



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ARAGÓN**

**RELEVADORES DE PROTECCIÓN
PARA GENERADORES SÍNCRONOS DE LA
CENTRAL CICLO COMBINADO TULA**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

P R E S E N T A:

LUIS ANTONIO ORTIZ GARCIA

ASESOR DE TESIS:

ING. ABEL VERDE CRUZ



NEZAHUALCÓYOTL, ESTADO DE MÉXICO, 2010



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.



Índice

| | Página |
|--|---------------|
| Introducción..... | 1 |
| | |
| Capítulo 1.- Principios Básicos..... | 2 |
| | |
| 1.1.- Centrales Generadoras Ciclo Combinado..... | 2 |
| 1.1.1.- Circuito Aire-Gases..... | 2 |
| 1.1.2.-Ciclo Agua-Vapor..... | 3 |
| | |
| 1.2.- Principio de funcionamiento de un Generador Eléctrico..... | 5 |
| 1.2.1.-Generadores de C-A Trifásico..... | 6 |
| 1.2.2.-Conexiones Delta Estrella..... | 7 |
| 1.2.3.-Regulación del Generador..... | 9 |
| 1.2.4.-Clasificación de los Generadores de C-A..... | 10 |
| 1.2.5.-Estructura de los Generadores de C-A..... | 11 |
| 1.2.6.-Comparación de los generadores de C-C y C-A..... | 12 |
| | |
| 1.3.-Generador Síncrono Básico..... | 13 |
| | |
| 1.4.-Corto Circuito de un Generador Síncrono..... | 14 |
| 1.4.1.- Secuencia positiva (X_1)..... | 14 |
| 1.4.2.-Secuencia Negativa (X_2)..... | 15 |
| 1.4.3.-Secuencia Cero (X_0)..... | 15 |
| | |
| 1.5.-Decaimiento de la Corriente de Falla del Generador..... | 16 |



| | |
|---|-----------|
| 1.6.-Prácticas de Puesta a Tierra del Generador..... | 19 |
| 1.6.1.-Puesta a Tierra de Baja Impedancia..... | 19 |
| 1.6.2.-Puesta a Tierra de Alta Impedancia..... | 20 |
| 1.7.-Relevadores de Protección..... | 20 |
| 1.7.1.-Clasificación de los Relevadores..... | 20 |
| 1.7.1.1.-Por su Función..... | 21 |
| 1.7.1.2.-Por la Señal de Entrada..... | 22 |
| 1.7.1.3.-Por su Principio de Operación..... | 22 |
| 1.7.1.4.-Por las Características de sus Componentes..... | 22 |
| 1.8.- Principio de Operación de los Relevadores..... | 22 |
| 1.8.1.-Relevadores de Tipo Disco y Copa de Inducción..... | 23 |
| 1.9.-Zonas de Protección..... | 23 |
| Capítulo 2.- Información de la Central Ciclo Combinado Tula..... | 25 |
| 2.1.-Reseña Histórica de la Central Ciclo Combinado Tula..... | 25 |
| 2.2.-Características Generales de la Central Ciclo Combinado Tula..... | 25 |
| 2.3.-Características del Equipo Principal..... | 26 |
| 2.3.1.-Turbina de Gas..... | 26 |
| 2.3.2.-Compresor Axial..... | 27 |



| | |
|---|----|
| 2.3.3.-Cámara de Combustión..... | 27 |
| 2.3.4.-Turbina de Vapor..... | 28 |
| 2.3.5.-Recuperador de Calor..... | 29 |
| 2.3.6.-Quemadores Posteriores..... | 29 |
| 2.3.7.-Generador Eléctrico..... | 31 |
| 2.3.8.-Sistema de Excitación..... | 32 |
| 2.3.9.-Transformador Principal..... | 33 |
| 2.3.10.-Transformador Auxiliar..... | 35 |
| 2.3.11.-Transformador de Servicios Propios..... | 36 |

Capítulo 3.- Transformadores de Instrumentos..... 38

| | |
|--|----|
| 3.1.-Transformador de Corriente..... | 38 |
| 3.2.-Selección de Transformadores de Instrumentos..... | 40 |
| 3.2.1.-Instalación..... | 41 |
| 3.2.2.-Aislamiento..... | 41 |
| 3.2.3.-Potencia Nominal..... | 42 |
| 3.2.4.-Corriente Nominal Primaria..... | 43 |
| 3.2.5.-Corriente Nominal Secundaria..... | 43 |
| 3.2.6.-Carga Secundaria..... | 43 |
| 3.2.7.-Clases de Precisión..... | 44 |
| 3.2.8.-Precisión para Protección..... | 45 |
| 3.3.-Evaluación de Transformadores de Corriente..... | 46 |
| 3.4.-Transformadores de Potencial..... | 47 |



| | |
|---|-----------|
| 3.4.1.-Transformadores de Potencial con Algunos Instrumentos..... | 49 |
| 3.4.2.-Dispositivos de Potencial..... | 49 |
| 3.4.3.-Capacitivo de Potencial..... | 50 |
| 3.5.-Selección de Transformadores de Potencial..... | 50 |
| 3.5.1.-Voltaje Nominal de Servicio..... | 50 |
| 3.5.2.-Voltaje Nominal Secundario..... | 51 |
| 3.5.3.-Potencia Nominal..... | 51 |
| 3.5.4.-Precisión..... | 51 |
| 3.5.5.-Protección..... | 54 |
| 3.5.6.-Conexiones..... | 54 |
| Capítulo 4.- Relevadores de Protección para Generadores Síncronos..... | 56 |
| 4.1.-Protección Primaria..... | 57 |
| 4.2.-Protección de Respaldo..... | 58 |
| 4.3.-Número de Dispositivos para Relevadores de Protección..... | 60 |
| 4.4.-Relevadores de Protección para Generadores Síncronos..... | 62 |
| 4.4.1.-Protección de Falla de Fase del Estator del Generador (87 G)..... | 62 |
| 4.4.2.-Relevador de Fallas a Tierra en el Estator del Generador (64 G)..... | 67 |
| 4.4.3.-Relevador de Pérdida de Campo (40 G)..... | 70 |
| 4.4.4.-Relevador de Fallas a Tierra en el Campo (64 F)..... | 73 |
| 4.4.5.-Protección Contra Frecuencia Anormal (81)..... | 77 |
| 4.4.6.-Protección de sobreexcitación y sobretensión (59 T)..... | 83 |



| | |
|---|-----|
| 4.4.6.1.-La Sobreexcitación..... | 83 |
| 4.4.6.2.-Esquemas de Protección y Características..... | 88 |
| 4.4.6.3.-Conexión de los Relevadores de V/Hz y de sobretensión..... | 90 |
| 4.4.6.4.-Disparo..... | 91 |
| | |
| 4.5.-Protección por Pérdida de Señal de Transformadores de Potencial (60)..... | 91 |
| 4.5.1.-Detección de Falla por Comparación de Tensión (Balance de Tensión)..... | 92 |
| 4.5.2.-Detección de Falla por Análisis de Componentes Simétricas..... | 93 |
| 4.5.3.-Aplicación de TPs..... | 93 |
| 4.5.3.1.-Ferroresonancia y Puesta a Tierra de TPs..... | 93 |
| 4.5.3.2.-Uso de Resistores Limitadores de Corriente..... | 94 |
| | |
| 4.6.-Protección de Pérdida de Campo (40)..... | 95 |
| 4.6.1.-Características de la Pérdida de Campo del Generador..... | 98 |
| | |
| 4.7.-Protección por Pérdida de Sincronismo (78)..... | 102 |
| 4.7.1.-Efectos de los Generadores que Operan Fuera de Sincronismo..... | 103 |
| 4.7.2.-Características de la Pérdida de Sincronismo..... | 103 |
| 4.7.3.-Características de la Pérdida de Sincronismo de un Generador..... | 105 |
| 4.7.4.-Esquemas de Relevadores de Pérdida de Sincronismo para Generadores..... | 105 |
| 4.7.4.1.-Modo de Disparo por Pérdida de Sincronismo..... | 105 |
| 4.7.4.2.-Estabilidad del Sistema..... | 106 |
| 4.7.4.3.-Técnicas de Libramiento más Rápido de las Fallas..... | 106 |
| 4.7.4.4.-Técnicas de Aplicación de Interruptores de Fase Independiente..... | 106 |



| | |
|---|-----|
| 4.7.4.5.-Técnicas de Transferencia Incrementada de Potencia..... | 107 |
| 4.7.4.6.-Técnicas de Disparo por Pérdida de Sincronismo..... | 107 |
| 4.7.4.7.-Técnicas de Excitación de Alta Rapidez..... | 107 |
| 4.7.4.8.-Técnicas de Alta Velocidad..... | 107 |
| | |
| 4.8.- Protección de Desbalance de Corriente (Secuencia Negativa)..... | 108 |
| 4.8.1.- Daños al Generador por Secuencia Negativa..... | 109 |
| 4.8.2.- Características del Relevador de Secuencia Negativa..... | 111 |
| 4.8.3.- Esquemas de Protección de Secuencia Negativa..... | 113 |
| 4.8.4.- Base de Operación..... | 114 |
| 4.8.5.- Conexiones de Control..... | 115 |
| 4.8.6.- Problemas de Aplicación..... | 115 |
| | |
| 4.9.- Relevador de Temperatura Alta en el Estator (49G)..... | 116 |
| 4.9.1.- Ajustes..... | 117 |
| 4.9.2.- Conexión de Control..... | 117 |
| 4.9.3.- Problemas de Aplicación..... | 117 |
| | |
| 4.10.- Relevador de Potencial Balanceado (60)..... | 118 |
| 4.10.1.- Fallas contra las Cuales Protege..... | 118 |
| 4.10.2.- Alta Velocidad..... | 118 |
| 4.10.3.- Desbalance..... | 119 |
| 4.10.4.- Problemas de Aplicación..... | 120 |
| | |
| 4.11.- Relevador de Potencia Inversa (32G)..... | 120 |
| 4.11.1.- Base de Operación..... | 121 |
| 4.11.2.- Características del Relevador..... | 122 |



| | |
|--|-----|
| 4.11.3.- Ajustes..... | 122 |
| 4.11.4.- Aplicación..... | 123 |
| 4.12.- Protección de Respaldo del Sistema..... | 123 |
| 4.12.1.- Protección de Falla Entre Fases..... | 124 |
| 4.12.2.- Respaldo de Sobrecorriente de Fase..... | 125 |
| 4.12.3.- Respaldo de Distancia de Fase..... | 127 |
| 4.12.4.- Protección de Respaldo de Tierra..... | 128 |
| 4.13.- Respaldo del Sistema con el Relevador de Secuencia Negativa del Generador..... | 129 |
| 4.13.1 Consecuencias..... | 129 |
| 4.14.- Energización Inadvertida del Generador..... | 130 |
| 4.14.1.- Errores de Operación..... | 130 |
| 4.15.- Arqueo de los Contactos del Interruptor..... | 132 |
| 4.16.-Respuesta del Generador a la Energización Inadvertida..... | 133 |
| 4.16.1.-Respuesta del Generador a la Energización Trifásica..... | 133 |
| 4.16.2.-Respuesta del Generador a la Energización Monofásica..... | 133 |
| 4.16.3.-Daños en el Generador Debido a la Energización Inadvertida..... | 134 |
| 4.17.-Respuesta de la Protección Convencional del Generador a la Energización Inadvertida..... | 135 |
| 4.17.1.-Protección Deshabilitada..... | 135 |
| 4.17.2.-Relevadores de Pérdida de Campo..... | 135 |



| | |
|---|-----|
| 4.17.3.-Relevadores de Potencia Inversa..... | 136 |
| 4.17.4.-Relevadores de Secuencia Negativa..... | 136 |
| 4.18.- Protección de Falla de Interruptor del Generador..... | 136 |
| 4.18.1.- Relevadores de Respaldo del Sistema..... | 137 |
| 4.19.- Esquemas de Protección Dedicadas para Detectar la Energización Inadvertida..... | 138 |
| 4.20.-Relevadores de Sobrecorriente Supervisado por Frecuencia..... | 138 |
| 4.21.-Relevadores de Sobrecorriente Supervisado con Tensión..... | 139 |
| 4.22.-Relevadores de Sobrecorriente Direccional..... | 141 |
| 4.23.-Relevadores de Impedancia..... | 142 |
| 4.24.-Relevadores de Sobrecorriente Habilitados con Contacto Auxiliar..... | 144 |
| 4.25.-Esquemas de Protección Dedicados para Detectar Arqueos del Interruptor del Generador..... | 145 |
| 4.25.1.-Esquema de Falla de Interruptor Modificado..... | 146 |
| 4.25.2.-Discordancia de Polos del Interruptor..... | 147 |
| 4.26.-Falla de Interruptor del Generador..... | 148 |
| 4.26.1.-Lógica de Falla de Interruptor del Generador..... | 150 |
| 4.26.2.-Tiempo de Falla del Interruptor..... | 151 |



| | |
|--|-----|
| 4.26.3.-Detector de Falla..... | 152 |
| 4.27.-Protección contra Flashover del Interruptor del Generador Abierto..... | 152 |
| 4.28.-Disparo del Generador..... | 154 |
| 4.28.1.-Esquemas de Disparo..... | 154 |
| 4.28.2.-Selección del Esquema de Disparo..... | 156 |
| 4.28.3.-Consideraciones en el Desarrollo de las Filosofías de Disparo..... | 158 |

Capítulo 5.- Mantenimiento y Pruebas Eléctricas de un Generador Síncrono..... 160

| | |
|--|-----|
| 5.1.-Pruebas al Devanado del Estator del Generador..... | 160 |
| 5.1.1.-Preparación del Estator para Realizar Pruebas..... | 160 |
| 5.2.-Pruebas para el Estator del Generador..... | 161 |
| 5.2.1.-Prueba de Resistencia de Aislamiento..... | 161 |
| 5.2.2.-Prueba de Factor de Disipación y Capacitancia..... | 162 |
| 5.2.3.-Pruebas de Descargas Parciales..... | 164 |
| 5.2.4.-Prueba de Descargas a la Ranura..... | 165 |
| 5.2.5.-Medición de Resistencia de Devanados..... | 166 |
| 5.2.6.-Prueba de Verificado del Apriete de Cuñas en Devanados del Estator..... | 167 |
| 5.3.-Pruebas al Rotor del Generador..... | 168 |
| 5.3.1.-Prueba de Resistencia de Aislamiento..... | 169 |



| | |
|--|-----|
| 5.3.2.-Prueba de Impedancia Estática..... | 169 |
| 5.3.3.-Prueba de Impedancia Dinámica..... | 170 |
| 5.3.4.-Prueba de Impedancia Estática a 3600 RPM..... | 170 |
| 5.3.5.-Prueba de Impulso..... | 171 |





INTRODUCCIÓN

La presente tesis, desarrolla como tema principal, los relevadores de protección para los generadores eléctricos de la Central Ciclo Combinado Tula, debido a la gran importancia del generador eléctrico en ésta y otras centrales de generación, es importante mantener protegido ante cualquier falla eléctrica a este equipo. Es precisamente la función de los relevadores de protección evitar que el generador sufra algún daño severo.

La importancia que tiene el sistema de relevadores de protección, en una planta generadora, me motivó a profundizar en el tema de protecciones para generadores de la Central Ciclo Combinado Tula, debido a que en dicha dependencia realicé el servicio social en el Departamento Eléctrico. El generador eléctrico dentro de esta central es primordial, por ello, el avance tecnológico en el sistema de protecciones para los generadores está en constante avance para evitar que exista una falla grave que pueda dañar al generador.

El sistema de relevadores de protección depende de otros equipos importantes para el funcionamiento del sistema y así lograr la completa protección de los generadores de esta central. De alguna manera, el objetivo de la protección para generadores eléctricos, es optimizar la generación de energía eléctrica, así como, la importancia de la seguridad del personal que labora en esta central, para evitar algún accidente grave.

CAPITULO I

PRINCIPIOS BASICOS

1.1.-CENTRALES GENERADORAS CICLO COMBINADO

El termino de *planta ciclo combinado*, casi siempre implica la existencia de una turbina de gas, una caldera y una turbina de vapor.

Básicamente se encarga de generar electricidad a partir de la combustión de un gas. Los gases de la combustión pasan a una turbina de gas que mueve el alternador a la salida de la turbina, donde los gases han perdido temperatura y presión, pero aún contienen la suficiente energía para aprovechar en la caldera de recuperación de calor. Una caldera es básicamente un intercambiador de calor a contracorriente donde el gas calienta un grupo de tubos por donde circula agua o vapor, cuya energía se aprovecha en la turbina de vapor que a su vez acciona al alternador.

Termodinámicamente esto implica la unión de un ciclo de Bryton (turbina de Gas) y un ciclo de Rankine (caldera). El calor generado en el ciclo Bryton es la entrada para el ciclo Rankine. Cuando parte del vapor generado en la caldera se aprovecha para un proceso industrial podemos hablar de una aplicación de cogeneración, en estos casos el aprovechamiento de energía se acerca al 80% comparado con un 45% de un ciclo combinado.

1.1.1.-CIRCUITO AIRE-GASES

Un compresor comprime aire que se mezcla con un combustible gaseoso (gas natural) dentro de una cámara de combustión. El producto de esta combustión son gases de alta temperatura (AT) y alta presión (AP). Estos gases se envían a la turbina de gas que gira como una consecuencia del paso de los gases por sus alabes. Esta energía mecánica se transforma en energía eléctrica en el alternador que va unido a la turbina de gas. Como se muestra en la figura 1.

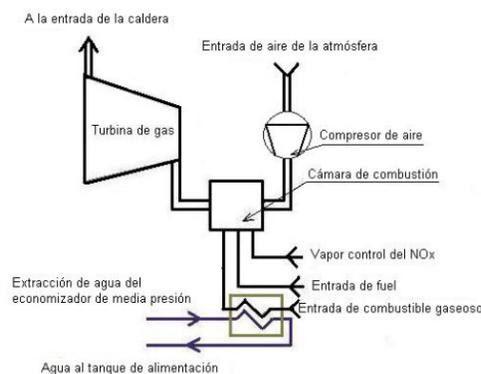


Figura 1.Circuito aire-gases

1.1.2.-CICLO AGUA-VAPOR

A medida que los gases pasan por la caldera ceden calor a los haces tubulares (sobrecalentadores, recalentadores, evaporadores y economizadores) y después abandonan la caldera por la chimenea, la temperatura de entrada de gases a la caldera puede alcanzar los 600 °C y a la salida hacia la chimenea, alrededor de 100 °C, el agua puede entrar en el economizador de lata a 60 °C y salir hacia la turbina de vapor a 560 °C.

El vapor de escape de la turbina de vapor es un vapor de muy baja presión que es conducido al condensador que es en esencia un enfriador. El agua refrigerante enfría el vapor y este se condensa, como se muestra en la figura 2.

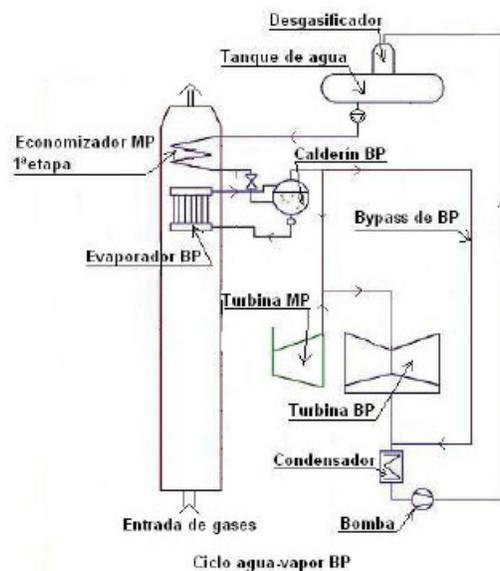
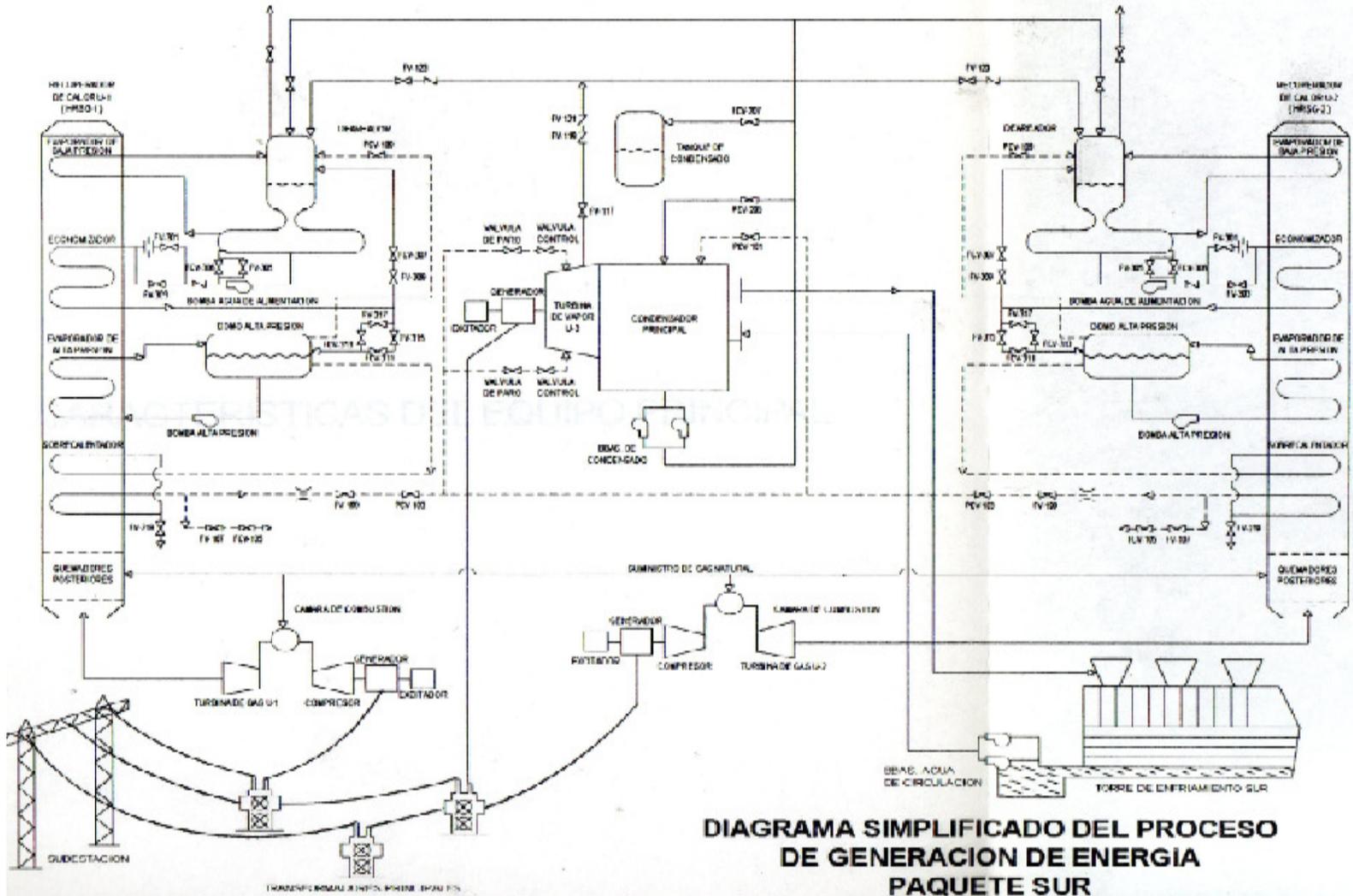


Figura 2. Ciclo agua-vapor

Esta agua condensada es impulsada por la bomba del condensador al desgasificador donde se eliminan los gases disueltos y caen de nuevo en el tanque de agua de alimentación. El siguiente diagrama muestra el proceso de generación de energía eléctrica de la Central Ciclo Combinado Tula del paquete de dos turbinas de gas y una de vapor del paquete sur.



1.2.-PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE UN GENERADOR ELÉCTRICO

Un generador eléctrico es todo dispositivo capaz de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, terminales o bornes. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica. Esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura (denominada también estator). Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (F.E.M.).

Cuando un generador de c-a produce una cantidad de potencia relativamente pequeña, los anillos rozantes operan satisfactoriamente. Por otra parte, cuando se manejan potencias elevadas, resulta cada vez más difícil el aislar suficientemente sus anillos rozantes y por lo tanto, éstos se convierten en un motivo frecuente de problemas. Debido a esto, la mayor parte de los generadores de c-a tienen una armadura estacionaria y un campo rotatorio. En estos generadores, las bobinas de armadura están montadas permanentemente con arreglo a la circunferencia interna de la cubierta del generador, en tanto que las bobinas de campo y sus piezas polares están montadas sobre un eje y giran dentro de la armadura estacionaria. Esta disposición de armadura estacionaria y campo rotatorio parece extraña a primera vista; pero si se tienen presentes los fundamentos de la inducción mutua, se comprenderá que en las bobinas de armadura se induce un voltaje independientemente de que corten las líneas de flujo de un campo magnético estacionario o bien que las corten las líneas de flujo de un campo magnético móvil. Lo que se requiere es que haya un movimiento relativo entre el campo magnético y las bobinas de armadura, figura 3.

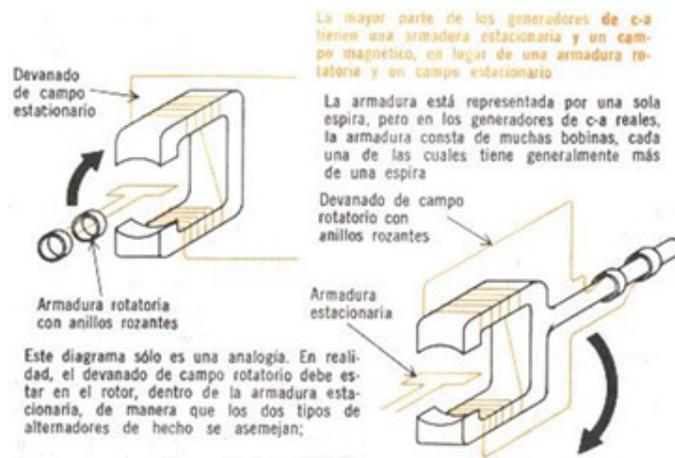


Figura 3. Generador de corriente alterna

En el campo de una armadura estacionaria, la salida del generador puede conectarse directamente a un circuito externo sin necesidad de anillos rozantes ni escobillas, lo cual elimina los problemas de aislamiento que existirían si fuese necesario producir corrientes y voltajes elevados a la carga, por medio de anillos rozantes, naturalmente, como el devanado de campo gira, deben usarse anillos rozantes para

conectar el devanado a su fuente externa de excitación de c-c. Sin embargo, los voltajes y corrientes que se manejan son pequeños, comparados con los de armadura y no hay dificultad en suministrar el aislamiento suficiente, figura 4.

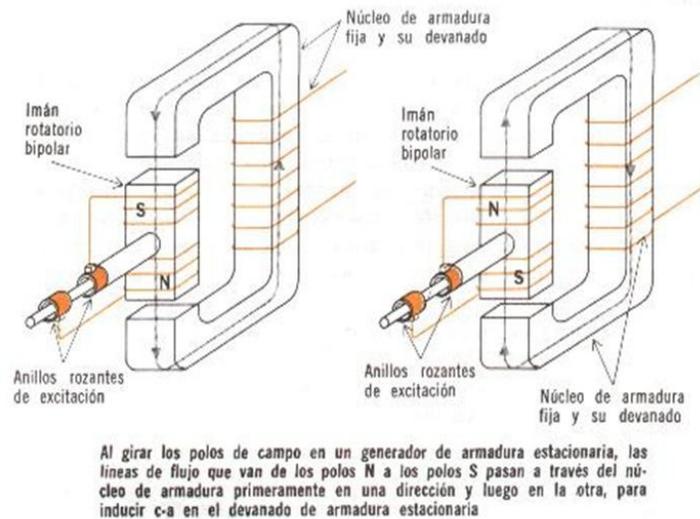


Figura 4. Devanado de campo

Otra ventaja en usar una armadura estacionaria es que hace posible velocidades de rotación mucho más altas y por lo tanto, voltajes más altos de los que se pueden obtener con armaduras rotatorias; esto se debe nuevamente a la dificultad que hay en aislarla. A velocidades de rotación muy elevadas, la elevada fuerza centrífuga que resulta hace difícil aislar adecuadamente el devanado de armadura. Este problema no existe cuando el devanado de campo gira a altas velocidades.

1.2.1.-GENERADORES DE C-A TRIFÁSICOS

Básicamente, los principios del generador trifásico son los mismos que los de un generador bifásico, excepto que se tienen tres devanados espaciados igualmente y tres voltajes de salida desfasados 120 grados entre sí. En la figura 5 se ilustra un generador simple trifásico de espira rotatoria, incluyendo las formas de onda. Físicamente, las espiras adyacentes están separadas por un ángulo equivalente a 60 grados de rotación. Sin embargo, los extremos de la espira están conectados a los anillos rozantes de manera que la tensión 1 está adelantada 120 grados con respecto a la tensión 2; y la tensión 2, a su vez, está adelantada 120 grados con respecto a la tensión 3.

También se muestra un diagrama simplificado de un generador trifásico de armadura estacionaria. En este diagrama, las bobinas de cada devanado se combinan y están representadas por una sola. Además, no aparece el campo rotatorio. La ilustración muestra que el generador trifásico tiene tres devanados de armadura separados, desfasados 120 grados.

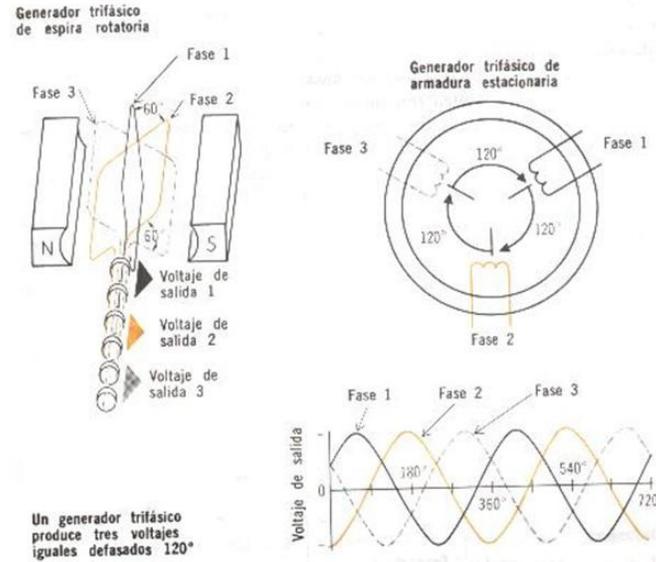


Figura 5. Generador trifásico de espira rotatoria

1.2.2.-CONEXIONES DELTA-ESTRELLA

Hay seis puntas que salen de los devanados de armadura de un generador trifásico y el voltaje de salida está conectado a la carga externa por medio de estas seis puntas. En la práctica, esto no sucede así. En lugar de ello, se conectan los devanados entre sí y sólo salen tres puntas que se conectan a la carga.

Existen dos maneras en que pueden conectarse los devanados de armadura. El que se emplee uno u otro es cosa que determina las características de la salida del generador. En una de las conexiones, los tres devanados están conectados en serie y forman un circuito cerrado. La carga está conectada a los tres puntos donde se unen dos devanados. A esto se le llama conexión delta, ya que su representación esquemática es parecida a la letra griega delta (Δ), En la otra conexión, una de las puntas de cada uno de los devanados se junta con una de los otros dos, lo que deja tres puntas libres que salen para la conexión a la carga. A éste se le llama conexión Y, ya que esquemáticamente representa la letra Y como se demuestra en la figura 6.

Se nota que, en ambos casos, los devanados están espaciados 120 grados, de manera que cada devanado producirá un voltaje desfasado 120 grados con respecto a los voltajes de los demás devanados.



Figura 6. Conexión delta-estrella

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DE LAS CONEXIONES DELTA-ESTRELLA

Como todos los devanados de una conexión delta están conectados en serie y forman un circuito cerrado, podría parecer que hay una elevada corriente continuamente en los devanados, aun en ausencia de carga conectada. En realidad, debido a la diferencia de fase que hay entre los tres voltajes generados, pasa una corriente despreciable o nula en los devanados en condiciones de vacío (sin carga), figura 7.

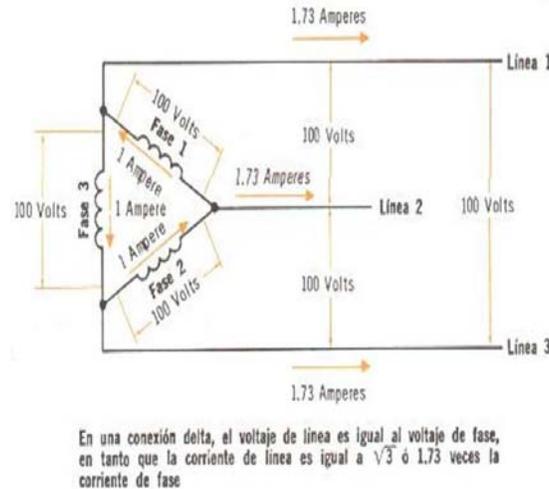
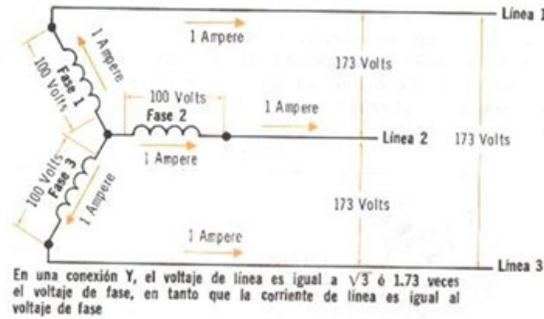


Figura 7. Características eléctricas de la conexión delta

Las tres puntas que salen de la conexión delta se usan para conectar la salida del generador a la carga. El voltaje existente entre dos cualesquiera de las puntas, llamada voltaje de la línea, es igual al voltaje generado en un devanado, que recibe el nombre de voltaje de fase. Así pues, como se puede apreciar en la figura, tanto los tres voltajes de fase como los tres voltajes de línea son iguales, y todos tienen el mismo valor. Sin embargo, la corriente en cualquier línea es $\sqrt{3}$ o sea, aproximadamente 1.73 veces la corriente en cualquier fase del devanado. Por lo tanto, nótese que una conexión delta suministra un aumento de corriente pero no hay aumento en el voltaje.

La potencia total real que produce un generador trifásico conectado en delta es igual a $\sqrt{3}$, o 1.73 veces la potencia real en cualquiera de las líneas. La potencia real depende del factor de potencia ($\cos \phi$) del circuito, ver figura 8. Por lo tanto, la potencia real total es igual a 1.73 veces el voltaje de la línea multiplicado por la corriente de línea, multiplicada a su vez, por el factor de potencia. O sea:

$$P_{\text{real}} = 1.73 E_{\text{línea}} I_{\text{línea}} \cos \phi$$



La potencia total real que produce un generador conectado en Y es igual a la de un generador conectado en delta. Por lo tanto, la potencia real total es igual a:

$$P_{\text{REAL}} = 1.73 E_{\text{LINEA}} I_{\text{LINEA}} \cos \theta$$

Figura 8. Características eléctricas de la conexión estrella

Las características de voltaje y corriente de una conexión Y son opuestas a las que presenta una conexión delta. El voltaje que hay entre dos líneas cualesquiera de una conexión Y es 1.73 veces el voltaje de una fase, en tanto que las corrientes en la línea son iguales a las corrientes en el devanado de cualquier fase, figura 9. Esto presenta un contraste con la conexión delta en la cual, según se recordará, el voltaje en la línea es igual al voltaje de fase y la corriente en la línea es igual a 1.73 veces la corriente en la fase. Así pues, en tanto que una conexión delta hace posible aumentar la corriente sin aumentar el voltaje, la conexión Y aumenta el voltaje pero no la corriente.

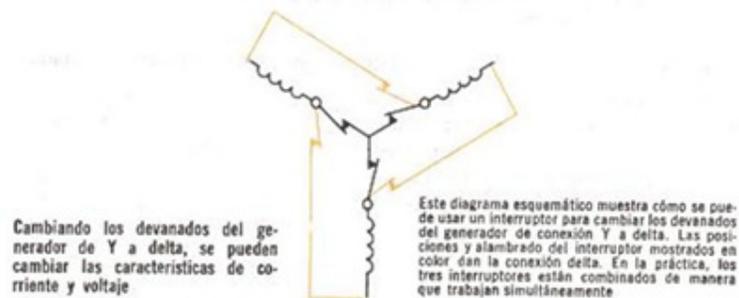


Figura 9. Cambio de conexión estrella a conexión delta

1.2.3.-REGULACIÓN DEL GENERADOR

Cuando cambia la carga en un generador de c-a, el voltaje de salida también tiende a cambiar, como ocurre en un generador de c-c. La principal razón de ello es el cambio de la caída de voltaje en el devanado de armadura, ocasionado por el cambio en la corriente de carga. Sin embargo, en tanto que en un generador de c-c la caída de voltaje en el devanado de armadura es simplemente una caída IR, en un generador de c-a existe una caída IR y una caída IX, producida por la corriente alterna que fluye a través de la inductancia del devanado. La caída IR depende sólo de la cantidad del cambio de carga; pero la caída IXL depende también del factor de potencia del circuito. Así pues, el voltaje de salida de generadores de c-a varía con los cambios en la corriente de carga lo mismo que con todo cambio en el factor potencia. Como resultado, un generador de c-a que

tiene una regulación satisfactoria para un valor de factor de potencia puede tener una mala regulación con otro valor del factor de potencia.

Debido a su regulación inherentemente mala los generadores de c-a generalmente están provistos de algún medio auxiliar de regulación. Los reguladores auxiliares usados, independientemente de que sean operados manualmente o de que funcionen de manera automática cumplen su función básicamente de la misma manera; "sienten" el voltaje de salida del generador y, cuando éste cambia, ocasionan un cambio correspondiente en la corriente de cambio de la fuente excitadora que suministra la corriente de campo al generador. Así pues, si el voltaje de salida del generador se reduce, el regulador produce un aumento en la corriente de campo de la fuente excitadora. Por tanto, el voltaje de salida de la fuente excitadora, aumenta, haciendo que también aumente la corriente en el devanado de campo del generador. Como resultado, el campo magnético del generador aumenta en intensidad y eleva el voltaje del generador a su amplitud original. Una secuencia de eventos similar pero opuesta ocurre cuando el regulador siente una disminución en el voltaje de salida del generador ver figura 10.

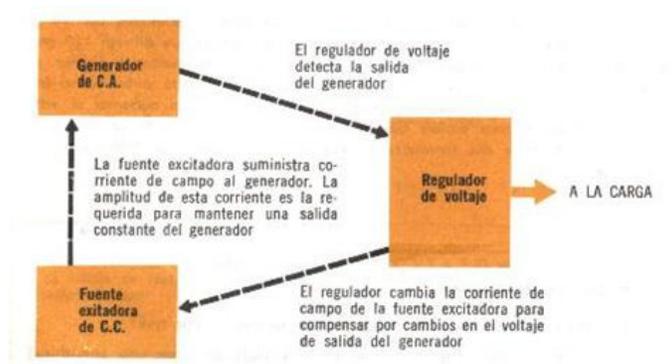


Figura10.Relacion de la fuente excitadora y regulador de voltaje con el generador

1.2.4.-CLASIFICACIÓN DE LOS GENERADORES DE C-A

Todo generador de c-c tiene una clasificación de potencia, expresada normalmente en kilowatts, que indica la máxima potencia que puede ser constantemente alimentada por el generador. Por otra parte, los generadores de c-a no pueden generalmente clasificarse de la misma manera, ya que la potencia consumida en un circuito de c-a depende del factor de potencia del circuito, lo cual significa que un generador de c-a puede alimentar una cantidad moderada de potencia real para una carga y, sin embargo, si el factor de potencia de la carga fuese bajo, la potencia total o aparente que el generador produce realmente puede ser muy grande. En estas condiciones, el generador se puede quemar.

Por esta, razón, los generadores de c-a no deben clasificarse según la máxima potencia de consumo permisible de la carga, sino de acuerdo con la potencia aparente máxima que pueden pasar. Esto se hace expresando la capacidad en voltamperes a kilovoltamperes. Así pues, para determinado voltaje de salida se sabe la máxima corriente que el generador puede producir, independientemente del factor de potencia de la carga. Por ejemplo, si un generador clasificado como de 100 kilovoltamperes tiene una salida de 50 kilovolts, o sea que la máxima corriente que puede producir sin peligro es de 100 kilovoltamperes dividido entre 50 kilovolts, es decir, 2 amperes.

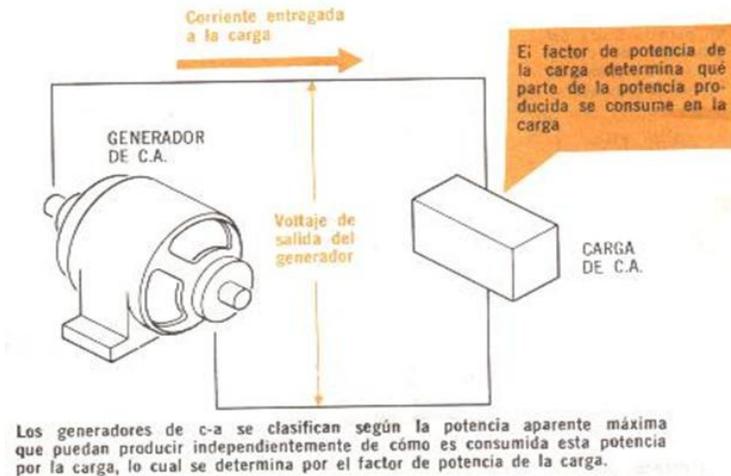


Figura 11. Factor de potencia

Ocasionalmente, los generadores de c-a se diseñan para usarse con cargas que tengan un factor de potencia constante. En este caso, la clasificación de estos generadores puede indicarse en watts o kilowatts, para ese factor de potencia particular, como se muestra en la figura 11.

1.2.5.-ESTRUCTURA DE LOS GENERADORES DE C-A

Desde el punto de vista de apariencia física, los generadores de c-a varían considerablemente, desde los muy grandes, impulsados por turbinas que pesan miles de kilogramos, hasta pequeños generadores de aplicación especial que sólo pesan unos cuantos kilogramos y aun menos. Sin embargo, prácticamente todos los generadores de c-a tienen armaduras estacionarias y campos rotatorios. Los devanados de armadura se colocan siguiendo la circunferencia interna de la cubierta del generador y generalmente se incrustan en un núcleo de hierro laminado. El núcleo y los devanados constituyen el estator, los devanados de campo y los polos de campo, que constituyen el rotor, están montados sobre un eje y giran con el estator. También sobre el eje del rotor se encuentran montados los anillos rozantes para los devanados de campo. Cuando el generador contiene su propia fuente excitadora de c-c, la armadura de la fuente excitadora y el conmutador también están montados en el eje del motor. Los portaescobillas para los anillos rozantes del generador y el conmutador de la fuente excitadora están montados en la cubierta del generador, lo mismo que las terminales para efectuar las conexiones eléctricas al generador. La figura 12 representa un generador, con fuente excitadora dentro de él.

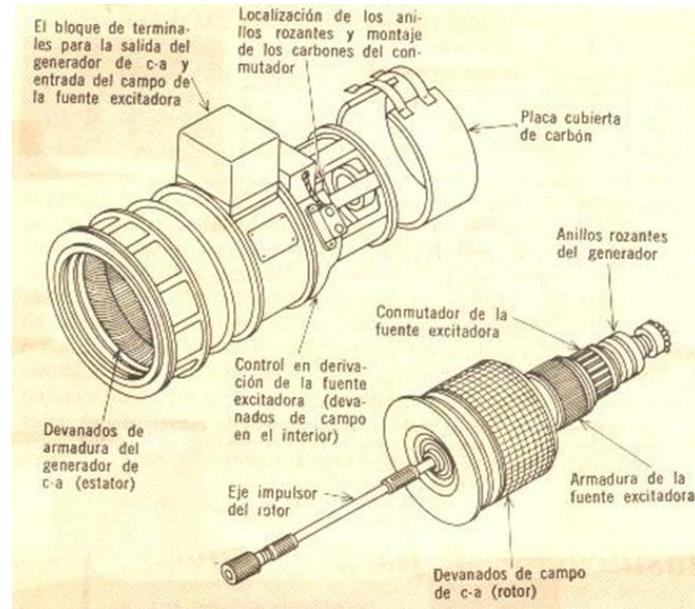


Figura 12. Generador con fuente excitadora interna

1.2.6.-COMPARACIÓN DE GENERADORES DE C-C Y DE C-A

En un generador de c-a, el voltaje inducido se transmite directamente a la carga, a través de anillos rozantes en tanto que en un generador de c-c el conmutador convierte la c-a inducida en c-c antes de que ésta sea aplicada a la carga.

Una diferencia física importante entre los generadores de c-c y los de c-a estriba en que el campo de la mayor parte de los generadores de c-c es estacionario y la armadura gira, en tanto que lo opuesto ocurre generalmente en los generadores de c-a. Esto tiene el efecto de hacer que los generadores de c-a puedan tener salidas mucho mayores de las que son posibles con generadores de c-c. Otra diferencia entre ambos tipos de generadores es la fuente de voltaje de excitación para el devanado de campo. Los generadores de c-c pueden constar ya sea de una fuente de excitación externa y separada o bien obtener el voltaje necesario directamente de su propia salida. Por su parte, los generadores de c-a deben estar provistos de una fuente separada, ver figura 13.

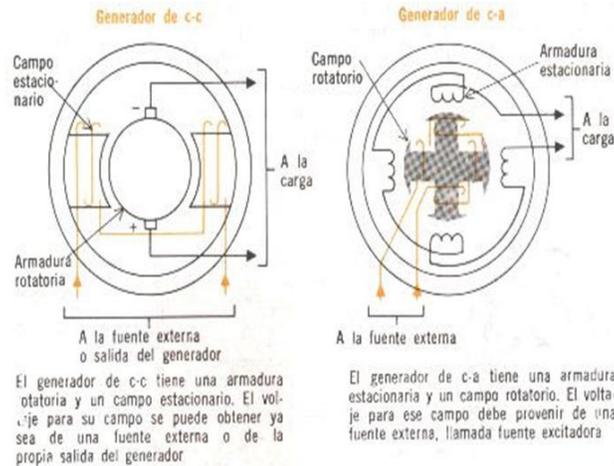


Figura 13. Fuente excitadora para generadores de c-a y c-c

Por lo que respecto a la regulación de voltaje los generadores de c-c son inherentemente más estables que los de c-a, Una de las razones es que, aunque los voltajes de salida de ambos tipos de generador son sensibles a los cambios de carga, el voltaje de salida de un generador de c-a también es sensible a cambios en el factor de potencia de la carga. Además, es posible un buen grado de autorregulación en un generador de c-c usando un devanado de armadura combinado, lo cual no es factible en generadores de c-a, ya que éstos deben ser excitados separadamente.

1.3.-GENERADOR SINCRÓNICO BÁSICO

Un generador sincrónico convierte energía termo-mecánica en energía eléctrica. La potencia mecánica del impulsor gira la flecha del generador en el cual el campo de Corriente Continua (C.D.) está instalado. La figura 14 ilustra una máquina simple.

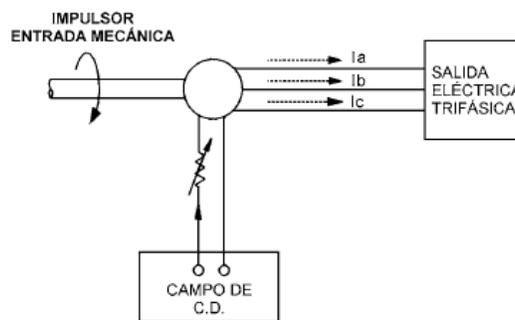


Figura 14. Energía mecánica a energía eléctrica

La energía del impulsor puede ser obtenida de quemar combustibles fósiles tales como carbón, petróleo o gas natural. El vapor producido gira la flecha del generador (rotor) a velocidades típicas de 1800 ó 3600 RPM. La conversión de la energía del vapor a rotación mecánica es hecha en la turbina. En plantas nucleares, el uranio, a través del proceso de fusión, es convertido en calor, el cual produce vapor. El vapor es forzado a través de la turbina de vapor para rotar la flecha del generador. La energía del impulsor

puede también ser obtenida por caída o movimiento del agua. Los generadores hidroeléctricos giran más lento (alrededor de 100-300 RPM) que las turbinas de vapor.

Las máquinas sincrónicas son clasificadas en dos diseños principales, máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes. La figura 15 proporciona una vista de la sección transversal de ambos tipos de construcción. Los generadores impulsados por turbinas de vapor tienen rotores cilíndricos con ranuras en las cuales son colocados los devanados de campo distribuidos. La mayoría de los rotores cilíndricos están hechos de acero forjado sólido. El número de polos es típicamente dos o cuatro.

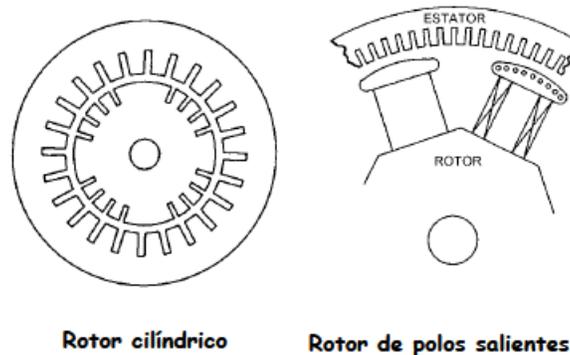


Figura 15. Máquinas de rotor cilíndrico y máquinas de polos salientes

Los generadores impulsados por turbinas hidráulicas tienen rotores de polos salientes laminados con devanados de campo concentrados y un gran número de polos. Cualquiera que sea el tipo del impulsor o diseño de la máquina, la fuente de energía usada para girar la flecha es mantenida en un nivel constante a través de un regulador de velocidad conocido como gobernador. La rotación del flujo de C.D. en el campo del generador reacciona con los devanados del estator y, debido al principio de inducción, se genera una Tensión Trifásica.

1.4.-CORTO CIRCUITO DE UN GENERADOR SÍNCRONO

El circuito eléctrico equivalente de un generador sincrónico es una tensión interna en serie con una impedancia. La componente de resistencia de la impedancia del generador es pequeña comparada con la reactancia y es usualmente despreciada para cálculos de corriente de falla. El análisis de componentes simétricas es una herramienta matemática importante para calcular las corrientes y tensiones del generador bajo condiciones de desbalance.

1.4.1.-SECUENCIA POSITIVA (X_1)

Se usan tres valores diferentes de reactancia de secuencia positiva. En el circuito equivalente de secuencia positiva, X''_d es la reactancia sub-transitoria, X'_d es la reactancia transitoria y X_d es la reactancia del generador en eje directo, ver figura 16. Todos estos valores de eje directo son necesarios para calcular los valores de corriente de corto circuito

en diferentes tiempos después de ocurrido un corto circuito. Estos valores son proporcionados por el fabricante del generador como parte de la hoja de datos de prueba del generador. Puesto que el valor de la reactancia sub-transitoria produce el valor de corriente inicial mayor, es generalmente usado en cálculos de corto circuito para aplicación de relevadores. El valor de reactancia transitoria es usado para consideraciones de estabilidad. Los valores de reactancia no saturada son usados para calcular las corrientes de falla debido a que la tensión se reduce por debajo de la saturación durante fallas cercanas a la unidad. Puesto que los generadores típicos son operados ligeramente saturados, la corriente de falla sostenida (estado estable) será menor que la corriente de carga máxima, a menos que los reguladores de tensión refuerzen el campo durante una falla sostenida.

