



Instituto Superior Minero Metalúrgico
 Dr. Antonio Núñez Jiménez
 Facultad de Metalurgia y Electromecánica
 Departamento de Eléctrica

Protección de los Generadores de Corriente Alterna



Tesis en Opción
 al Título de
 Ingeniero Eléctrico

Autor: Kerwin McNeil Fontaine

Tutores: Dr. Orllys Ernesto Torres Breffe

2006
 "Año de la Revolución Energética"

Declaración de Autoría

Declaro que somos los únicos autores de este trabajo de diploma realizado en el Instituto Superior Minero-Metalúrgico de Moa “Dr. Antonio Núñez Jiménez” como parte de la culminación de los estudios en la especialidad de Ingeniería Eléctrica. Autorizamos que el mismo sea utilizado con la finalidad que se estime necesario por el instituto.

Kerwin McNeil Fontaine

Dr. Orly E. Torres Breffe

Dedicatorio

Dedico este trabajo a mis padres que a lo largo de toda sus vidas han luchado por mi bienestar, sin importar precio alguno. A mis hermanas y mis amigos.

Agradecimientos

Primeramente quiero agradecer al Señor por la fuerza y resistencia que me ha concedido durante mis cinco años de estudios.

Deseo expresar mi agradecimiento al profesor Dr. Orlys Torres Breffe, Tutor de esta tesis, por sus valiosos consejos, ideas y apoyo para realizar este trabajo.

Agradezco al Ministerio de Educación Superior de Cuba, que ha permitido la realización de mis estudios en el Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa (ISMMM). También agradezco el apoyo institucional que me ha dado el Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa durante estos años.

Quiero agradecer también, a los compañeros y amigos del departamento de ingeniería Eléctrica del Instituto Superior Minero Metalúrgico de Moa, para la invaluable ayuda y compañía, durante el tiempo que estuve junto a ellos.

A las personas con las que he compartido esta etapa de mi vida, con sus buenos y malos momentos, Muchas gracias.

Resumen

Este proyecto fue desarrollado con el objetivo de proporcionar un documento que trata específicamente con la protección de los generadores eléctricos. También puede ser considerado como una guía para asistir en la selección de relés para el diseño de un esquema de protección para generadores eléctricos.

En primer lugar enfoqué sobre las fallas eléctricas más comunes que afectan la operación normal de los generadores, es decir, el comportamiento de los parámetros eléctricos del generador bajo estas condiciones, y sus efectos sobre las propiedades físicas tales como el aislamiento de los devanados, entre otros.

La próxima etapa es una ilustración clara de los métodos actuales usados para proteger los generadores contra las condiciones anormales, los cuales están de acuerdo con las regulaciones IEEE.

Finalmente se procedió a dar una descripción en cuento a relés digitales de tres de las firmas más reconocidas hoy en mundo, General Electric Multilin, Siemens, Groupe Schneider (Merlin Gerin).

Summary

This project was developed with the objective of providing a document which specifically deals with Generator protection. It could also be considered as a guide to assist in the selection of relays in the development of Generator protection schemes.

Firstly, emphasis was placed on the most common electrical faults that affect the normal operating conditions of generators, that is, the behavior of the electrical parameters of the generator during these conditions, and the effects on the physical properties, such as winding insulation etc.

The next step illustrates clearly the actual methods used to protect the generator against these fault conditions, all of which are in accordance with the IEEE regulations.

Finally it proceeds to give a description of four multifunction relays, there manufactures being the three largest in the world today, General Electric Multilin, Siemens, Groupe Schneider (Merlin Gerin).

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN GENERAL.....	1
CAPITULO I: DEFECTOS Y REGIMENES ANORMALES EN LOS GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	3
1.1. INTRODUCCIÓN	3
1.2. BREVE RESEÑA DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y LOS TIPOS UNIDADES GENERADORAS.....	6
1.3. CORTOCIRCUITO EN EL ESTATOR	9
1.4. SOBRECORRIENTE SIMÉTRICA.....	11
1.5. SOBRECORRIENTE ASIMÉTRICA	13
1.6. SOBRETENSIONES.....	17
1.7. CORTOCIRCUITOS EN EL ROTOR.....	19
1.8. ENERGIZACIÓN INADVERTIDA DEL GENERADOR.....	21
1.9. SOBRE Y BAJA FRECUENCIA.....	25
1.10. PÉRDIDA DE CAMPO.....	27
1.11. MOTORIZACIÓN	31
1.12. SOBREENCITACIÓN	32
1.13. PÉRDIDA DE SINCRONISMO (OUT OF STEP).....	37
CONCLUSIONES	39
CAPITULO II: MÉTODOS DE PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	40
2.1. INTRODUCCIÓN	40
2.2. PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITO EN EL ESTATOR.....	43
2.2.1. FALLAS MULTIFASICOS	43
2.2.2. FALLAS ENTRE ESPIRAS DE LA MISMA FASE.....	47
2.2.3. FALLAS MONOFÁSICOS.....	50
2.2.3.1. PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR DE BAJA IMPEDANCIA	50
2.2.3.2. PUESTA A TIERRA DEL ESTATOR CON ALTA IMPEDANCIA	51
2.3. PROTECCIÓN CONTRA CORTOCIRCUITO EN EL ROTOR.....	63
2.4. PROTECCIÓN CONTRA SOBREENCITACIÓN Y SOBRETENSIÓN	68

2.5.	PROTECCIÓN CONTRA PERDIDA DE CAMPO	71
2.6.	PROTECCIÓN CONTRA SOBRECARGA SIMÉTRICA	75
2.7.	PROTECCIÓN CONTRA CORRIENTES ASIMÉTRICAS (SECUENCIA NEGATIVA)	76
2.8.	PROTECCIÓN CONTRA ENERGIZACIÓN INADVERTIDA.....	79
2.9.	PROTECCIÓN CONTRA FRECUENCIA ANORMAL	89
2.10.	PROTECCIÓN CONTRA PERDIDA DE SINCRONISMO	92
2.11.	PROTECCIÓN CONTRA MOTORIZACIÓN	100
2.12.	PROTECCIÓN CONTRA PERDIDA DE SEÑAL DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	101
2.13.	PROTECCIÓN DE RESPALDO.....	102
	CONCLUSIÓN.....	111
	CAPITULO III: ANÁLISIS DEL MERCADO	113
3.1.	INTRODUCCIÓN	113
3.2 .	BENEFICIOS DE UNA ESQUEMA DE PROTECCIÓN CON UN SISTEMA DE PROTECCIÓN DIGITAL	114
3.2.	BREVE DESCRIPCIÓN DE LAS VARIANTES DE RELÉS MULTIFUNCIÓN A ANALIZAR	116
3.2.1.	MULTILIN SR-489.	116
3.2.2.	SEPAM 2000.	119
3.2.3.	SIEMENS (7UM512 Y 7UM516).....	121
	CONCLUSIÓN.....	124
	CONCLUSIÓN GENERAL.....	125
	RECOMENDACIONES	127
	BIBLIOGRAFÍA	1278
	ANEXOS	130

Introducción General

Los generadores representan los elementos más importantes en los sistemas eléctricos. Existen diferentes tipos de generadores y son muchas sus clasificaciones.

En dependencia del motor primario, se clasifican según el principio que este utilice: gas, vapor, diesel, hidráulicos, eólicos, etc.

Teniendo en cuenta el motor primario y su aplicación los generadores pueden tener diferentes tamaños:

- Generador eólico 100 KVA
- Generador diesel 500 KVA- 5 MVA
- Turbina de vapor 15 MVA- 500 MVA
- Turbina de gas 10 MVA- 50 MVA

Muchas son las condiciones operativas anormales que se presentan, sean por defectos propios del generador o regimenes anormales producidas por el sistema a la cual esta conectado. Por esta razón es imprescindible entenderlas profundamente, para luego evitar o minimizar sus efectos sobre los generadores.

Problema

No poseemos un documento actualizado que vincule todas las temáticas de Protección de Generadores. Estos tipos de documentos si existen en el centro, pero la mayoría de los métodos son antiguas y no se usan hoy en día.

Hipótesis

Si se hacer un análisis bibliográfica profunda va a ser posible la creación de un documento actualizado sobre las protecciones para generadores de corriente alterna.

Objetivo

Crear un documento que incluye un análisis profundo de los defectos y regimenes anormales que aparecen en los generadores, Así como los métodos de protección haciendo referencia a los autores o desarrolladores de tales métodos.

Estructura del trabajo

Capítulo 1

Una búsqueda bibliográfica de todos los posibles defectos y regimenes anormales que se pueden presentarse en los generadores

Capítulo 2

Los métodos que existen para proteger el generador contra las anormalidades mencionaremos en el capítulo I.

Capítulo 3

Un análisis del mercado.

CAPITULO I

Defectos y Regimenes Anormales en los Generadores de Corriente Alterna

- ✓ [Introducción](#)
- ✓ [Breve Reseña de la generación de Energía eléctrica y los tipos unidades generadoras](#)
- ✓ [Corto circuito en el estator](#)
- ✓ [Sobrecorriente asimétrica](#)
- ✓ [Sobrecorriente simétrica](#)
- ✓ [Sobretensión](#)
- ✓ [Cortocircuito en el rotor](#)
- ✓ [Conexión fuera de fase o sincronismo invertida](#)
- ✓ [Sobre y baja frecuencia](#)
- ✓ [Pérdida de campo](#)
- ✓ [Motorización](#)
- ✓ [Sobreexcitación](#)
- ✓ [Pérdida de Sincronismo \(Out of Step\)](#)
- ✓ [Conclusiones](#)

1.1. Introducción

La mayor parte de la electricidad se genera a niveles de 13.200 a 24.000 voltios. Entre los riesgos presentes en el proceso de generación de energía eléctrica se incluyen las explosiones y quemaduras derivadas de averías inesperadas de los equipos. También pueden producirse accidentes por no seguir los procedimientos apropiados de bloqueo e identificación, que se implantan con el fin de controlar las fuentes de energía.

La protección de generadores sincrónicos incluye la consideración de las condiciones de operación anormal más dañinas que la protección de cualquier otro elemento del sistema de potencia [1]. Es por esta razón que antes de embarcar en el desarrollo de un esquema de protección de cualquiera equipamiento eléctrico, en este caso un generador, el diseñador debe comprender completamente los defectos o regimenes anormales que pueden ocurrir durante el funcionamiento del equipo.

La operación normal de un sistema no considera la ocurrencia de fallas en el equipo, ni la presencia de fenómenos incontrolables como tormentas y descargas atmosféricas, o los errores cometidos por los operadores.

Cuando el sistema está bajo el efecto de uno de estos factores se dice que está operando bajo condiciones anormales y en este caso pueden ocurrir dos fenómenos de importancia [2]:

1. El equipo o parte del sistema puede sufrir daños de consideración si la intensidad y la duración de la perturbación exceden magnitudes determinadas.
2. La calidad del servicio suministrado se afecta gravemente.

Frente al problema de operación anormal, el diseñador puede adoptar dos puntos de vista:

- Incorporar al diseño ciertas características que eliminen la posibilidad de fallas.
- Permitir la ocurrencia de las fallas incluyendo en el proyecto características y elementos que reduzcan el daño causado por las mismas.

La primera solución es prácticamente imposible o por lo menos, no justificable económicamente. En la mayoría de los casos, se sigue el criterio de permitir la ocurrencia de ciertas fallas y tratar de aminorar sus efectos tanto en el equipo instalado como en la calidad del servicio suministrado.

Ciertos defectos pueden producirse sobre el generador, los cuales son de naturaleza mecánica tales como:[3]

- Rotura de los cojinetes.
- Problemas en la lubricación de aceite.
- Vibraciones.
- Alta temperatura en el bobinado (tal vez debido a problemas en el aislamiento).
- Problemas del sistema de enfriamiento.

- Fallas en el generador de fuerza motriz.

Normalmente todos estos defectos son monitoreados continuamente por aparatos apropiados de medición y se llama la atención de condiciones anormales por sistemas de señalización por alarmas. En condiciones extremas pueden hasta provocar la desconexión del generador y el motor primario. Sin embargo en este trabajo estamos más interesados en los regímenes anormales que afecta el sistema de energía.

Los problemas eléctricos pueden ser de dos tipos:

- Primero, los propios al generador, principalmente estos son causados por el debilitamiento del aislamiento de los devanados del estator o el rotor. Los principales defectos son [3]:
 - Cortocircuito fase a fase en el estator.
 - Cortocircuito fase a tierra en el estator.
 - Cortocircuito en el rotor.
 - Pérdida de campo.
- Los otros posibles regímenes anormales son debido a la condiciones del sistema. Estos incluyen:
 - Sobrecorrientes simétricas
 - Sobrecorrientes asimétricas
 - Sobre y baja frecuencia
 - Pérdida de sincronismo
 - Motorización
 - Conexión fuera de fase o sincronización invertida
 - Sobreexcitación

Después de comprender los defectos y regímenes anormales, y adoptar su punto de vista en relación al problema de operación anormal, el diseñador va a estar listo para pasar a la otra etapa, la selección de los métodos de protección.

