqueados (como los

relevadores 21, 32, etc.) durante estas condiciones así como la transferencia del regulador de control que depende de esta señal, por lo que se justificaría el relevador de balance de tensiones.

### Dispositivo 62

Relevador de retardo de parada o apertura, relevador de acción retardada que actúa en combinación de interrupción, parada o apertura, en una secuencia automática.

Un diagrama funcional de un esquema típico de interruptores para la zona del generador se muestra en seguida



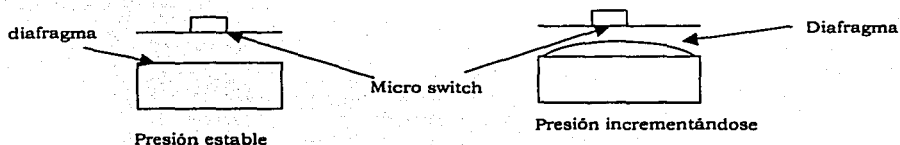
- 52a - Contactos Auxiliares del Interruptor Automático
- CD - Detector de Corriente
- 62 - Temporizador de Falla del Interruptor con Retardos Ajustables de Enganche y Cero Desenganche

Cuando los relevadores de protección detectan una falla interna o una condición de operación anormal, estos tratarán de disparar el interruptor del generador y al mismo tiempo inicia el contador del interruptor. Si el interruptor de un generador no elimina la falla o la condición anormal en un tiempo específico el contador disparará los interruptores necesarios para quitar al generador del sistema.

Los relevadores de protección mostrados en la figura representan todos los relevadores del bus y del generador que disparan los interruptores del generador. Típicamente los relevadores del generador están divididos en primarios y de respaldo proporcionando redundancia en las funciones de protecciones también como los relevadores auxiliares.

### Dispositivo 63

Presión súbita, relevador de flujo, nivel o presión de gases o líquidos, relevador que funciona a valores dados de la presión, flujo o nivel de un líquido o de un gas o un régimen de variación determinado de dichas magnitudes. Como se muestra en la siguiente figura:



### Dispositivo 64

Falla a tierra, el circuito de campo de un generador es un sistema de corriente directa sin aterrizar. Una sola falla a tierra generalmente no afecta la operación de el generador ni producirá ningún efecto que lo dañe, sin embargo la probabilidad de que ocurra una segunda falla es grande después de que la primera falla ha ocurrido. Cuando una segunda falla ha ocurrido una parte del devanado del campo estará en corto circuito, de este modo se produce huecos en el flujo desbalanceando la maquina. Los flujos desbalanceados producen fuerzas magnéticas desbalanceadas lo cual resulta en vibración dañando a la maquina. Un campo a tierra también produce calor en el rotor de las corrientes desbalanceadas, lo cual resulta en una mayor temperatura que puede causar también vibración. La práctica para disparar dentro de la industria para los relevadores de campo a tierra no están bien establecidos

Detección de tierra para el excitador y los devanados de campo son normalmente abastecidos como parte del generador en el equipo de fabrica. Una inspección reciente para protección de generadores indica que el 82% de todos los generadores incluidos en la inspección emplean detectores de tierra a campo y de estos detectores solo un 30% disparan la unidad cuando ocurre una falla a tierra.

El relevador protector de falla a tierra es un relevador que funciona si falla el aislamiento a tierra de una máquina, transformador u otro aparato o si se produce un arco a tierra en una máquina de corriente continua.

Esa función se asigna solamente a los relevadores que detectan el paso de corriente a tierra a través de la carcaza, cubierta o armazón de una máquina o de un aparato detector de una fuga a tierra en un

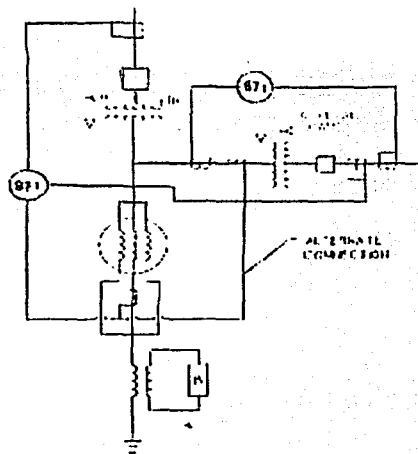


devanado o circuito con neutro normalmente aislado. Esta clasificación no se aplica a los dispositivos conectados al circuito secundario o al neutro del secundario de uno o más transformadores de corriente, conectado en el circuito principal de un sistema con neutro conectado a tierra

### Dispositivo 87

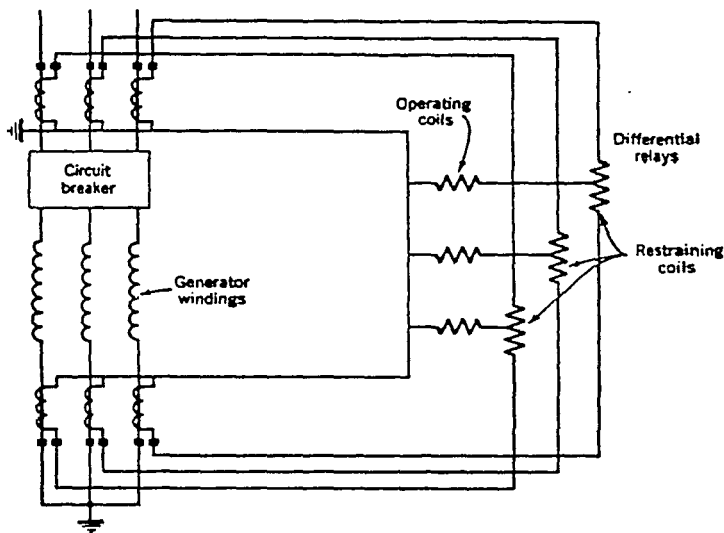
Protección diferencial, relevador de protección diferencial que funciona bajo una diferencia porcentual o ángulo de fase y otra diferencia cuantitativa de dos corrientes o de otras magnitudes eléctricas. Una falla en la fase de los devanados del estator es siempre considerada muy seria porque la corriente encontrada es muy alta y el daño potencial a los devanados así como al eje y los acoplamientos. Las reparaciones largas por daño severo puede ser muy extensa así como el alto costo por la potencia de reemplazo mientras la maquina esta fuera de servicio. Minimizar el daño debido a la falla del estator es por lo anterior muy importante. Al hacer esta situación peor, la corriente de falla en un generador fallado no se detiene cuando el campo del generador es disparado y el generador es separado del sistema. La energía almacenada en el campo continua alimentado la corriente de falla por unos segundos mas.

La protección diferencial global es conectada incluyendo las conexiones de la unidad generadora y el transformador de arranque como se muestra en la figura



El relevador diferencial esta formado por tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. La operación se produce cuando existe una diferencia entre estas corrientes, lo cual indica que dentro del equipo protegido existe una fuga de corriente

El relevador diferencial más usado es le relevador diferencial de porcentaje, que esta integrado en su forma más elemental, por tres bobinas. La bobina O de operación y las dos bobinas R de restricción según se observa



En este relevador, la corriente resultante en la bobina de operación es proporcionar a

$$I_1 - I_2$$

Y la corriente en cualquiera de las bobinas de restricción es proporcional a

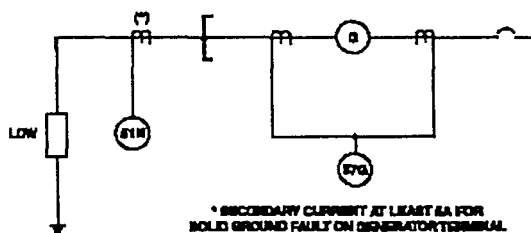
$$(I_1 - I_2) / 2$$

la relación entre la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente de restricción se conoce como la pendiente del relevador en por ciento, o sea

$$\text{pendiente} = K = (I_1 - I_2) / (I_1 + I_2) / 2$$

El relé 87G se conecta para responder ante corrientes diferenciales. En contraste con los relés 51 o 51V, el relé 87G responde a ambas corrientes del generador y las contribuciones de falla externas al generador. Debido a la conexión diferencial, los relés son inmunes a la operación debido al flujo de carga del generador o fallas externas, y, por consiguiente, puede proveer sensibilidad y protección de alta velocidad. Mientras los TCs tengan la misma relación de transformación, no necesitan estar conectados para su perfecto funcionamiento.

El relé diferencial del generador (87G) para detectar fallas a tierra de los devanados con baja impedancia de tierra se muestra en la siguiente figura:



Se observa, que se antepone un relé 51N al 87G, así como a los relés externos. Si el 87G no es lo suficientemente sensible para detectar las fallas a tierra, entonces el 51N proporciona la protección primaria para el generador. La ventaja del 87G es que no necesita ser ajustado para coordinar con una protección externa (ajuste de tiempo); sin embargo, si se requiere el retraso para el 51N.

### Funcionamiento de los relevadores electromecánicos

Los relevadores de protección para los sistemas de potencia fueron hechos para una o más detecciones de fallas o unidades de decisión, junto con cualquier lógica necesaria de mallas y unidades auxiliares, porque un número de estos detectores de fallas o unidades de decisión son usados en una variedad de relevadores, estos son llamados unidades básicas.

Cuatro tipos de unidades electromecánicas son ampliamente usados por atracción magnética, inducción magnética, D'Arsonval y unidades térmicas

De los tipos de unidades electromecánicas consideradas cabe mencionar que muchas son combinaciones de varios tipos pero todos ellos basan su principio de funcionamiento en una ecuación llamada "ecuación universal de torque" que es la siguiente:

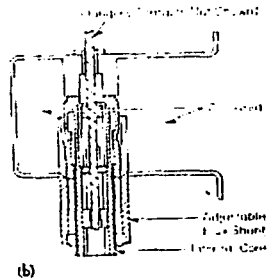
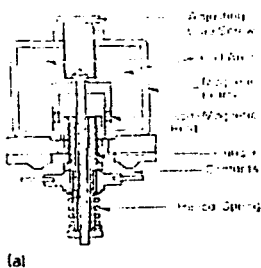
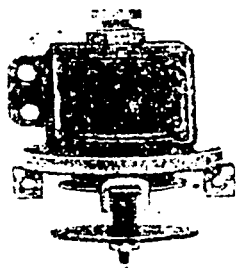
$$T = R_1 I^2 + K_2 V^2 + K_3 V I \cos(\theta - \tau) + K_4$$

### Atracción magnética

Tres tipos de unidades por atracción magnética son comúnmente usados, por solenoide llamados también "plunger", otro llamado "clapper" y el polar

#### Unidades plunger

Tienen embobinados cilindricos con una estructura magnética externa y en el centro el solenoide. Cuando la corriente o voltaje aplicado a las bobinas excede el valor fijado, el solenoide se mueve hacia arriba operando los contactos fijos como se muestra en la figura



La fuerza F requerida para mover el solenoide es proporcional al cuadrado de la corriente en la bobina. Las características de operación de estas unidades son determinadas por la forma del solenoide, el núcleo interno, la estructura magnética, el diseño de la bobina y las derivaciones

TFSIS CON  
FALLA DE ORIGEN

magnética. Estas unidades son instantáneas aménos que se introduzca una unidad de tiempo, que típicamente su tiempo de operación es de 5 a 50 milisegundos los tiempos largos ocurren cerca de el umbral de los valores escogidos.

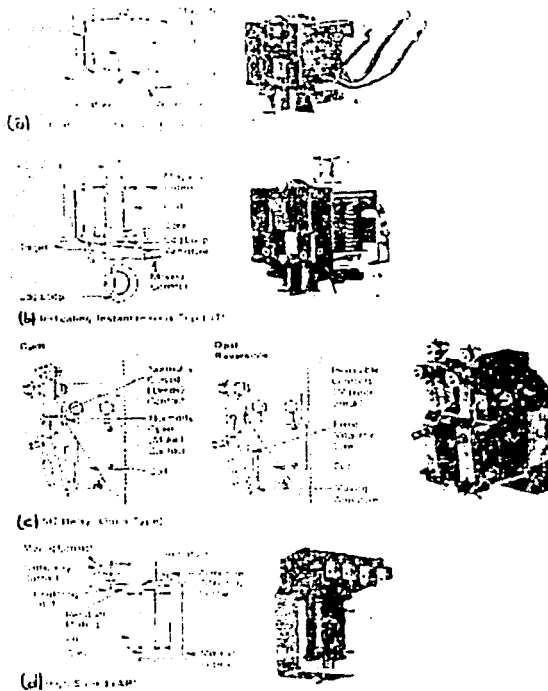
La unidad mostrada en la figura (a) es usado como una unidad instantánea de sobrecorriente. El solenoide de acero flota en un hueco de aire provista de un anillo no magnético en el centro del núcleo magnético. Cuando la bobina es energizada, el solenoide se mueve para arriba llevando un disco de plata que puentea tres contactos estacionarios. Un resorte elíptico absorbe la vibraciones del solenoide produciendo un buen contacto, el hueco de aire provee una relación de funcionamiento del 90% o mayor sobre un rango de dos a uno. El rango para escoger puede ser variado a dos a uno hasta cuatro a uno ajustando el núcleo atornillado. Cuando el rango escogido esta incrementado cuatro a uno la relación de funcionamiento disminuirá aproximadamente hasta un 45%.

La unidad mas compleja es la mostrada en la figura (b) es usada como unidad de sobrecorriente o sobrevoltaje instantánea. Un ajustable flujo en derivación permite mas precisión al ajustar a cuatro a uno el rango. Esta unidad es relativamente independiente de la frecuencia, su operación con corriente directa, 25 Hz, o frecuencia nominal a 60 Hz

#### Unidades clapper

Las unidades clapper tienen un armazón magnético en forma de u con una armadura movable hasta el limite forma. La armadura es articulada a un lado y el resorte comprimido al otro. Cuando la bobina asociada es energizada, abriendo o cerrando unos contactos puestos con un torque proporcional al cuadrado de la corriente. Los valores de ajuste y disparo de estas unidades son menos precisos que las unidades anteriores. Estas unidades son principalmente utilizados como auxiliares

Cuatro unidades son mostrados en la siguiente figura los mostrados en la figura (a) y (b) tienen los mismos diseños generales, pero el primero es para servicio de corriente directa y el segundo para operar en corriente alterna. En ambas unidades el movimiento hacia arriba de la armadura libera un blanco, el cual deja caer una bandera para indicar la operación.

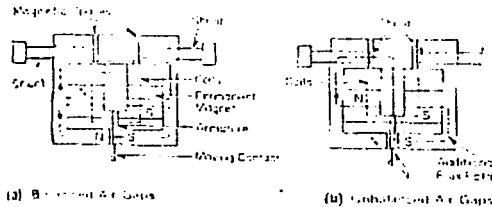
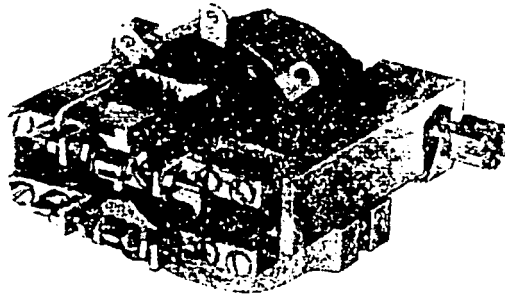


La unidad de la figura (a) es comúnmente usada para proveer un cierre de los contactos del relevador principal. La unidad en la figura (b) opera como unidad de sobrecorriente instantánea o unidad de disparo instantáneo, esta es equipada con un lazo de retraso para alisar la fuerza variable debida a la entrada de corriente alterna, este núcleo ajustable provee un rango mayor al nominal de cuatro a uno.