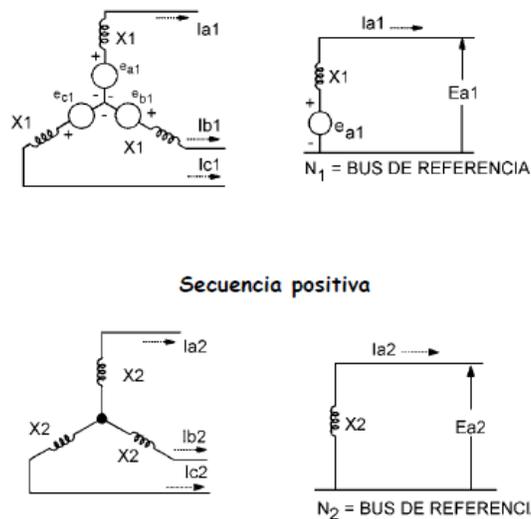


Figura 16. Circuito equivalente de la secuencia positiva

1.4.2.-SECUENCIA NEGATIVA (X_2)

El flujo de corriente de secuencia negativa es de rotación de fase opuesta a través de la máquina y aparece como una componente de doble frecuencia en el rotor. El promedio de la reactancia sub-transitoria de eje directo bajo los polos y entre los polos da una buena aproximación de la reactancia de secuencia negativa. En una máquina de polos salientes, la secuencia negativa es el promedio de la reactancia sub-transitoria de eje directo y eje en cuadratura [$X_2 = (X''_d + X''_q) / 2$], pero en una máquina con rotor cilíndrico, $X_2 = X''_d$.

1.4.3.-SECUENCIA CERO (X_0)

La reactancia de secuencia cero es menor que los valores de secuencia positiva y negativa. Debido a los altos valores de corriente de falla a tierra disponibles para una máquina sólidamente puesta a tierra, una impedancia (reactancia o resistencia) es casi siempre insertada en la trayectoria de puesta a tierra del neutro, excepto en generadores muy pequeños donde el costo de proporcionar tales puestas a tierra en relación a los costos de la máquina son significativo, ver figura 17.

Secuencia negativa

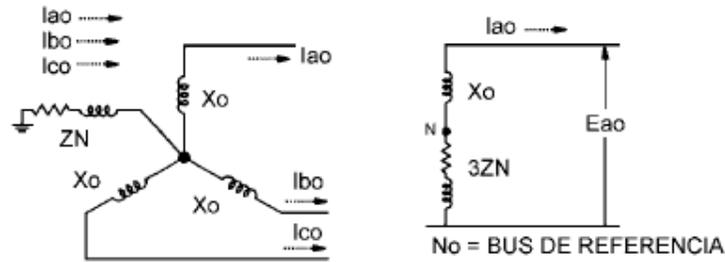


Figura 17. Circuito equivalente de secuencia negativa

La resistencia del devanado del estator es generalmente lo suficientemente pequeña para ser despreciada en los cálculos de corto circuito. Esta resistencia, sin embargo, es importante en la determinación de las constantes de tiempo de C. D. de una corriente de corto circuito asimétrica. Para calcular fallas o condiciones de generación anormales desbalanceadas, las redes de secuencia positiva, negativa y cero son interconectadas. Para las condiciones de falla más comunes, éstas son conectadas como se muestra en la figura 18, a, b, c y d.

1.5.-DECAIMIENTO DE LA CORRIENTE DE FALLA DEL GENERADOR

Debido a que la secuencia positiva del generador es caracterizada por tres reactancias con valores que se incrementan con el tiempo, sus corrientes de falla disminuyen con el tiempo.

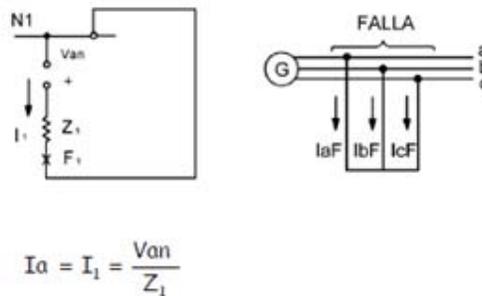


Figura 18 a. Falla trifásica

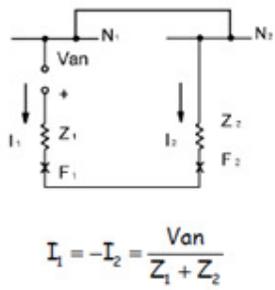


Figura 18b. Falla de fase a fase

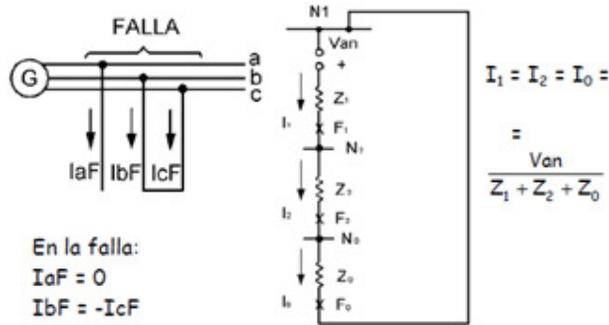


Figura 18c. Falla de una fase a tierra

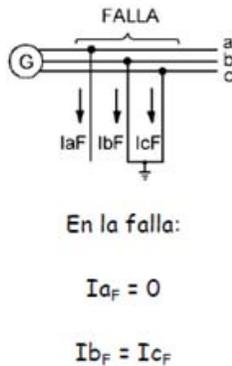
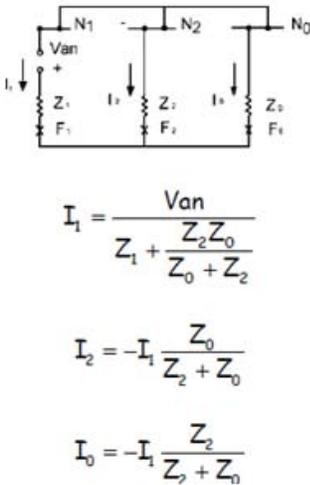


Figura 18d. Falla de dos fases a tierra

La figura 19 ilustra un trazo simétrico monofásico de una forma de onda de corto circuito trifásico (ausencia de la componente de C.D.) tal como puede ser obtenido oscilográficamente.

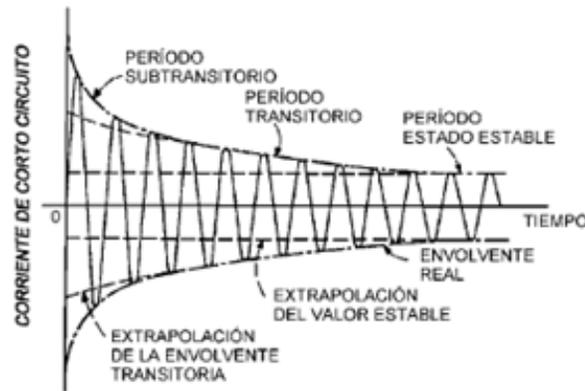


Figura 19. Trazo simétrico de una corriente de corto circuito del generador

La forma de onda mostrada en la figura 19 puede ser dividida en tres periodos o regiones de tiempo.

- Período sub-transitorio. Este período se mantiene por pocos ciclos durante los cuales la magnitud de corriente es determinada por la reactancia sub-transitoria del generador (X''_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T''_d .
- Período transitorio. Cubre un tiempo relativamente largo durante el cual la magnitud de corriente está determinada por la reactancia transitoria del generador (X'_d) y el decremento del tiempo por la constante de tiempo T'_d .
- Período de estado estable. Es el nivel de tiempo mas largo de corriente de falla del generador, cuya magnitud es determinada por la reactancia de eje directo del generador (X_d).

Cuando los desplazamientos de C.D. son considerados, las corrientes del generador para una falla trifásica serán como se muestra en la figura 20.

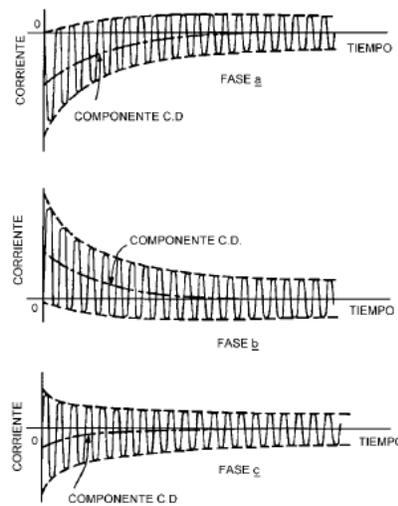


Figura 20. Corrientes de corto circuito del generador para una falla trifásica

Cuando una falla en el generador es detectada por los relevadores de protección, éste es separado del sistema de potencia disparando el interruptor del generador, el interruptor de campo y el impulsor,

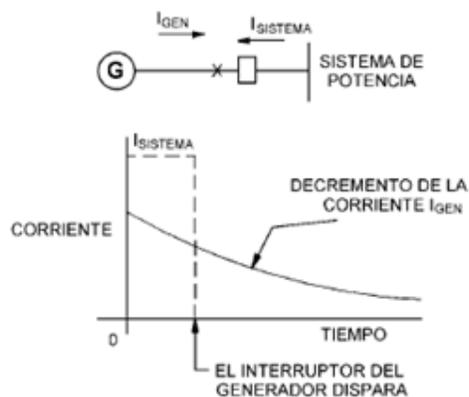


Figura 21. Corriente de falla en terminales del generador

La contribución del sistema a la falla será inmediatamente removida cuando dispara el interruptor del generador, como se ilustra en la figura 21. Sin embargo, la corriente del generador continuará fluyendo después del disparo. La corriente de corto circuito del generador no puede ser “apagada” instantáneamente debido a la energía almacenada en la máquina rotatoria. El flujo de la corriente de falla dañina en el generador continuará por un periodo de varios segundos después de que el generador ha sido disparado, haciendo que las fallas del generador sean extremadamente dañinas. Los conductores de las terminales del generador son usualmente aislados por la construcción del bus, para minimizar las fallas multi-fase en terminales. El generador es también puesto a tierra en tal forma que se reducen sustancialmente las corrientes de falla a tierra. Esto se hace incrementando la impedancia de secuencia cero, con la inserción de una impedancia a tierra en el neutro.

1.6.-PRÁCTICAS DE PUESTA A TIERRA DEL GENERADOR.

Dos tipos de prácticas de puesta a tierra representan los principales métodos usados en la industria para aterrizar los devanados del estator del generador. Estos son la puesta a tierra de alta y baja impedancia.

1.6.1.-PUESTA A TIERRA DE BAJA IMPEDANCIA

La figura 22 ilustra un generador puesto a tierra a través de un resistor o reactor. El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución de la corriente de falla a tierra del generador entre 200 Amps y 150 % de la corriente nominal del generador. La puesta a tierra de baja impedancia es generalmente usado cuando unidades generadoras múltiples son operadas sobre un bus común o cuando están directamente conectadas a buses de carga sin una transformación de tensión, proporcionando así la fuente de tierra para el sistema.

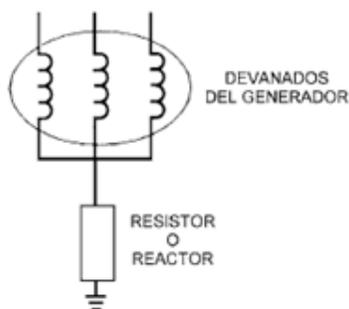


Figura 22. Puesta a tierra de baja impedancia

1.6.2.-PUESTA A TIERRA DE ALTA IMPEDANCIA

La figura 23 ilustra un generador puesto a tierra utilizando un transformador de distribución con un resistor secundario. Este método de puesta a tierra permite que las corrientes de falla a tierra sean reducidas a bajos niveles, típicamente 5-25 Amperes. Es usada en generadores conectados en forma unitaria.

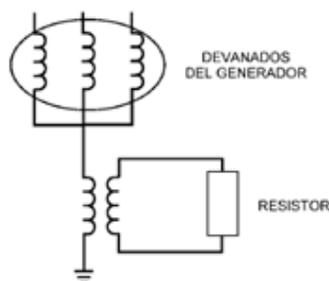


Figura 23. Puesta a tierra de alta impedancia

1.7.-RELEVADORES DE PROTECCION

El objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo al diseño del mismo y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema.

1.7.1.-CLASIFICACION DE LOS RELEVADORES

Los relevadores de protección pueden ser clasificados de diferentes maneras, tal como por función, por parámetros de entrada, características de operación o principio de operación.

La clasificación por función es la más común. Existen cinco tipos de funciones básicas:

1.7.1.1.-CLASIFICACIÓN POR FUNCIÓN

Relevadores de protección

Los relevadores de protección y sistemas asociados (fusibles) son los que operan sobre una condición intolerable del sistema de potencia, objeto de este tema. Ellos son aplicados en *todas* las partes del sistema de potencia, generadores, buses, transformadores, líneas de transmisión, líneas de distribución y alimentadores, motores, bancos de capacitores y reactores.

La mayor parte de los relevadores de protección discutidos son dispositivos separados, que son conectados al sistema de potencia a través de transformadores de corriente y potencial para reducir del sistema de alto voltaje (400 KV) a niveles seguros de servicio (115 v). Y como ya se ha mencionado, estos deben detectar todo tipo de fallas en cualquier parte o componente del sistema de potencia e iniciar o permitir la rápida desconexión de la parte que falla del mismo.

Relevadores de regulación

Los relevadores de regulación son asociados con cambiadores de taps en transformadores y sobre gobernadores de equipo de generación para el control de niveles de voltaje con cargas variables. Los relevadores de regulación son usados durante la operación normal del sistema y no responden a fallas del sistema a menos que éstas permanezcan mucho tiempo en el sistema.

Relevadores de re-cierre, verificación de sincronismo y sincronización

Los relevadores de re-cierre, verificación de sincronismo y sincronización, fueron anteriormente clasificados como “programación”, pero desde que éste término se usa ahora ampliamente en un contexto diferente como el relacionado a las computadoras, el cambio nombre ha sido hecho. Los relevadores de este tipo son usados en la energización o restablecimiento de líneas en servicio después de una salida de servicio y en la interconexión de partes del sistema pre-energizadas.

Relevadores de monitoreo

Los relevadores de monitoreo son usados para verificar condiciones en el sistema de potencia o en el sistema de protección y control. Ejemplos en el sistema de potencia son detectores de falla, verificadores de voltaje o unidades direccionales las cuales confirman las condiciones del sistema de potencia pero que detectan la falla o problema directamente. En un sistema de protección ellos son usados para monitorear la continuidad de los circuitos, tal como hilos piloto y circuitos de disparo. En general, unidades de alarma que sirven para monitorear funciones.

Relevadores auxiliares

Las unidades auxiliares son usadas a lo largo de un sistema de protección para una variedad de propósitos. Generalmente hay dos categorías: Multiplicación de contactos y aislamientos de circuitos. En sistemas de protección y control hay frecuentemente requerimientos de: (1) más salidas para disparo múltiples, alarmas y operación de otros equipos, tal como registradores, señalizaciones locales/remotas, bloqueos y así sucesivamente, (2) contactos que se ocuparán de corrientes más altas o voltajes en los circuitos secundarios y (3) aislamiento eléctrico y magnético de varios circuitos secundarios.

Los relevadores de señalización-sello (banderita) en relevadores electromecánicos es una aplicación de los relevadores auxiliares. Los relevadores de cierre y disparo usados con interruptores de circuitos son relevadores auxiliares.

1.7.1.2.-CLASIFICACION POR LA SEÑAL DE ENTRADA

Los relevadores de protección clasificados por sus parámetros de entrada son conocidos como: relevadores de corriente, voltaje, potencia, frecuencia y temperatura.

1.7.1.3.-CLASIFICACION POR SU PRINCIPIO DE OPERACIÓN

Aquellos clasificados por su principio de operación son conocidos como de porcentaje, restricción múltiple, producto, potencia, admitancia, impedancia, onda viajera.

1.7.1.4.-CLASIFICACION POR LA CARACTERISTICA DE SUS COMPONENTES

Aquellos clasificados por la característica de sus componentes son conocidos como electromecánicos, híbrido (electromecánico + estático), estático (electrónica en estado sólido), digital (microprocesador), adoptivos.

1.8.-PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES

La construcción de este tipo de relevador se esquematiza en la siguiente figura, donde se muestran los tipos más usuales que se designan como relevador de disco de inducción y relevador de copa de inducción, de los cuales se tiene que aunque su construcción es diferente, su principio de operación es similar, ver figura 24

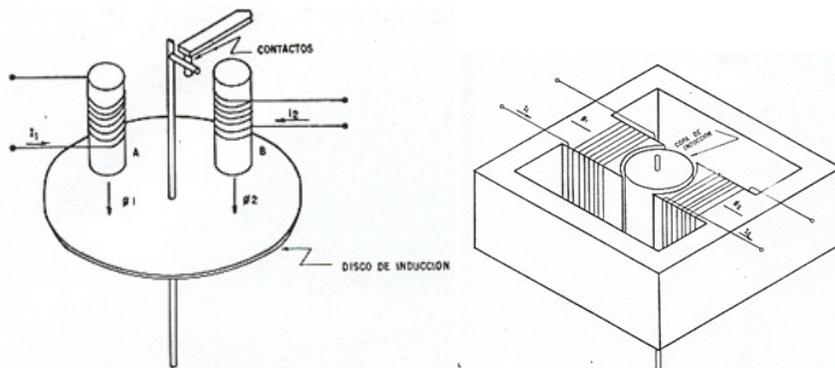


Figura 24. Relevador de disco de inducción y relevador de copa de inducción

1.8.1.-RELEVADORES DEL TIPO DE DISCO Y COPA DE INDUCCIÓN

La operación de este relevador se basa en el efecto que producen sobre un disco dos flujos generados por corriente alterna, de tal manera que ante determinadas condiciones el disco girará para así accionar sus contactos asociados y de esta manera operar la lógica que haga librar el equipo fallado, operar una alarma, iniciar una secuencia automática, etc.

1.9.-ZONAS DE PROTECCIÓN

La aplicación principal del sistema de protección por relevadores, es dividir el sistema de potencia en zonas de protección que puedan ser adecuadamente protegidas desconectando el mínimo de circuitos. Las zonas de protección más importantes en un sistema de potencia deben de ser:

- Generadores
- Transformadores
- Barras colectoras
- Líneas de transmisión
- Alimentadores

El propósito de estas zonas de protección es proveer la primera línea de defensa o protección primaria y tiene como objetivo librar el elemento dañado del sistema en el menor tiempo posible.

La protección primaria en algunas ocasiones puede fallar o estar fuera de servicio por mantenimiento, por este motivo es necesario una protección de respaldo que dispare los interruptores adyacentes o zonas que rodean el área de falla.



Las zonas de protección primaria están traslapadas para evitar la posibilidad de áreas sin protección. El traslape se logra conectando los relevadores a los transformadores de corriente.

Cualquier disturbio en la pequeña área entre los transformadores de corriente se detecta por la protección de ambas zonas y dispara todos los interruptores de las dos zonas.

INFORMACIÓN DE LA CENTRAL CICLO COMBINADO TULA

2.1.-RESEÑA HISTÓRICA DE LA CENTRAL CICLO COMBINADO TULA

La Central Ciclo Combinado Tula entró en operación comercial en la década de los ochentas, en un principio nació por la necesidad de que la Comisión Federal de Electricidad contara con unidades de respuesta rápida, que pudieran ser utilizadas en las horas de mayor demanda. Esta condición operativa solo fue en un principio, cuando por razones de puesta en servicio las primeras unidades en estar listas para su operación fueron las turbinas de gas, incorporándose posteriormente el proceso de generación de energía las turbinas de vapor.

Al combinarse el proceso, es decir trabajando en conjunto las turbinas de vapor y las de gas, se obtuvo como resultado un proceso en el cual se logra un incremento en la eficiencia de aproximadamente de un 3%, en comparación con la eficiencia que se tiene en un proceso de generación termoeléctrica convencional.

Como consecuencia de lo anterior la filosofía de que la Central solo funcionara en horas de mayor demanda, fue cambiada de forma radical, ya que actualmente trabaja las 24 horas del día los 365 días del año, a plena carga.

2.2.-CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CENTRAL CICLO COMBINADO TULA

La Central Ciclo Combinado Tula cuenta con una capacidad declarada de 482 Mw. Inicio su operación como ciclo abierto con las turbinas de gas el 8 de mayo de 1981, posteriormente como Combinado, el 1 de Noviembre de 1995.



Central ciclo combinado tula

La central esta constituida por dos paquetes de Ciclo Combinado de capacidad de 238 y 244 Mw cada uno, dando un total de 482Mw, distribuidos de la manera siguiente:

PAQUETE NORTE

2 Turbinas de Gas, cada una de 72Mw

1 Turbina de Vapor de 100 Mw

PAQUETE SUR

2 Turbinas de gas, cada una de 69 Mw

1 Turbina de Vapor de 100 Mw.

La Central Ciclo Combinado Tula esta ubicada a 83Km. Al norte de la Ciudad de México, en el estado de Hidalgo y a 8 Km. Al sur de la Ciudad Tula de Allende. Ocupa una superficie de 94 hectáreas y se encuentra a una altitud de 2111MSNM. Cabe señalar que en el mismo predio se encuentra construida la Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, ambas centrales colindan con la Refinería Miguel Hidalgo de Petróleos Mexicanos.

2.3.-CARACTERISTICAS DEL EQUIPO PRINCIPAL

2.3.1.-TURBINA DE GAS

Es el equipo encargado de llevar a cabo la transformación de la energía termodinámica de un gas (aire) en trabajo útil en un eje (movimiento rotatorio)

La tubería de gas esta integrada por un compresor axial, una cámara de combustión y la turbina misma. Se encuentra acoplada directamente al generador eléctrico. En la siguiente tabla se especifican los datos técnicos de la turbina de gas, la figura 1 muestra una turbina de gas en proceso de armado.

| | | U1 - U2 | U4 - U5 |
|----------------------------|------|--------------|--------------|
| Fabricante | | Westinghouse | Westinghouse |
| No. de serie | | W 501 D24 | W 501 D5 |
| Tipo | | Reacción | Reacción |
| Capacidad de carga | mw | 94 | 99 |
| Capacidad efectiva | mw | 69 | 72 |
| Velocidad | rpm | 3600 | 3600 |
| No. de pasos | | 4 | 4 |
| Flujo de gases a la salida | kg/h | 1004351 | 1004351 |

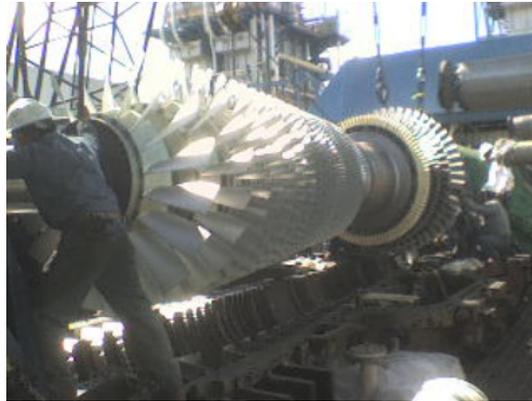


Figura 1. Turbina de gas

2.3.2.-COMPRESOR AXIAL

Dispositivo mecánico que tiene la función de introducir aire atmosférico a la cámara de combustión, con un incremento en su energía, la cual se manifiesta en un aumento de presión. La siguiente tabla muestra los datos técnicos del compresor axial, la figura 2 muestra un compresor axial.

| | U1 - U2 | U4 - U5 |
|------------------------|------------------|------------------|
| Fabricante | Westinghouse | Westinghouse |
| No. de pasos | 19 | 19 |
| Tipo | Flujo Axial | Flujo Axial |
| Fluido | Aire atmosférico | Aire atmosférico |
| Relación de compresión | 17 : 1 | 14 : 1 |



Figura 2. Compresor axial

2.3.3.-CAMARA DE COMBUSTION

Cavidad diseñada para que en ellas se realice la combustión, sirve de generador de gases, cuya energía termodinámica se convierte en trabajo mecánico en la turbina. En dicha cámara se combina el aire procedente del compresor axial y el combustible que va a

quemarse (gas natural). El número de cámaras de combustión varía dependiendo la unidad, y cada una de ellas está integrada por: Tobera de combustible, Ducto de transición, Tubo de cruce de flama, Bujía de encendido y Detectores de flama. La siguiente tabla muestra los datos técnicos de la cámara de combustión.

| | U1 - U2 | U4 - U5 |
|---------------------------------------|--------------------|--------------------|
| Fabricante | Westinghouse | Westinghouse |
| Combustores para gas natural y diesel | 16 | 14 |
| Arreglo | Concéntrico al eje | Concéntrico al eje |
| Tipo de bujía de encendido | Retráctil | Retráctil |
| Tipo de detectores de flama | Ultra violeta | Ultra violeta |
| No. de detectores de flama | 4 | 4 |

2.3.4.-TURBINA DE VAPOR

La turbina de vapor es una turbo-máquina capaz de convertir la energía termodinámica del vapor en energía mecánica. El vapor que se le suministra en condiciones normales proviene de un cabezal común a dos recuperadores de calor. La turbina está integrada por 10 pasos de acción y 3 de reacción. En la siguiente tabla se especifican los datos técnicos de la turbina de vapor.

| Tipo | | Acción - reacción | Impulso |
|-------------------------------|--------------------|-------------------|---------|
| Pasos de acción | | 10 | ----- |
| Pasos de reacción | | 3 | ----- |
| No. de válvulas de admisión | | 2 | 2 |
| No. de extracciones | | 1 | 1 |
| Flujo de vapor máx. capacidad | kg/h | 404546 | 377086 |
| Presión de vapor de entrada | kg/cm ² | 80.5 | 84.9 |
| Temperatura vapor entrada | °C | 507 | 507.8 |
| Presión vapor de escape | mmhg | 635 | 696.5 |
| Velocidad | rpm | 3600 | 3600 |
| No. de cuerpos | | 1 | 1 |

2.3.5.-RECUPERADOR DE CALOR

Los gases que ya pasaron por la turbina de gas aún contiene un alto contenido de energía calorífica, son conducidos al recuperador de calor. En este ceden su energía al ciclo de vapor por tanto el recuperador es solo un intercambiador de calor de los gases con el agua. En condiciones normales se incrementa el calor disponible en el recuperador con el quemado de combustible adicional (8 quemadores). Los elementos principales que integran son: Domo de alta presión, sobre-calentador, evaporador de alta y baja presión y quemadores posteriores, la figura 3 muestra un recuperador de calor.



Figura 3. Recuperador de calor

| | | U1 - U2 | U4 - U5 |
|----------------------------|--------------------|----------------|----------------|
| Fabricante | | Foster Wheeler | Foster Wheeler |
| Flujo vapor | kg/h | 202,273 | 202,273 |
| Presión vapor | kg/cm ² | 90.2 | 90.2 |
| Temperatura vapor | °C | 510 | 510 |
| Temp. agua de alimentación | °C | 304.4 | 304.4 |
| Flujo máximo de gases | kg/h | 1004351 | 1004351 |
| Temp. de entrada de gases | °C | 685 | 685 |
| Temp. salida de gases | °C | 146.1 | 146.1 |

2.3.6.-QUEMADORES POSTERIORES

Son un equipo que permite incrementar la temperatura de los gases de entrada al recuperador de calor, por medio de la combustión de gas natural con el exceso de oxígeno contenido en los gases de escape de la turbina de gas.

Con este aumento de temperatura que proporcionan los quemadores se incrementa la cantidad de flujo de vapor en el recuperador de calor y así la capacidad de generación

de la Turbina de Vapor crece en un 20% aproximadamente. La siguiente tabla muestra los datos técnicos de los quemadores posteriores, la figura 4 muestra el suministro de gas natural a los quemadores posteriores, la figura 5 muestra los quemadores posteriores vistos desde el ducto de escape de gases calientes.

| | | U1 - U2 | U4 - U5 |
|------------------------|-------------------|-------------------------|-------------------------|
| Fabricante | | Coen Company Inc. | Coen Company Inc. |
| Tipo | | Rejilla | Rejilla |
| Número de quemadores | | 8 | 8 |
| Flujo de gas (consumo) | m ³ /h | 5834.395 | 5834.395 |
| Capacidad | kcal/h | 57.96 x 10 ⁶ | 57.96 x 10 ⁶ |
| Combustible | | Gas natural | Gas natural |
| Material | | Acero al Carbón | Acero al Carbón |
| Elementos | | 21 por quemador | 21 por quemador |
| No. barrenos | | 5 de 5/8" | 5 de 5/8" |



Figura 4. Suministro de gas natural a los quemadores posteriores



Figura 5. Quemadores posteriores vistos desde el interior del ducto de escape

2.3.7.-GENERADOR ELÉCTRICO

La transformación de energía mecánica en eléctrica se realiza en el generador, que es el resultado final del proceso de generación, cada generador se encuentra acoplado mecánicamente, dependiendo de la unidad, a una turbina de gas o de vapor. La energía producida por este es alimentada a la subestación por medio de un transformador trifásico. Los datos técnicos del generador se muestran en la siguiente tabla, la figura 6 muestra la estructura de un generador eléctrico, la figura 7 muestra un generador eléctrico en proceso de desarmado.

| | | U1, U2, U3, U4 y U5 | U6 |
|---------------------------|--------------------|---------------------|-------------------|
| Fabricante | | Westinghouse | ----- |
| Potencia | Kva | 143400 | 123700 |
| Tensión | volts | 13800 | 13800 |
| Corriente | amperes | 6000 | 5175 |
| Factor de potencia | | 0.9 | 0.9 |
| Fases | | 3 | 3 |
| Frecuencia | ciclo/seg | 60 | 60 |
| Velocidad | rpm | 3600 | 3600 |
| Polos | | 2 | 2 |
| Presión de H ₂ | kg/cm ² | 2.11 | Enfriado por aire |
| Conexión del estator | | Estrella aterrizada | ----- |



Figura 6. Generador eléctrico

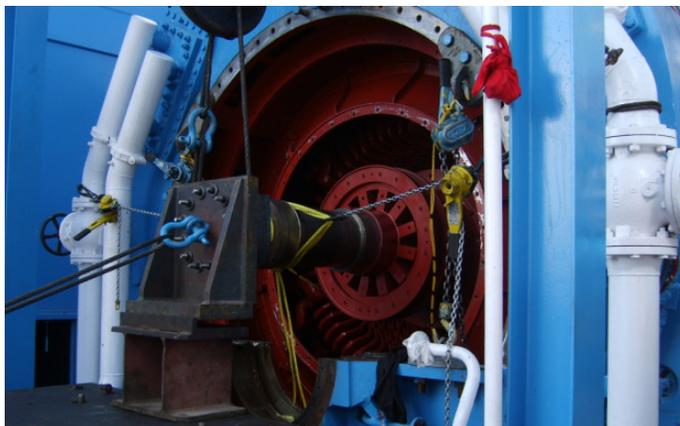


Figura 7. Generador eléctrico en proceso de desarmado

2.3.8.-SISTEMA DE EXCITACIÓN

Sistema auxiliar, que es vital importancia para la operación del generador eléctrico, ya que se encarga de producir la corriente de campo de excitación, requerida por este, y mantener así, la tensión en sus terminales, en las condiciones que demande el sistema. Los datos técnicos del excitador se muestran en la siguiente tabla, la figura 8 muestra al excitador en proceso de mantenimiento, la figura 9 muestra un excitador.

Excitador principal

| | | U1, U2, U3, U4 y U5 | U6 |
|----------------------|---------|---------------------|--------------------|
| Fabricante | | Westinghouse | ----- |
| Tipo | | PMG sin escodillas | PMG sin escodillas |
| Potencia | kw | 375 | ----- |
| Tensión | volts | 250 | ----- |
| Corriente | amperes | 1500 | ----- |
| Clase de aislamiento | | B | F |
| Velocidad | rpm | 3600 | 3600 |
| Temperatura máxima | °C | 60 | ----- |



Figura 8. Excitador en proceso de mantenimiento



Figura 9. Excitador principal

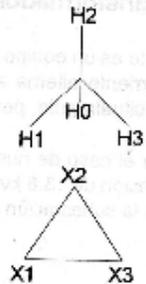
2.3.9.-TRANSFORMADOR PRINCIPAL

Este es un equipo estático empleado para transferir energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro sin variar la frecuencia, esta transferencia va acompañada habitualmente, pero no siempre de un cambio de tensión.

En el caso de nuestro transformador recibe la energía del generador eléctrico a una tensión de 13.8 kv para elevarla a 230 kv y enlazarse de esta manera a los buses 3 y 4 de la subestación eléctrica. En la siguiente tabla se muestran los datos técnicos del transformador principal, la figura 10 muestra al transformador principal.

| U1 - U2 - U3 - U4 - U5 y U6 | | |
|-----------------------------|---------|----------------|
| Marca | | Westinghouse |
| Capacidad máxima de carga | kva | 140 000 |
| Relación de voltaje | volts | 230000/13800 |
| Corriente alterna | amperes | 351 |
| Frecuencia | hz | 60 |
| Fases | | 3 |
| Conexión | | estrella/delta |
| Clase de enfrentamiento | | FOA |
| Elevación temperatura | °C | 55/65 |
| Cambiador de derivaciones | | 5 posiciones |
| Impedancia | % | 17.3 |

| DEVANADOS | VOLTS | AMPERES | CAMBIADOR DE DERIVACIONES | |
|-------------------------|--------|---------|---------------------------|------------|
| | | | POSICION | CONEXIONES |
| ALTO VOLTAJE (ESTRELLA) | 241500 | 335 | 1 | 44-45 |
| | 235750 | 343 | 2 | 43-45 |
| | 230000 | 351 | 3 | 43-46 |
| | 224250 | 361 | 4 | 42-46 |
| | 218800 | 370 | 5 | 42-47 |
| BAJO VOLTAJE (DELTA) | 13800 | 5857 | | |



Conexión del transformador principal

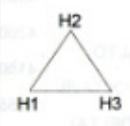


Figura 10. Transformador principal

2.3.10.-TRANSFORMADOR AUXILIAR

Transformador trifásico conectado por el lado de alta tensión al bus de salida del generador y en baja al bus de 4160 volts. Tiene la función de alimentar al equipo eléctrico auxiliar en arranques, paros y operación normal de la unidad. Los datos técnicos se muestran en la siguiente tabla, la figura 11 muestra al transformador auxiliar.

| U1 - U2 - U3 - U4 - U5 y U6 | | |
|-----------------------------|---------|----------------|
| Marca | | Westinghouse |
| Cap. máx. de carga | kva | 5000/5600 |
| Relación voltajes | volts | 13800/4160 |
| Corriente normal | amperes | 209.2 |
| Frecuencia | hz | 60 |
| Fases | | 3 |
| Conexión | | delta/estrella |
| Clase enfriamiento | | OA |
| Elevación temperatura | °C | 55/65 |
| Cambiador de derivaciones | | 5 posiciones |
| Impedancia | % | 5.88 |

| DEVANADOS | VOLTS | AMPERES | CAMBIADOR DE DERIVACIONES | | |
|-------------------------------|-------|---------|---------------------------|------------|---|
| | | | POSICION | CONEXIONES | |
| ALTO VOLTAJE (DELTA) | 14440 | 200.5 | 1 | 5-4 |  |
| | 14100 | 204.7 | 2 | 3-5 | |
| | 13800 | 209.2 | 3 | 3-6 | |
| | 13500 | 213.8 | 4 | 2-6 | |
| | 13200 | 218.7 | 5 | 2-7 | |
| BAJO VOLTAJE (ESTRELLA) | 4160 | 693.9 | | |  |

Conexión del transformador auxiliar



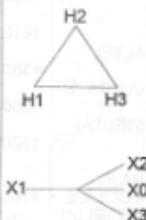
Figura 11. Transformador auxiliar

2.3.11.-TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS

Transformador trifásico conectado por el lado de alta tensión al bus de 4160 volts y por el lado de baja a los buses de 480 volts del paquete eléctrico y del recuperador de calor. En la siguiente tabla se muestran los datos técnicos del transformador de servicios propios, la figura 12 muestra al transformador de servicios propios.

| | | U1 - U2 - U3 - U4 - U5 y U6 |
|---------------------------|---------|-----------------------------|
| Marca | | Westinghouse |
| Cap. máx. de carga | kva | 1000 |
| Relación voltajes | volts | 4160/480 |
| Corriente normal | amperes | 138.8 |
| Frecuencia | hz | 60 |
| Fases | | 3 |
| Conexión | | delta/estrella |
| Clase enfriamiento | | OA |
| Elevación temperatura | °C | 55-65 |
| Cambiador de derivaciones | | 5 posiciones |
| Impedancia | % | 7.93 |

| DEVANADOS | VOLTS | AMPERES | CAMBIADOR DE DERIVACIONES | |
|-------------------------------|-------|---------|---------------------------|------------|
| | | | POSICION | CONEXIONES |
| ALTO VOLTAJE (DELTA) | 4365 | 132.3 | 1 | 4-5 |
| | 4260 | 135.5 | 2 | 3-5 |
| | 4160 | 138.8 | 3 | 3-6 |
| | 4055 | 142.4 | 4 | 2-6 |
| | 3950 | 146.2 | 5 | 2-7 |
| BAJO VOLTAJE (ESTRELLA) | 480 | 1203 | | |



Conexión del transformador de servicios propios



Figura 12. Transformador de servicios propios

CAPITULO 3

TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

La confiabilidad de los relevadores de protección depende directamente de las señales de entrada, referentes a los parámetros eléctricos, sean una representación fiel del Sistema Eléctrico. Para lograr lo anterior se emplean transformadores de instrumentos.

Los transformadores de instrumentos son dispositivos especiales que reducen los niveles de voltaje y corriente del sistema primario a valores reducidos, en forma proporcional, para alimentar a los sistemas de protección, medición y control. Sirven como aislamiento entre el equipo primario y el equipo de protección, medición y control y proveer una completa protección, los circuitos secundarios deberán ser aterrizados en un punto; las cajas metálicas de conexión deberán también ser aterrizadas.

La reducción de los niveles de voltaje y corriente logra también una reducción en los niveles de aislamiento y capacidad, con lo que reduce el tamaño y costo de los equipos.

Existen dos tipos básicos de transformadores de instrumentos:

- Transformadores de Corriente (TC's)
- Transformadores de Potencial (TP's)

3.1.-TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Un Transformador de Corriente se define como "un instrumento transformador en el que la corriente secundaria es substancialmente proporcional a la corriente primaria (bajo condiciones normales de operación) y difiere en fase de ésta por un ángulo que está en cero aproximadamente para una dirección apropiada de las conexiones" en la figura 1 se podrá apreciar un conjunto de transformadores de corriente.





Figura 1. Transformadores de corriente

Un transformador de corriente tiene principalmente dos funciones:

- Proveer aislamiento adecuado, lo cual significa que no importa el voltaje del sistema, el circuito secundario requiere ser aislado solamente a un bajo voltaje que no represente peligro para el personal, ni para los equipos.
- Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios.

El Transformador de Corriente trabaja en el principio de flujo variable. En el Transformador de Corriente "ideal", la corriente secundaria deberá ser exactamente igual (cuando es multiplicada por la relación de vueltas) y opuesta a la corriente primaria. Pero, como en el transformador, algo de la corriente o los amperes-vuelta primarios se utilizan para magnetizar el núcleo, se tienen menos amperes-vuelta primarios que los "transformados" en amperes-vuelta secundarios. Esto naturalmente introduce un error en la transformación, el error es clasificado en: error de corriente o relación y el error de fase.

El diagrama representativo del circuito equivalente del Transformador de Corriente se muestra en la figura 2, cuyos componentes son:

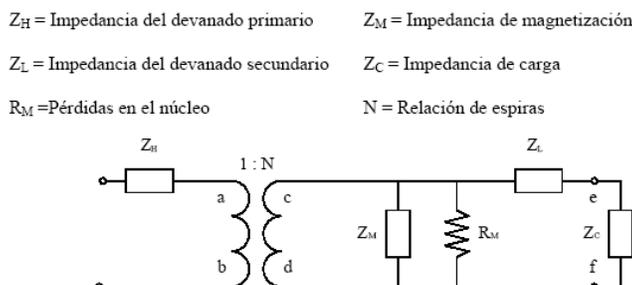


Figura 2. Circuito equivalente de un transformador de corriente

La figura 3 es una simplificación del anterior, despreciando las pérdidas provocadas por la impedancia del devanado primario y las pérdidas en el núcleo.

I_H/N = Corriente primaria referida al secundario

I_H = Corriente primaria

I_L = Corriente secundaria efectiva

I_E = Corriente de excitación

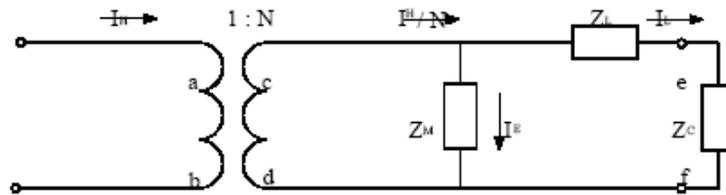


Figura 3. Circuito equivalente simplificado

La figura 4, es el diagrama vectorial correspondiente al Transformador de Corriente en condiciones normales de operación, en el cual se han exagerado las pérdidas para poder observarlas.

Donde:

V_S = Voltaje inducido en el devanado secundario

V_{ef} = Voltaje en terminales del Transformador de Corriente

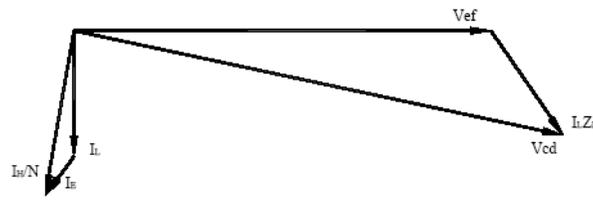


Figura 4 Diagrama fasorial para un transformador de corriente

3.2.-SELECCION DE TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS

Entre los factores que determinan la selección de estos aparatos se encuentran:

- El tipo de instalación
- El tipo de aislamiento
- La potencia nominal

- La clase de precisión

3.2.1.-INSTALACIÓN

Los aparatos pueden ser construidos para ser usados en instalaciones interiores o exteriores. Generalmente por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 KV, son diseñadas para servicio interior.

Las instalaciones de tipo exterior son de tensiones desde 34.5 a 400 KV, salvo en los casos donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta 230 KV.

Adicionalmente, existen básicamente dos tipos de transformadores en uso, los llamados tipo boquilla o bushing y los tipo pedestal.

Los Transformadores de Corriente tipo boquilla o bushing construidos dentro de las boquillas de los interruptores, transformadores de potencia y generadores, etc., tienen un núcleo anular con un arrollamiento secundario que puede tener varias derivaciones.

El arrollamiento secundario está completamente distribuido, teniendo una reactancia de dispersión secundaria baja.

Los Transformadores de Corriente tipo pedestal construidos dentro de un receptáculo aislante de porcelana o pasta epoxiglass, tienen un núcleo toroidal. Su secundario tiene alta reactancia de dispersión con lo que la caída de tensión disminuye más rápidamente con la disminución de la corriente secundaria, lo que disminuye la tensión secundaria de excitación con la reducción en la cantidad permitida de corriente de excitación para el error de relación especificado.

Las polaridades relativas de las terminales primarias y secundarias de los Transformadores de Corriente, están identificadas por marcas pintadas con símbolos como H1 y H2 (P1 y P2) para las terminales primarias y X1 y X2 (S1 y S2) para las terminales secundarias. Por convención, cuando la corriente entra por la terminal H1 (P1), la corriente sale por la terminal X1 (S1), polaridad sustractiva.

3.2.2.-AISLAMIENTO

Material para baja tensión

Generalmente los aparatos son construidos con aislamiento en aire o aislamiento en resina sintética, suponiéndose que lo común son las instalaciones interiores.

Material de media tensión

Los transformadores para instalaciones interiores (tensión de 3 a 25 KV) son construidos ya sea con aislamiento de aceite con envoltorio de porcelana (concepción antigua), ya sea con aislamiento en resina sintética (concepción moderna).

La mayoría de los diseños actuales emplean el material seco, los materiales con aislamiento en aceite o en masa aislante (compound) se utilizan muy poco y sólo para ampliaciones de instalaciones existentes.

Los aparatos para instalaciones exteriores son generalmente construidos con aislamiento porcelana- aceite, aunque la técnica más moderna está realizando ya aislamiento en seco para este tipo de transformadores.

Material de alta tensión

Los transformadores para alta tensión son aislados con material dieléctrico, impregnados con aceite y colocados dentro de un envoltorio de porcelana.

3.2.3.-POTENCIA NOMINAL

La potencia nominal de los Transformadores de Corriente, es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal determinada, considerando las prescripciones relativas de los límites de errores.

Está indicada generalmente, en la placa característica y se expresa en voltamper, aunque también puede expresarse en ohms.

Para escoger la potencia nominal de un Transformador de Corriente, hay necesidad de hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tener en cuenta la pérdida por efecto de Joule de los cables de alimentación. Será necesario entonces, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, ver Tabla 1.

CARGAS NORMALES PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SEGUN NORMA ANSI C.57.13

(TABLA 1)

| Designación de la carga | CARACTERISTICAS | | CARACTERISTICAS PARA 60 Hz Y CORRIENTE SECUNDARIA DE 5 AMP | | |
|-------------------------|------------------|------------------------|--|-----------|--------------------|
| | Resistencia Ohms | Inductancia Milihenrys | Impedancia Ohms | Voltamper | Factor de potencia |
| B0.1 | 0.09 | 0.116 | 0.1 | 2.5 | 0.9 |
| B0.2 | 0.18 | 0.232 | 0.2 | 5.0 | 0.9 |
| B0.5 | 0.45 | 0.580 | 0.5 | 12.5 | 0.9 |
| B1.0 | 0.50 | 2.300 | 1.0 | 25 | 0.5 |
| B2.0 | 1.00 | 4.600 | 2.0 | 50 | 0.5 |
| B4 | 2.00 | 9.200 | 4.0 | 100 | 0.5 |
| B8 | 4.00 | 18.400 | 8.0 | 200 | 0.5 |

3.2.4.-CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA

Se seleccionará normalmente el valor superior a la corriente nominal de la instalación según la siguiente Tabla 2 de valores normalizados:

| SIMPLE RELACION DE TRANSFORMACION | | | (TABLA 2) | DOBLE RELACION DE TRANSFORMACION | |
|-----------------------------------|-----|------|-----------|----------------------------------|-------|
| 5 | 100 | 1200 | | 2X 5 | 2X100 |
| 10 | 150 | 1500 | | 2X10 | 2X150 |
| 15 | 150 | 1500 | | 2X15 | 2X200 |
| 15 | 200 | 2000 | | 2X25 | 2X300 |
| 20 | 300 | 3000 | | 2X50 | 2X400 |
| 25 | | | | 2X75 | 2X600 |
| 30 | 400 | 4000 | | | |
| 40 | | | | | |
| 50 | 600 | | | | |
| 75 | 800 | | | | |

En ciertos tipos se realiza una doble o una triple relación primaria, ya sea por medio de conexiones serie paralelo del bobinado primario, o por medio de tomas en los bobinados secundarios.

3.2.5.-CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA

El valor normalizado es generalmente de 5 amperes, en ciertos casos, cuando el alambrado del secundario puede representar una carga importante, se puede seleccionar el valor de 1 Amper.

3.2.6.-CARGA SECUNDARIA

La carga secundaria para un Transformador de Corriente, es el valor en ohms de la impedancia constituida por los instrumentos del secundario, comprendiendo sus conexiones.

La carga secundaria nominal es la impedancia del circuito secundario, correspondiente a la potencia de precisión bajo la corriente nominal, por ejemplo:

Potencia de precisión 50 VA para $I^2 = 5^2$

$$Z_2 = \frac{50}{5^2} = 2 \text{ ohms}$$

3.2.7.-CLASES DE PRECISIÓN

La selección de la clase de precisión depende igualmente de la utilización a que se designen los transformadores. Independientemente a esto, los transformadores y los aparatos que van a ser conectados a ellos, deberán presentar una similitud de exactitud.

Las clases de precisión normales son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, dependiendo de las normas usadas.

Para Transformadores de Corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10, son utilizadas con valores de sobrecarga.

La clase de precisión se designa por el error máximo permisible, en por ciento, que el transformador pueda introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y a frecuencia nominal.

Las normas ANSI define la clase de precisión como el error máximo admisible, en % que el transformador puede introducir en la medición de potencia.

Cada clase de precisión especificada deberá asociarse con una o varias cargas nominales de precisión, por ejemplo: 0.5–50 VA.

Se dan a continuación, las clases de precisión recomendadas, según el uso a que se destina el Transformador de Corriente.

| CLASE | UTILIZACIÓN |
|-----------|---|
| 0.1 | Calibración y medidas de laboratorio. |
| 0.2 - 0.3 | Medidas de laboratorio. Alimentación de wathorímetros para alimentadores de gran potencia. |
| 0.5 - 0.6 | Alimentación de wathorímetros para facturación, en circuitos de distribución. Wattmetros industriales. Ampemetros indicadores. Ampemetros registradores. Fasómetros indicadores. |
| 1.2 | Fasómetros registradores. Wathorímetros indicadores. Wathorímetros industriales. Wathorímetros registradores. Protecciones diferenciales, relevadores de distancia y de impedancia. |
| 3 - 5 | Protecciones en general, (relevadores de sobrecorriente). |

3.2.8.-PRECISIÓN PARA PROTECCIÓN

La revisión de las normas americanas ANSI, (anteriormente ASA), hacen la siguiente clasificación para la protección.

Clase C.- Cubre todos los transformadores que tienen los devanados uniformemente distribuidos, y por tanto, el flujo de dispersión en el núcleo no tiene ningún efecto apreciable en el error de relación. La relación de transformación en ellos, puede ser calculada por métodos analíticos.

Clase T.- Cubre a todos los transformadores que tienen los devanados no distribuidos de manera uniforme, y por lo tanto, el flujo de dispersión en el núcleo, tiene un efecto apreciable en el error de transformación. La relación de transformación en los mismos, debe ser determinada por prueba.

Ambas clasificaciones deben ser complementadas por la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal (B0.1 a B8.0) a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error, además deberá estar limitado a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal y a cualquier carga inferior a la nominal.

Así, por ejemplo, un transformador clase C100, deberá tener un error de relación menor a 10% a cualquier corriente entre 1 y 20 veces la corriente nominal secundaria, si su carga no es mayor a $(1.0 \text{ ohm} \times 20 \text{ veces} \times 5 \text{ amp} = 100 \text{ volts})$.

De lo anterior se deduce que la nueva clasificación para protección (C o T), es equivalente a la antigua clasificación L.

La **C** es equivalente al “**10H**” (Error máximo de relación especificado en tanto por ciento, Impedancia secundaria interna alta) de la clasificación anterior y estos datos significan lo siguiente:

Para un Transformador de Corriente de clase “C400”, quiere decir que puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente nominal secundaria (5 x 20 = 100 amp), soportando un voltaje de hasta 400 volts en sus bornes sin exceder el error de 10%, permitido para estos casos.

3.3.-EVALUACIÓN DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Para poder evaluar los Transformadores de Corriente se aplica la siguiente fórmula, de acuerdo con la figura 3, con la que determinamos el voltaje en terminales secundarios del mismo en casos de falla.

$$V_{cd} = VS$$

$$V_{cd} = I_L (Z_L + Z_C + Z_T)$$

I_L = Corriente máxima secundaria de falla

Z_T = Impedancia de los conductores secundarios

Para esto se requiere contar con la información del estudio de cortocircuito que nos indique la corriente máxima que soportará el Transformador de Corriente en casos de fallas muy cercanas al mismo, además de las impedancias de los relevadores y los conductores secundarios.

