TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

PROYECTO DE RESIDENCIA

MANTENIMIENTO MENOR A LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE LA UNIDAD No. 3

ALUMNO:

CAMPOSECO COUTIÑO CARLOS ALBERTO

ASESOR INTERNO

Ing. CEIN TECO LÓPEZ

ASESOR EXTERNO

Ing. SALVADOR ESPINOSA PANIAGUA

08 de junio del 2018

INDICE

1. Introducción……..……....4

1.1 Antecedentes……..……4

1.2 Estado del arte…….…….....5

2. Justificación……..…….…...10

3. Objetivo……..……..…..10

4. Fundamento Teórico ….……10

CAPITULO I…….……...10

1.1 Definición de Generador……..……..10

1.2 Componentes de un Generador de Corriente Alterna……..…….11

1.3 Partes principales que constituyen al generador y su función…….....11

1.4 Principio de funcionamiento…….....13

1.5 Equipo eléctrico de una central…….....13

1.6 Mantenimiento…….....14

1.7 Componentes principales de una central eléctrica…….15

CAPITULO II…….....15

2.1 Filosofía de protecciones……15

2.2 Requerimientos de los sistemas de protección……17

2.3 Protecciones primarias y de respaldo……..18

CAPITULO III……...…….....20

3.1 Equipo básico para proteger cualquier elemento del sistema de potencia……..…….……20

3.2 Transformadores de corriente (TC´s)……21

3.3 Transformadores de potencial (TP´s)……...……25

CAPITULO IV…….…….29

4.1 Protección del generador……29

4.2 protección de falla de fases en el estator……..31
4.3 protección de falla a tierra en el estator del generador……35
4.4 protección de falla a tierra en el campo del generador……39
4.5 protección de pérdida de campo……41
4.6 protección contra sobretensión……..44
4.7 Protección de sobre excitación……..46
4.8 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa……49
4.9 Protección de baja frecuencia……53
4.10 Protección de respaldo del sistema……55
4.10.1 Protección de respaldo de fase……56
4.10.2 Protección de respaldo de tierra……..58
4.11 Protección de potencia inversa……58
4.12 Protección contra sobrecalentamiento del estator……60

5. Desarrollo……61
CAPITULO V…..……..……61
5.1 Mantenimiento a tableros de protección y medición……..62
5.2 Mantenimiento a relevadores auxiliares y micro procesados……..67
5.3 Digitalización de diagramas y esquemas de protección……..……..69
5.4 Pruebas a los relevadores micro procesados……72
5.5 Pruebas a los relevadores electromecánicos 86´s……73
5.6 Pruebas a los transformadores de corriente y potencial……..74
5.7 Mantenimiento a esquemas del transformador de potencia……85
5.8 Pruebas al tc de flecha……101
CONCLUSIÓN……102
REFERENCIAS……103

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La protección de los sistemas eléctricos tiene la función de detectar, evaluar y eliminar los efectos eléctricos que se presentan en un sistema de potencia, Para tal cometido se emplean dispositivos de gran confiabilidad como son los relevadores de protección, que con la velocidad de detección y los datos registrados de las fallas han permitido incrementar la flexibilidad y adaptabilidad de la coordinación de la protección.

Para el caso de la protección de generadores síncronos a diferencia de otros elementos del sistema de potencia se requiere que estos sean protegidos no solo contra cortocircuitos sino contra las condiciones de operaciones anormales más dañinas que puedan presentarse, algunos de estos casos son; la sobreexcitación, sobre voltaje, la pérdida de campo, la potencia inversa y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

El inconveniente al proporcionar algunas de las protecciones no es tanto que puedan operar inadecuadamente o remover el generador de servicio innecesariamente, sino que fallen al operar cuando deben. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectada lo son aún más. La correcta aplicación de las protecciones se obtiene a través de un pleno conocimiento de ellas y como utilizarlas en un generador.

Un operador diestro y alerta puede en algunas ocasiones, corregir una condición anormal de operación evitando que se saque un generador del servicio. Pero en la mayoría de los casos, el evento ocurre demasiado rápido como para que el operador pueda reaccionar, y se necesita la detección automática. Los operadores también cometen errores, creando condiciones anormales en las que se requiere la desconexión por disparo del generador para evitar daños.

Este trabajo tiene como finalidad explicar de manera muy detallada la finalidad de la necesidad de proporcionar una adecuada protección al generador.

Los sistemas eléctricos de potencia involucran a todos los elementos necesarios en la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. Entre los objetivos más importantes en todo sistema eléctrico de potencia está en minimizar todas las interrupciones posibles o reducir los cortes de energía a causa de fallas en los equipos. Estas se pueden evitar mediante un esquema de protecciones a base de relevadores y fusibles, los cuales, conectados a través de dispositivos de medición, que, si bien no evitan fallas, si ayudan a minimizar el daño evitando que este se propague a lo largo del sistema.

Los equipos eléctricos donde se han desarrollado esquemas o diagramas de protección son para los transformadores, las líneas de transmisión y generadores. Para este último caso es donde se debe fijar un poco más de atención, ya que son los elementos que suministran la energía eléctrica y por lo tanto estos son los que se encuentran sometidos más que cualquier otro aparato a diversas condiciones anormales. El fallo a un generador, no solamente nos traerá interrupciones en el suministro eléctrico sino también pérdidas económicas tanto a la empresa suministradora del servicio como a las que dependan de ella. Por este motivo se considera de suma importancia el saber qué tipos de protecciones utilizar y contra que fallas nos protege.

1.2 Estado del arte

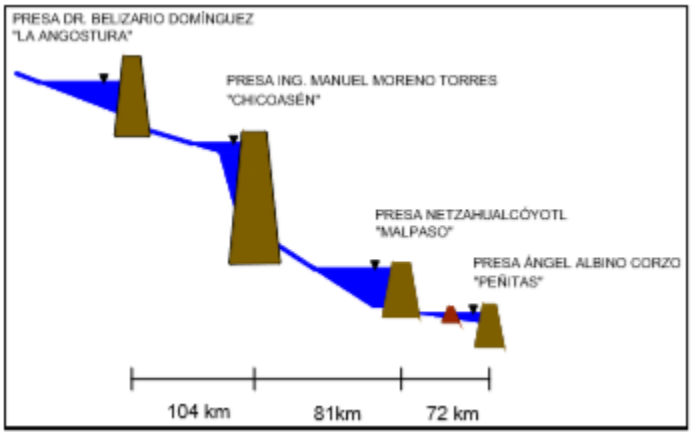
C.H. MALPASO**.** Esta central produce energía eléctrica que, a través de los sistemas interconectados de comisión federal de electricidad, abastece a millones de consumidores, así como un gran número de industrias, fabricas, talleres, alumbrados, etc.

Presa Netzahualcóyotl "Malpaso"

Para mover sus turbinas hidráulicas, aprovecha las aguas del caudaloso rio Grijalva, el cual es el segundo en potencia hidráulica en nuestro país.

A partir de 1953 la secretaria de recursos hidráulicos construyo bordos de defensa marginales a los ríos y en 1955, de acuerdo con los estudios hidrológicos topográficos y geológicos preliminares, la comisión del rio Grijalva llegó a la conclusión de que la primera presa por construirse fuera la Netzahualcóyotl, en la boquilla denominada "Raudales Malpaso" sobre el rio Grijalva, habiendo iniciado en 1958. En 1960 se disponía de los planos estructurales definitivos para iniciar la construcción de la presa, en la cual la comisión del rio Grijalva coordinada sus actividades con la comisión federal de electricidad, que planeo todo lo referente a su aprovechamiento para la generación de la energía eléctrica.

Sistema del rio Grijalva



Perfil del sistema del rio Grijalva

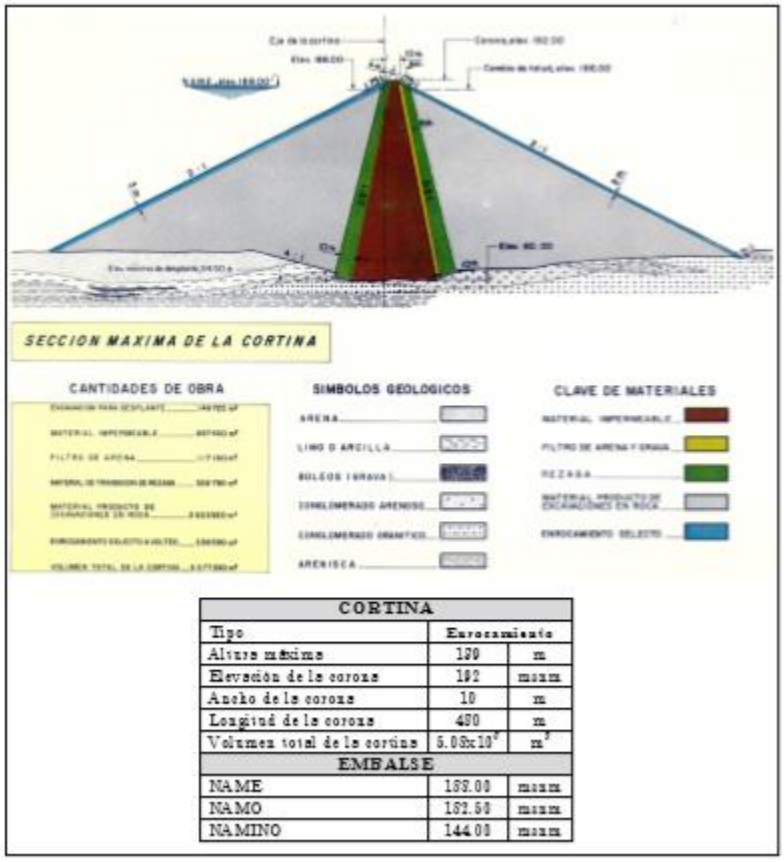
Características más importantes

- Área de la cuenca 33,140 Km2
- Área del embalse a nivel máximo 29,400 Km2
- Tipo: Enrocamiento con corazón impermeable de arcilla
- Altura 139 Metros
- Longitud Máxima 485 Metros
- Elevación de la corona 192 M.s.n.m
- Ancho de la corona 10 Metros
- Longitud de la corona 487 Metros
- Volumen total de la cortina 5077 M3

Descripción general

- EMBALSE

El objetivo principal de la presa Netzahualcóyotl es el control de avenidas, generación de energía eléctrica, defensa contra inundaciones, riego, drenaje, agua potable, saneamiento, vías de comunicación y el establecimiento de nuevos centros de población campesina.



CORTINA		
Tipo	Enrocamiento	
Altura máxima	180	m
Elevación de la corona	192	msnm
Ancho de la corona	10	m
Longitud de la corona	400	m
Volumen total de la cortina	5.05×10^7	m^3
EMBALSE		
NAME	189.00	msnm
NAMO	182.50	msnm
NAMINO	144.00	msnm

- VERTEDORES

La obra de control se localiza en la margen izquierda de la boquilla y está constituida de cresta controlada, perfil creager, dividida por pilas en tres vanos de 15 Metros de ancho donde están instaladas las compuertas radiales.

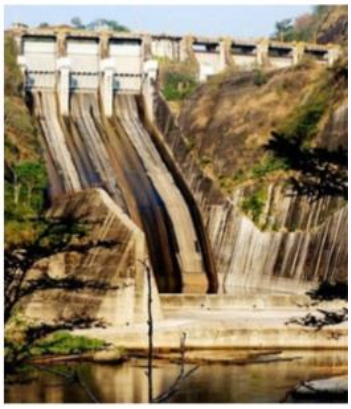
La cresta se encuentra en la elevación 163.69 y localiza 3 compuertas radiales de 15x15 metros que regulan un gasto máximo de avenida fijado en 8500 m/seg. Que es el gasto que puede conducir el cauce bajo del rio Grijalva.

El canal de descarga de este vertedor está revestido de concreto con una longitud total de 410 M y 51 M de ancho alcanzando un desnivel entre la cresta y el fondo del tanque de 93.69 metros.

Las aguas vertidas caen sobre un tanque amortiguador de 105x51 metros y retornan al cauce original, aguas debajo de la cortina.

La obra de excedencias es semejante a la de control, posee cuatro vanos que alojan cuatro compuertas radiales de 15x18.70 metros con elevación en la cresta de 167.64 metros.

Esta obra no tiene tanque amortiguador y solamente opera cuando al vaso le llegan avenidas superiores a la máxima ordinaria y después de que en la estructura de control se requiera desalojar un gasto mayor de 5853 m3/seg, siendo su capacidad máxima de 10650 m3/seg. La capacidad máxima de ambas obras de vertedores es de 21750 m3/seg.



- OBRA DE TOMA

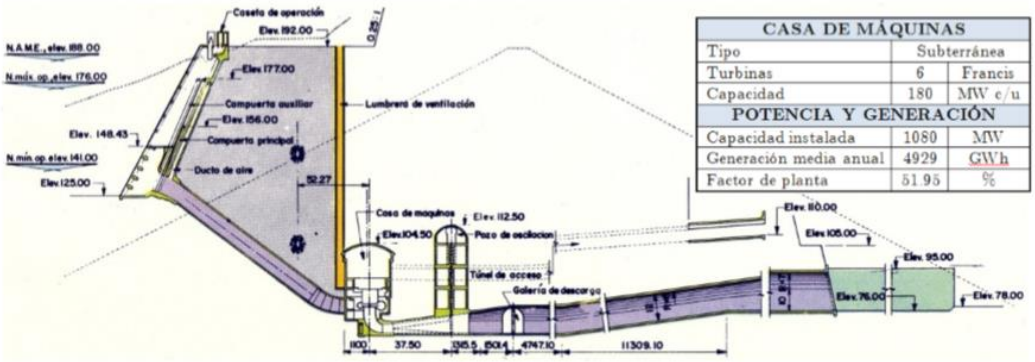
Está constituida por seis estructuras de entrada correspondiente a cada una de las 6 unidades, 4 de la primera etapa y 2 de la segunda etapa.

Estas estructuras alojan dispositivos de operación de 6 compuertas rodantes y una auxiliar de emergencia, instaladas en vanos de 4.80 metros x 8.20 metros de altura que se utilizan para sellar el paso del agua a las tuberías de presión.

- TUBERIAS DE PRESIÓN

Aguas debajo de los vanos de las compuertas rodantes de la obra de toma y a continuación de las transiciones que tiene 12.40 metros de longitud se inicia en cada unidad un túnel inclinado de 360° con la horizontal, revestido de concreto de 31,500 m3 de excavación subterránea y 11,600 m3 de concreto en los 6 conductores forrado con tubería de acero de 7 metros de diámetro interior y de 71.36 metros de diámetro en su parte inferior que se continua con un tubo de reducción de 6 metros a 5.50 metros de diámetro hasta su conexión con la tubería correspondiente.

La tubería de las 6 unidades se fabricó por sakai-iron Works Companys ltd, de Tokio Japón usándose un acero similar al a.s.t.m., a -201° b-62t calidad fogón con peso total de 2,340 toneladas de acero.



CASA DE MÁQUINAS		
Tipo	Subterránea	
Turbinas	6	Francis
Capacidad	180	MW c/u
POTENCIA Y GENERACIÓN		
Capacidad instalada	1080	MW
Generación media anual	4929	GWh
Factor de planta	51.95	%

- TURBINAS

La central Malpaso cuenta con 6 turbinas tipo Francis de eje vertical, las unidades de la 1 a la 4 son de fabricación Mitsubishi y de la 5 y la 6 de fabricación excher wyss.

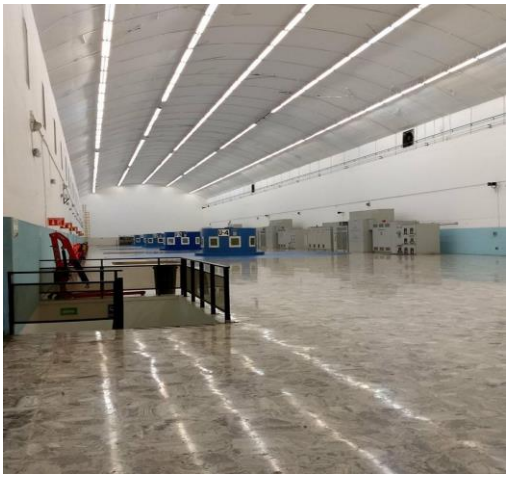
Cada unidad tiene una capacidad de 180 Mw. Las cuales hacen un total de 1080 Mw de capacidad instalada.

- TUNEL DE ACCESO

El acceso a casa de máquinas se hace desde aguas abajo a partir de la elevación 110 m.s.n.m. con un túnel perforado en conglomerado, sección de portal para desembocar a la elevación 89.50 m.s.n.m. en el recinto de casa de máquinas.

- CASA DE MÁQUINAS

La casa de máquinas es de tipo subterráneo, se localiza sobre la margen derecha a un lado de la cortina labrada en una caverna conglomerada totalmente revestida de concreto de 21.70 metros de ancho en la bóveda hasta el nivel de trabecarril y de 20 metros de ancho desde este nivel hasta el piso de turbinas.



- ELEVACIONES

- ✓ Bóveda 104.50 metros
- ✓ Piso de excitadores 89.50 metros
- ✓ Piso de generadores 85 metros
- ✓ Piso de turbinas 80.50 metros
- ✓ Piso de turbina auxiliar 76.50 metros
- ✓ Piso de válvulas 71.50 metros
- ✓ Piso de aspiración 65.50 metros
- ✓ Longitud 184 metros

2. Justificación

Los esquemas de protección implican el conocimiento de las razones por las cuales deben protegerse los sistemas eléctricos de potencia, los relevadores necesarios para proteger los equipos y los ajustes y tiempos colocados para lo coordinación de los relevadores.

Debido a que los tiempos de operación y ajustes de los relevadores varían dependiendo del tipo de falla a la que protegen y del criterio basado en la experiencia del trabajo del ingeniero de protecciones, y dicha experiencia es algo que no se puede obtener de la noche a la mañana así como tampoco el conocimiento pleno del relevador para saber que ajustes y criterios son los más convenientes utilizar en cada caso; El presente trabajo se limitará en explicar el proceso que con lleva el realzar un mantenimiento menor a una unidad generadora, las razones principales del por qué protegerlo, y los relevadores utilizados en cada caso de falla.

3. Objetivo

Desarrollar el mantenimiento menor a los esquemas de Protección, Medición, y Actualización de Diagramas la unidad generadora por etapas de la central hidroeléctrica malpaso.

4. Fundamento Teórico

CAPITULO I

1.1 Definición de Generador

Un generador es una máquina eléctrica rotativa y, como su nombre lo dice, tiene la función de generar o producir energía eléctrica, este transforma la energía mecánica en energía eléctrica proveniente del movimiento de una turbina, accionada dependiendo del tipo de la central ya sea por vapor de agua, aire o agua. Lo

consigue debido a la interacción de los dos elementos principales que lo componen: la parte móvil denominada rotor, y la parte estática conocido como estator.

1.2 Componentes de un Generador de Corriente Alterna

Los principales componentes de un generador de corriente alternan son:

- Estator.
- Rotor.
- Sistema de enfriamiento.
- Excitatriz.
- Conmutador.

- **Estátor**

Es la parte fija exterior de la máquina. Allí se encuentran las bobinas que, inducidas, producen la corriente eléctrica. Este estator va colocado sobre una carcasa metálica que le sirve como soporte.

- **Rotor**

Es el componente móvil que gira dentro del estator y provoca un campo magnético inductor que genera el anterior bobinado inducido.

- **Excitatriz**

Es la máquina encargada de suministrar la corriente de excitación a las bobinas del estator, la cual se encuentra en el interior del rotor.

1.3 Partes principales que constituyen al generador y su función

a) Excitación del generador
b) Circuito magnético
c) Devanado de armadura

- Excitación del generador.

El campo magnético tiene como función el convertir el par mecánico de entrada, en corriente eléctrica hacia el exterior. El campo es producido por una fuente de corriente continua, que es el excitador, este fluye a través del devanado en los polos del rotor también conocido como devanado de campo.

- Circuito magnético.

El rotor y el estator son combinados para completar la trayectoria magnética. La presencia de la estructura del estator a través del campo de los polos incrementa el flujo. El flujo atraviesa dos núcleos de metal y un espacio de aire (entre hierro), como el rotor gira, la trayectoria del flujo es también rotativa, cortando todas las ranuras del estator. Este flujo fluye hacia dentro y fuera en pasos sucesivos de polo a polo.

- Devanado del estator.

Al devanado del estator también se le conoce como inducido o de armadura y es el que se encuentra en la parte fija del generador, siendo estas las bobinas del devanado. La suma de los voltajes inducidos en todas las bobinas en serie nos produce el voltaje de salida o terminal.

ESTATOR

Los elementos más importantes del estator de un generador de corriente alterna, son las siguientes:

- Componentes mecánicas.
- Sistema de conexión en estrella.
- Sistema de conexión en delta.

COMPONENTES MECÁNICAS.

Las componentes mecánicas de un generador son las siguientes:

- La carcaza.
- El núcleo.
- Las bobinas.
- La caja de terminales.
- Turbina: es un elemento fundamental para el aprovechamiento de la energía. Existen dos tipos de turbina.
    - Turbinas de acción: son aquellas en las que la energía de la presión del agua se convierte completamente en energía cinética, su principal característica que en el fluido tiene la máxima presión en la entrada y la salida del rodillo.
    - Turbinas de reacción: en este tipo de turbinas únicamente cierta cantidad de la energía de presión del agua se convierte en energía cinética, debido a que en este caso el agua tiene más presión en la salida que en la entrada.

Algunos tipos de turbinas utilizadas actualmente que aprovechan de mejor manera la entrada del agua son las turbinas; Francis, Pelton, y Kaplan.

1.4 Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento de los generadores se basa en el fenómeno de inducción electromagnética o ley de Faraday, la cual dice que un conductor eléctrico moviéndose dentro de un campo magnético (imán) generaba una tensión o diferencial de potencial entre sus dos extremos, generándose una corriente eléctrica al mover el conductor por dentro del campo magnético. Ha esta corriente se le denomina corriente inducida y si en lugar de mover el conductor movemos el campo magnético (el imán), también se genera corriente eléctrica. cuanto más rápido el conductor cortaba las líneas del campo magnético del imán, se creaba mayor corriente eléctrica inducida

Las centrales hidroeléctricas se construyen en los cauces de los ríos, creando un embalse para retener el agua. Para ello se construye un muro grueso de piedra, hormigón u otros materiales, apoyado generalmente en alguna montaña. La masa de agua embalsada se conduce a través de una tubería hacia los álabes de una turbina que suele estar a pie de presa, la cual está conectada al generador. Así, el agua transforma su energía potencial en energía cinética, que hace mover los álabes de la turbina.

1.5 Equipo eléctrico de una central

Una central generadora, se compone de equipos eléctricos diversos el cual se puede clasificar en:

- **Equipo eléctrico primario:** son los equipos eléctricos que manejan la potencia y que integran el grupo turbo generador; generador de potencia, bus de fase aislada, transformador de unidad o banco de transformadores, cables de potencia, cuchilla seccionadora de unidad, interruptor de potencia, transformadores de corriente, transformadores de potencial, apartarrayos y capacitores de máquina, apartarrayos del transformador de unidad, transformador del neutro, campo del generador.