Las unidades mostradas en la figura (c) provee un amplio rango de contactos auxiliares múltiples el primero tiene lugar para cuatro contactos, el segundo puede aceptar seis. El mostrado en la figura (d) opera en 2 a 4 milisegundos con cuatro contactos adecuados para disparar los interruptores

## Unidades polar

Estas unidades operan aplicándoles corriente directa a la bobina alrededor de la armadura articulada en el centro de la estructura magnética. Un imán permanente atraviesa la estructura polarizando los polos como se muestra.



Los espaciadores no magnéticos localizados en la parte trasera del armazón magnético son puenteados por dos puntas ajustables magnéticas. Este arreglo deshabilita las rutas del campo magnético para ser arreglado la acción de contacto por reposición. Con huecos de aire balanceados las rutas del flujo son como las mostradas y la armadura flotara en el centro con la bobina desenergizada. Con los huecos desbalanceados algunos flujos son derivados a través de la armadura. La polarización resultante mantendrá la armadura contra un polo con la bobina desenergizada. La bobina es arreglada para que su eje magnético este en línea con la armadura y en ángulo recto con el eje del magneto permanente. Corriente en la bobina magnetiza la armadura hacia el norte o el sur, incrementando o disminuyendo cualquier polarización anterior de la armadura, como se muestra en la figura (b) el ajuste de la derivación magnética normalmente

hace que la armadura se mueva al polo norte, mientras el contacto movable se moverá a la derecha.

La corriente directa en la bobina de operación, la cual tiende a hacer que el contacto termine en el polo sur, vencerá esta tendencia y el contacto se moverá a la izquierda. Dependiendo del diseño y ajustes, esta acción de polarización puede ser lenta o rápida. El ajuste del hueco izquierdo controla los valores establecidos, el ajuste del hueco derecho ajusta el valor para configuración nueva, algunas unidades usan bobinas de operación o de retención o ambas para mantener los contactos en su posición inicial. La suficiente magnitud de corriente aplicada a la bobina de operación proveerá una fuerza para vencer a la de retención ocasionando que los contactos cambien de posición, una combinación de contactos normalmente abiertos o normalmente cerrados es disponible. Estas unidades operan con corriente alterna, a través de un rectificador de onda completa proveyendo mucha sensibilidad, y operación de alta velocidad en niveles muy bajos de energía. La ecuación de la unida polar es

$$K_1 I_{op} - K_2 I_r = K_3 / \Phi$$

Donde  $K_1$  y  $K_2$  son ajustados por las desviaciones magnéticas,  $K_3$  es una constante y  $\Phi$  es el flujo magnético permanente,  $I_{op}$  es la corriente operante y  $I_r$  es la corriente de retención en miliamperes

### Inducción magnética

Existen dos tipos de unidades de inducción magnética, la de disco de inducción y cilindro.

#### Unidades de disco de inducción

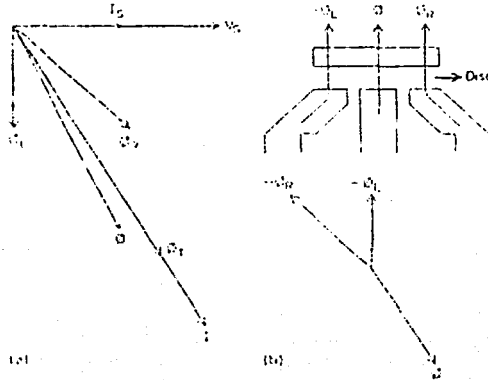
Originalmente estas unidades fueron basadas en el diseño del wattorímetro, sin embargo las unidades modernas aunque siguen usando el mismo principio de operación son un poco diferente. Todas operan por un torque derivado de la interacción de flujos producidos por un electro magneto, con esto induce corriente en el plano del disco de aluminio giratorio. En la siguiente figura la (a) llamada unidad E tiene tres polos, uno al lado del disco y un miembro magnético común o "guardián" en el lado opuesto. La bobina principal esta en la pierna del centro. La corriente  $I$  en la bobina principal produce flujo el cual pasa a través del hueco de aire en el disco hacia el guardián. El flujo  $\Phi_r$  regresa como  $\Phi_L$  a través de la pierna izquierda y  $\Phi_R$  a través de la pierna derecha, donde

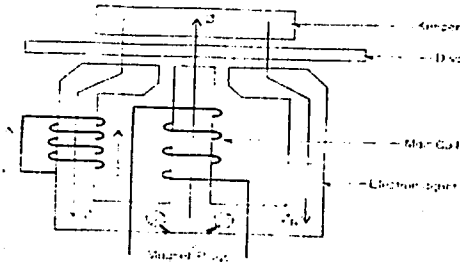
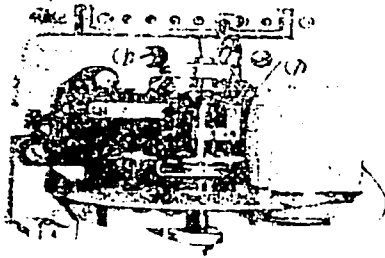


$$\Phi_T = \Phi_L + \Phi_R.$$

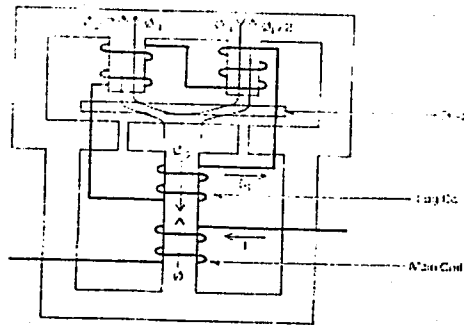
El corto circuito de la bobina de la pierna izquierda causa que  $\Phi_L$  se retrase y las dos  $\Phi_L$  y  $\Phi_R$  producen una acción de motor de media fase

El flujo  $\Phi_L$  induce el voltaje  $V_s$  y la corriente  $I_s$  fluye esencialmente en fase en el devanado de la pierna en corto. El flujo  $\Phi_T$  es el flujo total producido por la corriente  $I$  en el devanado principal. Los tres flujos cruzan el hueco de aire en el disco e inducen corrientes eddy en el disco. Estas corrientes eddy reaccionan con el flujo del polo y producen el torque que hacer rotar al disco, con la misma dirección de referencia los tres flujos mostrado en la figura (b) el flujo cambia de izquierda a derecha y rota el disco en el sentido de las manecillas del reloj.





(a) The "E" Unit



(b) The "OA" Unit

Existen muchas versiones alternativas de la unidad de disco de inducción. La unidad mostrada en la figura anterior por ejemplo puede tener una entrada de corriente o voltaje. El disco siempre se moverá en la misma dirección, sin hacer caso de la dirección de la entrada, si la bobina de retraso es abierta, no existirá ningún torque. Otras unidades así pueden controlar el torque en la unidad de disco de inducción, comúnmente una unidad direccional es conectada en el circuito de la bobina de retraso. Cuando el contacto de la unidad direccional es cerrado, el disco de inducción tiene par de arranque o torque, cuando los contactos están abiertos no hay torque.

La unidad de disco es usada en aplicaciones de potencia o dirección al sustituir una bobina adicional a la entrada en la bobina de retraso en la unidad E. La relación de fase entre las dos entradas determina la dirección de operación del torque. Un resorte en espiral en el eje del disco conduce corriente al contacto en movimiento. Este resorte junto con la forma del disco (un espiral de Arquímedes) y el diseño del electroimán provee una mínima operación constante de corriente sobre el rango de los contactos. Un imán permanente con un ajustable guardián amortigua el disco y las clavijas magnéticas en el control electromagnético para el rango de saturación. La tensión del resorte, la clavija magnética, imanes permiten separar independientemente los ajustes de las características de corriente de la unidad de tiempo inverso.

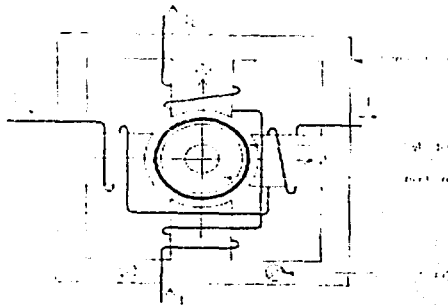
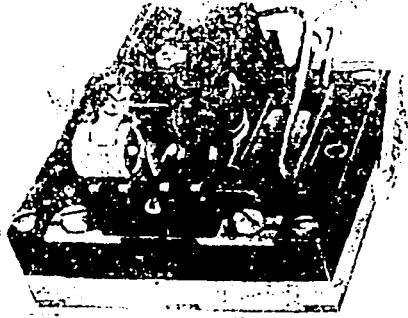
#### Unidades de cilindro

La operación de estas unidades es similar a el de un motor de inducción con polos salientes con devanados en el estator como el mostrado en la figura

La unidad básica usada en este relevador tiene en el interior de su núcleo de acero, en el centro del electroimán, un cilindro rotatorio con una delgada capa de aluminio en el hueco de aire, un cilindro movible es limitado a poco grados por el contacto movible unido en la parte de arriba del cilindro y los contactos estacionarios. Con el resorte en espiral se puede reajustar el torque.

El torque de operación es función del producto de dos cantidades aplicadas a las bobina puestos en los cuatro polos del electroimán y el coseno del ángulo entre ellos. La ecuación del torque es

$$T = KI_1 I_2 \cos(\Phi_{12} - \Phi) - K_s$$

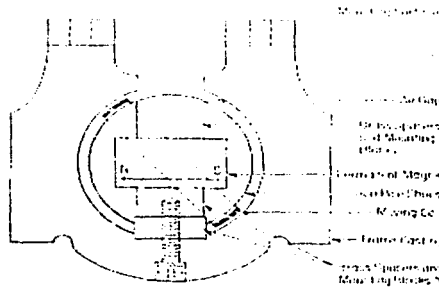
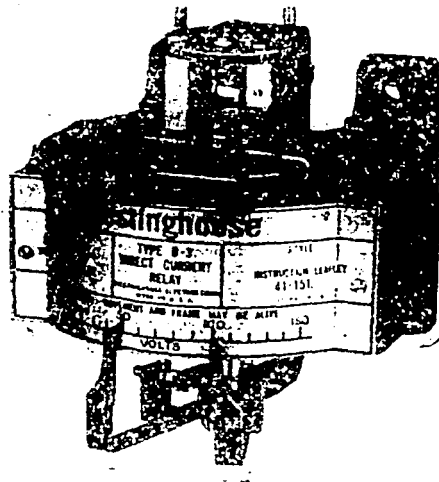


Donde  $K$  y  $\Phi$  son constantes de diseño,  $I_1$  e  $I_2$  son las corrientes a través de los devanados;  $\Phi_{12}$  es el ángulo entre  $I_1$  e  $I_2$ ;  $K_2$  es la retención del torque del resorte. Diferentes combinaciones de cantidades a la entrada pueden ser usados por diferentes aplicaciones como sistemas de voltaje o corriente así como voltajes de malla.

#### Unidades de D'Arsonval

Tienen una estructura magnética y un imán permanente en el interior forman el núcleo cilíndrico polar. Una bobina móvil en el hueco de aire es energizada por corriente directa, la cual reacciona con el flujo en el hueco de aire creando un torque giratorio. Esta unidad opera con una energía muy baja de entrada, tal como la disponible de las derivaciones de corriente directa, los circuitos puente o los rectificadores de corriente

alterna. La unidad puede también ser usada como un medidor de miliamperes o un voltímetro. Estas unidades se muestran a continuación



### Unidades térmicas

Estas unidades consisten en dos laminas bimetalicas o bobinas donde una esta fija y la otra esta libre. Como cambie la temperatura, dependiendo de los diferentes coeficientes de expansión térmica de los dos metales causan que la lamina libre se mueva. El contacto se junta con la lamina libre para operar, esta unidad esta basada en los cambios de temperatura.

**CAPITULO III**  
**PROTECCIONES MICROPROCESADAS PARA GENERADORES**

## **Relevadores digitales para protección de generadores**

En años recientes, debido a la competitividad del mercado eléctrico, en todas las nuevas construcciones de plantas muchos servicios están siendo revisados, como la capacidad de generación de reserva y la confiabilidad de esta, para ello se están implementado planes para optimizar esta inversión, reducir el capital y el presupuesto operante

El desempeño de una unidad generadora depende de la confiabilidad de los sistemas de protección y de control de la planta, además estas condiciones impuestas son mas criticas para una planta nuclear.

La modernización de un esquema de protección existente en una unidad generadora con un equipo de protección digital ofrece al dueño del equipo muchas ventajas. Estas incluyen una protección más completa, mayor capacidad de diagnostico para más productividad, la optimización del mantenimiento, y mayor tiempo de vida con una implementación mínima así como ventajas en la operación en la secuencia de eventos, valores nuevos y capacidad de comunicación

Con estas capacidades adicionales se evita y/o reduce las salidas forzadas mas frecuentes justificando su costo. En instalaciones antiguas los relevadores electromecánicos que han estado en servicio por mucho tiempo están acercándose al fin de su vida debido al deterioro del aislador. El reemplazo de estos relevadores con unos nuevos relevadores electromecánicos o analógicos no será un buen gasto como el implementar un sistema de estos digitales.

Para ello, existen empresas eléctricas que brindan para unidades generadoras esquemas de protección utilizando los módulos de relevadores que estas venden, tal es el caso de los relevadores digitales que ofrece Siemens, General Electric (GE), Beckwith Electric, entre otras.

A continuación mostramos un esquema de dos compañías (para no hacer mas extenso el trabajo) con su respectivos módulos de relevadores que ofrecen.

La primera compañía que analizaremos ofrece un esquema básico con ciertos módulos de relevadores que ofrecen la protección mínima necesaria, en las que se muestran unas fotos de algunos módulos de estos relevadores así como la función que tienen incluida.