Dependiendo del tipo de Transformador de Corriente, que puede ser de relación fija o de relación múltiple, en cualquiera de los casos se recurre a las curvas de saturación para determinar las condiciones de uso del mismo.

El voltaje calculado nos permitirá conocer el grado de saturación del Transformador de Corriente. Las curvas de saturación son suministradas por el fabricante o determinadas mediante pruebas de campo.

La siguiente gráfica muestra las curvas de saturación para un Transformador de Corriente tipo “bushing” de relación múltiple. Los Transformadores de Corriente son fabricados de acuerdo a las normas ANSI la cual establece la capacidad del Transformador de Corriente mediante dos símbolos una letra “C” o “T” y un número que indica la capacidad de voltaje secundario en bornes.

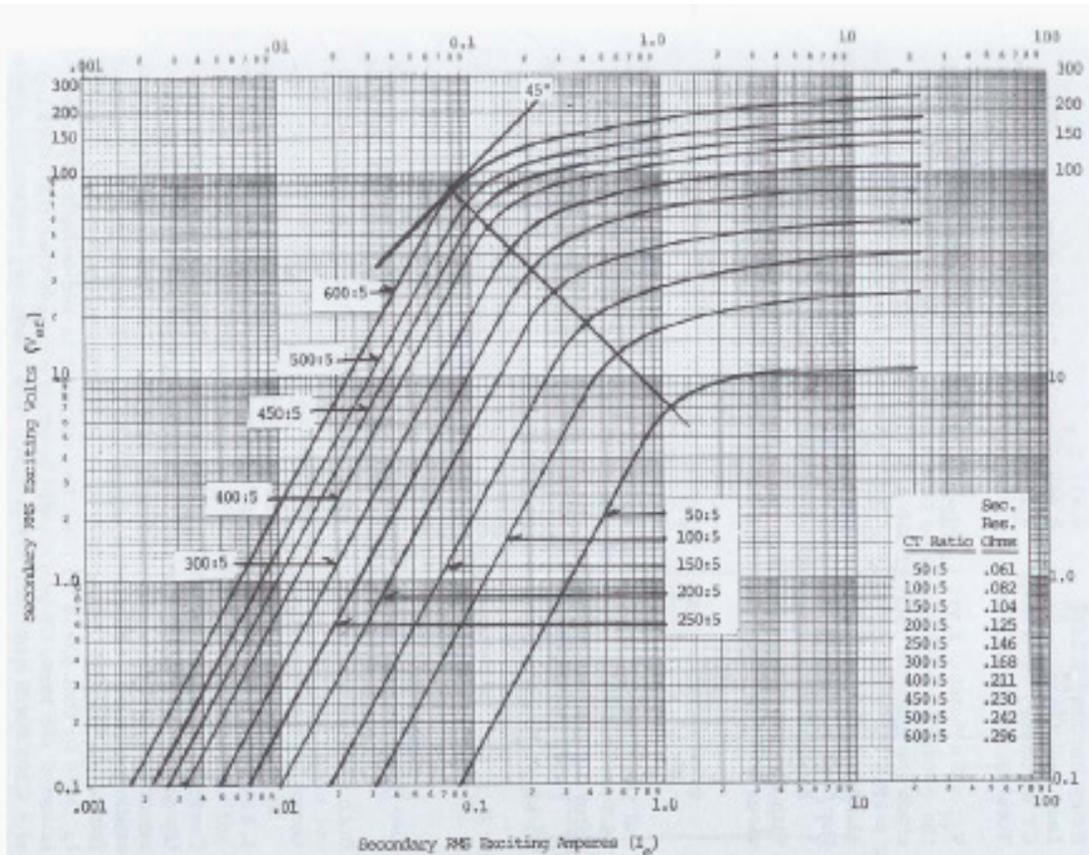


Figura TC 4 Typical excitation curves for a 600:5 multiratio class C100 current transformer.

Curvas de saturación para un transformador de corriente tipo "bushing" de relación múltiple

3.4.-TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Las normas definen un Transformador de Potencial como "un instrumento transformador en el que el voltaje secundario es substancialmente proporcional al voltaje primario y difiere en fase de él por un ángulo que es cero aproximadamente para una dirección apropiada de las conexiones".

Esto, en esencia, significa que el Transformador de Potencial tiene que estar lo más cercano posible al transformador "ideal". En un transformador "ideal", el vector de voltaje secundario es exactamente igual y opuesto al vector de voltaje primario, cuando es multiplicado por la relación de vueltas, en la figura 5 se apreciar un transformador de potencial.



Figura 5. Transformador de potencial

Un Transformador de Potencial tiene principalmente dos funciones:

- Proveer aislamiento adecuado, lo cual significa que no importando el voltaje del sistema, el circuito secundario requiere ser aislado solamente a un voltaje bajo que no represente peligro para el personal ni para los equipos.
- Reducir en forma proporcional los valores de voltaje del sistema de potencia, para que mediante los instrumentos y un multiplicador se conozcan los valores reales primarios.

Sin embargo, en un transformador "real", se introducen errores porque una parte de corriente es empleada para la magnetización del núcleo y debido a las caídas de voltaje en los devanados primario y secundario a causa de la reactancia de dispersión y resistencia del devanado. Uno puede hablar así de un error de voltaje, que es la cantidad por la que el voltaje es menor que el voltaje primario aplicado, y el error de fase, que es el ángulo de fase por el que el vector de voltaje secundario invertido se desplaza del vector de voltaje primario.

Algunos fabricantes diseñan sus TP's de modo que las caídas por la resistencia y reactancia se minimizan, usando también los mejores grados de aceros eléctricos rodados en frío y grano orientado que habilitan un funcionamiento en óptimos niveles de inducción magnética, reduciendo así tanto el tamaño como el costo del Transformador de Potencial. Básicamente se encuentran en el mercado dos tipos:

- Transformador de Potencial Inductivo
- Dispositivo de Potencial Capacitivo

Un Transformador de Potencial Inductivo es un transformador convencional, con un arrollamiento primario en el lado de alta tensión y un arrollamiento secundario en el lado de baja tensión, a veces con una derivación para disponer de dos magnitudes en un mismo devanado. El devanado primario se conecta directamente al sistema de potencia mientras que el secundario es conectado los instrumentos como se muestra en la figura 6.

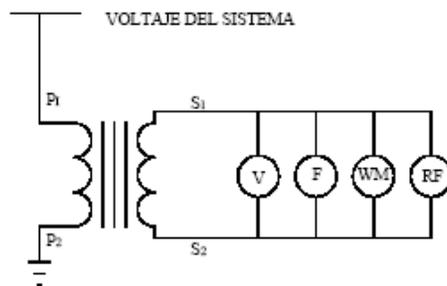


Figura 6. Diagrama simplificado de un transformador de potencial

3.4.1.-TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CON ALGUNOS INSTRUMENTOS

Existe la posibilidad de que el Transformador de Potencial contenga dos o tres devanados secundarios, este tipo de Transformador de Potencial se usan cuando en la instalación se requieren diferentes niveles de voltaje secundario o cuando existen varios esquemas de protección que requieren señales independientes de voltaje, este arreglo del TP se muestra en la figura 7.

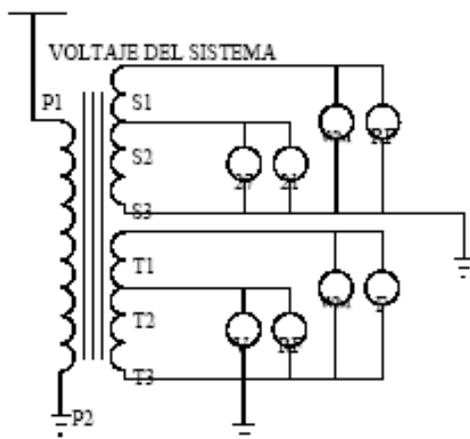


Figura 7. Diagrama de un transformador de potencial con dos devanados secundarios y doble relación

3.4.2.-DISPOSITIVOS DE POTENCIAL

El Dispositivo de Potencial Capacitivo difiere del Transformador de Potencial en cuanto a su diseño, ya que su devanado primario no se conecta directamente al voltaje del sistema de potencia, pero obtiene una parte proporcional del mismo a través de un divisor compuesto por un grupo de capacitores apilados conectados en serie, con un capacitor

auxiliar que tiene conectado entre sus extremos un Transformador de Potencial seco del tipo distribución con varios devanados secundarios, el diagrama de un DP se muestra en la figura 8.

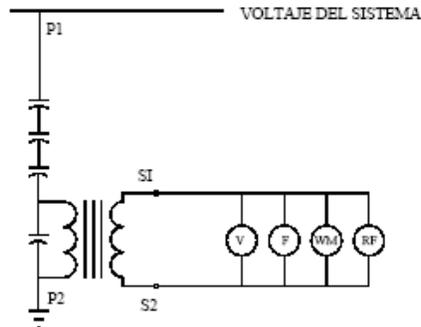


Figura 8. Diagrama simplificado de dispositivo de potencial

3.4.3.-CAPACITIVO DE POTENCIAL

Para ambos casos la función es la misma, producir una réplica proporcional del voltaje real del sistema, sin embargo los DP's normalmente son de menor capacidad que los Transformadores de Potencial y por sus componentes de construcción a veces menos precisos.

La función principal de los DP's se desarrolla en las líneas de transmisión, en donde se usan como parte del equipo de acoplamiento para transmitir señales de frecuencia más alta que la del sistema de potencia, para establecer un enlace en las comunicaciones y teleprotección entre las subestaciones de ambos extremos de las líneas de transmisión.

A este enlace se le conoce comúnmente como OPLAT (Onda Portadora a través de Líneas de Alta Tensión). En la práctica, el DP se usa para doble función: como reductor de voltaje y como equipo de acoplamiento para comunicaciones.

Los utilizados para protección y medición se conocen como dispositivos de "Clase A". Estos aparatos tienen medios para ajustar la magnitud y el ángulo de fase del voltaje secundario y se les conoce con el nombre de dispositivo de tipo resonante.

3.5.-SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

3.5.1.-VOLTAJE NOMINAL DE SERVICIO

Se escoge generalmente el voltaje nominal de aislamiento en KV superior y más próximo al voltaje de servicio.



3.5.2.-VOLTAJE NOMINAL SECUNDARIO

Este voltaje, según ANSI, es de 120 volts para los Transformadores de Potencial nominal de servicio hasta 25 KV y de 115 volts con aquellos de 34.5 KV o más. En transformadores conectados entre fase y tierra, es normal también un voltaje secundario de 115/1.73 volts.

Los Transformadores de Potencial son construidos en la generalidad de los casos, con un solo devanado secundario, que alimenta los aparatos de medición y protección. Se proveen normalmente dos devanados secundarios en el caso de que se desee alimentar relevadores de tierra.

3.5.3.-POTENCIA NOMINAL

Para escoger la potencia nominal de un Transformador de Potencial, se hace generalmente la suma de las potencias nominales de todos los aparatos conectados al secundario.

CARGAS NORMALES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL SEGUN NORMA ANSI C.57.13

(TABLA 1)

| CARGAS NORMALES | | | CARACTERISTICAS EN BASE A 120 VOLTS Y 60 HZ | | | CARACTERISTICAS EN BASE A 69.3 VOLTS Y 60 HZ | | |
|-----------------|-------|------|--|-----------------------|--------------------|---|-----------------------|--------------------|
| Designación | V.A. | f.p. | Resistencia Ohms | Inductancia Henrys | Impedancia Ohms | Resistencia Ohms | Inductancia Henrys | Impedancia Ohms |
| W | 12.5 | 0.10 | 115.2 | 3.0420 | 115.20 | 38.4 | 1.0140 | 384.0 |
| X | 25.0 | 0.70 | 403.2 | 1.0920 | 576.00 | 134.4 | 0.3640 | 192.0 |
| Y | 75.0 | 0.85 | 163.2 | 0.2680 | 192.00 | 54.4 | 0.0894 | 64.0 |
| Z | 200.0 | 0.85 | 61.2 | 0.1010 | 72.00 | 20.4 | 0.0336 | 24.0 |
| ZZ | 400.0 | 0.85 | 30.6 | 0.0554 | 36.00 | 10.2 | 0.0168 | 12.0 |

Se deberán tomar en cuenta, por otro lado, las caídas de voltaje en los cables de control si las distancias entre los transformadores y los instrumentos son importantes. Se escoge la potencia normalizada inmediata superior a la suma de las potencias. Los valores normalizados de las potencias de precisión, y de sus factores de potencia, según ANSI, están dados en la Tabla 1.

3.5.4.-PRECISION

La precisión dependerá de la aplicación específica, dependiendo de lo que el usuario requiera, aunque es importante mencionar que a mayor precisión, el TP tendrá mayor costo. Las clases de precisión normales para los Transformadores de Potencial son: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5; dependiendo de las normas usadas.

Las siguientes Tablas 2 y 3, presentan las diferentes clases de precisión de los instrumentos normalmente conectados y las potencias comunes de sus devanados.

Tabla 2 Clases de Precisión Vs. Utilización

| CLASES | UTILIZACIÓN |
|-------------|--|
| 0.1 | Calibración |
| 0.2 – 0.3 | Mediciones en laboratorios Alimentación de integradores (wattihorímetros) para sistemas de gran potencia |
| 0.5 – 0.6 | Instrumentos de medición e integradores (wattihorímetros) |
| 1.2 – 3 – 5 | Vóltmetro de tableros Vóltmetro registradores Wáttmetro de tableros Wattihorímetros Frecuencímetros de tablero Sincronoscopios Reguladores de voltaje Reguladores de protección, etc. |

Tabla 3 Aparatos vs. Consumos VA

| APARATOS | CONSUMO APROXIMADO EN VA |
|---------------------------|--------------------------------|
| Vóltmetros | |
| Indicadores | 3.5 – 15 |
| Registradores | 15 – 25 |
| Wattmetros | |
| Indicadores | 6 – 10 |
| Registradores | 5 – 12 |
| Medidores de fase | |
| Indicadores | 7 – 20 |
| Registradores | 15 – 20 |
| Wattihorímetros | 3 – 15 |
| Frecuencímetros | |
| Indicadores | 1 – 15 |
| Registradores | 7 – 15 |
| Relevadores de voltaje | 10 – 15 |
| Relevadores selectivos | 2 – 10 |
| Relevadores direccionales | 25 – 40 |
| Sincronoscopios | 6 – 25 |
| Reguladores de voltaje | 30 – 250 |

Los errores que pueden presentar estos equipos son dos básicamente:

- Error de relación
- Error de ángulo

Aunque en los Dispositivos de Potencial se puede presentar un error adicional, en cuanto a la fidelidad de la forma de onda, es decir, una deformación en la forma de onda debido a la presencia de frecuencias armónicas generadas por el deterioro de los componentes usados en su construcción.

Los errores de precisión y ángulo, en los Transformadores de Potencial son tan pequeños que normalmente se pueden despreciar en la práctica cuando se usan para propósitos de protección, siempre y cuando la carga conectada a ellos no rebase a su capacidad térmica en voltamperes.

Esta capacidad térmica corresponde a la capacidad de plena carga de un Transformador de Potencial. Los Transformadores de Potencial con mayor precisión se usan para propósitos de medición, sobre todo cuando la medición es para fines de facturación, para este tipo de Transformador de Potencial, la capacidad térmica es más elevada, que su capacidad en voltamperes nominales.

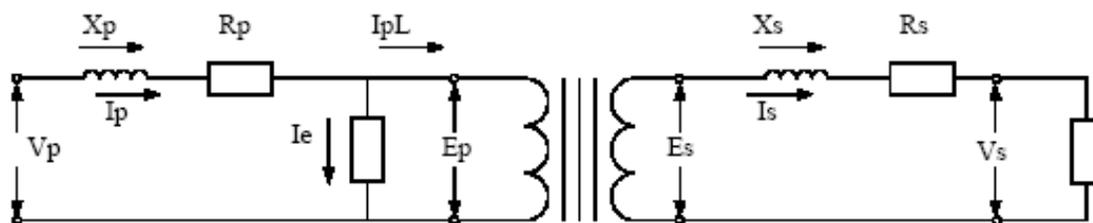


Figura 9. Diagrama eléctrico de un transformador de potencial

La figura 9, muestra el circuito equivalente de un Transformador de Potencial y en la figura 10 se muestra su diagrama vectorial.

Para conocer los errores que se presentan en un Transformador de Potencial, es necesario conocer las constantes del núcleo, de los devanados y trazar un diagrama vectorial similar de la figura 10.

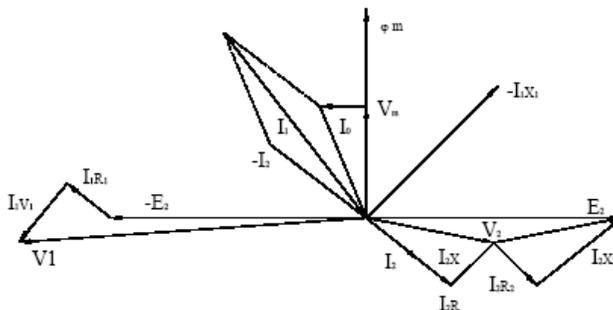


Figura 10. Diagrama vectorial de un transformador con carga

El error de relación se obtiene como:

$$\% \text{ de error} = \frac{(K V_s - V_p)}{V_p} (100)$$

Donde:

K = Relación nominal

Vp = Voltaje en terminales del primario

Vs = Voltaje en terminales del secundario

Si el error es positivo, quiere decir que el voltaje secundario excede al primario y viceversa. La relación de vueltas del transformador no necesariamente tiene que ser igual a la relación de transformación, normalmente se emplean algunas vueltas adicionales para compensar las pérdidas propias, esto trae como consecuencia que para un mismo

Transformador de Potencial puede tener un error positivo a baja carga y un error negativo para una carga mayor.

3.5.5.-PROTECCIÓN

Los Transformadores de Potencial son protegidos por medio de fusibles de potencia de baja corriente cuando se usan en voltajes medios hasta los 69 kV, pero para voltajes mayores los fusibles no tendrían la suficiente capacidad interruptiva para fallas de cortocircuito por lo que los Transformadores de Potencial son conectados directamente al sistema de potencia.

En cualquiera de los casos los Transformadores de Potencial siempre deberán estar protegidos en su secundario mediante los fusibles adecuados, colocando estos lo más cerca posible del Transformador de Potencial. Con los fusibles secundarios se protege contra cortocircuito en el alambrado secundario que podría causar daño al Transformador de Potencial por sobrecalentamiento.

3.5.6.-CONEXIONES

Existen diferentes maneras de conexiones para los Transformadores de Potencial dependiendo del nivel de voltaje y el propósito de aplicación o de las necesidades del instrumento usado, sin embargo se mencionan a continuación las más comunes:

- Sistema monofásico. Se usa un solo equipo conectado como en la figura 10.
- Sistema bifásico. Se hace un arreglo con dos equipos monofásicos.
- Sistema trifásico.

PARA BAJA TENSION Y HASTA 33KV

| CONEXIÓN | ARREGLO | FIGURA |
|-------------------------------|---------------|--------|
| Delta Abierta – Delta Abierta | Con dos TP´s | 11 |
| Estrella – Estrella | Con tres TP´s | 12 |

PARA TENSION MAYOR A 33KV

| CONEXIÓN | ARREGLO | FIGURA |
|-----------------------|---------------|--------|
| Estrella – Estrella | Con tres TP´s | 12 |
| Estrella – Delta Rota | Con tres TP´s | 13 |

La conexión de tres Transformadores de Potencial en Estrella-Estrella es típica para protección y medición en líneas de voltaje superiores a 33 KV, mientras que el arreglo de

dos Transformadores de Potencial en Delta-Abierta se usa generalmente para propósitos de medición en voltaje de 33 KV y menores.

En la conexión Delta-Rota, los devanados secundarios de las fases de los Transformadores de Potencial se conectan en serie (polaridad / no polaridad) tratando de formar una delta, sin llegar a cerrar el circuito, en estos extremos del arreglo (delta-rotta) se presenta un filtro para detectar la presencia de voltaje de secuencia cero, este procedimiento se usa comúnmente para obtener los voltajes de polarización en relevadores direccionales, para detectar fallas a tierra en los sistemas de potencia.

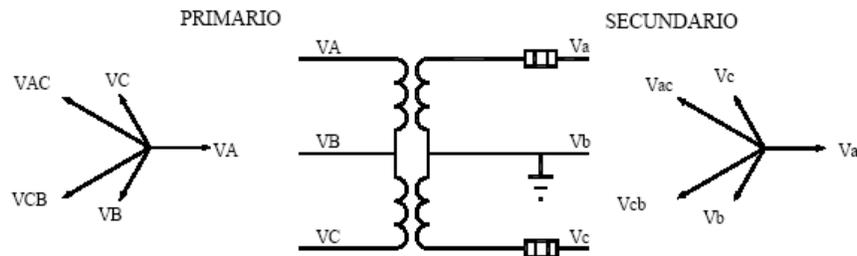


Figura 11. Conexiones y diagrama fasorial de dos TP's conectados en delta abierta

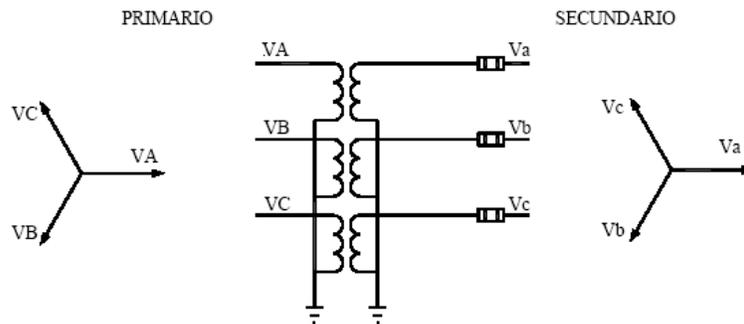


Figura 12. Conexiones y diagrama fasorial de TP's conectados en estrella

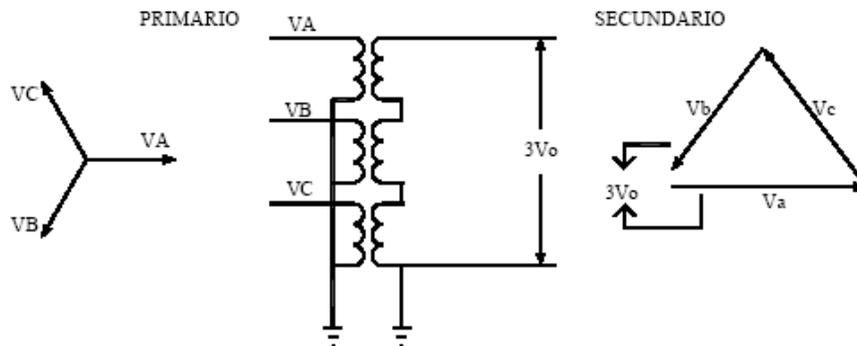


Figura 13. Conexiones y diagrama fasorial de TP's conectados en delta rota

CAPITULO 4

RELEVADORES DE PROTECCIÓN PARA GENERADORES SÍNCRONOS

El objetivo principal de los relevadores de protección es la detección de fallas dentro del sistema de potencia, de acuerdo al diseño del mismo y las características de las fallas, para tomar las acciones inmediatas y adecuadas que las eliminen y de esta forma evitar o minimizar los daños que pudieran ocasionar al sistema. Pero existe una característica muy especial y hasta cierto punto contradictoria en cuanto a su función, que es conveniente señalar:

El relevador se diseña y aplica para detectar fallas; pero siendo indeseables éstas en el sistema, se utilizan diferentes técnicas que nos permiten minimizarlas, entre las cuales podemos mencionar las siguientes:

- Mantenimiento oportuno y efectivo
- Blindaje
- Aislamiento
- Diseño y materiales de alta calidad

De ésta manera, si se logra disminuir el número de fallas, el trabajo encargado a los relevadores es también mínimo, por lo cual permanecerán siempre en reposo y eventualmente tendrán que operar. Pero llegado el momento en que operen, se deberá tener la certeza de que su operación sea efectiva. Para lograr esa certeza se hace necesario probar periódicamente los relevadores, simulando las condiciones de falla de una forma muy cercana a las condiciones reales.

Estas simulaciones se pueden lograr de diversas maneras:

- Utilizando diversos componentes eléctricos (resistencias, capacitancias, inductancias, etc.) para construir un sistema eléctrico que permita provocar los parámetros que se suponen se presentan en una falla.
- Empleando equipos de prueba diseñados especialmente para simular condiciones de falla.
- Reproduciendo con equipo de prueba eventos de falla obtenidos de registradores de falla o protecciones digitales. La figura 1 y 2 muestran un modulo relevadores de protección para el generador.
- Efectuando, eventualmente, pruebas con fallas reales.



Figura 1. Modulo de relevadores de protección para un generador



Figura 2. Relevadores de protección

4.1.-PROTECCION PRIMARIA

En el siguiente diagrama se muestra la configuración de las protecciones primarias en un sistema de potencia, se podrá observar que los primeros interruptores están localizados en las conexiones de cada elemento del sistema de potencia. Esta configuración hace posible desconectar solo el elemento defectuoso y se establece una zona de protección separada alrededor de cada elemento del sistema. El significado de esto es que cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada originara el disparo (esto es la abertura) de todos los interruptores dentro de esa zona, y de solo esos interruptores.

En caso que ocurra una fallas en la región donde se superponen dos zonas adyacentes de protección, se dispararan mas interruptores que el mínimo necesario para desconectar el elemento defectuoso, pero si no hubiera superposición, una falla en una región entre zonas no estaría situada en ninguna de las dos zonas y, por lo tanto, no se

dispararían los interruptores. La superposición es el menor de los dos males. La extensión de esta pequeña relativamente, y la probabilidad de falla en dicha región es baja; por lo mismo, el disparo de dos o mas interruptores será casi nulo, por lo tanto, las zonas adyacentes de protección se localizan de tal manera que se superponen alrededor de un interruptor.

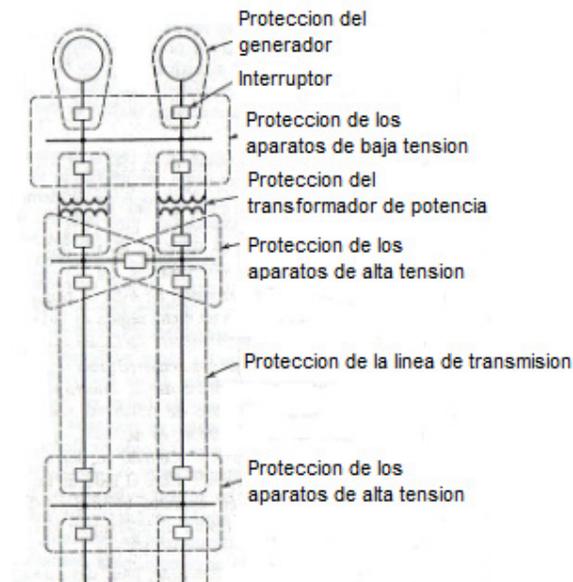


Diagrama unifilar de un sistema de potencia que muestra la protección primaria

4.2.-PROTECCIÓN DE RESPALDO

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

Cuando decimos que la protección primaria puede faltar, entonces cualquiera de las diversas cosas que pueden suceder para impedir a la protección primaria que origine la desconexión de una falla del sistema de potencia. La protección primaria puede fallar debido a una falla en cualquiera de los siguientes puntos:

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

Es muy deseable que la protección de respaldo este dispuesta de tal manera que cualquier cosa que pueda originar la falla de la protección primaria no origine también la falla de la protección de respaldo. Los relevadores de respaldo están localizados de tal manera que no empleen o controlen cualquier cosa en común con los relevadores

primarios que vayan a ser respaldados. Un conjunto de relevadores de respaldo proporcionara protección incidental de clases para fallas en el circuito cuyo interruptor controla los relevadores de respaldo.

Otra función de la protección de respaldo es a menudo proporcionar protección primaria cuando el equipo que debería ocuparse de esto se encuentra fuera de servicio por mantenimiento o reparación.

Cuando funciona la protección de respaldo, se desconecta una parte mayor del sistema que cuando funciona correctamente la protección primaria. Esto es inevitable si la protección de respaldo va a hacerse independientemente de aquellos factores que pueden originar que falle la protección primaria.

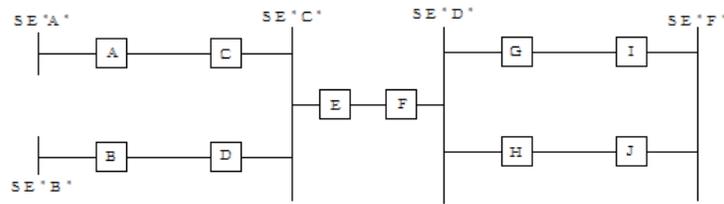
Por lo tanto la protección de respaldo, que esta debe funcionar con suficiente acción retardada como para que se le de a la protección primaria tiempo suficiente para funcionar si es capaz de hacerlo. Cuando ocurre un cortocircuito, ambas protecciones, primaria y de respaldo, inician normalmente su funcionamiento; pero se espera que la protección primaria dispare los interruptores necesarios para retirar el elemento en cortocircuito del sistema, y la protección de respaldo se repondrá sin haber tenido tiempo de completar su función.

Cuando falla la protección primaria, aunque funcione adecuadamente la protección de respaldo, el servicio sufrirá más o menos perdidas.

En la siguiente figura se muestra la operación de estos sistemas de protección en caso de una falla en la línea EF, debe operar su protección primaria abriendo los interruptores E y F, si la protección primaria falla por alguna causa (podría ser la falta de alimentación de corriente o voltaje a los relevadores, falta de corriente directa en el circuito de disparo o falla en el relevador) deben operar las protecciones de respaldo local abriendo los interruptores E y F.

Si falla el interruptor E deben operar las protecciones de respaldo remoto en A y B, abriendo los interruptores A y B. En caso que sea F el interruptor que falle deben operar con respaldo remoto los interruptores I y J.

Si la falla ocurre en las barras colectoras de la sección, debe operar la protección primaria desconectando los interruptores C, D y E, en caso de que dicha protección no opere, deben operar con protección de disparo remoto los interruptores A, B y F, para librar la falla.



4.3.-NUMERO DE DISPOSITIVOS PARA RELEVADORES DE PROTECCIÓN

- 15 Relevador de velocidad
- 24 Protección de Volts/Hz para sobreexcitación del generador.
- 25 Relevador de sincronismo
- 32 Relevador de potencia inversa. Protección de anti-motorización.
- 40 Protección de pérdida de campo.
- 41 Interruptor del circuito de campo de excitación
- 46 Protección de desbalance de corriente de secuencia negativa para el generador.
- 49 Protección térmica del estator.
- 50 Relevador de sobre-corriente instantáneo
- 51 G Relevador de sobre-corriente a tierra con tiempo.
- 51TN Respaldo para fallas a tierra.
- 51V Relevador de sobre-corriente de tiempo con control de tensión o restricción de tensión. Respaldo para fallas de fase en el sistema y en el generador
- 52 Interruptor de circuito de corriente alterna
- 60 Relevador de balance de tensión. Detección de fusibles fundidos de transformadores de potencial
- 63 Relevador de presión del transformador
- 62 B Timer de falla de interruptor.
- 64 F Protección de falla a tierra del campo
- 64GN Relevador de sobretensión. Protección de falla a tierra en el estator para un generador
- 78 Protección de pérdida de sincronismo.
- 81 Relevador de frecuencia. Protección de baja o sobre-frecuencia
- 86 Relevador auxiliar de bloqueo y reposición manual.
- 87 G Relevador diferencial. Protección primaria de falla de fases del generador.
- 87 N Protección diferencial de falla a tierra del estator
- 87 T Relevador diferencial. Protección primaria para el transformador.
- 90 Relevador de ajuste automático del voltaje de AVR.

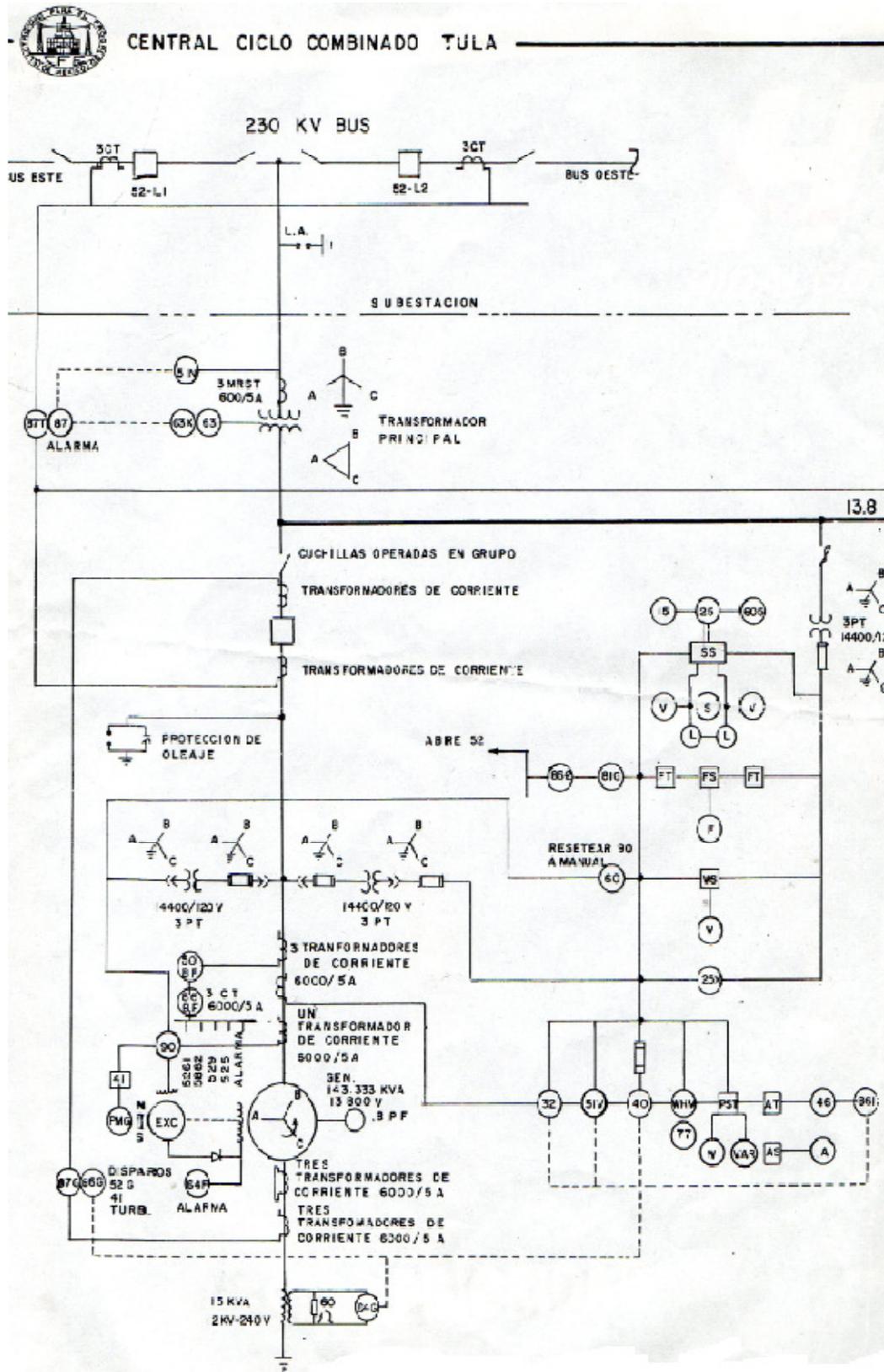


Diagrama. Sistema de protecciones eléctricas para generadores eléctricos

4.4.-RELEVADORES DE PROTECCIÓN PARA GENERADORES SINCRONOS

4.4.1.-PROTECCION DE FALLA DE FASES DEL ESTATOR DEL GENERADOR (87G).

Una falla en el devanado del estator del generador es siempre considerada como seria debido a las altas corrientes encontradas y el daño potencial a los devanados de la maquina, así como a las flechas y el acoplamiento.

Es indispensable contar con una protección de alta rapidez para detectar estas severas fallas en el devanado del estator y minimizar el daño. El uso de métodos de rápida des-excitación puede ser justificable para producir el decremento rápido de las corrientes de falla.

Normalmente se usa un relevador diferencial de alta rapidez para detectar fallas trifásicas, de fase a fase y de doble fase a tierra. Las fallas de una fase a tierra no son normalmente detectadas por los relevadores diferenciales de maquina, a menos que su neutro este puesto a tierra sólidamente o con baja impedancia. Cuando el neutro esta puesto a tierra con alta impedancia, la corriente de falla es normalmente menor que la sensibilidad de un relevador diferencial.

Un relevador diferencial no detectara una falla entre espiras en la misma fase debido a que la corriente que entra y sale del devanado no cambiara. La detección separada de la falla entre espiras puede ser proporcionada a los generadores con dos o más devanados por fase. La figura 3 muestra los bornes de conexión del devanado de un generador.



Figura 3. Bornes de conexión del devanado de un generador

Quando se conecta un transformador de corriente (TC) a una diferencial de generador en el lado de neutro del generador y otro en el interruptor del generador. Protege contra corto circuitos entre fases dentro del embobinado del generador. Cuando el generador se halla con neutro aterrizado por medio de un reactor de baja impedancia, ésta

protección también detecta corto circuitos interiores de fase a tierra. Su operación se basa en la comparación de la corriente que sale de un embobinado con la corriente que entra por el otro extremo del mismo embobinado. En la figura 4 se muestran los transformadores de corriente de una fase del generador.



Figura 4. Transformadores de corriente de una fase del generador

Si no existe diferencia entre estas corrientes, el embobinado está bien, pero si las corrientes difieren el embobinado presenta una falla.

El diagrama de conexión de una protección diferencial de generador se muestra en la figura 5.

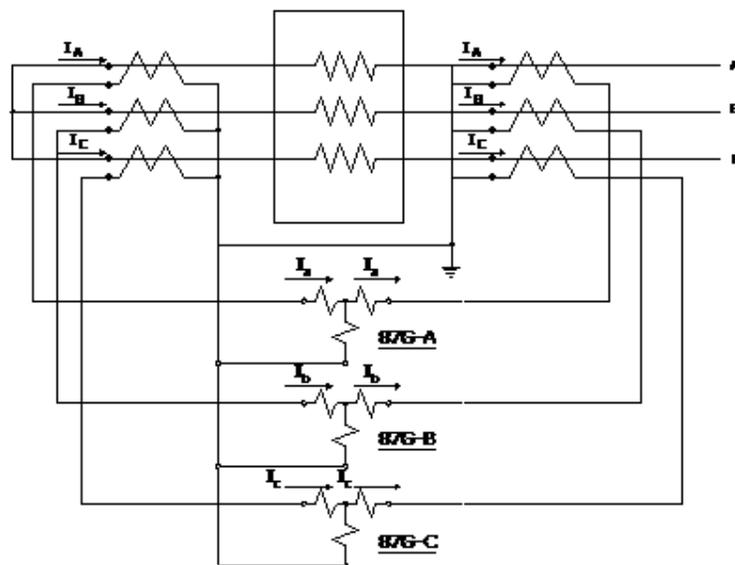


Figura 5. Protección diferencial del generador

Observamos que para la mejor explicación del esquema se usará la representación monofásica de la conexión, figura 6.

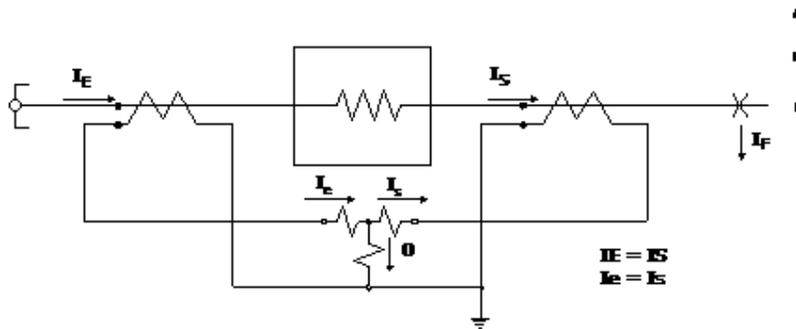


Figura 6. Conexión monofásica de la protección monofásica

En condiciones normales, las corrientes en la protección se reparten como en la figura 6. Cuando se presenta una falla interna del generador, las corrientes que reciben la protección se observan en la figura 7. Así pues, la bobina del relevador de protección recibe corriente únicamente cuando hay una falla dentro del generador; es decir, el relevador solo puede detectar únicamente fallas que queden entre los dos juegos de TC's.

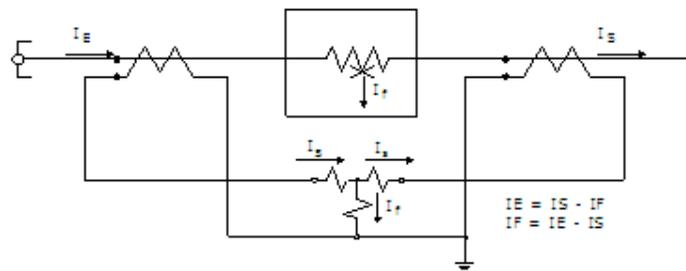


Figura 7. Relevadores de sobre-corriente conectados diferencialmente

De lo visto anteriormente, se podría hablar de usar relevadores de sobre-corriente conectados diferencialmente para proteger al generador, pues sólo se requiere que circule corriente por la bobina de operación cuando existen condiciones de falla; sin embargo, el inconveniente de usar estos relevadores sería que tenderían a operar con cualquier corriente de desbalance que se presentara. Ocasionada tal vez, por diferencias de precisión o saturación de los transformadores de corriente y no precisamente por fallas dentro del generador.

Esto obligaría a usar ajustes de arranque relativamente altos para evitar disparos indebidos por fallas externas, lo que nos produciría la pérdida de sensibilidad requerida en el esquema básico.

Este inconveniente se elimina usando relevadores diferenciales tipo "pendiente" los cuales tienen dos bobinas de retención y una bobina de operación. Al circular corriente a través de las bobinas de retención se produce un par que tiende a abrir los contactos, en oposición al par producido por la corriente que atraviesa la bobina de operación, que tiende a cerrar los contactos.

Por pendiente de la característica, es decir la curva, se entiende la relación entre la corriente diferencial y la menor de las corrientes en las bobinas de retención.

$$S = \frac{I_e - I_s}{I_s} \quad \text{si} \quad I_s < I_e$$

I_s

En protección diferencial de generadores es común usar una pendiente del 10% ya que los transformadores de corriente en sus dos extremos son iguales. Existe una variante de relevador diferencial que es de "pendiente variable", su característica es más abierta en la parte alta de la gráfica. La ventaja de esta característica es mayor inmunidad contra errores de transformadores de corriente a corrientes altas, pero conservando sensibilidad a corrientes bajas.

En la Figura 8 se observa que hacia el origen la característica se desvía de la línea recta que representa la pendiente constante. Esto se debe al resorte del relevador, que produce un par en el sentido de abrir contactos y cuyo efecto es más notorio en la parte de abajo de la figura 8, donde los pares de las bobinas son más débiles.

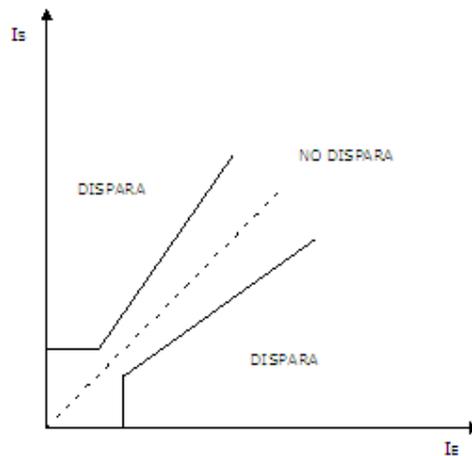


Figura 8. Pendiente variable del relevador diferencial

Los relevadores diferenciales de generador normalmente tienen una corriente de arranque del orden de 0.2 Amps., operando con una bobina de retención y la bobina de operación en serie.

Como los relevadores diferenciales tienen limitada su zona de operación únicamente por la posición de los TC's no requieren tiempo de coordinación con otros relevadores. Por lo tanto, los relevadores diferenciales son siempre de alta velocidad.

Algunos fabricantes producían relevadores diferenciales de disco de inducción, cuya característica no es de alta velocidad. Debe evitarse el uso de estos relevadores y siempre emplear relevadores de copa de inducción u otro mecanismo de alta velocidad, o con el uso de relevadores diferenciales con base en la electrónica, pero en la actualidad se ha proliferado el uso de protecciones integrales de generador, que entre sus funciones está la de 87G, estos tienen muchas ventajas, en base a la información de los registros que proporcionan en caso de algún evento. Los relevadores diferenciales del generador no tienen ajuste.

En la conexión de control de los relevadores los contactos de las tres fases se conectan en paralelo para disparar un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual (86G). Este relevador auxiliar, a su vez, tiene contactos que se emplean para otros usos, como por ejemplo:

- Disparo Interruptor Generador.
- Disparo Interruptor Campo.
- Disparo Válvula de Paro.
- Disparo Interruptor de Auxiliares.
- Disparo Válvulas Corte combustible Caldera.

Este relevador es de reposición manual para impedir una re-energización inmediata. Se supone que se repondrá apenas después de haber cuando menos inspeccionado la unidad protegida.

La protección diferencial de generador es de las protecciones que menos problemas presentan. En su aplicación deben observarse las siguientes precauciones:

1. Empleo de TC's idénticos en los extremos del generador (no usar TC's auxiliares).
2. Empleo exclusivo de los TC's para la protección diferencial.
3. Localizar los TC's de manera que protejan únicamente al generador.
4. Revisión cuidadosa de polaridad y faseo de TC's.

4.4.2.-RELEVADOR DE FALLAS A TIERRA EN EL ESTATOR DEL GENERADOR (64G).

Trabaja sobre la base de detección de voltaje en el neutro de un sistema que opera con neutro aislado ó aterrizado a través de una impedancia alta. Detecta fallas monofásicas a tierra tanto en la mayor parte del embobinado del generador como en todas las conexiones a voltaje de generación: bus ductos, embobinado del transformador de unidad y embobinado del transformador de auxiliares, como se muestra en la figura 9.

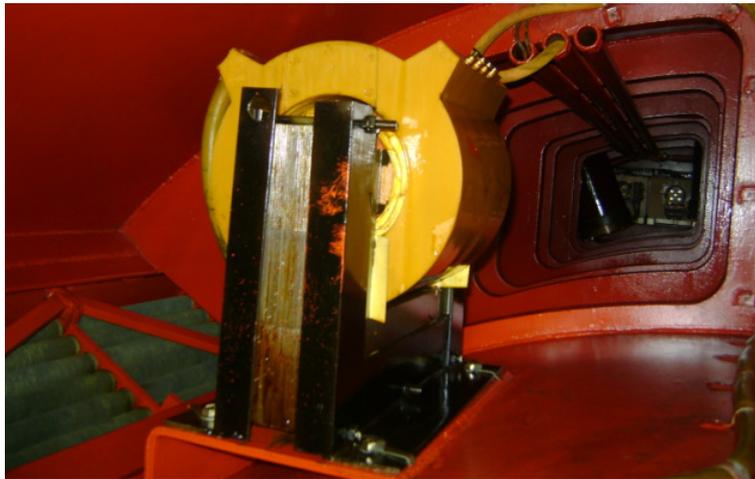


Figura 9. Transformador de puesta a tierra de alta impedancia

Esta protección se aplica básicamente a generadores conectados en esquema unitario, o sea conectados directamente a un transformador elevador, en los que el sistema a voltaje de generación se compone exclusivamente de equipo instalado dentro de la misma planta y no dotado de interruptores para su separación.

La protección contra fallas a tierra en el estator de generador basa su operación en la detección de voltaje en el neutro del propio generador. El voltaje en ese punto en condiciones normales es cero; excepto la componente de tercera armónica, que puede ser apreciable pero es fácilmente eliminable por medio de un filtro contenido dentro del propio relevador.

El voltaje en el neutro del generador será más alto cuanto más alejada del neutro se encuentre la falla. Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje; pero ese es el punto menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal. El relevador habitualmente empleado tiene sensibilidad suficiente para cubrir el 90 a 95% del embobinado del generador.

Se emplea un transformador de distribución en lugar de uno de potencial debido a que se requiere una resistencia para amortiguar el circuito. En instalaciones donde no había esa resistencia se observaron fenómenos de ferro resonancia entre la inductancia de excitación del transformador de potencial y la capacitancia a tierra del embobinado del generador, resultando en sobre-voltajes transitorios. Ver figura 10.

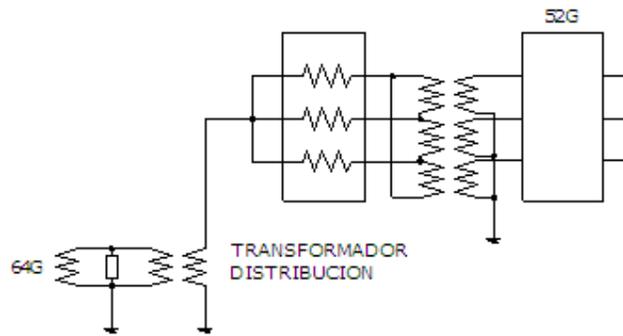


Figura 10. Conexión del transformador de distribución

La resistencia se selecciona de manera que la corriente resistiva a través del neutro sea de la misma magnitud que la corriente capacitiva en caso de falla. Da generalmente corrientes del orden de 3-10 Amperes en primario para voltaje de generación de 13.8 a 21 KV como se muestra en la figura 11.

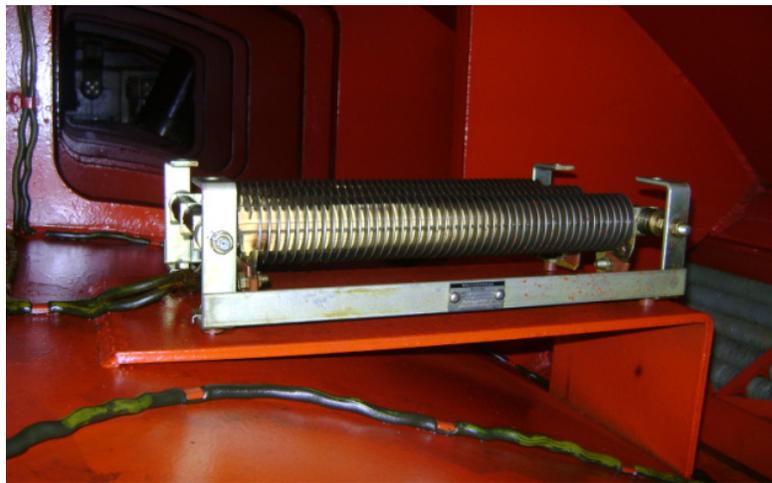


Figura 11. Resistencia de puesta a tierra de alta impedancia

El transformador de distribución debe tener los siguientes datos:

- Voltaje primario que es igual al voltaje entre fases del generador.
- El voltaje secundario será de 240 V.
- Deberá resistir la corriente máxima de falla durante 10 minutos sin exceder su calentamiento momentáneo máximo, si ésta protección se usa para disparar.

En caso de que esta protección se use únicamente para dar alarma, la capacidad continua del transformador debe ser igualo superior a la corriente máxima de falla.