- **Equipo auxiliar de unidad:** estos equipos llegan a formar parte del esquema de arranque y paro de la unidad generadora; bomba de regulación, bomba de pre lubricación, compresores de regulación, compresores del sistema de frenado, tablero de distribución de corriente alterna de servicios propios, tablero de corriente directa de control y regulación, interruptor de servicios auxiliares, sistema de protecciones eléctricas, sistema de medición, sistema de protecciones mecánicas, sistema de frenado, sistema de enfriamiento, extractores de vapores, sistemas contra incendio y equipo de monitoreo en línea de descargas parciales.

- **Equipo auxiliar de central:** son los equipos instalados en la central que no forman parte del esquema de arranque y paro de las unidades generadoras,

que permiten la operación de la central como conjunto; sistema de alumbrado, sistema de aire comprimido, sistemas de corriente directa, sistema de corriente alterna, subestaciones unitarias de servicios propios interiores y exteriores, circuitos alimentadores, sistema de achique, grúas puente, sistema de comunicaciones, elevadoras, red de tierras.

1.6 Mantenimiento

Se puede llegar a definir el mantenimiento de una maquina eléctrica al trabajo realizado o las acciones que permiten conservas las condiciones operativas del equipo, siendo estas acciones realizadas por el personal técnico adecuado.

El mantenimiento se llega a clasificar de acuerdo con las actividades realizadas en el equipo, las pruebas y su tiempo de duración. Los tipos de mantenimiento son:

- Preventivo
- Correctivo
- Predictivo

1. **Mantenimiento preventivo**

Rutinario

En este caso se realizan pruebas o actividades menores, con duración de algunas horas, e inclusive puede llegar a realizarse con el equipo energizado o fuera de línea.

Menor

En este caso suele ser de mayor duración que el rutinario, se llega a realizar el cambio de piezas menores, su duración puede llegar a ser de días y el equipo debe estar fuera de línea.

Mayor

Para llevarse a cabo requiere mayor duración que el rutinario y el menor, y se caracteriza porque al equipo se le rehabilitan o cambian partes o piezas mayores.

Overhaul

Este tipo de mantenimiento conlleva a un desensamble total de la máquina, cambian partes mayores del equipo.

2. **Mantenimiento Correctivo:**
   es el mantenimiento realizado cuando el equipo ha dejado de operar debido a una falla.

3. **Mantenimiento Predictivo:**
   En este caso, se realiza cuando los quipos se encuentran funcionando y se aprovecha a realizar mediciones de parámetros operativos, por medio de equipos de supervisión o monitoreo en línea, con lo cual se pretende obtener hallazgos de operación anormales y así evitar fallas.

1.7 Componentes principales de una central eléctrica

- La presa
- Rebosaderes
- Destructores de energía
- Casa de máquinas
- Turbina
- Alternador
- Conducciones
- Válvulas
- Chumaceras de equilibrio

CAPITULO II

2.1 Filosofía de protecciones

Un sistema eléctrico de potencia está integrado por el conjunto de centrales generadoras, subestaciones eléctricas, líneas de transmisión, sistemas de distribución, además de todo el equipo de medición, protección y control, con la finalidad de suministrar energía eléctrica confiable y con calidad para los usuarios. Al hacer mención de energía confiable nos referimos a que el suministro debe ser continuo, con la mayor disponibilidad y tratando de minimizar los cortes de servicio por mantenimiento o fallas, esto se debe a que cualquier interrupción del servicio puede causar inconvenientes mayores a los usuarios y ocasionar situaciones de riesgo en el consumo industrial con problemas técnicos y de producción, lo que llegaría a causar grandes pérdidas económicas.

Un suministro de energía confiable lo podemos lograr a través de la instalación de elementos de calidad, teniendo reservas de generación y sistemas interconectados para suministrar la electricidad desde diferentes puntos y finalmente con un alto nivel de seguridad, el cual es proporcionado por un sistema de protecciones a base de relevadores, fusibles, o ambos. Podemos definir a los relevadores de protección como “Aquellos dispositivos eléctricos diseñados para aislar cierta parte de una instalación o circuito eléctrico o para operar una señal de alarma en el caso de una condición anormal o de falla”. Otro elemento utilizado en el área de protecciones son los fusibles, los cuales la IEEE los define como “Un dispositivo de protección de sobrecorriente con un elemento térmico que al ser calentado severamente por el paso de la sobrecorriente a través de él abrirá el circuito”. Los relevadores son

utilizados en todas las partes importantes de los sistemas eléctricos de potencia y van acompañados por lo regular con fusibles para la detección de condiciones fuera de lo normal.

La finalidad principal de los esquemas de protección (relevadores y fusibles), es la detección de fallas dentro del sistema eléctrico de potencia, tomando acciones inmediatas tan rápido como sea posible para que de esta forma dichas fallas sean eliminadas y así minimizar los daños que pudieran ocasionar si llegaran a propagarse.

La rapidez de respuesta es muy importante en la protección, tiempos de respuesta del orden de milisegundos son requeridos a menudo, por lo que la participación humana en el funcionamiento de la protección de estos sistemas no es posible. También es de suma importancia que las protecciones por relevadores desconecten solamente la zona donde ocurrió la falla, manteniendo el servicio continuo en el resto del sistema que permaneció fuera de riesgo.

Como se ha mencionado anteriormente, la protección por relevadores se diseña para detectar las condiciones anormales en el sistema, pero siendo estas últimas indeseables existen ciertas técnicas que nos permiten minimizarlas, las más comunes son:

- Un buen mantenimiento oportuno y efectivo
- Blindaje
- Aislamiento con materiales de alta calidad

Para de esta manera poder lograr disminuir el número de fallas y así hacer que el trabajo de los relevadores sea mínimo por lo cual permanecerán en reposo eventualmente hasta el momento en que tenga que operar. También se debe tener la certeza de que la operación del relevador sea efectiva por tal motivo es necesario probarlas periódicamente utilizando diversos componentes eléctricos como resistencias, capacitancias, inductancias, para construir un sistemas eléctrico que permita provocar los parámetros que se representan en las fallas, utilizando equipos de prueba diseñados para simular condiciones de falla y reproduciendo eventos de falla con equipos de prueba obtenidos de registradores o de protecciones digitales.

En una central, los generadores son equipos a los que se les debe tener un grado especial de atención, no tanto por las probabilidades de que una falla las afecte, sino porque ellos cumplen una función primordial dentro del sistema al ser el elemento que suministra la energía, una condición anormal podría significar una pérdida de energía al tener que suspender el servicio eléctrico por reparación y también perdidas económicas ya que en el peor de los casos, si los daños son muy graves será necesario reemplazar la máquina.

Las fallas que más afectan a todos los equipos de potencia son las de cortocircuito, pueden deberse a condiciones tanto naturales como artificiales, como causas

naturales se encuentran las descargas atmosféricas (voltaje inducido o descarga indirecta en el conductor), el viento, el hielo, fuego, explosiones, terremotos, árboles caídos sobre líneas, contaminación, deterioro del aislamiento, contacto físico por animales. Cuando se deben a condiciones artificiales las más frecuentes se deben a errores humanos, objetos voladores como cuerdas de cometas, accidentes de vehículos contra postes o equipo vivo, así como el sabotaje de personas a las instalaciones o equipos de potencia. A pesar de que se hace un esfuerzo considerable para reducir los posibles daños, la eliminación de todos estos problemas semejantes aun no es posible.

2.2 Requerimientos de los sistemas de protección

La protección de los sistemas eléctricos de potencia es fundamental para evitar daños a los equipos interconectados al sistema. Con el desarrollo tecnológico existe una variedad de equipos para la protección de los SEP.

Un sistema de protección se refiere a la combinación de relevadores de este o de diferentes tipos. El sistema de protección incluye los interruptores, así como los relevadores y deben de funcionar juntos.

Las características que debe cubrir un esquema de protección son las siguientes:

a) Detectar condiciones anormales en el equipo.
b) Detectar fallas eléctricas.
c) Proteger el equipo para disminuir los daños que ocasiona una falla (cortocircuito).

Para las máquinas eléctricas la parte de las protecciones juega un papel muy fundamental debido a que nos permiten prevenir, reducir, y proteger los equipos.

- Prevenir

Daños considerables en equipos instalados, minimizando los costos de las reparaciones.

- Reducir

Los cortes de energía a los usuarios al mínimo posible, manteniendo el servicio de energía de forma continua.

- Proteger

La salud personal, del público en general, los animales.

Los dispositivos de protección controlan permanentemente el estado eléctrico de los elementos que componen un circuito, y provocan la excitación de un dispositivo

de apertura, cuando detectan una perturbación (cortocircuito, defecto de aislamiento, etc.).

un sistema de protección debe atender las siguientes prioridades:

- rapidez
- selectividad
- fiabilidad

características de los sistemas de protección:

- Velocidad

Lo ideal es responder ante una falla en el menor tiempo posible, actualmente los sistemas cuentan con un sistema de respuesta de ms (alta velocidad indica 50ms ó 3 ciclos de 60Hz).

- Selectividad

La protección se arregla en zonas, es indispensable seleccionar y disparar las zonas más cercanas.

- Sensibilidad

Se refiere al valor mínimo que la protección requiere para que la protección actúe.

- Automaticidad

Para una mayor rapidez en la respuesta, las protecciones deben realizarse sin interrupción humana.

Las protecciones se pueden clasificar según sean para: Protección contra cortocircuitos, Protección contra sobrecargas, Protección contra electrocución.

2.3 Protecciones primarias y de respaldo

Los esquemas de protección por relevadores se dividen en dos grupos que son los de protección primaria y los de protección de respaldo. Los relevadores de protección primaria pueden decirse que son la primera línea de defensa mientras que las funciones de la protección de respaldo se dan cuando falla la protección primaria.

La protección de respaldo se emplea sólo para protección de cortocircuitos. Debido a que estos son el tipo preponderante de falla del sistema de potencia, hay más posibilidades que falle la protección primaria en caso de cortocircuitos. La experiencia ha mostrado que la protección de respaldo no es justificable económicamente para casos distintos de los cortocircuitos. Es necesaria una clara comprensión de las causas posibles de fallas de la protección primaria, para una

mejor apreciación de las prácticas comprendidas en la protección de respaldo. Cuando decimos que la protección primaria puede fallar, entendemos cualquiera de las diversas cosas que pueden suceder para impedir que la protección primaria origine la desconexión de una falla del sistema de potencia. La protección primaria puede fallar debido a uno falla en cualquiera de los siguientes puntos.

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

Una segunda 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. ES evidente, quizá, que 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 hacer que falle la protección primaria. Sin embargo, esto enfatiza la importancia del segundo requisito de la protección de respaldo, que esta debe funcionar con suficiente acción acción retardada como para que se le dé a la protección primaria tiempo suficiente para funcionar si es capaz de hacerlo. En otras palabras, cuando ocurre un cortocircuito, ambas protecciones primarias 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 un conjunto de relevadores proporciona protección de respaldo a diversos elementos adyacentes del sistema, la protección primaria más lenta de cualquiera de aquellos elementos adyacentes determinará la acción necesaria para los relevadores de respaldo dados.

En muchas ocasiones, es imposible atenerse al principio de la segregación completa de los relevadores de respaldo. Entonces se trata de alimentar los relevadores de respaldo de otras fuentes distintas de las que alimentan los relevadores primarios del elemento de sistema en cuestión, y también se intenta disparar otros interruptores, sin embargo, puede emplearse la misma batería de disparo en común, para ahorra dinero y porque se e considere un riesgo menor.

CAPITULO 3

3.1 Equipo básico para proteger cualquier elemento del sistema de potencia.

Un equipo de protección está integrado por tres elementos principales que son:

1. Transformadores de Instrumento

a) Transformador de corriente (T.C.)

Tiene como función aislar de la alta tensión y reducir la magnitud de la corriente en función de su relación de transformación (5A O 1A).

b) Transformador de potencial (T.P)

Tiene como función reducir la magnitud de la tensión de alta tensión en función de se relación de transformación a una tensión de generalmente 120 V / $\sqrt{3}$ V.

2. Relevador

Es el elemento sensor. Es el que detecta la falla y envía señal de disparo al interruptor. Se alimenta a través de los T.C. y/o T.P.

3. Interruptor de Potencia

Tiene como función librar la falla abriendo sus contactos principales cuando recibe la señal de disparo del relevador.

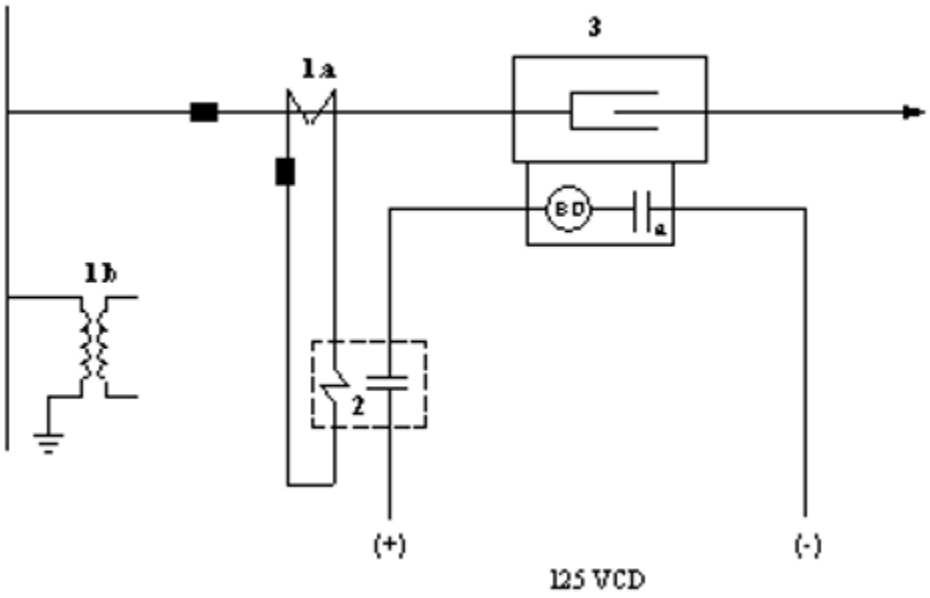


Fig. 3.1 Este diagrama muestra los elementos que integran el equipo de protección

Transformadores de corriente y de Potencial

Los transformadores de corriente y de potencial son los encargados de alimentar a los relevadores, por lo que es importante analizar su funcionamiento

3.2 Transformador de Corriente (T.C.)

Su función consiste en reducir la magnitud de la corriente en función de su relación de transformación sin alterar la frecuencia, la forma de onda o el ángulo de fase. Y aislar de la alta tensión para poder alimentar a los relevadores en baja tensión y con baja corriente.

El aislamiento del TC depende de la tensión a la que se conecte.

Los bornes de los TC se representan como P1 P2 para el devanado primario, y como S1 S2 para el devanado secundario

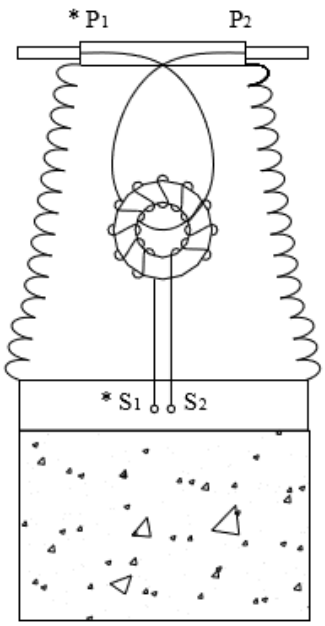
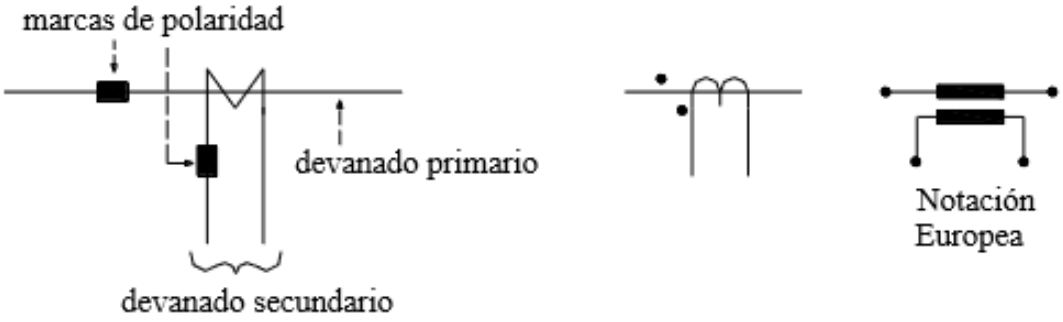


Fig. 3.2.2 Símbolo del TC



Primarios se representan por medio de una línea recta, el devanado secundario se representa de forma parecida a una “M”.

Marcas de polaridad: Indican los sentidos relativos de las corrientes primaria y secundaria durante un medio ciclo.

Relación de Transformación (KTC): se da en función de la corriente nominal primaria y la corriente nominal secundaria. La corriente nominal secundaria está normalizada a 5 A.

$$K\,TC = \frac{I\,NP}{I\,NS}$$

Donde:

kTC = Relación de transformación

INP = Corriente nominal del devanado primario.

INS = Corriente nominal del devanado secundario

RELACIONES DE TRANSFORMACIÓN		
5:5	150: 5	1500: 5
10: 5	200: 5	1600: 5
15: 5	250: 5	2000: 5
20: 5	300: 5	3000: 5
25: 5	400: 5	4000: 5
30: 5	500: 5	5000: 5
40: 5	600: 5	6000: 5
50: 5	800: 5	8000: 5
75: 5	1000: 5	12000: 5
100: 5	1200: 5	

Fig. 3.2.3 Relaciones de transformación normalizados para T.C.

Clasificación de los TC

- ✓ T.C. para medición. Se saturan con dos veces su corriente nominal.
- ✓ T.C. para protección. Se saturan con 20 veces su corriente nominal.

Cuando hay fallas se incrementa la IN a varias veces por eso los TC de protección se saturan con 20 veces la IN y puede actuar la protección. Los TC de medición se deben saturar con baja corriente para que en caso de falla la corriente de corto circuito no llegue a los instrumentos de medición. La característica de saturación depende del material del núcleo.

- Los TC por su construcción

Tipo devanado: Es una unidad independiente. Su error es de 5% o menor.

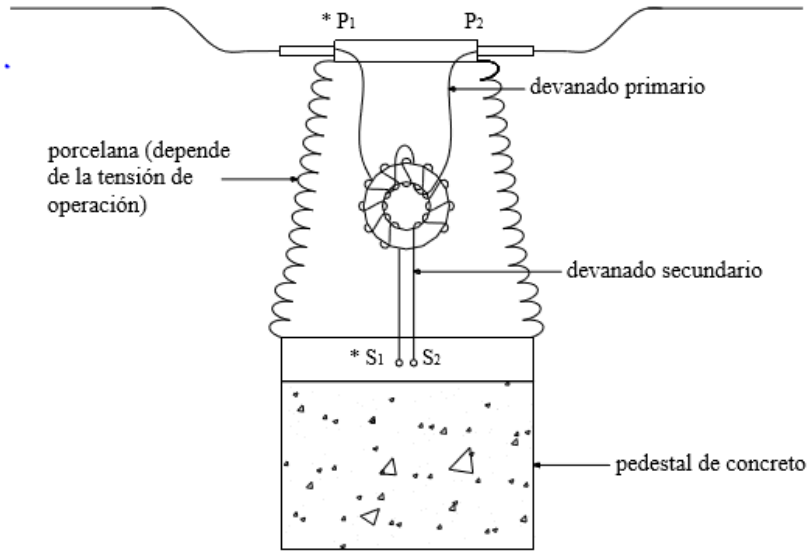


Fig. 3.2.4 Construcción de un TC

Clasificación de T.C. para protección

Se clasifican mediante dos símbolos: una letra y la tensión de clase, los cuales definen las características del TC. Las letras de designación pueden ser “C” O “T”.

La letra “C”, indica que la relación de transformación puede ser calculada.

La letra “T”, indica que la relación debe ser determinada mediante pruebas.

La clasificación “C” cubre los TC tipo dona o boquilla con el devanado secundario uniformemente distribuido o cualquier otro transformador en el cual el flujo de dispersión en el núcleo tiene un efecto despreciable sobre el error de relación, dentro de los límites de corriente y carga establecidos por la norma.

Los clasificados “T” cubren la mayoría de los TC tipo devanado y cualquier otro transformador en los cuales el flujo de dispersión afecta la relación de transformación en forma apreciable.

Tensión de clase

La tensión en las terminales del secundario o la tensión de la clase es la tensión que el transformador entregará a una carga normalizada con 20 veces la corriente nominal secundaria sin exceder el 10% de error de relación.

CLASIFICACIÓN DE TC DE PROTECCIÓN		
Clasificación de la precisión	**Tensión secundario (V)**	Carga normalizada (Ω)
C10 T10	**10**	B 0.1
C20 T20	**20**	B 0.2
C50 T50	**50**	B 0.5
C100 T100	**100**	B 1.0
C200 T200	**200**	B 2.0
C400 T400	**400**	B 4.0
C800 T800	**800**	B 8.0

Fig. 3.2.5 Clasificación de Tc de protección

La carga normalizada es la carga máxima que soporta el TC sin rebasar el % de error admisible.

Características del Burden (Carga)

Designación	Carga Nominal VA	Características de cargas nominales			
		FP	R (Ω)	L (Ω)	Z (Ω)
B 0.1	2.5	0.9	0.09	0.116	0.1
B 0.2	5	0.9	0.18	0.232	0.2
B 0.5	12.5	0.9	0.45	0.580	0.5
B 1.0	25	0.5	0.5	2.3	1.0
B 2.0	50	0.5	1.0	4.6	2.0
B 4.0	100	0.5	2.0	9.2	4.0
B8.0	200	0.5	4.2	18.4	8.0

$$Z = R + jX_L \qquad X_L = 2\pi f L$$

Fig. 3.2.6 Clasificación del burden (Carga)

3.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (T.P.)

Así como es necesario el uso de los TC, también es necesario emplear TP para ciertos relevadores que operan con magnitudes de tensión. El devanado primario del TP se conecta a las terminales del circuito donde la tensión va a ser medida y el devanado secundario suministra una tensión proporcional a la tensión primaria en función de su relación de transformación con un ángulo de fase entre ellos cercano a cero.

La norma nacional define al TP como el transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición y/o aparatos de protección, en el cual la tensión secundaria en las condiciones normales de uso es proporcional a la tensión primaria desfasada respecto a ella un ángulo cercano a cero.

Relación de transformación: está en función de la tensión nominal primaria y la tensión nominal secundaria, este último es normalmente 120 / $\sqrt{3}$ para medición.

$$K\,TP = \frac{V\,NP}{V\,NS} \qquad \text{Ó} \qquad a = \frac{V\,NP}{V\,NS}$$

Lo recomendable es usar un juego de TP por circuito.