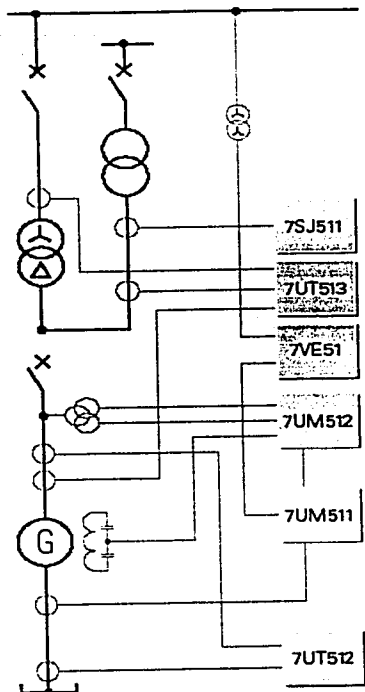
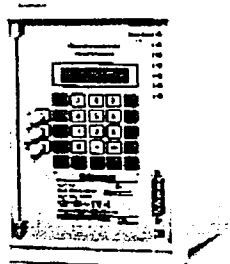


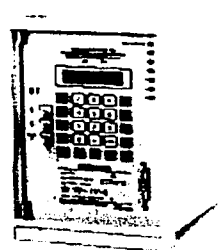
Diagrama unifilar de protección utilizando 6 módulos de relevadores



\* only with 7SJ512

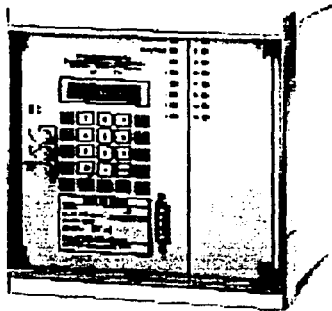


Módulo 7SJ511/512



Módulo 7UT512





Los módulos restantes contienen las protecciones que se muestran a continuación

7VE51	25	Synchronizing			
7UM512	59N	64R	46		
7UM511	81u	59	32	40	49



\* 87REF or 50G

Módulo 7UTS13

En la siguiente tabla se tienen otros módulos de protección que ofrecen una protección más completa para generadores, en esta tabla primero se tiene el número de los relevadores de acuerdo a la norma NEMA - IEEE, enseguida se tiene la función de dicho relevador seguido por la fórmula matemática para ajustarlo, por ejemplo el módulo 7UM511 tiene tres ajustes para la función 51 mientras que el 7UM512 sólo uno, finalmente el número del módulo que contiene la función de dicho relevador según la nomenclatura de la compañía en la que podemos observar que los módulos 7UM512 y 7UM511 son utilizados nuevamente

Número de relevador	ANSI No.*	Función	Relay				No. De módulo
			7UM511	7UM512	7UM515	7UM516	
51	Overcurrent	$I > I + U <$	■	■			Ajustes que se pueden realizar
			■				
			■				
51, 37	Overcurrent/Undercurrent	$I > t$	■				

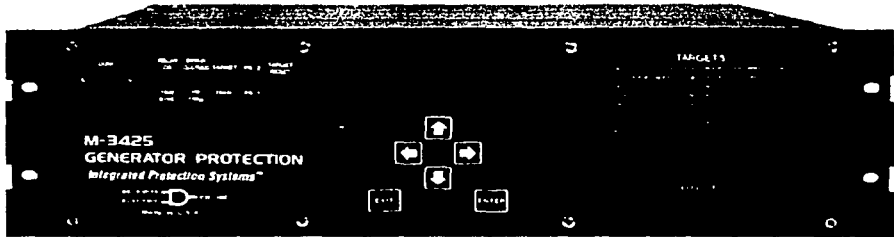
↑ Función que realiza                      ↑ Fórmula para ajuste

**Numerical generator protection**  
**Protection functions**

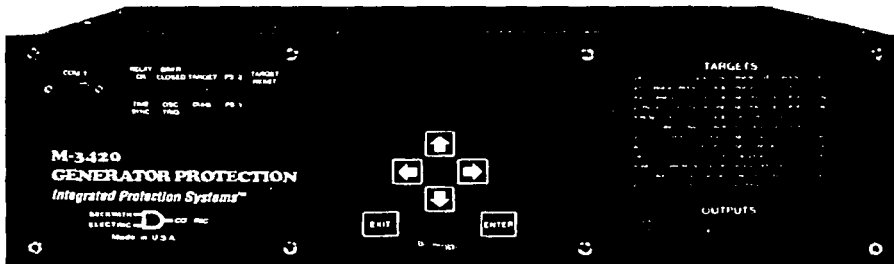
ANSI No.*	Function	Relay	7UM511	7UM512	7UM515	7UM516
51	Overcurrent	$I > I(t+U<)$	■	■		
		$I_E > t$	■ <sup>2)</sup>			
		$I >> t$	■			
51.37	Overcurrent/Undercurrent	$I >< t$		■		
43	Thermal overload	$P_t$	■			
46	Load unbalance	$I_2/I_n > t$	■	■		■
		$(I_2/I_n)^2 t$	■	■		■
87	Differential protection	$\Delta I_A >$				
		$\Delta I_B >$				
		$\Delta I_C >$				
59	Overvoltage	$U > t$	■	■	■	
		$U >> t$	■	■	■	
27	Undervoltage	$U > t$	■			
		$t = f(U<)$				■
		U< with frequency evaluation	$U/f < t$		■	
	Direct voltage	$U_a > t$		■		
59GN	Stator ground fault protection <90%	$U_E > t$	■ <sup>6)</sup>		■	■
		$U_E + I_E > t$		■		
53GN	Stator ground fault protection 100%	$R_E < t$				■
	Interturn fault protection	$U_W > t$				■
	Overfrequency	$f >$	■ <sup>7)</sup>	■ <sup>4)</sup>	■ <sup>3)</sup>	
81u	Underfrequency	$f <$	■ <sup>3)</sup>	■ <sup>4)</sup>	■ <sup>3)</sup>	
32	Reverse power	$(-P) > t$	■	■ <sup>7)</sup>		■
	Forward power <sup>1)</sup>	$(+P) > t$	■			■
48	Underexcitation (field failure) protection	$v_i > t$	■	■ <sup>7)</sup>		
		$v_i + U_o > t$	■			
64R	Rotor ground fault protection	$R_E < t(f_n)$		■		
		$R_E < t(1Hz)$				■
		$I_E > t(f_n)$	■ <sup>2)</sup>			
24	Overexcitation protection	$U/f > t$			■	
		$(U/f)^2 t$			■	
21	Impedance protection	$Z < t$				■
78	Out-of-step protection	$v(Z) > n$				■
87N	Restricted ground fault prot.	$\Delta I_E$				
	Trip control inputs	t, trip	4	4	4	4
	Trip circuit monitoring		2	2	2	2

\* ANSI/IEEE C 37.2: IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers

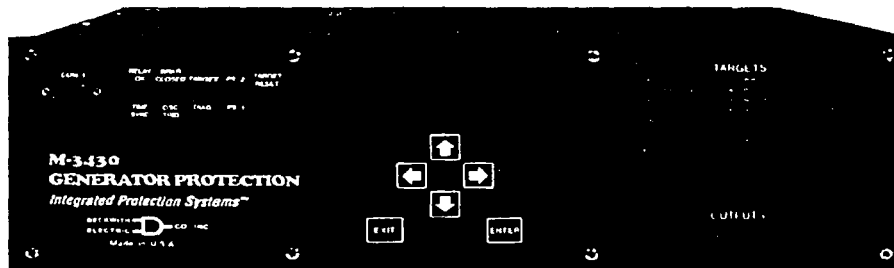
La otra compañía que analizaremos ofrece tres módulos de protección multifunción para generadores, estos son los módulos M-3420, el M-3425 y el M-3430. Físicamente cada módulo de relevadores es como se muestra a continuación



Módulo M-3425



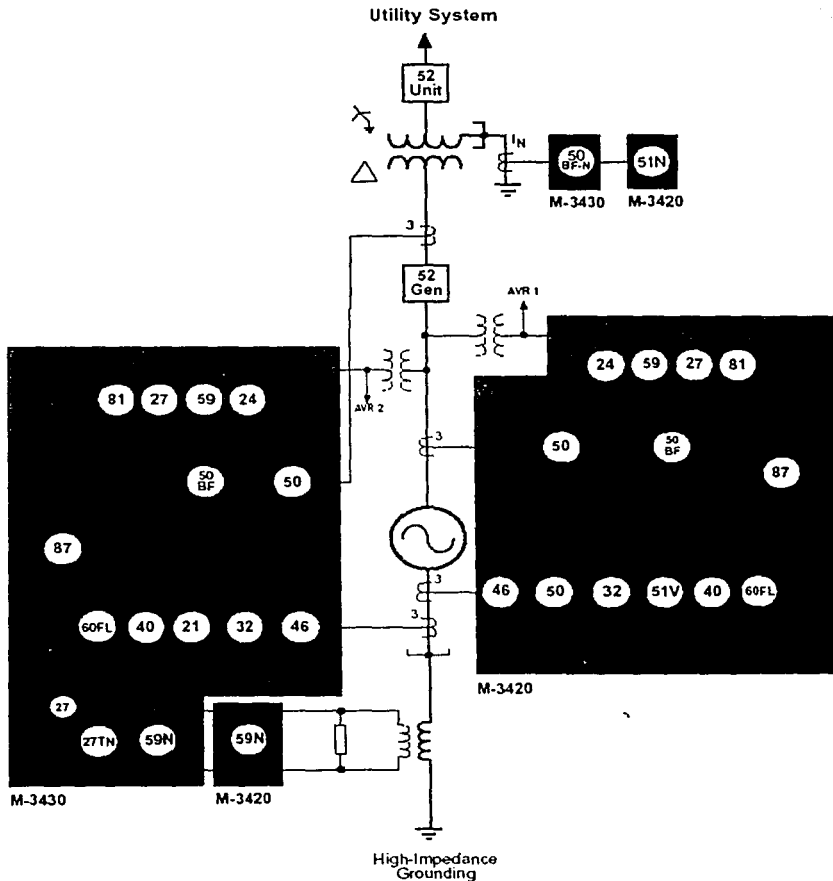
Módulo M-3420



Módulo M-3430

Para generadores con puesta a tierra de baja impedancia (resistencia o reactancia), se dispone del relé M-3420, con protección de tierra del estator adecuada. El módulo M-3430 es utilizado para generadores con

puesta a tierra de alta impedancia. Si se combinan estos dos módulos de relevadores complementando el módulo M-3420 a el M-3430 se puede realizar un esquema de protección más completo que generalmente se utiliza en generadores muy grandes, como se muestra en el siguiente diagrama, donde se puede apreciar la función de cada módulo.



El relé de protección para generadores M-3425 es apropiado para generadores de todo tamaño y toda tipo de maquina prima, este se puede

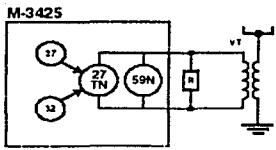
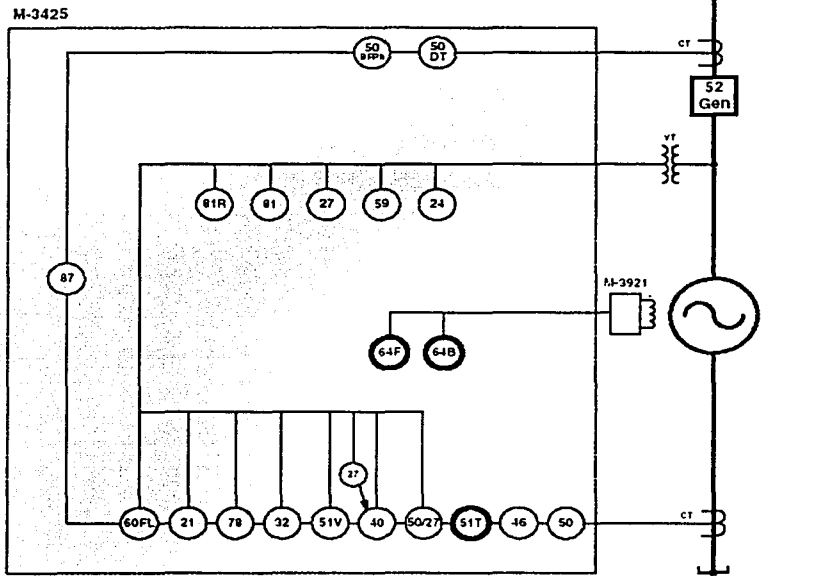
utilizar para generadores con puesta a tierra de baja y alta impedancia. El diagrama de conexión típico son ilustrados en la siguiente figura.

**Diagrama Conexiones Típico M-3425**

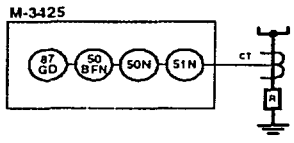
■ **NOTA:** Algunas funciones son mutuamente exclusivas. Ver el manual de instrucciones para más detalles.

- Funciones de Protección Estandar
- Funciones de Protección Opcionales
- (with arrow) Esta función proporciona control a la función a la cual esta apuntando: este independientemente.

**Sistema de Potencia**



Aterramiento de alta impedancia con 100% de protección de falla a tierra del estador con detección de tercer armonico.



Aterramiento de baja impedancia con 100% de protección de falla a tierra del estador con detección de sobrecorriente.

Cabe mencionar que las compañías presentadas comparten áreas de mejoramiento. Estas áreas de mejoramiento de la protección de generadores de 20 años o más están comprendidas en tres amplias categorías:

1) **Mejora en la Sensibilidad** en áreas de protección donde los relés antiguos no ofrecen el nivel de detección necesario para impedir los daños. Ejemplos de la protección en este área son:

- protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada)
- protección contra falla a tierra en el 100% del estator
- protección de doble nivel contra la pérdida de campo

2) **Áreas Nuevas o Adicionales de Protección** que no se consideraban como problemas hace 20 años, comprobándose lo contrario a través de las experiencias de operación. Estas áreas son:

- energización inadvertida del generador
- pérdida de fusible del transformador de voltaje (vt)
- disparo secuencial
- monitoreo con oscilógrafo

3) **Consideraciones sobre Aplicación de Protecciones Especiales** que corresponden sólo a los generadores. Estas áreas incluyen:

- falla del interruptor del generador
- protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador

## Funcionamiento de los relevadores digitales

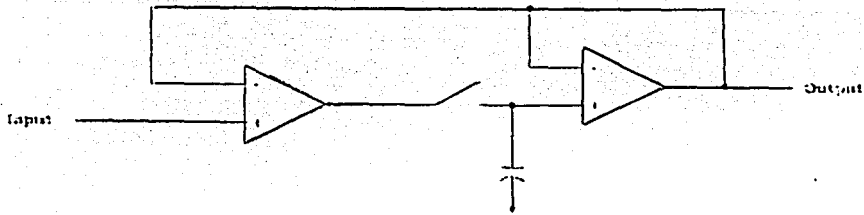
Desde el punto de vista de los sistemas de potencia los relevadores con microprocesador no son distintos que los relevadores numéricos o electromecánicos. Corrientes y voltajes deben ser medidos y comparados con los valores de referencia u otros puntos de referencia y una acción debe ser diferida o iniciada. Otras funciones como las de recibir señales de onda (carrier), la posición del interruptor 52b, el escoger un sistema piloto, etc, son también realizadas.

Sin embargo los relevadores numéricos deben trabajar dentro de la estructura del probador de datos momento a momento. Las corrientes por ejemplo, no son tratadas en una base continua, pero estas igual que todas las cantidades a la entrada son probadas una a la vez tan rápido como la velocidad en que los datos son recibidos.