Existen dos alternativas de conexión para esta protección:

- Resistencia primaria, con él relevador de voltaje conectado a una derivación en la parte baja.
- Tres TP's en conexión estrella-delta rota a la salida del generador.

El relevador de sobre-voltaje que se emplea para la protección contra fallas a tierra en él estator debe tener dos características:

- Filtro de 3a. armónica que consiste en un capacitor en serie con la bobina del relevador, que reduce su sensibilidad a la tercera armónica.
- El rango es bajo normalmente de 5 a 20 Volts para energizarse.

Es habitual usar relevador con mecanismo de disco de inducción para esta aplicación, en vista de que no se requiere alta velocidad para librar este tipo de falla, que es de baja corriente. El voltaje de arranque se ajusta por medio del "tap" de la bobina de operación; él tiempo con la "palanca de tiempo" o sea variando él ángulo de recorrido del disco hasta cerrar contacto.

El tap de la bobina se ajusta al valor requerido para la sensibilidad deseada. Generalmente se usa un ajuste bajo, tratando de cubrir la mayor parte posible del embobinado del generador. Para cubrir él 95% del embobinado, él tap debe ajustarse a 5% del voltaje que se obtiene para una falla en la salida del embobinado, o sea:

$$V_{MAX} = \frac{240}{\sqrt{3}} = 138.6 \text{ Volts en el secundario}$$

$$V_{TAP} = 0.05 V_{MAX} = 6.93 \text{ Volts}$$

Se usará el tap más próximo: 5 ó 7 Volts.

La palanca de tiempo admite un ajuste relativamente alto en vista de que la falla a tierra no causa destrucción de laminación por ser de corriente baja. Por otra parte, se desea un tiempo largo para evitar operaciones equivocadas para fallas exteriores, en las cuales puede reflejarse un voltaje a través del transformador de unidad por efecto Capacitivo o inductivo, que pudiera energizar a esta protección.

Como este voltaje no puede ser calculado con los datos disponibles normalmente y no se desea sacrificar sensibilidad de esta protección, se da un ajuste de tiempo largo para tener certeza que la falla exterior ya se ha librado.

Un ajuste normal de esta protección es fijar un tiempo del orden de 2 segundos para la falla que da el voltaje máximo (138.6 Volts), resultando con un tiempo mayor para todas las demás fallas. La protección contra fallas a tierra en el estator puede ser usada para disparar o bien únicamente para dar alarma, en cuyo caso corresponde al operador detener la unidad en su oportunidad.

La práctica normal dentro de CFE es usar esta protección para disparar y detener la unidad por medio de un relevador auxiliar de contactos múltiples de reposición manual. En generadores termoeléctricos se dispara habitualmente el relevador 86G con ésta protección; pero en generadores hidroeléctricos se opera al 86T; esto es debido a que el 86G también acciona al equipo contra incendio (C02), y la protección contra fallas a tierra no la requiere por ser de baja corriente y abarcar hasta el embobinado de baja tensión del transformador de unidad.

4.4.3.-RELEVADOR DE PÉRDIDA DE CAMPO (40G).

Su función es detectar excitación anormalmente baja y dar alarma o disparo antes de que la operación del generador se vuelva inestable. Las principales causas de baja excitación son:

- Regulador de voltaje desconectado y ajuste manual de excitación demasiado bajo.
- Falla en las escobillas.
- Apertura del interruptor de campo principal o del campo del excitador.
- Corto circuito en el campo.
- Falta de alimentación al equipo de excitación.

Teóricamente la forma más sencilla para detectar baja excitación es emplear un relevador de baja corriente en el circuito de campo, pero se sabe que la corriente mínima de campo aceptable depende de la potencia generada, por tanto se tienen serias limitaciones para ésta aplicación, prácticamente se emplea solo para generadores pequeños en los cuales se tiene certeza de que únicamente operan con factor de potencia atrasado; y aún así éste relevador debe ser demorado y bloquearse para poder cerrar el interruptor de campo.

Para generadores de mayor tamaño se emplean relevadores del tipo de distancia conectados a transformadores de corriente y potencial del generador para detectar si sus condiciones de excitación tienden a la inestabilidad. Esto se basa en que la localización de la impedancia "vista" por relevadores de distancia indica con toda precisión las condiciones de excitación en las cuales opera el generador; lo visto en el diagrama R-X se observa en la figura 12.

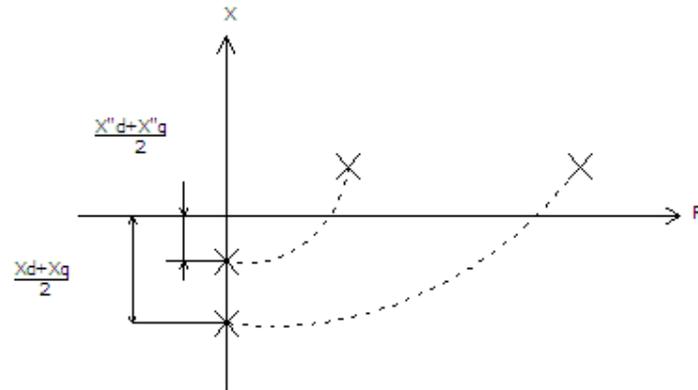


Figura 12. Diagrama R-X

Una ventaja de emplear magnitudes de corriente alterna para esta protección es que el mismo tipo de relevador puede usarse para cualquier sistema de excitación. La conexión de este tipo de protección por medio de relevadores de tipo distancia se tiene en la figura 13. El fenómeno de pérdida de excitación es trifásico, por lo que se emplea solo un relevador monofásico para detectarlo.

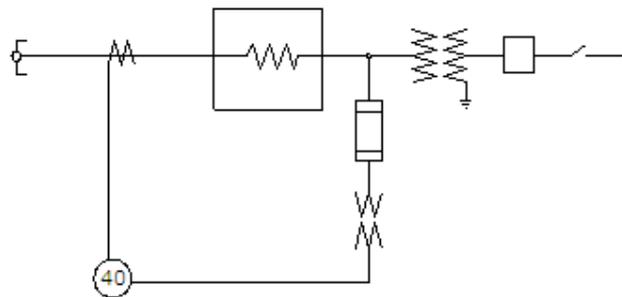


Figura 13. Relevador de pérdida de campo

El relevador de distancia empleado para protección contra pérdida de campo tiene una característica mho desplazada orientada hacia la parte negativa de X en la figura 14. La parte superior al eje R es eliminada ya sea por desplazamiento o por un elemento direccional adicional.

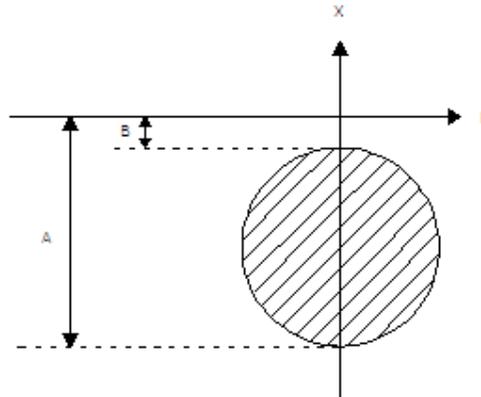


Figura 14. Diagrama R-X para pérdida de campo

Como todos los relevadores de distancia, estos elementos son inherentemente instantáneos. El relevador puede contener en la misma caja un relevador de tiempo para demorar la operación del conjunto.

El elemento de distancia tiene dos ajustes:

- 1.-Alcance (A).
- 2.-Desplazamiento del origen (B).

La diferencia (o suma) de estos dos valores define el diámetro del círculo. Figura 15.

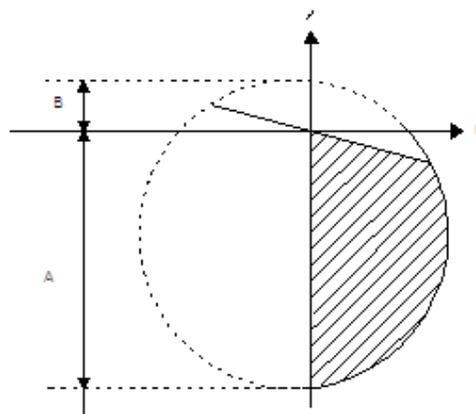


Figura 15. Diagrama R-X de ajuste para el relevador de distancia

Los ajustes del relevador son los siguientes:

- 1.-Alcance.

Si el relevador tiene un solo elemento de distancia se recomienda:

$$A = X_d + \frac{X'd}{2} \quad (\text{Reactancias sin saturación})$$

Si el relevador tiene dos elementos de distancia, se recomienda ajustarlos como sigue:

$$A = 1 + \frac{X'd}{2} \quad (\text{Zona 1})$$

$$A = Xd + \frac{X'd}{2} \quad (\text{Zona 2})$$

2.-Desplazamiento.

Si el relevador tiene desplazamiento únicamente hacia el lado negativo de X, entonces se recomienda:

$$B = \frac{X'd}{2}$$

Si el relevador tiene desplazamiento también hacia el lado positivo de X, el elemento de Zona 1 se ajusta hacia el lado negativo con

$$B1 = \frac{X'd}{2}$$

y el elemento de Zona 2 se ajusta hacia el lado positivo de manera de rebasar un poco la reactancia del transformador más la del sistema a generación máxima:

$$B2 \geq X_t + X_s$$

Así se logra que la curva del relevador sea paralela a la del límite de estabilidad.

-Tiempo.

Para la Zona 1 se recomienda: $t = 0 - 0.25$ seg.

Para la Zona 2 se recomienda: $t = 0.5 - 2$ seg.

En teoría habría que realizar un estudio de estabilidad para determinar el ajuste de Zona 2, para la Zona 1 el tiempo es dado nada más como margen de seguridad contra disparos equivocados, como se muestra en la figura 16 y figura 17.

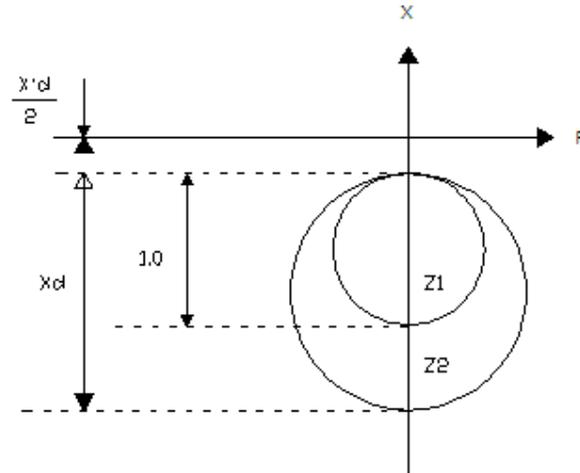


Figura 16. Estabilidad del relevador de distancia

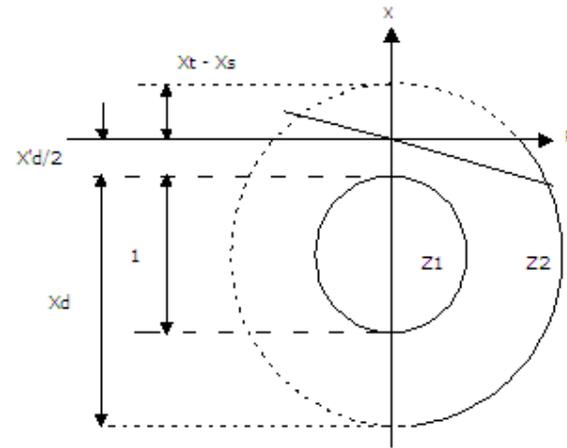


Figura 17. Estabilidad del relevador de distancia

-Voltaje.

Si el esquema contiene un relevador instantáneo de bajo voltaje como supervisión de disparo, el ajuste recomendado es:

$$V = 0.8 - 0.95 V_n.$$

Si el esquema contiene un relevador de voltaje, se recomienda emplear la detección del elemento de distancia para dar alarma mientras el voltaje sea normal y dar disparo únicamente si coincide con bajo voltaje.

El disparo de la protección contra pérdida de campo debe bloquearse con el relevador 60, que detecta fusibles fundidos en el circuito de potencial.

Dependiendo del sistema de excitación puede optarse por disparar únicamente a los interruptores de generador y de auxiliares o bien un relevador auxiliar de reposición manual (86G u 86T) con objeto de parar totalmente la unidad para su reparación.

El problema más grave que se ha observado en la operación de los relevadores de protección contra pérdida de campo, ha sido el de disparos equivocados de generadores debido a excitación de líneas largas en vacío al separarse el sistema de transmisión.

4.4.4.-RELEVADOR DE FALLAS A TIERRA EN EL CAMPO (64F)

Esta protección detecta cuando se presenta una falla a tierra en cualquier punto del circuito de campo. Se emplea para dar alarma, con objeto de que la unidad sea retirada de servicio para su inspección tan pronto como las condiciones de carga del sistema lo permitan.

La primera falla a tierra en el campo no impide seguir operando, pero debe repararse antes de que se presente una segunda, pues ya significaría un corto circuito, causaría vibraciones y calentamiento irregular en el rotor. Existen dos esquemas diferentes para detectar fallas a tierra en campos de generadores:

- Aplicando voltaje de corriente directa entre el campo y tierra para medir la corriente que circula.
- Midiendo voltaje entre tierra y un neutro artificial formado en el circuito de campo por medio de u'1 potenciómetro de resistencias.

La conexión básica del esquema con voltaje exterior aplicado es la siguiente:

La alimentación de 120 V CA se toma preferentemente de servicios propios, para que siga en servicio la protección aunque esté parada la unidad. Es habitual poner un conmutador de prueba para verificar al relevador contra una resistencia, pero cortando la señal de alarma mientras se prueba. Figura 18

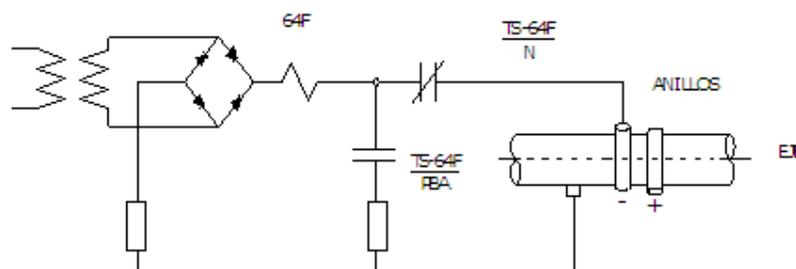


Figura 18. Esquema para detectar fallas a tierra en el campo del generador

El voltaje de corriente directa aplicada es del orden de 100 a 200 Volts, la sensibilidad varía a lo largo del embobinado de campo. La conexión básica de esquema con neutro artificial es la siguiente:

El voltaje que aparece a través de la bobina de 64F es tanto mayor mientras más cerca de los extremos del campo se encuentre la falla. Algunos relevadores contienen una resistencia no-lineal en serie con R I con lo cual se logran detectar fallas aun en el centro del embobinado de campo, pues el neutro se desplaza en función del voltaje de operación del campo. Figura 19.

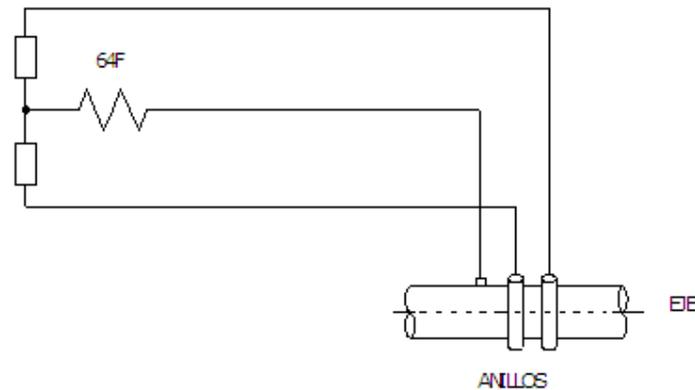


Figura 19. Relevador instantáneo de corriente directa

Para ambos esquemas de protección el elemento detector es un relevador instantáneo de corriente directa, ya sea de sobre-corriente o de sobre-voltaje. Vienen diseñados con sensibilidad muy alta, para detectar fallas de alta resistencia, pero a la vez resisten seguir operando energizados indefinidamente.

Los relevadores de protección contra falla a tierra no tienen ajustes, y habitualmente se conectan para dar alarma exclusivamente. Con la aplicación de estos relevadores la tierra respecto a la cual se piensa detectar es el eje del generador. La conexión del relevador hasta la escobilla que toca al eje debe tener aislamiento adecuado (1000V) para no introducir un circuito adicional de corrientes parásitas a lo largo del eje, cuando se tienen chumaceras aisladas de tierra.

Cuando se trata de generadores con sistemas de excitación sin escobillas, deben proveerse anillos rozantes y escobillas únicamente para aplicar esta protección. Algunos fabricantes de generadores insisten en que estas escobillas no deben hacer contacto continuo, en esos casos debe proveerse un conmutador que energiza un solenoide que aplica las escobillas sobre los anillos para probar periódicamente el campo con esta protección (una vez por turno de operadores).

El esquema con voltaje exterior aplicado tiene la ventaja de requerir solamente una escobilla.

4.4.5.-PROTECCIÓN CONTRA FRECUENCIA ANORMAL (81)

Tanto el generador como la turbina están limitados en el grado de operación a frecuencia anormal que pueden ser tolerados. A frecuencias reducidas, se tendrá una reducción en la capacidad del generador. La turbina, especialmente turbinas de vapor y gas, es considerada más estricta que el generador a frecuencias reducidas debido a las posibles resonancias mecánicas en las muchas etapas de los álabes de la turbina. La desviación de la velocidad nominal bajo carga traerá estímulos de frecuencias cercanos a una o más de las frecuencias naturales de los varios álabes y habrá un incremento en los esfuerzos vibratorios. A medida que se incrementan los esfuerzos vibratorios, el daño es acumulado, lo cual puede conducir a la fractura de algunas partes de la estructura de los álabes.

La protección primaria de baja frecuencia para generadores de turbinas se proporciona por la implementación de un programa de corte de carga automático en el sistema de potencia. Estos programas de corte de carga deben ser diseñados de tal forma que para la condición de máxima sobrecarga posible, sea cortada suficiente carga para restaurar rápidamente la frecuencia del sistema a un valor cercano al normal. La protección de respaldo para condiciones de baja frecuencia es proporcionada por el uso de uno o más relés de baja frecuencia y timers en cada generador. Los relés de baja frecuencia y los timers son usualmente conectados para disparar al generador.

Cuando un sistema de potencia está en operación estable a frecuencia normal, la entrada total de potencia mecánica del impulsor primario del generador es igual a la suma de las cargas conectadas, y todas las pérdidas de potencia real en el sistema. Una alteración sensible de este balance causa una condición de frecuencia anormal del sistema. Las condiciones de frecuencia anormal pueden causar disparos de generadores, que líneas de enlace se abran por sobrecarga o que partes del sistema se separen debido a las oscilaciones de potencia y a la inestabilidad resultante. Esto podría dar como resultado que el sistema de potencia se separe en una o más islas aisladas eléctricamente.

La mayoría de las empresas suministradoras han implementado un programa de corte de carga automático para evitar tanto colapsos totales del sistema como para minimizar la posibilidad de daño al equipo durante una condición de operación con frecuencia anormal. Estos programas de corte de carga están diseñados para:

- Cortar sólo la carga necesaria para liberar la sobrecarga en la generación conectada.
- Minimizar el riesgo de daño a las plantas generadoras.
- Mitigar la posibilidad de eventos en cascada como resultado del disparo por baja frecuencia de una unidad.
- Restaurar rápidamente la frecuencia del sistema a un valor cercano al normal.

En un sistema de potencia pueden ocurrir dos tipos de condiciones de frecuencia anormal:

1. La condición de baja frecuencia ocurre en un sistema de potencia como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por la pérdida de generador(es) o pérdidas de enlaces clave de importación de potencia. Esto puede producir un decremento en la velocidad del generador, lo que causa una disminución de la frecuencia del sistema.
2. La condición de sobre-frecuencia ocurre como resultado de una pérdida súbita de carga o pérdida de enlaces clave de exportación de potencia. La salida del impulsor que alimentaba la carga inicial es absorbida por la aceleración de estas unidades y puede resultar un incremento en la frecuencia del sistema.

Existen dos consideraciones principales asociadas con la operación de una planta generadora a frecuencia anormal. Estas son:

- La protección del equipo contra el daño que podría presentarse por la operación a frecuencia anormal.
- La prevención del disparo accidental de la unidad generadora por una condición de frecuencia anormal recuperable que no exceda los límites de diseño del equipo de la planta.

Las partes principales de una planta generadora que son afectadas por la operación a frecuencia anormal son el generador, transformadores elevadores, turbina y las cargas auxiliares de la subestación.

Operación a frecuencia anormal de plantas generadoras de vapor.

A. Capacidad de alta/baja frecuencia del generador.- Aunque no ha sido establecida una norma para la operación a frecuencia anormal de generadores sincrónicos, se reconoce que la reducción de frecuencia origina ventilación reducida; por lo tanto, la operación a baja frecuencia deberá ser a kVA reducidos.

Casi es seguro que una operación a baja frecuencia de la unidad, es acompañada por valores altos de corriente de carga tomada del generador. Esto podría causar que se exceda la capacidad térmica de tiempo corto del generador. Las limitaciones en la operación de generadores en condición de baja frecuencia son menos restrictivas que las de la turbina. Sin embargo, cuando se requiere protección del generador, ha sido una práctica en la industria proporcionar protección contra sobre-corriente.

La sobre-frecuencia es usualmente resultado de una súbita reducción en la carga y por lo tanto es usualmente asociada con operación a carga ligera o sin carga. Durante la operación con sobre-frecuencia, la ventilación de la máquina es mejorada y las densidades de flujo para una tensión en terminales dada son reducidas. Por lo tanto, la operación dentro de los límites de sobre-frecuencia de la turbina no producirá sobrecalentamiento del generador si la Potencia (kVA) y la tensión nominal no son excedidas. Si el regulador de tensión del generador es mantenida en servicio a frecuencias significativamente reducidas, los límites de Volts por Hertz de un generador podrían ser excedidos. Sin embargo, la mayoría de los incidentes de Volts por Hertz excesivos ocurren por otras razones diferentes a la operación a frecuencia reducida

B.-Capacidad de alta/baja frecuencia de la turbina.- La consideración principal en la operación de una turbina de vapor bajo carga a frecuencia diferente de la síncrona es la protección de los álabes largos en la sección de baja presión de la turbina. La figura 20 ilustra una representación de los límites más restrictivos para las limitaciones de operación a carga plena o parcial de una turbina de vapor grande durante frecuencia anormal. La operación de estas etapas bajo carga, a una velocidad que causa una coincidencia de la banda de frecuencia natural de los álabes conducirá a daño por fatiga de los álabes y finalmente a falla de los álabes. Este problema puede ser particularmente severo cuando fluye corriente de secuencia negativa a través de la armadura del generador, excitando por eso frecuencias torsionales, de alrededor de 120 Hz.

La protección contra sobre-frecuencia generalmente no es aplicada debido a que los controles de reducción del gobernador o las acciones del operador son considerados suficientes para corregir la velocidad de la turbina. Sin embargo, debe considerarse el impacto sobre la protección de sobre-velocidad y el aislamiento de la unidad durante una condición de sobre-frecuencia. Esto es necesario para asegurar la coordinación y la protección de los álabes de la turbina para condiciones de sobre-frecuencia. Los límites de operación para las unidades son mostrados en la figura 20 arriba de la línea de 60 Hz.

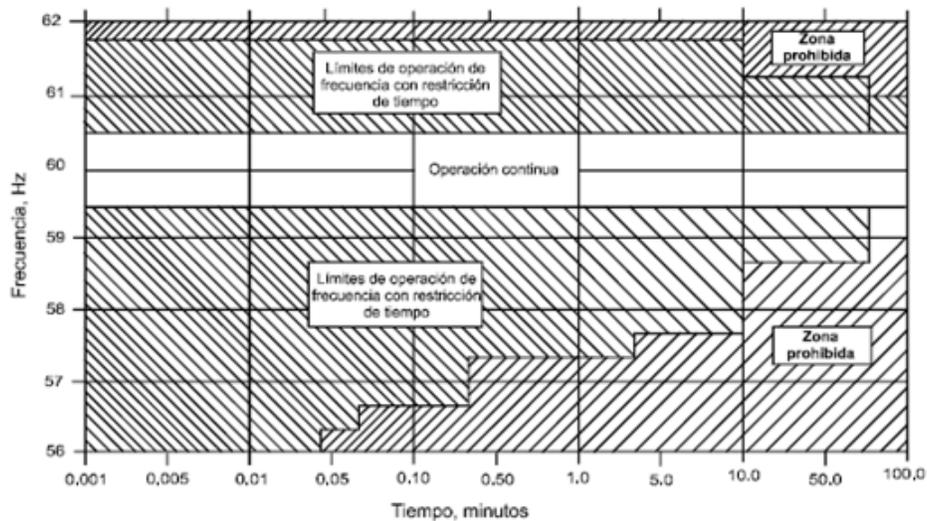


Figura 20.Límites de operación de turbinas de vapor a carga parcial o plena durante frecuencia anormal

Los métodos de protección para evitar la operación de la turbina fuera de los límites pre-escritos serán restringidos a la protección de baja frecuencia. Los esquemas de corte de carga del sistema proporcionan la protección primaria de la turbina por baja frecuencia. Un corte de carga apropiado puede hacer que la frecuencia del sistema regrese a la normalidad antes de que los límites anormales de la turbina sean excedidos. Los relevadores de baja frecuencia para corte de carga automático son usados para cortar la cantidad requerida de carga necesaria para mantener un balance carga-generación durante una sobrecarga del sistema.

Por lo tanto, la operación a otras frecuencias diferentes a la nominal o cercanas a la velocidad nominal está restringida en tiempo a los límites para las distintas bandas de frecuencia publicadas por cada fabricante de turbinas para varios diseños de álabes. Los

límites de frecuencia anormal son basados generalmente en las peores condiciones debido a que:

1. Las frecuencias naturales de los álabes dentro de una etapa difieren debido a tolerancias de manufactura.
2. La fatiga podría incrementarse con operación normal por razones tales como golpeteo, corrosión y erosión de los bordes de los álabes.
3. El límite debe también reconocer el efecto de pérdida adicional de vida de los álabes ocurrido durante las condiciones de operación anormal no asociadas con la operación a baja velocidad o sobre-velocidad.

Los sistemas de potencia cuyos diseños son tales que pueden formar islas en el sistema debido a los esquemas de corte de carga o circunstancias imprevistas, deben considerar la protección de baja frecuencia del turbogenerador para reducir el riesgo de daño en la turbina de vapor en el área aislada. Además, la protección de baja frecuencia del turbogenerador proporciona protección de respaldo contra la falla del sistema de corte de carga. Un esquema de relés típico para proporcionar disparo de generador durante una condición de baja frecuencia de la cual el sistema puede recuperarse, minimizando el riesgo de daño en la turbina, es mostrado en la figura 21. La Tabla 1 resume los ajustes de frecuencia y tiempo usados en la figura 21.

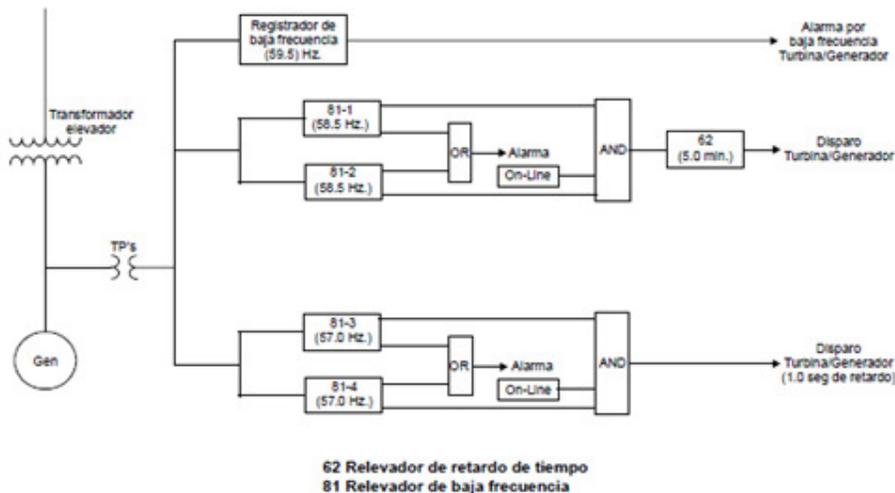


Figura 21. Diagrama de bloque del esquema de protección

| BANDA DE FRECUENCIA, Hz | RETARDO DE TIEMPO | COMENTARIOS |
|-------------------------|-------------------|--|
| 60.0 - 59.5 | - | No hay acción de relés. La turbina puede operar continuamente. |
| 59.5 | Ninguno | Alarmas del registrador de frecuencia. |
| 59.5 - 58.5 | - | El operador del sistema debe cortar carga o aislar la unidad en 30 minutos. |
| 58.5 - 57.0 | 5.0 min. | Estas bandas podrían disparar o alarmar, dependiendo de las prácticas de las empresas. Por "alarma", el operador tiene este tiempo para cortar carga o aislar la unidad. |

AJUSTES DE FRECUENCIA Y TIMERS

Tabla 1. Ajustes de frecuencia y tiempo

La línea punteada en la figura 22 representa la característica de ajustes del relevador y la línea sólida representa los límites de daño de la turbina. Los criterios de diseño siguientes se sugieren como guías en el desarrollo de un esquema de protección por baja frecuencia:

1. Establecer los puntos de disparo y los retardos de tiempo con base en los límites de frecuencia anormal del fabricante de la turbina.
2. Coordinar los relevadores de disparo por baja frecuencia del turbogenerador con el programa de corte de carga automático del sistema.
3. La falla de un relevador sólo de baja frecuencia no debe causar un disparo innecesario de la máquina.
4. La falla de un relevador sólo de baja frecuencia para operar durante una condición de baja frecuencia no debe arriesgar el esquema de protección integral.
5. Los relevadores deben ser seleccionados con base en su exactitud, rapidez de operación, y capacidad de reposición.
6. El sistema de protección de baja frecuencia de la turbina debe estar en servicio si la unidad está sincronizada al sistema o mientras está separada del sistema pero alimentando a los servicios auxiliares.
7. Proporcionar alarmas separadas para alertar al operador de una frecuencia en el sistema menor que la normal y de que hay un disparo pendiente de la unidad.

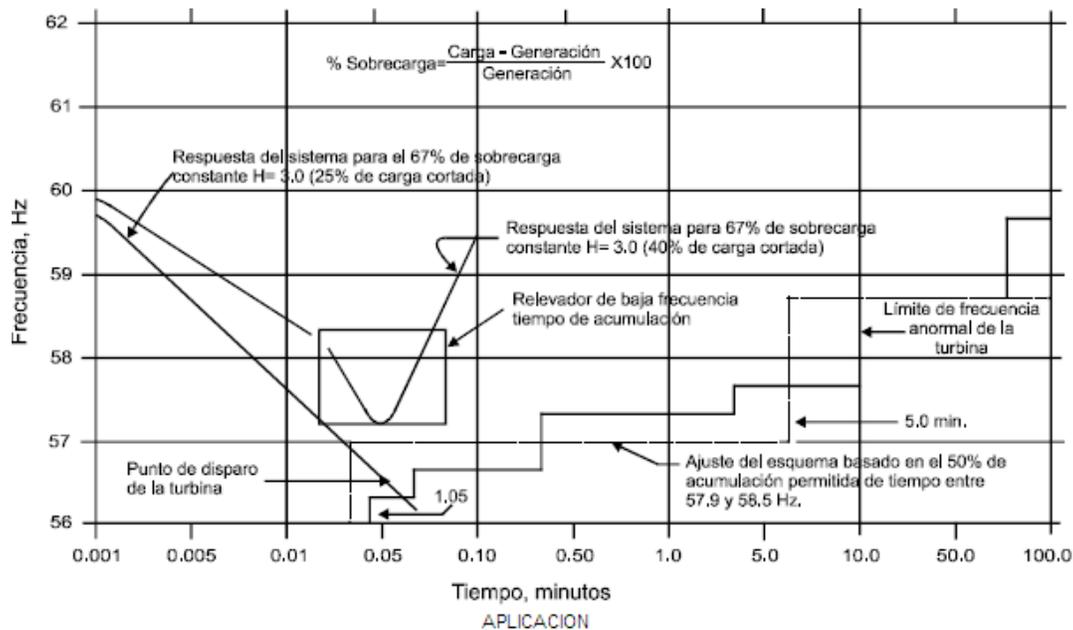


Figura 22. Características de ajustes del relevador

C. Consideraciones de baja frecuencia–Auxiliares de una planta de vapor.- La habilidad del sistema del suministro de vapor para continuar operando durante un período extenso de operación en baja frecuencia depende del margen en la capacidad de los impulsores de motor auxiliares y de las cargas impulsadas por las flechas. Los equipos auxiliares más limitados son generalmente las bombas de agua de alimentación de la

caldera, bombas de agua de circulación y bombas de condensado, puesto que un porcentaje de reducción de velocidad causa un mayor porcentaje de pérdida de capacidad. La frecuencia crítica en la cual el comportamiento de las bombas afectará la salida de la planta varía de planta a planta. Consecuentemente, el nivel de frecuencia segura mínima para mantener la salida de la planta depende de cada planta y del diseño del equipo y la capacidad asociada con cada unidad generadora. La protección contra operación a baja frecuencia es usualmente asignada al equipo de protección térmica, pero es posible una protección más refinada usando un relevador sensible a la frecuencia o un relevador de Volts por Hertz, el cual mide las condiciones reales del sistema.

Operación con frecuencia anormal de turbinas de combustión:

Las limitaciones para generadores de turbinas de combustión (CTGs) son similares en varios aspectos a las de los generadores de turbinas de vapor. Existen, sin embargo, ciertas diferencias en el diseño y aplicación de CTGs que pueden originar diferentes requerimientos de protección.

Una turbina de combustión podría perder flujo de aire si se intenta mantener su salida completa durante condiciones de baja frecuencia. La pérdida de flujo de aire podría causar un eventual disparo de la unidad por sobre-temperatura de los álabes. Los CTGs son equipados con un sistema de control que descarga automáticamente la unidad reduciendo el flujo de combustible de acuerdo a como disminuya la velocidad. Este control tiene el efecto total de proteger los álabes de la turbina contra daños y al generador contra sobrecalentamiento durante la operación a baja frecuencia de la unidad. En general, los CTGs tienen una mayor capacidad para operación a baja frecuencia que las unidades de vapor, particularmente si el sistema de control incluye una característica de reducción de carga. La operación continua de CTGs está en el rango de 56-60 Hz, siendo los álabes de la turbina el factor limitante. Estos factores, más los otros discutidos antes, sugieren un esquema de protección por baja frecuencia con un solo punto de ajuste de disparo en o abajo del menor punto de ajuste de disparo por baja frecuencia para las unidades de vapor en la vecindad.

Los siguientes lineamientos deben ser usados cuando se aplique la protección por baja frecuencia a turbinas de combustión:

1. Usar un relevador de baja frecuencia por cada unidad, alimentado por los transformadores de potencial de la unidad.
2. Si se desea agregar seguridad, se debe supervisar el disparo con un segundo relevador de baja frecuencia. Este relevador puede ser común a varias unidades.
3. Se debe estar consciente de la existencia de protección por baja frecuencia proporcionada por el fabricante en el sistema de control de la unidad. puede ser requerida la coordinación de ajustes y lógica de disparos para evitar interferencia con la protección externa.

Operación con frecuencia anormal de unidades generadoras de ciclo combinado

En una instalación de generación de ciclo combinado, la cual es una combinación de una unidad de turbina de combustión y una unidad de turbina de vapor, las limitaciones de baja

frecuencia son las descritas en la sección asociada con cada tipo de unidad. Se recomienda para la protección de una instalación de ciclo combinado proporcionar esquemas separados de protección por baja frecuencia para cada unidad de la planta de ciclo combinado. El método usado deberá seguir las recomendaciones indicadas en la sección de cada unidad.

4.4.6.-PROTECCIÓN DE SOBREEXCITACIÓN Y SOBRETENSIÓN (59T)

La sobreexcitación y la sobretensión son desviaciones para las cuales se necesitan proporcionar esquemas de monitoreo y protección. La sobreexcitación de un generador o cualquier transformador conectado a las terminales del generador ocurrirá típicamente cuando la relación tensión a frecuencia, expresada como Volts por Hertz (V/Hz) aplicada a las terminales del equipo exceda los límites de diseño.

Una sobretensión excesiva en un generador ocurrirá cuando el nivel de esfuerzo del campo eléctrico excede la capacidad del aislamiento del devanado del estator del generador. No puede confiarse en la protección V/Hz para detectar todas las condiciones de sobretensión. Si la sobretensión es resultado de un incremento proporcional en la frecuencia, el relé de V/Hz ignorará el evento debido a que la relación Volts a Hertz no ha cambiado. Es práctica general el proporcionar un relevador de sobretensión para alarmar, o en algunos casos, disparar los generadores por estos altos niveles de esfuerzos eléctricos.

4.4.6.1.- SOBRE-EXCITACIÓN

Los relevadores de sobre-excitación, o V/Hz, son usados para proteger a los generadores y transformadores de los niveles excesivos de densidad de flujo magnético. Los altos niveles de densidad de flujo son causados por una sobreexcitación del generador. A estos altos niveles, las trayectorias del hierro magnético diseñadas para llevar el flujo normal se saturan, y el flujo comienza a fluir en trayectorias de dispersión no diseñadas para llevarlo. Estos campos resultantes son proporcionales al tensión e inversamente proporcionales a la frecuencia. Por lo tanto, los altos niveles de densidad de flujo (y la sobreexcitación) aparecerán a consecuencia de la sobretensión, de la baja frecuencia o de una combinación de ambos.

La figura 23 es una sección transversal axial de un turbogenerador, que muestra los campos magnéticos principal y de dispersión. Los campos magnéticos de dispersión son más dañinos en los extremos del núcleo del generador, donde el campo magnético marginal puede inducir altas corrientes de Eddy en las componentes del ensamble del núcleo sólido y en las laminaciones del extremo del núcleo. Esto da como resultado pérdidas y calentamiento mayores en esas componentes.

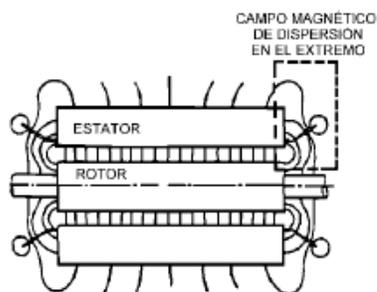


Figura 23. Sección transversal axial de una turbina del generador mostrando las trayectorias del campo

La figura 24, 24 a y 24 b muestra una construcción típica para el extremo de un núcleo de estator de generador.

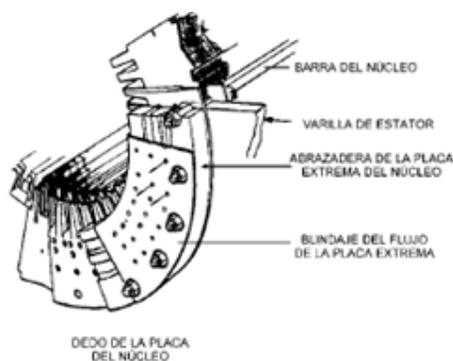


Figura 24. Construcción del extremo típico de un núcleo de estator del generador



Figura 24a. Enbobinado del generador



Figura 24b. Vista del estator del generador

Además de las altas temperaturas, las corrientes de Eddy también causan tensiones inter-laminaciones, las cuales podrían degradar aún más el aislamiento. La figura 25 muestra estas trayectorias de corrientes. Si el delgado aislamiento de las laminaciones es roto por las altas temperaturas o tensiones, se tendrán severos daños al hierro. Estas altas temperaturas y tensiones pueden originar daño en cuestión de segundos. Después de que este daño ocurre, el núcleo queda inservible. Aún solos, los niveles normales, de densidad de flujo magnético del núcleo incrementarán la cantidad de puntos quemados y fundidos. El tiempo indisponible del equipo será significativo. El daño es más severo que con la mayoría de las fallas de devanados, y la reparación podría requerir remover el devanado completo y re-ensamblar una parte del núcleo.

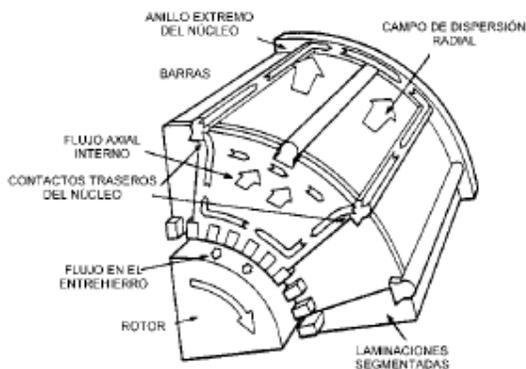


Figura 25. Flujos de dispersión y corrientes inducidas en los extremos del núcleo

El daño debido a la operación con V/Hz excesivos ocurre más frecuentemente cuando la unidad está fuera de línea, antes de la sincronización. La probabilidad de una sobreexcitación del generador se incrementa dramáticamente si los operadores preparan manualmente la unidad para la sincronización, particularmente si las alarmas de sobreexcitación o circuitos inhibidos son inadecuados o si los circuitos de transformadores de potencial (TP's) son formados inapropiadamente.

También es posible que una unidad esté sujeta a una operación de V/Hz excesivos mientras está sincronizada a la red. Una creencia común es que los sistemas de potencia interconectados en EUA son sistemas de bus infinito y que es virtualmente imposible elevar significativamente las tensiones de las unidades por arriba de la tensión de operación nominal. Esto no es cierto en todas las unidades, y se reconoce que una inadecuada operación de refuerzo total por un regulador de tensión dañado eleva

significativamente las tensiones del sistema local. Se pueden desarrollar diferentes escenarios que pueden causar una condición de sobreexcitación cuando la unidad está conectada al sistema:

- La pérdida de generación cercana puede afectar la tensión de la red y el flujo de VARs, causando un disturbio que se muestra como una caída de tensión. En un intento de mantener la tensión del sistema, los sistemas de excitación de los generadores restantes pueden tratar de reforzar la tensión terminal a los límites de ajuste del control de excitación, mientras la generación disparada está siendo reconectada. Si ocurre una falla en el control de la excitación en este intervalo, tendrá lugar una sobreexcitación.
- Un generador podría estar operando a niveles nominales para alimentar un alto nivel de VARs al sistema. La tensión de la unidad puede aún permanecer cerca de los niveles nominales de la red debido a las interconexiones. Una pérdida súbita de carga o de las interconexiones puede causar que la tensión de la unidad se eleve súbitamente. Ocurrirá un evento de sobreexcitación si los controles de excitación del generador no responden adecuadamente.
- La autoexcitación puede ocurrir en generadores debido a la apertura de un interruptor remoto en el sistema cuando la unidad está conectada al sistema a través de líneas de transmisión largas. Si la admitancia de carga en las terminales del generador es mayor que la admitancia de eje en cuadratura $1/Xq$, la naturaleza de retroalimentación positiva de la acción de control del regulador de tensión puede causar una rápida elevación de tensión.

Las limitaciones de equipos son una consideración importante en el ajuste de la protección V/Hz para una unidad generadora.

Cuando se ajusta la protección de sobretensión, algunas normas indican los requerimientos mínimos. Los generadores de rotor cilíndrico deben ser capaces de operar hasta con el 105% de la tensión nominal. Se establecen variaciones similares en la tensión para generadores hidroeléctricos. A los transformadores de potencia se les requiere únicamente que operen hasta el 110% de la tensión nominal a frecuencia nominal, dependiendo de los niveles de carga.

El daño a los equipos debido a V/Hz excesivos, es causado principalmente por el sobrecalentamiento de las componentes, el cual depende de la duración del evento. A partir de las relaciones entre los campos de dispersión y el calentamiento, pueden desarrollarse curvas que definen los límites en la magnitud y duración de los eventos de V/Hz. Los fabricantes generalmente proporcionan curvas para sus equipos, que muestran los límites de operación permisible en términos de porcentaje de V/Hz normales contra tiempo. Las figuras 26 y 26a muestran curvas típicas para un generador y para un transformador de potencia.

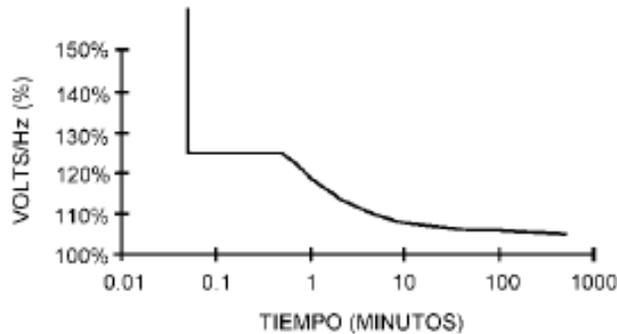


Figura 26. Curva típica de limite para la operación de V/Hz para un generador

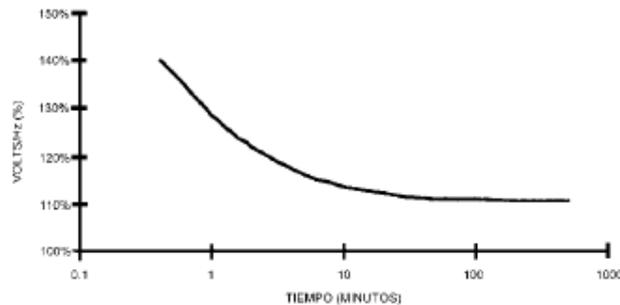
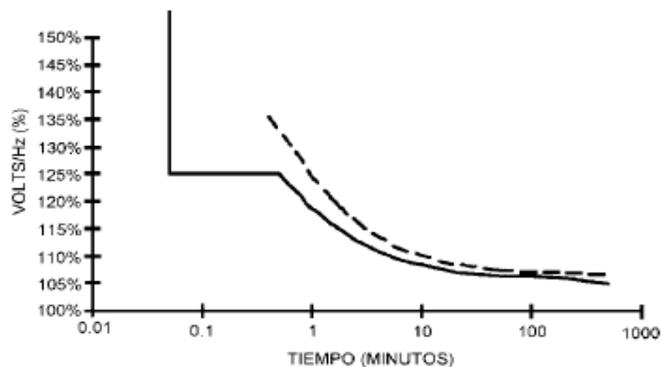


Figura 26a. Curva típica de limite para la operación de V/Hz para un transformador de potencia

Al ajustar la protección de V/Hz para una unidad generadora, es importante que las curvas de operación permisibles para los generadores y transformadores sean referidas a una base común de tensión. Esto es necesario debido a que, en algunos casos, la tensión nominal del devanado de baja tensión del transformador elevador es ligeramente menor que la del generador. La relación de vueltas resultante compensa parcialmente la caída de tensión a través del banco debida al flujo de carga. La tensión base usado normalmente es la tensión terminal del generador, puesto que típicamente los TPs usados para la señal de tensión al relevador están conectados a la unidad entre el generador y los transformadores elevador y auxiliar de la unidad. La figura 26c muestra las curvas combinadas para el generador y el transformador elevador.



CURVAS COMBINADAS PARA LA OPERACION V/Hz PARA GENERADOR Y TRANSFORMADOR ELEVADOR (CON LA CURVA DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR PUESTA EN BASE DE LA TENSION DEL GENERADOR)

Figura 26b. Curvas combinadas para la operación V/Hz para generador y transformador elevador

El daño a los equipos por sólo tensión excesiva es causado básicamente por ruptura del aislamiento debido a esfuerzo dieléctrico. La sobretensión sin sobreexcitación (V/Hz) puede ocurrir cuando un generador tiene una sobre-velocidad debida a un rechazo de carga, a una falla severa y repentina, o a alguna otra razón; en estos casos no ocurre una sobreexcitación porque la tensión y la frecuencia aumentan en la misma proporción; por tanto, la relación V/Hz permanece constante. Generalmente los fabricantes proporcionan relaciones tensión-tiempo para su equipo, las cuales muestran los límites permisibles de operación.

Al ajustar los relevadores de sobretensión para una unidad generadora, es importante que los límites de operación permisible para el generador y los transformadores sean puestos en una base común de tensión, por las mismas razones que las descritas para los relés de V/Hz.

4.4.6.2.-ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y CARACTERÍSTICAS

Para la protección de V/Hz, existen dos características generales de relés usadas: tiempo definido y tiempo inverso. Las figuras 27 a y 27b muestran las características básicas y la zona de protección para cada uno de estos tipos de relevadores. En los nuevos relevadores de estado sólido de tiempo inverso, están disponibles dos estilos de ajustes de curva de tiempo inverso: un estilo de relevador permite al usuario seleccionar puntos específicos en la curva deseada V/Hz – tiempo, para la aplicación particular del usuario. El otro estilo de relevadores proporciona conjuntos de curvas V/Hz-tiempo, de las cuales el usuario selecciona la curva específica que se adapte mejor a su aplicación.

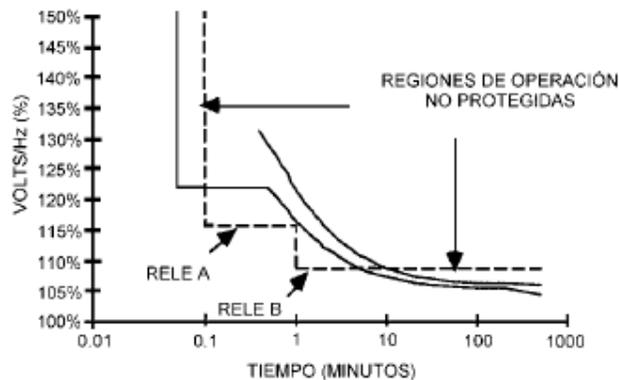


Figura 27 a. Característica típica del relevador de tiempo definido



Figura 27b. Característica del relevador de tiempo inverso

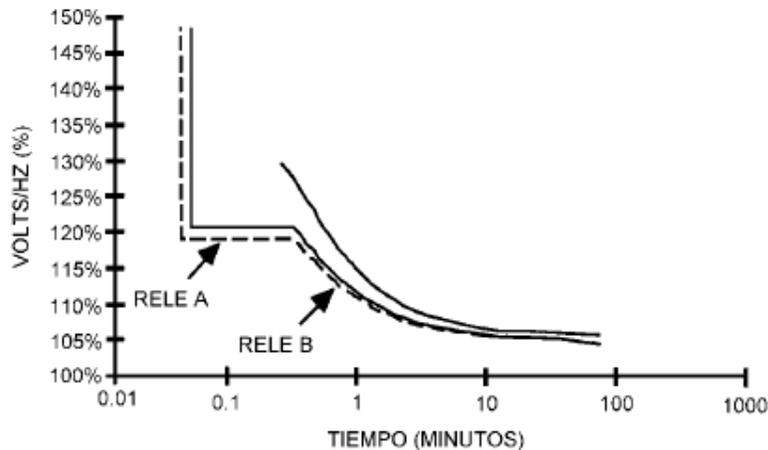
Existen tres esquemas de protección comúnmente empleados para relevadores de V/Hz en la industria. Estos esquemas son: nivel simple, tiempo definido; nivel dual, tiempo definido; y tiempo inverso. Una desventaja importante de emplear un esquema de protección que únicamente utiliza relevadores de tiempo definido es la decisión entre la protección al equipo y la flexibilidad de operación. La figura 28 muestra un esquema posible de protección que usa dos relevadores de V/Hz en un esquema de tiempo definido de nivel dual. Pueden notarse las áreas no protegidas en las cuales los límites del equipo podrían ser excedidos y las áreas donde las características del relevador restringen la operación debajo de los límites del equipo.