Conexión en estrella de TP

El devanado primario se conecta en estrella para poder tener tensión de fase a neutro y de esta manera en el secundario se puede reflejar la tensión de secuencia cero.

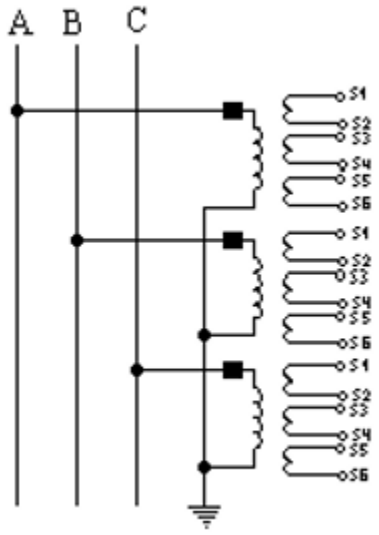
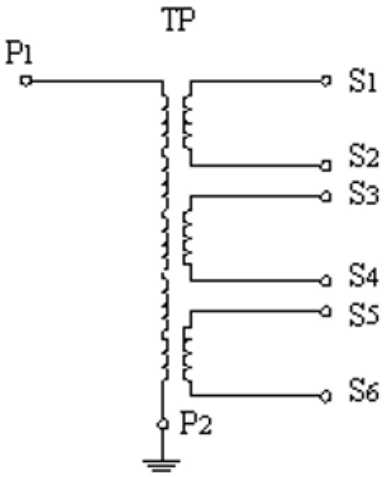


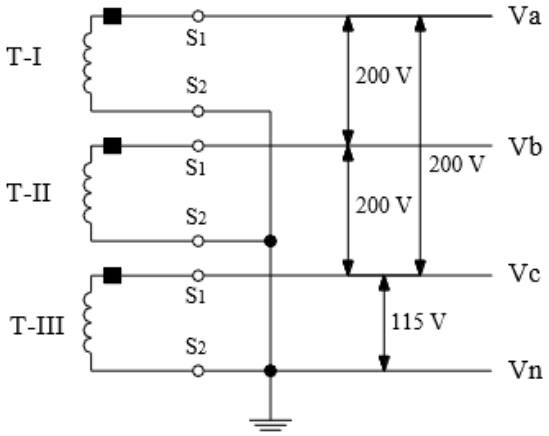
Fig. 3.3.1 Conexión de TP en un sistema trifásico

Cada TP tiene 3 devanados secundarios

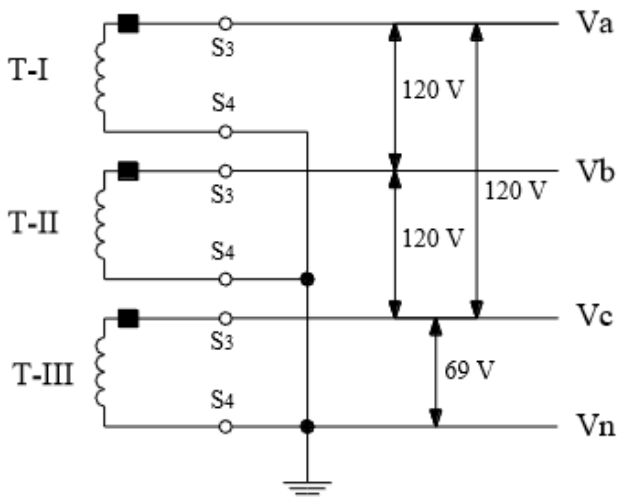
- ✓ Para protección
- ✓ Para medición
- ✓ Para protección de fallas a tierra con 3Vo.



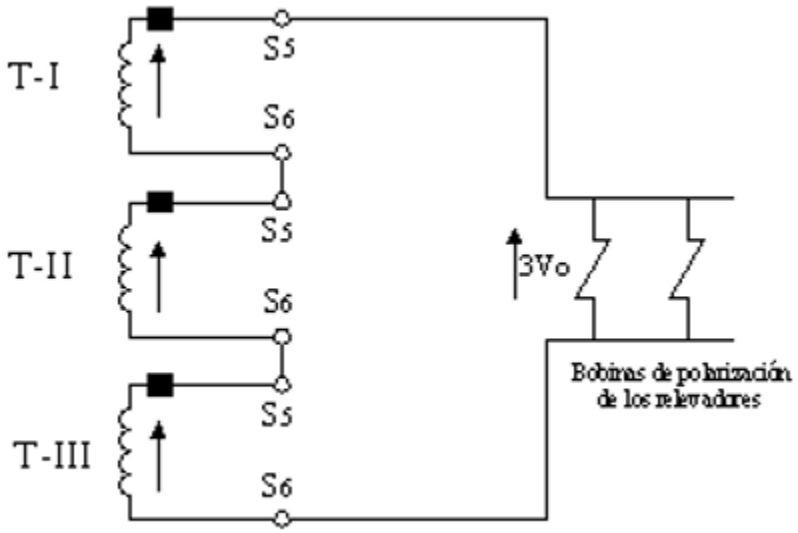
Conexión de los devanados secundarios:



Primer secundario: secundario en estrella para polarizar las bobinas de potencial de los instrumentos de medición.



Segundo secundario: secundario en estrella para polarizar las bobinas de potencial de los relevadores de protección.



Tercer secundario: Conexión en delta quebrada o delta rota. Secundario en delta quebrada para polarizar las bobinas de potencial de los relevadores que detectan fallas a tierra con 3Vo.

Clases de precisión

Las clases de precisión normalizadas para TP son: 0.3, 0.6, 1.2 La designación corresponde al máximo error admisible expresado en % que el transformador puede

introducir en la medición del potencial operando con su tensión nominal primaria y a su frecuencia nominal.

La clase de precisión especificada debe asociarse con una o varias cargas nominales de precisión.

Carga nominal de precisión VA	Designación equivalente	FP	Características de la carga					
			Secundario 115 V			Secundario 69 V		
			R (Ω)	X (Ω)	I (A)	R (Ω)	X (Ω)	I (A)
12.5	W	0.1	115.2	1146.20	0.104	38.4	38.2	0.18
2.5	X	0.7	403.2	411.26	0.208	134.4	137.08	0.36
75	Y	0.85	163.2	100.99	0.425	54.4	13.66	1.082
200	Z	0.85	61.2	37.87	1.67	20.4	12.62	2.856
400	ZZ	0.85	30.6	18.94	3.33	10.2	6.31	5.362

NOTA: En un TP el dato de placa puede decir: Precisión: 0.6Y, 1.2Z

3.3.2 Cargas nominales de precisión para TP

CAPITULO IV

4.1 Protección del generador

En el sistema eléctrico, los generadores constituyen un elemento claramente diferenciado del resto de equipos existentes, ya que si llega a ocurrir una perturbación, provocado por causas diversas, los generadores deben mantenerse en servicio siempre que sea posible, para evitar mayores consecuencias en el sistema, no siempre se logra conseguir, principalmente por las limitaciones eléctricas, mecánicas y térmicas de la turbina, del alternador o de los servicios auxiliares de la central, frente a unas oscilaciones demasiado severas debido a la avería. Debido a esto, considerando su gran tamaño y su mayor incremento en la entrega de energía, se hace imprescindible proteger a los generadores de todos tipos de fallas. En caso de la pérdida de una unidad, dado a la gran capacidad de generación, podría ocasionar la sobrecarga de las unidades generadoras que trabajan en conjunto con ella y la eventual inestabilidad del sistema.

Las fallas en el generador son invariablemente de tipo permanente y la reparación del mismo requiere un mayor tiempo y a su vez involucran gastos adicionales, así mismo, los límites de operación en condiciones de sobrecarga en el generador son menores que en otros equipos eléctricos, lo que hace requerir de una protección adicional o de respaldo para evitar la operación en condiciones anormales debido a factores externos, los ajustes en su protección de respaldo deben seleccionarse con un gran cuidado para reducir los disparos incorrectos.

Existen ciertas razones que se exponen a favor de minimizar la cantidad de equipos de protección automática, las principales son:

- A razón de más equipo automático, mayor es el mantenimiento, y si el mantenimiento es defectuoso el equipo se toma menos confiable.
- El equipo automático puede actuar incorrectamente y desconectar el generador de forma innecesaria.
- En algunas ocasiones, el operador puede evitar que un generador salga de servicio en el caso de que su salida implique un trastorno significativo para el sistema eléctrico al que se encuentra conectado.

Casi la mayor parte de las objeciones a los equipos de protección automática no apuntan a que el relevador no opere cuando debiera hacerlo, sino que lo haga incorrectamente poniendo al generador fuera del servicio. Para cada dispositivo adicional es necesario agregar otro contacto que puede disparar al generador. Entre mayor número de dichos contactos se tengan, también se tendrán mayores posibilidades de que alguno pueda cerrarse cuando no debe. En ocasiones los relevadores han llegado a funcionar de manera inadecuada, dicho funcionamiento ha sido más común en instalaciones nuevas, en las cuales aún no se han puesto en orden las irregularidades de esta. De repente puede llegar a surgir una condición de funcionamiento anormal que no haya previsto en el diseño o en la aplicación del equipo y el relevador funciona de forma indeseada. También se han presentado casos en donde el propio personal de mantenimiento ha organizado el disparo de un relevador del generador de manera accidental. Pero, si se sabe fundamentalmente que algo va a funcionar mal en un relevador de protección, de tal modo que no es posible confiar en él ni hacerlo funcionar en forma adecuada, éste no debe usarse o debe corregirse en una forma u otra.

No puede negarse la gravedad que puede significar para un sistema eléctrico la desconexión momentánea e innecesaria de un generador, pero tampoco puede evitarse ese daño mediante la falta de una protección necesaria. Generalmente es satisfactorio que un sistema bien diseñado y con buen funcionamiento sea capaz de soportar una corta salida imprevista de la unidad de generación mayor. La mayor parte de las veces puede tomar varias horas al estar seguro de que no hay nada erróneo en la unidad antes de regresarla al servicio. Sin embargo, si este es el precio que se tiene que pagar para evitar la posibilidad de que una unidad esté fuera de servicio por reparación durante varios meses, vale la pena pagarlo.

La protección de los generadores frente a la posibilidad de daños significativos es más importante que la protección a la continuidad momentánea del servicio del sistema eléctrico al que están conectados. Una consideración importante a tener en cuenta en las protecciones de un generador y que no se manifiesta en los restantes equipos que conforman un sistema eléctrico, es el hecho que la apertura de su interruptor principal es condición necesaria, pero no suficiente para evitar la prolongación de ciertos daños.

Es importante definir las necesidades que las propias centrales demandan de la red de transporte para así garantizar:

- La seguridad de las centrales ante incidentes en la red
- La estabilidad del sistema eléctrico
- La continuidad de la producción
- El abaratamiento de costos de producción y mantenimiento de la vida remanente de las centrales, por disminución de paradas no programadas.

Las propias funciones de protección deben analizarse clasificándolas según su misión:

- Protecciones cuya misión es la estricta protección de la central generadora. Su actuación ni afecta ni es influida por las incidencias de la red, exceptuando, claro está el desacoplamiento producido por su actuación.
- Protecciones de una central cuya misión es detectar y actuar ante fallas o perturbaciones en red, o que son afectadas por las perturbaciones de red.

Dentro del sistema pueden ocurrir averías de muchas clases, principalmente averías internas en los arrollamientos rotórico y estatórico que pueden llegar a ser muy dañinas para la máquina, por lo cual se requieren diversos esquemas de protección. La cantidad de protecciones a utilizar será determinada por las consideraciones económicas, teniendo en cuenta el valor de la máquina y el valor de la salida a la empresa dueña de la planta. En la siguiente tabla se muestran los relevadores de protección usualmente utilizados en el generador.

4.2 Protección de falla de fases en el estator

Las fallas entre fases en el sistema de generación son siempre consideradas de carácter grave, debido a las altas corrientes encontradas y a los daños serios que ocasiona en aislamiento y arrollamiento del estator, así como esfuerzos mecánicos de torsión en el rotor. Los largos tiempos de reparación para máquinas severamente dañadas pueden ser muy costosos, por consiguiente, también generan altos costos por reemplazo de potencia mientras la máquina está fuera de servicio. Por lo tanto, es muy importante minimizar el daño debido a fallas en el estator. Para agravar esta situación, la corriente de falla en un generador fallado no se interrumpe cuando el campo del generador es disparado y el generador es separado del sistema. La energía almacenada en el campo continuará alimentando corriente de falla por varios segundos.

Se necesita un sistema de protección que sea muy selectivo dado que el sistema de generación, de por sí, no tiene zonas definidas contra fallas entre fases, a diferencia del caso de las fallas a tierra. Además, debe ser muy rápido ya que las intensidades de las son bastante elevadas, porque no hay impedancias adicionales que las limiten, y conviene despejarlas cuanto antes.

Dada la importancia de estas fallas, se debe disponer de manera general, de una protección principal. Normalmente como protección principal se utiliza la protección diferencial (87G), la cual es una protección estrictamente selectiva de un elemento, en este caso del generador. Esta protección detecta 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 máquinas, a menos que su neutro esté puesto a tierra sólidamente o con baja impedancia. Cuando el neutro está puesto a tierra con alta impedancia, la corriente de falla es normalmente menor que la sensibilidad de un relevador diferencial. Un relevador diferencial no detectará una falla entre espiras en la misma fase debido a que la corriente que entra y sale del devanado no cambiará.

Su principio se basa en la medición y comparación de la corriente en los lados de entrada y salida del elemento a proteger. Es decir, compara la corriente que sale de un embobinado con la corriente que entra por el otro extremo de este embobinado. Si no existe diferencia entre estas corrientes, el embobinado está bien, pero si las corrientes difieren el embobinado presenta una falla. Dependiendo del método de toma a tierra que se utilice, e neutro puede también incluirse en la medición y comparación de la protección.

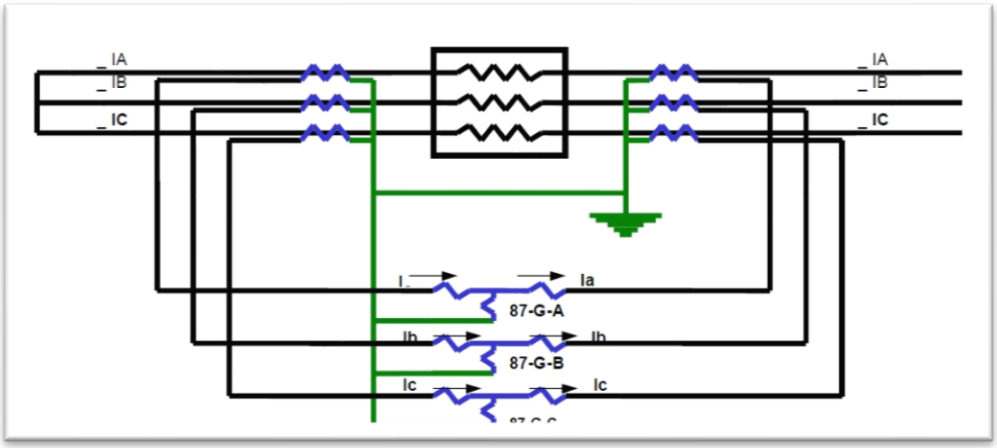


Fig. 4.2.1 Protección diferencial de generador (87G).

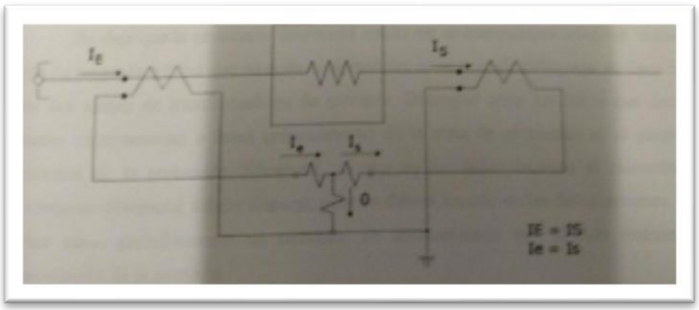


Fig. 4.2.2 Representación monofásica de la protección diferencial de generador (87G).

En condiciones normales, las corrientes en la protección se reparten como se aprecia en la figura anterior, es decir que hay un equilibrio de corrientes IE-IS=0, pero cuando se presenta una falla interna del generador, el equilibrio de corrientes es distinto. Dependiendo de la clase de falla, se puede observar un déficit en el total de la corriente de entrada. Ante un cortocircuito del devanado, por ejemplo, dicho corto circuito no pasa por el generador, sino que pasa por los dos juegos de TC´s dispuestos, pero en distinta dirección. Por lo tanto, el equilibrio de corrientes muestra una diferencia como se aprecia en la figura anterior.

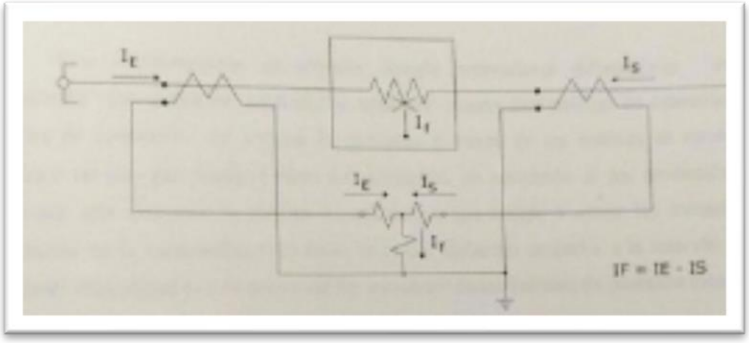


Fig. 4.2.3 Protección diferencial de generador para una falla interna

Debido a la dirección elegida de la flecha de referencia, la corriente Is fluye aquí en la dirección negativa. Los relevadores diferenciales detectan una diferencia de corriente de IE – Is = IF y se dispara cuando IF ha sobrepasado el umbral establecido.

Se dice que la protección diferencial resulta ser eminentemente selectiva debido a que no responde a fallas que no estén comprendidas en su zona de influencia, es decir entre los dos juegos de transformadores de corriente. Distinguir entre los fallos que ocurren dentro (Interno) o fuera (externo) de la zona de protección es el propósito principal de la protección diferencial, ya que en los fallos internos el relevador de protección diferencial deberá disparar, pero no deberá hacerlo en los fallos externos, ante estos casos probablemente un relevador de sobrecorriente es el que realizará la interrupción de la corriente.

De lo visto anteriormente, se podría utilizar relevadores de sobrecorriente conectados diferencialmente para proteger al generador, pues solo se requiere que circule corriente por la bobina de operación cuando existen condiciones de falla, sin embargo, el inconveniente de usar estos relevadores seria que tenderían a operar con cualquier corriente de desbalance que se presentara, ocasionadas tal vez por diferencias de precisión o saturación de os 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 del tipo “pendiente” los cuales en relevadores estáticos tienen dos bobinas de retención y una bobina de operación. Al circular la corriente a través de las boinas 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, debemos entender a la relación entre la corriente diferencial IF y la menor de las corrientes en las bobinas de retención (sea IE ó IS).

En protecciones diferenciales de generadores es común usar pendientes 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 una mayor inmunidad contra errores de transformadores de corriente a corrientes altas, pero conservando sensibilidad a corrientes bajas.

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, donde los pares de las bobinas son más débiles. Los relevadores diferenciales de generador normalmente tienen una corriente de arranque del orden de 0.2 Amps, operando con una bobina de retención de operación en serie.

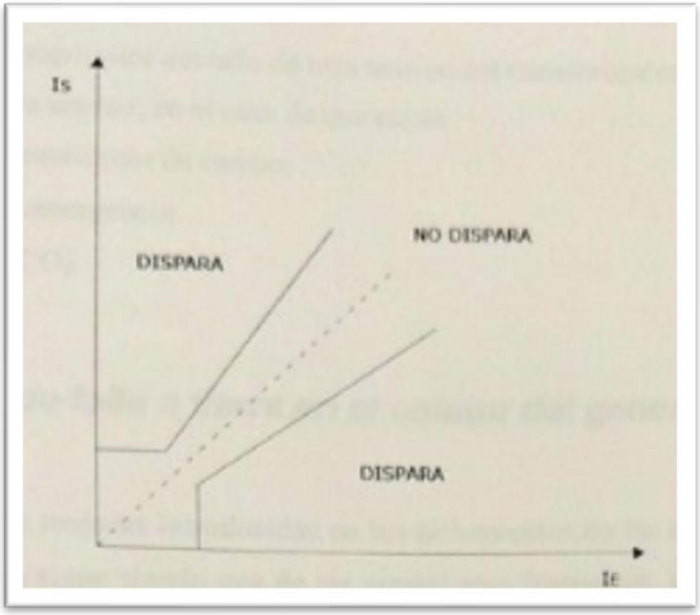


Fig. 4.2.4 Pendiente característica del relevador diferencial.

Como los relevadores diferenciales tienen limitadas su zona de operación únicamente por la posición de los TC´s no requieren tiempos de coordinación con otros relevadores. Por lo tanto, esa protección es siempre de alta velocidad, además de que es de las que menos problemas presentan. En su aplicación deben observarse las siguientes precauciones.

- ✓ Empleo de los TC¨s idénticos en los extremos del generador (no usar TC´s auxiliares).
- ✓ Empleo exclusivo de los TC´S para la protección diferencia.
- ✓ Localizar los TC´s de manera que protejan únicamente al generador.
- ✓ Revisión cuidadosa de polaridad y faseo de TC¨S.

Cuando opera la protección diferencial es usual que energice un relevador auxiliar del tipo reposición manual (86G). Su objetivo es impedir una re-energización inmediata. Ya que se supone que se repondrá apenas después de haber inspeccionado cuando menos la unidad protegida. Además de que asegura que el generador no se pondrá en servicio nuevamente, sin que previamente se haya repuesto en forma manual el auxiliar. Este relevador se encarga de dar las ordenes de:

- ✓ Apertura del interruptor principal del generador o del interruptor del lado de alta tensión del transformador de subida, en el caso de que se trate de un esquema en bloque.
- ✓ Apertura del interruptor del lado de baja tensión del transformador de servicios auxiliares de la unidad, en el caso de que exista.
- ✓ Apertura del interruptor de campo.
- ✓ Detención de emergencia.
- ✓ Inyección de CO2.

4.3 Protección de falla a tierra en el estator del generador.

A pesar de las mejoras introducidas en los aislamientos de las máquinas eléctricas el contacto con tierra sigue siendo una de las averías más frecuentes. Los contactos entre espiras y entre devanados se inician, en la mayoría de los casos por una falla previa a tierra en el estator, seguida de una segunda falla. Además, la intensidad en estas fallas circula a través del circuito magnético que puede quedar seriamente dañado. Por estas razones se debe intentar:

- ✓ Detectar las fallas a tierra en el 100% del devanado estatórico.
- ✓ Insensibilizar la protección frente a fallas a tierra de la red exterior.