El microprocesador nos ofrece en los relevadores de protección la capacidad de procesar voltajes y corrientes a una velocidad muy alta, así como manipular los datos para determinar la medición de una sobrecorriente, retener información de una falla, y desempeñar funciones de autocomprobación. La utilización de esta nueva tecnología también nos presenta ayuda con los nuevos cambios relativos a la manera en la cual la información es manejada y manipulada

Con los relevadores electromecánicos o de estado sólido la operación ocurría al mismo tiempo, y no había problemas de coincidencia de tiempos. Sin embargo un microprocesador literalmente puede manejar una tarea en un tiempo. Los multiplexores pueden muestrear solamente una cantidad a la vez, así el voltaje y la corriente no están al mismo tiempo. La tarea más pesada de los programadores es el agrupar estas peculiaridades e idear formas para agrupar las tareas en el orden correcto en el microprocesador y que pueda realizar las comparaciones basadas en los voltajes y corrientes despreciando los errores asociados con los datos recibidos. Estos datos son introducidos por comparación de cantidades tomados en diferentes instantes.

Para permitir el muestreo de una cantidad fija en lugar de una cantidad cambiante rápidamente, el circuito de muestra y retención es usado normalmente en los relevadores numéricos. Un ejemplo de este es el circuito que se muestra a continuación.



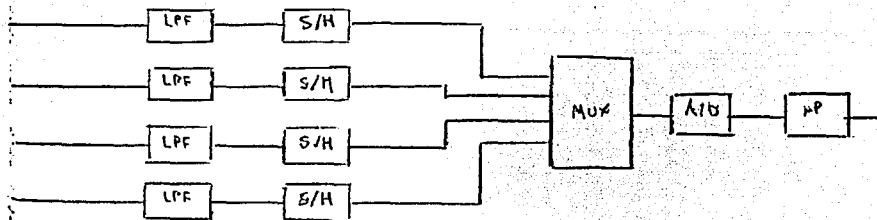
El microprocesador requiere que esa información sea presentada en forma digital. Normalmente en palabras de 8 o 16 bits, el proceso de conversión de la señal analógica a la señal digital (la cual es simplemente el escalonamiento en una cantidad de corriente directa) con un convertidor analógico digital. Muchas variedades de estos dispositivos han sido usados durante años. La proporción requerida de rango y muestreo dicta las opciones para un diseño particular de un relevador de protección.

El microprocesador acepta el dato muestreado y almacena esta para un uso futuro en la memoria RAM. Los datos son representados por algoritmos o comparaciones definidas por un programa en la memoria, el cual es almacenado en la memoria ROM o mas ampliamente en una memoria EPROM (memoria programable de solo lectura borrable). El programa almacenado en la ROM o la EPROM no es volátil

Otro elemento vital en la arquitectura requerida para la aplicación del relevador con microprocesador es la NOVDRAM (RAM no volátil) o EEPROM (memoria programable de solo lectura eléctricamente borrable). Datos que son almacenados en este tipo de memorias no se pierden cuando la potencia eléctrica es quitada de el relevador. Datos establecidos y de ajuste son normalmente almacenados en estas.

Los algoritmos del microprocesador típicamente requieren el muestreo en tiempo coincidente de las cantidades entrantes. Es Ingeniosamente usado para direccionar este proceso en tiempo real, particularmente en aplicaciones de relevador donde depende mucho la relación entre el tiempo y las cantidades. Para esto existen dos métodos básicos para muestrear cantidades, ambos utilizan el circuito de muestra y retención. Un ejemplo de este método se muestra en la siguiente figura.

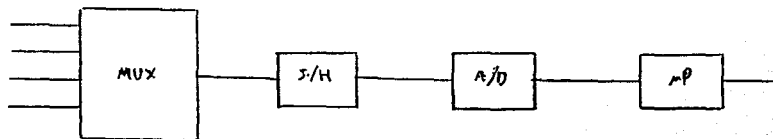




LPF Low Pass Filter

Usando circuitos separados de muestra y retención (S/ H) para cada entrada, el microprocesador tiene cada movimiento de un punto directamente congelado. El circuito S/ H retiene este valor muestreado hasta que el microprocesador pueda leerlo a través del multiplexor y el circuito de conversión de analógico digital.

Un método alternativo de muestreo que es menos caro utiliza un circuito de S/ H para todas las entradas. Este es mostrado en la siguiente figura.



MUX Multiplexor  
 S/H Sample and Hold  
 A/D Analog to digital converter  
 MP Microprocesador

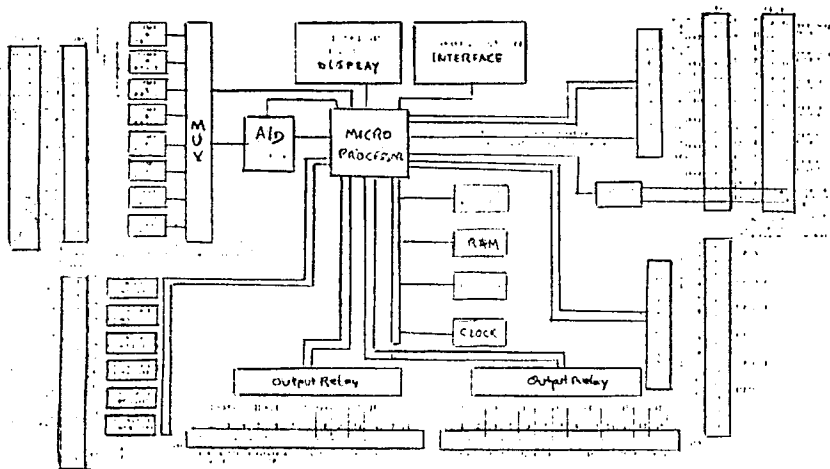
Un factor de corrección es aplicado a cada muestra después de que el primer valor del grupo fue muestreado. Esto es necesario por que la diferencia en el tiempo de muestreo existe y todas las muestras están en una secuencia de tiempo por el multiplexor y estas pueden coincidir si se les aplica un ángulo de corrección.

La determinación digital de los valores rms de las señales de onda es muy similar al método analítico convencional las ecuaciones son:

Análogo  $rms = \sqrt{1/(2\pi) \int_0^{2\pi} I_m^2 \sin^2 \omega t dt}$

Digital  $rms = \sqrt{1/8 \sum_{n=1}^8 I_n^2}$

Todas las demás funciones que realiza el microprocesador de un relevador son por medio de funciones y análisis matemático como son el criterio de Nyquist, series de Fourier y transformada discreta de Fourier. que podrían ser tema de otro trabajo por lo que dejamos esta descripción hasta lo visto, por último mostramos un diagrama de la arquitectura general de un relevador digital



### Costo de los relevadores digitales

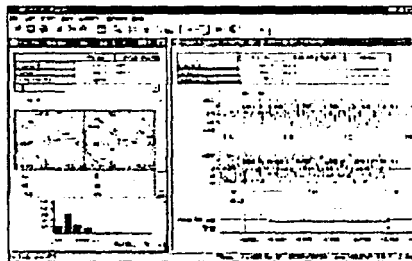
Los precios de los relevadores que mostramos por parte de las compañías se muestran en las tablas pero el precio que aparece no incluye gastos de transportación ni tampoco de instalación ya que depende del cliente si desea que se los lleven e instalen porque como se muestra en el apéndice la instalación y ajuste del relé es muy sencilla

A continuación mostramos los precios de los relevadores de la primera compañía que analizamos.

Módulo	Precio
7SJ511	US\$2000
7UT513	US\$3000
7VE51	US\$2000
7UM511	US\$3000
7UM512	US\$3000
7UT512	US\$3000
7UM515	US\$3000
7UM516	US\$3000

Todos los módulos de relevadores incluyen el software DIGSI propio para comunicarse con una PC o computadora portátil, este es compatible con el sistema operativo Microsoft Windows 98 y anteriores, a través de este programa el usuario puede ajustar los valores del relé, analizar los datos recibidos, probar el relé, etc.

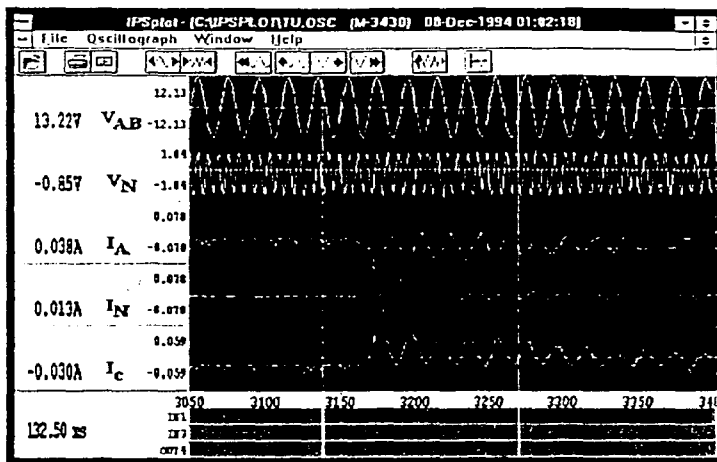
La pantalla de este software es similar a la que enseguida presentamos, además todos los relevadores tienen 6 años de garantía.



Para la segunda compañía, la lista de precios de los módulos, se muestra como sigue:

Módulo	Precio
M-3420	US\$4000
M-3425	US\$6000
M-3430	US\$4000

Al igual que la primera compañía todos los módulos de relevadores vienen incluido con su software de comunicación para este caso es el IPScom el cual es compatible con el sistema operativo Microsoft Windows 98 y anteriores, pero en estos la garantía es de solo cinco años.



Cabe mencionar que para los módulos M-3420 y M-3430 el precio no incluye ninguna característica opcional como son: la redundancia en potencia de abastecimiento, el módulo M-3920 de señalización de fallas, el módulo M-3931 que provee un interfase hombre-maquina y el software para obtener un análisis oscilográfico.

Para el caso de el módulo M-3425 el precio incluye todas las opciones y características opcionales, como son las funciones de protección extra 64F, 64B y 51T, así como el módulo M-3921 que es un acoplador de campo a tierra, el módulo M-3925 de señalización de fallas, el módulo M-3931 que provee un interfase hombre-maquina, el software para obtener un análisis oscilográfico y la redundancia en potencia de abastecimiento.

**CAPITULO IV**  
**COMPARACIÓN DE LOS RELEVADORES**

## **Mantenimiento de los relevadores electromecánicos**

Para esta parte del trabajo, como ya se había planteado anteriormente (en el método), fuimos directamente a la central termoeléctrica a entrevistar a las personas encargadas en el área de protección, a las cuales les realizamos las siguientes preguntas:

*¿Cuándo realizan el mantenimiento a el sistema de protección y los relevadores de la unidad?*

El mantenimiento a el equipo de protección generalmente se realiza cuando el generador se encuentra fuera de servicio, debido a el mantenimiento mayor, que es una vez al año, aunque también se ha realizado cuando esta en servicio a través de una licencia

*¿Qué realizan en el mantenimiento?*

Lo primero que se hace es una limpieza de todos los gabinetes y relevadores, después verificamos que no haya alguna conexiones floja para que finalmente realicemos la calibración de los relevadores

*¿Cuánto tiempo se tardan en darle mantenimiento a todo el sistema de protección de la unidad?*

Aproximadamente un mes

*Hoy en día si necesitan cambiar algún relevador ¿Todavía los consiguen?*

Hasta ahora no hemos tenido la necesidad ni se ha dado el caso de cambiar algún relevador

*¿Existe algún peligro al realizar el mantenimiento?*

No, porque se desmontan los relevadores y se trabajan en el taller, habría un riesgo para el equipo si esta en servicio el generador y no cuenta con la protección que esta en mantenimiento

## Confiabilidad de los relevadores electromecánicos

*¿Han tenido algún problema crónico con estos relevadores?*

Sería el ajuste de los relevadores, pero no se podría llamar problema porque aun están en su rango de operación correcta

*¿Ha pasado alguna vez que no haya operado algún relevador?*

No, nunca, ya que las veces que ha sido falla por el generador sus protecciones si operan

*¿Cuánto tiempo tiene el sistema de protección en servicio?*

Desde que entro en operación la unidad que fue en el año de 1974, por lo que lleva 28 años de servicio

*¿Tienen confianza en este sistema de relevadores a pesar de los años de servicio?*

Si porque todavía están operando muy bien, además que los tratamos de mantener en optimas condiciones con el mantenimiento preventivo y correctivo que les damos

*¿Qué opinan si se cambiaran los relevadores electromecánicos por unos digitales*

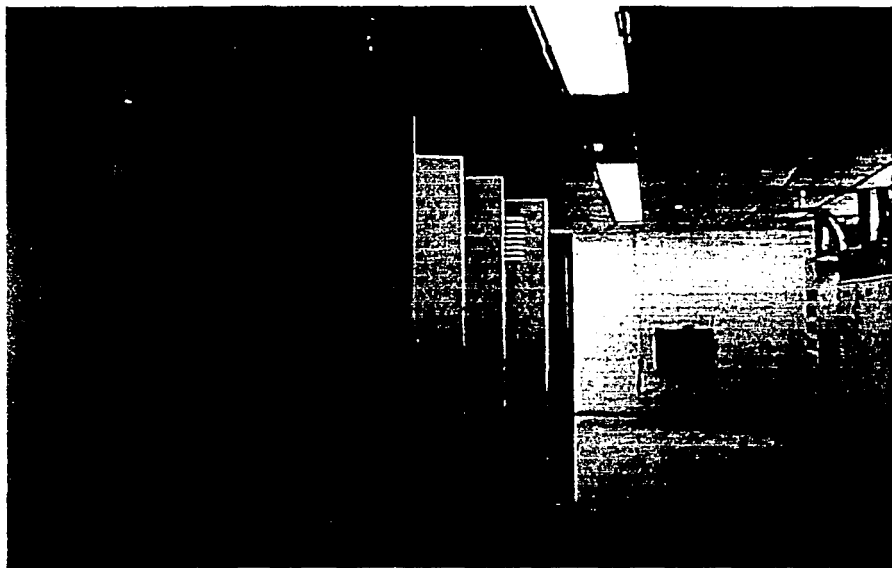
Pues estaría bien porque como mencionaste si necesitáramos cambiar algún relevador no creo que ya lo encontremos a menos que fuera un pedido especial, además creemos que si es bueno modernizarse

*¿Qué confianza tendría en los relevadores digitales?*

La misma que los electromecánicos ya que estos fueron buenos y no creemos que la nueva tecnología sea peor que la antigua si no que debe ser mejor

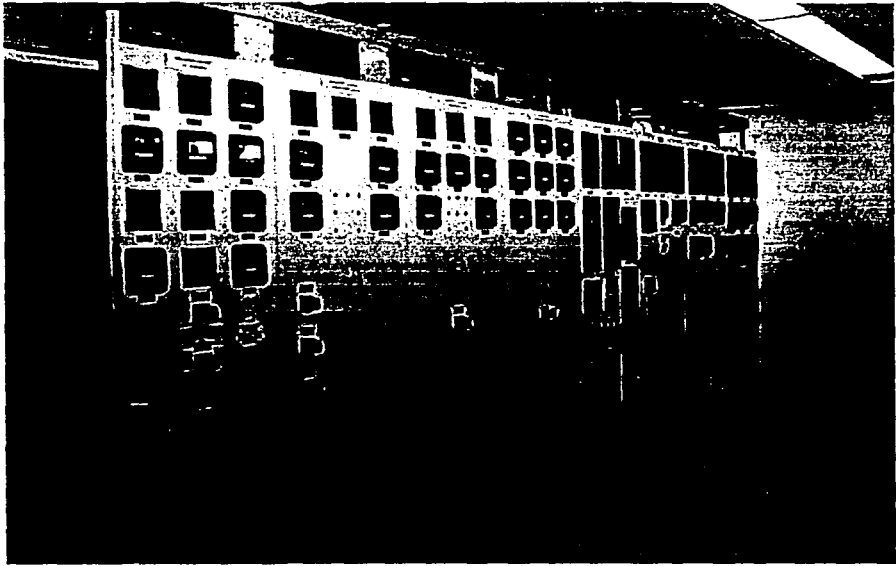
## **Espacio que utilizan las protecciones electromecánicas**