CARACTERÍSTICA TÍPICA DE RELEVADOR PARA PROTECCIÓN V/HZ, DE NIVEL DUAL DE TIEMPO DEFINIDO (RELEVADOR "A" AJUSTADO EN 118% V/HZ CON RETARDO DE TIEMPO DE 6 SEGUNDOS. RELEVADOR "B" AJUSTADO EN 110% V/HZ CON UN RETARDO DE TIEMPO DE 60 SEGUNDOS)

Figura 28. Característica típica de relevador para protección V/Hz

Por esta razón, los relevadores de tiempo inverso proporcionan la protección y la flexibilidad de operación óptimas, puesto que coordinan mejor con los límites operacionales del equipo. La figura 29 muestra un esquema típico que usa tanto relevadores de tiempo inverso como relevadores de tiempo definido.



PROTECCION Y FLEXIBILIDAD DE OPERACION OPTIMA, PROPORCIONADA CON EL USO DE RELEVADORES DE TIEMPO INVERSO Y DE TIEMPO DEFINIDO. (EL RELEVADOR "A" ES DE TIEMPO DEFINIDO, AJUSTADO A 123% V/HZ CON UN RETARDO DE TIEMPO DE 2 SEGUNDOS EL RELEVADOR "B" ES DE TIEMPO INVERSO)

Figura 29. Relevadores de tiempo inverso y de tiempo definido

La mayoría de las unidades grandes (cerca del 60%) usan el esquema de nivel dual, de tiempo definido. Las unidades restantes están casi repartidas a partes iguales entre los esquemas de nivel simple, de tiempo definido y de tiempo inverso. Las respuestas para unidades menores a 100 MW, indicó que casi en todas las unidades no se tenía ninguna protección de V/Hz.

En los relevadores de sobretensión, el pickup debe ser ajustado arriba de la máxima tensión de operación normal; el relevador puede tener una característica de tiempo inverso o definido para darle oportunidad al regulador de responder a condiciones transitorias antes de que ocurra el disparo. Adicionalmente, puede ser aplicado un elemento instantáneo para sobretensiones muy altas.

Es importante que el relevador de sobretensión tenga una respuesta plana a la frecuencia, porque pueden presentarse cambios de frecuencia durante el evento de sobretensión.

4.4.6.3.-CONEXIÓN DE LOS RELEVADORES DE V/Hz Y DE SOBRETENSIÓN

Muchos relevadores de V/Hz son dispositivos monofásicos. Los problemas se presentan si la señal de tensión para el relevador se toma de un solo TP del generador. Un fusible fundido o una conexión incompleta del circuito cuando se regresan los TPs a su lugar podrían dar como resultado que ninguna tensión sea sensada por el relevador de V/Hz, por lo que no habría protección. Para tener una protección redundante y completa, deben usarse TPs en diferentes fases para alarmas múltiples y para funciones del relevador. Algunos de los nuevos relevadores digitales tienen capacidad de alarmar cuando se pierde una o las dos entradas de potencial. Para relevadores de sobretensión, se aplican las mismas medidas que para relevadores de V/Hz.



4.4.6.4.-DISPARO

La operación con V/Hz excesivos causará falla del equipo y debe ser tratada como un problema eléctrico severo. Como se recomienda se deben abrir los interruptores principal y de campo si la unidad está sincronizada. Para las unidades sin capacidad de rechazo de carga (que son incapaces para rápidamente bajar la potencia y estabilizarse en un punto de no carga), la turbina también debe ser disparada. En el periodo anterior a la sincronización, se deben proporcionar circuitos de alarma e inhibición para evitar que el operador sobreexcite al generador.

Para máquinas que operan fuera de línea, la práctica es disparar el interruptor de campo únicamente, y no disparar la turbina. Como el problema es del sistema de excitación, podría ser rápidamente remediado, y la unidad puesta en línea sin tener que ir a todo el proceso de arranque. Esto es particularmente ventajoso en unidades de vapor con tiempos de arranque largos.

Dos esquemas de disparo indicados por algunos de los encuestados en la investigación deben ser desalentados y desaprobados: abrir únicamente el interruptor de campo ante una operación del relevador de V/Hz y disparar secuencialmente primero la turbina y después el generador. Si un evento ocurre mientras que la unidad está sincronizada a la red, el interruptor de campo abrirá y la unidad deberá depender de otros dispositivos de protección para ser disparada.

Tampoco se recomienda el disparo secuencial de la unidad. El disparo secuencial implica un esquema donde el impulsor (usualmente una turbina) es disparado por un dispositivo que responda a algún disturbio, y entonces los interruptores de generador y de campo son disparados por algunos otros dispositivos de protección, como un relé de potencia inversa que responde a la pérdida del impulsor. Los retardos de tiempo inherentes a los esquemas de disparo secuencial son suficientemente largos para causar daño severo al equipo.

Los relevadores de V/Hz y de sobretensión son aplicados en plantas generadoras para alarma y disparo. Aunque superficialmente pueden parecer protecciones muy similares, en realidad no lo son. Es necesario un profundo entendimiento de las causas de los eventos de sobreexcitación y sobretensión para la aplicación y ajuste adecuados de esta protección. Los factores a considerar incluyen cuestiones tales como capacidades de los generadores, capacidades de los transformadores, respuesta del sistema de excitación, respuesta del gobernador, tipo del impulsor, y si la unidad está en línea o fuera de línea para la acción adecuada de disparo. El daño a los aparatos por sobreexcitación y sobretensión puede ser severo, por lo que esta protección debe ser instalada y aplicada propiamente.

4.5.-PROTECCIÓN POR PÉRDIDA DE SEÑAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (60)

La pérdida de señal de TP's puede ocurrir debido a diversas causas. La causa más común es la falla de fusibles. Otras causas pueden ser una falla real del TP o del alambrado, un circuito abierto en el ensamble extraíble, un contacto abierto debido a la corrosión o un fusible fundido debido a un cortocircuito provocado por un desarmador durante mantenimiento en línea. La pérdida de la señal de TP puede causar operación incorrecta o falla de los relés de protección o un desbocamiento del regulador de tensión del generador, llevándolo a una condición de sobreexcitación. Se requiere algún método de detección, de

forma que los disparos de relevadores afectados sean bloqueados y que el regulador de tensión sea transferido a operación manual.

En generadores grandes, es práctica común usar dos o más grupos de transformadores de potencial (TP's) en la zona de protección del generador. Los TP's están normalmente conectados en estrella a tierra-estrella a tierra, normalmente tienen fusibles secundarios y posiblemente fusibles primarios. Estos TP's son usados para proporcionar potencial a los relevadores de protección y al regulador de tensión. Si se funde un fusible en los circuitos de los TP's, las tensiones secundarias aplicadas a los relevadores y al regulador de tensión serán reducidas en magnitud y desplazadas en ángulo de fase. Este cambio en la señal de tensión puede causar la operación incorrecta de los relevadores y que el regulador sobreexcite al generador. Típicamente, los esquemas de protección tales como 21, 32, 40 y 51V son afectados y normalmente son bloqueados cuando se pierde potencial. Si los TP's que pierden potencial alimentan al regulador, su control se debe transferir a operación manual, a otro regulador o a otros TP's, lo que sea apropiado para evitar el desbocamiento.

Si el dispositivo de sobre-corriente (51V) es la única protección primaria de la unidad, no debe ser bloqueado por pérdida de la señal de tensión. La razón de esto es que se dejaría al generador operando sin su protección primaria. de falla.

4.5.1.-DETECCIÓN DE FALLA POR COMPARACIÓN DE TENSIÓN (BALANCE DE TENSIÓN)

El método más común para proporcionar protección por pérdida de la señal de TP's es un relevador de balance de tensiones, el cual compara la tensión secundaria trifásica de los 2 grupos de TP's. El esquema se muestra en la figura 30.

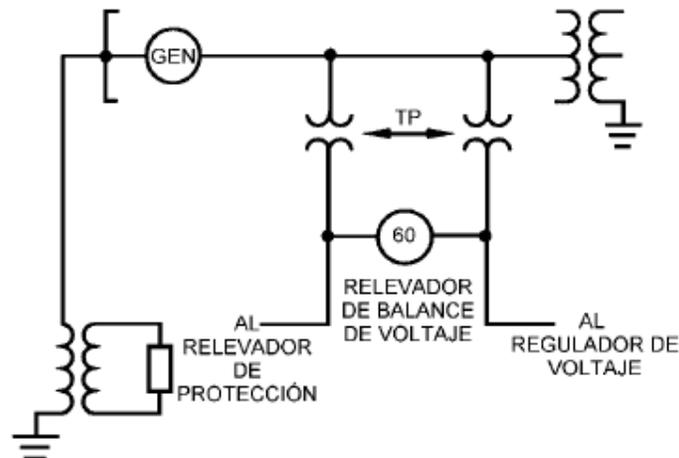


Figura 30. Aplicación del relevador de balance de tensión

Cuando un fusible se funde en el circuito de los TP's, la relación de tensiones se des-balancea y el relevador opera. Además de iniciar las acciones de bloqueo y transferencia previamente descritas, también se activa una alarma.

Históricamente, este relevador ha sido ajustado alrededor del 15% de desbalance entre tensiones. Un punto importante cuando se analizan los ajustes de este relevador es

que la corrosión o mal contacto en los elementos removibles de los TP's pueden provocar una caída de tensión en el circuito lo suficientemente significativa para causar un desbocamiento del regulador (sobre-excitación), pero demasiado pequeña para ser detectada por los relevadores. Esto se debe a la sensibilidad de los circuitos del regulador automático de tensión.

4.5.2.-DETECCIÓN DE FALLA POR ANÁLISIS DE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Un método moderno usado en la detección de fallas de TP's hace uso de la relación de tensiones y corrientes de secuencia durante la pérdida de potencial. Cuando se pierde la señal de un TP, las tres tensiones de fase se vuelven desbalanceadas. Debido a este desbalance, se produce una tensión de secuencia negativa. La tensión de secuencia positiva disminuye con la pérdida de la señal de un TP. Para distinguir esta condición de una falla, se verifican las corrientes de secuencia positiva y negativa. Este tipo de detección puede ser usado cuando únicamente se tiene un grupo de TP's aplicados al sistema del generador.

Este método es implementado fácilmente en sistemas de protección de generador basados en microprocesadores digitales.

4.5.3.-APLICACIÓN DE TP's.

Dos aspectos son analizados a la aplicación adecuada de TP's. Estos son:

- Ferrorresonancia y puesta a tierra.
- Uso de resistores limitadores de corriente.

4.5.3.1.- FERRORRESONANCIA Y PUESTA A TIERRA DE TP'S

El fenómeno de ferrorresonancia puede ser creado cuando TP's estrella-estrella con los primarios puestos a tierra son conectados a un sistema no puesto a tierra.

Esta condición puede ocurrir en la zona del generador tanto si el neutro del generador se llega a desconectar o si el generador es eléctricamente desconectado y los TP's permanecen conectados al devanado en delta del transformador de la unidad. Si una tensión mayor que la normal fuera impuesto a los devanados de TP's durante la retroalimentación debida a una falla a tierra o a una sobretensión por switcheo en el sistema no puesto a tierra, la probabilidad de ferrorresonancia es aumentada. La tensión mayor requiere que los TP's operen en la región saturada, lo cual facilita el fenómeno de "salto de corriente" por ferrorresonancia. Estas altas corrientes pueden causar falla térmica de los TP's en un periodo corto de tiempo.

Con el empleo de TP's con designación línea a línea pero conectados línea a tierra, el potencial para la ferrorresonancia puede ser reducido. Para suprimir completamente la ferrorresonancia, puede ser necesario aplicar una carga de resistencias a través de cada fase del devanado secundario, suficiente para producir una carga igual a la capacidad térmica del TP.

4.5.3.2.- USO DE RESISTORES LIMITADORES DE CORRIENTE

Los resistores limitadores de corriente son usados algunas veces en circuitos de TP's alimentados desde buses de fase aislada para asegurar que las capacidades del fusible limitador de corriente no sean excedidas por los niveles de corriente de falla. Han surgido resultados que indican que el usuario debe tomar conciencia sobre la aplicación adecuada de los resistores limitadores de corriente. Se tiene un serio riesgo cuando únicamente un resistor es usado por cada fase con dos o más TP's aplicados. La figura 31 ilustra este arreglo.

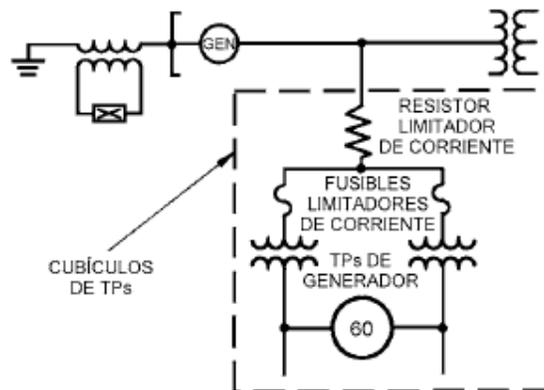


Figura 31. Resistor limitador de corriente por fase

Cuando el resistor se abre o falla parcialmente, inserta una alta resistencia en el circuito. La consecuencia es que con el resistor abierto, ambos TP's son mantenidos con señales de tensión cero o reducida. Esta condición haría que el relé de balance de tensión no operara y podría ocurrir que el regulador de tensión automático se desbocara.

Los esquemas de voltmetro con conmutador serían afectados si están conectados a la fase afectada. Un operador podría responder a la tensión reducida durante una puesta en marcha de la unidad, incrementando inapropiadamente el campo hasta el punto de fallar. Esto ha ocurrido en la práctica y ha dado como resultado daño al equipo.

Un remedio a este problema es proporcionar un resistor limitador de corriente por cada TP, eliminando así la falla en modo común de ambos circuitos de TP. La figura 32 muestra el arreglo de circuito sugerido para esta solución.

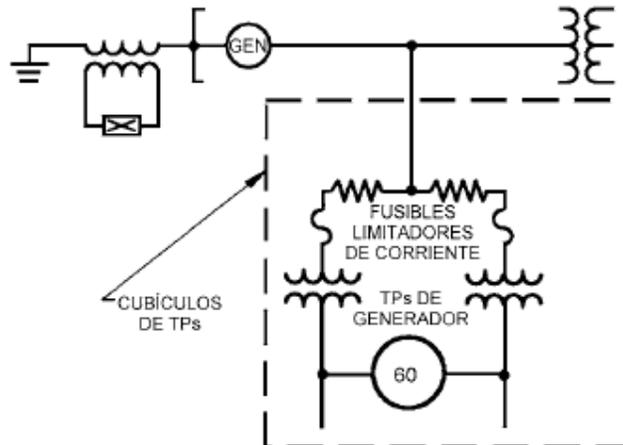


Figura 32. Resistor limitador de corriente por TP

Cuando los fabricantes proporcionan este arreglo, los potenciales de las condiciones mencionadas arriba son minimizados y permiten que el relé de balance de tensión opere adecuadamente. El uso de la detección de falla por componentes simétricas proporcionará adecuada detección de falla de TP cuando el arreglo de resistor común es usado para ambos TP's del generador.

Se requiere alguna forma de detección de pérdida de potencial de los TP's del generador. Es importante para la seguridad de la protección del generador que los relevadores dependientes de la señal de tensión sean bloqueados durante esta condición, al igual que la transferencia del control del regulador que dependa de esta señal.

4.6.-PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO (40)

La pérdida parcial o total de campo de un generador sincrónico es perjudicial tanto al generador y como al sistema de potencia al cual está conectado. La condición debe ser detectada rápidamente y el generador debe ser aislado del sistema para evitarle daños. Una condición de pérdida de campo no detectada puede tener también un impacto devastador sobre el sistema de potencia, causándole una pérdida del soporte de potencia reactiva y creando una toma sustancial de potencia reactiva.

En generadores grandes esta condición puede contribuir a, o incluso provocar un colapso de tensión del sistema de una gran área. Un generador sincrónico requiere tensión y corriente de C.D. adecuadas en su devanado de campo para mantener sincronismo con un sistema de potencia. Existen muchos tipos de excitadores usados en la industria, incluyendo: excitadores de C.D. rotatorios con conmutadores convencionales, grupos de rectificadores rotatorios sin escobillas y excitadores estáticos.

La curva de capacidad del generador (figura 33 y 33a) proporciona un panorama de las operaciones de la máquina síncrona. Normalmente, el campo del generador es ajustado de tal forma que se entregan potencia real y potencia reactiva al sistema de potencia. Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de potencia en lugar de suministrarla y opera en la región de sub-excitación de la curva de capacidad. Los generadores tienen en esta área una estabilidad baja o reducida. Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión terminal, el

generador puede operar como un generador de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo. El cambio desde operación normal sobre-excitado a operación sub-excitada ante la pérdida de campo no es instantáneo sino que ocurre en un cierto periodo de tiempo (generalmente algunos segundos), dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado.

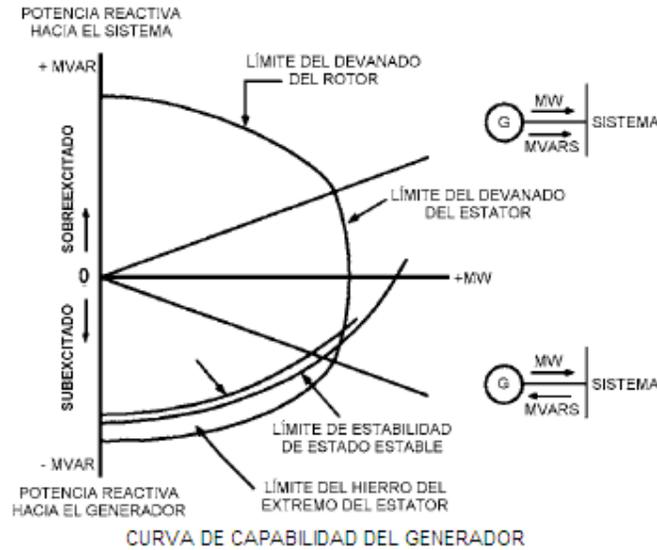


Figura 33. Curva de capacidad del generador

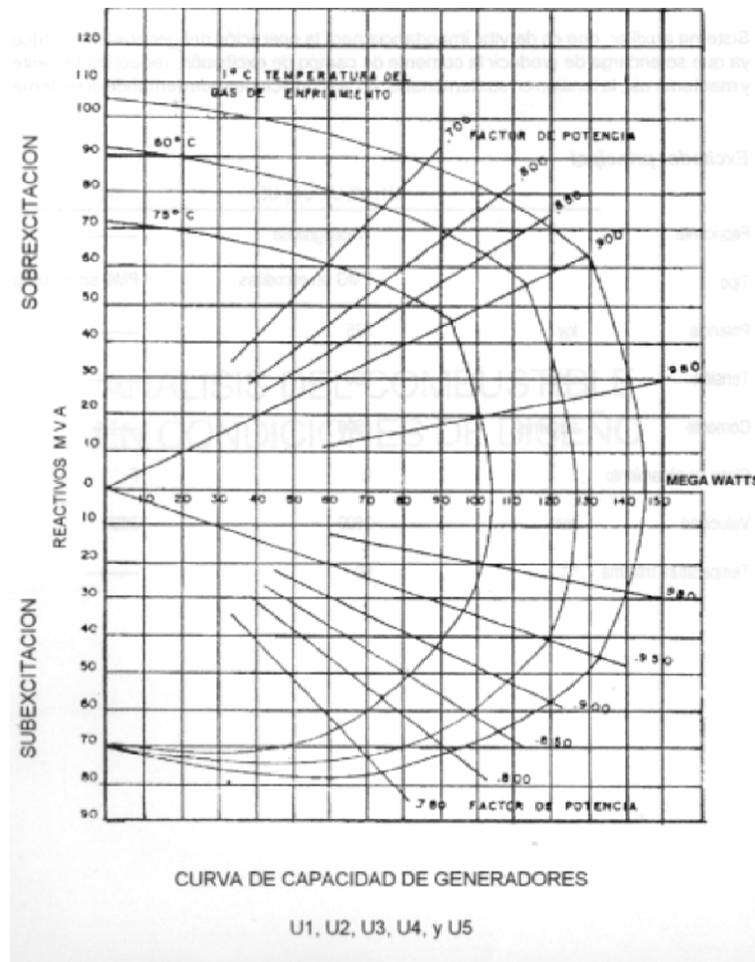


Figura 33a. Curva de capacidad de generadores de la central ciclo combinado tula

La curva de capacidad del generador (figura 33 y 33a) muestra los límites de operación del generador. En la región de operación normal, estos límites son límites térmicos (rotor y estator). En el área de sub-excitación, la operación es limitada por el calentamiento del hierro en el extremo del estator. El ajuste del control del regulador es coordinado con el límite de estabilidad de estado estable del generador, el cual es función del generador, de la impedancia del sistema y de la tensión terminal del generador. El control de mínima excitación del generador evita que el excitador reduzca el campo por debajo del límite de estabilidad de estado estable. La pérdida parcial o total de campo puede dar como resultado la operación del generador fuera de los límites con sub-excitación.

La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, corto circuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del excitador principal, pérdida de alimentación de C.A. al sistema de excitación.

Cuando un generador sincrónico pierde su excitación, girará a una velocidad mayor a la síncrona y opera como un generador de inducción, entregando potencia real (MW) al sistema, pero al mismo tiempo obteniendo su excitación desde el sistema, convirtiéndose en un gran drenaje de potencia reactiva en el sistema. Este drenaje grande de potencia

reactiva causa problemas al generador, a las máquinas adyacentes y al sistema de potencia. El impacto al sistema de la pérdida de campo a un generador depende de la robustez del sistema conectado, de la carga en el generador antes de la pérdida de campo y del tamaño del generador.

Cuando el generador pierde su campo, opera como un generador de inducción, causando que la temperatura en la superficie del rotor se incremente debido a las corrientes de Eddy inducidas por el deslizamiento en el devanado de campo, en el cuerpo del rotor, en las cuñas y anillos de retención. La alta corriente reactiva tomada por el generador del sistema puede sobrecargar el devanado del estator, causando que se incremente su temperatura. El tiempo de daño a la máquina debido a las causas anteriores puede ser tan corto como 10 segundos, o hasta de varios minutos. El tiempo para el daño depende del tipo de máquina, del tipo de pérdida de excitación, de las características del gobernador y de la carga del generador.

Una condición de pérdida de campo que no es detectada rápidamente, puede tener un impacto devastador sobre el sistema de potencia, tanto causando una pérdida del soporte de reactivos y como creando un drenaje sustancial de potencia reactiva en un solo evento. Esta condición puede provocar un colapso de tensión en una gran área si no hay una fuente suficiente de potencia reactiva disponible para satisfacer la demanda de VARs creada por la condición de pérdida de campo. Si el generador que ha sufrido una pérdida de campo no es separado, las líneas de transmisión pueden disparar debido a oscilaciones de potencia o debido a flujo de potencia reactiva excesiva hacia el generador fallado.

4.6.1.-CARACTERÍSTICAS DE LA PÉRDIDA DE CAMPO DEL GENERADOR

El método más ampliamente aplicado para detectar una pérdida de campo del generador es el uso de relevadores de distancia para monitorear la variación de la impedancia vista desde las terminales del generador. Ha sido demostrado que cuando un generador pierde su excitación mientras opera a varios niveles de carga, la variación de la impedancia, como se ve desde las terminales de la máquina, tendrá las características mostradas en el diagrama R-X de la figura 34.

Con referencia a la figura 34, la impedancia aparente de una máquina a plena carga se desplazará desde el valor con carga en el primer cuadrante hacia el cuarto cuadrante, cerca del eje X y se establecerá en un valor un poco mayor que la mitad de la reactancia transitoria de eje directo ($X'd/2$), en aproximadamente 2-7 segundos. El punto de la impedancia final depende de la carga en la máquina antes de la pérdida de excitación, y varía desde $X'd/2$ a plena carga, hasta alrededor de la reactancia síncrona de eje directo X_d sin carga. La presencia del magnetismo residual en el campo de la máquina, que se presenta después de una condición de pérdida de excitación, puede causar una impedancia aparente mayor que X_d .

El lugar geométrico de la trayectoria de la impedancia depende del valor de la impedancia del sistema. Las máquinas conectadas con impedancias de sistema menores aproximadamente al 20% toman una trayectoria directa hacia el punto final, mientras que con impedancias de sistemas mayores, la trayectoria será en espiral hacia el punto final. La trayectoria espiral es más rápida que la trayectoria directa.

Si la máquina está operando con carga plena antes de la condición de pérdida de excitación, en el punto de impedancia final la máquina estará operando como un generador de inducción, con un deslizamiento del 2-5% arriba de la velocidad normal. La máquina

también comenzará a recibir potencia reactiva del sistema, mientras que suministra potencia real reducida. Una impedancia grande del sistema dará como resultado una potencia de salida baja y un alto deslizamiento.

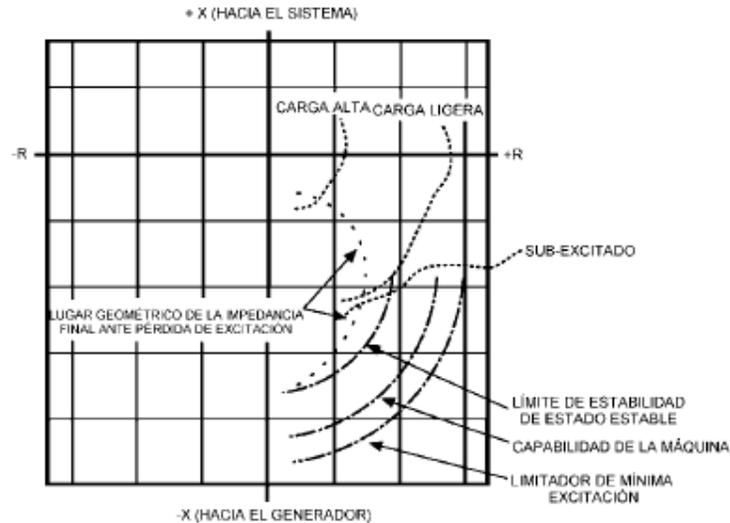


Figura 34. Características de pérdida de campo del generador

La protección de pérdida de excitación debe detectar confiablemente la condición de pérdida de excitación, sin responder a oscilaciones de carga, a fallas en el sistema y a otros transitorios que no causen que la máquina se haga inestable. Los relés de pérdida de excitación actualmente disponibles proporcionan protección confiable, con baja probabilidad de operación incorrecta ante disturbios en el sistema.

Los esquemas de protección basados en la medición de la corriente de campo de la máquina han sido usados para detectar la pérdida de excitación de un generador. La medición de corriente reactiva (o potencia reactiva) hacia el generador también ha sido usada para detectar la condición de pérdida de excitación. El esquema de protección más popular y confiable para la detección de la pérdida de excitación usa un relevador tipo mho con desplazamiento (offset). La característica de operación de un relevador tipo mho con desplazamiento de una sola zona se muestra en la figura 35.

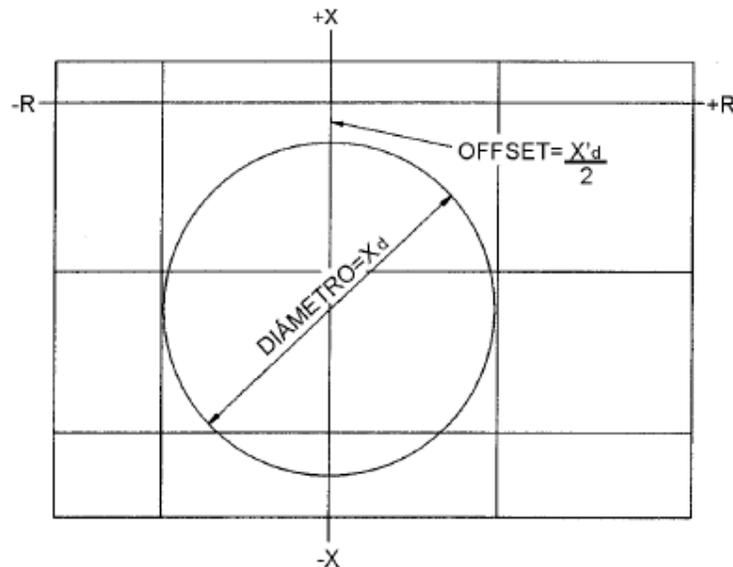


Figura 35. Características del relevador Mho-Offset de una zona

El relevador es conectado a las terminales de la máquina y alimentado con tensiones y corrientes en terminales. El relevador mide la impedancia vista desde las terminales de la máquina y opera cuando la impedancia de la falla cae dentro de la característica circular.

El relevador está desplazado del origen por la mitad de la reactancia transitoria de eje directo $X'_d/2$, para evitar la operación incorrecta durante disturbios en el sistema y otras condiciones de falla. El diámetro del círculo se ajusta para ser igual a X_d . Puede usarse un retardo de tiempo de 0.5 a 0.6 segundos para tener seguridad contra oscilaciones estables de potencia. Estos ajustes pueden proporcionar protección contra pérdida de excitación del generador desde carga cero hasta plena carga, siempre que la reactancia síncrona de eje directo X_d del generador esté en el rango de 1.0 – 1.2 pu. Las máquinas modernas son diseñadas con valores mayores de reactancia síncrona de eje directo X_d en el rango de 1.5 – 2.0 pu. Con estas reactancias síncronas altas, el ajustar el diámetro del relevador mho offset a X_d abriría la posibilidad de operación incorrecta del relevador durante la operación sub-excitado. Para evitar estas operaciones incorrectas, el diámetro del círculo es limitado a 1.0 pu. (en la base del generador), en lugar de X_d . Este ajuste reducido limitaría la cobertura de protección a condiciones de máquina con alta carga y podría no proporcionar protección para condiciones de carga ligera.

Para evitar las limitaciones anteriores, pueden usarse dos relevadores mho offset como se muestra en la figura 36. El relevador con un 1.0 pu (en base del generador) de diámetro de impedancia detectará una condición de pérdida de campo desde plena carga hasta alrededor del 30% de carga, y se ajusta con operación casi instantánea para proporcionar protección rápida para condiciones severas en términos del posible daño a la máquina y efectos adversos sobre el sistema. El segundo relevador, con diámetro igual a X_d y un retardo de tiempo de 0.5 – 0.6 segundos proporcionará protección para condiciones de pérdida de excitación hasta cero carga. Las dos unidades mho offset proporcionan protección contra pérdida de excitación para cualquier nivel de carga. Ambas unidades se ajustan con un offset de $X'_d/2$. La figura 36 ilustra este enfoque.

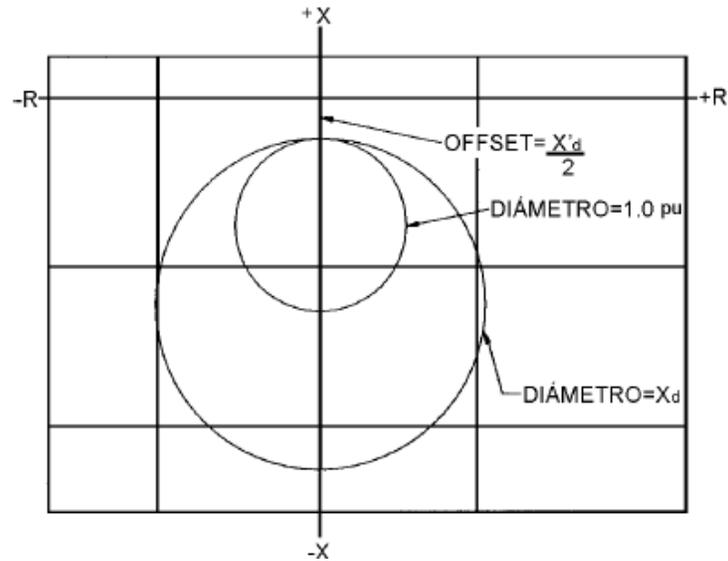


Figura 36. Características del relevador Mho-Offset de dos zonas impedancia y un elemento direccional

La figura 37 ilustra otro enfoque que es usado en la industria para la protección por pérdida de excitación. Este esquema usa una combinación de una unidad de impedancia, una unidad direccional y una unidad de baja tensión aplicadas a las terminales del generador y ajustadas para “ver hacia dentro” de la máquina. Las unidades de impedancia (Z_2) y direccional se ajustan para coordinar con el limitador de mínima excitación del generador y el límite de estabilidad de estado estable. Durante condiciones de excitación anormalmente baja, tal como puede ocurrir a continuación de una falla del limitador de mínima excitación, estas unidades operan una alarma, permitiéndole al operador de la central corregir esta situación. Si también existe una condición de baja tensión, la cual indica una condición de pérdida de campo, la unidad de baja tensión operaría e iniciaría el disparo con un retardo de tiempo de 0.25 – 1.0 segundos.

Pueden también usarse dos relés en este esquema, con el segundo (mostrado como Z_1 en la Figura 5) ajustado con un desplazamiento igual a $X'_d/2$ y con el alcance largo igual a 1.1 veces X_d . En este caso, el relé con el ajuste Z_1 deberá disparar sin retardo de tiempo externo, mientras que el otro relé Z_2 debe ser retrasado aproximadamente 0.75 segundos para evitar la operación con oscilaciones estables.

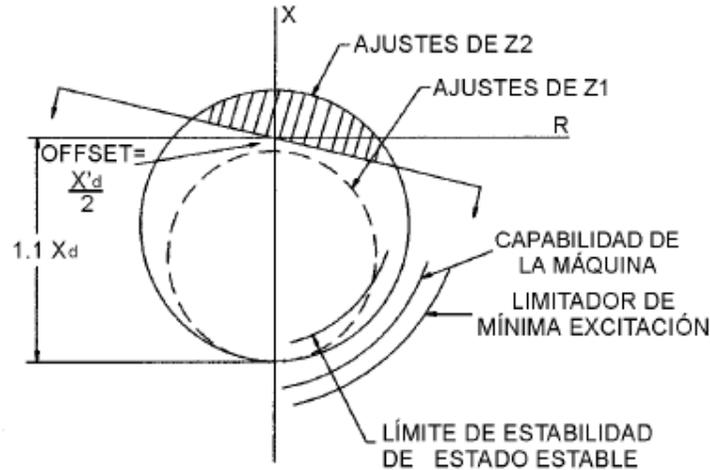


Figura 37. Protección de pérdida de campo usando una unidad de impedancia y un elemento direccional

La protección de pérdida de campo es normalmente conectada para disparar el interruptor principal del generador y el interruptor de campo, y realizar la transferencia de auxiliares de la unidad. El interruptor de campo es disparado para minimizar el daño al campo del rotor en el caso de que la pérdida de campo sea debida a un corto circuito en el campo del rotor o a un flameo en los anillos deslizantes

4.7.-PROTECCIÓN POR PÉRDIDA DE SINCRONISMO (78)

Existen muchas combinaciones de condiciones de operación, fallas y otros disturbios que podrían causar una condición de pérdida de sincronismo entre dos partes de un sistema de potencia o entre dos sistemas interconectados. Si tales eventos ocurren, los generadores asincrónicos deben ser disparados tan pronto como sea posible para prevenir daños al generador o antes de que se produzca una salida mayor

Después del famoso apagón del Noreste en 1965, se le dio mucha atención a la necesidad de aplicar la protección por pérdida de sincronismo a generadores. Aunque la protección por pérdida de sincronismo existía para las líneas de transmisión que presentaban pérdida de sincronismo con generadores, existían pocas aplicaciones para cubrir el hueco cuando el centro eléctrico pasa a través del transformador elevador de la unidad y hacia dentro del generador. Este vacío existía debido a que los relés diferenciales y otros relés mho con retardo de tiempo, tales como relés de pérdida de excitación y relés de distancia de respaldo de la unidad, generalmente no pueden operar para una condición de pérdida de sincronismo. También, existía en la industria la creencia de que los relés de pérdida de campo convencionales proporcionaban todos los requerimientos de protección de pérdida de sincronismo para un generador.

A lo largo de algunas décadas pasadas, los criterios de comportamiento del sistema se han vuelto más exigentes. Durante el mismo tiempo, las mejoras a los métodos de enfriamiento en el diseño de generadores han permitido mayores capacidades de KVA en volúmenes dados de materiales. Esta tendencia ha reducido las constantes de inercia y ha

elevado las reactancias de las máquinas, especialmente en las unidades basadas en capacidades mayores. Además, el empleo de más líneas de transmisión de HV o EHV para transmitir grandes niveles de potencia a grandes distancias, ha causado una reducción en los tiempos de libramiento críticos requeridos para aislar una falla en el sistema cercana a una planta generadora, antes de que el generador se salga de sincronismo con la red de potencia. Adicionalmente a la liberación prolongada de falla, otros factores que pueden llevar a la inestabilidad son: operación de generadores en región adelantada durante periodos de carga ligera, baja tensión del sistema, baja excitación de la unidad, impedancia excesiva entre la unidad y el sistema y algunas operaciones de switcheo de líneas.

4.7.1.-EFECTOS EN LOS GENERADORES QUE OPERAN FUERA DE SINCRONISMO

La condición de pérdida de sincronismo causa altas corrientes y esfuerzos en los devanados del generador y altos niveles de pares transitorios en la flecha. Si la frecuencia de deslizamiento de la unidad con respecto al sistema de potencia se aproxima a una frecuencia torsional natural, los pares pueden ser lo suficientemente grandes para romper la flecha. Por lo tanto, es deseable disparar inmediatamente la unidad, puesto que los niveles de par en la flecha se forman con cada ciclo subsecuente de deslizamiento. Esta formación es el resultado del continuo incremento de la frecuencia de deslizamiento, la cual pasa por la primera frecuencia torsional natural del sistema de la flecha. Los eventos de deslizamiento de los polos pueden también dar como resultado un flujo anormalmente alto en el hierro de los extremos del núcleo del estator, el cual puede llevar a un sobrecalentamiento y acortamiento en los extremos del núcleo del estator. El transformador elevador de la unidad también estará sujeto a muy altas corrientes transitorias en devanados, las cuales imponen grandes esfuerzos mecánicos en sus devanados.

4.7.2.-CARACTERÍSTICAS DE LA PÉRDIDA DE SINCRONISMO

La mejor forma para visualizar y detectar el fenómeno de pérdida de sincronismo es analizar las variaciones en el tiempo de la impedancia aparente como es vista en las terminales del generador o en las terminales de alta tensión del transformador elevador. Esta trayectoria de la impedancia aparente depende del tipo del gobernador, del sistema de excitación de la unidad y del tipo de disturbio que inició la oscilación. Esta variación en la impedancia puede ser detectada por relés de distancia tipo Mho.

Una visualización simple de estas variaciones en la impedancia aparente durante una condición de pérdida de sincronismo es ilustrada en la figura 38. Tres trayectorias de impedancia son graficadas como función de la relación de las tensiones del sistema E_A/E_B la cual se asume que permanece constante durante la oscilación.

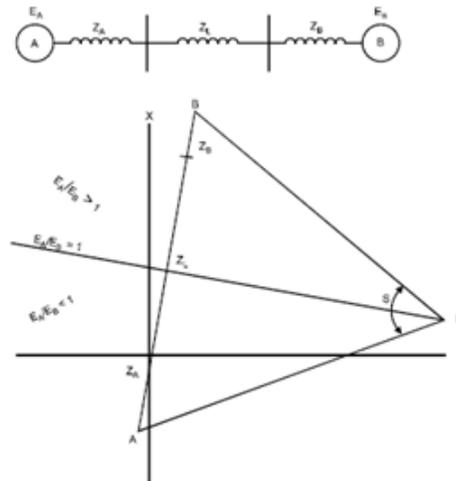


Figura 38. Trayectoria de impedancia de pérdida de sincronismo usando procedimientos gráficos simplificados

Se requieren otras suposiciones varias para lograr esta simplificación: la característica de polos salientes del generador es despreciada; los cambios en la impedancia transitoria debidos a la falla o libramiento de falla se han estabilizado; los efectos de las cargas y capacitancias en derivación son despreciados; los efectos de reguladores y gobernadores son despreciados, y las tensiones E_A y E_B atrás de las impedancias equivalentes son senoidales y de frecuencia fundamental.

Cuando la relación de tensión $E_A/E_B = 1$, la trayectoria de impedancia es una línea recta PQ, la cual es el bisector perpendicular de la impedancia total del sistema entre A y B. El ángulo formado por la intersección de las líneas AP y BP sobre la línea PQ es el ángulo de separación δ entre los sistemas. A medida que E_A avanza en ángulo delante de E_B , la trayectoria de la impedancia se mueve desde el punto P hacia el punto Q y el ángulo δ se incrementa. Cuando la trayectoria intersecciona la línea de impedancia total AB, los sistemas están 180° fuera de fase. Este punto es el centro eléctrico del sistema y representa una falla aparente trifásica total en el lugar de la impedancia. A medida que la trayectoria se mueve a la izquierda de la línea de impedancia del sistema, la separación angular se incrementa más allá de 180° y eventualmente los sistemas estarán en fase otra vez. Si los sistemas permanecen juntos, el sistema A puede continuar moviéndose adelante del sistema B y el ciclo completo puede repetirse. Cuando la trayectoria alcanza el punto donde la oscilación inició, un ciclo de deslizamiento ha sido completado. Si el sistema A se hace más lento con respecto al sistema B, la trayectoria de la impedancia se moverá en la dirección opuesta, desde Q hasta P.

Cuando la relación de tensión E_A/E_B es mayor que 1, el centro eléctrico estará arriba del centro de impedancia del sistema (línea PQ). Cuando E_A/E_B es menor a 1, el centro eléctrico estará abajo del centro de impedancia del sistema.

Los centros eléctricos del sistema varían de acuerdo a cómo varía la impedancia del sistema atrás de las terminales de línea y a cómo varían las tensiones internas equivalentes del generador. La velocidad de deslizamiento entre los sistemas depende de los pares de aceleración y de las inercias del sistema. Los estudios de estabilidad transitoria proporcionan el mejor medio para determinar la velocidad del deslizamiento y a dónde irá la trayectoria de la oscilación de potencia en relación a las terminales del

generador o a las terminales de alta tensión del transformador elevador de la unidad. Cuando la ubicación de la trayectoria es conocida, se puede seleccionar el mejor esquema de relés para detectar la condición de pérdida de sincronismo.

4.7.3.-CARACTERÍSTICAS DE PÉRDIDA DE SINCRONISMO DEL GENERADOR

Hace muchos años, el centro eléctrico durante la ocurrencia de la pérdida de sincronismo estaba en el sistema de transmisión. Así, la trayectoria de la impedancia podía ser detectada con facilidad por los relés de línea o esquemas de relés de pérdida de sincronismo, y el sistema podía ser separado sin la necesidad de disparar generadores. Con la llegada de los sistemas de HV y EHV, de los grandes generadores con conductores enfriados directamente, de los reguladores de tensión de respuesta rápida y de la expansión de sistemas de transmisión, las impedancias de sistema y de generadores han cambiado considerablemente. Las impedancias del generador y el transformador elevador se han incrementado, mientras que las impedancias del sistema han disminuido. Como resultado, el centro de la impedancia del sistema y el centro eléctrico para tales situaciones ocurren en el generador o en el transformador elevador.

La figura 38 ilustra la trayectoria de la impedancia de pérdida de sincronismo de un generador tandem, para tres diferentes impedancias del sistema. Las trayectorias fueron determinadas por un estudio en computadora digital. En estas simulaciones, el sistema de excitación y la respuesta del gobernador fueron incluidos, pero el regulador de tensión fue sacado de servicio. Sin la respuesta del regulador de tensión, las tensiones internas de máquina durante el disturbio son bajas; por lo tanto, los centros eléctricos de las oscilaciones están cercanos a la zona del generador. Se consideró que la inestabilidad fue causada por el libramiento prolongado de una falla trifásica en el lado de alta tensión del transformador elevador del generador. Como ilustra la figura 38, el círculo formado por la trayectoria de impedancia se incrementa en diámetro y el centro eléctrico se mueve desde dentro del generador hacia dentro del transformador elevador en la medida en que se incrementa la impedancia del sistema. Las tres características de pérdida de sincronismo pueden usualmente ser detectadas por los esquemas de relés de pérdida de sincronismo.

4.7.4.-ESQUEMAS DE RELEVADORES DE PÉRDIDA DE SINCRONISMO PARA GENERADORES

Los esquemas de relés que pueden ser usados para detectar los eventos de pérdida de sincronismo del generador son esencialmente los mismos que los esquemas de relés usados para detectar las condiciones de pérdida de sincronismo de líneas de transmisión.

4.7.4.1.-MODO DE DISPARO POR PÉRDIDA DE SINCRONISMO

Los esquemas de protección por pérdida de sincronismo deben operar para disparar sólo el o los interruptores del generador si la unidad generadora es capaz de soportar un rechazo de carga y alimentar sólo sus propios auxiliares. El disparar únicamente el interruptor(es) del generador permite al generador ser re-sincronizado al sistema una vez que el sistema se haya estabilizado.

4.7.4.2.-ESTABILIDAD DEL SISTEMA

La confiabilidad del sistema depende de la capacidad de las unidades generadoras para permanecer en sincronismo con el sistema de transmisión después de fallas severas o disturbios transitorios. La estabilidad puede ser alcanzada cuando la potencia de aceleración producida durante una falla es balanceada por potencia posterior de desaceleración suficiente para regresar a la unidad a la velocidad síncrona. El tiempo máximo desde la iniciación de la falla hasta su aislamiento en un sistema de potencia para que el sistema de potencia se mantenga estable es el tiempo de libramiento crítico del sistema.

Ayudas a la estabilidad

Varias técnicas de control de estabilidad pueden ser requeridas para lograr la estabilidad del sistema. Enseguida se enumeran algunas formas frecuentemente empleadas de ayudar a la estabilidad.

4.7.4.3.-TÉCNICAS DE LIBRAMIENTO MÁS RÁPIDO DE FALLAS

1. Esquemas de falla de interruptor de alta rapidez.- Proporcionan un rápido libramiento de la falla con el disparo de los interruptores de respaldo.
2. Sistema piloto de protección.- Proporciona rápido libramiento de ambos extremos de una línea, sin importar el lugar de la falla en la línea, reduciendo así el tiempo de aceleración del ángulo del rotor.
3. Relevador de actuación rápida dual.- Proporcionan libramiento redundante de alta rapidez de fallas cuando un relevador o sistema de relés falla en operar.
4. Interruptores de libramiento rápido.- Proporcionan una más rápida remoción de la falla, lo que significa tiempos reducidos de aceleración del ángulo del rotor.
5. Disparo transferido por falla de interruptor del bus remoto.- Utiliza un canal de comunicación para acelerar el libramiento de la falla en las terminales de línea de la planta generadora, si falla el interruptor(es) del extremo remoto de la línea para librar una falla en el bus remoto, reduciendo así el tiempo de aceleración del ángulo del rotor.

4.7.4.4.-TÉCNICAS DE APLICACIÓN DE INTERRUPTORES DE FASE INDEPENDIENTE

1. Disparo mono-polar.- Utiliza relevadores que pueden detectar fallas en cada fase y dispara únicamente la fase fallada, manteniendo así una parte de la capacidad de transferencia de potencia y mejorando la estabilidad del sistema hasta el recierre exitoso de la fase fallada.
2. Interruptor de polos independientes.- Reduce una falla de fases múltiples a una falla monofásica menos severa si al menos dos de las tres fases abren, puesto que cada fase del interruptor opera independientemente.

4.7.4.5.-TÉCNICAS DE TRANSFERENCIA INCREMENTADA DE POTENCIA

1. Líneas de transmisión adicionales.- Disminuye la impedancia del sistema en la planta, resultando así un incremento de la capacidad de transferencia de potencia de los generadores de la planta.
2. Reactancia reducida del transformador elevador del generador.- Proporciona al generador mayor capacidad de transferencia de potencia.
3. Compensación de líneas de transmisión con capacitores serie.- Reduce la impedancia aparente de la línea, incrementando así la capacidad de transferencia de potencia de los generadores de la planta.
4. Re-cierre de alta rapidez de líneas de transmisión.- Proporciona una más rápida re-energización de las líneas y, si el re-cierre es exitoso, mejora la capacidad de transferencia de potencia de los generadores de la planta.

4.7.4.6.-TÉCNICAS DE DISPARO POR PÉRDIDA DE SINCRONISMO

1. Disparo por pérdida de sincronismo de la unidad.- Utiliza un esquema específico de protección de pérdida de sincronismo para censar la pérdida de sincronismo y disparar la unidad, para eliminar su influencia negativa sobre el sistema.
2. Disparo por pérdida de sincronismo del sistema.- Utiliza un esquema específico de protección de pérdida de sincronismo para detectar que un sistema o área está perdiendo sincronismo con otro, y dispara para separar los dos sistemas para así evitar que la inestabilidad de un sistema se repita en el otro.
3. Esquema de protección especial.- Proporciona un esquema de disparo especial que puede requerir que una unidad sea disparada simultáneamente ante la pérdida de una línea crítica o ante la falla de un interruptor crítico para evitar que la unidad se vuelva inestable.

4.7.4.7.-TÉCNICAS DE EXCITACIÓN DE ALTA RAPIDEZ

1. Sistemas de excitación de alta respuesta.- Logra con mayor rapidez una tensión de excitación mayor, para incrementar la capacidad de salida de potencia de la unidad inmediatamente después de una condición de falla en el sistema para mejorar la estabilidad por desaceleración del rotor.
2. Estabilizador del sistema de potencia.- Proporciona señales complementarias para disminuir o cancelar el efecto de anti-amortiguamiento del control del regulador de tensión durante disturbios severos en el sistema.

4.7.4.8.-TÉCNICAS DE ALTA VELOCIDAD

1. Frenado dinámico.- Coloca una carga resistiva switchheada momentánea directamente en el sistema de potencia de la planta para ayudar a desacelerar al rotor de la unidad durante una falla cercana en el sistema.
2. Operación rápida de Válvulas de turbina.- Inicia el cierre rápido de válvulas de intercepción para permitir la reducción momentánea o sostenida de la potencia mecánica de la turbina, lo cual reduce la salida de potencia eléctrica del generador.

El beneficio de la operación rápida de válvulas de la turbina, cuando es aplicable, puede ser un incremento en el tiempo de libramiento crítico.

Excepto la operación rápida de Válvulas, las técnicas anteriores son implementadas para alterar la potencia eléctrica del generador de tal forma que las unidades generadoras puedan recuperarse de disturbios serios.

Este documento ha proporcionado los lineamientos generales sobre la aplicación de los relevadores de pérdida de sincronismo para generadores. Esta protección debe ser proporcionada a cualquier generador si el centro eléctrico de la oscilación pasa a través de la región desde las terminales de alta tensión del transformador elevador hacia dentro del generador. Esta condición tiende a ocurrir en un sistema relativamente justo o si una condición de baja excitación existe en el generador. La protección de pérdida de sincronismo de la unidad debe también ser usada si el centro eléctrico está fuera en el sistema y los relés del sistema son bloqueados o no son capaces de detectar la condición de pérdida de sincronismo.

Las condiciones de pérdida de sincronismo pueden ser detectadas de la manera más simple por un relé de distancia tipo mho orientado para ver hacia dentro del generador y de su transformador elevador. Sus principales desventajas son el estar sujeto a disparo con oscilaciones recuperables y podría enviar la orden de interrupción al interruptor del generador en un ángulo de oscilación desfavorable. Los esquemas más sofisticados como los del tipo visera y tipo lente minimizan la probabilidad de disparar con oscilaciones recuperables y permiten el disparo controlado del interruptor de generador a un mejor ángulo de oscilación.