La problemática ligada a fallas a tierra en la zona del estator se estudia atendiendo fundamentalmente a dos factores; la intensidad de falla y las sobretensiones que aparecen en los arrollamientos estatóricos a consecuencia de la falla. En cuanto a la intensidad de falla estudios experimentales ponen de manifiesto la relación entre la importancia de los daños ocasionados a la máquina y la magnitud y duración de dicha intensidad.

Por otro lado, las sobretensiones que aparecen se deben a dos causas; a que al presentarse la falla en una fase a tierra las otras dos fases sanas toman una tensión compuesta, y además, a la variación súbita de intensidad en el instante en que tiene lugar la falla a tierra, ya que produce sobretensiones transitorias de pico, las cuales se suman a la tensión compuesta.

El valor de la intensidad de falla y las sobretensiones dependen, en gran proporción del modo de puesta a tierra del generador. El objetivo de la puesta a tierra de los generadores es conseguir una protección adicional del alternador y por tanto, del sistema eléctrico, sin introducir con ello riesgos desproporcionados. Todo sistema de puesta a tierra debe cumplir las siguientes condiciones básicas:

- ✓ Disponer una forma rápida, segura y fiable de detectar una falla a tierra en el sistema de generación.
- ✓ Evitar sobretensiones que puedan dañar el aislamiento de la máquina.
- ✓ Reducir las corrientes de falla a valores no destructivos.

Si el generador está sólidamente puesto a tierra, aporta una muy alta magnitud de corriente a una falla de línea a tierra (SLG) en sus terminales, acompañada de una reducción del 58% en las tensiones fase-fase que involucran la fase fallada y de un modesto desplazamiento de la tensión de neutro.

Si el generador no está puesto a tierra, aporta una cantidad de corriente despreciable a una falla SLG franca en sus terminales, sin reducción en las tensiones fase-fase en terminales y un completo desplazamiento en la tensión de neutro. Las altas magnitudes de corriente de falla que resultan de un generador sólidamente puesto a tierra son inaceptables debido a daño que la falla puede causar. La desconexión al generador a través del disparo del interruptor principal, de campo y el impulsor no hará que la corriente de falla de reduzca inmediatamente a cero. El flujo atrapado en el campo causará una corriente de falla que disminuye lentamente en algunos segundos después de que el generador es disparado, lo que magnifica sustancialmente el daño.

Pero, por otro lado, al operar un generador sin aterrizar provoca una corriente de falla despreciable, pero las tensiones de línea a tierra en las fases no afectadas pueden elevarse durante las fallas con arqueo a niveles altamente peligrosos los cuales podrían causar la falla del aislamiento del generador.

Como resultado, los devanados del estator de generadores grandes son puestos a tierra de tal forma que reduzcan las corrientes de falla y las sobretensiones y proporcionen un medio de detectar la condición de falla a tierra lo suficientemente rápido para prevenir el calentamiento del hierro. Dos tipos de puesta a tierra son ampliamente usados, los denominados como puesta a tierra de baja y de alta impedancia.

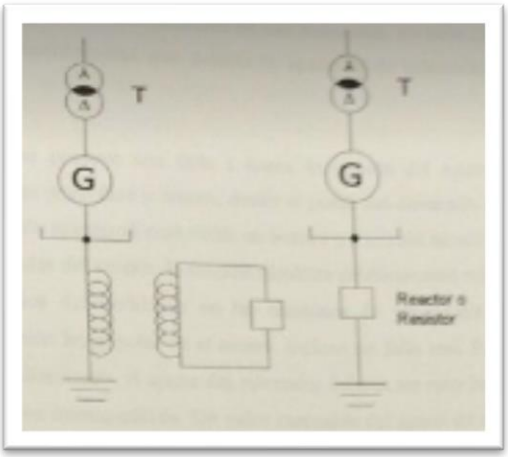


Fig. 4.3.1 Puestas a tierra de alta y baja impedancia respetivamente

La puesta a tierra de baja impedancia consiste en unir directamente el neutro a tierra a través de una resistencia. El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución del generador para una falla SLG a un rango de corrientes generalmente entre 200 A y 150% de la corriente de carga nominal. Con este amplio rango de corriente de falla disponible, los relevadores diferenciales de fase pueden proporcionar alguna protección de falla a tierra con altos niveles de corrientes de tierra, aunque esta no sea para todo el devanado del estator. Por ellos, es prácticamente común proporcionar alguna protección complementaria.

La puesta a tierra del neutro del generador con alta impedancia utiliza un transformador de distribución con un valor de tensión primaria mayor o igual al valor de la tensión línea-neutro del generador y una tensión secundaria de 120V ó 240V. El transformador de distribución debe tener suficiente capacidad de sobretensión de forma que no se sature con fallas SLG. Usando este método de puesta a tierra, una falla SLG es generalmente limitada de 3-25 amperes primarios.

La protección más habitual contra fallas a tierra en el estator es el relevador 64G que mide la tensión la tensión en el neutro de la máquina. Al producirse una falla, circula intensidad por el neutro y se eleva la tensión de este respecto de tierra. Utilizando esta tensión para detectar la falla a tierra. Además, se suele utilizar un filtro de tercer armónico, para evitar que el relevador sea sensible a tensiones de

esta frecuencia. En otras ocasiones se utiliza un relevador de sobreintensidad que detecta la aparición de intensidad en el neutro de la máquina.

Cuando se produce una falla a tierra, la tensión del neutro es proporcional al número de espiras entre fase y neutro, desde el punto del devanado donde ocurre la falla. La máxima tensión aparecerá para fallas en bornes o fuera del estator. Si la falla se origina en las proximidades del neutro, la tensión resultará prácticamente nula, además, se pueden producir pequeños desequilibrios en las tensiones de generación, que provocarían la aparición de tensión homopolar en el neutro, incluso sin falla real. Para conseguir proteger el 100% del arrollamiento, el ajuste del relevador debería ser muy bajo, y podría provocar, por tanto, disparos intempestivos. Un valor razonable del ajuste de cara a sensibilidad y selectividad es el 5% quedando protegido sólo el 95% del arrollamiento estatórico cuando a partir de las bornas de salida a línea del generador.

Es importante proteger todo el generador con un sistema de protección de falla a tierra adicional de tal forma que se cubra el 100% del devanado. Las técnicas para la detección de fallas a tierra que cubran el 100% del devanado del estator pueden ser divididas en dos categorías:

Medida de la tensión de tercer armónico. En funcionamiento normal, aparecerá una tensión de tercer armónico en la impedancia de puesta a tierra del neutro. Esto se debe a que la tensión generada por la máquina no es perfectamente senoidal, sino que tiene un contenido en componente de tercer armónico del 2% al 5%, aproximadamente, del valor de la componente fundamental. Cuando la falla a tierra tiene lugar en las proximidades del neutro, la tensión de tercer armónico disminuye considerablemente. Por tal razón, se utiliza un relevador de mínima tensión. Su ajuste debe cubrir sobradamente la parte de los arrollamientos del generador que no protege el relevador de máxima tensión.

Inyección de tensión en el neutro. Debido a variaciones de diseño, ciertas unidades generadoras podrían no producir suficientes tensiones de 3er. Armónica para aplicar el esquema de protección de falla a tierra anteriormente mencionado. En esta situación se utiliza la técnica de inyección de tensión, el cual se realiza inyectando una tensión codificada al circuito de puesta a tierra del neutro, y se controla el valor de la intensidad que será prácticamente nulo en tanto no exista alguna falla a tierra. Frente a la vigilancia de la tensión de tercer armónico este método presenta las ventajas de no depender de una magnitud generada por la propia máquina, su zona de protección abarca todo el sistema de generación y además permite detectar falla sin tener el generador en tensión.

Como contrapartida presenta los inconvenientes de que es un sistema más complicado, menos robusto y más caro y es necesario ponerlo en descargo cuando se realizan trabajos de mantenimiento, para evitar daños al personal que manipula la instalación.

4.4 Protección de falla a tierra en el campo del generador.

El circuito de campo de un generador es un sistema de C.D. no puesto a tierra. En condiciones normales dicho circuito de campo hace que se produzca una suma de fuerzas de flujo magnético equilibradas del rotor sobre el estator, una sola falla a tierra generalmente no afectará el equilibrio de las fuerzas de flujo magnético, ni producirá efectos de daño inmediato. No obstante, la existencia de un cortocircuito a tierra incrementa la tensión a tierra en otros puntos del enrollado del campo, cuando se inducen en éste tensiones debido a fenómenos transitorios en el estator. Como consecuencia, aumenta la probabilidad que ocurra un segundo cortocircuito a tierra. Si ocurre un segundo cortocircuito a tierra, parte del enrollado del campo estará cortocircuitado causando un desequilibrio en la fuerza del flujo magnético causando a su vez un desequilibrio en el flujo del entrehierro debido a la fuerza de atracción del estator hacia el rotor. Dicho desequilibrio puede ser lo suficientemente grande como para torcer el eje del rotor, hacerlo excéntrico llegando a ocasionar que el rotor raspe contra el estator. Una tierra en campo también produce calentamiento del hierro del rotor debido a las corrientes desbalanceadas, las que dan como resultado temperaturas desbalanceadas y pueden causar vibraciones dañinas. Esta clase de falla origina daños muy extensos y costosos de reparar y capaces de dejar las máquinas fuera de servicio por periodos muy largos.

Dentro de la industria, las prácticas de disparo para relevadores de tierra en el campo no están bien establecidas. Algunas empresas disparan, mientras que otras prefieren alarmar, arriesgando así tener una segunda falla a tierra y mayor daño.

Existen dos esquemas diferentes para detectar tierras en el campo del rotor de los generadores. En ambos esquemas de protección, el elemento detector es el relevador 64F, vienen diseñados con sensibilidad muy alta, para detectar fallas de alta resistencia.

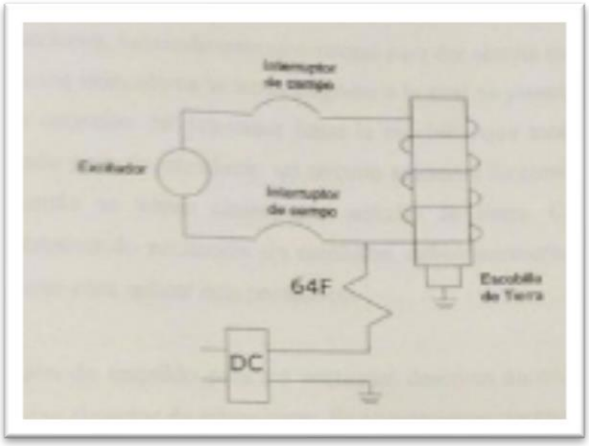


Fig. 4.4.1 Detección de tierra en el campo usando una fuente de CD

En el método mostrado, una fuente de tensión de CD en serie con una bobina del relevador de sobretensión es conectada entre el lado negativo del devanado del campo del generador y tierra. Una tierra en cualquier punto del campo causará que el relevador opere. Se usa una escobilla para aterrizar la flecha del rotor puesto que la película de aceite de los cojinetes puede insertar suficiente resistencia en el circuito, de forma que el relevador podría no operar para una tierra en el campo. Un retardo de tiempo de 1.0 - 3.0 segundo es normalmente utilizado con este relevador para evitar operaciones innecesarias por desbalances transitorios momentáneos del circuito de campo con respecto tierra.

Otro método, es el llamado método del potenciómetro, este sistema abarca una resistencia con una derivación central, la que se conecta en paralelo con el enrollado principal del campo. La derivación central de la resistencia se conecta a tierra mediante un relevador de sobretensión. Todo cortocircuito a tierra en el enrollado del campo originará una tensión mediante los terminales del relevador. Dicha tensión será máxima para cortocircuitos que ocurran en los extremos del enrollado del campo, y se reducirá a cero para cortocircuitos en el centro del enrollado. La desventaja de este sistema es que existirá una zona de inestabilidad para cortocircuitos en el centro del enrollado de campo.

Para conseguir detectar un cortocircuito en esta posición, se suele desplazar la derivación central mediante una botonera o interruptor. La principal ventaja de este sistema es su simplicidad y el hecho que no necesita una fuente auxiliar.

Estas protecciones, 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 el eje debe tener aislamiento adecuado 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.

La protección de respaldo para los esquemas descritos anteriormente usualmente consiste en un equipo detector de vibraciones. Se proporcionan contactos para disparar los interruptores principales y de campo si la vibración es mayor que la asociada con transitorios de corto circuito normales para fallas externas a la unidad. Algunas veces se utiliza también un esquema de verificación de asentamiento de escobillas cuando estas son retráctiles. El esquema requiere dos escobillas con una fuente de energía, la cual por acción del relevador indicará si alguna de las escobillas no asienta y por lo tanto la detección de tierra no está funcionando.

Desde un punto de vista de protección la práctica más segura es disparar el generador automáticamente cuando la primera tierra es detectada. Una segunda falla a tierra podría ser inminente debido a los problemas de aislamiento en el campo. Ha habido casos en que una segunda falla a tierra ha causado daños al

campo. Muchas empresas suministradoras alarman con el relevador de tierra en el campo, con instrucciones escritas para el operador para descargar y sacar de servicio la máquina de una forma ordenada.

4.5 Protección de pérdida de campo

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 pérdida de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida, puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, cortocircuito en el campo, disparo accidental del interruptor del 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 sincrónica y operará 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, es decir que tomará potencia reactiva de la red, absorbiendo de esta su excitación, 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.

Operando como un generador de inducción, causa que la temperatura en la superficie del rotor se incremente debido a corrientes inducidas por el deslizamiento en el devanado de campo, en el cuerpo del rotor, en las cuñas y en los 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.

Si la condición de pérdida de campo no es detectada rápidamente, puede tener un impacto devastador sobre el sistema de potencia, provocando 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.

La protección de pérdida de excitación debe detectar confiablemente la condición de pérdida de excitación, dar alarma o disparo antes de que la operación del generador se vuelva inestable. Los relevadores de pérdida de excitación actualmente disponibles proporcionan protección confiable, con baja probabilidad de operación incorrecta ante disturbios en el sistema.

Cuando un generador pierde su excitación mientras opera a varios niveles de carga, la variación de la impedancia medida en bornes del generador sigue una trayectoria desde un punto localizado en el primer cuadrante (condición normal de operación) en el diagrama R-X, a una región del cuarto cuadrante algo mayor de X´d/2 la cual se alcanza solamente cuando la excitación se ha perdido. En caso de funcionar en vacío este último valor llega hasta Xd (reactancia síncrona directa).

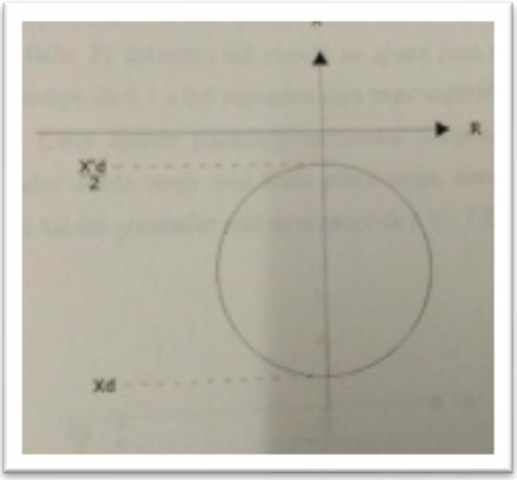


Fig. 4.5.1 Característica de perdida de excitación.

Para generadores de mayor tamaño se emplean relevadores del tipo de distancia conectados a las terminales de la máquina y alimentado con tensiones y corrientes en terminales para detectar si sus condiciones de excitación tienden a la inestabilidad. 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.

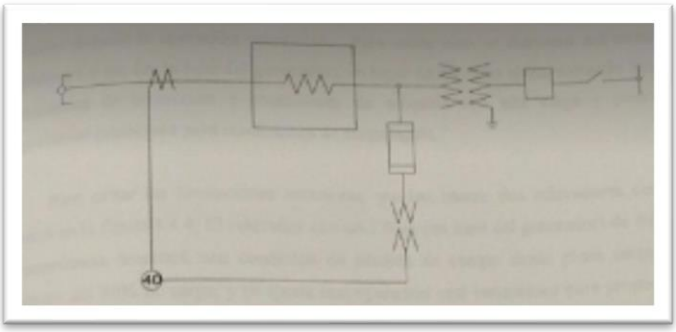


Fig. 4.5.2 Protección de pérdida de excitación

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 circulo se ajusta para ser igual a Xd. Puede usarse un retardo de tiempo de 0.5 a 0.6 segundos para tener seguridad contras 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 Xd del generador esté en el rango de 1.0 – 1.2 pu.

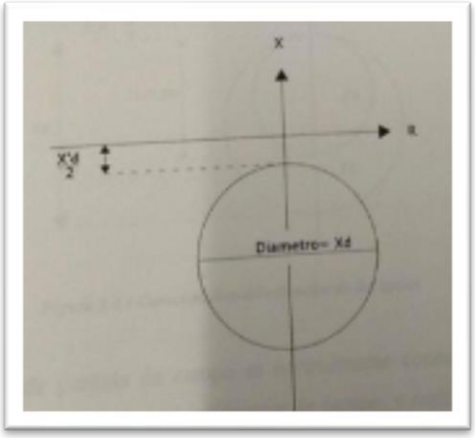


Fig. 4.5.3 Ajuste de la protección de pérdida de excitación

Las máquinas modernas son diseñadas con valores mayores de reactancia síncrona de eje directo Xd en el rango Xd en el rango de 1.5 – 2.0 pu. Con estas reactancias síncronas altas, el ajustar el diámetro del relevador a Xd abriría la posibilidad de operación incorrecta del relevador durante la operación subexcitada. Para evitar esto, el diámetro del circulo es limitado a 1.0 pu (en la base del generador), en lugar de Xd. 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 como se muestra en la figura. El relevador con 1.0 pu (en base del generador) de diámetro de impedancia detectará una condición de pérdida de campo de 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 Xd y un retardo de tiempo de 0.5 – 0.6 segundos proporcionará protección para condiciones de pérdida de excitación hasta carga cero. Las dos unidades proporcionan protección contra pérdida de excitación para cualquier nivel de carga.

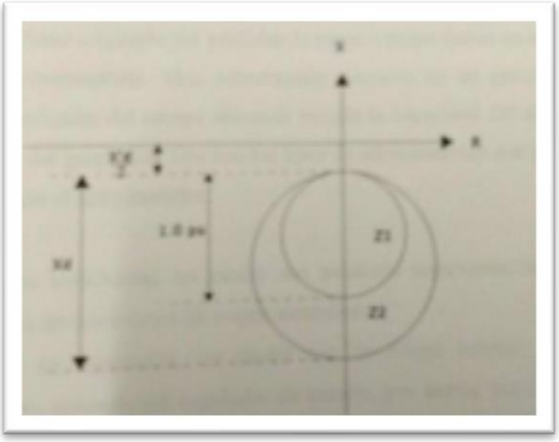


Fig. 4.5.4 Característica del relevador de dos fases

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 cortocircuito en el campo del rotor o a un flameo en los anillos deslizantes. Con esta idea, si la pérdida de campo fuese originada por alguna condición que pudiese ser fácilmente remediada, un generador compound en tándem podría ser rápidamente re sincronizado al sistema. Esta idea podría no ser aplicable a unidades de caldera, a unidades con crosscompound, o a aquellas unidades que no puedan transferir suficiente carga de auxiliares para mantener la caldera y los sistemas de combustible. En estos casos, las válvulas de paro de la turbina deben también ser disparadas.

4.6 Protección contra sobretensión

Las normar ANSI/IEEE establecen que los generadores deben operar exitosamente a kVA nominales para niveles de tensión y frecuencia dentro de límites especificados. Las derivaciones en frecuencia y tensión fuera de estos límites pueden causar esfuerzos térmicos y dieléctricos que pueden causar daños en segundos. La sobreexcitación y la sobretensión son desviaciones para las cuales se necesitan proporcionar esquemas de monitoreo y protección.

La sobre velocidad originada por perdidas de cargas o desperfectos en el regulador de tensión producen sobretensiones. Una sobretensión excesiva en un generador ocurrirá cuando el nivel de esfuerzo del campo eléctrico exceda la capacidad del aislamiento del devanado dele estator. Dos son los tipos de sobretensiones que pueden afectar al funcionamiento normal del generador.

- ✓ Sobretensiones transitorias, las cuales son tensiones transitorias rápidas ya sean sobretensiones de maniobras o de origen atmosférico.

- ✓ Por defectos de regulación, las cuales son de origen interno, debidas a un funcionamiento anómalo del regulador de tensión, por avería, por ineficacia o por falsa maniobra de este en modo manual. Este fenómeno es más importante en grupos hidráulicos que en térmicos.

Toda sobretensión asociada con una sobre velocidad será controlada por el regulador automático de tensión. No obstante, en las unidades hidráulicas, el flujo de agua no puede ser interrumpido o deflactado tan rápidamente y puede originarse una sobre velocidad. En el caso de que la excitatriz se encuentre acoplada directamente a la máquina, la tensión tiende a crecer casi con el cuadrado de la velocidad. Como consecuencia, suele instalarse una protección de sobretensión (59G) en generadores accionados por turbinas hidráulicas y también por turbinas de gas, pero no con turbinas a vapor.

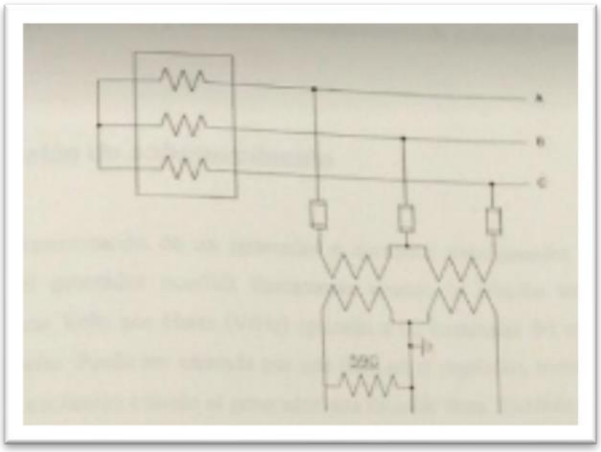


Fig. 4.6.1 Relevador de sobrevoltaje

Su base de operación es la de emplear transformadores de potencial en las terminales del generador para detectar un sobrevoltaje, la operación de la protección dará la orden de apertura al interruptor del generador y al de campo. Se emplean relevadores de sobretensión de dos elementos disponibles. El primer elemento es de ajuste bajo con retardo de tiempo que se debe fijar al grado de los sobrevoltajes transitorios que se pueden tolerar después del rechazamiento de la carga. El segundo elemento es la etapa de ajuste alto utilizada para disparar instantáneamente en el caso de presentarse condiciones intolerables de sobretensión. Los generadores pueden soportar normalmente 105% del voltaje nominal, así que la etapa de ajuste bajo debe ser fijado más alto que este valor. Un ajuste de 117.7V en el secundario (correspondiente al 107% del voltaje del estator) es utilizado típicamente.