Para mostrar las dimensiones de los relevadores de protección de la unidad cuatro y el espacio que utilizan estas, mostraremos las siguientes fotos tomadas en la central en las que se puede apreciar que un cuarto completo es utilizado para almacenar las protecciones debido al tamaño de los relés



Cuarto de relevadores de la unidad 4





relevadores de la unidad 4

### **Mantenimiento de los relevadores digitales**

Los relevadores digitales multifunción cuentan con una importante característica conocida como auto-diagnostico. Que es la habilidad de detectar y corregir un falla antes de que el sistema de protección tenga que operar. Aunque la calidad de los componentes electrónicos disponible hoy es excelente, la falla de alguno de estos componentes puede ocurrir. Los relevadores digitales pueden estar diseñados para detectar muchas de estas fallas. Las siguientes son algunas de las funciones más importantes de la función de auto-diagnostico implementada en los relevadores multifunción

#### **1.- Comprobación del sistema de adquisición de datos**

El voltaje de alimentación y la tierra están conectados al canal analógico de entrada del multiplexor y son examinados contra la advertencia de la entrada de una falla. También esto verifica el sistema de

adquisición de datos analógico, incluyendo el multiplexor, el amplificador de ganancia y el convertidor analógico digital

## 2.- Comprobación de memoria

el contenido de la ROM es examinada por cálculos de comprobación y son comparados con los pre-computados guardados. La comprobación es calculada como el módulo 256 sumando todos los bites. La RAM es examinada al escribir y leer una prueba modelo

## 3.- Comprobación del punto de referencia

El punto de referencia es almacenada en la EEPROM y una copia de este punto es almacenada en la RAM por ejecución de la lógica del relevador. Cuando cualquier punto de referencia es cambiado la comprobación de este punto es calculada desde el contenido de la EEPROM con el almacenado en la RAM

## 4.- Contador vigilante

El diseño del hardware incluye un circuito de reajuste de contador vigilante para tomar un proceso ordenado de reajuste

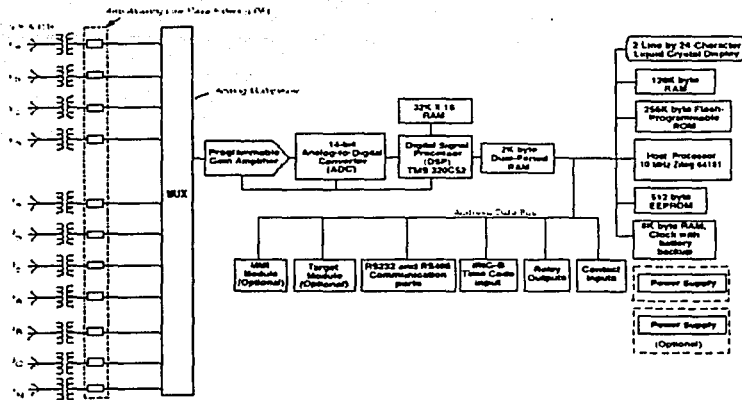
Además para un completo mantenimiento se aconseja al usuario que periódicamente revise las entradas del relevador, así como también se les recomienda activar los contactos de salida de disparo del relevador digital para verificar que estos estén trabajando y este alambrado para un desempeño externo deseado de disparo y alarma.

### **Confiabilidad en los relevadores digitales**

La mayor preocupación en aplicar los relevadores digitales multifunción para la protección de generadores es que casi todas las protecciones eléctricas incluyendo las funciones de protección primaria y la de respaldo están incluidas en un solo paquete. La falla de este paquete resulta en la pérdida virtualmente de toda la protección eléctrica, por ello resulta de vital importancia la confiabilidad de todos los componentes de el relevador.

#### Confiabilidad del hardware

El siguiente diagrama de bloque muestra la arquitectura de un relevador multifunción usado como protección de generadores



Todos los componentes tentativamente fueron hechos para eliminar los elementos fallados. Algunos componentes fueron 100% probados mientras en otros solo una muestra es probada. La decisión para que tipo de prueba hacer es en base en la experiencia con las fallas de esos componentes en particular. Además se utilizan componentes de compañías confiables que tiene premios en calidad.

Los posibles problemas de diseño de hardware son identificados por el desempeño de el análisis de el peor caso por lo que muchas problemas como temperaturas extremas, esfuerzos de corriente y voltaje, disipación de potencia entre otras son corregidas.

### Confiabilidad del software

La confiabilidad en el software es muy importante ya que recae generalmente toda la confianza del producto. La mayoría de los problemas de software de los relevadores puede ser atribuida al diseño e implementación de errores. Muchos de estos errores son causados por una pobre definición de requerimientos

La verificación y prueba del software de un relevador multifunción ofrece un desafío para las manufactureras. Las pruebas deben de ser divididas dentro de varias categorías y deben conducir a varias fases de diseño. Las siguientes son algunas de las pruebas para el relevador

- 1.- Comprobación del algoritmo de simulación del relevador
- 2.- Evaluación de la estática funcional

3.- Evaluación de la dinámica funcional

4.- Comprobación entre el ambiente y la relación de hardware

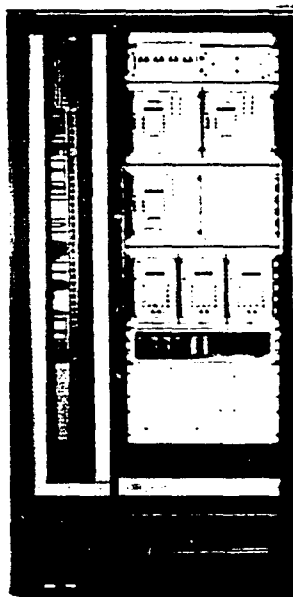
5.- Instalación del sitio Beta y prueba

### Espacio que utilizarían las protecciones digitales

En seguida se muestra el espacio que utilizarían los módulos de relevadores, donde se puede apreciar que ambas compañías reducen el espacio utilizado a solo un gabinete por lo que se salva mucho espacio.



Gabinete con dos módulos M-3425 de la segunda compañía



Gabinete con todos los módulos para la protección de un generador de la primera compañía

**CAPITULO V**  
**MODERNIZACIÓN DE LAS PROTECCIONES**

## **Diagrama trifilar de protecciones de la central**

Este diagrama mostrado en el apéndice de este trabajo, lo podemos observar en dos partes siendo la primera parte el diagrama E-108 titulado "Diagrama esquemático de medición y protección del generador" en el cual nos presenta las protecciones que involucran solamente a el generador y la segunda parte es el diagrama E-109 titulado "Diagrama esquemático de medición y protección de la subestación" donde se involucra el transformador principal.

### **Características de las protecciones Digitales seleccionadas**

Para describir las características principales de los módulos de relevadores seleccionados antes tenemos que mencionar las ventajas y desventajas de los relevadores digitales tratados en este trabajo, para determinar el o los relevador que utilizaríamos

Por parte de la primera compañía tenemos la desventaja de que como mínimo tendríamos que utilizar cuatro módulos de relevadores el 7UM511, 7UM512, 7UM515 y 7UM516 para conseguir la protección completa el cual nos daría un costo de US\$12000 y si queremos poner un sistema de respaldo el costo se nos duplicaría a US\$24000 aunque tendríamos varios módulos que tienen protecciones redundantes (ver la tabla de la página 63) con lo que tal vez no sea necesario un sistema de respaldo, además otra ventaja que se tendría con esto es que fácilmente se puede desconectar un módulo ya sea por mantenimiento, cambio o reparación sin que esto afecte a los demás módulos

Mientras que por parte de la segunda compañía si utilizamos los módulos M-3420 y M-3430 tendremos una protección completa y con algunas funciones de respaldo (ver el diagrama de la página 65), por el costo de US\$8000 no se incluye ninguna función extra por lo que el módulo que más ventajas ofrece sería el M-3425 ya que contiene todas las protecciones para un sistema completo y además por el precio de US\$6000 contiene otras características y funciones extra, aunque si queremos poner otro relevador igual de respaldo el costo sería de US\$12000 lo que nos costaría la protección completa de la primera compañía

Finalmente por el costo y las funciones que nos ofrecen, decidimos utilizar el módulo de relevadores multifunción M-3425 debido a que por US\$6000 tenemos un sistema de protección completo junto con todas las características opcionales que sirven para tener siempre en muy optimas condiciones al sistema de protección y si se necesitara un sistema de

respaldo el precio sería el mismo que el sistema de cuatro relevadores de la primera compañía.

Una vez tomada la decisión de cual protección utilizar describiremos su características principales

El relé de protección para generadores M-3425 esta disponible con funciones de protección estándar, nuevas funciones de protección, y características opcionales. Esto proporciona la flexibilidad al usuario en la selección de un sistema de protección el cual incluye todas las funciones de protección estándar. Las nuevas funciones de protección pueden ser adicionadas al momento de la compra como precios por funciones.

El relé también es comprado como un sistema base, con la selección del usuario de cualquiera de las (10) funciones de protección estándar. Las funciones estándar adicionales y/o nuevas funciones de protección pueden ser adicionadas en el momento de la compra a un precio por función.

El usuario puede seleccionar el Módulo HMI, Módulo de Señal, o la fuente de alimentación redundante o todos en el momento de la compra tanto para el Sistema de Protección como para las opciones del Sistema Base.

Cuando el usuario compra la nueva función de protección contra falla a tierra del campo (64F), se proporciona un modulo de acoplamiento externo (M-3921) para aislamiento desde los voltajes del campo.

#### *Funciones de Protección Estándar*

Protección de distancia de fase con dos zonas para respaldo de fallas entre fases [21]

Protección de (V/Hz) sobreexcitación [24]

Protección de subtension [27]

Protección de falla a tierra del 100% del estator vía subtension de neutro de tercer armónico [27TN]

Dos ajustes sensitivos para potencia inversa, detección de bajo nivel de potencia directa o de sobre potencia, uno de los cuales puede ser usado para disparo secuencial [32]

Protección de pérdida de campo Mho-Offset con dos zonas [40]

Alarma y Protección sensitiva de sobrecorriente de secuencia negativa inversa [46]

Protección de sobrecorriente instantánea [50]

Protección de energización inadvertida del generador [50/27]

Protección de falla del interruptor del generador [50BF]

Sobrecorriente a tiempo definido [50DT] que puede ser usado para protección diferencial de fase partida

Sobrecorriente de neutro instantánea [50N]

Protección Sobrecorriente de neutro a tiempo inverso [51N]

Protección de sobrecorriente a tiempo inverso trifásico [51V]

Protección de sobre tensión de fase [59]

Protección de falla a tierra del generador [59N]

Detección de pérdida de fusible del TV y bloqueo [60FL]

Protección contra fuera de paso [78]

Protección con cuatro etapas de sobre/ subfrecuencia [81]

Dos etapas de gradiente de frecuencia [81R]

Protección diferencial de fase [87]

Protección diferencial de tierra [87GD]

Funciones externas que permiten a dispositivos externos disparar a través del relé M-3425

#### *Nuevas Funciones de Protección*

Protección térmica del estator usando sobrecorriente de secuencia positiva a tiempo inverso [51T]

Protección de falla a tierra del campo [64F]



### *Características Estándar*

Ocho salidas programables y seis entradas programables

Archivo de oscilografía

Almacenamiento de señal con indicación del tiempo para 24 eventos

Medición de todos los parámetros medibles

Dos puertos de comunicación RS-232C y uno RS-485

Software de comunicaciones IPScOm ® M-3820 Incluye protocolos MODBUS y BECO 2200

Diseñado para montaje en bastidor estándar de 19".

Tarjeta principal y fuente de alimentación extraíble.

Modelos disponibles en 50 y 60Hz

Entradas de corriente nominales disponibles en 1 A y 5 A

Entradas adicionales para disparos a dispositivo conectados externamente

Sincronización de tiempo vía IRIG-B

Temperatura de operación: -20°C a +70°C

### *Características Opcionales*

Fuente de alimentación redundante

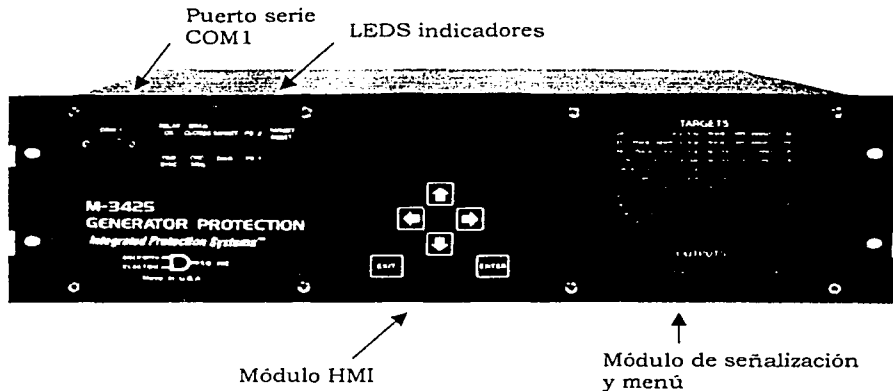
Módulo de Señalización M-3925

Módulo M-3931 de interfase Hombre-Maquina (HMI)

Software para análisis oscilográfico IPSplot M-3801A

El relé ha sido diseñado para ser ajustado localmente o a distancia.

Para ajustarlo localmente se utiliza el panel HMI (Human Machine Interface) parte integral del diseño del relevador colocado en la parte frontal así como el módulo de señalización ubicado a un lado del módulo HMI , tal como se muestra en la siguiente figura



Los botones con las flechas izquierda y derecha son utilizados para escoger entre el menú mostrado. Una vez escogido la señalización requerida los mismos botones son utilizados para seleccionar el dígito del valor de referencia (setpoint) y para incrementar o disminuir el valor se utilizan los botones con las flechas hacia arriba o abajo.

El relé M-3425 es enviado de la fábrica con todas las funciones deshabilitadas, el usuario debe ser capaz de habilitar las funciones con ayuda del manual de instrucciones que le es proporcionado.

El LED **RELAY OK** indica el ciclo normal de operación del microcomputador.

El LED **BRKR CLOSED** se activará cuando el interruptor está cerrado (cuando la entrada del contacto 52b está abierto).

El LED **OSC TRIG** indica que los datos de oscilografía han sido registrados en la memoria de la unidad.