Los relevadores de pérdida de campo convencionales ofrecen una protección limitada contra pérdida de sincronismo para oscilaciones que se ubiquen bien dentro de la impedancia del generador, especialmente si se usa algún retardo de tiempo intencional.

4.8.-PROTECCIÓN DE DESBALANCE DE CORRIENTE (SECUENCIA NEGATIVA)

Existen numerosas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas des-balanceadas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de corriente de secuencia de fase negativa la cual induce una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. Estas corrientes en el rotor pueden causar altas y dañinas temperaturas en muy corto tiempo. Es práctica común proporcionar al generador protección para condiciones de desbalance externo que podrían dañar a la máquina. Esta protección consiste de un relevador de sobre-corriente de tiempo el cual responde a la corriente de secuencia negativa. Dos tipos de relés de están disponibles para esta protección: Un relé de sobre-corriente de tiempo electromecánico con una característica extremadamente inversa y un relé estático o digital con una característica de sobre-corriente de tiempo, la cual se iguala con las capacidades de corriente de secuencia negativa del generador.

El relevador de secuencia negativa se usa para proteger a los generadores del calentamiento excesivo en el rotor resultante de las corrientes des-balanceadas en el estator. De acuerdo a la representación de las componentes simétricas de las condiciones del sistema des-balanceado, las corrientes en el estator del generador pueden ser

descompuestas en componentes de secuencia positiva, negativa y cero. La componente de secuencia negativa de las corrientes des-balanceadas induce una corriente superficial de doble frecuencia en el rotor que fluye a través de los anillos de retención, los slot de las cuñas, y en menor grado en el devanado de campo. Estas corrientes en el rotor pueden causar temperaturas altamente dañinas en muy corto tiempo.

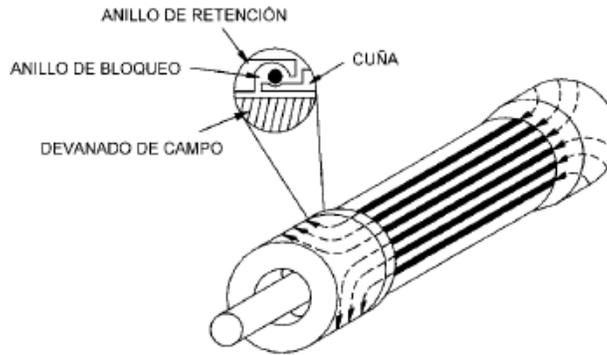
Existe un número de fuentes de corrientes trifásicas des-balanceadas a un generador. Las causas más comunes son las asimetrías del sistema (transformadores elevadores monofásicos con impedancias diferentes o líneas de transmisión no transpuestas), cargas des-balanceadas, fallas des-balanceadas en el sistema, y circuitos abiertos. La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla fase a fase en el generador. Note que en generadores con transformadores elevadores conectados en delta-estrella, una falla fase a tierra en el sistema sobre el lado de la estrella en alta tensión es vista por el generador como una falla fase-fase. La falla fase a tierra del generador no crea tanta corriente de secuencia negativa para las mismas condiciones como la falla fase-fase. La condición de conductor abierto produce bajos niveles de corriente de secuencia negativa relativa a los niveles producidos por las fallas fase-fase o fase a tierra. Si la condición de conductor abierto no es detectada representa una seria amenaza al generador puesto que la corriente de secuencia negativa producirá un calentamiento excesivo del rotor, aún a niveles bajos de la corriente de carga.

4.8.1.-DAÑO AL GENERADOR POR SECUENCIA NEGATIVA

Para condiciones de sistema balanceado con flujo de corriente de secuencia positiva únicamente, un flujo en el aire gira en la misma dirección y en sincronismo con el devanado de campo sobre el rotor. Durante condiciones des-balanceadas, se produce la corriente de secuencia negativa. La corriente de secuencia negativa gira en la dirección opuesta a la del rotor. El flujo producido por esta corriente visto por el rotor tiene una frecuencia de dos veces la velocidad síncrona como resultado de la rotación inversa combinada con la rotación positiva del rotor.

El efecto piel de la corriente de doble frecuencia en el rotor causa esfuerzos en los elementos superficiales del rotor.

La figura 39, 39a y 39 b muestra la forma general del rotor. Las bobinas del rotor son sujetadas al cuerpo del rotor por cuñas de metal las cuales son forzadas hacia las ranuras en los dientes del rotor. Los extremos de las bobinas son soportadas contra fuerzas centrífugas por anillos de retención de acero los cuales están fijados alrededor del cuerpo del rotor. El efecto piel causa que las corrientes de doble frecuencia sean concentradas en la superficie de la cara del polo y dientes. Las ranuras del rotor y las pistas metálicas debajo de las ranuras, las cuales son localizadas cerca de la superficie del rotor, conducen la corriente de alta frecuencia. Esta corriente fluye a lo largo de la superficie hacia los anillos de retención. La corriente entonces fluye a través del contacto metal a metal a los anillos de retención al rotor y ranuras. Debido al efecto piel, únicamente una pequeña parte de esta corriente de alta frecuencia fluye en los devanados de campo.



CORRIENTES EN LA SUPERFICIE DEL ROTOR

Figura 39. Corrientes en la superficie del rotor



Figura 39 a. Rotor de generador eléctrico



Figura 39b. Rotor del generador en pruebas

El calentamiento por secuencia negativa más allá de los límites del rotor resulta en dos modos de falla. Primero, las ranuras son sobrecalentadas al punto donde ellas se recosen lo suficiente para romperse. Segundo, el calentamiento puede causar que los anillos de retención se expandan y floten libres del cuerpo del rotor lo que resulta en arqueos en los soportes. En máquinas pequeñas, la falla ocurre primero en los soportes y en máquinas grandes, la ruptura de las ranuras después de que han sido recocidas por sobrecalentamiento ocurre primero.

Ambos modos de falla dan como resultado un significativo tiempo fuera del equipo por reparaciones al cuerpo del rotor.

4.8.2.-CARACTERISTICAS DEL RELEVADOR DE SECUENCIA NEGATIVA

Con las capacidades de desbalance de corriente del generador definida por la corriente de secuencia negativa medida en el estator, un relé de sobre-corriente de tiempo de secuencia negativa puede ser usado para proteger al generador. Estos relés consisten de un circuito de segregación de secuencia negativa alimentado por las componentes de fase y/o residual, las cuales controlan una función de relé de sobre-corriente de tiempo. Las características de sobre-corriente de tiempo están diseñadas para igualar tan cerca como sea posible las características I del generador. La figura 40 muestra una aplicación del relé de secuencia negativa típica.

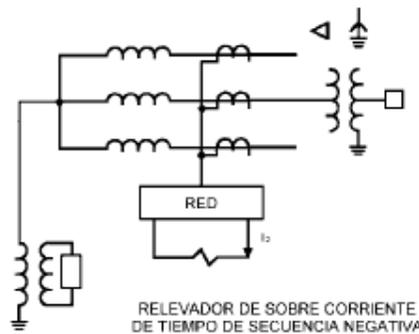


Figura 40.Relevador de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa

| TIPO DE GENERADOR | K I_2^{2+} permisible |
|---|----------------------------|
| Generador de Polo Saliente | 40 |
| Condensador Sincrónico | 30 |
| Tiempo del generador de rotor cilíndrico | |
| • Enfriado indirectamente | 20 |
| • Enfriado directamente (0-800 MVA) | 10 |
| • Enfriado directamente (801-1600 MVA) | Ver curva de la figura 2 |

Dos tipos de relevadores son ampliamente usados. El relevador electromecánico el cual usa una característica de tiempo inverso típica y un relevador estático o digital que usa una característica la cual se iguala con las curvas de capacidad del generador. La figura 41 y 41a muestra las características típicas de los dos tipos de relevadores.

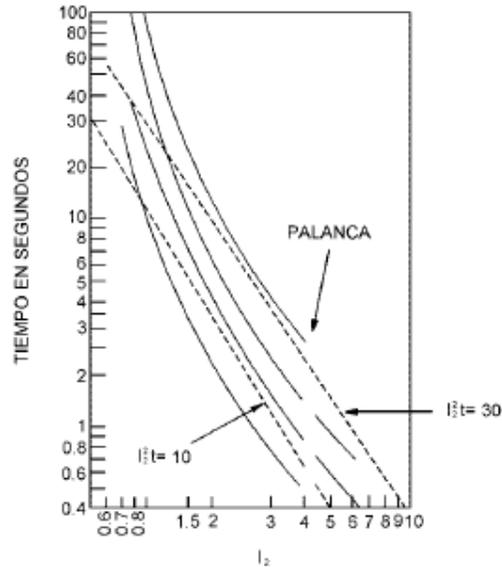


Figura 41. Curvas tiempo – corriente típicas para un relevador de secuencia negativa electromecánico

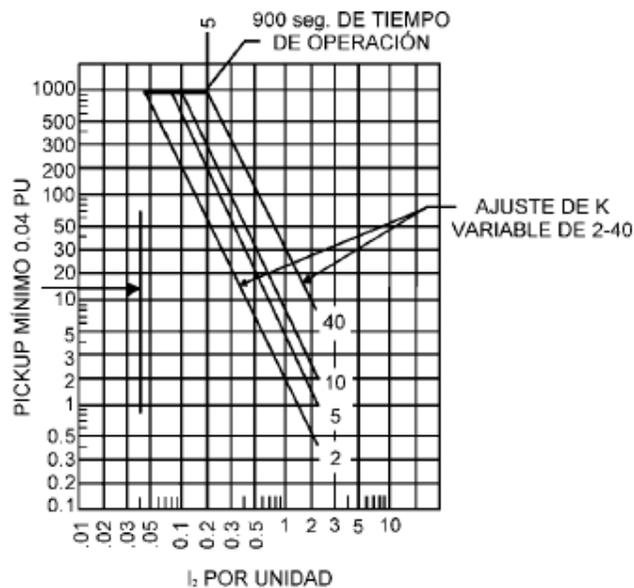


Figura 41a. Características de un relevador tiempo- corriente de secuencia negativa estático o digital

La principal diferencia entre dos tipos de relevadores es su sensibilidad. El relevador electromecánico puede ser ajustado en un pickup de alrededor de 0.6 a 0.7 pu. de la corriente de plena carga. El relé estático o digital tiene un rango de pickup de 0.3 a 0.2 pu. Un ejemplo, para un generador enfriado directamente de 800 MVA con un factor K de 10, el generador podría manejar 0.6 pu. de corriente de secuencia negativa por aproximadamente 28 segundos.

La protección para corrientes de secuencia negativa debajo de 0.6 pu. podría no ser detectada con un relé electromecánico. Dado los bajos valores de secuencia negativa para

desbalances de circuito abierto y también bajos valores por fallas libradas con mucho tiempo, el relé estático o digital es mucho mejor para cubrir totalmente la capacidad continua del generador. Ver figura 42

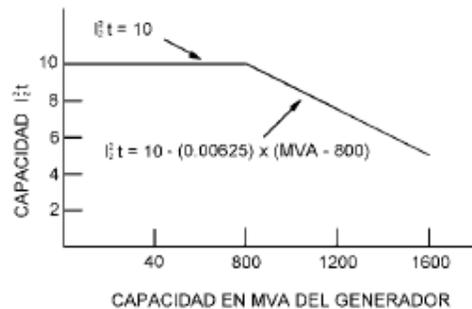


Figura 42. Capacidad de corriente de desbalance de corto tiempo de generadores

Puesto que el operador puede en muchos casos reducir la corriente de secuencia negativa causada por condiciones des-balanceadas (reduciendo la carga del generador por ejemplo), es ventajoso proporcionar la indicación de cuando la capacidad continua de la máquina es excedida. Algunos relevadores pueden estar provistos con unidades de alarma (I_2 rango de pickup 0.03 – 0.2 pu.) y algunos tipos de relevadores estáticos o digitales proporcionan una medición de I_2 para indicar el nivel de corriente de secuencia negativa.

Se ha demostrado que la protección contra armónicas de secuencia negativa de tales fuentes como la saturación de un transformador elevador de unidad (de corrientes geomagnéticas) o cargas no lineales no es proporcionada por relevadores de secuencia negativa estándar. Se puede requerir protección adicional para proporcionar protección para armónicas de secuencia negativa debido a la dependencia de la frecuencia de los relés de secuencia negativa.

4.8.3.-ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DE SECUENCIA NEGATIVA

Relevadores de secuencia negativa dedicados son usualmente proporcionados para protección de generadores. En general, no son proporcionados relevadores de respaldo para secuencia negativa. Alguna protección limitada es proporcionada por la protección fase a fase y fase a tierra para condiciones de falla. Para conductor abierto o protección para desbalance de impedancia, el relevador de secuencia negativa es usualmente la única protección. La magnitud de corrientes de secuencia negativa creada por las condiciones de conductor abierto y bajas magnitudes de falla combinada con la capacidad de secuencia negativa continua del generador previene a otros relevadores de falla de proporcionar protección de secuencia negativa total.

Para relevadores electromecánicos, el pickup mínimo de la unidad de tiempo puede ser ajustado a 60% de la corriente nominal. Esto proporciona únicamente protección limitada para condiciones de desbalance serie, tales como una fase abierta cuando el relevador electromecánico es usado para constantes de generador (K) menores de 30.

Las unidades de tiempo del relevador estático o digital pueden ser ajustadas para proteger generadores con valor de K de 10 ó menos. Un ajuste de alarma asociado con

estos relevadores puede proporcionar detección para corriente de secuencia negativa abajo del 3% de la capacidad de la máquina. Con este tipo de relevador, el pickup de disparo puede ser ajustado a la capacidad de secuencia negativa continua del generador operando a plena carga y proporcionando protección para desbalance total.

Se necesita aplicar protección separada a generadores para proteger al generador contra calentamiento destructivo de corrientes de desbalance de secuencia negativa. Los relevadores de secuencia negativa electromecánicos proporcionan únicamente protección limitada. Estos relevadores carecen de sensibilidad para detectar corrientes de secuencias negativas dañinas, resultantes de desbalance por circuito abierto, así como para fallas de bajo nivel. Para dar protección completa abajo de la capacidad continua del generador, deben usarse relés de secuencia negativa estáticos o digitales.

La protección de sobre-corriente de secuencia negativa protege al generador contra toda clase de corrientes asimétricas que causan corrientes de doble frecuencia y calentamiento en el rotor. Estas corrientes asimétricas se pueden deber a:

- Fallas asimétricas en alta tensión.
- Una fase abierta en algún circuito conectado al generador.
- Cargas des-balanceadas o monofásicas.

4.8.4.-BASE DE OPERACIÓN.

Los relevadores de sobre-corriente de secuencia negativa que se emplean actualmente contienen un filtro de secuencias que a partir de las corrientes de las tres fases obtiene un voltaje proporcional a su componente de secuencia negativa, que corresponde a $3I_2 = (I_A + a^2 I_B + a I_C)$.

Este voltaje es aplicado a un elemento de disco de inducción o bien de estado sólido, cuya característica de operación se asemeja a la curva de resistencia al calentamiento del rotor del generador.

Características del Relevador

La característica tiempo - corriente del relevador de sobre-corriente de secuencia negativa es extremadamente inversa-La curva de calentamiento tolerable del rotor en función de su corriente de secuencia negativa se puede expresar con la ecuación:

$$(I_2)^2 \times t = K$$

Donde la constante K depende del diseño del generador:

Máquinas de polos salientes: $K = 40$

Máquinas convencionales de polos lisos $K = 30$

Máquinas de polos lisos con enfriamiento a través de conductores huecos: $K = 10$

I_2 está expresada en por unidad sobre la capacidad nominal del generador.

Ajustes.

-Tap : El Tap se ajusta al valor más próximo a la corriente nominal del generador.

-Palanca de Tiempo: El ajuste del tiempo de operación se calcula a partir de dos condiciones:

1.- Trazar la característica

$$(I_2)^2 \times t = K \text{ del generador}$$

Dentro de la curva tiempo - corriente de secuencia negativa del relevador, y escoger un valor de palanca tal que la característica del relevador quede siempre abajo de la curva del generador.

2.- Calcular la corriente de secuencia negativa en el generador para una falla entre fases en el bus al cual conecta el interruptor del generador. Para esa falla seleccionar:

$$t = 0.1 \text{ seg.} + 1.1 t$$

Donde: Δt : margen de coordinación (0.3 -0.5 seg.)

De entre los dos ajustes; escoger el que da la palanca de tiempo mayor.

4.8.5.-CONEXIONES DE CONTROL.

El contacto de disparo del relevador de sobre-corriente de secuencia negativa debe conectarse a disparar únicamente al interruptor de unidad (52G), pues se trata de una protección que opera en función de causas externas al generador. La unidad debe quedar rodando y excitada, disponible para ser re-sincronizada tan pronto como se haya eliminado la causa del disparo.

Algunos relevadores de sobre-corriente de secuencia negativa contienen dentro de la misma caja un elemento de sensibilidad mayor, que se emplea para dar alarma en caso de desbalances prolongados de la corriente.

4.8.6.-PROBLEMAS DE APLICACIÓN.

Los relevadores de sobre-corriente de secuencia negativa no presentan problemas de aplicación cuando están bien ajustados. Ver figura 43.

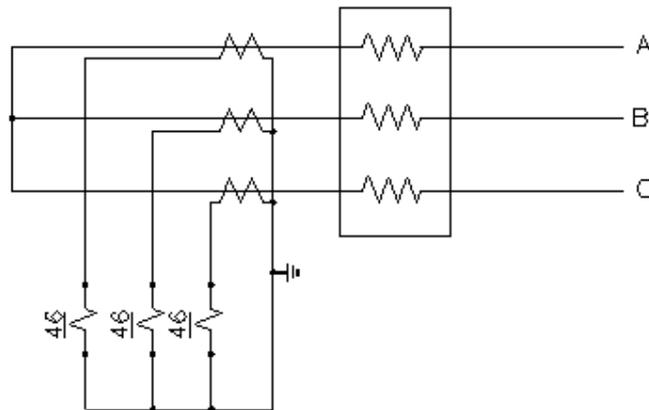


Figura 43. Relevadores de sobre-corriente de secuencia negativa

4.9.-RELEVADOR DE TEMPERATURA ALTA EN EL ESTATOR (49G)

La protección contra temperatura alta en el estator del generador detecta las condiciones de operación que causan calentamiento del generador, que son principalmente:

- 1.- Sobrecarga continua.
- 2.- Sistema de enfriamiento dañado.
- 3.- Sistema de enfriamiento mal ajustado.

La protección contra temperatura alta en el estator opera por medio de un medidor de temperatura, generalmente tipo puente de Wheatstone, que recibe su señal de un detector de resistencia intercalado en el embobinado del generador.

Es usual emplear instrumentos registradores de temperatura de puntos múltiples para supervisar la operación de generadores. Si estos instrumentos tienen contacto de temperatura alta, éste se usa para dar alarma.

Si se desea disparar la unidad por temperatura alta generalmente se utiliza un relevador por separado, operando con un detector de temperatura independiente, y ajustado 100 C arriba del valor de alarma.

-Conexión básica del esquema. Figura 44.

-Característica del Relevador.

El relevador responde directamente a la temperatura del detector.

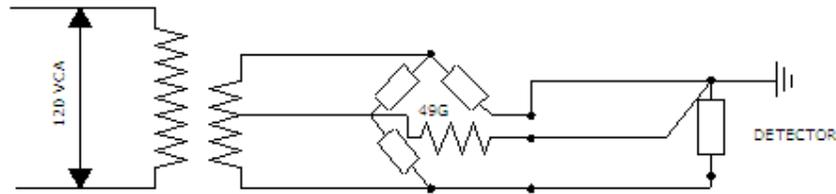


Figura 44. Protección contra altas temperaturas

4.9.1.-AJUSTES.

1.- Alarma: Se recomienda ajustar el contacto de alarma a una temperatura del orden de 100 a 150 °C abajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator.

2.- Disparo: Se recomienda ajustar el elemento de disparo entre 0° y 50° abajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator.

4.9.2.-CONEXIONES DE CONTROL.

El contacto de disparo debe conectarse para disparar únicamente al interruptor de unidad (52G), preferentemente dando una alarma que indica la causa del disparo, para que el operador revise el sistema de enfriamiento.

4.9.3.-PROBLEMAS DE APLICACIÓN.

1.- Inducción en el Cable del Detector de Temperatura.- Se recomienda usar cable blindado para las conexiones de los detectores de temperatura al tablero, para evitar operaciones equivocadas del relevador de temperatura.

2.- Circuito abierto en el Detector de Temperatura.- Los detectores de temperatura pueden fallar por vibración, causando indicación de temperatura alta y disparo.

4.10.-RELEVADOR DE POTENCIAL BALANCEADO. (60)

4.10.1.-FALLAS CONTRA LAS CUALES PROTEGE.

El relevador de voltaje balanceado protege los circuitos de potencial del generador contra fusibles fundidos. Estas fallas se pueden manifestar de dos maneras distintas:

- Fusible en el lado de excitación: produce sobreexcitación del generador (disparo por sobre-voltaje).
- Fusible en el lado de protección: produce disparo equivocado de algunas protecciones.

El relevador de voltaje balanceado detecta a qué circuito corresponde el fusible fundido y toma las precauciones necesarias para evitar las consecuencias anotadas. El relevador de voltaje balanceado tiene un mecanismo de copa de inducción de alta velocidad, cuyo par en un sentido es proporcional al área del triángulo de voltajes aplicado a un juego de bobinas, y el par en el sentido opuesto es proporcional al área del triángulo de voltajes aplicado al segundo juego de bobinas.

Este mecanismo tiene un resorte que en condiciones de pares iguales mantiene la armadura al centro, los dos contactos abiertos. Cada contacto actúa sobre un relevador auxiliar que multiplica su número de contactos y da indicación sobre cuál de los dos operó.

Este relevador presenta dos ventajas: No actúa al des-energizarse los dos circuitos en operaciones rutinarias de des-excitación del generador.

4.10.2.-ALTA VELOCIDAD

- Conexión básica del Esquema. Figura 45
- Características del Relevador.

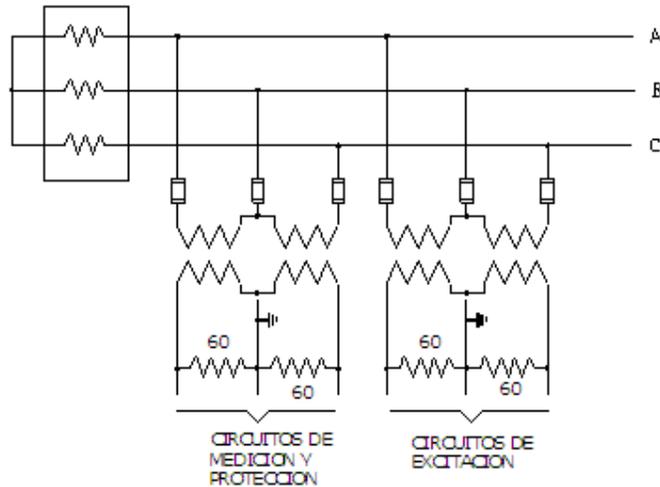


Figura 45. Relevador de potencial balanceado

La característica de operación del relevador de voltaje balanceado, para voltajes trifásicos en los dos juegos de bobinas es: Figura 46

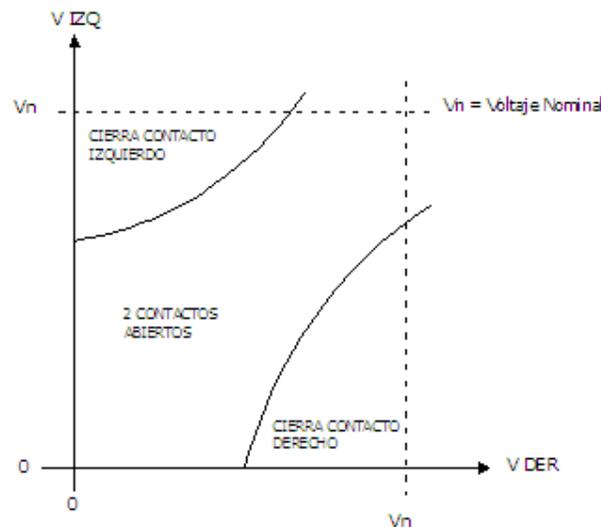


Figura 46. Característica de operación del relevador de voltaje balanceado

En caso de que se funda un fusible, aunque las otras dos fases tengan voltaje pleno, el par producido por las bobinas respectivas es cero y responde como si el voltaje trifásico aplicado a esas bobinas fuera igual a cero, cerrando los contactos respectivos.

4.10.3.-DESBALANCE

Es posible variar el ajuste de desbalance para el cual cierra sus contactos el relevador, alterando la separación de contactos fijos.

El ajuste normal es que los contactos apenas cierren con 80% aplicado a un juego de bobinas y 100% de voltaje nominal en el otro juego de bobinas.

Conexiones de Control.

1) Alarmas: Conviene asignar alarmas independientes a los dos contactos: falla de fusible de potencial en excitación y falla de fusible de potencial de protección.

2) Protección: Se usan contactos "b" del relevador auxiliar accionado por falla de potencial de protección en serie con los contactos de disparo de los relevadores siguientes:

40 - Pérdida de Campo.

21 - Respaldo de Fase tipo distancia.

51 V - Respaldo de Fase tipo sobre-corriente con control o retención por voltaje.

81 - Baja frecuencia.

3) Excitación: Se usa un contacto del relevador auxiliar accionado por falta de potencial en el circuito de excitación para transferir la excitación de automática a manual.

4.10.4.-PROBLEMAS DE APLICACIÓN.

El relevador de voltaje balanceado es sensible a la secuencia de fases, debe aplicarse siempre con la secuencia anotada en el instructivo.

4.11.-RELEVADOR DE POTENCIA INVERSA (32G)

La protección de potencia inversa detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de una demora de tiempo. El generador recibe potencia del sistema cuando su motor o turbina ya no le entrega potencia, y empieza a absorber la necesaria para mantener al generador en sincronismo, venciendo las pérdidas de generador y motor.

Esta pérdida de potencia del motor puede ser a las siguientes causas:

- Falla en el propio motor o turbina.
- Falla de la caldera en caso de turbinas de vapor.
- Problema de operación en el sistema eléctrico (subdivisión desequilibrada del sistema, etc.).

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto si no es a consecuencia de falla mecánica de motor o turbina. Si se mantiene por un tiempo excesivo causa calentamiento excesivo en partes de la turbina.

En caso de que la motorización del generador se deba a falla en el motor o turbina, o falla en la caldera, la protección de potencia inversa tiene función de protección de respaldo a las protecciones de ese equipo que deben haber disparado al generador.

4.11.1.-BASE DE OPERACIÓN.

El relevador de potencia inversa empleado en generadores movidos por turbinas de vapor es trifásico, tipo copa de inducción, de alta sensibilidad, y equipado con un elemento auxiliar de tiempo.

Para generadores movidos por turbinas hidráulicas, turbinas de gas o motores de combustión interna se pueden utilizar relevadores monofásicos del tipo de disco de inducción, que tienen demora inherente de tiempo inverso.

La diferencia se debe a que las turbinas de vapor tienen pérdidas mecánicas muy bajas, del orden de 1 % de su potencia nominal. Para los demás tipos de motores la potencia para motorizar es mayor de 10% de su potencia nominal.

El relevador de potencia inversa trifásico tiene las conexiones siguientes: figura 47.

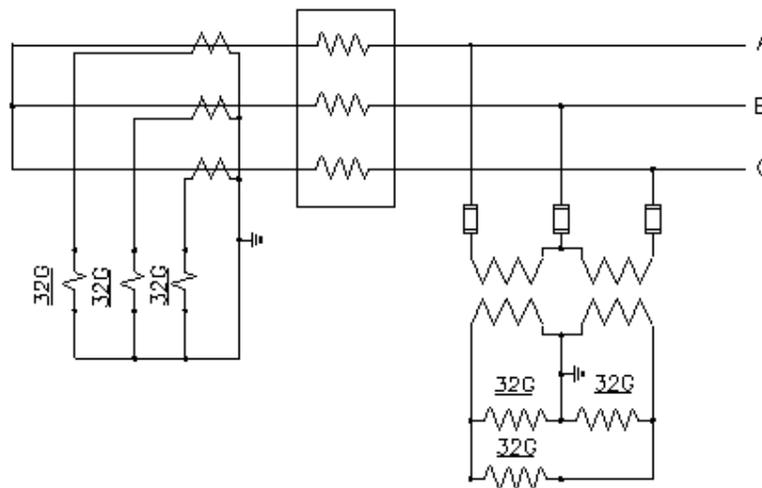


Figura 47. Relevador de potencia inversa trifásico

Los relevadores monofásicos pueden tener conexión de 0°, 30° ó 60° según el fabricante y modelo del relevador empleado.

4.11.2.-CARACTERÍSTICAS DEL RELEVADOR

El relevador trifásico empleado para generadores movidos por turbinas de vapor tiene característica de tiempo constante, mientras que los relevadores monofásicos son de tiempo inverso. Ver figura 48

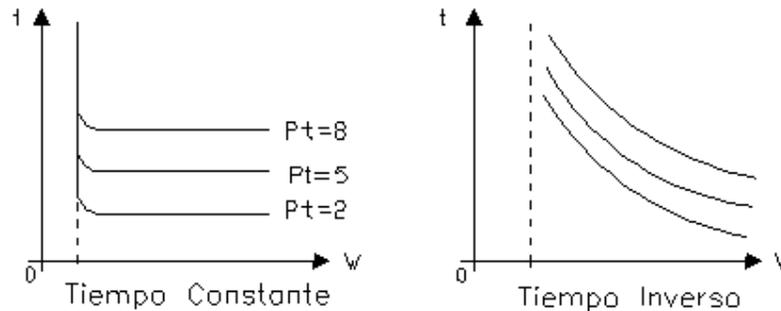


Figura 48. Relevadores de tiempo constante y tiempo inverso

Los relevadores monofásicos generalmente tienen taps, que permiten ajustar su potencia de arranque, mientras que los relevadores trifásicos tienen arranque fijo en 2 Watts ó 5 Watts según el modelo.

4.11.3.-AJUSTES.

- Arranque .- Se recomienda ajustar el Tap, en caso de que el relevador lo tenga, a 50% de la potencia mínima de motorización estimada del motor o turbina.
- Tiempo.- Para turbinas de vapor se recomienda un tiempo del orden de 5 segundos.

En el caso de emplearse relevadores monofásicos, de tiempo inverso, se sugieren tiempos de 2 a 10 segundos para la potencia de motorización estimada. La protección de potencia inversa debe disparar un relevador auxiliar de reposición manual, el cual a su vez disparará:

Interruptor de Generador (52G).

Interruptor de Auxiliares (52A).

Interruptor de Campo (41).

Válvula de Paro de Turbina o Motor (65SD).

Válvula de Corte de Combustible a la Caldera, en su caso.

Alarma "Falla de Turbina".

Se recomienda emplear un relevador auxiliar por separado para ésta protección y todas las demás que operan a consecuencia de fallas en la turbina o motor. Este relevador se designa como 86M.

El empleo del relevador auxiliar 86M tiene las siguientes ventajas:

- 1.- Indicación más precisa de la causa del disparo.
- 2.- Permite emplear el "disparo después de descarga" en el caso de fallas mecánicas.

4.11.4.-APLICACIÓN.

- 1.- Conexiones.- Deben revisarse muy cuidadosamente la polaridad y la secuencia de fases.
- 2.- Tiempo.- Ocasionalmente se observan disparos equivocados durante oscilaciones del sistema, en esos casos conviene aumentar el ajuste de tiempo en lugar de reducir la sensibilidad.

4.12.-PROTECCIÓN DE RESPALDO DEL SISTEMA

La protección de respaldo del sistema como es aplicada a la protección del generador, consiste de relés con retardo de tiempo para detectar fallas en el sistema que no han sido adecuadamente aisladas por los relés de protección primaria, requiriendo el disparo del generador. Esta sección cubre los tipos básicos de protección de respaldo que son ampliamente usados para generadores síncronos. Los tipos de relevadores de protección usados, sus propósitos y consideraciones de ajuste son discutidos, así como las consecuencias de no tener esta protección instalada.

La protección de respaldo del sistema como es aplicada a la protección de generadores consiste de protección con retardo de tiempo para condiciones de falla línea a tierra y multi-fase. Los esquemas de protección de respaldo del generador son usados para proteger contra fallas del sistema de protección primaria y unas fallas en el sistema librado con mucho tiempo. El objetivo en este tipo de esquemas de relés es la seguridad. Puesto que estas condiciones son el sistema de potencia, los ajustes de los relevadores para respaldo deben ser lo suficientemente sensitivos para detectar las mismas. Los ajustes oscilan entre sensibilidad y seguridad del generador.

La figura 49 y 49a muestra los tipos básicos de protección de respaldo usados en generadores síncronos conectados en unidad o directamente conectados.

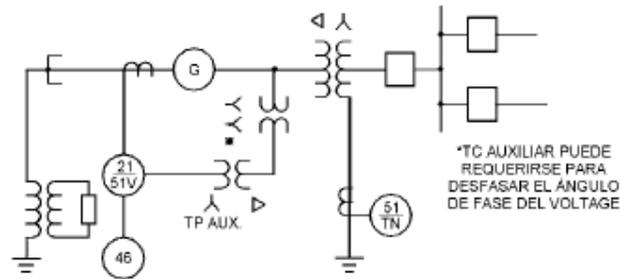


Figura 49. Aplicación de los relevadores de respaldo del sistema-arreglo unitario generador transformador

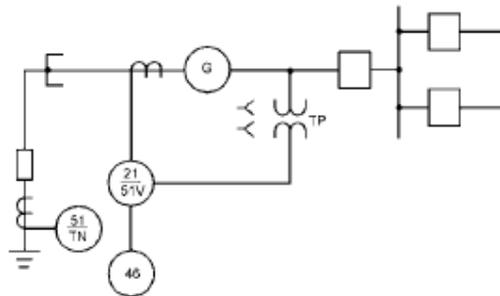


Figura 49a. Aplicación de relevadores de respaldo de sistema-generador conectado directamente al sistema

La protección de respaldo es generalmente dividida en protección de respaldo para fallas entre fases y protección de respaldo para fallas a tierra. La protección para fallas entre fases es dada por los relés 21, 51 ó 51V. La protección de falla a tierra es dada por el relevador 51N conectado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. El relé de secuencia negativa 46 proporciona protección para fallas a tierra y de desbalance de fases, pero no para fallas trifásicas balanceadas.

4.12.1.-PROTECCIÓN DE FALLA ENTRE FASES.

Como se muestra en la figura 49 y 49a, los transformadores de corriente para protección de fallas entre fases son normalmente del lado neutro del generador para proporcionar protección adicional de respaldo para el generador. Los transformadores de potencial son conectados de lado bus del generador. La protección de respaldo es con retardo de tiempo para asegurar la coordinación con los relevadores primarios del sistema.

La protección de respaldo de fase se proporciona normalmente por dos tipos de relevadores: sobre-corriente y distancia. La protección de respaldo de sobre-corriente es usada cuando las líneas son protegidas con relevadores de sobre-corriente, y la protección de distancia se utiliza cuando las líneas son protegidas con relevadores de distancia de fase. Los relevadores de respaldo de sobre-corriente son difíciles de coordinar con relevadores de distancia de línea, debido a los cambios en el tiempo de disparo para relevadores de sobre-corriente para diferentes condiciones del sistema.

Los relevadores de respaldo de fase (51V y 21) deben ser supervisados por un relevador de balance de tensión para prevenir disparo en falso por pérdida de potencial o circuito abierto de la bobina de potencial. Cuando estos relés se aplican como disparo primario para unidades pequeñas, ellos deben diseñarse para disparar sobre la pérdida de

potencial. Esto se hace normalmente usando un relevador de balance de tensión para comparar la salida de dos grupos de transformadores de potencial conectados a las terminales del generador.

La protección de respaldo para fallas de fase también proporciona protección de respaldo para el generador y el transformador elevador antes de que el generador sea sincronizado al sistema. Una nota general, las corrientes de falla del generador pueden decaer rápidamente durante condiciones de baja tensión creadas por una falla cercana. En estas aplicaciones, la curva de decremento de la corriente de falla para el generador/excitador debe ser revisada cuidadosamente para las constantes de tiempo y corrientes.

4.12.2.-RESPALDO DE SOBRECORRIENTE DE FASE

El tipo más simple de protección de respaldo es el relevador de sobre-corriente 51. El relevador 51 debe ser ajustado arriba de la corriente de carga y tener suficiente retardo de tiempo para permitir las oscilaciones del generador. Al mismo tiempo, debe ser ajustado lo suficientemente bajo para disparar con falla de fases remota para varias condiciones del sistema. En muchos casos, el criterio de ajuste confiable no puede cumplirse sobre un sistema real. Las más recientes investigaciones de las prácticas de respaldo del generador encuentran mínimas aplicaciones del respaldo de sobre-corriente (51).

El ajuste de pickup de este tipo de relé deber ser normalmente de 1.5 a 2.0 veces la corriente nominal máxima del generador para prevenir disparos en falso. Los requerimientos de coordinación usualmente causan que el retardo de tiempo exceda de 0.5 segundos. Puesto que la corriente de falla del generador decae a cerca de la corriente nominal de plena carga de acuerdo a la reactancia síncrona y la constante de tiempo del generador, el ajuste de pickup será muy alto para operar. Únicamente en un número pequeño de aplicaciones los requerimientos de coordinación del sistema y las constantes de tiempo del generador permitirán un ajuste confiable para este tipo de respaldo de sobre-corriente.

El grupo más usado de relevadores de respaldo de sobre-corriente de fase son los relevadores de sobre-corriente controlados o restringidos por tensión (51V). Estos relevadores permiten ajustes menores de la corriente de carga del generador para proporcionar mayor sensibilidad para fallas en el sistema. Los relevadores de sobre-corriente controlado con tensión deshabilita el disparo por sobre-corriente hasta que la tensión cae abajo del nivel ajustado.

Si las tensiones de falla en el generador para fallas remotas están bien abajo de los niveles de tensión de operación normal del generador, la función de sobre-corriente puede ser restringida seguramente por la unidad de tensión del relevador de sobre-corriente con control de tensión. El relevador de sobre-corriente con restricción de tensión cambia el pickup de la unidad de sobre-corriente en proporción a la tensión, lo cual desensibiliza el relevador para corrientes de carga mientras que incrementa la sensibilidad para fallas las cuales abaten la tensión y permite el pickup del relevador.

Estos dos relevadores dependen de una caída de tensión durante la condición de falla para funcionar adecuadamente. Para generadores conectados a un sistema débil, las caídas de tensión para fallas en el sistema podrían no ser lo suficientemente diferentes de

la tensión normal para proporcionar un margen de seguridad. Si esto es cierto, entonces la habilidad de supervisión por tensión de la protección de sobre-corriente no proporcionará la seguridad necesaria y la protección de respaldo debe ser ajustada muy alta para ser efectiva.

La corriente del generador para una falla trifásica es menor para un generador sin carga con el regulador fuera de servicio. Esta es la peor condición usada para ajustar éstos dos tipos de relevadores. Para un relé controlado por tensión el ajuste de pickup debe estar entre 30% - 40% de la corriente de plena carga. Debido a los tiempos de disparo de los relés de sobre-corriente de respaldo son retardados cerca de 0.5 segundos o más, las corrientes en el generador deben ser calculadas usando la reactancia síncrona del generador y la tensión atrás de la reactancia síncrona del generador. Con el regulador fuera de servicio y únicamente carga auxiliar mínima, un valor típico para la tensión atrás de la reactancia síncrona es aproximadamente 1.2 pu. Dada una impedancia típica del generador de 1.5 pu. y una impedancia del transformador elevador de 0.1 pu, la corriente máxima de estado estable será de 0.7 pu. sin regulador de tensión.

La característica típica de un relevador de sobre-corriente restringido por tensión se muestra en la figura 50

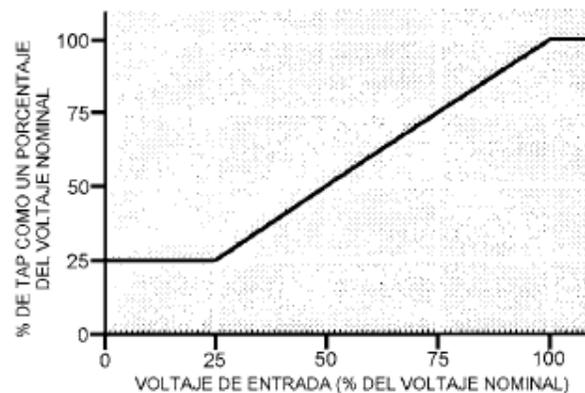


Figura 50. Características del relevador de sobrecorriente con restricción de tensión

El pickup de sobre-corriente restringido por tensión debe ser ajustado a 150% de la corriente nominal del generador con restricción de la tensión nominal. Esto típicamente dará un pickup de 25% de la corriente nominal del generador con restricción de tensión 0%. Esto dará un pickup proporcional para tensiones entre 0% y 100% de la restricción nominal. Note que estos ajustes normalmente no permiten al relé de respaldo proteger para fallas en el bus auxiliar debido a la gran impedancia del transformador de servicio de la estación.

El ajuste de retardo de tiempo está basado sobre el peor caso de coordinación con los relés de protección del sistema. El peor caso es usualmente un disparo con retardo con tiempos de libramiento de falla de interruptor. Para relés de línea con esquema piloto el peor caso usado es justo el disparo retardado debido a un disparo atrasado con falla de interruptor asumiendo una falla del esquema piloto y una falla del interruptor. Esto es usualmente muy conservativo y de muy baja probabilidad. La coordinación es usualmente calculada con restricción de tensión cero. Esto es una idea conservativa puesto que en realidad está presente algo de la tensión de restricción y trabajará para mejorar la coordinación.

Algunos sistemas de excitación del generador usan únicamente transformadores de potencial de potencia (PPT) conectados a los terminales del generador como entrada de potencia al campo de excitación. Estos sistemas de excitación podrían no ser capaces de sostener las corrientes de falla el suficiente tiempo para que los relés de protección de respaldo operen. Esta reducción de corriente debe tomarse en cuenta cuando se ajuste el retardo de tiempo del relé para los sistemas basados en PPT. Ver figura 51

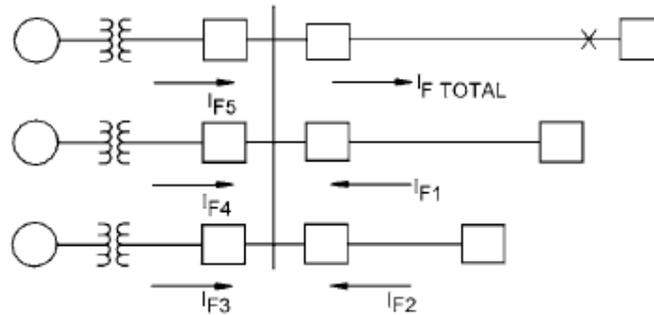


Figura 51. Configuración de un sistema complejo con infeeds múltiples

4.12.3.-RESPALDO DE DISTANCIA DE FASE

El segundo tipo de protección de respaldo de fase es el relé de distancia. De acuerdo a las más recientes investigaciones en las empresas, el relé de distancia es la protección de respaldo de fase más usada. Típicamente se aplica un relé monozónico de distancia con una característica Mho. Si el generador es conectado a través de un transformador elevador delta-estrella a tierra, ciertos relevadores requieren transformadores auxiliares los cuales desfazarán el ángulo de fase del potencial del relevador para igualar con las tensiones del sistema para detectar correctamente las fallas en el sistema.

La aplicación de relevadores de distancia requiere un ajuste de alcance lo suficientemente grande para cubrir una falla por falla de los relés de línea que salen de la subestación. Este ajuste es complicado por los efectos de infeed y diferentes longitudes de línea (figura 51) cuando múltiples líneas conectan el generador al sistema. Los efectos de infeed requieren que el ajuste sea mucho mayor que la impedancia de línea. La coordinación con los dispositivos de protección de línea es usualmente requerida forzando un tiempo el cual es mayor que un tiempo de libramiento de zona dos para la falla en línea. Además de esto, el ajuste debe permanecer conservativamente arriba de la capacidad de la máquina para prevenir disparos inadvertidos con oscilaciones del generador y disturbios severos de tensión. Este criterio normalmente requiere compromisos en la protección deseada para mantener la seguridad del generador.

Existen numerosas consideraciones para ajustar los relés de respaldo de fase. Para aplicaciones donde se requiere protección de alta rapidez del tablero local, una aplicación de zona 2 es requerida con el timer de zona 1 ajustado para coordinar con los relevadores de línea de alta rapidez más el tiempo de falla de interruptor. Este ajuste puede normalmente acomodar infeeds. Sin embargo, existen tres problemas con este ajuste:

- Si las líneas que salen de la subestación son relativamente cortas, la impedancia del transformador elevador podría causar que la zona corta vea más allá de la

protección de línea. Ajuste el relevador con margen para permitir que los errores de impedancia puedan agregar más impedancia al ajuste que la línea corta.

- Un problema de los esquemas de protección con relevadores antiguos sin protección para tensión cero de falla con fallas cercanas causa que la unidad de disparo del relevador no opere. Si no existe la protección para tensión cero de falla sobre el bus del sistema de potencia, se requiere el disparo de alta rapidez del generador para prevenir re-cierre fuera de fase de los relevadores de transmisión del extremo remoto. Los beneficios de tiempos de disparo cortos para fallas dentro de la zona entre los interruptores del generador y el relevador de distancia de respaldo son minimizados por el decremento lento del campo y las características del generador.
- El ajuste de alcance largo debe ser checado para la coordinación con los relevadores del bus auxiliar. El ajuste de alcance largo debe permitir la respuesta del regulador para sobrecargas en el sistema de tiempo corto y permitir la recuperación de oscilaciones del generador. Debido a estas condiciones, los relevadores de distancia deben ajustarse para permitir más del 200% de la capacidad del generador.

4.12.4.-PROTECCION DE RESPALDO DE TIERRA

Para el generador conectado en unidad el relevador es localizado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. En el generador conectado directamente, el relevador de respaldo es conectado a un transformador de corriente en el neutro del generador. En algunas aplicaciones, es ventajoso tener un relevador de respaldo de tierra fuera de línea y en línea. Antes de la sincronización, el relevador de tierra de ajuste bajo en el generador conectado en unidad puede proteger las boquillas de alta tensión del transformador y los conductores a los interruptores del generador con un disparo de alta rapidez. Con el interruptor del generador abierto, no hay necesidad de coordinar con los relevadores del sistema. El generador conectado directo puede tener protección de tierra de alta rapidez para la zona fuera del interruptor del generador en operación fuera de línea. El relevador usado para la protección de respaldo de tierra es un relevador de sobre-corriente de tiempo con una característica de tiempo inverso o muy inverso.

Este relevador fuera de línea debe ser ajustado con un ajuste mínimo. El relevador dentro de línea debe ser ajustado para coordinar con la protección de falla a tierra más lenta del sistema. Se debe poner especial atención para la coordinación con la protección de distancia de tierra sobre las líneas de transmisión. Cualquier falla a tierra con resistencia de arco fuera del alcance del relevador de distancia de tierra, no debe ser vista por los relevadores de respaldo de tierra.

La protección de respaldo de tierra debe operar para fallas a tierra en el extremo de todas las líneas que salen de la subestación. La coordinación requiere que el pickup sea al menos del 15% al 25% mayor que el ajuste del relevador de tierra mayor. Para líneas protegidas con relevadores de distancia de línea, el relevador de respaldo debe ser ajustado arriba del mayor límite de resistencia de falla de los relevadores de distancia de tierra del sistema para proporcionar coordinación.

4.13.-RESPALDO DEL SISTEMA CON EL RELEVADOR DE SECUENCIA NEGATIVA DEL GENERADOR

El relevador de secuencia negativa debe ser ajustado para proteger al generador basado en la capacidad de corriente nominal. Es deseable ajustar el relevador para proteger por desbalances serie en el sistema las cuales requieren el uso de relevadores estáticos sensitivos. Un ajuste bajo le permitirá al relevador de secuencia negativa proteger al generador para condiciones de conductor abierto la cual no podrá ser detectada por cualquier otro relevador de protección.

Las más recientes investigaciones sobre protección de respaldo muestran operaciones mínimas de los relevadores de sobre-corriente de secuencia negativa para fallas en el sistema de potencia. Esto valida la idea que el ajuste de los relevadores de secuencia negativa a la capacidad del generador baja la capacidad continua permitiendo un gran margen de coordinación entre los tiempos de disparo de la protección por falla del sistema y la protección de secuencia negativa del generador. De otra manera, los relevadores de secuencia negativa del generador podrían no ser buen respaldo para fallas en el sistema porque se tendría daño adicional al equipo debido a tiempos de disparo largos antes de que la falla sea librada y subsecuente inestabilidad del generador para los tiempos de libramiento de falla largos. Como se apuntó anteriormente, el relevador de secuencia negativa no protege para fallas trifásicas balanceadas.

4.13.1.-CONSECUENCIAS

Como se estableció, existen reglas en la aplicación de la protección de respaldo del sistema. Las más recientes investigaciones de la industria sobre este tema muestran el riesgo en la seguridad y la sensibilidad.

En la investigación fueron reportadas un total de 46 operaciones de la protección de respaldo. De este total, fueron 26 operaciones correctas y 20 operaciones incorrectas. La protección de respaldo de tierra tiene las menores operaciones incorrectas. Las operaciones de fase y secuencia negativa fueron casi iguales entre correcta e incorrectas. De estas operaciones incorrectas, nueve fueron fallas o mal ajuste del relevador, tres fueron errores de alambrado, tres fueron ajustes incorrectos, tres fueron circuitos de potencial abierto, y una fue error del personal. Estas operaciones incorrectas enfatizan la necesidad de tener cuidado en la aplicación e implementación de la protección de respaldo. Esto también muestra el hecho de que estos esquemas de relevadores son seguros cuando se aplican e implementan correctamente.

La investigación también describe tres eventos que ocurrieron como resultado de no tener relevadores de respaldo. Dos resultaron en un incendio que quemó seis cubículos como consecuencia de una falla de interruptores. El tercero reportó daños al generador como resultado de la operación durante una hora con un polo del interruptor de alta tensión abierto. Otro incidente ligado a la protección de respaldo, fue una falla a tierra librada con mucho tiempo resultante de una operación de falla de interruptor de 230 kV la cual originó un daño en dos rotores de generadores debido a la sensibilidad de los relevadores electromecánicos de secuencia negativa.

4.14.-ENERGIZACIÓN INADVERTIDA DEL GENERADOR

La energización accidental o inadvertida de generadores sincrónicos ha sido problema particular dentro de la industria en años recientes. Un número significativo de máquinas grandes han sido dañadas o, en algunos casos, completamente destruidas cuando fueron energizadas accidentalmente mientras estaban fuera de línea. La frecuencia de estas ocurrencias ha dirigido a los fabricantes de generadores grandes en U.S.A. ha recomendar que el problema sea manejado vía esquemas de relés de protección dedicados.

La energización inadvertida o accidental de grandes generadores-turbina ha ocurrido lo suficientemente frecuente dentro de la industria en años recientes para llegar a ser un tema preocupante. Cuando un generador es energizado mientras esta fuera de línea y girando, o rodando hacia el paro, se convierte en un motor de inducción y puede ser dañado en unos pocos segundos. También puede ocurrir daño en la turbina. Un número significativo de máquinas grandes han sido severamente dañadas y, en algunos casos, completamente destruidas. El costo a la industria de tal ocurrencia no es únicamente el costo de la reparación o reemplazo de la máquina dañada, sino además el costo sustancial de la compra de potencia de reemplazo durante el periodo en que la unidad está fuera de servicio. Errores de operación, arcos de contactos del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control o una combinación de estas causas han dado como resultado que el generador llegue a ser energizado accidentalmente mientras está fuera de línea.