El segundo elemento proporciona la protección ante acontecimiento de sobretensión grande, disparando la excitación y el interruptor del generador (si está cerrado). Se debe fijar debajo del voltaje máximo posible del estator, tomando en cuenta la saturación. Como las características de circuito abierto del estator no están disponibles, los valores típicos deben ser utilizados. La saturación limitará normalmente la sobretensión máxima en este tipo de generador a 130%, así que un ajuste de 120%(132V secundario) se utiliza típicamente, la operación instantánea es requerida. Los fabricantes del generador pueden normalmente proporcionar las recomendaciones para los ajustes del relevador. Para ambos elementos, una variedad de modos de medición de voltaje está disponibles para tomar cuenta de conexiones posibles de transformadores de potencial sean monofásicos o trifásicos.

4.7 Protección de sobreexcitación

La sobreexcitación de un generador o cualquier transformador conectado a las terminales del generador ocurrirá típicamente cuando la relación tensión-frecuencia, expresada como Volts por Hertz (V/Hz) aplicada a las terminales del equipo exceda los límites del diseño. Puede ser causada por una falla en el regulador, rechazo de la carga o una excesiva excitación cuando el generador está fuera de línea. También puede resultar de la velocidad en disminución mientras el regulador a un operador intenta mantener la tensión nominal del estator.

Las normas ANSI/IEEE han establecido el siguiente límite:

Generadores 1.05 pu (En base del generador).

Transformadores 1.05 (En base del secundario del transformador) a carga nominal, F.P. de 0.8 ó mayor 1.1 pu (En base del trasformador) sin carga.

Este límite se aplica, a menos que el fabricante del equipo establezca otra cosa. Si las relaciones de V/Hz se exceden, ocurre una saturación en el núcleo magnético del generador o del transformador conectado, induciéndose flujo de dispersión en componentes no laminados, los cuales no están diseñados para llevar flujo, el daño puede ocurrir en segundos. Es una práctica general el proporcionar relevadores de V/Hz (24) para proteger generadores y transformadores de estos niveles excesivos de densidad de flujo magnético.

La cantidad de Voltios/Hertz es proporcional al flujo magnético en el generador y en los núcleos del transformador elevador y se utiliza para detectar la condición de sobreexcitación. La protección contra la sobreexcitación (24) incluye las funciones de disparo (24T) y alarma (24A). Ambas funciones, tanto la 24A como la 24T se toman en cuenta para cada una de las tensiones trifásicas. La función 24T puede configurarse para operar diferentes relevadores de salida para condiciones en las que el generador esté en línea o fuera de línea.

Para unidades de tamaño grande, se recomienda emplear dos relevadores con ajustes distintos para detectar sobrevoltajes de magnitud diferente y responder más rápidamente en los casos más graves.

Para esta protección el fabricante proporciona los siguientes ajustes:

Alarma V/F= (1.05x Voltaje máximo de operación) /60Hz

Disparo V/F= (1.2x Voltaje máximo de operación) /60Hz

Para la protección de V/Hz existen dos características de relevadores usadas tiempo definido y tiempo inverso. Las figuras muestran las características básicas y la zona de protección para cada uno de estos tipos de relevadores.

Fig. 4.7.1 Característica típica del relevador de tiempo definido

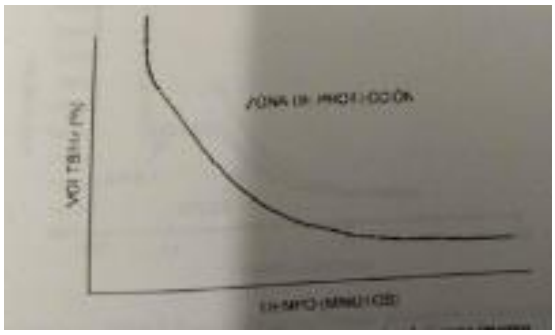


Fig. 4.7.2 Característica típica del relevador de tiempo inverso

Existen tres esquemas de protección comúnmente empleados para relés 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 relés de tiempo definido es la decisión entre la protección al equipo y la flexibilidad de operación.

La figura muestra un esquema posible de protección que usa dos relés de V/Hz en un esquema de tiempo definido de nivel dual. Pueden notarse las áreas no protegidas en los cuales los límites del equipo podrían ser excedidos y las áreas donde las características del relé restringen la operación debajo de los límites del

equipo. Por esta razón, los relés de tiempo inverso proporcionan la protección y la flexibilidad de operación óptimas, puesto que coordinan mejor con los límites operacionales del equipo.

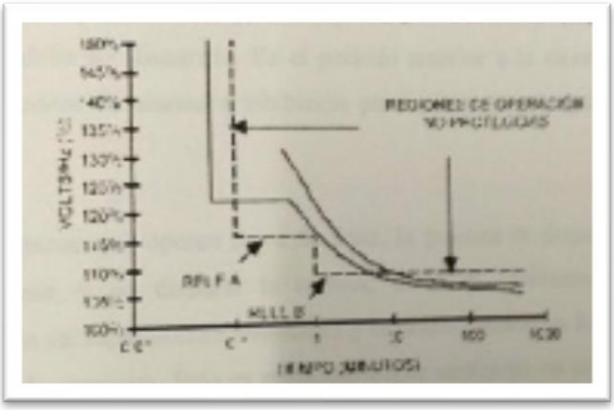


Fig. 4.7.3 Característica de un relevador para protección V/Hz de nivel dual de tiempo definido

A continuación, se muestra un esquema típico que utiliza tanto relevadores de tiempo inverso como relevadores de tiempo definido.

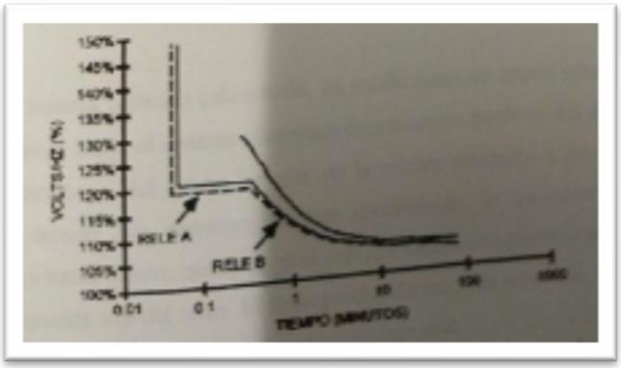


Fig. 4.7.4 Protección y flexibilidad de operación óptima usando relevadores de tiempo inverso y definido.

Debido a que los relevadores V/Hz son dispositivos monofásicos, se pueden presentar problemas 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 TP´s a su lugar podrían dar como resultado que ninguna tensión sea censada por el relevador de V/Hz, por lo que no habría protección. Para tener una

protección redundante y completa, deben usarse TP´s en diferentes fases para alarmas múltiples y para funciones del relevador.

La operación con V/Hz excesivos causará falla del equipo y debe ser tratada como un problema eléctrico severo, se recomienda abrir el interruptor principal y de campo si la unidad está sincronizada. Para las unidades sin capacidad de rechazo de carga (que son incapaces de bajar rápidamente 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 peculiarmente ventajoso en unidades de vapor con tiempos de arranque largos.

4.8 Protección de sobrecorriente de secuencia negativa.

En un sistema trifásico balanceado, en condiciones de estado estable el generador únicamente aporta hacia el sistema corrientes de secuencia positiva. En esta condición, el flujo en el entrehierro del generador gira en la misma dirección y en sincronía con el devanado de campo. Sin embargo, durante condiciones de desbalance (por ejemplo: cortocircuitos a tierra o entre fas), se producen corrientes de secuencia negativa que giran en dirección opuesta a la del rotor. El flujo producido por esta corriente, visto por el rotor, tiene una frecuencia del doble de la velocidad de sincronía.

La presencia de corrientes de secuencia negativa constituye un serio problema para el generador. Desde el punto de vista mecánico, estas corrientes inducen fuerzas electromotrices que se contraponen al giro normal de la máquina durante el tiempo que dura la condición de falla. Como el sentido de giro lo determina la turbina, los esfuerzos mecánicos se reflejan directamente en el acoplamiento rotor - turbina. Los engranes del reductor de velocidad funcionan como fusibles mecánicos, cuando se excede la capacidad de los fusibles, estos “operan” evitando el daño de los elementos principales del generador como son la turbina y el propio generador.

Desde el punto de vista eléctrico, el efecto piel de la corriente del doble de la frecuencia en el rotor, ocasiona que éstas sean forzadas a circular por los elementos que están en la superficie del rotor (cuñas y anillos de retención). La circulación de estas corrientes a través de las cuñas y anillos de retención del rotor causa calentamiento en estos elementos, situación que puede generar dos modos de falla:

- ✓ Las cuñas se calientan hasta el grado que puede propiciar su flexión, y por la fuerza centrífuga del rotor, éstas se pueden doblar provocando su ruptura.

- ✓ Debido al sobrecalentamiento del anillo de retención, este se expande y se libera del cuerpo del rotor, lo que puede provocar que se desprenda.

Existe un número de fuentes de corrientes trifásicas desbalanceadas 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 desbalanceadas, fallas desbalanceadas en el sistema y circuitos abiertos. La mayor fuente de corriente de secuencia negativa es la falla fase a fase en el generador.

El calentamiento por secuencia negativa en generadores síncronos es un proceso que produce limites específicos para operación desbalanceada. Excepto para pérdidas de estator pequeño, las pérdidas debido a la corriente de secuencia negativa aparecerán en el rotor de la máquina.

La energía de entrada al rotor y la elevación de temperaturas del rotor sobre un intervalo de tiempo son cercanamente proporcionales a $I2^2t$ donde I1 es la corriente de secuencia negativa del estator y t es el intervalo de tiempo en segundos.

El siguiente concepto fue desarrollado basado en el concepto de limitar la temperatura a las componentes del rotor abajo del nivel de daño. El limite está basado en la siguiente ecuación para un generador dado:

$$k = (I2)^2 * t$$

K= constante dependiente del diseño y capacidad del generador

T= tiempo en segundos

I2= valor rms de corriente de secuencia negativa

El valor K es determinado colocando sensores de temperatura en el rotor del generador a lo largo de la trayectoria de la corriente de la corriente de secuencia negativa mientras se suministra corriente negativa al estator. Este monitoreo ha sido usado hará determinar el límite de las corrientes de secuencia negativa que el rotor puede aguantar. El valor de K es proporcionado por el fabricante del generador para cada unidad específica. Un generador deberá ser capaz de soportar sin daño, los efectos de una corriente desbalanceada continua correspondiente a una corriente de secuencia de fase negativa I2 de los valores siguientes (ver tabla), previendo que los kVA nominales no sean excedidos y la corriente máxima no exceda el 105% de la corriente nominal en cualquier fase.

TIPO DEL GENERADOR	I2 PERMISIBLE (porcentaje de la capacidad del estator)	K $I2^2 + PERMISIBLE$
POLOS SALIENTES		
Con devanado de amortiguamiento conectado	10	40
Con devanado de amortiguamiento no conectado	5	40
ROTOR CILINDRICO		
Enfriado indirectamente	10	20
Enfriado indirectamente a 960 MVA	8	10 (hasta 800 MVA)
A 1200 MVA	6	
1201 a 1500 MVA	5	

Fig. 4.8.1 Capacidad de corriente de desbalance de corto tiempo de generadores.

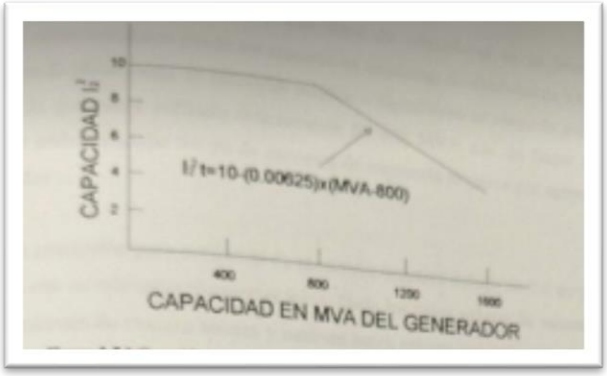
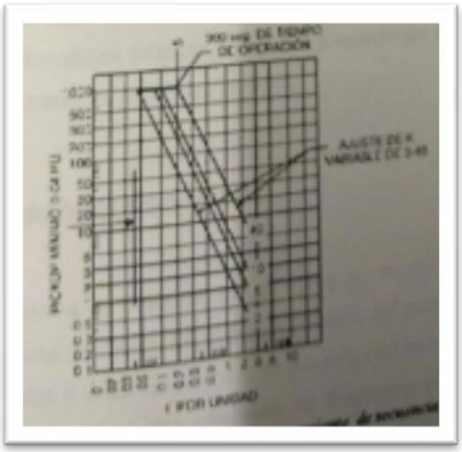


Fig. 4.8.2 Capacidad de corriente de desbalance de corto tiempo de generadores

Con las capacidades de desbalance de corriente del generador definidas por la corriente de secuencia negativa medida en el estator, un relevador de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa (46) puede ser usado para proteger el generador. Estos relevadores consisten en un circuito de segregación de secuencia negativa alimentado por las componentes de fase y/o residual, las cuales controlan una función de relevador de sobrecorriente de tiempo. Las características de sobrecorriente de tiempo están diseñadas para igualar tan cerca como sea posible las características $I2^2t$ (ecuación anterior) del generador.

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 $I2^2t$ capabilidad del generador.



4.8.2 Característica 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 relevador estático o digital tiene un rango de pickup de 0.3 a 0.2 pu. Un generador enfriado directamente de 800 MVA con un factor K de 10, el generador podría manejar 0.6 pu 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 relevador electromecánico. Dado los bajos valores de secuencia negativa para desbalances de circuito abierto y también bajos valores por fallas libradas con mucho tiempo, el relevador estático o digital es mucho mejor para cubrir totalmente la capacidad continua del generador.

Los relevadores de secuencia negativa electromecánicos proporcionan únicamente protección limitada, carecen de sensibilidad para detectar corrientes de secuencia negativa dañinas resultantes de desbalance por circuito abierto, así como por fallas de bajo nivel. Para dar protección completa debajo de la capacidad continua del generador, deben usarse relevadores de secuencia negativa estáticos o digitales.

Puesto que el operador puede en muchos casos reducir la corriente de secuencia negativa causada por condiciones desbalanceadas (reduciendo la carga del generador, por ejemplo), es ventajoso proporcionar la indicación de cuando la capacidad continua de la máquina excedida. Algunos relevadores pueden estar provistos con unidades de alarma y algunos tipos de relevadores estáticos o digitales proporcionan una medición de I2 para indicar el nivel de corriente de secuencia negativa.

4.9 Protección de baja frecuencia

Cuando un sistema de potencia está en operación estable con 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 pueden ocurrir dos tipos de condiciones de frecuencia anormal:

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 importancia de potencia. Esto puede producir un decremento en la velocidad del generador, lo que causa una disminución de la frecuencia del sistema.

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

La protección de baja frecuencia se utiliza principalmente para proteger a los alabes de las turbinas, los cuales están diseñados y sintonizados para operar a la

frecuencia nominal del sistema, si operan a frecuencias diferentes de la normal pueden sufrir resonancia de álabes y daños por fatiga.

En máquinas de 60 Hz, el rango de frecuencia de operación típica para álabes de 18 a 25 pulgadas es de 58.5 a 61.5 Hz y para álabes de 25 a 44 pulgadas es entre 59.5 a 60.5. La operación acumulada, para la vida de la máquina, de no más de 10 minutos para frecuencias entre 56 y 58.5 Hz y n más de 60 minutos para frecuencias entre 58.5 y 59.5 Hz es aceptable sobre máquinas típicas.

La operación a baja frecuencia se debe generalmente a sobrecarga del sistema, puede también presentarse transitoriamente cuando se subdivide el sistema eléctrico. En todo caso el fenómeno de daño a las aspas largas por vibración es acumulativo.

La fatiga total se compone de la suma de los tiempos operados fuera de los limites admisibles de velocidad. Como criterio para medir la velocidad de la turbina se emplea la frecuencia, que además indica que el generador está excitado.

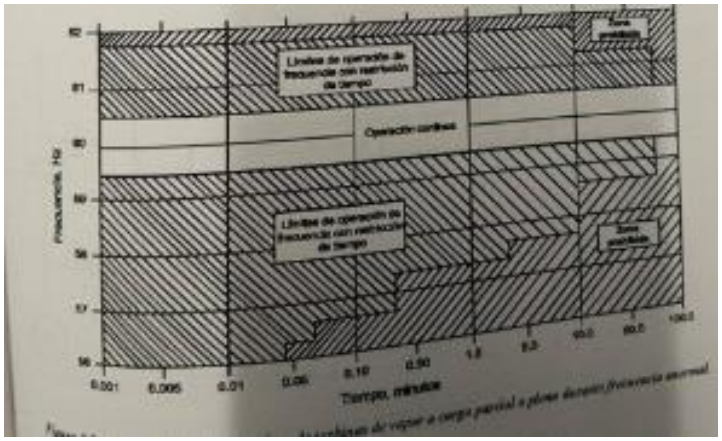


Fig. 4.9.1 Límites de operación típica de turbinas de vapor a carga parcial o plena durante frecuencia anormal.

En un problema de sobrefrecuencia en el que existe más generación que carga demandada la solución es a través de la acción del gobernador para reducir la salida y así disminuir los MW generados.

En el caso de baja frecuencia en el que los generadores del sistema llegan a estar sobrecargados, la acción a tomar es mediante un corte de carga en el sistema para así restaurar el balance carga-generación, así, 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. El relevador 81 es el dispositivo que protege al generador contra la operación de baja frecuencia, rastreándola ya sea por punto de ajuste o cuando la frecuencia este dentro de una banda de frecuencia.

Para una frecuencia entre 60 y 59.5, no hay acción del relevador y la turbina puede operar continuamente. Es posible ajustar la alarma a la frecuencia de 59.5 sin retardo de tiempo. Entre el rango de frecuencia de 59.5 a 58.8 el operador del sistema debe cortar la carga o aislar la unidad en un tiempo de 30 minutos. Y finalmente a una frecuencia entre 58.5 y 57 el relevador podría disparar o alarmar dependiendo de las prácticas de la empresa. En caso de alarma el operador tiene ese tiempo para cortar carga o aislar la unidad

En el caso de las turbinas hidráulicas; estas usualmente toleran desviaciones de frecuencia mucho mayores que las turbinas de vapor o de combustión. La protección de baja frecuencia no es normalmente requerida para la protección de la turbina. El índice máximo de cambio de flujo de agua a través de la turbina es muchas veces limitado por las presiones máximas i mínima que pueden ser toleradas en la válvula de bloqueo de agua.

La velocidad a la cual pueda ser cerrada la compuerta de entrada de agua podría causar sobrevelocidades superiores al 150% de la velocidad nominal bajo pérdida súbita de carga. Aunque estas grandes velocidades pueden ser toleradas por un tiempo corto, las unidades deben ser regresadas a su velocidad nominal en segundos por la acción del gobernador. Si se tiene una falla del gobernador, la turbina podría “desbocarse” a velocidades cercanas al 200% de la nominal.

La protección pr sobrefrecuencia puede ser aplicada en generadores hidráulicos como respaldo o como reemplazo de dispositivos de sobre velocidad mecánicos. Estos relevadores pueden ser ajustados a una frecuencia menor que la máxima que ocurre durante un rechazo de carga, pero con el retardo de tiempo apropiado para permitir la acción del gobernador. Si la acción del gobernador no lora controlar la frecuencia en un tiempo apropiado, la protección de sobrefrecuencia operará.

La operación de la protección de sobrefrecuencia podría indicar un mal funcionamiento en el sistema de control de compuertas de la turbina. Por lo tanto, esta protección puede ser conectada para cerrar las compuertas de entrada de emergencia de turbinas o las válvulas aguas arriba de las compuertas de entrada de la turbina principal.

4.10 Protección de respaldo del sistema

La protección de respaldo del sistema es aplicada a la protección del generador, consiste en relevadores con retardo de tiempo para detectar fallas en el sistema que no han sido adecuadamente aisladas por los relevadores de protección primaria, requiriendo el disparo del generador. El objetivo en este tipo de esquemas de relevadores es la seguridad. Los ajustes oscilan entre sensibilidad y seguridad del generador.

La siguiente figura muestra los tipos básicos de protecciones de respaldo usados en generadores síncronos conectados en unidad o directamente conectados. 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 relevadores 21,51 kV. La protección de falla a tierra es dada por el relevador 51N conectado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador.

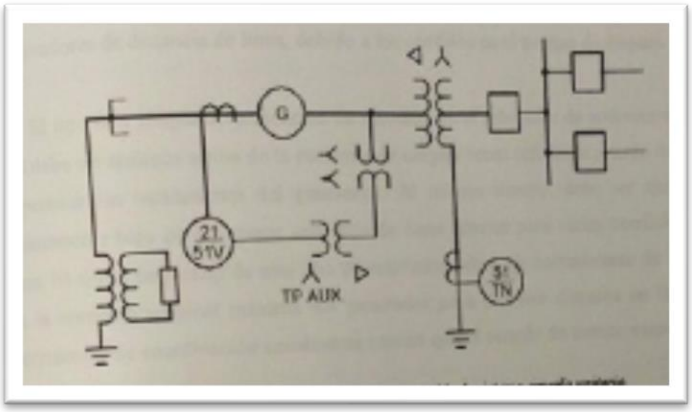


Fig. 4.10.1 Aplicación de relevadores de respaldo de sistema arreglo unitario

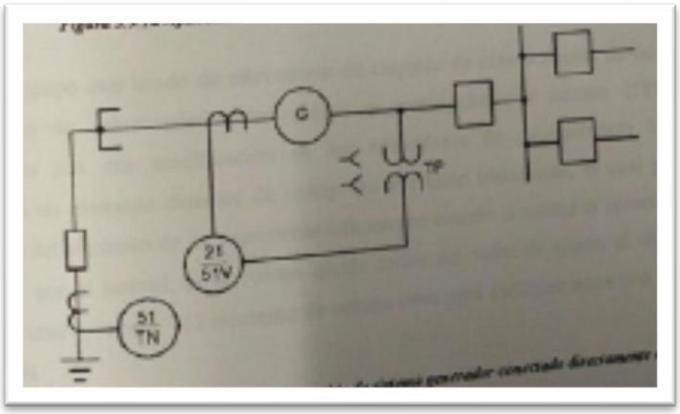


Fig. 4.10.2 Aplicación de relevadores de respaldo de sistema generador conectado directamente al sistema

4.10.1 Protección de respaldo de fase

Como se puede apreciar en las figuras anteriores, 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 de fase se proporciona normalmente por dos tipos de relevadores; sobrecorriente y distancia, ambos disparan con demora en caso de que las fallas para la cual protegen no hayan sido libradas a tiempo por interruptores más próximos. La protección de respaldo de sobrecorriente es usada cuando las líneas son protegidas con relevadores de sobrecorriente, y la protección de distancia se utiliza cuando las líneas son protegidas con relevadores de distancia de fase, eso se debe a que los relevadores de respaldo de sobrecorriente son difíciles de coordinar con relevadores de distancia de línea, debido a los cambios en el tiempo de disparo.