El LED **TARGET** se activará cuando opera cualquier función del relé. Presionando y liberando el botón **TARGET RESET** reinicia los LEDs del target si las condiciones que causaron la operación han sido removidas. Presionando el botón **TARGET RESET** se muestra el estado de arranque de las funciones del relé.

Los LEDs **PS1** y **PS2** permanecerán activados mientras la unidad es alimentada desde una fuente auxiliar y la fuente esta operando apropiadamente.

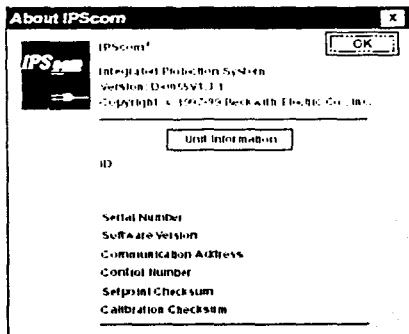
Para el ajuste a distancia se puede realiza por medio de los puertos en serie COM1 y COM2. El puerto frontal COM1 puede ser utilizado para ajustar localmente e interrogar al relevador por medio de una PC portátil o laptop.

Los protocolos de comunicación son implementados en forma serial, byte-oriented, comunicación asíncrona, cuando use el programa de comunicaciones IPScOm M-3820 compatible para Windows.

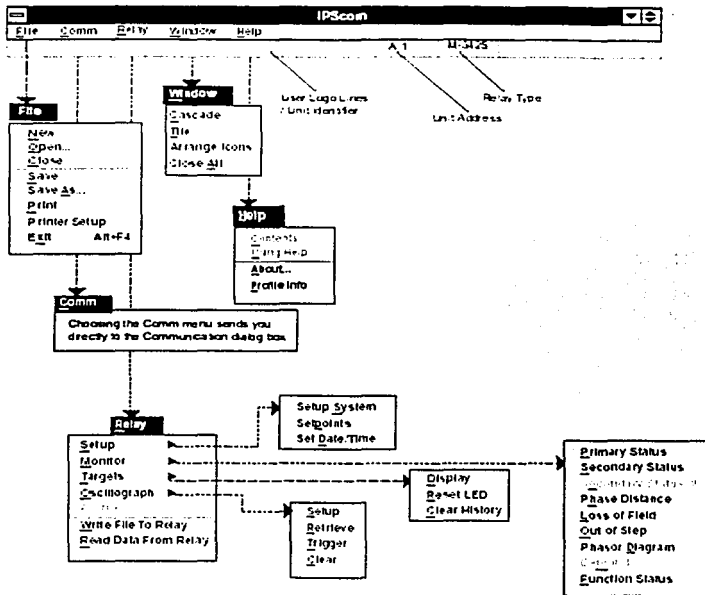


El sistema soporta los protocolos MODBUS y BECO 2200 proporcionando:

- Interrogación y modificación de ajustes
- Información de las señales de disparo y tiempos para los 24 eventos mas recientes
- Medición en tiempo real de todas las cantidades medidas
- Descarga de datos oscilograficos registrados



Inicio del programa IPScOm



Menú de inicio del IPScam

**SETUP SYSTEM**

Nominal Frequency: 60 Hz      C.T. Secondary Rating: 5A

Nominal Voltage: 120 50V [←] [→] 140V		Delta-Y Transform: <input type="radio"/> Enable <input checked="" type="radio"/> Disable	
Nominal Current: 5.00 0.05A [←] [→] 6.00A			
Input Active State: 6: <input type="radio"/> Open <input checked="" type="radio"/> Close    5: <input type="radio"/> Open <input checked="" type="radio"/> Close    4: <input type="radio"/> Open <input checked="" type="radio"/> Close    3: <input type="radio"/> Open <input checked="" type="radio"/> Close    2: <input type="radio"/> Open <input checked="" type="radio"/> Close    1: <input type="radio"/> Open <input checked="" type="radio"/> Close			
V.T. Configuration: <input type="radio"/> Line to Ground <input checked="" type="radio"/> Line to Line <input type="radio"/> Line-Ground to Line-Line			
SR27 Mag. Select: <input checked="" type="radio"/> RMS <input type="radio"/> DFT		50 DT: <input type="radio"/> Enable <input checked="" type="radio"/> Disable	
Phase Rotation: <input checked="" type="radio"/> ABC <input type="radio"/> ACB		Split Phase Operator: <input checked="" type="radio"/> Disable	
V.T. Phase Ratio: 1.0 : 1 1.0 [←] [→] 6550.0		Relay Set-in time: OUF 1: 30 [A] 2 cycles 2: 30 3: 30 4: 30 5: 30 6: 30 7: 30 8: 30 [V] 8160 cycles	
V.T. Neutral Ratio: 1.0 : 1 1.0 [←] [→] 6550.0			
C.T. Phase Ratio: 1 : 1 1 [←] [→] 6550.0			
C.T. Neutral Ratio: 1 : 1 1 [←] [→] 6550.0			
Pulse Relay: Outputs: <input type="checkbox"/> 2 <input type="checkbox"/> 3 <input type="checkbox"/> 4 <input type="checkbox"/> 5 <input type="checkbox"/> 6 <input type="checkbox"/> 7 <input type="checkbox"/> 8			
Injection Frequency for F44S: 12.5Hz			
[ Save ]		[ Cancel ]	

Pantalla de ajuste en la cual se cargan los valores de referencia

Los demás ajustes se realizan siguiendo los pasos que el mismo programa indica o el manual de referencia

## Diagrama trifilar modernizado

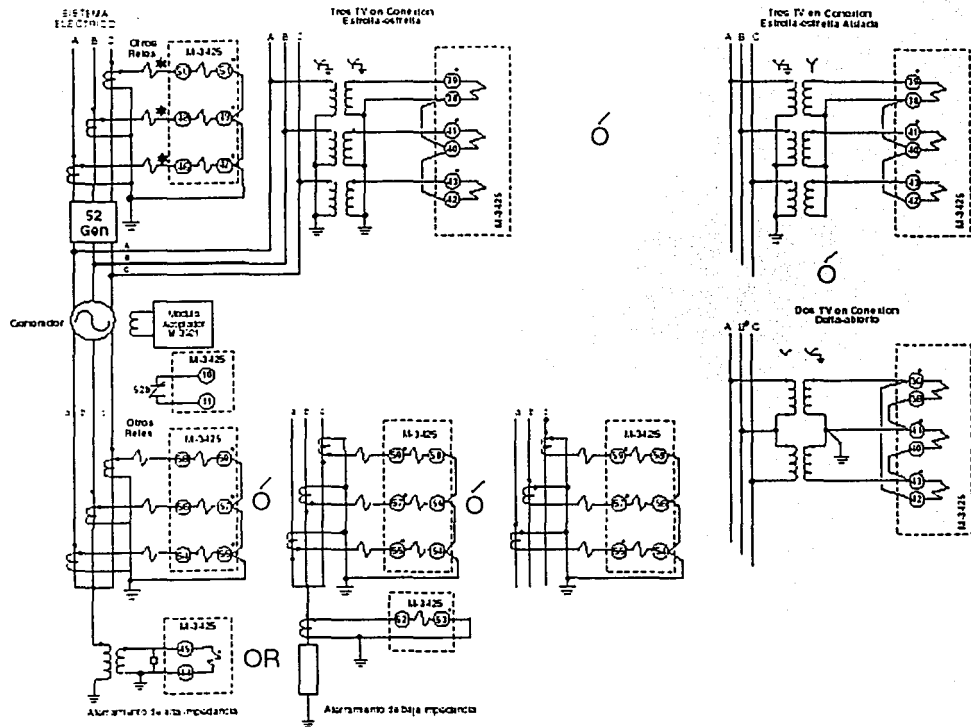


Diagrama trifilar con el módulo de relevadores multifunción M-3425

## Conclusión

Como es muy conocido por todos los ingenieros de protección, la tecnología de protección por relevadores alrededor de los pasados veinticinco años o más ha evolucionado desde los relevadores electromecánicos de función sencilla, a los relevadores estáticos y finalmente a los relevadores digitales. Los primeros relevadores digitales fueron unidades de función sencilla, sin embargo, con la llegada del microprocesador son más poderosos, rápidamente los diseñadores mostraron las ventajas económicas del diseño con relevadores multifunción. En estos relevadores virtualmente todas las funciones de protección para zonas específicas de protección están incorporadas dentro de un plataforma de hardware.

Al igual que en el caso del área de mejoramiento de líneas de transmisión, la protección con relés de multifunción digitales es un método ideal y económico de mejorar la protección de generadores al nivel de las normas actuales de la industria, además que en ciertas áreas se consigue una mejora muy importante como son:

### 1.- Protección contra Secuencia Negativa (corriente desequilibrada)

En los relés electromecánicos de secuencia negativa, el ajuste del enganche (pickup o valor de arranque) mínimo puede dar sólo un 60% de la sensibilidad de corriente nominal del estator. Por lo tanto, estos relés no suministran protección contra condiciones de fase abierta o de polo abierto del interruptor del generador, que son eventos de secuencia negativa frecuentes en la industria. Se necesita la sensibilidad de los relés estáticos o digitales de secuencia negativa. Como casi todos los generadores de 20 años o más están protegidos con relés electromecánicos de secuencia negativa, ésta es un área importante para el mejoramiento.

### 2.- Protección contra Falla a Tierra en el 100% del Estator

Los generadores de 20 años o más tienen típicamente sólo un 90-95% del devanado del estator protegido contra fallas a tierra. Muchas empresas eléctricas han realizado mejoras para tener protección contra fallas a tierra en un 100% del devanado del estator. Uno de los métodos es usar un relé de bajo voltaje de tercera armónica. Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas; ellos surgen y varían debido a diferencias en el diseño, la fabricación, y la carga de la máquina. Este voltaje, de estar presente en suficiente magnitud, puede usarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro.

### 3.- Protección de Doble Nivel contra la Pérdida de Campo

El método aplicado más comúnmente en la detección de pérdidas de campo del generador es el uso de relés de distancia para detectar la variación de impedancia como es percibida desde los terminales del generador. Los relés de pérdida de campo en generadores antiguos usan típicamente una característica de mho de zona única, estos usan un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia. Este retardo de tiempo incrementa el tiempo de operación del relé, lo que significa que los MVARes extraídos por el generador persisten durante un tiempo más prolongado, haciendo al sistema de energía más susceptible al colapso del voltaje.

Numerosas empresas eléctricas han adquirido modernos relés de mho de dos zonas para mejorar la protección. (Ver diagrama página 38) El círculo mho interno está ajustado para disparo instantáneo, y es la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia en máquinas con carga pesada. La operación instantánea de la unidad con mho interno detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso del voltaje en toda el área.

### 4.- Energización Inadvertida (Accidental) del Generador

La energización inadvertida o accidental de generadores síncronos ha sido un singular problema en la industria en los años recientes. Varias máquinas grandes resultaron dañadas, y en algunos casos completamente destruidas, al ser energizadas accidentalmente mientras se encontraban fuera de línea. La frecuencia de estos eventos llevó a que los fabricantes de generadores recomienden que el problema sea atendido usando esquemas de relés de protección dedicados. Cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea en virador, o parando por inercia, funciona como un motor de inducción y puede dañarse en pocos segundos. Como ya mencionamos máquinas grandes han sido severamente dañadas, y en algunos casos completamente destruidas. Errores de operación, contorneamientos en la cabeza del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control, o una combinación de estas causas, resultaron en la energización accidental de generadores mientras estaban fuera de línea.

### 5.- Protección contra Pérdida de Fusible del Transformador de Voltaje

En generadores grandes, es común usar dos conjuntos de transformadores de voltaje (vts) en la zona de protección del generador. Como muestra la figura 11 de la página 43, los vts conectados usualmente en estrella a tierra-estrella a tierra normalmente tienen fusibles

secundarios, y quizás fusibles primarios. Estos vts se emplean para suministrar potencial a varios relés de protección y al regulador de voltaje. Si se funde un fusible en los circuitos del vt, los voltajes secundarios aplicados a los relés y al regulador de voltaje se reducirán en su magnitud y se desfazarán. Este cambio en la señal de voltaje puede hacer que los relés funcionen incorrectamente y que el regulador sobreexcite al generador.

En muchos generadores antiguos de tamaño mediano, se provee un solo conjunto de vts. No se puede usar un relé de equilibrio de voltaje a menos que se agregue un segundo conjunto de vts. Por ello, muchos generadores no tienen protección contra pérdida de fusible del vt. Un método digital moderno usado en la detección de fallas del vt usa las relaciones de los voltajes y corrientes de secuencia negativa durante una pérdida del potencial. Al perderse la señal de un vt, los voltajes trifásicos se desequilibran. Debido a este desequilibrio, se produce un voltaje de secuencia negativa. Para distinguir entre esta condición y una falla, se verifican las corrientes de secuencia negativa. La presencia de voltaje de secuencia negativa en ausencia de corriente de secuencia negativa indica que hubo una falla de fusible en vez de otro tipo de falla.

## 6.- Disparo Secuencial

Este método de parada se usa en generadores de vapor para evitar la sobrevelocidad, si es que el disparo demorado no tiene efectos perjudiciales en la unidad generadora. Este método de disparo del generador fue recomendado hace algunos años por fabricantes de generadores con turbinas de vapor como consecuencia de fallas del generador por sobrevelocidad, y es un ítem para mejoramiento. Se usa para disparar el generador por problemas en el motor primario únicamente si no se requiere disparo de alta velocidad. Al principio se disparan las válvulas de turbina. Un relé de potencia inversa en serie con los conmutadores de posición cerrada de las válvulas protege contra una posible sobrevelocidad de la turbina, asegurando que los flujos de vapor se hayan reducido por debajo de lo necesario para producir una condición de sobrevelocidad antes de disparar el (los) interruptor(es) del generador. Este es el método de disparo preferido para problemas mecánicos de turbina o caldera / reactor pues impide la sobrevelocidad de la máquina.

Una desventaja de este método de disparo es que no hay una salida de disparo para una falla de los interruptores de límite de las válvulas de turbina o del relé de potencia inversa. Al usar este enfoque, debe contarse con protección de respaldo para asegurar el disparo de los interruptores principales y de campo del generador en caso de falla. Para ello se emplea generalmente otro relé de potencia inversa que inicia disparos independientes.



Los relés digitales modernos tienen múltiples ajustes sensibles de potencia inversa que pueden usarse para el disparo secuencial y el disparo directo de potencia inversa. En las grandes máquinas de vapor con enfriamiento forzado, se requieren sensibilidades de potencia inversa de 0,5% de la clasificación del estator. Este modo de disparo no deberá anular la protección del generador o la playa de distribución que abre instantáneamente el interruptor del generador e inicia la parada del generador al producirse una falla eléctrica crítica que podría ocasionar serios daños al generador o al equipo de la playa de distribución.