1.2. Breve reseña de la generación de Energía eléctrica y los tipos unidades generadoras

El generador en la figura 1.2.0 fue instalada en estado en Estados unidos en el ano 1888. Fue utilizada para un sistema de iluminación de las calles. Alumbraba aproximadamente 1000 lámparas. Este Generador fue movido por una turbina de vapor de 1100rpm. Generó una tensión de 2kV, con una corriente nominal de 30A a una frecuencia de 110Hz. Pesaba 2320kg, lo que representa 26W/kg. Un generador moderno con las mismas características (velocidad y potencia) puede genera aproximadamente 140W/kg y ocupa 1/3 del espacio [4].

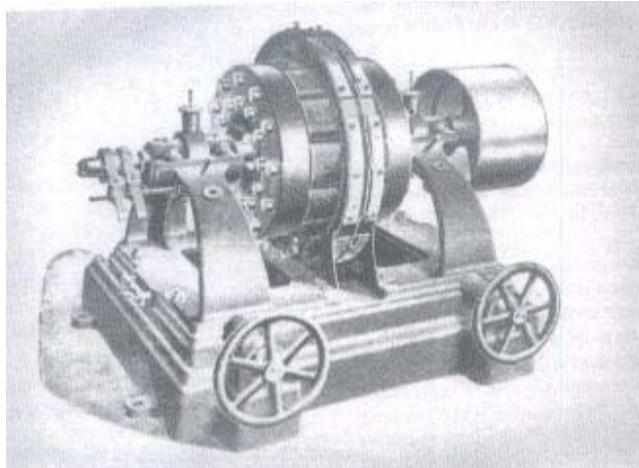


Figura: 1.2.0 Generador de campo rotatorio.

En 1993, la producción mundial de electricidad alcanzó los 12,3 trillones de kWh [5] (Un kWh es la cantidad de electricidad necesaria para encender diez bombillas de 100W durante 1 hora.) Datos de Estados Unidos comentan que este país produjo el 25 % de la energía total del mundo en esa época. La industria eléctrica norteamericana, que combina entidades de propiedad pública y privada, generó 3,1 trillones de kilovatios-hora en 1993 a partir de más de 10000 generadores [6].

Existen diferentes tipos de generadores y son muchas sus clasificaciones. En dependencia del generador de fuerza motriz (motor primario), se clasifican según el principio que este utilice: gas, vapor, diesel, hidráulicos, eólicos, etc.

Debido a esto y a su aplicación los generadores pueden tener diferentes tamaños [7]:

Generador eólico 100 KVA

Generador diesel 500 KVA- 5 MVA

Turbina de vapor 15 MVA- 500 MVA

Turbina de gas 10 MVA- 50 MVA

En 1990, por ejemplo, el 75 % de la energía eléctrica de Francia se obtuvo de centrales nucleares. En 1993, el 62 % de la electricidad generada en todo el mundo procedió de combustibles fósiles, el 19 % de la energía hidráulica y el 18 % de la energía nuclear. Otras energías renovables, como la eólica, la solar, la geotérmica o la biomasa, representan sólo una pequeña parte de la producción eléctrica mundial [6].

Los generadores de compañías eléctricas o procesos productivos son de grandes potencias. En Cuba podemos encontrar desde 50 hasta 330 MW, pero por lo general en el mundo se utilizan no menores de 100 MW hasta los 500 MW o mayores [7].

Desde las centrales que la generan, la electricidad se transmite a través de redes interconectadas a los sistemas locales de distribución mediante la conexión a un transformador elevador, que a la vez, le sirve como limitador de corriente contra los cortocircuitos externos que pueden ocurrir en el sistema eléctrico.

En dependencia de la forma de conexión de los generadores con el motor primario se clasifican en [7]: Tanden, Radial, Compound. (Fig.1.2).

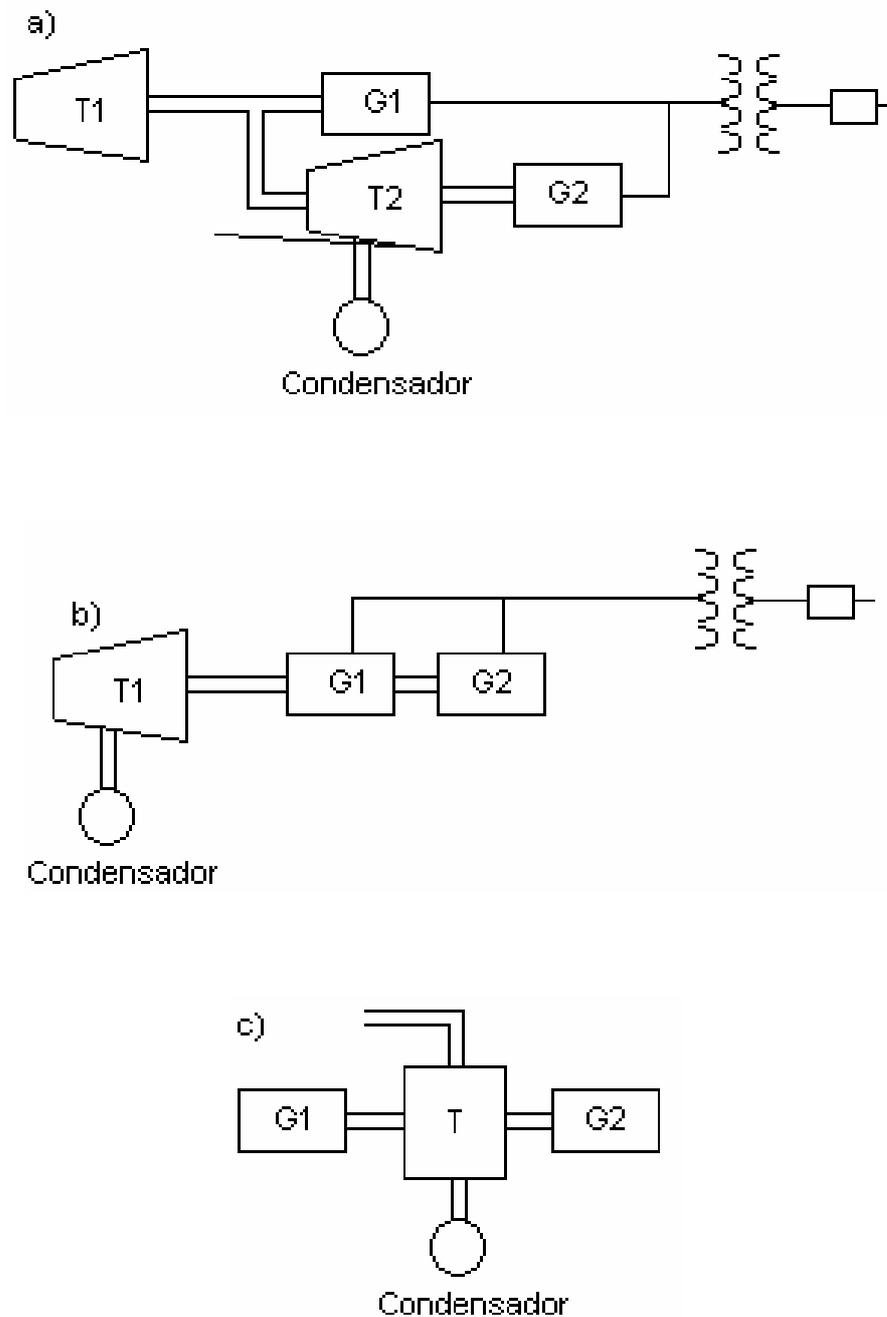


Figura 1.2.1: Conexiones más comunes de las unidades generadoras: a) compuesta (Compound), b) en continuación (Tanden), c) radial.

Existe otra clasificación en cuanto a la inducción magnética, dividiéndose en sincrónicos y asincrónicos. Dentro de los sincrónicos se clasifican en generadores de polos interiores y de polos salientes. Los generadores de polos

salientes se usan generalmente en hidroeléctricas y plantas diesel, por ser de pequeñas potencias y baja velocidad de rotación (por debajo de 1800 rpm), mientras que los generadores de polos interiores se usan en centrales térmicas, son de altas velocidades (por encima de 1800 rpm), y se impulsan en la mayoría de los casos por turbinas de vapor. Las máquinas pequeñas no son rentables por lo que se usan con valores de potencia cercanos a los megawatts [8].

Tanto en los generadores pequeños como los de mayor potencia pueden ocurrir averías, y los métodos de protección son comunes para ambos; aunque en los de menor potencia, por razones obvias, se utilizan métodos de protección más económicos [7].

1.3. Cortocircuito en el estator

Los cortocircuitos en el enrollado del estator pueden ser producto a fallas entre fases (bifásico o trifásico), fallas a tierra (masa) o entre espiras de una misma fase. Estos defectos se producen por el debilitamiento del aislamiento en el devanado del estator debido a otros factores o regímenes no detectados y eliminados a tiempo [7].

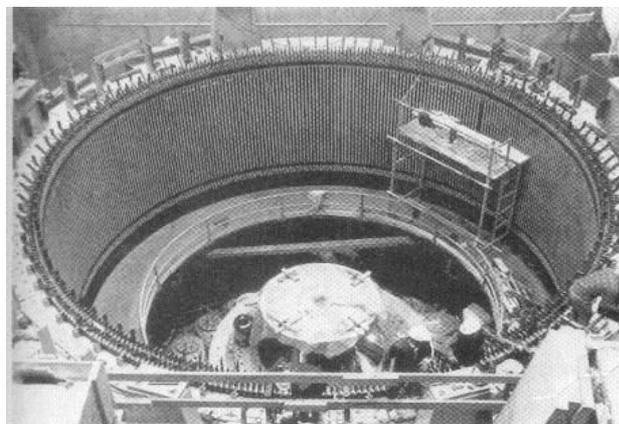


Figura 1.3. Estator de un Generador trifásico, 500MVA, 16kV, 60Hz, $f_p=0,95$, 200rpm [4]

La forma de los cortocircuitos determina sus efectos y se pueden distinguir varios tipos (trifásico franco y con arco, bifásico, monofásico, etc.). En cuanto a su duración, se pueden distinguir cortocircuitos permanentes y transitorios. A estos últimos, cuando se repiten en cortos intervalos, se les llama intermitentes.

Las consecuencias de un cortocircuito se deben tanto a los efectos de la sobrecorriente como a los de las caídas de tensión originadas por ésta. En general, las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en el SEP. En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de energía. Le siguen los cortocircuitos bifásicos y finalmente los monofásicos. En cambio, el tipo más frecuente es el monofásico (aproximadamente el 75% de los casos) y el menos frecuente es el trifásico (aproximadamente el 5% de los casos) [2].

A su vez, la disminución del voltaje ocasionada por los cortocircuitos trae como consecuencia, para el resto del sistema, la disminución de su capacidad de transferencia de potencia y con ello, una baja estabilidad si se prolonga por algunos segundos.

El efecto calorífico no es el único que representa un peligro para los generadores, puesto a que las corrientes se actúan con bastante rapidez y además las protecciones por relés rápidamente desconectan los generadores de servicio. Son muy peligrosos los esfuerzos electrodinámicos, los que actúan sobre las secciones frontales de los enrollados y son proporcionales al cuadrado de las corrientes de cortocircuito [9]. Estos esfuerzos tienden a deformar las secciones frontales del enrollado del estator. Además, tales esfuerzos actúan también entre los grupos de bobinas de las diferentes fases y entre las bobinas individuales. Las deformaciones cíclicas de las secciones frontales, en particular las curvaturas a la salida de la ranura, puede provocar la perforación del aislamiento y su ruptura [10].

Los cortocircuitos no siempre son acompañados por grandes corrientes. Cuando se trata de pequeñas máquinas aisladas al sistema, los valores de corriente en las fases solo son altos por un instante de tiempo, debido a la aparición de la

Reacción de Armadura, provocando una disminución de la Fem. Esto trae consigo que en los instantes posteriores se tengan como resultados valores de tensión y corriente muy pequeños. El valor de los parámetros eléctricos cuando ocurre una falla de fase a tierra puede variar también en dependencia del lugar de ocurrencia de la falla (cercana o no al neutro) [7].

Lo descrito anteriormente exige el uso de protecciones capaces de responder ante estos problemas con suficiente rapidez, desconectando el interruptor del circuito de fuerza, el interruptor de campo (corriente directa) y el motor primario. De esta rapidez dependerá la gravedad de los daños en el hierro del generador.

1.5. Sobrecorriente Simétrica

Las sobrecorrientes simétricas en el generador surgen como resultado de cortocircuitos externos, desconexión de otras fuentes de alimentación, aumento de demanda en los consumidores, autoarranque de un grupo de motores y pérdidas de excitación o reforzamiento de la misma, entre otras causas.

Estas corrientes que pueden aparecer en el estator o en el rotor, por encima de sus corrientes nominales, debido a estas fallas o regímenes deben desaparecer rápidamente producto a la acción de las protecciones encargadas de eliminarlas. Si una de estas protecciones llegara a fallar, estas sobrecorrientes podrían mantenerse con carácter permanente en el generador, causando serios daños en los devanados del mismo por el incremento de la temperatura, lo que puede prevenirse solo con la desconexión de la máquina o una alarma seguida por la actuación del operador.

Por esta razón, el generador debe ser provisto con protecciones que respondan a estas fallas teniendo en cuenta el límite térmico de la máquina. Este límite térmico no es más, que el tiempo que puede ser soportada por el aislamiento una sobrecorriente, sin la ocurrencia de daños en el mismo.