El tipo más simple de protección de respaldo es el relevador de sobrecorriente 51, el cual 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. El ajuste de pickup de este tipo de relevador debe 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.

El grupo más usado de relevadores de respaldo de sobrecorriente de fase son los relevadores de sobrecorriente controlados o restringidos por tensión (51V), estos relevadores son una modificación de los relevadores de sobrecorriente habituales. Contienen un elemento detector de voltaje de operación instantánea, el permite la operación del elemento de sobrecorriente únicamente cuando el voltaje es apreciablemente más bajo que el normal; si el voltaje queda arriba del valor de ajuste, el elemento de sobrecorriente no opera. El elemento de voltaje sirve para distinguir entre una sobrecarga y una falla.

El segundo tipo de protección de respaldo de fase es el relevador de distancia. De acuerdo con las más recientes investigaciones en las empresas, el relevador de distancia es la protección de respaldo de fase más usada. Estos relevadores utilizan la corriente y el voltaje del generador para medir la impedancia entre el generador y la falla, que es proporcional a la “distancia eléctrica” hasta el corto circuito. Su operación es independiente de la impedancia que exista “atrás” de ellos, o sea que no son afectadas por el cambio de reactancia del generador de su valor transitorio hasta el síncrono. Tienen característica tipo Mho desplazada para incluir el origen. El elemento de distancia se ajusta para alcanzar a detectar holgadamente fallas en el bus de alta tensión.

Por tratarse de una protección de respaldo, ambas protecciones 51V o 21 deben disparar únicamente al interruptor de unidad (52G), dejando a la unidad en disponibilidad para ser re sincronizada tan pronto como se haya librado la falla exterior que causó el disparo.

4.10.2 Protección 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.

El relevador usado para la protección de respaldo de tierra es un relevador de sobrecorriente 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.

Por tratarse de una protección de respaldo que opera únicamente para fallas externas a la unidad, el relevador 51NT debe disparar solamente al interruptor de unidad (52G). La unidad generadora debe quedar rodando, excitada y con su servicio propio operando, preparada para conectarse al bus tan pronto como se haya librado la falla exterior que causó el disparo.

4.11 Protección de potencia inversa

La protección contra retorno de energía (también denominada anti-motorización) sirve para separar el generador de la red cuando falle su energía motriz. Esta protección detecta que el generador recibe potencia del sistema cuando su motor o turbina ya no le entregan potencia y empieza a absorber la necesaria para mantener al generador en sincronismo; es decir, cuando éste pase a funcionar como motor síncrono para mover a la turbina. Se puede deber ya sea a fallas en el motor o la turbina, o por problemas de operación en el sistema eléctrico.

Esta protección es, en realidad, una protección de la turbina, ya que es ésta la que najo estas condiciones de funcionamiento, puede estar sometida a esfuerzos anormales de presión en los álabes: calentamiento por ausencia de ventilación, dilataciones. En turbinas hidráulicas, aparece el fenómeno de la cavitación y en grupos Diesel aparece peligro de explosión.

La motorización es un fenómeno tolerable por corto tiempo si no es a consecuencia de una falla mecánica, si se mantiene por un tiempo excesivo causa calentamiento excesivo en partes de la turbina. La capacidad para soportar la motorización del generador también dependerá del tipo de turbina que tenga acolada la máquina generadora.

Entre las turbinas hidráulicas, las turbinas Kaplan son las menos robustas en este sentido, las Francis pueden soportarla algunas veces y las Pelton son insensibles al fenómeno.

El relevador utilizado para proporcionar esta protección es el relevador de potencia inversa 32G, el cual detecta que el generador recibe potencia del sistema y dispara después de una demora de tiempo.

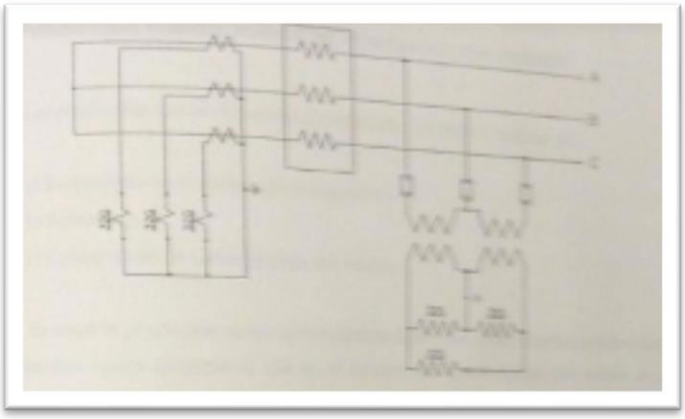


Fig. 4.11.1 relevador de potencia inversa 32G

El relevador se ajusta a un valor inferior al correspondiente de la suma de las pérdidas mecánicas y eléctricas de la máquina normalmente entre 0.005 y 0.003 veces la potencia nominal de ésta, y produce dos actuaciones.

- ✓ Actuación rápida, condicionada al estado de cierre del distribuidor o inyector de la turbina.
- ✓ Actuación lenta, con una temporización que permite en cierto régimen de oscilaciones de potencia y evita disparos intempestivos como podría ocurrir durante el instante de sincronización de la máquina.

Para el ajuste se recomienda ajustar el Tap del relevador, en caso de que este último lo tenga a 50% de la potencia mínima de motorización estimada para la turbina.

La protección de potencia inversa debe disparar un relevador auxiliar de reposición manual, el cual a su vez dispara al interruptor de generador, interruptor de auxiliares, interruptor de campo, válvula de paro de turbina o motor, válvula de corto de combustible a la caldera (en su caso) y alarma “falla de turbina”. Es importante revisar muy cuidadosamente la polaridad y la secuencia de fases para las conexiones. Ocasionalmente se observan 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 contra sobrecalentamiento del estator

Las principales causas del sobrecalentamiento del estator radican en:

a) Desperfecto en el sistema de refrigeración.
b) Sobrecarga.
c) Cortocircuito de varias láminas del estator.

Es usual la protección contra sobrecalentamiento del estator mediante relevadores de protección contra temperatura alta en el estator, los cuales operan 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.

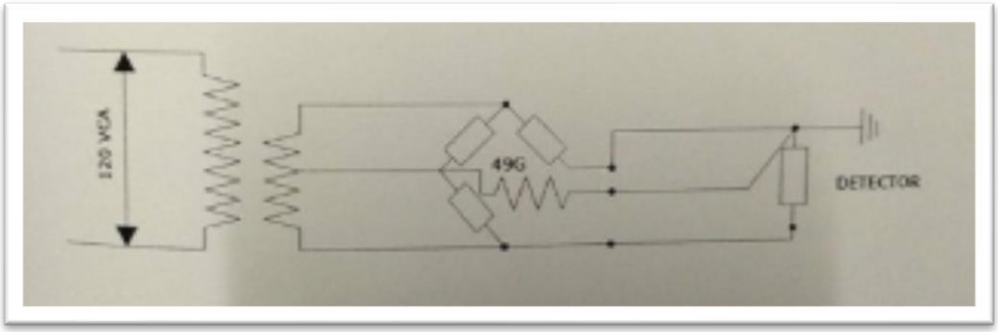


Fig. 4.12.1 relevador de temperatura alta en el estator

Es usual emplear instrumentos registradores de temperatura de puentes 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.

El relevador responde directamente a la temperatura del detector, para los ajustes de alarma se recomienda ajustar el contacto de alarma a una temperatura del orden de 100 a 150°C debajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator. Para el disparo, se recomienda ajustar el elemento de disparo entre 0°C y 50°C debajo de la temperatura máxima de operación del aislamiento del estator.

Mediante este sistema de protección, puede detectarse calentamiento muy localizados, tales como los que se producen por cortocircuito de las láminas. 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.

Capitulo V

MANTENIMIENTO MENOR A LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN, Y ACTUALIZACIÓN DE DIAGRAMAS DE LA UNIDAD No. 3

El día 16 de abril del 2018 inicia el mantenimiento menor a la unidad número 3 con las siguientes actividades.
Dentro de las 6 unidades con las que cuenta la central hidroeléctrica, actualmente todas las unidades ya cuentan con relevadores multifunción digitales, estos relevadores, estos a comparación de los electromecánicos, presentan mayor confiabilidad debido a que los relevadores electromecánicos con el paso del tiempo tendían a presentar falsas alarmas, debido que dentro de la planta se presentan muchas vibraciones por el rodado de las unidades, por ello el mecanismo de disparo del relevador electromecánico se activa. Estos relevadores también han ido presentando bornes de conexión sueltas, por la misma situación de las vibraciones los tornillos de los bornes de conexión se van soltando hasta el punto casi de soltar el cable de conexión y provocar una falla.
Para controlar la soltura de los tornillos se aplicó una capa de esmalte de uñas la cual resolvía el problema de las vibraciones manteniendo los tornillos seguros y apretados, pero para las falsas alarmas provocadas por el mecanismo de la bobina, no se pudo encontrar una solución.
Por cuestiones de estandarización, todas las unidades poseen un mismo patrón en el conexionado y en la acomodación de los equipos en gabinetes. Como ya se hizo mención, en todas las unidades ya fue implementado un nuevo reacomodo de los equipos, esto debido a la sustitución de los relevadores de disparo sostenido marca GE por relevadores de disparo sostenido biestables marca ABB, que además ofrecen mejor seguridad de operación ante condiciones de vibraciones. Dentro de este reacomodo de equipos, se tiene contemplado colocar todos los relevares electromecánicos en la parte inferior del primer gabinete, y dejar todos los equipos digitales en la parte superior.
Estos relevadores que se encuentran en la parte inferior son los auxiliares de los relevadores multifunción, lo cual su funcionamiento principal es para multiplicar las salidas.
Los diagramas de la unidad 3 son los mismos diagramas dado que han sido ligeramente modificados, por lo que estos ya presentan deterioro y debido a los mantenimientos y cambios que se han venido realizando en la planta durante ese tiempo únicamente se ha recurrido a modificar a lapicero directamente del plano original, lo que muchas veces ocasiona confusión en la lectura de los diagramas ante alguna falla o mejora de alambrado. Además de que no se cuenta con un respaldo de estos ante cualquier perdida de algún diagrama, ya que los diagramas que se tienen hasta hoy en día son los únicos con los que se cuenta de la unidad, y en caso de que algún diagrama no se encontrara, se recurriría al seguimiento manual del cableado para posterior mente realizar un nuevo diagrama lo que implicaría, tiempo y costo.
Dentro de los esquemas del transformador de potencia, se encuentra el gabinete centralizado, por donde pasan todas las señales de alarmas y disparos provenientes

de los gabinetes de cada transformador monofásico (son 3 uno por cada fase). Este gabinete no ha sido modificado en ningún aspecto desde que la planta inicio su primera puesta en servicio. El cableado del gabinete ha venido presentando con el paso del tiempo deterioro, pero debido a que la unidad todavía no le correspondía su tiempo de mantenimiento menor ese aspecto, no se había controlado, y como podría decirse que no se habían tenido inconvenientes en el funcionamiento de la unidad, pues se había mantenido de esa forma. Pero se sabe que es un punto en el cual, si se permite el paso de más tiempo en ese estado, comenzara a presentar problemas por cables deteriorados he incluso por humedad en los mismo, falsos contactos y hasta puede haber perdida de señales o falsas alarmas.

5.1 MANTENIMIENTO A TABLEROS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN.

Se realiza la actividad del reapriete de tornillería en tablillas y equipos de protección y medición, ya que un tornillo flojo podría ocasionar una falla no deseada o un corto. Este problema de los tornillos flojos son producto de las vibraciones de las propias unidades cuando estas se encuentran rodando o tomando carga.

Se le da una limpieza superficial al tablero y equipos de los esquemas de protección con trapo, esto debido al polvo que llegan a acumular y que podría llegar un mal funcionamiento del equipo.

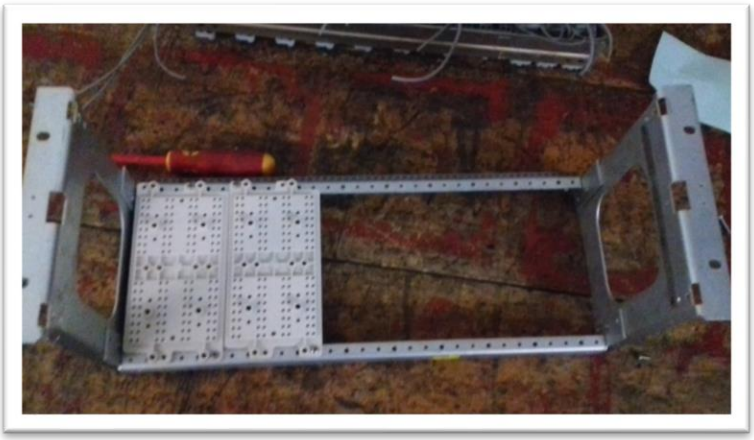
Como parte del mantenimiento de los tableros de protecciones y medición, se comienza por el alambrado de la protección 87 en el relevador multifunción beckwith, protección de generador, ya que no se encuentra habilitado dicho relevador, y para esto se serían las corrientes del neutro del generador ubicadas en el relevador SEL 300G para así tener el respaldo de la protección 87.

El mantenimiento a los tableros de protección y medición de la unidad número 3, cuenta con los relevadores biestables de disparo sostenido (86´s) de la marca ABB, esto con el fin de modernizar el esquema de los relevadores 86´s debido que son más confiables a ciertas situaciones de falsa alarma.

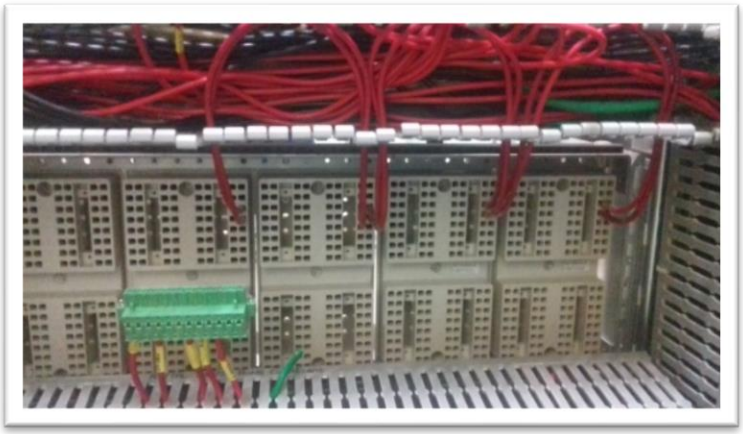
Para la realización del trabajo, el profesionista titular del departamento es el encargado de realizar dicha actividad junto con un ayudante, como primera actividad

para el mantenimiento a tableros de protección y medición se inicia con el retirado del sincronizador automático.

En las bases se verifica que se encuentren en buenas condiciones los relevadores 86´s, esto con el fin de verificar el estado en el que se encuentra el alambrado de estos relevadores para que el equipo trabaje correctamente.



El alambrado se va retirando poco a poco con ayuda de los diagramas para ir verificando las conexiones. En algunas situaciones para poder cambiar el alambrado es necesario hacer el seguimiento del cable hasta su origen y recablear nuevamente, para otros casos únicamente se requiere extender el mismo cable hasta las nuevas bases, esta acción se realiza por disparos o por protecciones, para no revolver cada una de las protecciones que operan dentro de los relevadores 86´s.



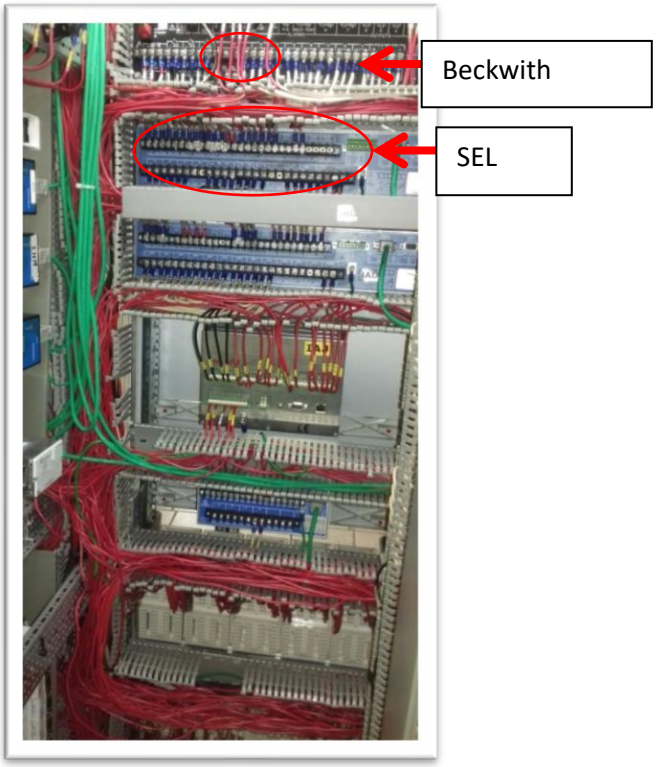
Cuando se realiza el nuevo alambrado es necesario etiquetar de nuevo los cables antes de conectarlos para identificar de donde proviene la señal de dicho cable, para ello las etiquetas se realizan a mano, y con termo contráctil se sujeta, se coloca una nueva zapata para introducirlo en las nuevas bases de los relevadores.

Se termina de realizar el alambrado de los relevadores 86´s, se etiqueta cada uno de los relevadores de acuerdo con la función que realizan y se atornillan y aseguran en su correspondiente lugar.

Colocación del sincronizador automático en su misma ubicación, para homogenizar la ubicación de los equipos en todas las unidades generadoras.

Se procede a realizar el alambrado del sincronizador automático que se encuentra en el tablero de protecciones y medición.

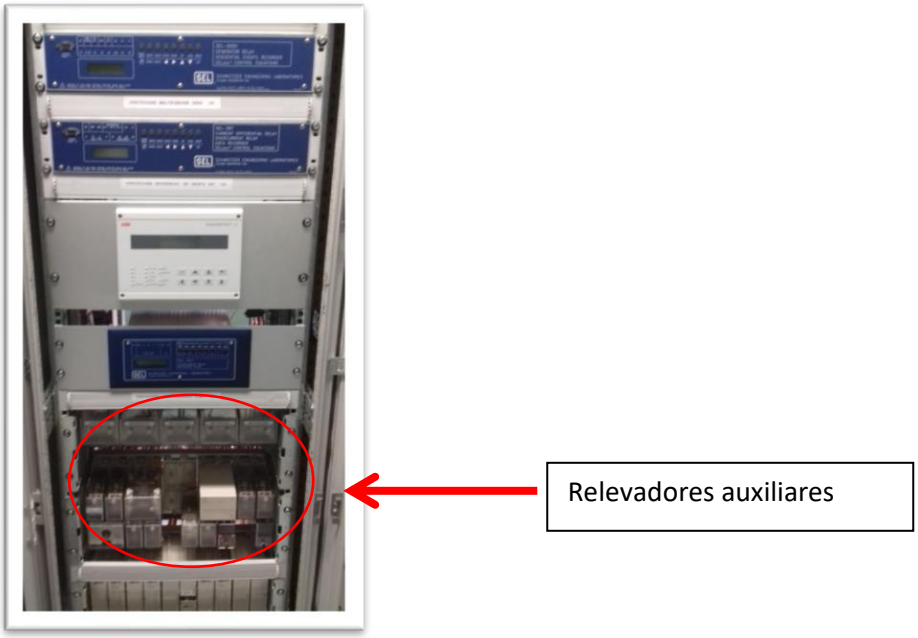
Alambrado de la protección diferencial de respaldo en el relevador digital multifunción Beckwith, tomando la señal de corriente en serie proveniente del relevador SEL 300G, para poder monitorear la misma señal de corriente diferencial para ambos equipos, en caso de que uno de estos no detecte dicha protección.



Configuración de la protección diferencial en el relevador multifunción Beckwith, tomando los ajustes de los otros relevadores de las demás unidades ya que poseen las mismas configuraciones.

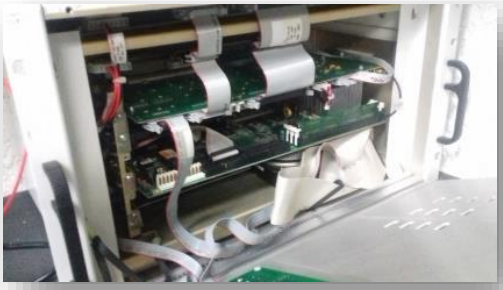
5.2 MANTENIMIENTO A RELEVADORES AUXILIARES Y MICRO PROCESADOS.

Se realiza el mantenimiento general a los relevadores auxiliares electromecánicos, de acuerdo con la norma CFE G-0100-07 donde indica que se debe realizar limpieza a los equipos. Se retiran los relevadores de uno en uno y con lija se procede a retirar toda la suciedad de los pines de conexiones, así mismo se limpian las bases de conexionado con limpiador de componentes electrónicos.
Estos relevadores auxiliares que se encuentran en la parte inferior son los “auxiliares” de los relevadores multifunción, lo cual su funcionamiento principal es para multiplicar las salidas para poder tener más conexiones
Así, cuando se abren y cierran los contactos de los relevadores multifunción, manda la señal a los relevadores auxiliares lo cual permitirá que funcionen.



Los relevadores electromecánicos están sujetos a los arcos eléctricos por la activación, en los pines de conexión se va formando una capa de carbón, que a la larga propicia una situación de falla, o no se activan las alarmas y disparos, debido a que no se efectúa un buen contacto.