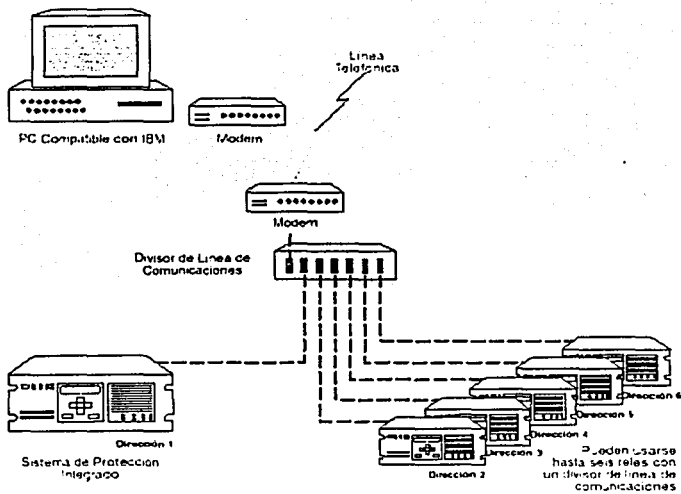
#### 7.- Falla del Interruptor del Generador

Cuando el sistema de relés de protección opera para disparar el interruptor automático del generador pero el interruptor no funciona, es preciso activar un esquema de falla del interruptor. Dadas las sensibilidades requeridas, hay importantes diferencias entre la manera de aplicar un esquema de falla local del interruptor en un interruptor de generador y en un interruptor de línea de transmisión.

#### 8.- Protección contra el contorneamiento del Interruptor del Generador

El extremo esfuerzo dieléctrico relacionado con los interruptores de HV y EHV (voltaje alto y extra-alto) y el pequeño espacio de separación de contactos característico de sus requisitos de interrupción a alta velocidad, pueden provocar contorneamiento de contactos. Este contorneamiento de contactos (generalmente en uno o dos polos) es otra causa de la energización inadvertida de generadores. El riesgo de contorneamiento es mayor justo antes de la sincronización o justo después de sacar de servicio a la unidad. Durante este periodo, el voltaje a través del interruptor abierto del generador puede ser el doble del voltaje normal al deslizarse la unidad angularmente con el sistema. En este periodo, una pérdida de presión en algunos tipos de interruptores HV y EHV puede ocasionar el contorneamiento de uno o más polos del interruptor, energizando el generador y provocando un flujo significativo de corriente desequilibrada dañina en los devanados del generador. Esta singular condición de falla del interruptor debe detectarse y aislarse rápidamente para evitar daños substanciales al generador.

Muchos proyectos de mejoramiento de las protecciones son parte de programas generales de automatización o de prolongación de la vida útil en plantas eléctricas. Una de las características importantes de los relés digitales es su capacidad de comunicación. La comunicación con múltiples relés se puede realizar usando un sencillo y económico divisor de señales de comunicaciones y un módem compatible con Hayes, a velocidades de hasta 19,200 baudios como se muestra en la siguiente figura.



Si además de esta ventaja de comunicación le agregamos la capacidad que tiene el relevador de auto diagnosticarse, que es la habilidad de detectar y corregir un falla antes de que el sistema de protección tenga que operar, obtendremos un marco completo para utilizar los relevadores digitales multifunción y reemplazar a los relevadores electromecánicos.

Además se debe de tomar en cuenta que la generación constituye la inversión de capital más costosa en una empresa eléctrica; el proteger esta inversión previniendo las fallas debería ser una prioridad fundamental para las empresas públicas de electricidad, así como para otros propietarios de generadores.

Por lo que finalmente concluimos que la modernización de la unidad 4 de la central termoelectrica Valle de México en base con todo lo expuesto en este trabajo debiera ser una realidad

## APÉNDICE

## Breve historia de la Comisión Federal de Electricidad

En el año de 1879, una empresa Textil instaló en la Ciudad de León, Guanajuato, la primera Planta Termoelectrica. En 1881, la Compañía Mexicana de Gas y Luz Eléctrica se hace cargo del servicio eléctrico de la capital y en 1889, en Batopilas, Chihuahua se instaló la primera planta Hidroeléctrica con capacidad de 22.38 KW.

En los primeros años del siglo XX funcionaban 177 plantas que daban servicio a las Ciudades de México, Campeche, Guadalajara, Guanajuato y muchas otras. El mercado fundamental lo constituían las diversas industrias y en menor grado el servicio residencial

Las principales empresas eléctricas eran:

The Mexican Light and Power y subsidiarias (fundadas en 1902). Esta empresa adquirió los derechos de explotación de las caídas de agua (desplazo a la Societé du Necaxa) y la concesión para atender el servicio de iluminación de la capital.

Grupo de Compañías Eléctricas Chapala en 1907 se reorganizó bajo el nombre de Guadalajara Tramway Light and Power Co., y en 1909 pasó a formar parte de la compañía Hidroeléctrica Irrigadora de Chapala y afiliadas. Daba servicio en los estados de México, Michoacán, Jalisco y Sinaloa principalmente

American and Foreign Power Co., inició sus actividades en México en 1928 adquiriendo empresas ya establecidas e integrando otras para llegar a formar la Compañía Impulsora de Empresas Eléctricas. Esta llegó a estar integrada por 3 sistemas (dos interconectadas) y cuatro compañías aisladas que daban servicio en Tamaulipas, Sinaloa, Aguascalientes, Coahuila, Durango y Zacatecas.

Había además otras empresas menores, la mayoría de ellas de capital extranjero.

Hasta 1937 el servicio eléctrico en el territorio nacional estaba en manos de estas empresas y la capacidad instalada era de 628 980 KW, estas empresas adquirían otras empresas menores ya establecidas a fin de crear monopolios y tener el control del servicio hasta donde fuese posible.

Las nuevas plantas que integraban no alcanzaban a cubrir la creciente demanda; sólo se cubrían mínimamente las necesidades de la industria y de servicio residencial e iluminación en zonas muy reducidas, de tal forma que la mayoría de la población urbana y la totalidad de la

población rural carecía del servicio al no constituir un mercado atractivo, por otra parte el servicio era ineficiente y caro. Ello hizo necesaria la intervención del estado a fin de dar a la electrificación un sentido socialmente justo.

El 2 de diciembre de 1933, el presidente Abelardo L. Rodríguez envió al congreso la iniciativa de creación de la CFE, el decreto que creaba la CFE, fue publicado en el Diario Oficial el 20 de enero de 1934

Los tramites legales para la creación de este organismo siguieron su curso hasta que el 12 de febrero de 1937, el presidente Lázaro Cárdenas ordenó la inmediata creación de la CFE, cuyos objetivos son los de organizar y dirigir un Sistema Nacional de Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, sin fines de lucro y en beneficio de los intereses nacionales. Debido a diversas circunstancias políticas y económicas la CFE quedo legalmente constituida hasta el 14 de agosto de 1937

La Comisión Federal de Electricidad inició sus operaciones con una partida de \$50 000 dentro del presupuesto de la Secretaría de Economía Nacional y un personal de 15 personas entre funcionarios, técnicos y empleados

Las primeras plantas fueron las de Teloloapan, Guerrero (esta fue la primer planta que instalo CFE a base de diesel y de 75 KW de capacidad) Pátzcuaro, Michoacán, Suchiate, Chiapas y Xia, Oaxaca (primera hidroeléctrica) y los primeros proyectos de importancia: Hidroeléctrica de Ixtapantongo, México e Hidroeléctrica del Cóbano, Michoacán

Debido a problemas económicos las obras iniciadas sufrían serios retrasos (Ixtapantongo se inició en mayo de 1938 y se inauguró en 1944), lo que motivo la creación del impuesto sobre consumo de energía eléctrica (10% sobre el importe del consumo), así quienes consumen energía eléctrica cooperan a la electrificación de otras regiones

El 11 de enero de 1949, por decreto del presidente Miguel Alemán, CFE pasó a ser un organismo descentralizado con personalidad jurídica y presupuesto propio

Para entonces ya las Empresas Extranjeras comenzaban a perder terreno en el campo de las inversiones y en cuanto a la capacidad instalada para 1959 CFE producía más de la mitad de fluido eléctrico que consumía la Nación (561 515 KW) y hacia grandes esfuerzos por lograr la electrificación del campo.

Así mientras que en 1938 su capacidad instalada era de 640 KW en 1948 fue de 120 648 KW y en 1958 de 948 874 KW a fines de 1960 la capacidad instalada era de 1 720 000 KW con 164 plantas distribuidas en el territorio nacional

A fin de disponer de la energía eléctrica exclusivamente en beneficio del País se considero necesaria la Nacionalización de las Empresas Eléctricas privadas la gran mayoría de capital extranjero

El 27 de septiembre de 1960, el presidente Adolfo López Mateos, dio a conocer al pueblo la noticia de adquisición de las empresas eléctricas, las cuales pasaron a formar parte del patrimonio nacional

El decreto que dio lugar a la Nacionalización dice "corresponde exclusivamente a la nación, generar, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. De esta materia no se otorgarán concesiones a particulares y la Nación aprovechara los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines"

Adquiridas las grandes empresas extranjeras se procedió a la adquisición de las empresa menores y las fronterizas que distribuían energía importada y la organización de las plantas generadoras en sistemas

En 1960, los únicos sistemas que existían eran los que abastecían la zona central del país, atendido por la compañía Mexicana de Luz Y Fuerza, el sistema Michoacán - Chapala - Guanajuato atendido por la compañía impulsora de Empresas eléctricas, el sistema Puebla - Veracruz, atendido por la compañía impulsora y CFE; sistema Sonora - Sinaloa por CFE las otras regiones del país eran atendidas por una o dos plantas sin interconexión entre si, lo que significaba altos costos por conceptos de instalación de equipo de reserva y al no ser suficientes las reservas, esto traducía en un servicio caro, deficiente y con interrupciones continuas lo que motivó la interconexión de sistemas y la integración de plantas aisladas a estos.

Como consecuencia fue posible el empleo de plantas generadoras de gran capacidad, abatiendo los costos de operación y las necesidades de reserva por mantenimiento o falla de equipos

La CFE aumentó su capacidad en 523.91% en el periodo de 1960 a 1977, sin embargo CFE enfrentaba graves problemas económicos debido a la política de subsidios con la que se pretendió acelerar el desarrollo nacional.

Esto esta pesando demasiado sobre la economía de CFE por lo que a partir de 1973 se realizaron varios ajustes a las tarifas a fin de mejorar la situación

Al crecer los sistemas se hizo necesaria la organización de grupos de operación que coordinaran las actividades necesarias a fin de mantener la continuidad del servicio, la calidad del voltaje y frecuencia de operación

Estas tareas quedaron a cargo de la oficina de operación de sistema de cada sistema. En 1972 se propuso la creación de un organismo que cubriera las funciones de operación integrada de los sistemas; además de plantear y analizar las necesidades de organización e instalación requeridas; este organismo es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) que entro en servicio en agosto de 1977

La instalación de las plantas generadoras había sido de tal forma, que al tratar de integrarlas a un sistema nacional único, para el mejor aprovechamiento de las instalaciones y control de la energía, se presentó el problema de la dualidad de frecuencias. La zona central del País, que comprende el Distrito Federal, casi la totalidad de el Estado de México e Hidalgo y partes de Michoacán, Guerrero, Puebla y Tlaxcala operaban a 50 ciclos, mientras el resto del territorio nacional operaba a 60 ciclos

Los estudios relativos a la unificación de frecuencias se iniciaron en 1960 a raíz de la Nacionalización y concluyeron en 1964.

El 10 de mayo de 1972 se creó el Comité de Unificación de Frecuencia (CUF) tuvo las siguientes tareas:

- a) proporcionar asesoría técnica gratuita a comerciantes e industrias para la adaptación de sus equipos a la nueva frecuencia
- b) adaptación gratuita de aparatos de uso domestico y equipos de ejidatarios y comuneros
- c) auxiliar a los gobiernos de las entidades federativas afectadas en la adaptación de los equipos de su propiedad

El cambio de frecuencia del Sistema Central comprendió 17 plantas con capacidad total de 2020 MW; 13 Hidroeléctricas; 3 termoeléctricas y una diesel, en promedio los técnicos del CUF atendieron a 3720 usuarios residenciales al día

La última fase del cambio de frecuencia concluyo en 1976 (parte norte de la ciudad de México y municipios de los estados de México e Hidalgo) 2 años antes de lo previsto

## Ejemplos de ajustes al relevador digital seleccionado

La configuración del relevador consiste en habilitar las funciones para usarlas en una aplicación particular, designando los contactos de salida que cada función operará, y cuales entradas bloquearán la función.

El ajuste del sistema consiste en definir toda la información relacionada con las cantidades del sistema. La pantalla de ajuste puede ser accesado a través del menú **SYSTEM SETUP**. Sin importar las funciones habilitadas o deshabilitadas, toda la información mostrada es requerida. Diferentes funciones requieren ajuste adecuado de estos valores para su operación correcta. Los ajustes de Voltaje Nominal y Corriente Nominal son necesarios para la normalización adecuada de las cantidades en por unidad. Las relaciones de TC y TP son usados únicamente para monitorear y mostrar las cantidades primarias del sistema

NOMINAL VOLTAGE  
Volts

El voltaje secundario del TP cuando el voltaje primario es igual al voltaje nominal del generador. ( $V$  generador nominal + TP relación)

NOMINAL CURRENT  
Amps

La corriente secundaria del TC de los TC's de fase con la corriente nominal del generador. ( $I$  generador nominal + TC relación)

VT CONFIGURATION  
line-line line-ground  
- line-gnd to line-line

Indica la conexión del TP.

DELTA-Y TRANSFORM  
disable enable

Habilitando el transformador Delta-Y, el relevador considera internamente el desfaseamiento de  $30^\circ$  a través del transformador de unidad delta-estrella para las funciones 51V y 21.

PHASE ROTATION  
a-c-b a-b-c

Esta pantalla permite al usuario seleccionar la rotación de fase del M-3425 para igualar al generador.

59/27 MAGNITUDE SELECT  
rms dft

Esta pantalla le permite la selección de RMS o DFT para las funciones 59 y 27. La magnitud puede ser seleccionada como RMS de la forma de onda total (incluyendo armónicas) o el RMS de la componente fundamental 60/50 Hz de la forma de onda usando las Transformadas de Fourier Discreta (DFT).

50DT SPLIT-PHASE OPERATE  
disable enable

Si la función 50DT es usada para la protección diferencial de fase-partida, esta selección debe ser habilitada. Si la función 50DT es usada como una función de sobrecorriente de tiempo definido, esta selección debe ser deshabilitada.



PULSE RELAY  
08 07 06 05 04 03 02 01

Si se selecciona la operación del relevador con pulso, la salida se repondrá después de que el retardo del sello expire, aunque la condición que causó que el relevador operará haya desaparecido.

RELAY SEAL-IN TIME OUT  
Cycles

El tiempo mínimo que el contacto de salida permanecerá operado para asegurar el sello adecuado, sin importar el estado subsiguiente de la función que la inició. Un ajuste de sello individual está disponible para todas las salidas.

ACTIVE INPUT OPEN/close  
18 15 14 13 12 11

Esto designa el estado "activo" para cada entrada. La programación en mayúsculas (vea I6) causa que la condición "activa" u "operada" sea iniciada por el contacto externo abierto. Sino, el contacto externo cerrado activará la salida.