El tiempo de sobrecarga permisible en generadores de alta capacidad depende del tipo de enfriamiento usado. A continuación relacionamos dos tablas

aproximadas donde se muestra este tiempo de sobrecarga en el estator y rotor para generadores rusos [9].

Tiempo Permissible (min.)	Sobrecarga Múltiple del Stator I_{sc} / I_n		
	Enfriamiento indirecto	Directo	
		Agua	Hidrógeno
60	1.1	1.1	-
15	1.15	1.15	-
10	-	-	1.1
6	1.2	1.2	1.15
5	1.25	1.25	-
4	1.3	1.3	1.2
3	1.4	1.35	1.25
2	1.5	1.4	1.3
1	2.0	1.5	1.5

Duración de sobrecarga para rotor con enfriamiento directo.	Sobrecarga Múltiple en el rotor I_{rotsc} / I_{rotn}
60	1.05
10	1.1
6	1.15
4	1.2
1	1.5
0.3	2

Tabla 1.4. Sobrecargas simétricas en dependencia del tipo de enfriamiento

En generadores con enfriamiento indirecto, en que el estator y el rotor se sobrecargan simultáneamente, el estator puede ser sobrecalentado primero. El tiempo de sobrecarga permisible en este caso está determinado por la fórmula

$$t_{Per} = \frac{150}{K^2 - 1}$$

$$K = \frac{I_{sc}}{I_n}$$

donde K es la relación de la corriente de sobrecarga contra la corriente nominal del estator [9].

1.5. Sobrecorriente Asimétrica

Existe un número de fuentes de corrientes trifásicas desbalanceadas o asimétricas 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 externa al generador.

La figura 1.5 ilustra la severidad relativa de las perturbaciones en términos de I_2 . La relatividad es proporcional al calentamiento del rotor. Como se puede ver, el mas grave para el rotor es el fallo entre dos líneas (fase a fase, (L-L)), y la que tiene menos consecuencia es la apertura de un conductor (open cond.).

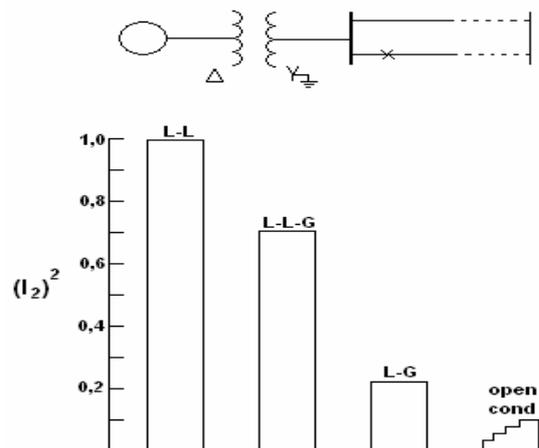


Figura 1.5. Deberes de la secuencia negativa relativo para las condiciones de desbalance del sistema [11].

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

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

La figura 1.5.1 muestra la forma general del rotor. Las bobinas del rotor son sujetadas al cuerpo del rotor por cuñas de metal las cuales son forzadas hacia las ranuras en los dientes del rotor. Los extremos de las bobinas son soportadas contra fuerzas centrífugas por anillos de retención de acero los cuales están fijados alrededor del cuerpo del rotor. El efecto piel causa que las corrientes de doble frecuencia sean concentradas en la superficie de la cara del polo y dientes. Las ranuras del rotor y las pistas metálicas debajo de las ranuras, las cuales son localizadas cerca de la superficie del rotor, conducen la corriente de alta frecuencia. Esta corriente fluye a lo largo de la superficie hacia los anillos de retención. La corriente entonces fluye a través del contacto metal a metal a los anillos de retención al rotor y ranuras. Debido al efecto piel, únicamente una pequeña parte de esta corriente de alta frecuencia fluye en los devanados de campo.

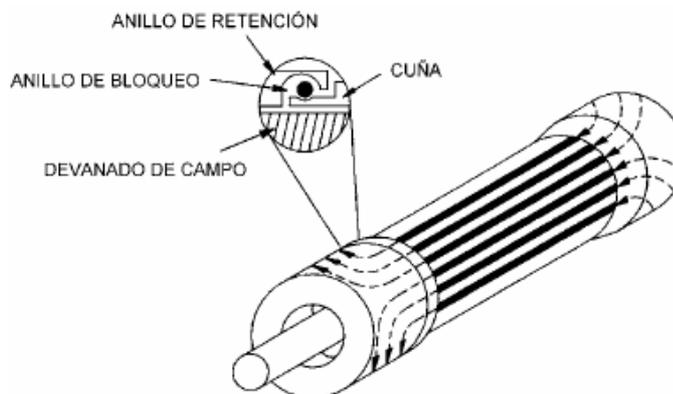


Figura 1.5.1 Corrientes en la superficie del rotor

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

ocurre primero en los soportes y en máquinas grandes, la ruptura de las ranuras después de que han sido recocidas por sobrecalentamiento ocurre primero. Ambos modos de falla dan como resultado un significativo tiempo fuera del equipo por reparaciones al cuerpo del rotor [1].

La alta corriente de desbalance es especialmente peligrosa para los grandes y modernos hidrogenadores y turbogeneradores. Aunque se considera admisible el funcionamiento durante largo tiempo con desigualdad de las corrientes de fases que no superen el 10 % para los turbogeneradores y el 20 % para los hidrogenadores, a condición de que en ninguna de las fases la corriente no sobrepase el valor de la corriente nominal. A estas condiciones les corresponden corrientes de secuencia inversa de 5 - 10 % de la corriente nominal del generador como valores máximos permisibles [12].

Se han establecidos normas que facilitan la operación de los generadores con corriente desbalanceadas en el estator. El tiempo que puede operar un generador bajo estas condiciones se determina por la siguiente ecuación [1]:

$$K = I_2^2 T \tag{1}$$

Donde

K= constante dependiente del diseño y capacidad del generador.

T= Tiempo en segundos

I₂= componente de secuencia negativa que circula por el estator

TIPO DE GENERADOR	K I₂² *T Permissible
Generador de Polo Saliente	40
Condensador Sincrónico	30
Generador de rotor cilíndrico	
Enfriado indirectamente	20
Enfriado directamente (0-800 MVA)	10
Enfriado directamente (801-1600MVA)	Ver a la figura 1.5.2

Tabla 1.5 K permisible para los generadores[1]

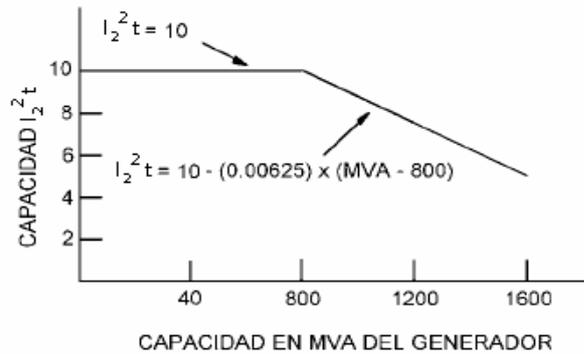


Figura 1.5.2 Capacidad de corriente de desbalance de corto tiempo de generadores

El valor limitador K es determinado colocando sensores de temperatura en el rotor del generador a lo largo de la trayectoria de la corriente de secuencia negativa mientras se suministra corriente negativa al estator. Este monitoreo ha sido usado para 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 de acuerdo con ANSI C50.13.

Tipo del generador	I_2 PERMISIBLE (Porcentaje de la capacidad del estator)	
	Polos Salientes	
• Con devanados de amortiguamiento Conectado	10	
• Con devanado de amortiguamiento No Conectado	5	
Rotor Cilíndrico		
• Enfriado indirectamente	10	
• Enfriado directamente a 960 MVA	8	
• a 1200 MVA	6	
• 1201 a 1500 MVA	5	

Tabla 1.5.1 corriente de secuencia negativa permisible en porcentaje de la capacidad del estator[1]

1.6. Sobretensiones

La tensión en los terminales del generador suele ser constante mientras está trabajando, pero por distintas causas se presentan sobretensiones, que pueden producir colapsos del aislamiento y en consecuencia daños y/o pérdida del servicio.

El aislamiento del generador debe ser elegido económicamente, teniendo en cuenta que sobredimensionándolo implica aumentos de tamaño y peso del equipo, y también aumenta la resistencia al flujo de calor (en consecuencia disminución de las densidades de corrientes y del aprovechamiento). Todos estos factores reflejen mayores costos [2].

Por otra parte, el aislamiento debe estar dimensionado para soportar efectivamente las condiciones presentes durante el funcionamiento normal del equipo, un ulterior sobredimensionamiento no implica beneficio alguno.

Las sobretensiones que se presentan en los terminales del generador suele depender de [2]:

- factores externos a la red.
- características de componentes de la red.
- características de diseño de la red.

El problema de sobretensiones debe ser planteado correctamente desde el comienzo del diseño del sistema de suministro de energía eléctrica, en forma tal de lograr que [2]:

- las sobretensiones sean mínimas
- la configuración del sistema puede evitar las sobretensiones
- los componentes sean seleccionados adecuados por sus parámetros y formas de operación, previendo y proyectando las protecciones oportunas.

Uno de los factores que más influye en la magnitud de las sobretensiones es la conexión a tierra del neutro del generador o sistema, a medida que la impedancia de tierra disminuye, se reduce el valor de las sobretensiones que se

pueden presentar. A su vez, la reducción de la impedancia de tierra aumenta las corrientes de falla monofásicas, es así que la elección del sistema de puesta a tierra de la red es un compromiso entre condiciones de aislamiento y corrientes de cortocircuito aceptables.

Se denomina sobretensión a toda tensión, función del tiempo, que supera el valor de tensión más elevada del sistema. Son muchas las causas que provocan sobretensiones.

Las descargas atmosféricas pueden ser una de las más peligrosas por los elevados valores de las tensiones. Estas descargas son causa de ondas de sobretensión que se desplazan por las líneas del sistema, alcanzando las estaciones eléctricas. Pueden ser de dos tipos; descarga directa y descarga indirecta. Los efectos de las descargas directas son las más peligrosas, porque en este caso se inciden directamente sobre las líneas, y eso implica que los niveles de tensión propagada alcancen niveles más elevados.

Las maniobras de interrupción, son origen de sobretensiones, de mayor o menor importancia según sea la forma de interrumpir del aparato, y las características del circuito. Las interrupciones bruscas de cargas, crean también sobretensiones en determinados puntos del sistema.

Pueden producirse contactos entre una parte del sistema de tensión inferior, con un sistema de tensión más elevada, y en consecuencia se presentarán peligrosas sobretensiones en el sistema de tensión inferior.

Las vibraciones pueden producir condiciones de falla intermitente (cortocircuitos repetidos) y causar sobretensiones de importancia por carga de capacitancias, este tipo es común en sistemas eléctricos con neutros aislados [1][2].

Capacitancias e inductancias pueden producir condiciones de resonancia y en consecuencia sobrecorrientes y/o sobretensiones, como generalmente hay núcleos de hierro en muchos casos se pueden presentar fenómenos de ferresonancia [2].

Una alta tensión suele aparecer en el rotor cuando se desconecta súbitamente el interruptor de campo, debido al magnetismo remanente propio de la máquina, así como a la inercia del movimiento del rotor.

Las sobretensiones se pueden clasificar según tres características [1][2]:

1. Analizando el origen pueden clasificarse en sobretensiones de origen externo y de origen interno.
2. Analizando su duración, se puede decir que son transitorias (de breve duración), temporarias (de duración importante) o permanentes.
3. Analizando su forma se reconocen como impulsivas o periódicas (de frecuencias bajas).

Las afectaciones que estas diferentes sobretensiones producen son totalmente distintas, y en consecuencia los aparatos deben tener características adecuadas para soportarlas. Es importante que el equipamiento no sufra daños ni envejecimientos prematuros por causa de estas sobretensiones.

La amplitud de las sobretensiones está especialmente ligada a la conexión más o menos efectiva del neutro del sistema a tierra. Si el sistema está aislado de tierra, en general las tensiones son elevadas ya que no existe posibilidad de descarga de las capacitancias de secuencia cero, en estos casos se pueden alcanzar tensiones elevadas por causas estáticas. En casos de neutro aislado también los contactos con circuitos de tensión superior son muy peligrosos ya que no implican falla del sistema de tensión superior, y su desconexión [1][2].

En el diseño se deben evitar las condiciones que produzcan situaciones de peligro, de contactos, de arcos intermitentes, se deben controlar que las sobretensiones por condiciones transitorias (desconexión de las cargas, etc.) por maniobras, sean moderadas.

1.7. Cortocircuitos en el rotor

Los cortocircuitos a tierra no son únicamente posibles en el estator, también el rotor está expuesto a la presencia de este defecto. Esto ocurre al producirse el contacto de una o varias espiras del devanado de excitación con el cuerpo del

rotor debido fundamentalmente al debilitamiento de su aislamiento, ya sea por la falta de mantenimiento o por calentamientos excesivos producto a sobrecorrientes asimétricas no desconectadas a tiempo.