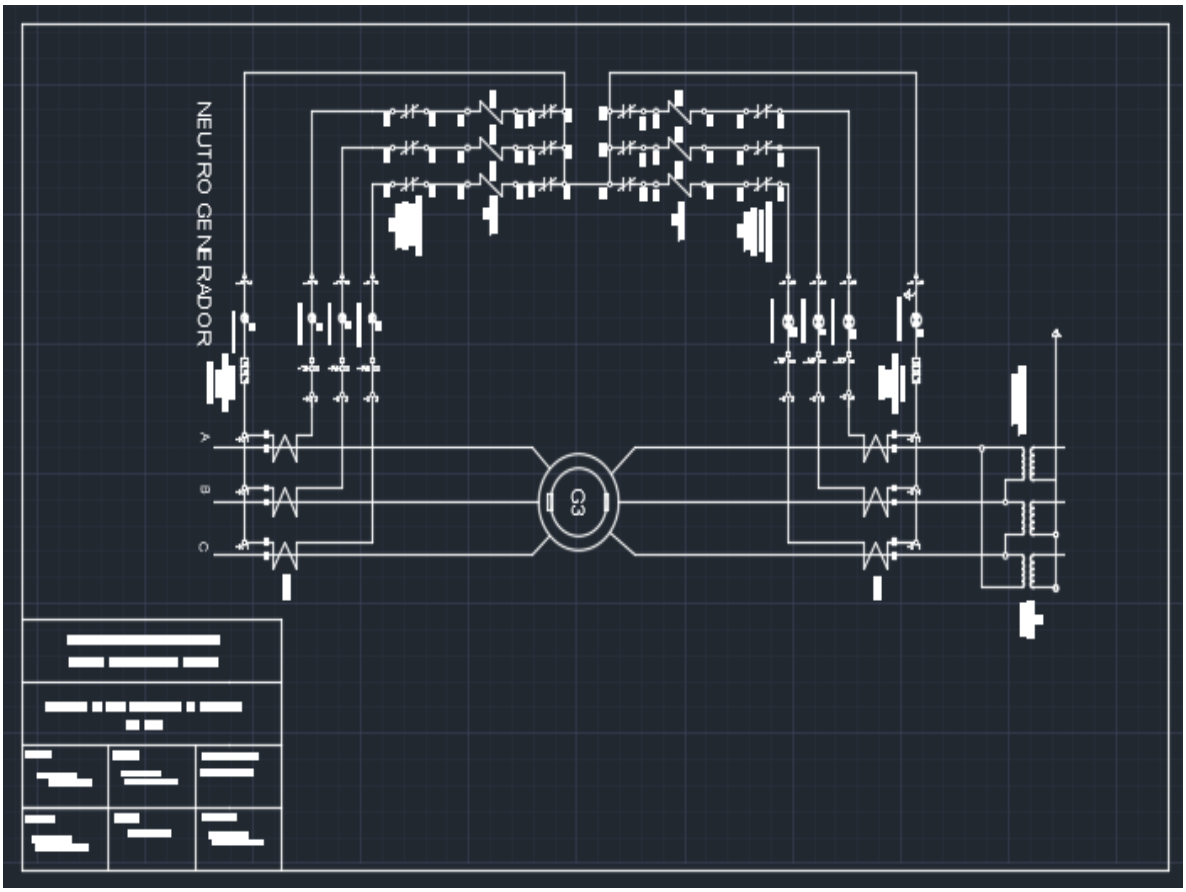
Se realiza el mantenimiento de los relevadores digitales y equipo registrador de falla, para lo cual es necesario desmontar los equipos de las bases, y desmantelarlos, para realizar limpieza interna, esto debido a las condiciones de polvo que pueden generarse dentro de los equipos y ocasionar daños en el mismo o provocar que no funcionen correctamente. Este trabajo se lleva a cabo con equipo de aire comprimido y limpiador de componentes electrónicos.

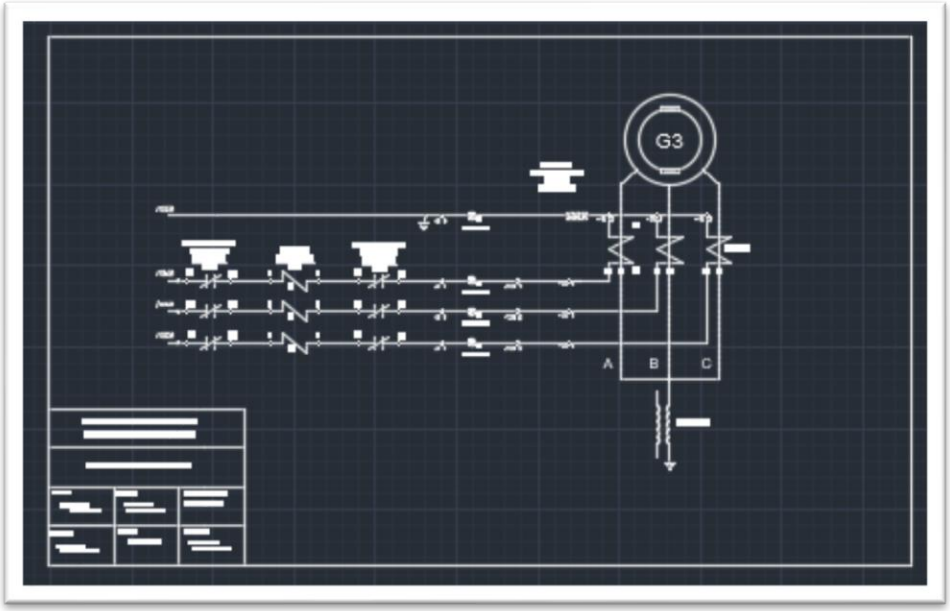


5.3 DIGITALIZACIÓN DE DIAGRAMAS Y ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

Como parte del proyecto se realiza la digitalización de los diagramas de protección y medición en el software AutoCAD, esto debido a los cambios que se han venido realizando con la actualización, en la cual se han modificado algunas partes de los diagramas o han cambiado algunas conexiones de algunos esquemas de la unidad 3.

Esta actualización se efectúa debido a que los viejos esquemas presentan deterioro, no tienen un respaldo o han surgido ciertas modificaciones, además de que con las modernizaciones a los esquemas de los relevadores y el transformador de potencia algunos de estos ya quedan obsoletos y necesitan las nuevas especificaciones para futuros trabajos.





Se clasifican los archivos de acuerdo con la clasificación de los distintos diagramas, realizando todos los diagramas del departamento de protección y medición.

En esta ocasión se clasifico de esta manera para mayor comodidad del usuario, ayudando a que en caso de algún inconveniente sea más fácil la búsqueda del diagrama.

Se digitalizaron y clasificaron los diagramas correspondientes, como se muestra a continuación:

Diagramas alimentación de equipos:

- ✓ Alimentación de medidores de energía

Diagramas circuitos de alimentación:

- ✓ Circuito alimentación 250 Vcd banco 1 y banco 2.
- ✓ Circuito de alimentación 125 Vcd banco S.E.
- ✓ Circuito de alimentación 220 VCA.

Diagramas analógicos de corrientes:

- ✓ Alambrado de TC´s de medición
- ✓ Alambrado de TC´s diferencial de generador SEL 300G
- ✓ Alambrado de TC´s neutro del transformador
- ✓ Alambrado de TC´s protección beckwith
- ✓ Alambrado TC´s derivación servicios propios
- ✓ Alambrado de TC´s regulador de velocidad.
- ✓ Alambrado de TC´s diferencial de grupo.
- ✓ Alambrado de TC´s neutro del generador.

Diagramas de control:

- ✓ Sincronizador automático U3
- ✓ Sincronizador automático Synchrotacts
- ✓ Circuito de cierre y apertura int. servicios propios 52SP5
- ✓ Circuito de cierre interruptor A1030
- ✓ Circuito de disparo 1 A1030
- ✓ Relevadores SEL 587T y 551NT lógica y protección.
- ✓ Relevador SEL 300G lógica y protección.
- ✓ Relevador Beckwith M3425 lógica y protección.
- ✓ Circuito de disparo 2 A1030
- ✓ Cto. Bus de apertura- disparo quebradora de campo 41G.
- ✓ Cto. Paro de emergencia 5B
- ✓ Relevadores SEL 587 y 551 TSP lógica y protección.
- ✓ Relevadores SEL 587 y 551 TEXC lógica y protección.
- ✓ Circuito registrador de disturbios
- ✓ Circuito Entradas digitales M.A.R. principal.
- ✓ Circuito salidas digitales protección y medición.
- ✓ Permisivos y señales del regulador automático de tensión.
- ✓ Permisivos y señales del regulador de velocidad.
- ✓ Circuito de alambrado 64F Relevador M3425.
- ✓ Circuito de alambrado 64G Relevador M3425 y SEL 300G

Diagramas analógicos tensiones:

- ✓ Alambrado de TP´s de protecciones.
- ✓ Alambrado de TP´s de regulación.
- ✓ Alambrado de TP´s de medición a 3 elementos.
- ✓ Alambrado de TP´s de bus.
- ✓ Alambrado de voltajes sincronizador automático.
- ✓ Alambrado del voltaje neutro del generador.

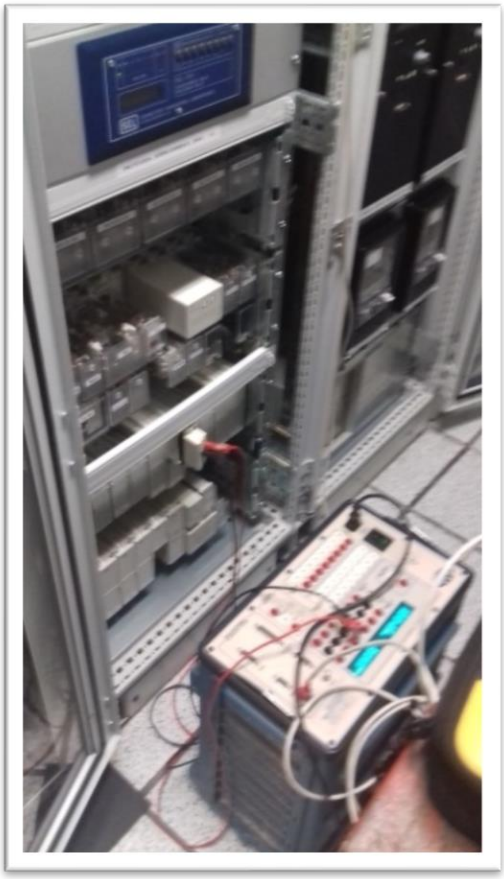
5.4 PRUEBAS A LOS RELEVADORES MICRO PROCESADOS.

Se realizan pruebas de pick up y time dial a los relevadores digitales para protecciones a la unidad 3 que están contenidos en los gabinetes:

- ✓ SEL 300G
- ✓ Beckwith M3425
- ✓ SEL 387 GPO
- ✓ SEL 551 NT
- ✓ SEL 587 TSP
- ✓ SEL 551 TSP
- ✓ SEL 587 TEXC

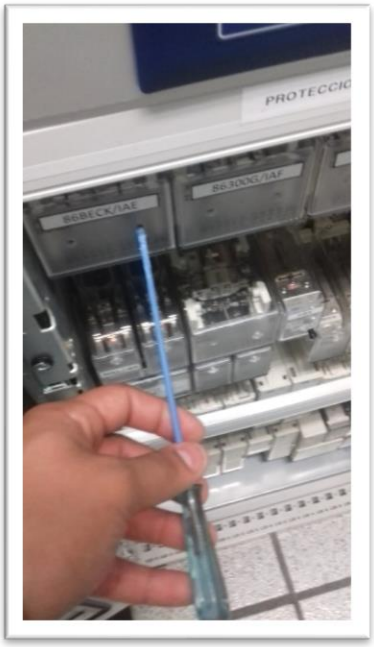
- ✓ SEL 551 TEXC

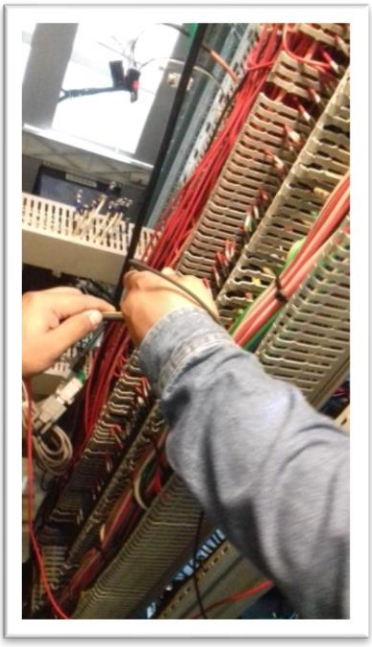
A través de la fuente de pruebas marca DOBLE se realiza la inyección de corrientes y voltajes a los diferentes equipos de protecciones y se vacían los resultados en las hojas de pruebas que están ajustadas de acuerdo con la norma CFE G-0100-07 para cumplimiento de los pick up y tiempos de operación.
Para tener la vertibilidad de que el equipo aun se encuentre dentro de sus parámetros de operación.



5.5 PRUEBAS A LOS RELEVADORES ELECTROMECÁNICOS 86´S.

Se realiza pruebas de continuidad en la operación de los relevadores electromecánicos, estos se activan manualmente, ya que el gabinete de protecciones esta des energizado temporalmente. Al realizar la activación de los relevadores y de acuerdo con los diagramas de conexionado en los que el relevador 86´s activa un contacto, podemos observar si está cumpliendo con su función, o si algún contacto está abierto y opera adecuadamente.





Se prueban los relevadores 86´s:

- ✓ 86 BECKWITH
- ✓ 86 300G
- ✓ 86 GPO
- ✓ 86 TSP
- ✓ 86 TEXC

5.6 PRUEBAS A LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL.

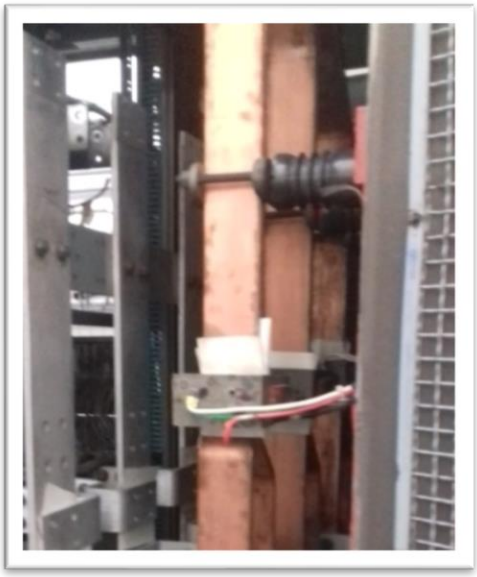
Como inicio se realizan pruebas, iniciando con los transformadores de corriente como se mencionó, a los cuales se inicia con la prueba de resistencia de aislamiento, se comienza con los transformadores que se encuentran en el lado neutro del generador, se retira debidamente todo el cableado de los transformadores de corriente para después realizar la prueba a cada uno de los devanados del transformador y luego de cada fase, después se realizan las pruebas de saturación, polaridad y relación.

Se realizan pruebas de resistencia de aislamiento a los transformadores de corriente que se encuentran inmediatamente a la salida de las fases del generador, o también

llamado bus de fase aislada, primero por fase y después se realizan las pruebas de saturación, polaridad y relación.

Se realizan pruebas a los transformadores de corriente que se encuentran en el lado de alta del transformador de excitación, los cuales son de tipo dona.

Se realizan pruebas a los transformadores de corriente que se encuentran en el lado de baja del transformador de excitación.

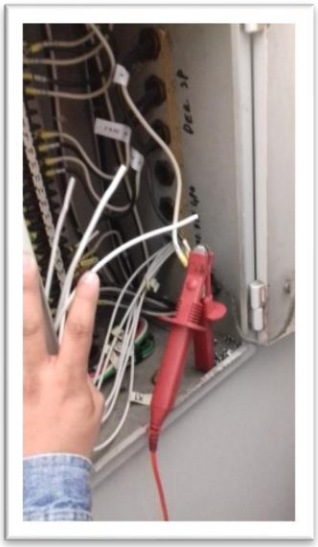


Se realizan pruebas a los transformadores de corriente que pertenecen a la compensación de la protección diferencial de la unidad 3.

Durante las pruebas a los transformadores de corriente de la compensación diferencial, se observó un deterioro en el aislamiento de dichos transformadores por lo que se tuvo que colocar cinta especial aislante para este tipo de transformadores y después colocar una capa de barniz dieléctrico aislante para darle un mejor acabado y mejor aislamiento.

Además de las reparaciones al aislamiento en estos transformadores, también se tuvo que implementar una tubería para hacer llegar el cableado hasta las tablillas de conexiones, debido a que el cable se encontraba descubierto, esto con el fin de

mejorar la distribución de cableado y proteger dichos cables ante cualquier situación de falla que pueda presentarse.

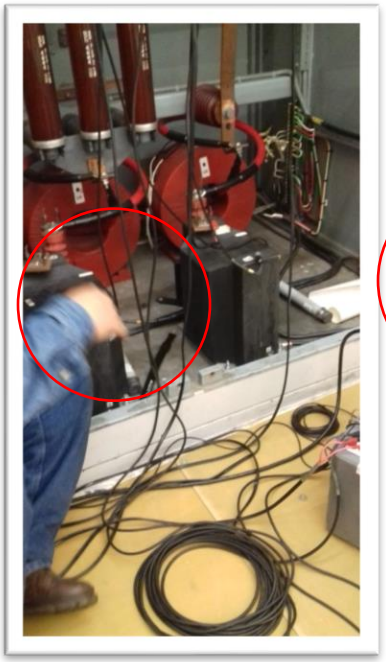


Una vez terminado de realizar los trabajos se procede nuevamente a realizar pruebas sobre estos transformadores de corriente de la compensación a la diferencial, esto para corroborar que las modificaciones no afectan en el funcionamiento del equipo.

Se realizan pruebas de igual forma a los trasformadores tanto de alta como de lado baja del transformador de servicios propios. Comenzando con pruebas de

resistencia de aislamiento y posteriormente las pruebas, relación, saturación y polaridad.

Se realizan las pruebas a los transformadores de potencial, primero se realizan las pruebas de resistencia de aislamiento después continuando con las de polaridad y relación. Se inician con los transformadores de potencial que se encuentran en lado de alta del transformador de excitación.



Se realizan pruebas de resistencia de aislamiento, relación y polaridad a los transformadores de potencial para medición que se encuentran en los gabinetes.

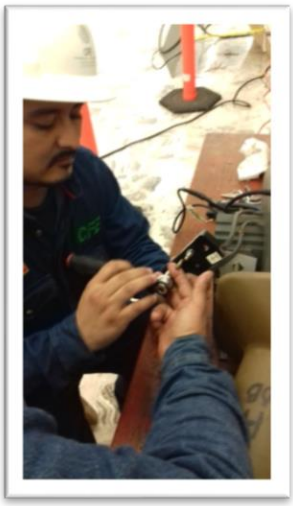
En el TP de medición número 1, mientras se realizaban las pruebas se retiró la turca del borne de conexionado y esta se rompió, por lo que se requiere la reparación inmediata de dicho borne de conexionado. Se solicitó el apoyo de la grúa para poder sacar el TP del gabinete hasta una mesa donde podría trabajarse con mayor comodidad.

Para realizar la reparación del borne de conexión roto, se optó por tomar el borne de conexión a tierra y colocarlo en el lugar del borne roto, y el borne roto se repararía, y se colocaría en el lugar de la tierra, esto debido a que en las condiciones normales de pruebas el borne de conexión a tierra normalmente no se desconecta, por lo que no se volverá a tocar ese borne una vez reparado, y así no se tendrá el riesgo de volver a romperlo.

Para realizar la reparación del borne roto se colocó una tuerca que realiza la función de unión, pero antes de atornillar se colocó estaño en la parte interior de la tuerca, después con la ayuda del cautín se calentaron las piezas hasta fundir el estaño,

después mientras la pieza permanece caliente se atornillo, se aseguró, y después se aplicó soldadura a toda la parte externa de la tuerca para mejorar el agarre y fortalecer la unión.

Se soldán todos los bornes y se vuelven a colocar en la base de los bornes de conexión, y observa que el trabajo haya sido realizado de manera correcta y que ninguno de los demás bornes presente problemas.



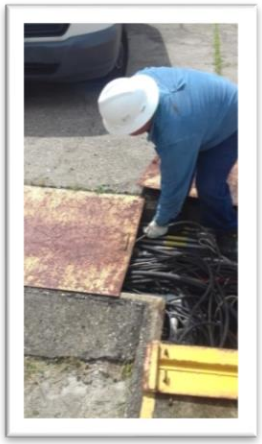
Se regresa a su lugar el TP y se vuelven a aplicar todas las pruebas para corroborar que la nueva modificación no afecte el funcionamiento de este. Una vez realizado el trabajo y todo se encuentre en orden, se notifica del trabajo realizado, para tener cuidado en pruebas posteriores que sean realizadas al transformador.

Se continúa con las pruebas a los TP´s faltantes, el TP de medición número 2, y los dos TP´s de regulación que se encuentran a un lado de los TP´s de medición.

5.7 MANTENIMIENTO A ESQUEMAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Se realiza un registro y etiquetado de todo el cableado que pertenece al gabinete centralizado de la unidad 3, esto involucra seguir cada uno de los cables hasta su origen para de la misma forma identificarlos y etiquetarlos, ya que se realiza el reemplazo de estos mismos.

Para realizar el seguimiento de los cables se requiere de dos ayudantes, debido a que es necesario retirar las tapas de concreto que resguardan el cableado en las canaletas del suelo.



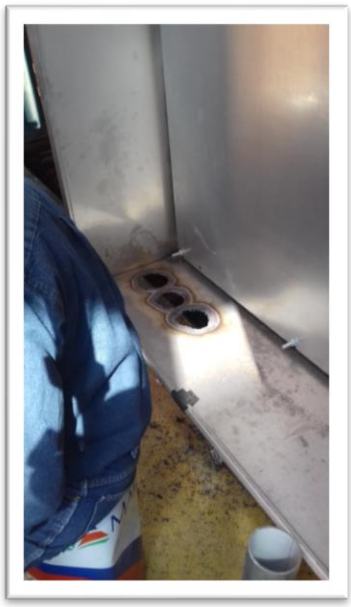
Para algunas situaciones fue fácil hacer el seguimiento del cableado debido a que como se trata del gabinete centralizado, los cables control y señales pertenecientes a los gabinetes de cada transformador monofásico tiene que pasar por el gabinete central para poder llegar después a su destino.

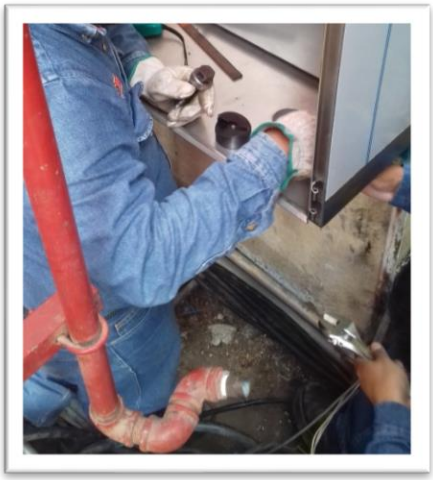
Procediendo con el levantamiento y etiquetado, una vez que ya se tenían registrados y etiquetados todos los cables se procede a desconectar el tablero del gabinete y a recoger el cable usado, para posteriormente guardarlo y dictaminarlo.

Cuando se termina de desconectar todo el cableado se procede a retirar el tablero del gabinete centralizado, y posteriormente se retira el gabinete.

Se comienza con el ensamblaje del nuevo gabinete, debido a que presenta un mayor tamaño se tuvieron que hacer modificaciones en los soportes para poder fijar correctamente el nuevo gabinete. El gabinete nuevo no contiene los agujeros en parte inferior para poder colocar tuberías e introducir el cableado hacia adentro del gabinete, por lo que se requirió realizar los agujeros y colocar dichas tuberías.

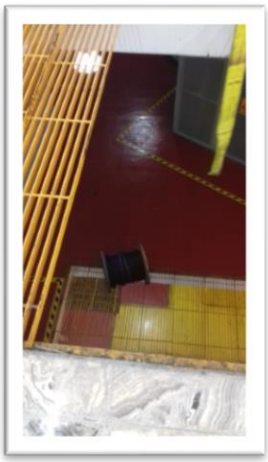
Se solicita el apoyo del departamento civil, para realizar las aberturas para las tuberías por medio de un soplete, debido a que el material es demasiado resistente para realizar los cortes con sierra circular. En total se realizaron 6 orificios en cada lado del gabinete, los 3 orificios de la izquierda son para las señales de alarmas y disparos, los 3 orificios de la derecha serán para las correspondientes alimentaciones tanto de CA como CD.