V.T. PHASE RATIO  
: 1

Relación de los TP's de fase.

V.T. NEUTRAL RATIO  
: 1

Relación del TP de neutro.

C.T. PHASE RATIO  
: 1

Relación de los TC's de fase.

C.T. NEUTRAL RATIO  
: 1

Relación del TC del neutro del transformador.

### *Ejemplo de ajuste a la protección 21*

La función de distancia de fase (21) está diseñada para la protección de respaldo para fallas de fase en el sistema y es implementada como una característica mho de dos zonas. Se usan tres elementos de distancia separados para detectar tipos de fallas AB, BC, y CA.

Los rangos e incrementos son mostrados en la Tabla 2-1. El diámetro, offset, ángulo de impedancia del sistema (ángulo característico del relevador), y retardo de tiempo definido necesitan ser seleccionados para cada zona para la coordinación con el sistema de relevadores en la aplicación específica. Cuando el generador es conectado al sistema a través de un transformador delta/estrella, los voltajes y corrientes adecuados (equivalente al lado de alta del transformador) deben ser usados para que el relevador vea las impedancias correctas para fallas en el sistema. Habilitando la característica Delta-Y del Transformador, el relevador puede considerar internamente el desfaseamiento de 30° a través del transformador delta/estrella, evitando los TP's auxiliares.

FUNCIÓN	RANGO DE AJUSTE	INCREMENTO
<b>Distancia de Fase (21)</b>		
Circle Diameter #1, #2	0.1 to 100.0 Ω (0.5 to 500.0 Ω)	0.1 Ω
Offset #1, #2	-100.0 to 100.0 Ω (-500.0 to 500.0 Ω)	0.1 Ω
Impedance Angle #1, #2	0° to 90°	1°
Time Delay #1, #2	1 to 8160 Cycles	1 Cycle

Tabla 2-1 Rangos de Puntos de Ajuste de la Función (21) de Distancia de Fase

Los cálculos de impedancia para varias conexiones de TP son mostrados en la Tabla 2-2. Todos los ajustes de impedancia son cantidades secundarias y pueden ser derivadas de la siguiente fórmula:

$$Z_{SEC} = Z_{PRI} (RC + RV)$$

Donde  $Z_{SEC}$  = impedancia secundaria reflejada,

$Z_{PRI}$  = Impedancia primaria

RC = relación del transformador de corriente

RV = relación del transformador de voltaje.

La sensibilidad de corriente mínima depende del alcance programado (diámetro y offset). Si la corriente es menor que la corriente de sensibilidad mínima, la impedancia calculada se saturará, y no será exacta. Esto no causará la mala operación del relevador.

	Conectado Directo		Conectado via Transformador Delta/Estrella	
	Conexion TV		Conexion TV	
	L-L or L-G to L-L	L-G	L-L or L-G to L-L	L-G
Falla AB	$\frac{V_{AB}}{I_a - I_b}$	$\frac{V_A - V_B}{I_a - I_b}$	$\frac{V_{11} - V_{12}}{(3)I_b}$	$\frac{V_{11} - V_b}{I_b}$
Falla BC	$\frac{V_{BC}}{I_b - I_c}$	$\frac{V_B - V_C}{I_b - I_c}$	$\frac{V_{12} - V_{1C}}{(3)I_c}$	$\frac{V_c - V_b}{I_c}$
Falla CA	$\frac{V_{CA}}{I_c - I_a}$	$\frac{V_C - V_A}{I_c - I_a}$	$\frac{V_{1C} - V_{1A}}{(3)I_a}$	$\frac{V_A - V_b}{I_a}$

Tabla 2-2 Cálculo de Impedancia

21 #1 DIAMETER  
Ohms

Típicamente la primera zona de protección es ajustada a un valor de impedancia lo suficientemente en exceso de la primera sección de protección externa (típicamente el transformador de la unidad) para asegurar la operación para fallas dentro de la zona protegida. (Ver la Figura 2-4, Cubrimiento de la Función de Distancia de Fase (21).

21 #1 OFFSET  
Ohms

Se puede especificar un Offset negativo o positivo para desplazar el círculo mho del origen. Este offset se ajusta usualmente a cero.

21 #1 IMPEDANCE ANGLE  
Degrees

El ángulo de la impedancia debe ser ajustado tan cercano como sea posible al ángulo de la impedancia real de la zona protegida.

21 #1 DELAY  
Cycles

El retardo de tiempo es ajustado para coordinar con la protección primaria de las zonas sobre-alcanzadas y, cuando es aplicado, con los esquemas de falla de interruptores asociados con los de las zonas protegidas.

21 #2 DIAMETER  
Ohms

Los ajustes de Zona 21 #2 pueden ser ajustados para la segunda sección de protección externa sobre el sistema (típicamente los relevadores de distancia de Zona 1) más un sobre-alcance adecuado.

21 #2 OFFSET  
Ohms

21 #2 IMPEDANCE ANGLE  
Degrees

21 #2 DELAY  
Cycles

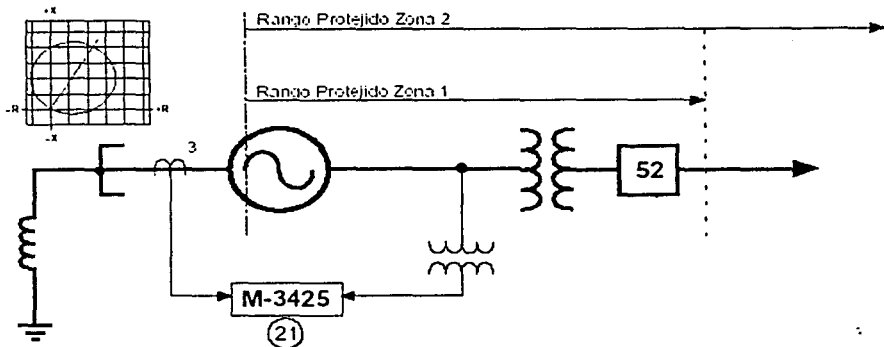
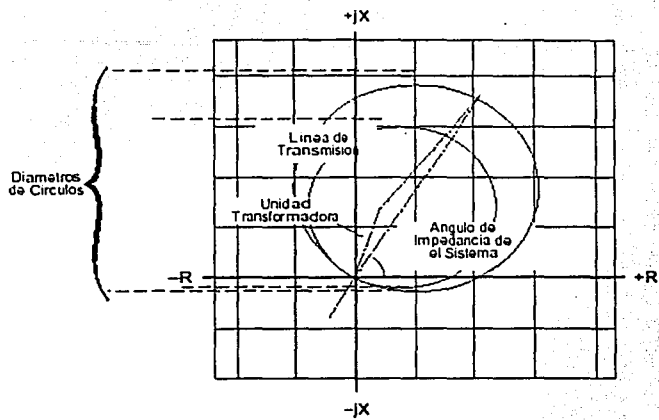
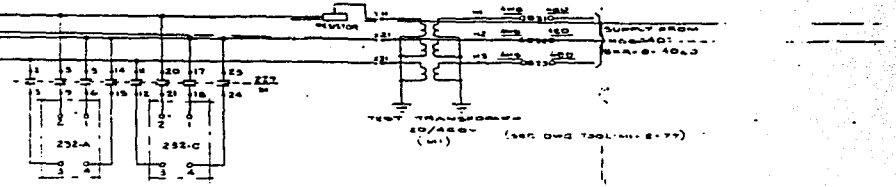
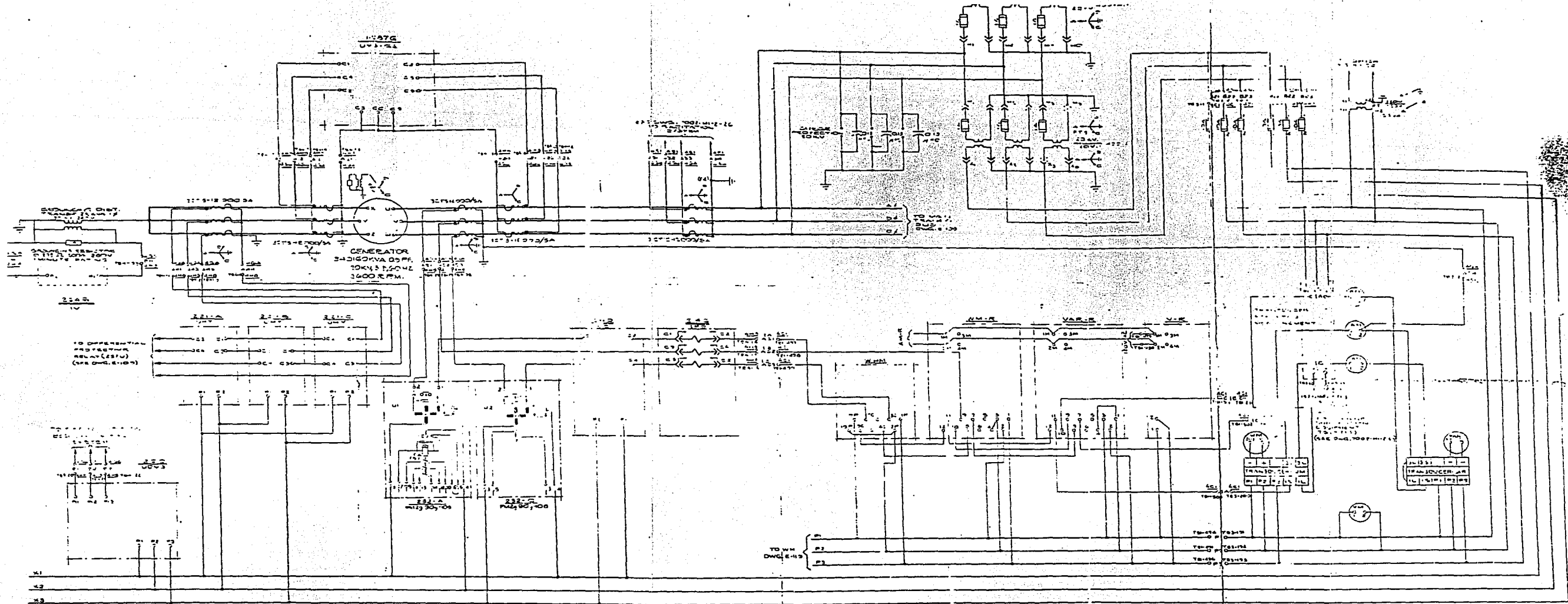


Figura 2-4 Alcance de la Función de Distancia de Fase (21)



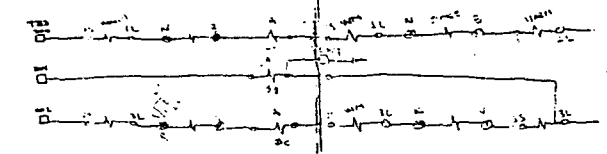
*Función de Distancia de Fase (21) Aplicada para Respaldo del Sistema*





DEVICE	DESCRIPTION	TYPE	REMARKS
251	GENERATOR DIFF. RELAY	(U) UY	1000000000
252	DIRECTIONAL RELAY	(U) UY	1000000000
253	LOSS OF FIELD	(U) UY	1000000000
254	NEGATIVE SEQUENCE	(U) UY	1000000000
255	GROUND DIST. TRANS. OVERCOURT	(U) UY	1000000000
256	VT LOSS BALANCE	(U) UY	1000000000
257	GENERATOR DIFFERENTIAL	(U) UY	1000000000
258	EXCESSIVE VOLTAGE	(U) UY	1000000000
259	EXCESSIVE VOLTAGE	(U) UY	1000000000
260	AMMETER	(U) UY	1000000000
261	VOLTMETER	(U) UY	1000000000
262	WATTMETER	(U) UY	1000000000
263	WATTMETER	(U) UY	1000000000
264	WATTMETER	(U) UY	1000000000
265	WATTMETER	(U) UY	1000000000
266	WATTMETER	(U) UY	1000000000
267	WATTMETER	(U) UY	1000000000
268	WATTMETER	(U) UY	1000000000
269	WATTMETER	(U) UY	1000000000
270	WATTMETER	(U) UY	1000000000
271	WATTMETER	(U) UY	1000000000
272	WATTMETER	(U) UY	1000000000
273	WATTMETER	(U) UY	1000000000
274	WATTMETER	(U) UY	1000000000
275	WATTMETER	(U) UY	1000000000
276	WATTMETER	(U) UY	1000000000
277	WATTMETER	(U) UY	1000000000
278	WATTMETER	(U) UY	1000000000
279	WATTMETER	(U) UY	1000000000
280	WATTMETER	(U) UY	1000000000

**NOTE**  
 1- FOR CHANGE NUMBERS, TYPE AND REFERENCE SEE DWG E-108  
 2- FOR EQUIPMENT LOCATION INDEX SEE DWG E-108  
 3- FOR ALL RELAY TRIPPING CONTACTS SEE DWG E-108 & E-109



BICA, S.A. DE C.V.	
SCHEMATIC METER & RELAY DIAGRAM GENERATOR	
7002	E-108
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD	
PLANTA VALLE DE MEXICO - 4ª UNIDAD 300 MW	
DIAGRAMA ESQUEMATICO DE MEDICION Y PROTECCION DEL GENERADOR	



## BIBLIOGRAFÍA

"Digital Relay Reports Verify Power System Models", C.F. Henville, IEEE Computer Applications in Power, USA, 1998

"Diseño de Subestaciones eléctricas", Raúl Martín José, Facultad de Ingeniería UNAM, México, 2000

"Equipos que integran control, protección y gestión", Joan I Frau Valentí, IEE, España, 1999

"Evolución del sector eléctrico en México", 40 aniversario de CFE, CFE 1977

"Fundamental Reliability Considerations in the Design, Manufacturing and Applications of Multifunction Digital Relays for Generator Protection", Charles J. Mozina, Dr. Murty V. Yalla, Beckwith Electric Co., Montreal Canada, 1996

"Generator Protection M-3425 instruction book", Beckwith Electric Co., Florida USA, 1999

"Generator Protection Using Multifunction Digital Relay", ECNE, Canada, 1996

"Guide for Setting M-3420, M-3430, M-3425 Generator Protection Relays", Beckwith Electric Co., Florida USA, 1999

"IEEE Tutorial on the protection of synchronous generators", IEEE Catalog Number 95 TP 102, Piscataway NJ USA, 1995

"Power System Protection Relay Portraits", 4<sup>th</sup> Edition, Distribution Automation Division, Siemens 1999

"Prontuario Central Termoelectrica Valle de México", CFE, 1975

"Protective Relaying Theory and Applications", Walter A. Elmore, ABB 1994

"Siemens Power Transmission and Distribution, Guide of Numerical Protective Relays", Distribution Automation Division, Siemens 1999

"The Art and Science of protective relaying", Mason Russell C, General Electric Company, E.U., 1998



**"Upgrading Generator Protection Using Digital Technology", Charles J. Mozina, Beckwith Electric Co., Vancouver Canada, 1995**

**"Upgrading and Enhancing the Generator Protection System by Making Use of Digital System", N. H. Chau, Subhash C. Patel, Jonathan D. Gardell, General Electric Company, Texas USA, 1998**