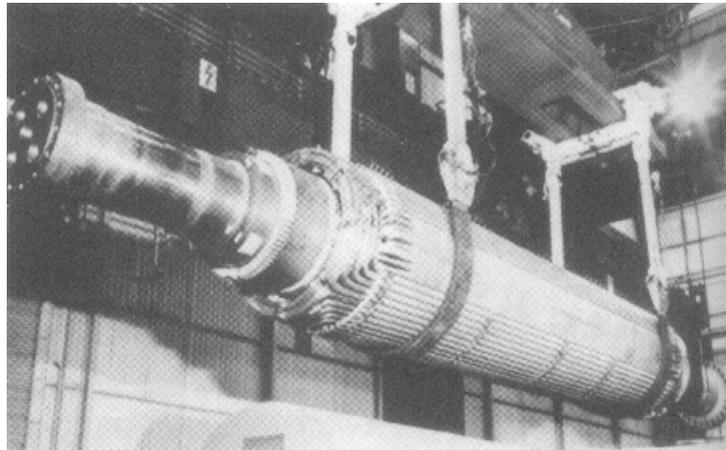


Figura 1.7. Rotor de 4 polos [4]

Como el circuito de excitación son siempre aislados de la tierra, una sola falla a tierra no causa ningún daño ni afecta la operación del generador, ya que por lo general la excitación está alimentada con baja tensión de directa (200 - 500V) y está aislada de tierra, por lo que la corriente en el punto de fallo es prácticamente igual a cero. Muchas veces este tipo de fallo solo se señala y activa la protección para detectar el segundo contacto a tierra. Sin embargo, la existencia de una sola falla aumenta los esfuerzos electromecánicos en otros puntos en el devanado de campo cuando tensiones son inducidos en el campo por transitorios en el estator [10]. Por esta razón la probabilidad de la ocurrencia de otra falla aumenta. En el caso de la ocurrencia de un segundo contacto se origina la disminución de la resistencia del devanado de campo y el aumento de la corriente que fluye a través de este (Fig. 1.7), provocando el sobrecalentamiento y la destrucción del aislamiento en el punto de fallo producto al arco eléctrico [9].

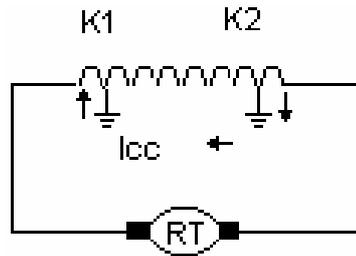


Figura 1.7. Falla a tierra en dos puntos del rotor.

Un circuito paralelo al devanado del campo, puede resultar también en un desequilibrio en el flujo del entrehierro y originar un desequilibrio en las fuerzas magnéticas en el lado opuesto del rotor. Dependiendo de la ubicación de este desvío, las fuerzas desequilibradas pueden ser tan elevadas que producirían vibraciones en el eje del rotor. Hay casos en que estas vibraciones han producido la ruptura de cojinetes [10].

1.8. Energización Inadvertida del Generador

La energización inadvertida o accidental de grandes generadores-turbina ha ocurrido lo suficientemente frecuente dentro de la industria en años recientes para llegar a ser un tema preocupante. Cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea y girando, o rodando hacia el paro, se convierte en un motor de inducción y puede ser dañado en unos pocos segundos. También puede ocurrir daño en la turbina. Un número significativo de máquinas grandes han sido severamente dañadas y, en algunos casos, completamente destruidas.

El costo a la industria de tal ocurrencia no es únicamente el costo de la reparación o reemplazo de la máquina dañada, sino además el costo sustancial de la compra de potencia de reemplazo durante el periodo en que la unidad está fuera de servicio. Errores de operación, arcos de contactos del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control o una combinación de estas causas han dado como resultado que el generador llegue a ser energizado accidentalmente mientras está fuera de línea [1].

Los errores de operación se han incrementado en la industria porque las centrales generadoras de alta tensión han llegado a ser más complejas con el uso de configuraciones de interruptor y medio y bus en anillo.

Cuando un generador es energizado accidentalmente con la tensión trifásica del sistema mientras está girando, se convierte en un motor de inducción. Durante la energización trifásica en parada, un flujo rotatorio a frecuencia sincrónica es inducido en el rotor del generador. La corriente resultante en el rotor es forzada hacia las trayectorias subtransitorias en el cuerpo del rotor y los devanados de amortiguamiento (si existen).

La impedancia de la máquina durante este gran intervalo de deslizamiento es equivalente a su impedancia de secuencia negativa ($R_{2G} + jX_{2G}$). La componente resistiva de la impedancia es usualmente despreciada. La reactancia de secuencia negativa de la máquina es aproximadamente igual a $(X''_d + X''_q)/2$. La tensión y la corriente en terminales de la máquina durante este periodo será una función de la impedancia del generador, el transformador elevador y del sistema. Cuando un generador es energizado inadvertidamente, la corriente del estator induce corrientes de grandes magnitudes en el rotor, causándole rápido calentamiento térmico. Esta corriente del rotor es inicialmente a 60 Hz, pero disminuye en su frecuencia según se incrementa la velocidad del rotor debido a la acción de motor de inducción.

Si el generador está conectado a un sistema fuerte, las corrientes iniciales en el estator estarán en el rango de tres a cuatro veces su capacidad y la tensión en terminales estará en el rango de 50-70% del nominal, para valores típicos de impedancias de generador y transformador elevador. Si el generador está conectado a un sistema débil, la corriente en el estator podría únicamente ser una o dos veces su capacidad y la tensión en terminales únicamente 20-40% del nominal [1]. Cuando el generador es energizado inadvertidamente desde su transformador auxiliar, la corriente en el estator será del rango de 0.1 a 0.2 veces su capacidad debido a las grandes impedancias en esta trayectoria. El circuito equivalente mostrado en el apéndice I puede ser usado para determinar

aproximadamente las corrientes y tensiones iniciales de la máquina cuando un generador es energizado desde el sistema de potencia.

En el caso de energización monofásica de un generador con la tensión del sistema de potencia mientras está en reposo sujeta al generador a una corriente desbalanceada significativa. Esta corriente causa flujo de corriente de secuencia negativa y calentamiento térmico del rotor similar al causado por la energización trifásica. No existirá un par de aceleración significativa si la tensión aplicada al generador es monofásica y la unidad está esencialmente en reposo. Corrientes de secuencia positiva y negativa fluirán en el estator y ellas inducirán corrientes de aproximadamente 60 Hz en el rotor. Esto produce campos magnéticos en dirección opuesta sin generar esencialmente un par de aceleración neto. Si la tensión monofásica es aplicado cuando la unidad no está en reposo sino, por ende, a velocidad media nominal, el par de aceleración debido a la corriente de secuencia positiva será mayor que el par de des-aceleración debido a la corriente de secuencia negativa y la unidad se acelerará. El arqueo del interruptor es la causa más frecuente de la energización inadvertida monofásica. Esta situación es más fácil que ocurra justo antes de la sincronización o justo después de que la unidad es removida de servicio cuando la tensión de la máquina y el sistema esta 180° fuera de fase.

El efecto inicial de la energización inadvertida de un generador desde el reposo o cuando está rodando es el rápido calentamiento en las trayectorias del hierro cerca de la superficie del rotor debido a la corriente inducida en el estator. Estas trayectorias principalmente consisten de las cuñas, hierro del rotor y anillos de retención. La profundidad de la penetración de la corriente es una fracción de pulgada, considerablemente menor de la profundidad de los devanados del rotor. Los contactos entre estos componentes son puntos donde una rápida elevación de la temperatura ocurre, debido principalmente al arqueo. Las cuñas, por ejemplo, tienen poca carga “clamping” en reposo, resultando en arqueo entre ellas y el hierro del rotor. El calentamiento por arqueo comenzará a fundir los metales, y podría causar que las cuñas sean debilitadas al punto de fallar de

inmediato o eventualmente, dependiendo del tiempo de disparo para librar el incidente de la energización inadvertida.

Si ocurre daño a los devanados del rotor, podrían ser daños mecánicos debido a la pérdida de las cuñas de soporte, en lugar del calentamiento. Debido a la baja profundidad de la penetración de la corriente, los devanados del rotor podrían no experimentar una elevación de temperatura excesiva y, por lo tanto, podrían no ser dañados térmicamente. El calentamiento generalizado de la superficie del rotor a una temperatura excesiva se propaga a las áreas descritas, pero si el disparo es retrasado el rotor será dañado y no se podrá reparar. Las magnitudes de corriente en el estator durante este incidente están generalmente dentro de su capacidad térmica; sin embargo, si ocurre un calentamiento sostenido del rotor, las cuñas u otras partes del rotor podrían romperse y dañar al estator. Esto podría dar como resultado la pérdida del generador entero.

El tiempo en el cual el daño del rotor ocurre puede ser calculado aproximadamente usando la ecuación para la capacidad de secuencia negativa de corto tiempo del generador. Cuando la máquina está en o cerca del reposo y es energizado inadvertidamente desde una fuente trifásica o monofásica, el valor de $K_t I_{22}^2$ usada en esta fórmula es la magnitud en por unidad de la corriente de fase del generador fluyendo en los devanados de la máquina. Si el generador es energizado desde una fuente monofásica en o cerca de la velocidad de sincronismo, debe ser usada la componente de secuencia negativa de la corriente. Los circuitos equivalentes en el Apéndice I y II pueden ser usados para determinar el valor de la corriente para estas situaciones. En el caso de las unidades cross-compound, campo suficiente es aplicado a una velocidad muy baja para mantener a los generadores en sincronismo. La aplicación inadvertida de tensión trifásica intentará arrancar a ambos generadores como motores de inducción. El riesgo térmico al rotor es el mismo que cuando no se aplica el campo y es agravado por la presencia de corriente en el devanado de campo del rotor.

Los hidrogenadores son máquinas de polos salientes y están provistos normalmente con devanados de amortiguamiento en cada polo. Estos devanados de amortiguamiento podrían o no podrían no estar conectados juntamente. La energización inadvertida podría crear suficiente par en el rotor para producir alguna rotación. Más importante la capacidad térmica del devanado de amortiguamiento, especialmente en el punto de conexión a los polos de acero, podrían no ser adecuado para las corrientes resultantes. El calentamiento de los puntos de conexión, combinado con la deficiente ventilación, crearan daño rápidamente. Puesto que el diseño de los hidrogenadores es único, cada unidad necesita ser evaluada para ver los efectos dañinos de la energización inadvertida.

1.9. Sobre y Baja Frecuencia

El motor primario, fundamentalmente las turbinas de vapor y gas, vienen fabricadas para trabajar en un margen bastante reducido de velocidad, lo que se refleja en el generador en un estrecho margen de frecuencia. Esto es, entre 59 y 60.5 Hz, a la vez que los consumidores por lo general no toleran grandes variaciones de la misma, Bombas, Transportadores, Ventiladores, etc. Pueden ser fuentes de serias averías, incluso con pequeñas variaciones de la velocidad si no se toman las precauciones adecuadas. Los efectos del funcionamiento fuera de los límites de frecuencia son además acumulativas lo que significa, que los tiempos acumulados de operación fuera de los límites de frecuencia fijada, no deben de exceder los tiempos de operación límite permitidos por el fabricante.

En un sistema de potencia pueden ocurrir dos tipos de condiciones de frecuencia anormal [1]:

1. La condición de baja frecuencia ocurre en un sistema de potencia como resultado de una súbita reducción en la potencia de entrada por el motor primario de una unidad generadora, la pérdida completa de unidades generadoras o pérdidas de enlaces clave de importación de potencia.

2. 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.

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

En condiciones de sobrefrecuencia en un generador de vapor las aspas de la turbina pueden deteriorarse si no se desconecta a tiempo el motor primario y la unidad generadora. Esto se debe a la fuerza centrífuga o centrípeta producida por el aumento de velocidad. Sin embargo el regulador de la turbina normalmente controlará la velocidad de la turbina y mantendrá la frecuencia cerca de lo normal. En el caso que el regulador pierda el control, la turbina es desconectada por un accionador de desconexión de sobre velocidad, el cual está fijado para operar a 110% de su velocidad nominal, esto es 66 Hz [1].

Si el generador y la turbina operan con valores de frecuencias iguales o menores a 59.5 Hz, pueden afectarse las paletas de baja presión de la turbina debido a la vibración, y hasta puede provocar la motorización de la unidad con el consiguiente calentamiento del devanado del estator. Estas aspas son de un diseño muy crítico, se calculan cuidando que sus frecuencias naturales de vibración no coincidan ni tengan armónicas que coincidan con la frecuencia de vibración de la velocidad nominal de la turbina. Este equilibrio es tan fino, que a velocidades más bajas a la nominal pueden aparecer frecuencias naturales de vibración o sus armónicas. Por tal razón, la turbina puede operar a una baja frecuencia solamente por muy cortos períodos de tiempo [1]. La tabla 1.9 muestra los tiempos permisibles de operación para bajas frecuencias de una turbina.

Frecuencia Hz	Tiempo permisible
59	3 minutos
58.5	30 segundos
58	5 segundos
57.5	0.7 segundos
57	instantáneo

Tabla 1.9. Tiempo permisible de operación para bajas frecuencias de las turbinas.

1.10. Pérdida de campo

Un generador síncrono requiere tensión y corriente de C.D. adecuadas en su devanado de campo para mantener sincronismo con un sistema de potencia. Existen muchos tipos de excitadores usados en la industria, incluyendo: excitadores de C.D. rotatorios con conmutadores convencionales, grupos de rectificadores rotatorios sin escobillas y excitadores estáticos.