4.14.1.-ERRORES DE OPERACIÓN

Los errores de operación se han incrementado en la industria porque las centrales generadoras de alta tensión han llegado a ser más complejas con el uso de configuraciones de interruptor y medio y bus en anillo. La figura 52 y 52a muestra los diagramas unifilares para estas dos subestaciones.

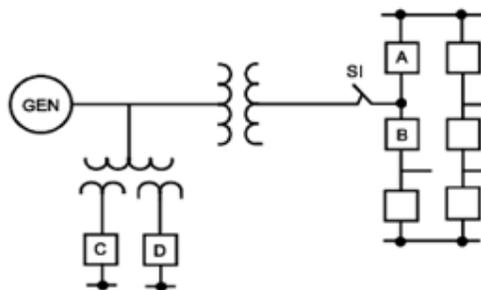


Figura 52. Subestacion típica de interruptor y medio

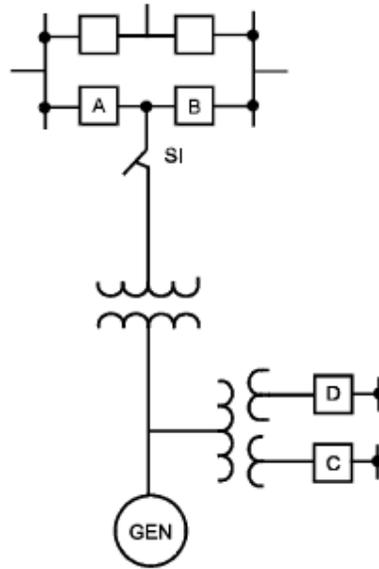


Figura 52a. Subestación típica de bus en anillo

Estos diseños de subestaciones proporcionan suficiente flexibilidad para permitir que un interruptor de generador de alta tensión (A ó B) sea sacado de servicio sin también requerir que la unidad sea removida de servicio. Las cuchillas des-conectoras de los interruptores (no mostradas) están disponibles para aislar al interruptor para reparación. Cuando la unidad está fuera de línea, sin embargo, los interruptores del generador (A y B) son generalmente regresados a servicio como interruptores de bus para completar una fila en una subestación de interruptor y medio o completar un bus en anillo. Esto da como resultado que el generador sólo está aislado del sistema únicamente a través de una cuchilla des-conectora de alta tensión (S1). Aislamiento adicional del sistema de potencia puede ser proporcionado removiendo los tirantes (straps) del generador u otros dispositivos de seccionalización en el bus de fase aislada del generador. Generalmente, estos dispositivos del bus de fase aislada son abiertos para proporcionar libramientos o aislamientos seguros para salidas prolongadas de la unidad. Existen muchas situaciones en las cuales la cuchilla si proporciona el único aislamiento entre la máquina y el sistema. Aún con inter-bloqueos entre los interruptores del generador (A y B) y la cuchilla S1 para prevenir el cierre accidental de la cuchilla, ha sido registrado un número significativo de casos de unidades energizadas accidentalmente a través de esta cuchilla S1 mientras están fuera de línea. Una complicación de este problema es la posibilidad de que algunas o todas las protecciones del generador, por una u otra razón, puedan estar deshabilitadas durante este periodo.

Otra trayectoria para la energización inadvertida de un generador es a través del sistema de auxiliares de la unidad por el cierre accidental de los interruptores del transformador auxiliar (C ó D). Debido a la mayor impedancia en esta trayectoria, las corrientes y el daño resultante son mucho menores que los experimentados por el generador cuando es energizado desde el sistema de potencia.

4.15.-ARQUEO DE LOS CONTACTOS DEL INTERRUPTOR

El esfuerzo dieléctrico extremo asociado con los interruptores de A.T. y E.A.T. y el pequeño espaciado de aire entre contactos asociados con sus requerimientos de interrupción de alta rapidez pueden conducir al arqueo de contactos. Este arqueo de contactos (generalmente uno o dos polos) es otro método por el cual los generadores han sido energizados inadvertidamente. El riesgo de un arqueo es mucho mayor justo antes de la sincronización o justo después de que la unidad es removida de servicio. Durante este periodo, la tensión a través del interruptor de generador abierto puede ser dos veces el normal según la unidad se deslice angularmente con el sistema. Una pérdida de presión en algunos tipos de interruptores de A.T. y E.A.T. durante este período pueden resultar en el arqueo de uno o dos polos del interruptor, energizando al generador y causando un flujo significativo de corriente des-balanceada dañina en los devanados del generador. Esta única condición de falla de interruptor debe ser rápidamente detectada y aislada para prevenir un daño mayor al generador. Máquinas grandes conectadas al sistema a través de interruptores de generador de media tensión han sido también energizadas inadvertidamente. El uso de estos interruptores de media tensión permite mayor flexibilidad de operación que la configuración tradicional de conexión en unidad. La figura 53 muestra un diagrama unifilar típico para este diseño.

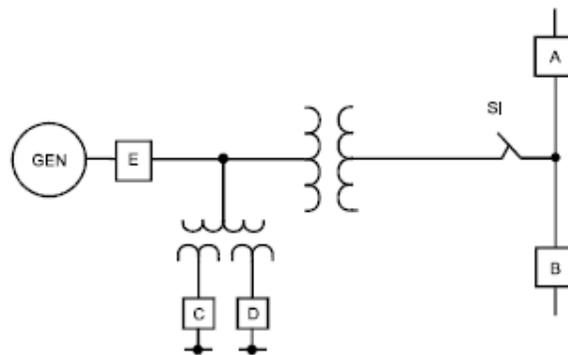


Figura 53. Subestación con interruptor de generador en baja tensión

Cuando el generador está fuera de línea, el interruptor E es abierto para proporcionar aislamiento del sistema. Esto permite que el transformador auxiliar de la unidad permanezca energizado y llevando carga cuando el generador está fuera de servicio y proporciona potencial para el arranque cuando el generador va a ser puesto en línea. Han sido reportados casos de cierre accidental del interruptor E y arcos de polos resultantes de pérdida de la capacidad dieléctrica.

4.16.-RESPUESTA DEL GENERADOR A LA ENERGIZACIÓN INADVERTIDA.

4.16.1.-RESPUESTA DEL GENERADOR A ENERGIZACIÓN TRIFÁSICA

Cuando un generador es energizado accidentalmente con la tensión trifásica del sistema mientras está girando, se convierte en un motor de inducción. Durante la energización trifásica en parada, un flujo rotatorio a frecuencia síncrona es inducido en el rotor del generador. La corriente resultante en el rotor es forzada hacia las trayectorias sub-transitorias en el cuerpo del rotor y los devanados de amortiguamiento (si existen) similares a las trayectorias de la corriente del rotor para corrientes de secuencia negativa en el estator durante el generador en una fase. La impedancia de la máquina durante este gran intervalo de deslizamiento es equivalente a su impedancia de secuencia negativa ($R_{2G} + jX_{2G}$). La componente resistiva de la impedancia es usualmente despreciada. La reactancia de secuencia negativa de la máquina es aproximadamente igual a $(X''d + X''q)/2$. La tensión y la corriente en terminales de la máquina durante este periodo será una función de la impedancia del generador, el transformador elevador y del sistema. Cuando un generador es energizado inadvertidamente, la corriente del estator induce corrientes de grandes magnitudes en el rotor, causándole rápido calentamiento térmico. Esta corriente del rotor es inicialmente a 60 Hz, pero disminuye en su frecuencia según se incrementa la velocidad del rotor debido a la acción de motor de inducción.

Si el generador está conectado a un sistema fuerte, las corrientes iniciales en el estator estarán en el rango de tres a cuatro veces su capacidad y la tensión en terminales estará en el rango de 50-70% del nominal, para valores típicos de impedancias de generador y transformador elevador. Si el generador está conectado a un sistema débil, la corriente en el estator podría únicamente ser una o dos veces su capacidad y la tensión en terminales únicamente 20-40% del nominal. Cuando el generador es energizado inadvertidamente desde su transformador auxiliar, la corriente en el estator será del rango de 0.1 a 0.2 veces su capacidad debido a las grandes impedancias en esta trayectoria. El circuito equivalente mostrado en el apéndice I puede ser usado para determinar aproximadamente las corrientes y tensiones iniciales de la máquina cuando un generador es energizado desde el sistema de potencia.

4.16.2.-RESPUESTA DEL GENERADOR DEBIDO A ENERGIZACIÓN MONOFÁSICA

La energización monofásica de un generador con la tensión del sistema de potencia mientras está en reposo sujeta al generador a una corriente des-balanceada significativa. Esta corriente causa flujo de corriente de secuencia negativa y calentamiento térmico del rotor similar al causado por la energización trifásica. No existirá un par de aceleración significativa si la tensión aplicada al generador es monofásica y la unidad está esencialmente en reposo. Corrientes de secuencia positiva y negativa fluirán en el estator y ellas inducirán corrientes de aproximadamente 60 Hz en el rotor. Esto produce campos magnéticos en dirección opuesta sin generar esencialmente un par de aceleración neto. Si la tensión monofásica es aplicada cuando la unidad no está en reposo sino, por ende, a velocidad media nominal, el par de aceleración debido a la corriente de secuencia positiva será mayor que el par de des-aceleración debido a la corriente de secuencia negativa y la

unidad se acelerará. El arqueo del interruptor es la causa más frecuente de la energización inadvertida monofásica.

Esta situación es más fácil que ocurra justo antes de la sincronización o justo después de que la unidad es removida de servicio cuando la tensión de la máquina y el sistema esta 180° fuera de fase. La magnitud de la corriente del estator puede ser calculada usando el circuito equivalente de componentes simétricas para un generador conectado al sistema de potencia a través de un transformador elevador delta-estrella a tierra.

4.16.3.-DAÑOS EN EL GENERADOR DEBIDO A LA ENERGIZACIÓN INADVERTIDA

El efecto inicial de la energización inadvertida de un generador desde el reposo o cuando está rodando es el rápido calentamiento en las trayectorias del hierro cerca de la superficie del rotor debido a la corriente inducida en el estator. Estas trayectorias principalmente consisten de las cuñas, hierro del rotor y anillos de retención. La profundidad de la penetración de la corriente es una fracción de pulgada, considerablemente menor de la profundidad de los devanados del rotor. Los contactos entre estos componentes son puntos donde una rápida elevación de la temperatura ocurre, debido principalmente al arqueo.

Las cuñas, por ejemplo, tienen poca carga "clamping" en reposo, resultando en arqueo entre ellas y el hierro del rotor. El calentamiento por arqueo comenzará a fundir los metales, y podría causar que las cuñas sean debilitadas al punto de fallar de inmediato o eventualmente, dependiendo del tiempo de disparo para librar el incidente de la energización inadvertida. Si ocurre daño a los devanados del rotor, podrían ser daños mecánicos debido a la pérdida de las cuñas de soporte, en lugar del calentamiento. Debido a la baja profundidad de la penetración de la corriente, los devanados del rotor podrían no experimentar una elevación de temperatura excesiva y, por lo tanto, podrían no ser dañados térmicamente.

El calentamiento generalizado de la superficie del rotor a una temperatura excesiva se propaga a las áreas descritas, pero si el disparo es retrasado el rotor será dañado y no se podrá reparar. Las magnitudes de corriente en el estator durante este incidente están generalmente dentro de su capacidad térmica; sin embargo, si ocurre un calentamiento sostenido del rotor, las cuñas u otras partes del rotor podrían romperse y dañar al estator. Esto podría dar como resultado la pérdida del generador entero.

El tiempo en el cual el daño del rotor ocurre puede ser calculado aproximadamente usando la ecuación para la capacidad de secuencia negativa de corto tiempo del generador. Cuando la máquina está en o cerca del reposo y es energizado inadvertidamente desde una fuente trifásica o monofásica, el valor de $IK t I_{22}^2$ usada en esta fórmula es la magnitud en por unidad de la corriente de fase del generador fluyendo en los devanados de la máquina. Si el generador es energizado desde una fuente monofásica en o cerca de la velocidad de sincronismo, debe ser usada la componente de secuencia negativa de la corriente.

En el caso de las unidades cross-compound, campo suficiente es aplicado a una velocidad muy baja para mantener a los generadores en sincronismo. La aplicación inadvertida de tensión trifásica intentará arrancar a ambos generadores como motores de

inducción. El riesgo térmico al rotor es el mismo que cuando no se aplica el campo y es agravado por la presencia de corriente en el devanado de campo del rotor.

4.17.-RESPUESTA DE LA PROTECCIÓN CONVENCIONAL DEL GENERADOR A LA ENERGIZACIÓN INADVERTIDA

Existen varios relevadores usados en el esquema de protección que podrían detectar, o pueden ser ajustados para detectar, la energización inadvertida. Ellas son:

- Protección de pérdida de campo.
- Relevador de potencia inversa.
- Relevador de secuencia negativa.
- Falla de interruptor.
- Relevadores de respaldo del sistema.

4.17.1.-PROTECCIÓN DESHABILITADA

La protección para la energización inadvertida necesita estar en servicio cuando el generador está fuera de servicio. Esto es lo opuesto de la protección normal. Frecuentemente, las empresas deshabilitan la protección del generador cuando la unidad está fuera de línea para prevenir el disparo de los interruptores del generador los cuales han sido regresados al servicio como interruptores de bus en subestaciones con interruptor y medio y bus en anillo. También es una práctica de operación común remover los fusibles de los transformadores de potencial (TP's) del generador como una práctica de seguridad cuando el generador es removido de servicio. Esto deshabilita a los relevadores dependientes de la tensión para proporcionar protección contra la energización inadvertida.

Muchas empresas usan contactos auxiliares (52 a) de las cuchillas desconectoras de alta tensión del generador para deshabilitar automáticamente la protección del generador cuando la unidad está fuera de línea lo que puede evitar que estos relés operen como protección contra la energización inadvertida. En muchos casos, los ingenieros no reconocen esta falla de la protección.

4.17.2.-RELEVADOR DE PÉRDIDA DE CAMPO

Los relevadores de pérdida de campo dependen de la tensión. Si la fuente de tensión es desconectada cuando la unidad está fuera de línea, este relé no operará. También debe notarse que el relé de pérdida de campo es muchas veces sacado de servicio por un switch des-conector y/o contactos 52 a de interruptor cuando la máquina está fuera de línea. Por lo tanto, dependiendo de cómo ocurre la energización inadvertida, la protección de pérdida de campo podría estar deshabilitada.



4.17.3.-RELEVADORES DE POTENCIA INVERSA

El nivel de potencia resultante de la energización inadvertida generalmente está dentro del rango de pickup del relevador de potencia inversa. El disparo de este relevador es bastante retardado (normalmente 30 segundos o más) el cual es un tiempo muy grande para prevenir daño al generador. En algunos tipos de estos relevadores, este retardo de tiempo es introducido a través de un timer operado con tensión de CA. cuyo nivel de pickup requiere que esté presente el 50% de la tensión nominal en terminales. Si la tensión en terminales del generador está abajo de este nivel, el relé no operará. Si la fuente de potencia es desconectada, el relé de potencia inversa es también inhibido.

4.17.4.-RELEVADORES DE SECUENCIA NEGATIVA

Es práctica común proporcionar protección al generador contra condiciones de desbalance externo que podrían dañar a la máquina. Esta protección consiste de un relevador corriente-tiempo el cual responde a la corriente de secuencia negativa. Dos tipos de relevadores son usados para esta protección: Un relevador de sobre-corriente de tiempo electromecánico y un relevador estático con una característica de sobre-corriente de tiempo que iguala la curva de capacidad I del generador.

El relevador electromecánico fue diseñado principalmente para proporcionar protección a la máquina contra fallas des-balanceadas en el sistema, no libradas. El pickup de corriente de secuencia negativa de este relevador es generalmente 0.6 p.u. de la corriente de plena carga nominal. Los relevadores estáticos son mucho más sensitivos y son capaces de detectar y disparar para corrientes de secuencia negativa abajo de la capacidad continua del generador. El relevador de secuencia negativa estático, por lo tanto, detectará energizaciones inadvertidas monofásicas para muchos casos. La respuesta del relé electromecánico debe ser checada para asegurar que su ajuste sea suficientemente sensitivo, especialmente en aplicaciones en las cuales la unidad es conectada a un sistema débil. El disparo de estos relevadores podría ser supervisado por contactos 52 a de la cuchilla o interruptor de alta tensión lo cual podría dejarlo inoperativo para eventos de arqueo del interruptor cuando el interruptor está abierto mecánicamente. K t 22=

4.18.-PROTECCIÓN DE FALLA DE INTERRUPTOR DEL GENERADOR

La falla de interruptor de generador debe ser iniciada para aislar un generador por una condición de energización inadvertida debido al arqueo del interruptor. Un diagrama funcional para un esquema típico de falla de interruptor de generador se muestra en la figura 54.

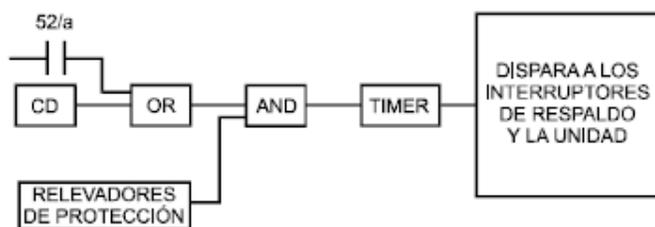


Figura 54. Logica de falla del interruptor del generador

Cuando los relevadores de protección del generador detectan una falla interna o una condición anormal, intentarán disparar a los interruptores del generador y al mismo tiempo iniciar el(los) timer(s) de falla de interruptor. Si el(los) interruptor(es) no libra la falla o condición anormal en un tiempo especificado, el timer disparará a los interruptores de respaldo necesarios para remover el generador del sistema. El detector de corriente (CD) o el contacto del interruptor (52a) son usados para detectar que el interruptor ha abierto exitosamente. El contacto 52 a de interruptor debe ser usado en este caso puesto que existen fallas y/o condiciones anormales del generador las cuales no producirán suficiente corriente para operar al detector de corriente (CD). Si uno o dos polos de un interruptor arquean para energizar un generador, dos condiciones deben ser satisfechas para iniciar la falla de interruptor:

- El arco debe ser detectado por un relevador de protección del generador que pueda inicializar al relevador de falla de interruptor (BFI).
- El detector de corriente de falla de interruptor (CD) debe ser ajustado con suficiente sensibilidad para detectar la condición de arco.



Interruptor de maquina

4.18.1.-RELEVADORES DE RESPALDO DEL SISTEMA

Relevadores de impedancia o de sobre-corriente controlado o restringido por tensión, usados como protección de respaldo del generador, pueden ser ajustados para

proporcionar detección de la energización inadvertida trifásica. Su operación, sin embargo, debe ser checada comparando sus ajustes con las condiciones esperadas en terminales de la máquina por la energización inadvertida. Estos relevadores tienen asociado un retardo de tiempo para disparar el cual generalmente es muy largo para evitar que el generador sea dañado. Intentos de reducir este tiempo de retardo generalmente resultan en disparo en falso por oscilaciones, estables de potencia o pérdida de coordinación bajo condiciones de falla. También, la operación del tipo particular de relevador usado debe ser revisada para la condición cuando la tensión de polarización o de restricción sea desconectada.

4.19.-ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEDICADOS PARA DETECTAR LA ENERGIZACIÓN INADVERTIDA

Debido a las severas limitaciones de los relevadores convencionales de generadores para detectar la energización inadvertida, han sido desarrollados e instalados esquemas de protección dedicados. A diferencia de los esquemas convencionales de protección, los cuales protegen cuando el equipo está en servicio, estos esquemas proporcionan protección cuando el equipo está fuera de servicio. Así, se debe tener mucho cuidado cuando se implemente esta protección tal que la fuente de C.D. para disparo y las cantidades de entrada al relevador no sean removidas cuando la unidad protegida está fuera de línea.

La juiciosa selección de las fuentes de entrada permite que muchos de estos esquemas, sean aplicados a generadores con interruptor de baja tensión. Cualquiera que sea el esquema de protección para la energización accidental del generador, la protección debe ser conectada para disparar a los interruptores de campo y de alta tensión, disparar los interruptores de auxiliares, iniciar el respaldo por falla del interruptor de alta tensión, y estar implementado de tal forma que no quede deshabilitado cuando la máquina esté fuera de servicio.

4.20.-RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE SUPERVISADO POR FRECUENCIA.

La figura 55 describe un esquema de sobre-corriente supervisado por frecuencia diseñado específicamente para detectar la energización accidental. El esquema utiliza un relevador de frecuencia para supervisar la salida de disparo de los relevadores de sobre-corriente instantáneos ajustados sensiblemente. Los relevadores de sobre-corriente son automáticamente armados por el relevador de frecuencia si la unidad está fuera de línea y permanece armado mientras la unidad está apagada. Para asegurar la confiabilidad del disparo de alta rapidez, los relevadores de sobre-corriente deben ser ajustados a un 50% ó menos de la corriente mínima vista durante la energización accidental. El relevador de frecuencia (81) usado para identificar cuando el generador está fuera de línea debe tener un punto de ajuste bien abajo de cualquier frecuencia de operación de emergencia. Sus contactos de salida también deben permanecer cerrados cuando la tensión es cero. El relevador de balance de tensión (60) previene operaciones incorrectas debido a la pérdida de potencia del relevador de frecuencia bajo condiciones normales de operación.

Cuando el generador es sacado de línea, la frecuencia de la máquina caerá abajo del punto de ajuste del relevador de frecuencia. El relevador de frecuencia energizará el relevador auxiliar 81x a través del contacto normalmente cerrado del relevador de balance de tensión. Un contacto del relevador auxiliar 81 x se cerrará entonces para habilitar el

circuito de disparo de los relevadores de sobre-corriente. El esquema de protección es así armado y permanece armado todo el tiempo que la unidad está fuera. Aún si la fuente de potencial de C.A. es desconectada mientras que el generador está fuera por mantenimiento, el contacto del relé de frecuencia debe permanecer cerrado, permitiendo así el disparo por sobre-corriente de alta rapidez. Cuando el generador sea energizado accidentalmente, el relevador de frecuencia abrirá sus contactos, pero el retardo de tiempo al dropout del relevador auxiliar 81 x permitirá el disparo por sobre-corriente.

Quando el generador es acelerado para estar listo para conectarlo, la frecuencia de la máquina excede la frecuencia del punto de ajuste del relevador. El relevador de frecuencia opera y desenergiza el relé auxiliar 81x. Este, después de que transcurre su retardo de tiempo de dropout, desarma el circuito de disparo de los relevadores de sobre-corriente. El esquema de sobre-corriente supervisado por frecuencia no proporcionará protección para un arqueo del interruptor de generador de alta tensión justo antes de la sincronización cuando la máquina está en o cerca de su velocidad nominal con el campo aplicado. Protección adicional, como se describe en la siguiente sección, debe ser instalada para esta situación.

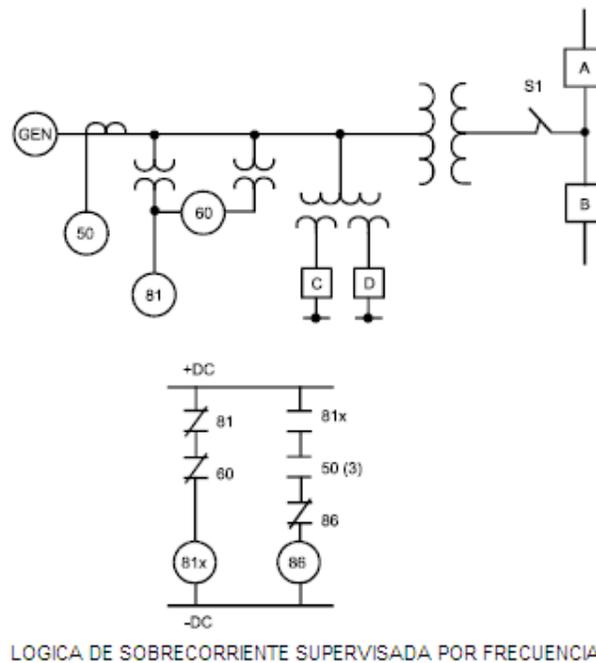


Figura 55. Esquema de sobre-corriente supervisado por frecuencia

4.21.-RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE SUPERVISADOS CON TENSIÓN

La figura 56 muestra un esquema de sobre-corriente supervisado con tensión el cual está diseñado para detectar la energización accidental. Este esquema utiliza relevadores de tensión (27-1 y 27-2) para supervisar del relevador estático de sobre-corriente de fase instantáneo (50) de alta rapidez, para proporcionar protección contra la energización inadvertida. Los relevadores de sobre-corriente son armados automáticamente cuando la

unidad está fuera de línea y permanecen armados mientras la unidad está fuera. Ellos son removidos automáticamente de servicio cuando la unidad está en línea.

Las unidades de sobre-corriente se ajustan para responder a corrientes del 50% ó menos de la corriente mínima vista durante la energización accidental. Los relevadores de baja tensión (27-1 y 27-2) habilitan y deshabilitan a los detectores de corriente (50) vía los relevadores de retardo de tiempo (62-1 y 62-2). Dos relevadores 27 son alimentados de transformadores de tensión separados para prevenir la mala operación que puede resultar de la pérdida de una fuente de potencial. Un relevador de retardo de tiempo (62-3) y un relé alarma detector de tensión (74-1) son usados para alarmar esta situación. Los relés de tensión 27-1 y 27-2 son generalmente ajustados en aproximadamente el 85% de la tensión nominal. El timer 62-1 deshabilita el disparo por relevadores de sobre-corriente (50) después de que la tensión regresa a la normalidad antes de la sincronización. El timer 62-2 habilita el disparo por sobre-corriente cuando la tensión cae abajo del 85% del normal cuando la máquina es removida de servicio. El timer 62-2 es ajustado con suficiente retardo (generalmente dos segundos) para prevenir que habilite a los relevadores de sobre-corriente para fallas en el sistema de potencia o en los auxiliares de la unidad las cuales podrían llevar la tensión en terminales de la máquina abajo del nivel de 85%. El esquema se repondrá cuando el campo del generador es aplicado para desarrollar su tensión nominal antes de la sincronización. Así, el arqueo del interruptor de alta tensión del generador justo antes de la sincronización no será detectado. Protección adicional, como se describirá a continuación,, debe ser instalada para esta situación.

Para mejorar la integridad de este esquema, han seleccionado instalarlo en el lado de alta tensión usando TC's y C.D. localizadas en esta área. Otros han seleccionado ubicarlo en la planta e instalarlo de tal forma que no sea desconectado cuando la unidad está fuera de línea. Ubicando los TC's en las terminales de la máquina, el relé puede ser ajustado para detectar la energización inadvertida a través del transformador de auxiliares. La referencia 5 proporciona una descripción detallada del esquema de sobre-corriente supervisado con tensión.

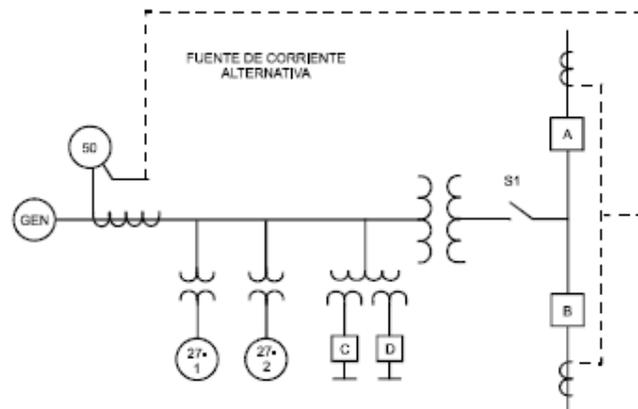
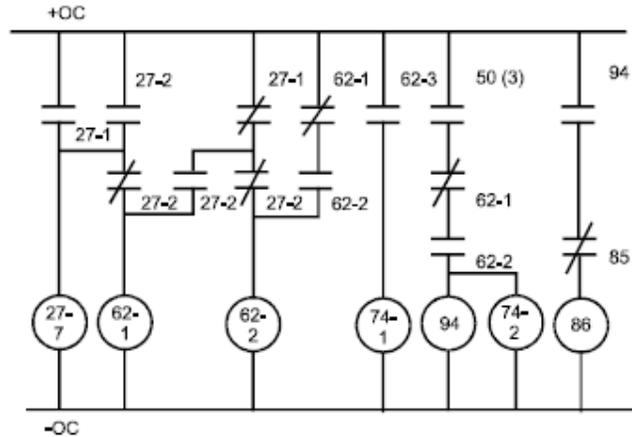


Figura 56. Esquema de sobre-corriente supervisado con tensión



- 27 - Relés de baja tensión, instantáneos, estáticos.
 - 50 - Tres relés de sobrecorriente, instantáneos, estáticos.
 - 62 - Relés con retardo de tiempo ajustable.
 - 74 - Relés de alarma, de armadura, auto-reseteables, con banderas.
 - 86 - Relé de bloqueo, dispara a los interruptores del generador e inicializa el timer de falla de interruptor.
 - 94 - Relé de disparo, de armadura, de alta rapidez.
- LOGICA DE SOBRECORRIENTE SUPERVISADA POR TENSION

4.22.-RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL

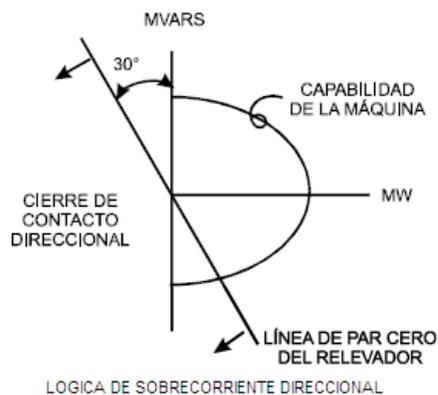
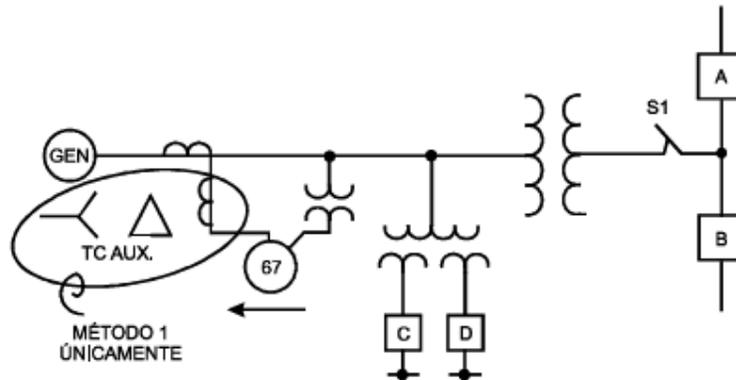


Figura 57. Relevadores de sobre-corriente de tiempo inverso direccionales

El esquema dibujado en la figura 57 emplea tres relevadores de sobre-corriente de tiempo inverso direccionales. Las señales de tensión y corriente son obtenidas de las terminales del generador. Se usan dos diferentes métodos.



Método 1. Relevador con alta sensibilidad

El método 1 usa un relevador que tiene máxima sensibilidad cuando la corriente aplicada al relevador adelanta a la tensión por 30° . Para asegurar que la capacidad de carga sub-excitada de la máquina no este dispereja apreciablemente, la conexión de 60° ($I_A - I_B$ y V_{AC}) es usada.

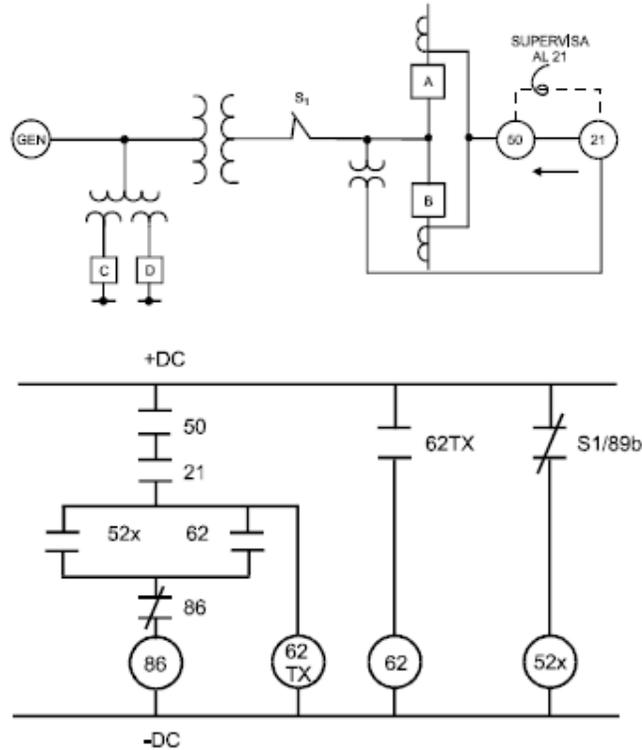
Se requieren TCs conectados en delta o TCs auxiliares, o TP's conectados línea a tierra podrían ser aplicados. El ajuste usado podría involucrar un compromiso entre la sensibilidad deseada y un ajuste en el cual el relevador no sea dañado térmicamente por la máxima corriente de carga continua. El método 2 usa un relevador que tiene máxima sensibilidad cuando la corriente aplicada al relevador adelanta a la tensión por 60° . Una conexión de 90° al relevador (I_A y V_{BC}) permitirán que la operación sub-excitada adecuada sea lograda. Algunos relevadores de este tipo tienen una sensibilidad fija de 0.5 Amperes y una capacidad continua de 5.0 Amps. Generalmente se ajustan para operar en 0.25 segundos a 2 veces la corriente nominal del generador. Los relevadores de sobre-corriente direccional (67) debe disparar a los interruptores del generador e inicializar el timer de falla de interruptor. Este esquema depende de que el potencial esté presente para su adecuada operación. Por lo tanto, si el procedimiento de operación de la compañía requiere quitar los fusibles de los TP's del generador por seguridad cuando la unidad es sacada de servicio, este esquema no debe ser aplicado.

4.23.-RELEVADORES DE IMPEDANCIA

Este es un esquema desarrollado el cual usa relevadores de impedancia localizados en el tablero de alta tensión los cuales son polarizados para "ver hacia" la máquina como se muestra en la figura 58. El relevador de impedancia se ajusta para detectar la suma de la reactancia del transformador elevador y la reactancia de secuencia negativa de la máquina ($X_{1T} + X_{2g}$) con un margen apropiado.

En algunos casos, el relevador de impedancia es supervisado por un relevador de sobre-corriente instantáneo para prevenir operación en falso por pérdida de potencial.

Algunas empresas conectan al relevador de impedancia para disparar a los interruptores de alta tensión del generador e iniciar el paro de la unidad sin pensar en que la unidad esté dentro o fuera de línea. El relevador de impedancia generalmente opera para oscilaciones de potencia inestable y requiere un análisis de estabilidad muy completo para asegurarse de que el esquema no disparará con oscilaciones estables. Otras empresas eligen la habilidad del esquema para disparar con alta rapidez únicamente cuando la unidad está fuera de línea y agregan un retardo de tiempo por seguridad cuando la unidad está en línea. La figura 58 es una ilustración de tal esquema. Este proporciona una medida de protección aún si los contactos auxiliares de la cuchilla del generador fallan para habilitar el disparo de alta rapidez. El esquema disparará a la unidad si el campo es aplicado cuando ocurre la energización accidental previendo que la unidad está sustancialmente fuera de fase con el sistema en el momento de la energización. Se requiere protección adicional para la energización monofásica, puesto que un relé de impedancia tiene capacidad limitada para detectar esta condición.

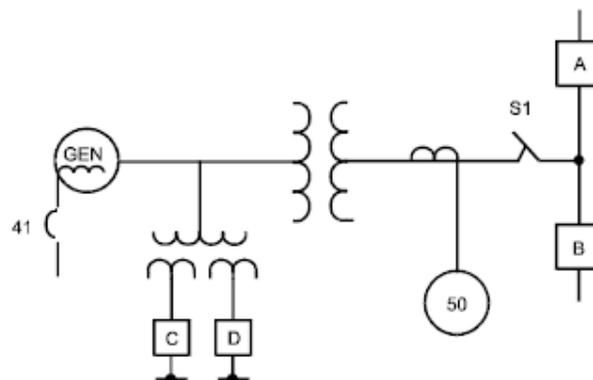


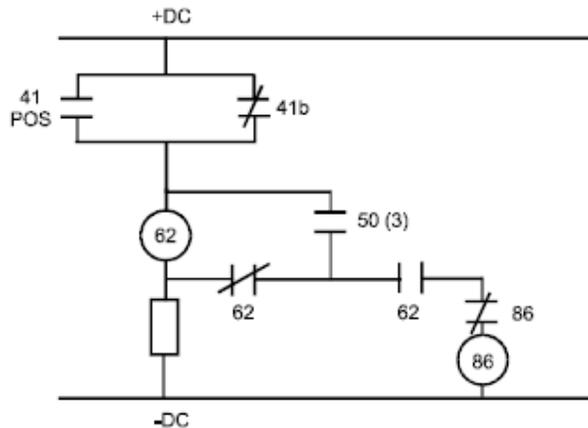
- 50 - Relés de sobrecorriente instantáneo.
 - 21 - Relé de distancia.
 - 62 - Relé con retardo de tiempo ajustable.
 - 62TX - Timer auxiliar.
 - 51/89b - Contacto auxiliar de la cuchilla de alta tensión del generador.
 - 52X - Relé auxiliar - Retardo de tiempo al dropout.
 - 86 - Relé de Bloqueo: Dispara a los interruptores del generador y arranca el timer de falla de interruptor.
- LOGICA DEL RELEVADOR DE IMPEDANCIA

Figura 58. Relevador de impedancia

4.24.-RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE HABILITADOS CON CONTACTO AUXILIAR

El esquema mostrado en la figura 59 usa el contacto auxiliar del interruptor de campo del generador para habilitar y deshabilitar un relé de sobre-corriente para detectar la energización inadvertida cuando la unidad está fuera de línea. Este esquema consiste de tres detectores de corriente de fallas instantáneos, no direccionales los cuales son armados para disparar si el interruptor de campo está abierto o fuera de su rack. Cualquiera de estas condiciones energizará un timer (62) con retardo de tiempo en el pickup y dropout que habilita el esquema. Los relevadores de sobre-corriente son ajustados en 50% ó menos de la corriente mínima vista durante la energización accidental. Para evitar su operación en falso cuando la unidad está en servicio, el esquema está diseñado de tal forma que no es armado a menos que los relevadores de sobre-corriente sean reseteados primero.





- 41 Pos - Cerrado cuando el interruptor de campo está en su rack.
- 41 b - Contacto auxiliar del interruptor de campo.
- 50 - Tres relés de sobrecorriente instantáneos.
- 62 - Timer con retardo de tiempo (ciclos) al pickup y dropout.
- 86 - Relé de bloqueo que dispara a los interruptores del generador e inicializa el timer de falla de interruptor.

LOGICA DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE HABILITADO POR CONTACTO AUXILIAR

Figura 59. Relevadores de sobrecorriente habilitados con contacto auxiliar

Si la unidad está en línea, y los relevadores de sobre-corriente operan debido a la carga, la bobina del relevador 62 es by-paseada para prevenir su operación. Este esquema está diseñado de tal forma que ninguna función de disparo de la unidad asociada con una falla o disparo mecánico lo activará.

Como con algunos otros esquemas descritos, el esquema mostrado en la figura 59 se reseteará cuando el campo sea aplicado a la unidad antes de la sincronización. El esquema no dará protección a bajas RPM de la turbina con el campo dentro. Aunque el campo generalmente no es aplicado abajo de la velocidad síncrona en unidades tandem modernas, las unidades cross-compound requieren sincronización entre unidades a muy bajas RPM. Para asegurar la protección durante el período de la pre-sincronización, es necesario usar el contacto 41b del interruptor de campo principal no el del interruptor de campo de arranque. Además, la excitación debe ser transferida del excitador de arranque al principal antes de la sincronización para evitar un disparo en falso en la sincronización.

4.25.-ESQUEMAS DE PROTECCION DEDICADOS PARA DETECTAR ARQUEOS DEL INTERRUPTOR DEL GENERADOR

Para el arqueo de un polo del interruptor de alta tensión, del generador, re-dispararlo no desenergizará la máquina. La iniciación del relé de falla de interruptor es requerida para disparo local adicional y posiblemente el disparo de los interruptores remotos para

desenergizar al generador. Algunos de los esquemas discutidos antes pueden ser ajustados para detectar arcos del interruptor y proporcionar protección en conjunto con la protección de falla de interruptor del generador. Otros esquemas son inoperativos cuando el generador está cerca de su velocidad y tensión nominales antes de la sincronización y deben ser complementados con protección adicional.

Corrientes des-balanceadas asociadas con el arco del interruptor generalmente causaran que opere el relevador de secuencia negativa. La falla de interruptor será iniciada si los detectores de corriente de falla de interruptor son ajustados con suficiente sensibilidad para detectar la situación. A continuación describiremos los esquemas diseñados específicamente para la rápida detección y aislamiento de esta forma única de falla de interruptor.

4.25.1.-ESQUEMA DE FALLA DE INTERRUPTOR MODIFICADO

Un método usado para acelerar la detección de un arco de interruptor es modificar el esquema de falla de interruptor como se muestra en la figura 60. Un relevador de sobre-corriente instantáneo (50 N) es conectado en el neutro del transformador elevador y se ajusta para responder a un arco de un polo del interruptor de alta tensión. La salida del relé es supervisada por el contacto "b" del interruptor del generador proporcionando un arranque auxiliar al esquema de falla de interruptor. Cuando el interruptor de generador está abierto y uno o dos polos arcan, la corriente resultante en el neutro del transformador es detectada por el relevador 50 N sin el retardo asociado con el esquema de secuencia negativa o algunos de los esquemas de energización inadvertida descritos previamente. Los detectores de corriente (CD) asociados con el esquema de falla de interruptor deben ser ajustados con suficiente sensibilidad para detectar esta condición de arco.

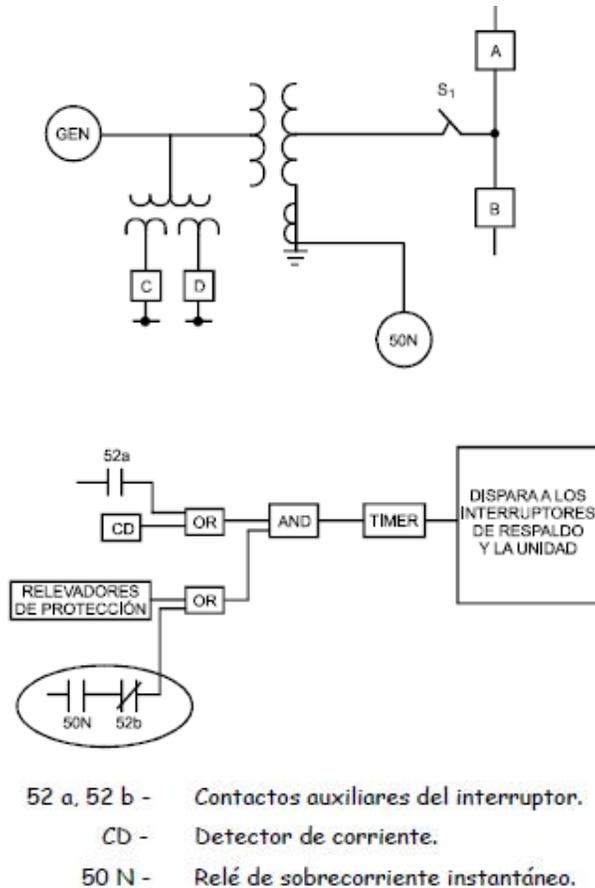


Figura 60. Logica de falla de interruptor modificada

4.25.2.-DISCORDANCIA DE POLOS DEL INTERRUPTOR

Es práctica general que los interruptores de alta tensión estén diseñados con mecanismos de operación independientes por polo. Para cierres de polos no simétricos, estos interruptores son protegidos por una interconexión de contactos auxiliares. Si algún polo está cerrado al mismo tiempo que otro está abierto, se proporciona una vía para iniciar el disparo del interruptor. Puesto que las indicaciones de los contactos auxiliares del interruptor no proporcionan una indicación positiva de la posición del polo, estos esquemas se pueden mejorar por un relé el cual monitorea el flujo de corriente de las tres fases a través de interruptor y sensa si alguna fase está abajo de un cierto nivel bajo (indicando un polo del interruptor abierto) al mismo tiempo que cualquier otra fase está arriba de un nivel alto sustancialmente (indicando un polo cerrado o arqueando). Para aplicaciones de bus en anillo o interruptor y medio, la tensión de secuencia cero a través del interruptor es usada para supervisar el disparo del relevador. Esto previene la operación en falso debido a corrientes des-balanceadas causadas por las impedancias de fase diferentes en los buses. Así, este relevador de discordancia de polos monitoreado con corriente proporciona un método para detectar el arqueado del interruptor, pero el disparo es generalmente con

retardo de 0.5 segundos. La referencia 5 proporciona una descripción detallada de este relevador.

La energización inadvertida de generadores sincrónicos ha llegado a ser un problema significativo en la industria en los últimos años en función de que las centrales generadoras se han vuelto más complejas. Los esquemas ampliamente usados de interruptor y medio y bus en anillo han sido de una ayuda significativa para dar flexibilidad de operación a las centrales generadoras, de alta tensión. Estas configuraciones también han incrementado la complejidad y el riesgo de que el generador sea energizado inadvertidamente mientras que está fuera de línea. Los errores de operación, arqueado de interruptor, mal funcionamiento de los circuitos de control o una combinación de estas causas han dado como resultado en que los generadores lleguen a ser energizados accidentalmente.

Debido a que el daño a la máquina puede ocurrir en pocos segundos, esta debe ser detectada y aislada por la acción de relés. Aunque existen relés usados como parte de la protección del generador normal, su habilidad para detectar la energización inadvertida del generador es generalmente marginal. Estos relevadores normalmente están deshabilitados en el momento cuando la máquina es energizada inadvertidamente, u operan muy lentos para evitar el daño al generador y/o la turbina. Por esta razón, la mayoría de fabricantes de turbina-generador en USA han recomendado, y muchas empresas están instalando, esquemas de protección contra energización inadvertida dedicados. La mayoría de esquemas en servicio en USA han sido descritos en esta sección. Estos esquemas varían debido a que las prácticas de operación y filosofías de protección de las empresas que los usan son diferentes. Los ingenieros de protección deben evaluar los riesgos y determinar el impacto de sus prácticas de protección sobre la operación de su compañía antes de decidir cual esquema es más adecuado a sus necesidades particulares. Se espera que esta sección le ayude en esta tarea.

4.26.-FALLA DE INTERRUPTOR DE GENERADOR.

Un esquema de falla de interruptor necesita ser iniciado cuando los relés de protección del sistema operan para disparar al interruptor del generador, pero el interruptor falla al operar. Debido a las sensibilidades requeridas para la protección del generador, respaldar la falla del interruptor de generador por relevadores de la terminal remota no es posible. Se requiere falla de interruptor local. La protección de falla de interruptor para interruptores de generadores es similar a la de los interruptores del sistema de transmisión, pero existen pequeñas diferencias que serán tratadas en esta sección.

La protección de falla de interruptor prevé el disparo de los interruptores de respaldo si una falla o condición anormal es detectada por los relés de protección y el interruptor del generador no abre después de la iniciación del disparo. Por ejemplo, si una falla o condición anormal en la zona de protección del generador 1 (Figura 61) no es librada por el

interruptor 1 dentro de un tiempo predeterminado, será necesario disparar los interruptores 2, 3, y 4 localmente para eliminar la falla o condición anormal.

Consideraciones similares deben darse para arreglos multi-interruptores tales como configuraciones de buses en anillo o interruptor y medio.

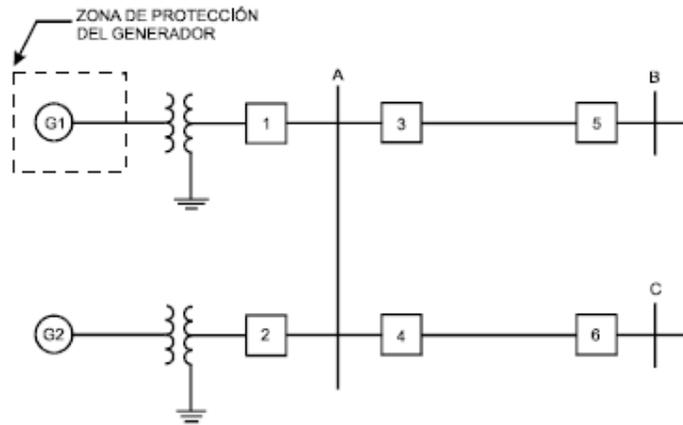


Figura 61. Protección de falla de interruptor

La figura 62 ilustra la operación de un esquema de falla de interruptor local aplicado a una subestación con bus en anillo.

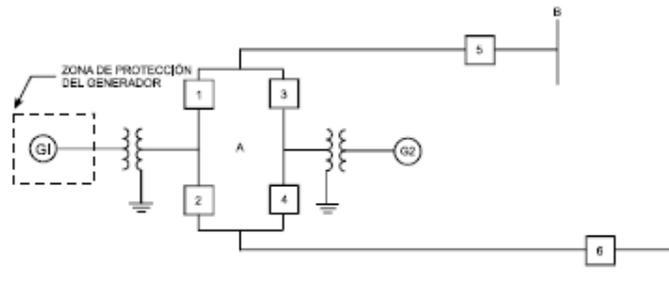


Figura 62. Esquema de falla de interruptor local aplicado a una subestación con bus en anillo

Una falla en la zona de protección del generador 1 requiere disparar dos interruptores en la Subestación A. Si cualquiera de los interruptores fallara para librar la falla, la protección de falla de interruptor iniciará el disparo de un interruptor adicional y el disparo transferido a un interruptor remoto.

La figura 63 es un diagrama lógico que representa un esquema básico de protección de falla de interruptor.

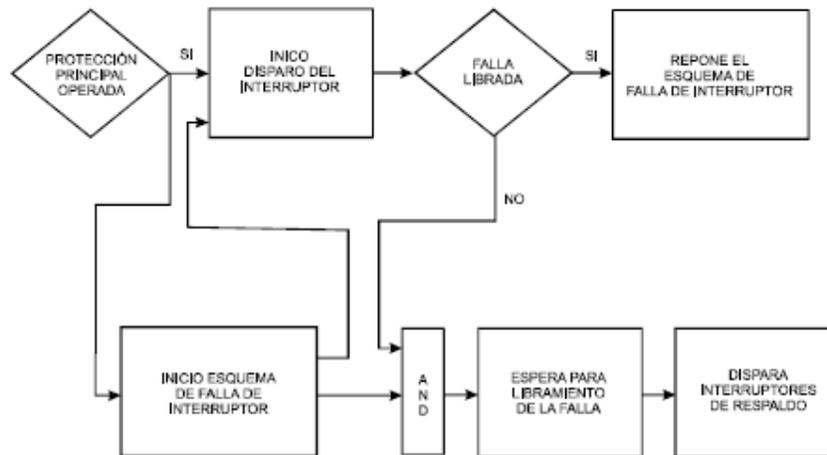


Figura 63. Esquema básico de protección de falla de interruptor.