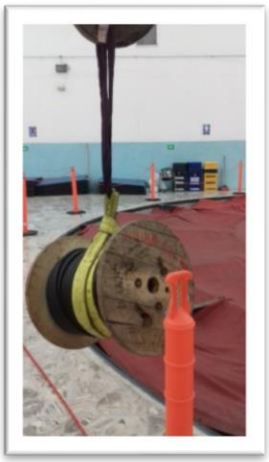


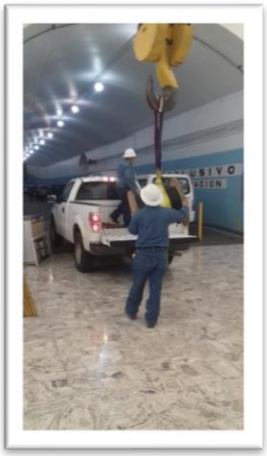


Se cortan las tuberías para introducir el cableado al gabinete, se utilizan tubos galvanizados, y se colocan abrazaderas en la parte superior para sujetar los tubos impidiendo que estos se caigan.

Se colocan las tuberías y se procede a realizar el tendido del cableado para comenzar a realizar las conexiones correspondientes. Para ello es necesario solicitar apoyo del departamento de seguridad y la grúa, para poder transportar el carrete de cable hasta la subestación elevadora.







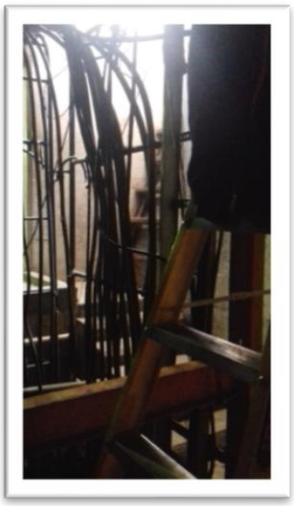
Una vez en la subestación elevadora se procede a realizar el tendido del cableado, para ello se comienza tomando tiras de medidas aproximadas para las conexiones, se extiende el cableado aproximándose a la medida que requerirá para llegar a su destino, se corta el tramo de cable y se procede a tenderlo a través de la canaleta de concreto.

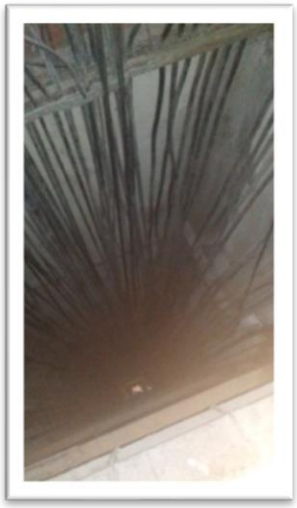
Se realiza el tendido del cableado, para ello es necesario retirar algunas de las tapas de concreto que cubren las canaletas del suelo, con el apoyo de los ayudantes se realiza cada tendido.

Unos de los cables de señal del transformador de los cuales no se tenía pensado realizar un reemplazo, se tuvo que sustituir por cableado nuevo, debido a que este presentaba quebraduras en el aislamiento, además de que contenía humedad en su interior y se temía que presentara inconvenientes durante o después de la puesta en servicio. Por lo que se tuvo que realizar maniobras para re cablear, cabe señalar que este cable anteriormente se encontraba con un empalme en la lumbrera para posteriormente llevar la señal hasta casa de máquinas, pero ante esta situación se realiza el recableado completo con más de 80 metros en la longitud total del recableado.

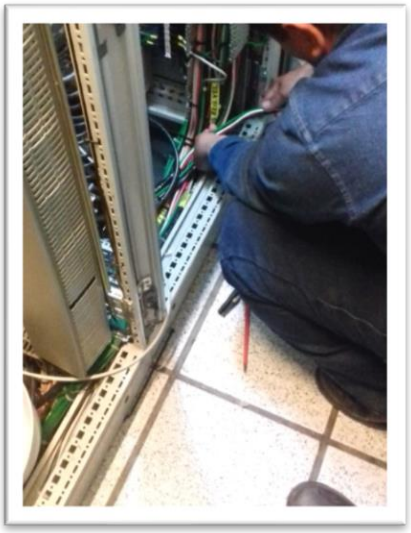
El cableado se introduce a través de la lumbrera para bajar alrededor de 80 metros hacia casa de máquinas para llegar hasta los gabinetes de protecciones y mediciones. La maniobra se realiza con 3 personas, la primera persona estará introduciendo cable desde afuera la parte de afuera de la lumbrera. Otra persona tiene que sujetar el cable por dentro de la lumbrera para irlo introduciendo hasta llegar hacia abajo. La parte intermedia se requiere de una escalera debido a que los soportes para cableado se encuentran en el techo.

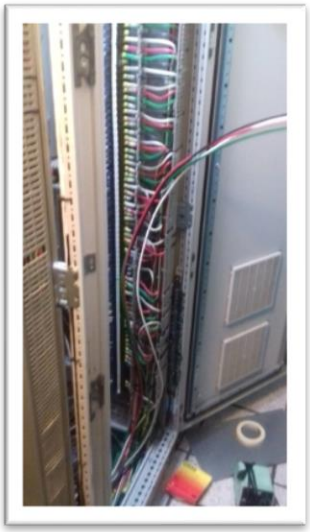
La tercera persona baja a través de la lumbrera llevando el cable hasta casa de máquinas, debido a problemas con el ascensor esta tarea se tiene que realizar a través de las escaleras de emergencia que hay en la lumbrera.

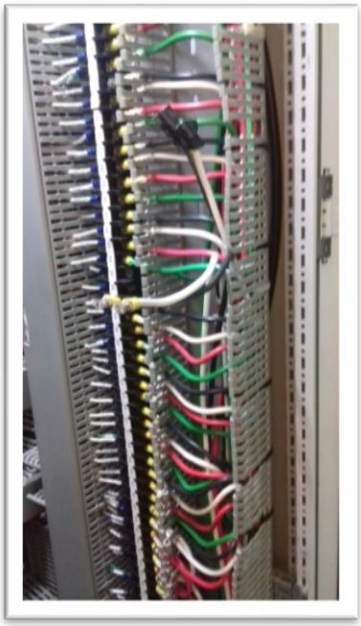




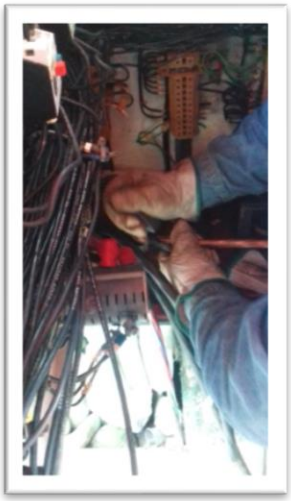
La comunicación para realizar la maniobra se realiza a través de radios, para estar coordinados al momento de ir bajando el cable, ya que, debido a la distancia y cantidad de cable, este tiende a generar más peso con la distancia. Y por lo tanto puede ocurrir un accidente, pero gracias a la coordinación del personal la maniobra se realiza correctamente, y el cable se extiende exitosamente hasta los gabinetes de protección y medición.



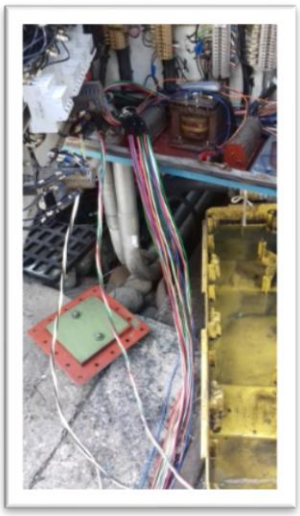
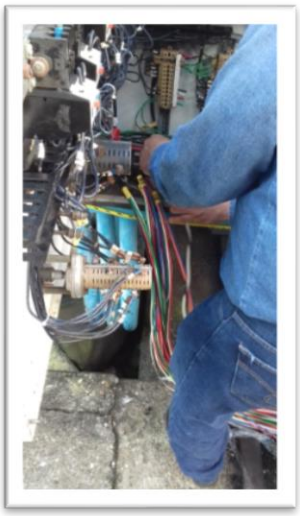




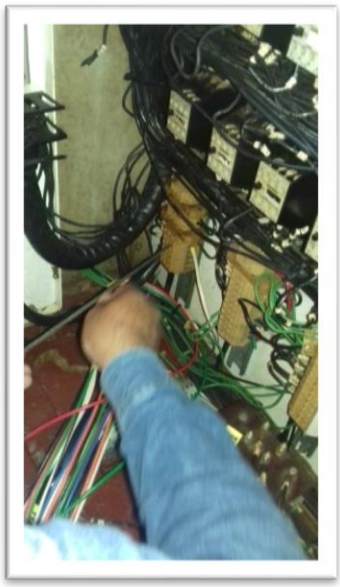
Se procede a realizar el pelado y cabeceado de los cables en cada uno de los gabinetes por fase del transformador de potencia. Para posteriormente comenzar a realizar el conexionado, de acuerdo con el registro que se realizó previo a la desconexión.

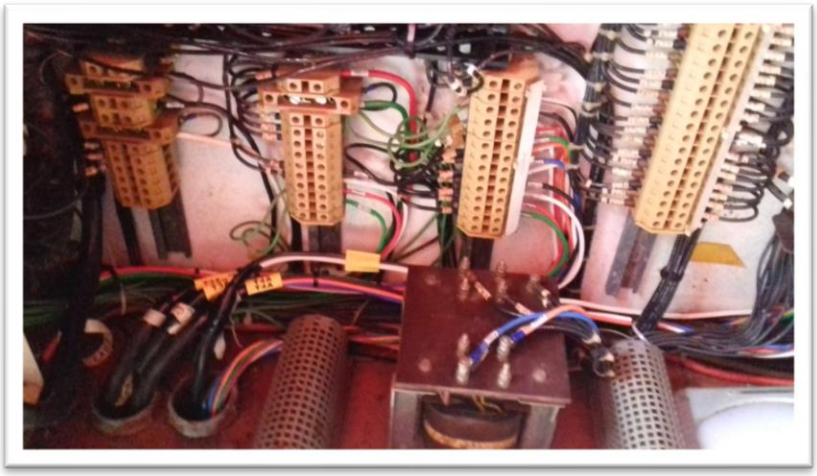


Una vez realizado el cabeceado de los cables, se realiza el peinado de estos, para darle mejor apariencia y manejo del cableado cuando se realiza la conexión, esto se realiza de la misma forma en los gabinetes por fase del transformador de potencia.

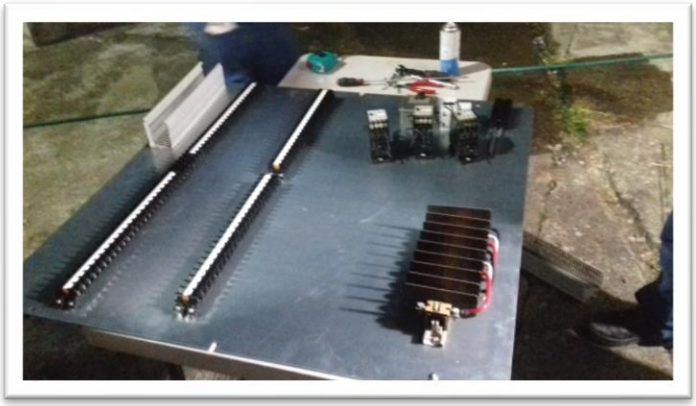



Se comienza realizando el conexionado de los gabinetes de cada fase del transformador de potencia, se toman en cuenta los registros tomados al principio para saber dónde irán conectados, y se colocan las etiquetas correspondientes para identificar cada conexión.



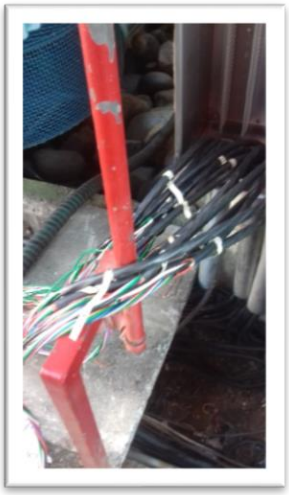


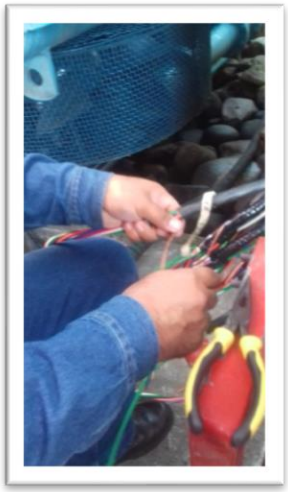
Se inicia con la preparación del tablero principal para el gabinete centralizado, en este aspecto la distribución del espacio es muy importante para que cada uno de los elementos pueda ubicarse de manera correcta y le dé una buen visibilidad y porte al trabajo de cableado del gabinete.

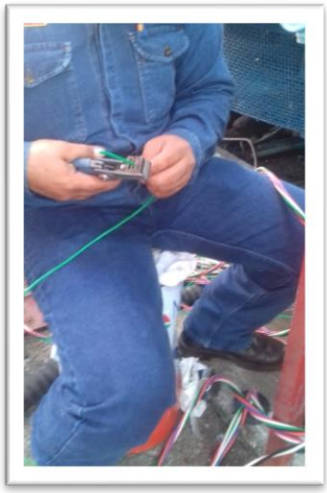


Cuando se tiene el esquema final, se comienzan a fijar las tablillas y canaletas para proceder a la colocación y fijado final del tablero dentro del gabinete.

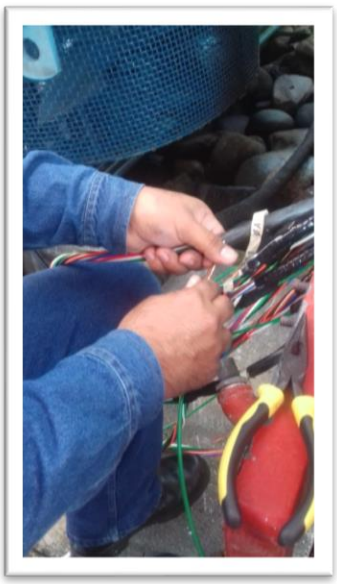
Se introducen todos los cables que llegan hasta el gabinete centralizado, para comenzar a realizar el pelado y cabeceado de los mismo, a la par del cabeceado se comienza a realizar el trabajo para sacar las tierras de cada uno de los cables, esto con el fin de evitar inducciones indeseables en los cables, que puedan presentar fallas por alguna descarga eléctrica.

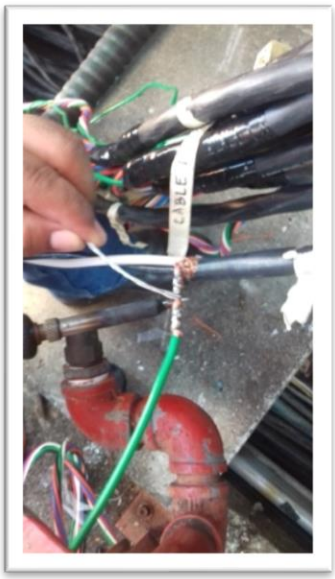




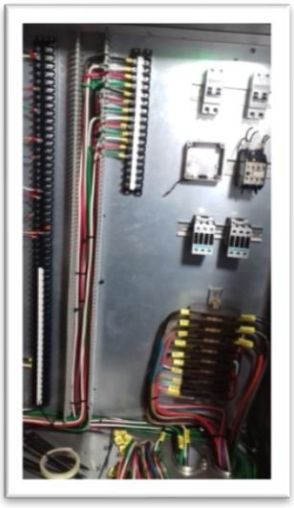


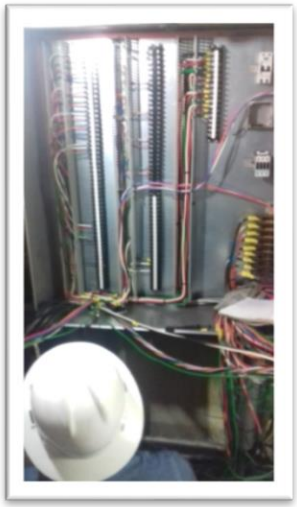
Para sacar las tierras de los cables es necesario dejar una parte del recubrimiento de cobre que este contiene, se enrolla el recubrimiento de cobre al cual se le une un pedazo de cable calibre 14, se realiza un empalme y sobre el empalme se aplica soldadura abundante para dar firmeza y una mejor conducción en el cableado. Por último, se aplica una película de cinta vulcanizada, y se remata con cinta aislante negra para terminar y dejar la tierra y el cabeceado correctamente.





Una vez listas todas las tierras y el cabeceado de los cables se procede a realizar el conexionado y el acomodo de todo el cableado correspondiente del gabinete centralizado, para lo cual únicamente se requiere de una persona, la cual tiene conocimiento del registro del cableado para hacer las conexiones correspondientes, y acomodar de manera ordenada y estética todo el cableado interno.





Se termina de realizar el cableado completo correspondiente a las alarmas y disparos del transformador de potencia, así como alimentaciones para el sistema de enfriamiento y contactores de activación de estos.

Una vez terminadas las conexiones, se procede a conectar las tierras correspondientes, en una barra especial para todas las tierras que va aterrizada a la tierra general de los transformadores, y por último se realiza el montaje de las resistencias calefactoras que van dentro del gabinete, esto como método de prevención para la humedad y que pueda dañar las tablillas de conexión. Cabe señalar que las resistencias calefactoras únicamente fueron restauradas, dando mantenimiento a las mismas y limpiando las bases para volver a ser reutilizadas.

Como montaje estético adicional, se coloca un soporte para sujetar las tuberías que salen del gabinete centralizado, debido a que estos tubos por si solos no presentaban una firmeza segura. Se aseguran las tuberías a la pared con un soporte metálico empotrado a la pared, y los tubos se sujetan con abrazaderas metálicas, y se sujetan firmemente.

Se realiza el reapriete de toda la tornillería del gabinete centralizado, para asegurarse de que todas las conexiones estén seguras y que no se presente falla por algún tornillo suelto, o falso contacto en las borneras.

Se procede a realizar pruebas de continuidad para las distintas señales que provienen desde los gabinetes monofásicos, hasta el gabinete centralizado, muchas de las señales provienen de simples contactos de relevadores que al activarse deberían de generar una continuidad al medirla con el multímetro lo cual comprobaría que el relevador funciona correctamente, algunas de las señales son:

- ✓ Temperatura del aceite del transformador
- ✓ Sobre presión del aceite del transformador
- ✓ Temperatura del devanado del transformador
- ✓ Nivel de aceite

Una vez realizadas las pruebas desde el gabinete monofásico hasta el centralizado, con ayuda del personal del departamento de control, se realizan las pruebas correspondientes a las señales desde el gabinete centralizado hasta el gabinete de comunicación de control y verificando así mismo que las señales hayan llegado hasta los tableros principales en casa de máquinas.

Se termina el gabinete en tiempo y forma, terminando así el mantenimiento del esquema del transformador de potencia.

5.8 PRUEBAS AL TC DE FLECHA.

Como parte del mantenimiento menor a la unidad 3, se realiza pruebas al transformador de corriente de flecha, el motivo por el cual no se realiza a la par de las pruebas de los demás TC´s es porque debido a su ubicación el departamento mecánico realiza trabajos en esa área durante el inicio del mantenimiento por lo que se dificulta el acceso al mismo, ya que es un espacio reducido, por lo cual se efectúa casi al final del mantenimiento. El TC de flecha se utiliza para protección del generador ante corrientes parásitas que puedan presentarse durante el funcionamiento de la unidad. Su ubicación esta, como su mismo nombre lo indica, sobre la flecha de unión de la turbina con el generador.

Debido al gran tamaño que tiene la flecha y el espacio que se maneja en el área donde esta se encuentra, el TC de flecha está compuesto por fragmentos de TC conectados en serie, para así rodear totalmente la flecha del generador, esta composición facilita el retirado para mantenimiento del TC debido a que no es necesario desmantelar la flecha entera, sino que bastan con los desarmar por pedazos el TC para poder limpiarlo en su totalidad.

CONCLUSIÓN

El mantenimiento de una unidad generadora es una actividad que tiene el objetivo de regresar a su optima condición operativa todos los elementos que la componen: turbina, generador eléctrico, transformadores, regulador de tensión y equipos auxiliares como transformadores de instrumento, medidores, registradores y relevadores de protección eléctrica. Al realizar las actividades con respecto al mantenimiento de la unidad No. 3 se requirió hacer verificaciones, asegurando que los equipos se entreguen funcionando correctamente.

En este mantenimiento menor a los esquemas de protección y medición de la unidad número 3 de la C.H. Malpaso se realizó debido a los cambios o modificaciones que se realizan con la actualización, en la cual se han modificado algunas partes de los diagramas o han cambiado algunas conexiones de algunos esquemas de la unidad. La aplicación de relés micro procesados multifuncionales, en los esquemas de protección de generadores y transformadores para esta central resultan muy convenientes, porque se puede utilizar la mayor parte de las funciones de protección requeridas en un único dispositivo. Además, permite almacenar, en memoria el

estado de las principales variables: corriente, voltaje y frecuencia, cuando ocurre una falla, facilitando que en un análisis posterior se pueda identificar claramente el origen de esta.

El inconveniente al proporcionar algunas de las protecciones no es tanto que puedan operar inadecuadamente o remover el generador de servicio innecesariamente, sino que fallen al operar cuando deben. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectada lo son aún más. La correcta aplicación de las protecciones se obtiene a través de un pleno conocimiento de ellas y como utilizarlas en un generador.

El fallo a un generador, no solamente nos traerá interrupciones en el suministro eléctrico sino también pérdidas económicas tanto a la empresa suministradora del servicio como a las que dependan de ella. Por este motivo se considera de suma importancia el saber qué tipos de protecciones utilizar y contra que fallas nos protege.

Referencias

[1] Ingeniero Juan Rafael Cervantes Vega, 2010. Universidad autónoma de nuevo león facultad de ingenieria mecánica y eléctrica división de estudios de posgrado, PROTECCIÓN EN SISTEMAS ELECTRICOS

[2] Comisión Federal de Electricidad. Subdirección de Generación. http://h06814.iie.org.mx/cuencas/, 2009.

[3] Ingeniero Rogelio Avelino Pérez Espinosa, 2016 Mantenimiento Eléctrico en centrales generadoras, Tuxtla Gutiérrez Chiapas.

[4] Características técnicas para relevadores de protección CFE, especificación CFE G0000-81.

[5] Ajuste de protecciones eléctricas de las unidades generadoras, transformadores de unidad e interruptores de potencia CFE, procedimiento CFE G0100-07.

[6] Acciones a realizar en caso de operación de una protección eléctrica en una central generadora CFE, procedimiento CFE G0100-32.

[7] Procedimiento de verificación de esquemas de protección eléctricas de unidad generadora (Interlock, cortocircuito, sincronización), procedimiento CFE G0100-33