La curva de capacidad del generador (figura 1.10) proporciona un panorama de las operaciones de la máquina síncrona. Normalmente, el campo del generador es ajustado de tal forma que se entregan potencia real y potencia reactiva al sistema de potencia. Si el sistema de excitación se pierde o es reducido, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de potencia en lugar de suministrarla y opera en la región de subexcitación de la curva de capacidad. Los generadores tienen en esta área una estabilidad baja o reducida. Si ocurre una pérdida total del campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída de tensión terminal, el generador puede operar como un generador de inducción; si no es así, se perderá el sincronismo. El cambio desde operación normal sobreexcitado a operación subexcitado ante la pérdida de campo no es instantáneo sino que ocurre en un cierto periodo de tiempo (generalmente algunos segundos), dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado [1].

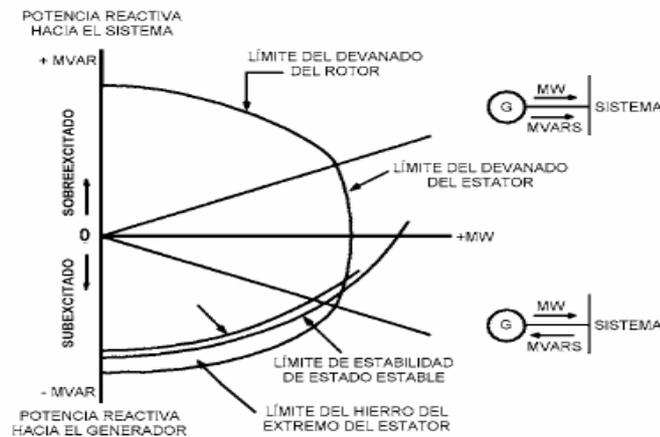


Figura 1.10 Curva de capacidad del generador

La curva de capacidad del generador (figura 1.10) muestra los límites de operación del generador. En la región de operación normal, estos límites son límites térmicos (rotor y estator). En el área de subexcitación, la operación es limitada por el calentamiento del hierro en el extremo del estator. El ajuste del control del regulador es coordinado con el límite de estabilidad de estado estable del generador, el cual es función del generador, de la impedancia del sistema y de la tensión terminal del generador.

La pérdida completa de excitación ocurre cuando la fuente de corriente directa del campo de la máquina es interrumpida. La pérdida de excitación puede ser causada por incidentes como circuito abierto del campo, corto circuito en el campo, disparo accidental del interruptor de campo, falla del sistema de control del regulador, pérdida de campo del excitador principal, pérdida de alimentación de C.A. al sistema de excitación. Cuando un generador sincrónico pierde su excitación, girará a una velocidad mayor a la síncrona y opera como un generador de inducción, entregando potencia real (MW) al sistema, pero al mismo tiempo obteniendo su excitación desde el sistema, convirtiéndose en un gran drenaje de potencia reactiva en el sistema. Este drenaje grande de potencia reactiva causa problemas al generador, a las máquinas adyacentes y al sistema de potencia. El impacto al sistema de la pérdida de campo a un generador depende de la robustez del sistema conectado, de la carga en el generador antes de la pérdida de campo y del tamaño del generador.

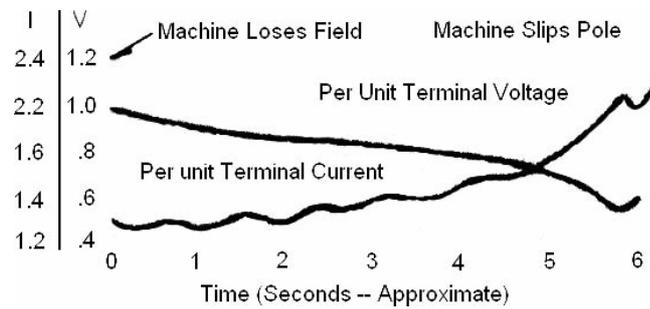


Figura 1.10.1: Efectos sobre tensión y corriente nominal

La figura 1.10.1 ilustra la disminución de la tensión en los bornes del estator cuando el generador pierde el campo de excitación [13]. La tensión nominal disminuye hasta 70% en aproximadamente 5 segundos. También en esta figura, se puede ver que la corriente alcanza valores muy altos en este mismo tiempo.

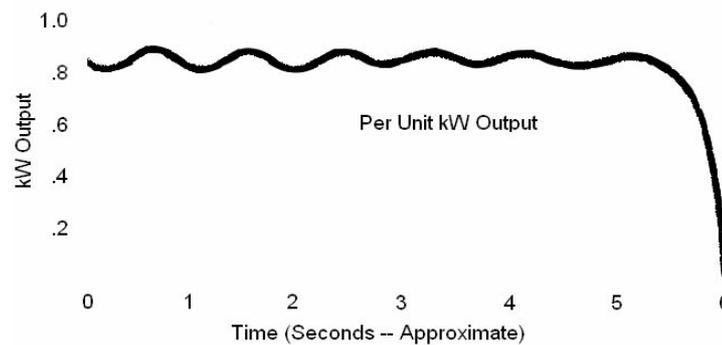


Figura 1.10.2: Efectos sobre la Potencia activa

Figura 1.10.2 ilustra la potencia activa de la máquina cuando se pierde el campo [13]. La pérdida del campo no significa una pérdida inmediata del flujo magnético en la máquina por ser muy inductiva. El flujo comienza a disminuir, pero el motor primario todavía está entregando potencia mecánica, el generador acelera, aumentando el ángulo entre el voltaje del sistema y el voltaje del generador manteniendo una potencia parcialmente constante.

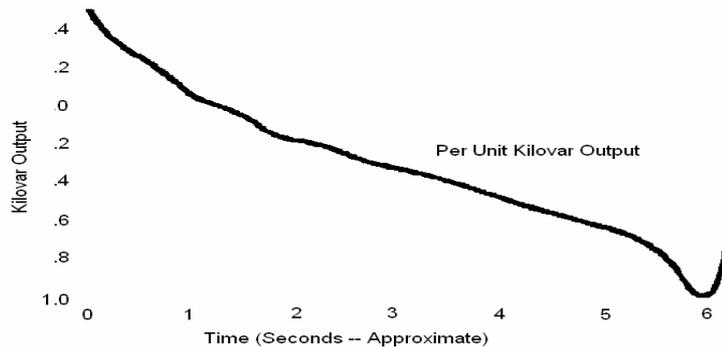


Figura 1.10.3: Efectos sobre la potencia aparente

La figura 1.10.3 ilustra el cambio de la kVA generado por el generador cuando se pierde el campo de excitación [13]. La magnitud de la potencia se disminuya hasta cero y alcanza un valor negativa, es decir, la maquina comienza a consumir Potencia reactiva del sistema. El generador no esta en ningún peligro hasta que se pierda sincronismo (aproximadamente 6 segundos).

Cuando el generador pierde su campo, opera como un generador de inducción, causando que la temperatura en la superficie del rotor se incremente debido a las corrientes de Eddy inducidas por el deslizamiento en el devanado de campo, en el cuerpo del rotor, en las cuñas y anillos de retención. La alta corriente reactiva tomada por el generador del sistema puede sobrecargar el devanado del estator, causando que se incremente su temperatura. El tiempo de daño a la máquina debido a las causas anteriores puede ser tan corto como 10 segundos, o hasta de varios minutos. El tiempo para el daño depende del tipo de máquina, del tipo de pérdida de excitación, de las características del gobernador y de la carga del generador [1].

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

separado, las líneas de transmisión pueden disparar debido a oscilaciones de potencia o debido a flujo de potencia reactiva excesiva hacia el generador fallado [1].

1.11. Motorización

Este régimen tiene lugar cuando el generador recibe potencia del sistema debido a que su motor primario o turbina ya no le entrega potencia, y empieza a consumir la potencia necesaria para mantenerse en sincronismo, venciendo las pérdidas del generador y motor [7].

Protección contra motorización es para el beneficio del motor primario y el sistema y no del generador como máquina. Se considerará aquí porque cuando la protección a relé es implementada, se conecta directamente al generador [10].

Estas pérdidas de potencias en el motor se pueden producir por fallas en el motor o turbina, falla de la caldera en caso de turbina de vapor, o problemas de operación en el sistema eléctrico (Subdivisión desequilibrada del sistema, etc).

La motorización del generador es un fenómeno tolerable por tiempo corto si no es a consecuencia de una falla mecánica en el motor o turbina, que de mantenerse por un tiempo prolongado causando calentamientos excesivos en partes de la turbina [12].

En caso que la motorización del generador se debe a falla en el motor o turbina, o falla en la caldera, las protecciones de potencia inversas deben actuar como respaldo a las protecciones del motor primario en caso que estas no operen.

Tipo de Motor Primario		Potencia de Motorización en % del dato nominal de la unidad
Turbina de Gas	Rotor simple	100
	Rotor Double	10-15
Diesel de 4 tiempo		15
Diesel de 2 tiempo		25
Turbina hidráulica		2-100*
Turbina de vapor (Convencional)		1-4
Turbina de vapor (Cond. Cooled)		0.5-1.0

Tabla 1.11. Motoring Power in % of unit Rating [14]

1.12. Sobreexcitación

Sobreexcitación es un fenómeno que puede ocurrir debido a un sobrevoltaje a una baja frecuencia. Para un nivel de flujo dado, el voltaje a los terminales del estator va a ser proporcional a la frecuencia. Teniendo en cuenta que el nivel máxima del flujo esta diseñada para voltaje y frecuencia nominal, Cuando un generador está trabajando a una velocidad reducida, el voltaje máximo también se reduce proporcionalmente. Las consecuencias de sobre excitación son muy peligrosas para los generadores y también a su transformador elevador de tensión, porque imponer altas fuerzas termale al devanado de este.

La sobreexcitación de un generador o cualquier transformador conectado a las terminales del generador ocurrirá típicamente cuando la relación tensión a frecuencia, expresada como Volts por Hertz (V/Hz) aplicada a las terminales del equipo exceda los límites de diseño. Tanto los generadores como los transformadores están diseñados para funcionar permanente a un nivel máximo de excitación. Las normas IEEE C50.13 especifican que un generador debe ser capaz de soportar 105% de su excitación nominal a plena carga [12]. Si se

sobrepasan, el equipo puede saturarse y circular el flujo por unas partes del circuito que no han sido diseñados para niveles altos de densidad de flujo. La sobretensiones producidas por la elevación de los niveles de densidad pueden producir la perforación de los aislamientos de la chapa magnética y también, crear puntos calientes debido al incremento de las corrientes inducidas, causas ambas, de posibles averías en el equipo [15].

A estos altos niveles, las trayectorias del hierro magnético diseñadas para llevar el flujo normal se saturan, y el flujo comienza a fluir en trayectorias de dispersión no diseñadas para llevarlo. Estos campos resultantes son proporcionales a tensión e inversamente proporcionales a la frecuencia. Por lo tanto, los altos niveles de densidad de flujo (y la sobreexcitación) aparecerán a consecuencia de la sobretensión, de la baja frecuencia o de una combinación de ambos.

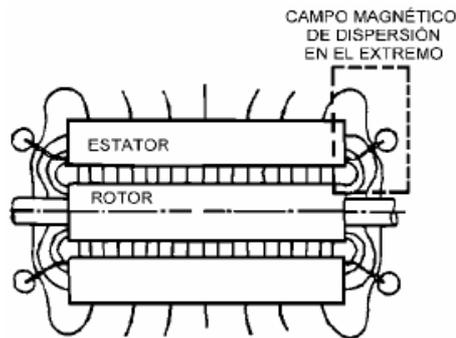


Figura 1.12 Sección transversal axial de una turbina de generador mostrando las trayectorias del campo magnético[1].

La figura 1.12 es una sección transversal axial de un turbogenerador, que muestra los campos magnéticos principal y de dispersión. Los campos magnéticos de dispersión son más dañinos en los extremos del núcleo del generador, donde el campo magnético marginal puede inducir altas corrientes de Eddy en las componentes del ensamble del núcleo sólido y en las laminaciones del extremo del núcleo. Esto da como resultado pérdidas y calentamiento mayores en esas componentes. La figura 1.12.1 muestra una construcción típica para el extremo de un núcleo de estator de generador.

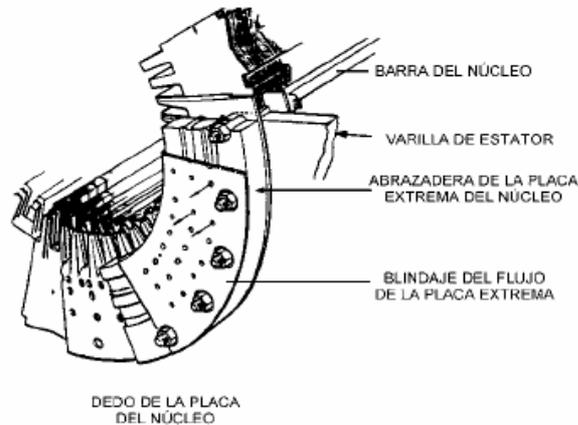


Figura 1.12.1 Construcción del extremo típico de un núcleo de estator de generador [1].

Además de las altas temperaturas, las corrientes de Eddy también causan tensiones interlaminaciones, las cuales podrían degradar aún más el aislamiento. La figura 1.12.2 muestra estas trayectorias de corrientes. Si el delgado aislamiento de las laminaciones es roto por las altas temperaturas o tensiones, se tendrán severos daños al hierro. Estas altas temperaturas y tensiones pueden originar daño en cuestión de segundos. Después de que este daño ocurre, el núcleo queda inservible. Aún solos, los niveles normales, de densidad de flujo magnético del núcleo incrementarán la cantidad de puntos quemados y fundidos.