4.26.1.-LÓGICA DE FALLA DE INTERRUPTOR DEL GENERADOR

Un diagrama funcional de un esquema típico de falla de interruptor de generador se muestra en la figura 64. Igual que en todos estos esquemas, cuando los relés de protección detectan una falla interna o una condición de operación anormal, intentarán disparar al interruptor del generador y al mismo tiempo iniciar el timer de falla de interruptor. Si un interruptor no libera la falla o condición anormal en un tiempo especificado, el timer disparará a los interruptores necesarios para remover al generador del sistema.

Como se muestra en la figura 4, para iniciar el timer de falla de interruptor, debe operar un relevador de protección y un detector de corriente o un contacto “a” del interruptor debe indicar que el interruptor ha fallado al abrir. Excepto por el uso del contacto “a” del interruptor, el arreglo mostrado en la figura 4 es típico de muchos esquemas de falla de interruptor. El contacto “a” del interruptor debe ser usado en este caso puesto que existen fallas y/o condiciones anormales de operación tales como fallas del estator o bus a tierra, sobreexcitación V/Hz, secuencia negativa, baja frecuencia excesiva, flujo de potencia inversa, etc., las cuales no producen suficiente corriente para operar los detectores de corriente. Si cada polo del interruptor opera independientemente, contactos “a” del interruptor de cada uno de los tres polos deben ser paraleleados y conectados en el circuito lógico.

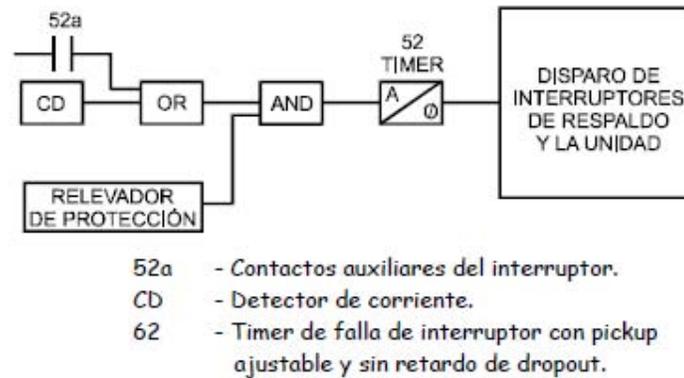


Figura 64. Diagrama funcional de un esquema de falla de interruptor de generador

Los relevadores de protección, mostrados en la figura 65, representan a todos los relevadores del generador y el bus que disparan al interruptor del generador. Típicamente, los relevadores del generador están divididos en grupos primario y de respaldo proporcionando redundancia en las funciones de protección.

Otro factor a considerar es el procedimiento de operación cuando una máquina es sacada para mantenimiento. Cuando se usa un arreglo de bus en anillo, o interruptor y medio, o doble bus - doble interruptor en el lado de alta tensión, es práctica común aislar la unidad generadora vía una cuchilla des-conectadora y cerrar los interruptores de alta tensión para cerrar el anillo o enlazar los dos buses. Bajo estas condiciones, será necesario aislar los contactos del relevador de disparo y bloqueo para prevenir la operación innecesaria del respaldo por falla de interruptor durante las pruebas a los relés del generador. Switches de prueba son usados algunas veces para esta función. Si el generador está conectado al sistema a través de dos interruptores, cada interruptor deberá estar equipado con un relevador de falla de interruptor.

4.26.2.-TIEMPO DE FALLA DE INTERRUPTOR

La protección de falla de interruptor debe ser lo suficientemente rápida para mantener la estabilidad, pero no tan rápida que comprometa la seguridad del disparo. Esto es particularmente importante sobre líneas de transmisión grandes donde la estabilidad es crítica. La figura 5 muestra la carta de tiempo para un esquema típico de falla de interruptor.

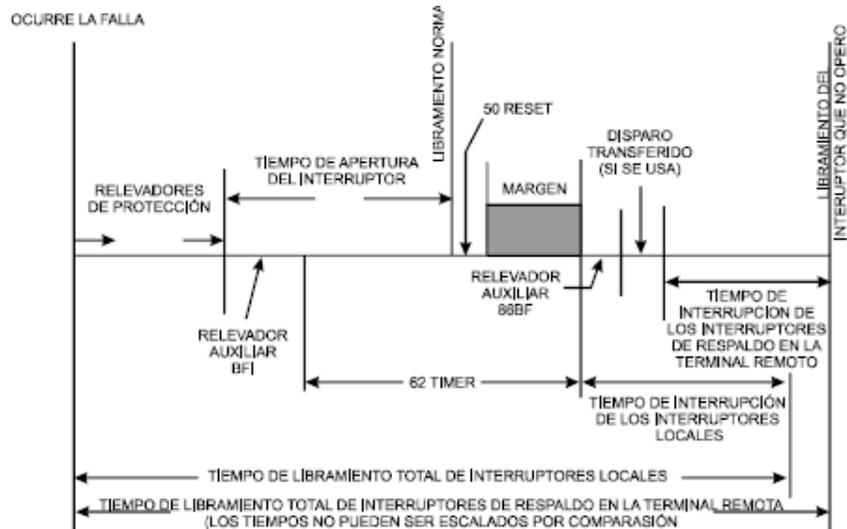


Figura 65.Coordinacion de tiempo de falla de interruptor

El margen de tiempo sombreado proporciona seguridad y debe acomodar lo siguiente:

- Tiempo de interrupción excesivo del interruptor.
- Tiempo de la sobre-carrera.
- Errores de TCs y TPs.
- Factor de seguridad.

4.26.3.-DETECTORES DE FALLA

Los detectores que tienen alta relación dropout/pickup y cuyo tiempo de dropout es afectado mínimamente por la saturación de TCs y el offset de C.D. en el circuito secundario, deben ser usados. Los generadores pueden ser alimentados desde dos interruptores. Es importante que las rtc, las características de excitación y los ajustes de los detectores de falla sean adecuados a las corrientes de falla máxima a través de cada interruptor. Ambos TCs deben tener la misma capacidad y tener la capacidad adecuada para manejar el burden del circuito.

4.27.-PROTECCIÓN CONTRA FLASHOVER DEL INTERRUPTOR DEL GENERADOR ABIERTO

Otras de las fallas de interruptor que pueden ocurrir y dañar al generador es un arqueo en un interruptor abierto a través de los contactos de uno o más polos del interruptor para energizar al generador. La protección para este tipo de falla de interruptor se describe a detalle en la sección Inadvertent Energizing de este tutorial y es resumida brevemente en esta sección, puesto que es una forma de falla de interruptor. El arqueo del interruptor es más probable que ocurra justo antes de la sincronización o justo después de que el generador es removido de servicio cuando la tensión a través de los contactos del interruptor del generador llega a ser hasta dos veces el normal, según el deslizamiento del

generador en frecuencia con respecto al sistema. Aunque los interruptores están dimensionados para soportar esta tensión, la probabilidad de que un arqueo ocurra durante este periodo es elevada. Raramente tales arqueos ocurren simultáneamente en las tres fases. Por esto, muchos esquemas de protección están diseñados para detectar el arqueo de uno o dos polos del interruptor.

Si uno o dos polos del interruptor arquean, el desbalance de corriente resultante generalmente causará que opere el relevador de secuencia negativa del generador o posiblemente el relevador de respaldo por sobre-corriente de tierra, los cuales iniciarán un disparo del interruptor con arqueo. La falla de interruptor como se muestra en la figura 65, iniciará si los detectores de corriente (CD) son ajustados con suficiente sensibilidad para detectar esta situación.

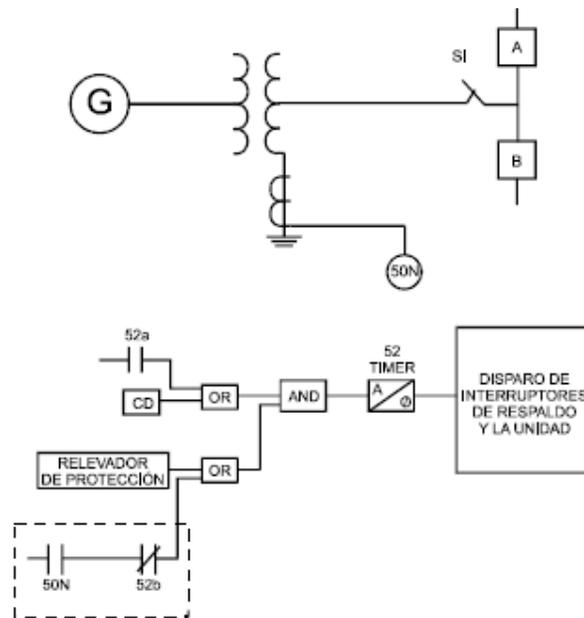


Figura 65. Lógica de falla de interruptor modificada

Un método usado para hacer la detección de un arqueo de interruptor es modificar el esquema de falla de interruptor como se muestra en la figura 65. Un relé de sobre-corriente instantáneo (50N) es conectado al neutro del transformador elevador. La salida del relé es supervisada por el contacto "b" del interruptor de generador y provoca un arranque adicional al esquema de falla de interruptor. Cuando el interruptor de generador es abierto y uno o dos polos del interruptor arquean, la corriente resultante en el neutro del transformador es detectada por el relevador 50N sin el retardo de tiempo asociado con los relés de respaldo de neutro o de secuencia negativa. Una vez más, los detectores de corriente asociados con la falla de interruptor deben ser ajustados con suficiente sensibilidad para detectar esta condición de arqueo.

El arqueo del interruptor de generador puede también ser detectado por el relevador de discrepancia de polos del interruptor. Este relevador monitorea las tres corrientes de las tres fases que fluyen a través del interruptor y sensa si alguna fase está debajo de un



cierto límite bajo (indicando un polo de interruptor abierto) al mismo tiempo que cualquiera de las otras fases está arriba de un límite alto (indicando un polo cerrado o arqueando). Para aplicaciones de interruptor y medio o bus en anillo, la tensión $3V_0$ a través del interruptor es usada para supervisar el disparo del relevador para prevenir la operación en falso debido a corrientes des-balanceadas causadas por diferencias en las impedancias de fase del bus.

4.28.-DISPARO DEL GENERADOR

Esta sección proporcionará una visión de los objetivos básicos y las prácticas recomendadas en la industria para el disparo de la unidad generadora, una vez que una anomalía o corto circuito ha sido detectado, requiriendo sacar la unidad de servicio. La tarea asociada con la aplicación de los esquemas de disparo adecuados sobre las unidades generadoras, no debe ser menospreciada. Para esto, se requiere de amplios conocimientos del equipo de la unidad generadora, así como de su comportamiento en condiciones normales y anormales. La selección del método adecuado de aislamiento del generador minimizará el daño y la preparará para un rápido regreso a servicio.

La unidad generadora representa una gran inversión para el propietario. La unidad generadora está compuesta por la turbina, el generador, el transformador, el sistema de excitación y los interruptores. Los objetivos generales de diseño de los sistemas de protección y sus esquemas de disparo asociados son:

1. Remover la sección dañada del sistema de potencia, para prevenir o minimizar el efecto de disturbio sobre las partes no falladas del sistema.
2. Minimizar o prevenir el daño al equipo.
3. Asegurar al máximo posible que ninguna contingencia sencilla deshabilite totalmente la protección sobre cualquier sistema.
4. proporcionar los medios que permitan que el equipo afectado, retorne rápidamente a servicio.

Más específicamente, los objetivos de los esquemas de disparo para protección de la unidad generadora son asegurar que los efectos de las fallas y disturbios sean restringidos a su localidad. Los esquemas de disparo deben ser capaces de cumplir estos requerimientos cuando se tenga una contingencia de primer orden, tales como la falla de un solo relevador de protección a operar o la falla de un interruptor a disparar.

4.28.1.-ESQUEMAS DE DISPARO

Generalmente, los relés de protección discretos del generador, se agrupan para activar los relés auxiliares de disparo de tal forma que los relés con los mismos modos de disparo/paro del generador sean establecidos. Donde sea posible, el arreglo de los relés auxiliares de disparo debe proporcionar redundancia en las funciones de disparo y en los circuitos de disparo, de tal forma que los relevadores de respaldo operen sobre un relevador auxiliar de disparo distinto al de la protección primaria. La tarea asociada con la aplicación de esquemas de disparo sobre las unidades generadoras no debe ser

menospreciada. Este esfuerzo requiere de amplios conocimientos del equipo de la unidad generadora, así como de su comportamiento en condiciones normales y anormales. Habría que ser un ciego si la única consideración dada es desconectar al generador del sistema eléctrico sin tomar en consideración la manera precisa en la cual la unidad generadora puede ser aislada del sistema de potencia por las distintas funciones de los relés de protección.

A continuación se describen cuatro métodos comunes para sacar el generador de servicio, cuando este trabaja en condiciones de operación anormal inaceptables o con fallas eléctricas.

Disparo simultáneo. Proporciona los medios más rápidos para aislar al generador. Este modo de disparo es usado para todas las fallas internas en el generador y anomalías severas en la zona de protección del generador. El aislamiento es cumplido por el disparo al mismo tiempo de los interruptores del generador, el interruptor de campo, y el paro del impulsor cerrando las válvulas de la turbina. Si existe la posibilidad de que se presente una condición de sobre-velocidad significativa de la unidad, un retardo de tiempo puede ser usado en el circuito de disparo del interruptor de generador. Si el retardo de tiempo es usado, el efecto de este retardo sobre el generador y/o el sistema debe ser determinado.

Disparo del generador. Este modo de aislamiento dispara los interruptores del generador y del campo. El esquema no para al impulsor, y se utiliza donde pueda ser posible corregir la anomalía rápidamente de tal modo que permita rápidamente la re-conexión de la máquina al sistema en un periodo corto de tiempo. Las protecciones que disparan al generador por disturbios en el sistema de potencia, en lugar de por fallas/anormalidades internas en el generador, pueden disparar de este modo si es permitido por el tipo de impulsor y las calderas.

Separación de la unidad. Este esquema de disparo es similar al disparo del generador pero inicia únicamente la apertura de los interruptores del generador. Este esquema es recomendado aplicarlo cuando se desea mantener las cargas de auxiliares de la unidad conectada al generador. Por ejemplo, durante un disturbio mayor en el sistema el cual requiere el disparo debido a baja frecuencia, la fuente de reserva podría no estar disponible. La ventaja de este esquema es que la unidad puede ser re-conectada al sistema con mínimo retardo. Este modo de disparo requiere que la unidad sea capaz de operar con baja carga (runback) enseguida de un disparo con rechazo de plena carga.

Disparo secuencial. Este modo de disparo es principalmente usado sobre generadores de vapor para prevenir la sobre-velocidad cuando el disparo retardado no tiene efectos perjudiciales sobre la unidad generadora. Es usado para disparar al generador por problemas en el impulsor cuando no se requiere un disparo de alta velocidad. El primer dispositivo disparado son las válvulas de las turbinas. Un relé de potencia inversa en serie con los switches de posición de cierre de válvulas proporciona seguridad contra posible sobre-velocidad de la turbina asegurando que los flujos de vapor hayan sido reducidos debajo de la cantidad necesaria para producir una condición de sobre-velocidad cuando los interruptores del generador son disparados. Por problemas mecánicos en la turbina o en la caldera/reactor este es el modo de disparo preferido puesto que previene la sobre-velocidad de la máquina. Sin embargo, la desventaja es de que no existe salida de disparo para una falla de los switches límites de las válvulas de las turbinas o el relevador de potencia inversa. Cuando esté método es usado, se debe

proporcionar una protección de respaldo para asegurar el disparo de los interruptores principal y de campo en el caso de que exista una falla. Esta es generalmente proporcionada por un relevador de potencia inversa separado que inicie el disparo en forma independiente. Este modo de disparo no debe anular la protección de los interruptores del generador que instantáneamente abren al interruptor del generador cuando ocurre una falla eléctrica crítica que puede causar serios daños al generador o al equipo de interrupción.

La tabla 1 indica las acciones de disparo específicas para cada tipo de disparo descrito antes.

| Modo de disparo | Interruptores del Generador | Disparo del Campo | Disparo de la turbina |
|-------------------------|-----------------------------|-------------------|-----------------------|
| Disparo Simultáneo | X | X | X |
| Disparo del Generador | X | X | |
| Separación de la Unidad | X | | |
| Disparo Secuencial | X* | X* | X* |

* Generalmente supervisado por el switch de posición de la válvula de la turbina y el relé de potencia inversa.
ACCION DE DISPARO

4.28.2.-SELECCIÓN DEL ESQUEMA DE DISPARO

Muchos factores contribuyen a la decisión sobre la selección del esquema de disparo apropiado. La siguiente lista nos muestra algunos de ellos:

- Tipos de impulsor principal – maquina de diesel/gas, turbina de gas, turbina de vapor, turbina hidráulica.
- Impacto de la pérdida súbita de potencia de salida sobre el sistema eléctrico y la turbina.
- Seguridad del personal.
- Experiencia de los operadores.
- Manejo de cargas de auxiliares de las unidades durante un paro de emergencia.

| PROTECCION | ANSI | RELE. AUXILIAR | DISP. INT. 525 | DISP. INT. CAMPO | DISP. INT. AUXILIAR | DISP. INT. 230 KV | DISP. TURBINA | DISP. RECUPERADOR | ALARMA |
|--|--------|----------------|----------------|------------------|---------------------|-------------------|---------------|-------------------|--------|
| Diferencial de Generador | 87-G | 86-G | X | X | | | | | X |
| Perdida Excitación | 40-G | 86-G | X | X | | | | | X |
| Falla a Tierra del Estator | 64-G | 86-G | X | X | | | | | X |
| Sobre - Excitación (Volts - hz) | 59/15 | 86-G | X | X | | | | | X |
| Sobrecorr. con Restricción de Voltaje | 51-V | 86-1 | | | | X | | | X |
| Corriente de Secuencia Negativa | 46-G | 86-1 | | | | X | | | X |
| Potencia Inversa | 32-G | 86-G | X | X | | | | | X |
| Baja Frecuencia | 81-G | 86-2 | X | | | | | | X |
| Diferencial Transformador Principal | 87-T | 86-T | X | | X | X | | | X |
| Sobrecorriente Neutro Transf. Ppal. | 51N-T | 86-T | X | | X | X | | | X |
| Temp. - Presurización Tranf. Ppal. | 49-63 | 86-T | X | | X | X | | | X |
| Falla Interruptor de 13.8 Kv | 50-FI | 86-FI | X | | X | X | | | X |
| Sobrecorr. de fase Transf. Auxiliar | 51-TA | | | | X | | | | |
| Diferencial Transformador Auxiliar | 51-TA | 86-TA | X | X | X | X | | | X |
| Temp. - Presurización Transf. Auxiliar | 49-63 | 86-TA | X | | X | X | | | X |
| Sobrecorr. Neutro Transf. Auxiliar | 51N-TA | | | | X | | | | |
| Turbina | P.B. | | X | | | | X | | X |
| Recuperador | P.B. | | X | | | | X | X | X |

Unidades de vapor

| PROTECCION | ANSI | RELE. AUXILIAR | DISP. INT. 525 | DISP. INT. CAMPO | DISP. INT. AUXILIAR | DISP. INT. 230 KV | DISP. TURBINA | DISP. RECUPERADOR | ALARMA |
|--|--------|----------------|----------------|------------------|---------------------|-------------------|---------------|-------------------|--------|
| Diferencial de Generador | 87-G | 86-G | X | X | | | | | X |
| Perdida Excitación | 40-G | 86-G | X | X | | | | | X |
| Falla a Tierra del Estator | 64-G | 86-G | X | X | | | | | X |
| Sobre - Excitación (Volts - hz) | 59/15 | 86-G | X | X | | | | | X |
| Sobrecorr. con Restricción de Voltaje | 51-V | 86-1 | | | | X | | | X |
| Corriente de Secuencia Negativa | 46-G | 86-1 | | | | X | | | X |
| Potencia Inversa | 32-G | 86-G | X | X | | | | | X |
| Baja Frecuencia | 81-G | 86-2 | X | | | | | | X |
| Diferencial Transformador Principal | 87-T | 86-T | X | | X | X | X | X | X |
| Sobrecorriente Neutro Transf. Ppal. | 51N-T | 86-T | X | | X | X | X | X | X |
| Temp. - Presurización Tranf. Ppal. | 49-63 | 86-T | X | | X | X | X | X | X |
| Falla Interruptor de 13.8 Kv | 50-FI | 86-FI | X | | X | X | X | X | X |
| Sobrecorr. de fase Transf. Auxiliar | 51-TA | | | | X | | X | X | |
| Diferencial Transformador Auxiliar | 51-TA | 86-TA | X | | X | X | X | X | X |
| Temp. - Presurización Transf. Auxiliar | 49-63 | 86-TA | X | | X | X | X | X | X |
| Sobrecorr. Neutro Transf. Auxiliar | 51N-TA | | | | X | | X | X | |
| Turbina | P.B. | | X | | | | X | | X |
| Recuperador | P.B. | | X | | | | X | X | X |

Notas:

1. El dispositivo 59 puede ser conectado para disparo en unidades Hidrogeneradoras.
2. Si el generador está fuera de línea, dispara únicamente al interruptor de campo.
3. Refiérase a la sección sobre "Puesta a tierra del Estator" para protección de tierra al 100%.
4. Puede ser conectado para disparar por el fabricante del generador

4.28.3.-CONSIDERACIONES EN EL DESARROLLO DE LAS FILOSOFÍAS DE DISPARO

El interés ha crecido en los años recientes sobre los diversos accidentes graves ocurridos relacionados con la filosofía de disparo en estaciones generadoras. En plantas de potencia grandes, es común el uso tanto del interruptor y medio como la conexión en anillo del bus, con una cuchilla sobre el alimentador del generador. La figura 66 muestra estos arreglos.

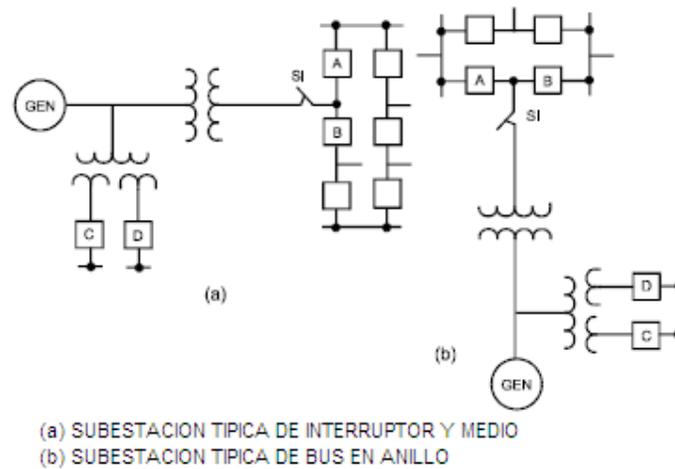


Figura 66. Interruptor y medio como la conexión en anillo del bus, con una cuchilla sobre el alimentador del generador

Esto permite al generador estar fuera de línea, la cuchilla abierta, y los interruptores cerrados para mantener otros enlaces entre los buses principales. En las primeras fases de construcción de la planta, es común tener una configuración de bus en anillo la cual posteriormente es expandida a un arreglo de interruptor y medio. La configuración de bus en anillo requiere de una cuchilla des-conectora sobre el alimentador del generador que pueda estar abierta tal que el anillo pueda estar cerrado cuando el generador este fuera de línea. Algunos ingenieros han usado contactos auxiliares de estas cuchillas des-conectoras para deshabilitar algunas o todas las protecciones del generador cuando el generador está fuera de línea. Aun cuando esto parece ser una indicación conveniente del estado de la máquina, puede ser engañoso por condiciones anormales.

Cuchilla des-conectora. Cuando los relevadores de protección son deshabilitados rutinariamente por la cuchilla des-conectora, lo siguiente debe ser considerado cuidadosamente. Debido a los problemas de ajuste y montaje los contactos auxiliares podrían no cerrar adecuadamente y protecciones vitales podría estar fuera de servicio cuando más se necesita. También, si los contactos auxiliares están localizados dentro del compartimento del motor, ellos podrían únicamente seguir al mecanismo del motor y no a las navajas de la cuchilla realmente. Cuando el motor esté desacoplado de la flecha de la cuchilla y esta sea cerrada manualmente, la protección quedará fuera de servicio. Aún si el grupo de auxiliares es montado de tal forma que siga a la flecha de operación de la cuchilla, puede haber problemas. Varios accidentes muy serios pueden ser originados directamente por el uso de contactos auxiliares para deshabilitar la protección y esta práctica no es recomendada.



Algunos esquemas de control usan los contactos auxiliares de las cuchillas para deshabilitar ciertos disparos de calderas mientras que la máquina está en el proceso de arranque. Esto es bastante común en unidades de carbón donde se toma un largo tiempo para poner la máquina en línea. Si ocurre un disparo indeseado, muchas horas pueden ser perdidas. Aun cuando esto es necesario para ser sensitivos a los problemas de control de calderas, la protección del generador no debe estar comprometida durante el proceso de arranque deshabilitando su capacidad para disparar a la turbina/caldera.

Mantenimiento. Cuando el generador está fuera de línea por mantenimiento, reglas y procedimientos de seguridad pueden requerir que los transformadores de potencial del generador sean sacados de sus gabinetes. También, en algunos casos, los transformadores de corriente pueden ser cortocircuitados y también la fuente de disparo de C.D. de la estación puede ser desconectada. El ingeniero de diseño debe estar consciente de estas posibilidades cuando determine el tipo y localización de la protección de respaldo del generador y la protección contra energización inadvertida. La creencia común es que si el generador está fuera de línea, la protección no es necesaria. Sin embargo, la larga lista de generadores que han sido energizados inadvertidamente tiende a soportar la necesidad de tener toda la protección que sea posible en servicio aun cuando la máquina esté fuera de línea.

CAPITULO 5

MANTENIMIENTO Y PRUEBAS ELECTRICAS DE UN GENERADOR SINCRONO

5.1.-PRUEBAS AL DEVANADO DEL ESTATOR DEL GENERADOR



Devanado del estator de un generador

5.1.1.-PREPARACIÓN DEL ESTATOR PARA REALIZAR PRUEBAS

- La máquina debe de ser desconectada del bus de línea y el neutro abierto, de modo que cada fase este completamente aislada. La desconexión debe de hacerse en terminales para evitar incluir cables y aislamiento del bus en el circuito de prueba.
- Revisar que las terminales del devanado del estator estén limpias y asegurarse que no exista alguna conexión adicional en terminales del estator que pudiera manifestarse como objeto flotado durante la realización de la prueba
- Asegurarse que el devanado y núcleo del estator este limpio y seco.
- Poner en corto y a tierra la carcaza y las fases que no se van a probar al momento de realizar la prueba.
- En caso de que el rotor este en sitio, es necesario cortocircuitar y mandar a tierra la flecha y devanado de campo del rotor.
- Asegurar de que la carcaza está sólidamente conectada a tierra.
- Remover cualquier objeto extraño al devanado y núcleo del estator.
- Verificar que los electrodos de prueba y el cable de alta tensión conserven las distancias mínimas de seguridad con respecto a su entorno.
- Verificar que la instrumentación y el diámetro del cableado sean los adecuados de acuerdo a los cálculos realizados.
- Asegurarse de que todo el equipo de prueba, medición y fuerza, y el objeto bajo prueba este debidamente referido a la tierra. Se recomienda utilizar como conexiones de tierra laminas de aluminio de aproximadamente 300x0.5 mm.
- La conexión a tierra principal debe de ser lo más corto posible. Todas las conexiones a tierra deben formar una estrella conectada a tierra en un solo punto sobre carcaza de la maquina, evitando toda formación de espiras o lazos de tierra que pudieran ser indicios de inducción parásita.
- Las uniones en alta tensión, dispositivos de medición así como la conexión de alta tensión al objeto bajo prueba deben de ser de gran sección, libres de aristas o de ángulos vivos susceptibles de provocar descargas en el aire y suficientemente alejados de tierra.

- Cortocircuitar y mandar a tierra RTD'S y TC'S
- Medir la humedad relativa y temperatura del ambiente y de devanados del generador.

5.2.-PRUEBAS PARA EL ESTATOR DEL GENERADOR

INSPECCION VISUAL

La inspección visual tiene como propósito investigar la condición externa del núcleo y devanados del estator. Basado en los resultados encontrados, se puede determinar si se requiere o no un trabajo de mantenimiento o pre-acondicionamiento para la ejecución de pruebas complementarias con respecto a la condición actual de su sistema aislante.

5.2.1.-PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

El objetivo de esta prueba es determinar el estado actual de humedad y/o suciedad de los devanados del estator a través de la aplicación de una tensión de corriente directa.

Ejecución de la prueba

- Descargar la fase por probar durante 10 minutos antes de iniciar la prueba
- Conectar a tierra sólida de terminal GROUND del megger.
- Las mediciones se efectúan fase por fase.
- Cuando una lectura se repita más de 3 veces puede darse por terminada la prueba.

Criterio de evaluación

Valores mínimos recomendados de resistencia de aislamiento e índice de polarización.

| Tecnología de Aislamiento | Composición | Año Fabricación | *Resistencia de Aislamiento (M) | Índice de Polarización |
|---------------------------|---|-----------------|----------------------------------|------------------------|
| Clase A | Hojuela mica/Goma laca Cinta Cambris, Algodón | 1950 | > kV + 1 | > 1.5 |
| Clase B Termoplástico | Hojuela de mica/shellac, compuesto asfaltados | Antes 1970 | > kv + 1 | > 2 |
| Clase F y B Termofijos | La mayoría basándose en papel de mica/epoxy o poliéster | Después 1970 | > 100 | > 2 |

Notas: * El valor de resistencia de aislamiento esta referido a un minuto y 40 °C

** Si la resistencia de aislamiento al minuto es mayor de 5000 M el índice de Polarización deja de tener significado con respecto a la condición del aislamiento en devanados.

5.2.2.-PRUEBA DE FACTOR DE DISIPACIÓN Y CAPACITANCIA

El objetivo de esta prueba es caracterizar y determinar el incremento de pérdidas dieléctricas y capacitancia en función de la tensión alterna aplicada para evaluar la homogeneidad y compacticidad del sistema de aislamiento que esta fuertemente influenciado por los revestimientos superficiales graduadores de campo eléctrico.

Esta medición se realiza a través de un puente Shering o similar, después de que los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento han sido satisfactorio.

- Las mediciones se realizan fase por fase, una bajo tensión y las otras 2 referidas a tierra.
- En casos especiales y para máquinas cuyo neutro no esta accesible realizar una medición global sobre las 3 fases sometidas a tensión simultáneamente.
- Para cualquier método de medición, se debe de realizar un pre-esfuerzo eléctrico, mayor de 15 segundos a la tensión de prueba para la estabilización de las mediciones.
- LAS MEDICIONES SE REALIZAN INCREMENTANDO LA TENSIÓN DE PRUEBA EN PASOS HOMOGÉNEOS DEL 20%Vn, SIENDO Vn LA TENSIÓN DE LÍNEA A LÍNEA, HASTA EL 100%Vn TRATÁNDOSE DE UN DEVANADO NUEVO; EN CASO DE DEVANADOS EN MANTENIMIENTO SE APLICARA AL MENOS EL 60%Vn, RECOMENDÁNDOSE UN 80%Vn DEPEDIENDO DE LA CONDICIÓN ACTUAL DEL ESPECIMEN Y EN COMUN ACUERDO CON EL PERSONAL TECNICO DE LA CENTRAL.
- En cada medición debe de registrarse la temperatura ambiente, temperatura de devanados, capacitor patrón utilizado y humedad relativa.
- Para una buena reproducibilidad de los resultados de prueba, cada secuencia de pruebas debe de ser realizada aproximadamente con el mismo retardo de tiempo. En el caso de medidores automáticos, el tiempo para el registro debe de ser al menos de 15 segundos.

Criterios de evaluación

- a) Capacitancia por fase: Es el valor medido a la tensión de fase a tierra, el cual no depende más que de la potencia de la maquina y de la constante dieléctrica del aislamiento.
- b) Variación de la capacitancia: Se expresa en % y es calculada entre la tensión de prueba más alta y 0.2Vn, de acuerdo a la siguiente formula:

$$\frac{C}{C_o} \times 100 = \frac{C - C_o}{C_o} \times 100$$

donde: C, capacitancia medida a la tensión máxima de prueba

C_o, es la capacitancia medida a 0.2Vn.

No existe ningún valor límite impuesto a este criterio que da una indicación con respecto al grado de compactación del sistema de aislamiento; sin embargo esta fuertemente influenciado por los revestimientos graduadores superficiales.

Una reducción drástica en la capacitancia de devanados nuevos después de un período inicial de operación puede ser un indicativo de un curado incompleto del devanado y puede ser precursor de pérdida de compactación y descarga corona en la sección de ranura.

c) Valor absoluto del factor de disipación ($\% \tan \delta$) Es el valor obtenido a $0.2V_n$ y representa el tipo de aislamiento utilizado, se asume que a este nivel de tensión no existe efecto corona. Un incremento de éste puede ser debido a un incremento en la resistencia de contacto entre la superficie de bobina y la ranura, como consecuencia del deterioro del revestimiento conductor.

d) Variación del factor de disipación ($\delta \tan \delta$): La magnitud de $\tan \delta$ es una medición cuantitativa de las pérdidas por corona disponibles a la tensión de operación que ataca los recubrimientos graduadores y las resinas. Es una indicación de la compactidad del sistema, aislante de hueco interno en el aislamiento y buenos contactos entre los revestimientos superficiales de la barra y ranura. Para recepción de devanados nuevos se obtiene una segunda variación del factor de disipación definida entre los valores obtenidos al $100\%V_n$ y al $20\%V_n$ definido como $\delta \tan \delta$. Dependiendo del nivel de tensión y el tipo de aislamiento se esperan los valores típicos de la siguiente tabla:

| Tensión (kV) | Tipo aislamiento | $\% \tan \delta$ | $\% \delta \tan \delta$ |
|--------------|-------------------------|------------------|-------------------------|
| 13.8 | Hojuela de mica/Asfalto | < 4 | < 2 |
| 13.8 a 14.4 | Papel de mica/epoxi | < 1 | < 1 |
| 15 a 18 | Papel de mica/epoxi | < 1.5 | < 1 |
| 19 a 26 | Papel de mica/epoxi | < 2 | < 1 |

Complementario a los puntos anteriores se sugiere comparar los resultados entre fases individuales, así como con los datos registrados para unidades similares o con respecto a los obtenidos en fábrica. En caso de no contar con información alguna, los resultados obtenidos serán el punto de partida para futuras evaluaciones.

5.2.3.-PRUEBA DE DESCARGAS PARCIALES

El propósito de esta medición es la adquisición y evaluación de posibles descargas parciales que ocurren en el devanado. El objetivo es obtener información con respecto al tipo e intensidad de la descarga parcial así como la condición dieléctrica del aislamiento del devanado.

Ejecución de la prueba

- Las mediciones se realizan fase por fase, una bajo tensión y las otras 2 referidas a tierra, en base al circuito de medición directo, acoplado capacitivamente el detector de descargas parciales, Una vez configurado el circuito de prueba, conservando la misma configuración que en pruebas anteriores, se procede a la calibración del sistema de medición , aplicando un pulso de 1000 pC. Es recomendable efectuar la medición utilizando un amplificador de banda ancha de 20-200kHz y un capacitor de bloqueo de 10 nF, adicional a la medición anterior en caso que se haya utilizado diferente capacitor y ancho de banda del amplificador..
- En casos especiales y para maquinas cuyo neutro no esta accesible se puede realizar una medición simultanea de las tres fases siempre y cuando la potencia nominal de la fuente sea suficiente.
- Probar el circuito de medición en vacío con un capacitor libre de descargas parciales como carga para garantizar que el circuito de medición no contribuye en la aportación de la descarga parcial medida.
- El nivel de disturbio mínimo presente en el circuito de medición aceptable para la realización de la medición de DP's debe de ser máximo el 50% de la magnitud de descarga parcial esperada en el objeto bajo prueba.
- Como la magnitud de la DP puede cambiar con el tiempo, para cualquier método de medición, se debe de realizar un pre-esfuerzo de electrificación a la tensión de prueba, por un intervalo de 10 minutos para la estabilización de las mediciones, registrando la tensión de inicio de la DP, y observando que el incremento de la DP se mantenga dentro de los márgenes de seguridad del sistema aislante que se trate. Se registra el valor de la carga aparente máxima y mínima obtenida en cada escalón de 0.5 kV o 1 kV. LA TENSIÓN DE PRUEBA RECOMENDADA PARA DEVANADOS EN MANTENIMIENTO ES 1.25 VECES LA TENSIÓN DE FASE A TIERRA Y DE HASTA 100% LA TENSIÓN NOMINAL DEL GENERADOR EN CASO DE DEVANADOS NUEVOS, ENTENDIÉNDOSE POR TENSIÓN NOMINAL DEL GENERADOR LA TENSIÓN DE LÍNEA A LÍNEA.
- Posteriormente el tiempo del pre-esfuerzo eléctrico se decrementa la tensión lentamente en pasos de 0.5 kV o 1 kV hasta la extinción de la DP, anotando la magnitud de la carga aparente máxima y mínima y la tensión de extinción de DP's.
- Para una buena reproducibilidad de los resultados de prueba, cada secuencia de prueba debe de ser realizada aproximadamente con el mismo retardo de tiempo.
- En cada medición debe registrarse la temperatura ambiente, temperatura de devanados, y humedad relativa.
- Las mediciones de diferentes cantidades relacionadas con los pulsos de DP's usualmente presentan mayor incertidumbre que otras mediciones durante pruebas de alta tensión. Consecuentemente es difícil confirmar los valores de DP obtenidos antes y después de la prueba de alta tensión. Lo anterior debe de tomarse en cuenta cuando se especifiquen pruebas de aceptación de DP's.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN

a) Magnitud de la carga aparente medida a la tensión de fase a tierra: La medición de esta variable nos determina la actividad por descarga parcial presente a la tensión de operación de la maquina. Se deben de comparar los resultados entre fases individuales, así como con los datos registrados para unidades similares o con respecto a los obtenidos en fábrica. En caso de no tener referencia alguna con respecto a esta prueba, los resultados obtenidos serán el punto de partida para futuras evaluaciones.

Solo como referencia para los aislamientos a base de papel de mica y resina opoxica se muestra la siguiente tabla:

| Etapa | Nivel de descarga parcial Q(pC) | Criterio |
|--------------|--|-----------------|
| I | < 10,000 | Aceptable |
| II | 10,000 < Qm < 30,000 | Observación |
| III | > 30,000 | Investigación |

b) Tensión de inicio de la descarga parcial: En tanto mayor sea la magnitud esta variable con respecto a las otras fases y/o máquinas similares, mejor será la condición actual del sistema aislante que se este probando.

c) Tensión de extinción de la descarga parcial: En condiciones normales, la magnitud de este valor es ligeramente menor o igual a la tensión de inicio de la descarga parcial.

d) Si se va a considerar la medición de descargas parciales como prueba de aceptación se deben de especificar claramente el tipo de equipo y procedimiento a utilizar.

5.2.4.-PRUEBA DE DESCARGAS A LA RANURA

El objetivo de esta prueba es evaluar la superficie equipotencial de contacto eléctrico entre el cuerpo de la bobina y la laminación del estator.

La realización de esta prueba se justifica cuando la medición de descargas parciales, utilizando el método aquí descrito, presenta un nivel superior a 10,000 pC a la tensión de

1.25 veces la tensión de fase a tierra; en caso contrario ésta se considera opcional, ya que en base a la experiencia los valores esperados no son significativos.

Ejecución de la prueba

La prueba se realiza energizando la fase bajo prueba a la tensión de fase a neutro de la maquina, con otras dos referidas a tierra.

- SE DA UN TIEMPO DE 30 MINUTOS ANTES DE INICIAR LA MEDICIÓN, ESTE TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN PERMITE UNA EVALUACIÓN RELATIVA ENTRE LOS DATOS DE PRUEBA OBTENIDOS ÚNICA Y EXCLUSIVAMENTE DURANTE ESTE ENSAYO. SI SE DESEA TENER UNA EVALUACIÓN CUANTITATIVA PARA EFECTOS DE ANALISIS DE TENDENCIA SE DEBE DAR UN TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN DE 2 HORAS.
- Se procede a registrar las actividades de descargas superficiales en la región de cada una de las ranuras que conforman la fase energizada mediante una bobina recolectora de campo magnético sintonizada con un circuito de medición a 5 Mhz.
- Debido a que la parte de mayor esfuerzo eléctrico y mecánico ocurre en cada salida de ranura, es valido, en caso de que no se pueda recorrer la longitud total de ranura, registrar solamente la actividad en estos casos extremos sobre una superficie de contacto de 6 a 15 centímetros.

CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Para este tipo de prueba se recomienda el siguiente criterio de evaluación:

| Unidad | Normal | Investigación | Reemplazo de bobina |
|--------|--------|---------------|---------------------|
| mA | 5-15 | 40-60 | > 100 |

5.2.5.-MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE DEVANADOS

- Ejecución de la prueba
- Verificar a detalle que las terminales del espécimen por probar este limpia.
- Asegúrese que las terminales del espécimen estén libres de cualquier objeto de sujeción como tortillería, tuercas, trenzas de enlace, etc.
- Descargar la fase por probar durante 10 minutos antes de iniciar la prueba
- En todas las mediciones se efectúan fase por fase, abriendo las terminales de línea y neutro.
- Medir la temperatura en devanados del estator directamente del registro de RTD'S



Criterios de evaluación

- Corregir la resistencia por temperatura de acuerdo a la referencia de fabrica mediante la siguiente formula:

$$R_s = R_t \frac{(t_s + k)}{(t_t + k)} \text{ Ohms}$$

R_s = Resistencia de devanado corregida a una temperatura especifica

T_s = Temperatura especificada en grados Celsius

R_t = Resistencia medida del devanado de campo

T_t = Temperatura del devanado al momento de efectuar la medición

K = Contante de cobre 234.5

- La diferencia entre la resistencia medida y la fábrica, referidas a la misma temperatura deben ser de +/- 1%
- La resistencia medida en cada fase debe tener una diferencia máxima entre ellas de +/- 1%

5.2.6.-PRUEBA DE VERIFICADO DEL APRIETE DE CUÑAS EN DEVANADOS DEL ESTATOR

El método tradicional que se ha venido utilizando en esta actividad requiere de personal experimentado que distinga debidamente los cambios de tonalidades que son emitidos al golpear ligeramente la cuña mediante un pequeño martillo de bola, con lo cual se determina la condición actual de la cuña. Recientemente se ha incorporado a este diagnostico un instrumento que detecta la resonancia natural de vibración de la cuña, la cual ocurre entre 800 y 1000 Hz; las diferencias obtenidas en la amplitud de vibración, frecuencia y ángulo de fase de la resonancia permite al equipo discriminar entre las cuñas que están flojas y apretadas.

Ejecución de la prueba

- Identifique adecuadamente la ranura No. 1 del estator y registre el total de las mismas.
- Anote el número total de cuñas por ranura.
- Identifique adecuadamente el tipo de cuña y relleno superior de cuña.
- Tomar medidas de los diferentes tipos de cuñas que conforman la ranura.

Definir el sistema de evaluación del apriete de cuñas, pudiendo ser de forma manual o digital

CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Independientemente del método utilizado se deben distinguir las siguientes categorías de la condición actual del acuíado:

- Cuña apretada
- Cuña ligeramente apretada
- Cuña hueca o sospechosa
- Cuña ligeramente floja
- Cuña floja
- Obtener el porcentaje total de cuñas flojas y ligeramente flojas, lo cual define los siguientes criterios de evaluación:

| Tipo aislamiento | Tipo de generador | % cuñas flojas y ligeramente flojas | Dispersión de resultados | Criterio |
|--------------------------|-------------------|--|--------------------------|--|
| Mica opoxi y/o poliester | Turbogenerador | > 30 % Total | Global | Acuíado integral |
| Mica opoxi y/o poliester | Turbogenerador | > 30% Total | Concentrado | Acuíado parcial de la región afectada |
| Mica opoxi y/o poliester | Hidrogenerador | > 30% por ranura Incluyendo la cuña candado | Indiferente | Acuíado de todas las ranuras afectadas |

5.3.-PRUEBAS AL ROTOR DEL GENERADOR



Rotor de un generador

ACTIVIDADES PRINCIPALES

La inspección visual tiene como propósito investigar la condición externa del núcleo y devanados del rotor. Basado en los resultados encontrados, se puede determinar si se requiere o no un trabajo de mantenimiento o algún pre-acondicionamiento para la ejecución de pruebas complementarias con respecto a la condición actual del sistema aislante.

5.3.1.-PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

El objetivo de esta prueba es determinar el estado actual de humedad y/o suciedad del devanado de campo mediante la aplicación de una tensión de corriente directa

La interpretación de los resultados deberá de estar de acuerdo con las pruebas hechas en fábrica, si no tienen éstas pruebas es válido el criterio de resistencia de aislamiento e índice de polarización para el estator. Esta prueba se realiza independientemente de si el rotor esta en sitio o no.

5.3.2.-PRUEBA DE IMPEDANCIA ESTÁTICA

El objetivo de esta prueba es obtener la huella de impedancia del devanado de campo bajo una excitación alterna, para en base a su posterior comparación con el obtenido en fábrica detectar fallas incipientes en el devanado de campo.

Esta prueba se realiza independientemente de si el rotor esta en sitio o no.

Ejecución de la prueba

- Variar la tensión de 0 a 120 V_{rmc} en etapas de 10 V_{rmc}, registrar la corriente, tensión y los Watts después de cada incremento de tensión
- Obtener el valor de la impedancia, reactancia y resistencia en base a los parámetros medidos.

CRITERIO DE EVALUACIÓN

Si existen diferencias significativas en la comparación de la curva de impedancia obtenida con respecto a pruebas anteriores y/o fábrica es posible la existencia de cortocircuitos entre espiras y/o con respecto a tierra, por lo que esta prueba se deberá de complementar con las pruebas adicionales tratadas en este procedimiento.



En base a la experiencia, en general, se ha encontrado que el devanado de campo en buen estado de rotores presenta una variación del valor medio de la impedancia obtenida con respecto al valor mínimo registrado de un 3%.

5.3.3.-PRUEBAS DE IMPEDANCIA DINÁMICA

Prueba de impedancia dinámica

El objetivo de esta prueba es la detección de cortocircuitos entre espiras a través de la variación de la velocidad nominal de la máquina.

Ejecución de la prueba

- Asegurarse de que cada uno de los puntos tratados en el apartado 8 se cumplan satisfactoriamente
- Aplicar una tensión constante de 100 o 120 Vca
- Pedir que el generador se revolucione en escalones de 100 RPM hasta llegar a la velocidad nominal, registrando en cada paso efectuado la tensión, corriente y los watts. Es indiferente si se realiza en orden ascendente o descendente las RPM de prueba de la máquina.
- Calcular la reactancia, resistencia e impedancia en base a los valores medidos y registrarlos
- Obtener la gráfica de impedancia versus RPM

CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Si existen problemas de corto-circuitos entre espiras en el devanado de campo se observara en la gráfica impedancia versus RPM una caída significativa de la impedancia. En caso contrario, se obtendrá una curva casi recta, conservándose el valor de la impedancia constante e independiente de las RPM

En base a la experiencia se ha encontrado que un rotor con cortocircuitos entre espiras sufre una mayor caída de su reactancia que de su impedancia.

5.3.4.-PRUEBA DE IMPEDANCIA ESTÁTICA A 3600 RPM

Esta prueba se efectúa exclusivamente con el rotor en sitio y después de haber realizado la prueba de impedancia dinámica, sin importar el orden en que estas se realicen.

EJECUCIÓN DE LA PRUEBA

- Con la máquina girando a la velocidad nominal del generador variar la tensión de 120 Vca en escalones de 10 Vca y registrar en cada paso el valor de la tensión, corriente y Watts

- Calcular la impedancia, resistencia y reactancia a partir de los parámetros medidos, registrando los resultados

CRITERIO DE EVALUACIÓN

La curva de impedancia obtenida en función de la tensión de prueba se compara con la curva de impedancia a máquina parada. En rotores sanos se ha encontrado que la impedancia a velocidad nominal puede decrecer por un factor del 10% con respecto al obtenido a máquina parada, y la reactancia puede decrecer hasta un 20% de su valor a máquina parada. Lo anterior se debe a que durante el esfuerzo dinámico aplicado se reduce la resistencia de contacto entre cuñas y devanado de campo del rotor.

5.3.5.-PRUEBA DE IMPULSO

La prueba por comparación de impulsos es una técnica para evaluar el aislamiento entre espiras del devanado de campo del rotor a través de la búsqueda de espiras en cortocircuito. Cuando se aplica un pulso de frente de onda rápido, solamente las frecuencias menores a una frecuencia crítica penetran el devanado y estas se propagan por el interior del mismo como ondas viajeras; como consecuencia a estas frecuencia el devanado se comporta como una línea de transmisión multi-conductora, y aplicando técnicas de reflectometría se pueden determinar irregularidades en el interior de los arrollamientos.

EJECUCIÓN DE LA PRUEBA

- Pre-acondicionar la base de tiempo (normalmente de 2 a 10 μ S) y regular la ganancia vertical en forma alterna del Osciloscopio.
- Inicialmente se manda un impulso en vacío, para caracterizar el tipo de onda que será aplicado al objeto bajo prueba. El nivel de tensión por aplicar depende del tiempo de frente de onda del generador de impulsos y del evento de prueba del que se trate:

| Evento | Frente de onda | Tensión por aplicar |
|--------------------------|-------------------|---------------------|
| Pruebas de recepción | 0.1 μ s | 3.5 Vn |
| | > 1.2 μ S | 5.0 Vn |
| Pruebas en mantenimiento | 0.1 a 1.2 μ S | 0.75 a 1 Vn |



Nota: Los niveles de tensión aquí descritos no evalúan la capacidad de aguante del aislamiento entre espiras para impulsos de tensión anormales, en contraste con los impulsos asociados en condiciones normales de operación

- Mandar un impulso de magnitud pre-establecida, en base al anterior punto, sobre un de las terminales del devanado de campo y desplegar la respuesta al impulso sobre el osciloscopio.
- Mandar un segundo impulso idéntico al anterior sobre la otra terminal del devanado de campo y desplegar su respuesta sobre el osciloscopio.
- Asegurarse que las respuestas al impulso obtenidas anteriormente hallan quedado archivadas en la memoria del osciloscopio para ser transferidas y analizadas en una computadora.
- En caso de que el punto medio polar del rotor este accesible, repetir el anterior procedimiento pivoteando e intercambiando la aplicación del impulso en el punto medio polar.



Bibliografía

Blacburn: Protective Relaying, Ed. Dekker.

Enríquez Harper, Gilberto: Introducción al Análisis de Redes Eléctricas en Sistemas de Potencia, Limusa, México, 1981.

Mileaf, Harry: Electricidad, Limusa, México, 19179.

Mason, C.Russell: El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores, Compañía Editorial Continental S.A., México, 1979.

Manuales

Beckwith Electric Company: Protección de Generadores Usando Tecnología Basada en Microprocesadores.

Central Ciclo Combinado Tula: Manual de Ayudante General de Operación, Tesamex, México, 1991.

Central Ciclo Combinado Tula: Prontuario de Datos Técnicos Central Ciclo Combinado Tula, México, 2000.

Centro de Capacitación Celaya C.F.E: Manual de Mantenimiento y Pruebas a Generadores Eléctricos, México, 1995.

Centro de Capacitación Celaya C.F.E: Manual de Protecciones Eléctricas, México, 2000.

The Power Engineering Education Committee and Power System Relaying Committee: Tutorial IEEE de Protección de Generadores Sincrónicos.

Westinhouse Electric Corporation: Overcurrent Relays, Relay Instrument Division, Newark, USA.