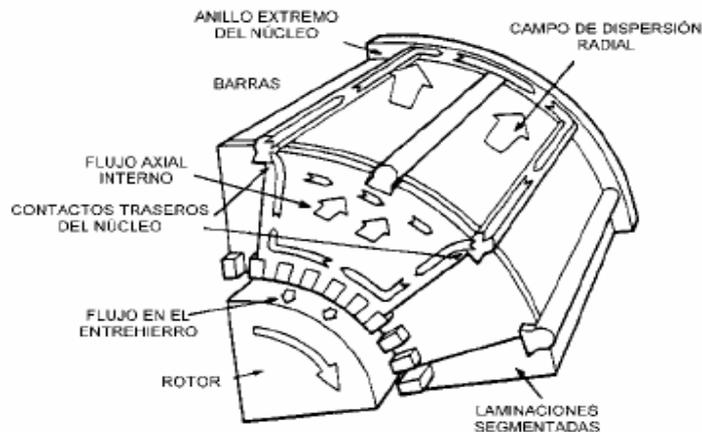


Figura 1.12.2 Flujos de dispersión y corrientes inducidas en los extremos del núcleo [1].

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

También es posible que una unidad esté sujeta a una operación de V/Hz excesivos mientras está sincronizada a la red. Una creencia común es que los sistemas de potencia interconectados en EUA son sistemas de bus infinito y que es virtualmente imposible elevar significativamente las tensiones de las unidades por arriba de la tensión de operación nominal. Esto no es cierto en todas las unidades, y se reconoce que una inadecuada operación de refuerzo total por un regulador de tensión dañado eleva significativamente las tensiones del sistema local. Se pueden desarrollar diferentes escenarios que pueden causar una condición de sobreexcitación cuando la unidad está conectada al sistema [1]:

- La pérdida de generación cercana puede afectar la tensión de la red y el flujo de VARs, causando un disturbio que se muestra como una caída de tensión. En un intento de mantener la tensión del sistema, los sistemas de excitación de los generadores restantes pueden tratar de reforzar la tensión terminal a los límites de ajuste del control de excitación, mientras la generación disparada está siendo reconectada. Si ocurre una falla en el control de la excitación en este intervalo, tendrá lugar una sobreexcitación.
- Un generador podría estar operando a niveles nominales para alimentar un alto nivel de VARs al sistema. La tensión de la unidad puede aún permanecer cerca de los niveles nominales de la red debido a las interconexiones. Una pérdida súbita de carga o de las interconexiones puede causar que la tensión de la unidad se eleve súbitamente. Ocurrirá

un evento de sobreexcitación si los controles de excitación del generador no responden adecuadamente.

- La autoexcitación puede ocurrir en generadores debido a la apertura de un interruptor remoto en el sistema cuando la unidad está conectada al sistema a través de líneas de transmisión largas. Si la admitancia de carga en las terminales del generador es mayor que la admitancia de eje en cuadratura $1/X_q$, la naturaleza de retroalimentación positiva de la acción de control del regulador de tensión puede causar una rápida elevación de tensión.

El daño a los equipos debido a V/Hz excesivos, es causado principalmente por el sobrecalentamiento de las componentes, el cual depende de la duración del evento. A partir de las relaciones entre los campos de dispersión y el calentamiento, pueden desarrollarse curvas que definen los límites en la magnitud y duración de los eventos de V/Hz. Los fabricantes generalmente proporcionan curvas para sus equipos, que muestran los límites de operación permisible en términos de por ciento de V/Hz normales contra tiempo. La figura 1.12.3 muestra la curva típica para un generador. Como se puede ver de la grafica, a menudo que se aumenta la relación V/Hz menos sea el tiempo de desconectar el equipo.

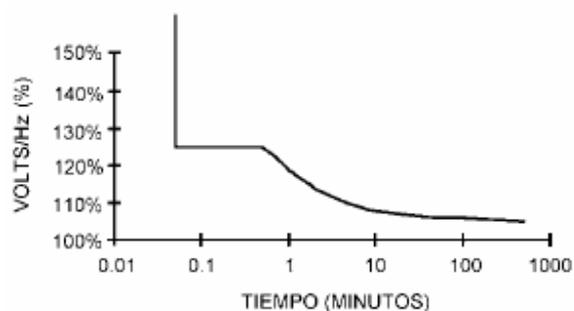


Figura 1.12.3. Curva típica de límite para la operación de V/Hz para un generador.

1.13. Pérdida de Sincronismo (Out of Step)

En la práctica no es usual instalar una protección contra la pérdida de sincronismo en los generadores. Esto es porque un generador no va a perder sincronismo con otro de la misma planta si no pierde la excitación. Si una planta pierde sincronismo con otra, la maniobra necesaria se efectúa por la protección de la interconexión del sistema de transmisión. Sin embargo equipamientos para la pérdida de sincronismo para generadores se encuentra en el mercado. La protección contra la pérdida de sincronismo se utiliza únicamente, en aquellos generadores que durante el fenómeno, el centro eléctrico del sistema se sitúa en el generador o en el transformadora elevador de tensión inmediato del generador. Como es sabido, el centro eléctrico es aquel punto del sistema donde la tensión es cero y se produce cuando la tensión del generador esta en oposición de fase con la tensión del sistema [15].

La condición de pérdida de sincronismo causa altas corrientes y esfuerzos en los devanados del generador y altos niveles de pares transitorios en la flecha. Si la frecuencia de deslizamiento de la unidad con respecto al sistema de potencia se aproxima a una frecuencia torsional natural, los pares pueden ser lo suficientemente grandes para romper la flecha. Por lo tanto, es deseable disparar inmediatamente la unidad, puesto que los niveles de par en la fecha se forman con cada ciclo subsecuente de deslizamiento. Esta formación es el resultado del continuo incremento de la frecuencia de deslizamiento, la cual pasa por la primera frecuencia torsional natural del sistema de la flecha. Los eventos de deslizamiento de los polos pueden también dar como resultado un flujo anormalmente alto en el hierro de los extremos del núcleo del estator, el cual puede llevar a un sobrecalentamiento y acortamiento en los extremos del núcleo del estator. El transformador elevador de la unidad también estará sujeto a muy altas corrientes transitorias en devanados, las cuales imponen grandes esfuerzos mecánicos en sus devanados [1].

Cuando dos áreas de un sistema de potencia o dos interconexiones de un sistema pierde el sincronismo, aparquera una variación grande en la corriente y la tensión [16]. Si el sistema está en fase el voltaje va a ser a su nivel máximo y la

corriente a su nivel mínimo, pero si el sistema se encuentra fuera de fase los niveles de corriente y voltaje van a ser lo contrario. Esas fluctuaciones de voltaje y corriente pueden ser utilizados para detectar la pérdida de sincronismo, pero las protecciones encargadas a actuar contra estas fallas, basado en este principio, no va a ser muy sensible para detectar estas fallas en tiempo, porque necesitan varios ciclos de desplazamiento para determina si las fluctuación son de consecuencia de una verdadera pérdida de sincronismo.

Un método más conveniente para la detección de la pérdida de sincronismo es utiliza la relación entre el voltaje y la corriente o Impedancia. Es decir que durante una pérdida de sincronismo la impedancia visto a los terminales del generador va variando en función del ángulo de separación entre los sistemas.

La variación en la impedancia puede ser detectada fácilmente mucho antes que completa un ciclo de desplazamiento. Por tal razón la pérdida de sincronismo no es considerada como una falla pero sí como una oscilación de la impedancia de la carga (Tiempo para mover entre zona 1 y la zona 2, ver figura 1.13.1).

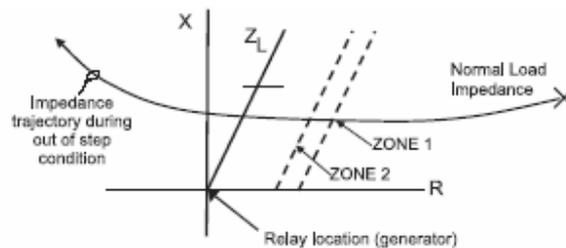


Figura 1.13.1 Out of Step Relaying

Una pérdida de sincronismo entre sistemas afecta los relés que se encuentran en el sistema en varios modos. Los relés diferenciales no responden a la pérdida de sincronismo mientras que los relés de sobrecorriente, relés direccionales, y los relés de distancia pueden ser afectada por una pérdida de sincronismo, actuando sus interruptores, sea por una verdadera perdida de sincronismo o una oscilación de la cual el sistema puede recuperarse.

Conclusiones

Después de haber analizado la temática con profundidad puede concluir que:

- Existen varios tipos de generadores y se clasifican según su motor primario en; Generadores diesel, Hidrogeneradores, Generadores eólicos, Turbinas de vapor, y turbinas de gas.
- Pueden ocurrir varios regímenes anormales en los generadores, los propios de sí mismo; como los cortocircuitos en el estator (multifásicos y bifásicos), cortocircuitos en el rotor y pérdida de campo, y por último los debido a condiciones del sistema como; Sobrecorriente simétrica, sobrecorriente asimétrica, frecuencia anormal, pérdida de sincronismo, motorización y sobreexcitación.
- Los defectos tienen grandes consecuencias y deben ser detectados y desconectados inmediatamente, mientras que otros regímenes pueden ser tolerados un tiempo corto.

CAPITULO II

Métodos de Protección de los Generadores de Corriente Alterna

- ✓ [Introducción](#)
- ✓ [Protección contra cortocircuito en el estator](#)
 - ✓ [Fallas multifásicas](#)
 - ✓ [Fallas entre espiras de la misma fase](#)
 - ✓ [Fallas Monofásicas](#)
- ✓ [Protección contra cortocircuito en el rotor \(campo\)](#)
- ✓ [Protección contra sobreexcitación y sobretensión](#)
- ✓ [Protección contra pérdida de Campo](#)
- ✓ [Protección contra sobrecarga simétrica](#)
- ✓ [Protección contra corriente asimétrica \(Secuencia Negativa\)](#)
- ✓ [Protección contra Energización inadvertida](#)
- ✓ [Protección contra Frecuencia anormal](#)
- ✓ [Protección contra pérdida de Sincronismo](#)
- ✓ [Protección contra Motorización](#)
- ✓ [Protección contra Pérdida de señal del transformador de potencial](#)
- ✓ [Protección de respaldo](#)
- ✓ [Conclusión](#)

2.1 Introducción

Los sistemas de protecciones eléctricas constituyen el equipo más importante que se incluye en un sistema eléctrico de potencia con el fin de alcanzar el último objetivo, esto es, reducir los efectos de las fallas sobre el equipo protegido desenergizándolo rápidamente y mejorar la calidad del servicio al eliminar o aislar aquellos elementos que por su operación defectuosa puedan producir perturbaciones.

Las protecciones eléctricas son los dispositivos que tienen como objetivo principal, la detección de condiciones anormales en la operación de un Sistema Eléctrico de Potencia y tomar en forma automática las medidas que se requieran para restablecer la operación normal. En el caso de fallas en el Generador, la medida será retirarlo de servicio. Durante la operación normal del Generador, las protecciones no son requeridas pero deben estar disponibles inmediatamente

para manejar condiciones intolerables para el generador y evitar daños mayores o paralizaciones no deseadas. [2]

Las características de un sistema de protecciones se analizan principalmente bajo el punto de vista de su operación en condiciones de anormalidad, siendo las principales las que se indican a continuación:

1. Confiabilidad

Es la característica que permite garantizar la operación de las protecciones, cada vez que se produzca una falla. Complementando esta definición se puede agregar que es la característica del relé o del sistema de protecciones que le permite actuar correctamente cuando es requerido y evitar operaciones innecesarias. Cuando se presenta la anormalidad, las protecciones deben estar en condiciones de operar correctamente. En algunos casos, es posible que ciertos equipos sean requeridos muy pocas veces durante su vida útil, pero aún en estas condiciones deberán operar en forma correcta. Para lograr esta cualidad se debe recurrir a diseños simples, con componentes robustos y de buena calidad, que sean periódicamente sometidos a mantenimiento para comprobar si se encuentran bien calibrados, bien conectados y que la orden que emitan sea cumplida por los sistemas de control.

2. Selectividad

Es la cualidad de las protecciones que les permite discriminar la ubicación de la falla, con el objeto de aislar exclusivamente el equipo fallado, manteniendo en servicio lo que no sea imprescindible desconectar. De este modo se obtiene la máxima continuidad del servicio con un mínimo de desconexiones.

3. Velocidad de repuesta.

Es conveniente que las protecciones operen en el mínimo tiempo posible, disminuyendo con ello la duración de la falla, las perturbaciones al resto del sistema y los consecuentes daños a los equipos. La rapidez redundante también en una mayor efectividad de las reconexiones automáticas y mejora la estabilidad del sistema. Aunque es deseable la operación

instantánea de las protecciones, muchas veces esta cualidad debe sacrificarse con el objeto de mejorar otros aspectos, tales como la selectividad. La temporización en todo caso debe ser compatible con los límites de resistencia de los equipos a las fallas consideradas y su empleo para obtener selectividad está asociado a otra característica que siempre debe considerarse, como es la economía.

4. **Sensibilidad**

El sistema de protecciones y sus elementos asociados debe ser capaz de operar detectando la falla de mínimo nivel que ocurra dentro de su zona de operación o la menor variación de la magnitud que controla respecto de la magnitud de referencia o ajuste. Esto no siempre es posible en la práctica. Por ejemplo, en períodos de sequía o en la época de verano, cuando cae una fase a tierra (pavimento) se producen fallas de muy baja corriente, las que pueden no ser detectadas por las protecciones.

Los generadores tienen características especiales que exigen esquemas de protección distintos a los empleados para otros equipos que forman el sistema eléctrico [17]:

1. Una falla en un generador invariable, es de carácter permanente, su reparación requiere tiempo y es costosa. En consecuencia se justificar emplear una protección lo más sensible y completa posible.
2. El margen de sobre carga, o tolerancia para operar fuera de sus límites nominales, es menor en generadores que en otros equipos eléctricos.
3. La gran importancia de los Generadores dentro el sistema eléctrico exige que la protección de respaldo sea seleccionada y ajustada con mucho cuidado para evitar disparos innecesarios.

Un generador protegido adecuadamente requiere, la protección automática contra condiciones anormales dañinas. El inconveniente al proporcionar algunas de las protecciones no es tanto que puedan operar inadecuadamente o remover el generador de servicio innecesariamente, sino que que fallen al operar cuando deben. Este temor de aplicar la protección adecuada puede ser reducido

considerablemente entendiendo la necesidad de tales protecciones y como aplicarlas a un generador dado.

Un disparo innecesario del generador es indeseable, pero las consecuencias de no dispararlo y dañar la máquina son terribles

2.2 Protección contra Cortocircuito en el Estator

Los Relés o función de protección de generadores tienen encomendada dentro de su misión, la detección de faltas entre fase y fase, entre espines de la misma fase y entre fase a tierra en los devanados del estator. Cuando nos referimos a faltas entre fases es, a faltas entre dos o entre los tres conductores de fase o devanados (Multifásico), mientras que en las fallas a tierra, nos referimos a faltas entre el conductor o devanado de una fase y tierra (Monofásico).

2.2.1 Fallas Multifasicos

Para proteger el generador contra este tipo de falla se suele utilizar un relé diferencial longitudinal (87)(figura 2.2.1). Esta protección es indispensable no importa la potencia del Generador. Es una costumbre de los fabricantes de recomendar la protección diferencial para generadores mayores de 1000kVA, y la mayoría de estos generadores son protegidos por relés diferenciales. Para los generadores mayores de 10000kVA es casi universal utilizar relés diferenciales [10]. También tiene que tener en cuenta que el tamaño del generador no siempre determina el tipo de protección a utilizar, la importancia del generador es el factor más importante a tener en cuenta a seleccionar un esquema de protección.

Cuando el generador es muy pequeño y trabaja aislado del sistema suele emplearse solo la protección con retención de tensión (51V), que opera para fallos internos cuando la tensión está por debajo de la tensión mínima 80% U_n [7] [12]. Esta protección suele utilizarse como respaldo en caso de generadores más grandes conectados al sistema eléctrico [7].

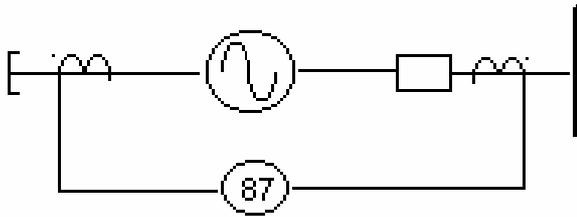


Figura 2.2.1 Protección diferencial longitudinal.

La protección diferencial compara la corriente que entra por un devanado con la que sale por el otro extremo del mismo devanado. Si las dos corrientes son iguales el devanado está bien, si las corrientes difieren el devanado tiene una falla. Por tal motivo esta protección solo es capaz de operar cuando la falla se produce entre los dos juegos de transformadores de corrientes (Fig. 2.2.2) [3].

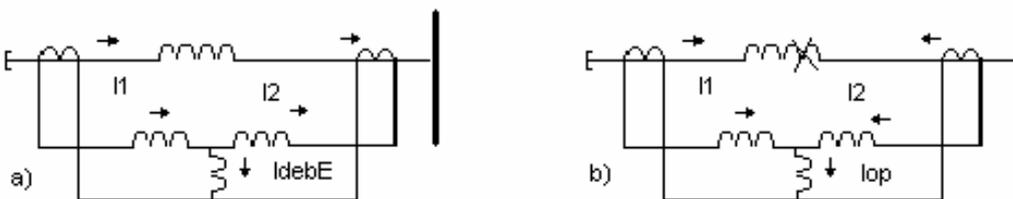


Figura 2.2.2 Sentido de las corrientes en régimen normal a) y en régimen de fallo b).

Esta protección puede ser confeccionada a partir de la conexión diferencial de un relé de sobrecorriente. En la práctica no es muy usado, ya que tienden a operar con cualquier corriente de desbalance que podría ser causada por diferencias de precisión o saturación de los juegos de transformadores de corriente y no solamente por fallas interiores. En consecuencia habría que usar ajustes relativamente altos (aproximadamente 175% de la corriente nominal) para evitar disparos indebidos durante fallas externas, perdiéndose la sensibilidad inherente al esquema básico [12].

Por tal motivo, en la actualidad son, más usados los relés diferenciales de retención. Estos relés tienen dos bobinas de retención y una de operación (Fig.2.2.1 a y b). Al circular corriente a través de las bobinas de retención se produce un par que tiende a abrir los contactos en oposición al par producido por la bobina de operación que tiende a cerrar los contactos. Esto proporciona

mayor inmunidad contra los errores de transformadores de corrientes a corrientes altas, conservando sensibilidad a corrientes bajas.

Hay tres tipos de esquemas diferenciales [1]:

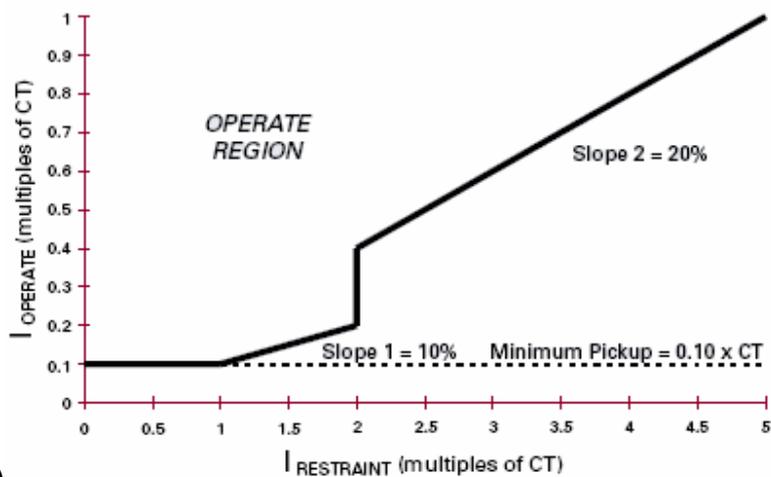
Diferencial de porcentaje

Diferencial de alta impedancia

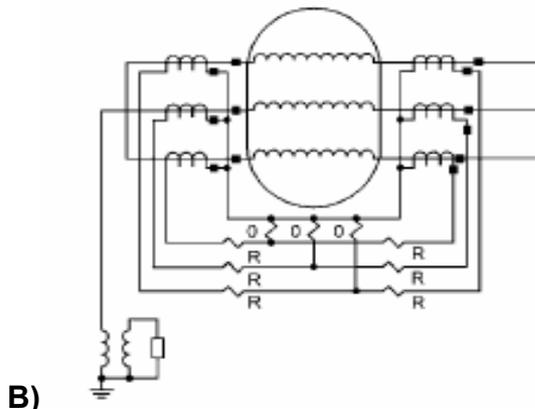
Relés diferenciales autobalanceados

Diferencial de porcentaje

La protección diferencial de porcentaje variable (figura 2.2.3A) es más usada para máquinas grandes. La pendiente puede variar desde 5% a 50% ó más. Un relé de porcentaje fijo es normalmente fijado de 10 a 25%. Un esquema típico con un relé diferencial de porcentaje variable es mostrado en la figura 2.2.3B.



A)



B)

Figura 2.2.3 Relé diferencial de porcentaje de pendiente variable a) Conexión del relé diferencial de porcentaje – generador conectado en estrella con seis boquillas b)

Diferencial de alta impedancia

El relé es realmente un relé de tensión y responde a la alta tensión impuesta a través de sus bobinas, causada por todos los TCs que tratan de forzar la corriente a través de la bobina de operación durante una falla interna. El ajuste del relé de alta impedancia se basa en la operación perfecta de un TC de entrada y la saturación completa del otro.

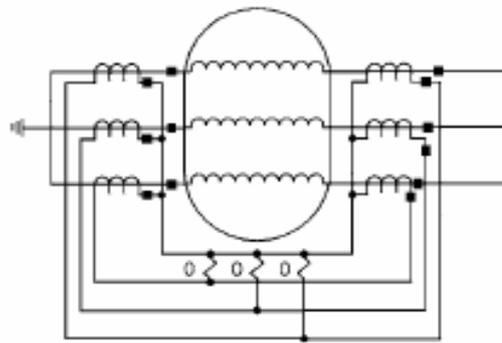


Figura 2.2.4 Relé diferencial de alta impedancia

Relés diferenciales autobalanceados:

El esquema de autobalance (figura 2.2.5) es típicamente usado en generadores pequeños. Este esquema detecta fallas de fase y de tierra en el estator del generador. Este esquema usa un solo TC de baja relación por cada fase, con los conductores de ambos extremos de cada devanado pasados a través de él, de tal forma que el flujo neto es cero para condiciones normales. Un relé de sobrecorriente instantáneo conectado al secundario del TC proporciona protección confiable y rápida, detectando cualquier diferencia entre la corriente que entra y la corriente que sale del devanado.

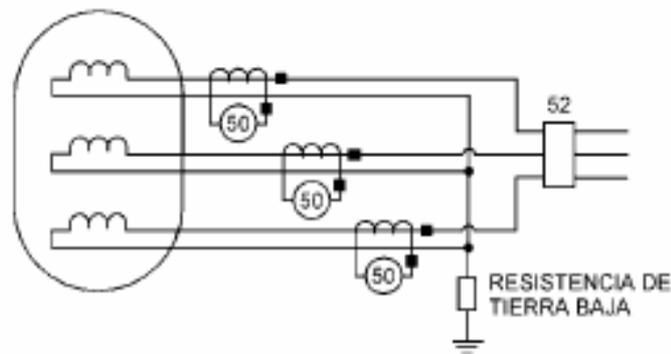


Figura 2.2.4 Esquema de protección autobalanceado

2.2.2 Fallas entre espiras de la misma fase

La mayoría de generadores tienen devanados del estator de una vuelta. En generadores con bobinas multi-vueltas y dos o más devanados por fase se puede usar el esquema de relés de fase partida para detectar las fallas entre espiras. En este esquema (figura 2.2.2), el circuito en cada fase de los devanados del estator es partido en dos grupos iguales y las corrientes en cada grupo comparadas. Una diferencia en estas corrientes indica un desbalance causado por una falla en una vuelta. Un relé de sobrecorriente muy inverso con instantáneo es usualmente usado para este esquema. La sobrecorriente de tiempo se ajusta arriba de cualquier corriente de desbalance normal, pero abajo del desbalance causado por una sola vuelta cortocircuitada. El retardo de tiempo se ajusta para evitar la operación con transitorios que ocurran durante fallas externas, debido a la respuesta desigual de los TCs al transitorio. La unidad instantánea se ajusta arriba de los transitorios durante fallas externas y probablemente únicamente detectará fallas fase a fase o multi-vueltas.

Cualquier problema esperado por errores de TCs puede ser eliminado por el uso de un TC de una ventana o doble ventana como se muestra en las figuras 2.2.2.1 y 2.2.2.2. La eliminación de errores de TCs permitirá el uso de un ajuste más sensible del relé instantáneo. El TC de doble ventana mostrado en la figura 2.2.2.2, puede ser usado para generadores grandes.

La protección de fase partida detectará fallas de fase y algunas de tierra en el devanado del estator. Sin embargo, debido al retardo de tiempo, es normalmente usada para complementar la protección diferencial de alta rapidez para fallas de fase de gran magnitud.

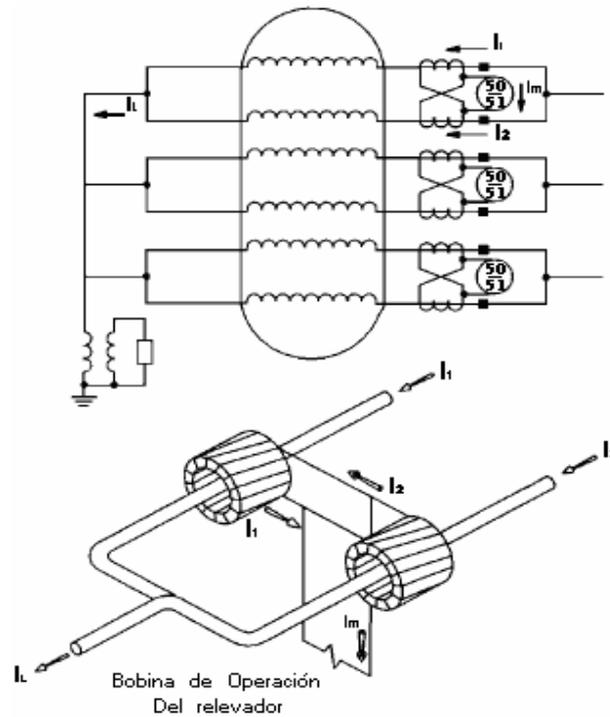


Figura 2.2.2 Protección de fase partida usando transformadores de corriente separados

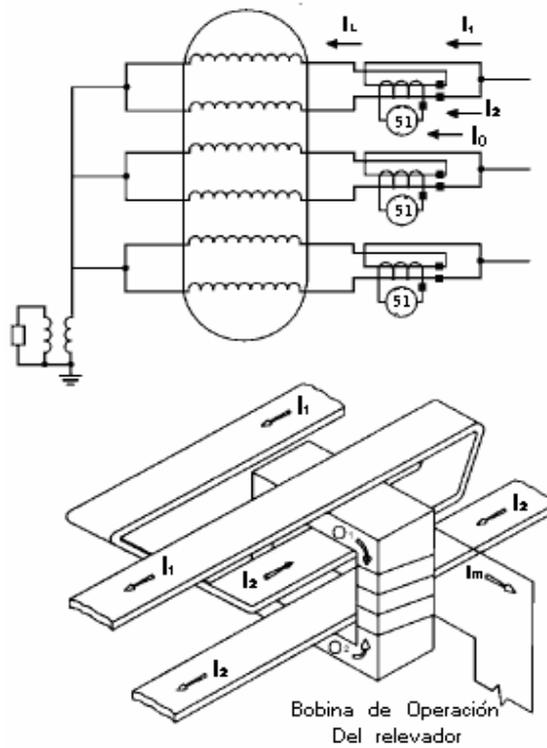


Figura F. Protección de fase partida usando un transformador de corriente de ventana

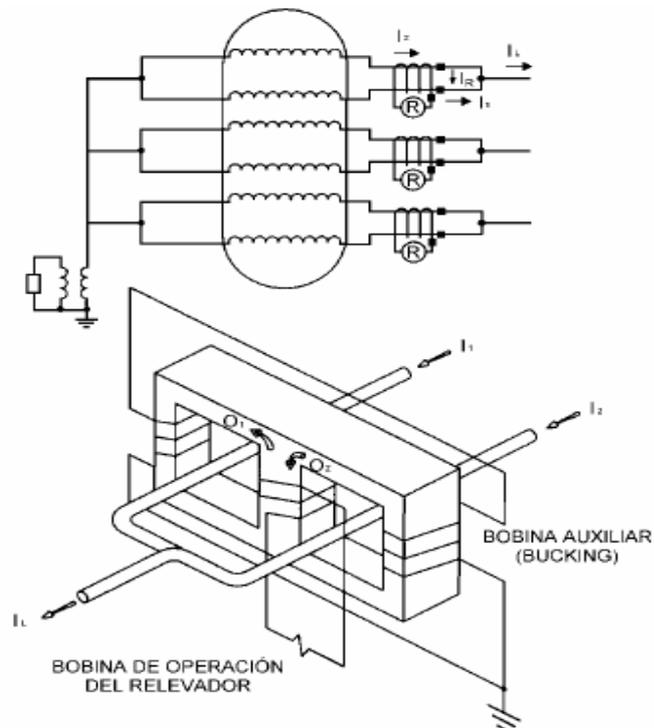


Figura G. Protección de fase partida usando un transformador de corriente con doble primario y un secundario

2.2.3 Fallas monofásicas

La protección contra fallas monofásicas o contactos a masa, varía en dependencia de la potencia y conexión del neutro de los generadores, así como del tipo de aterramiento empleado. El método usado de puesta a tierra del estator en una instalación de generador determina el comportamiento del generador durante condiciones de falla a tierra [1][3][10][12].

Si el generador está sólidamente puesto a tierra, como casi nunca sucede, aportará una muy alta magnitud de corriente a una falla de una 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, lo cual prácticamente nunca sucede, aportará 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 [1].

Las altas magnitudes de corriente de falla que resultan de un generador sólidamente puesto a tierra son inaceptables debido al 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 se 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. 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 falladas pueden elevarse durante las fallas con arqueo a niveles altamente peligrosos los cuales podrían causar la falla del aislamiento del generador [1].

2.2.3.1 Puesta a tierra del estator de baja impedancia.

Este método de puesta a tierra es ilustrado en la Anexo 1.

El resistor o reactor de puesta a tierra es seleccionado para limitar la contribución del generador para una falla a tierra a un rango de corrientes

generalmente entre 200 A y 150% de la corriente de carga nominal [1]. Con este amplio rango de corriente de falla disponible, los relés diferenciales de fase pueden proporcionar alguna protección de falla a tierra con altos niveles de corrientes de tierra. Sin embargo, el relé diferencial no proporcionará protección de falla a tierra para todo el devanado del estator. Por ello, es práctica común proporcionar alguna protección complementaria. La figura 2.2.3.1 es una ilustración de un esquema diferencial a tierra que puede ser usado para proporcionar esta mejora en la sensibilidad. El esquema usa un relé de sobrecorriente direccional tipo producto (87N). El relé está conectado para recibir corriente diferencial en el circuito de la bobina de operación y corriente del neutro ($3I_0$) del generador en su circuito de polarización.

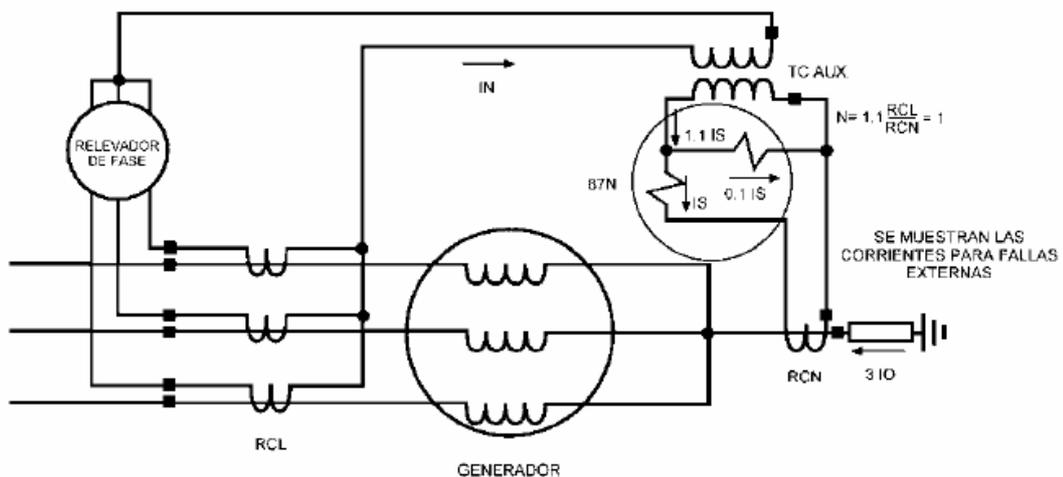


Figura 2.2.3.1 Diferencial de tierra del generador usando un relé tipo producto

Este esquema proporciona excelente seguridad contra operación incorrecta para fallas externas y proporciona una detección muy sensible de fallas a tierra internas.

2.2.3.2 Puesta a tierra del estator con alta impedancia

La puesta a tierra del neutro del generador con alta impedancia es ilustrado en la figura 2.2.3.2. La puesta a tierra del neutro del generador con alta resistencia 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 120 V ó 240 V. El transformador de distribución debe tener suficiente capacidad de sobretensión de forma que no se sature con fallas SLG con la máquina operada al 105% de tensión nominal. El resistor secundario es usualmente seleccionado de manera que para una falla SLG en las terminales del generador, la potencia disipada en el resistor sea aproximadamente igual a los volts-amperes reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de todos los transformadores conectado a las terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla SLG es generalmente limitada de 3-25 amperes primarios. Como resultado, este nivel de corriente de falla no es suficiente para operar los relés diferenciales del generador.

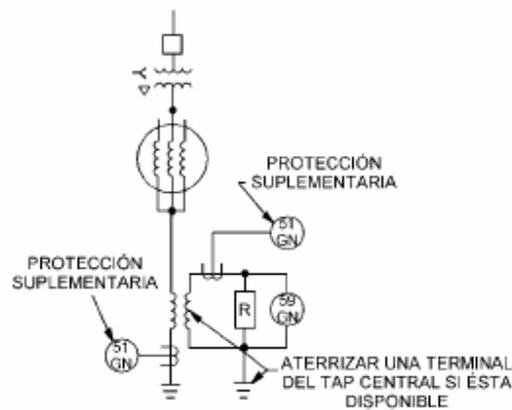


Figura 2.2.3.2. Generador puesto a tierra con alta impedancia

Métodos de protección convencionales del devanado del estator con alta impedancia

Esquema de sobretensión/corriente de neutro. El esquema de protección más ampliamente usado en sistemas puestos a tierra con alta impedancia, consiste de un relé de sobretensión con retardo de tiempo (59GN) conectado a través del resistor de puesta a tierra para sensar tensión de secuencia cero, como se muestra en la figura 2.2.3.2 [1]. El relé usado para esta función está diseñado para ser sensible a tensión de frecuencia fundamental e insensible a tensión de

tercera armónica y a otras tensiones armónicas de secuencia cero, que están presentes en el neutro del generador.

Puesto que la impedancia de puesta a tierra es grande comparada con la impedancia del generador y otras impedancias en el circuito, la tensión total fase-neutro será imprimida a través del dispositivo de puesta a tierra con una falla a tierra en las terminales del generador. La tensión en el relé es función de la relación del transformador de distribución y del lugar de la falla. La tensión será máxima para una falla en las terminales y disminuirá en magnitud a medida que la falla se mueva de las terminales del generador hacia el neutro. Típicamente, el relé de sobretensión tiene un ajuste de pickup mínimo de aproximadamente 5 Volts. Con este ajuste y con relaciones del transformador de distribución típica, este esquema es capaz de detectar fallas hasta del orden del 2-5% al neutro del estator [1].

El tiempo de ajuste del relé de sobretensión es seleccionado para proporcionar coordinación con otros dispositivos de protección. Areas específicas de interés son:

- A) Cuando TPs Estrella a tierra-Estrella a tierra son conectados en terminales de la máquina, el relé de sobretensión del neutro a tierra debe ser coordinado con los fusibles del primario de los TPs para evitar el disparo del generador con fallas a tierra en el secundario de los TPs. Si el retardo de tiempo del relé para coordinación no es aceptable, el problema de coordinación puede ser aliviado aterrizando uno de los conductores de fase del secundario en lugar del neutro del secundario; así, una falla a tierra en el secundario implica una falla fase-fase en los TPs lo que no opera el relé de sobretensión de tierra del neutro. Sin embargo, cuando se emplea esta técnica, el problema de coordinación persiste con fallas a tierra en el neutro del secundario; así, su utilidad está limitada a aquellas aplicaciones en que la exposición del neutro secundario a fallas a tierra es pequeña.
- B) Es posible que el relé de tensión se tenga que coordinar con los relés del sistema para fallas a tierra en el sistema. Las fallas de fase a tierra en el

sistema inducirán tensiones de secuencia cero en el neutro del generador debido al acoplamiento capacitivo entre los devanados del transformador de la unidad. Esta tensión inducida aparecerá en el secundario del transformador de distribución de puesta a tierra y puede causar la operación del relé de tensión de secuencia cero.

Un relé de sobrecorriente de tiempo puede ser usado para protección de respaldo cuando el generador es puesto a tierra a través de un transformador de distribución con un resistor secundario. El transformador de corriente que alimenta al relé de sobrecorriente puede ser localizado ya sea en el circuito del neutro primario o en el circuito secundario del transformador de distribución, como se muestra en la figura 2.2.3.2. Cuando el transformador de corriente es conectado en el circuito secundario del transformador de distribución, se selecciona una RTC (relación de transformación de corriente) de manera que la corriente en el relé sea aproximadamente igual a la corriente primaria máxima en el neutro del generador. Se usa generalmente un relé de sobrecorriente con retardo de tiempo muy inverso o inverso para esta aplicación. El relé de sobrecorriente debe ser ajustado tal que no opere con corrientes de desbalance normal y las corrientes armónicas de secuencia cero que aparecen en el neutro. El ajuste del pickup del relé de sobrecorriente no debe ser menor al 135% del valor máximo de la corriente medida en el neutro bajo condiciones de no-falla[1]. En general, el relé de sobrecorriente proporciona protección menos sensible que el relé de sobretensión que detecta tensión de secuencia cero. De manera similar que el relé de sobretensión, el relé de sobrecorriente debe ser coordinado en tiempo con los fusibles del transformador de potencial y con los relés de tierra del sistema.

Métodos de protección para falla a tierra en 100% del devanado del estator

La protección convencional para detección de falla a tierra del estator en sistemas puestos a tierra con alta impedancia ha sido discutida en la sección previa. Estos esquemas, aunque adecuados, sólo proporcionan protección sensible para únicamente alrededor del 95% del estator. Esto es debido a que la

falla en el 5% restante del devanado, cerca del neutro, no causará suficiente tensión residual y corriente residual de 60 Hz para operar a estos relés. 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[1]:

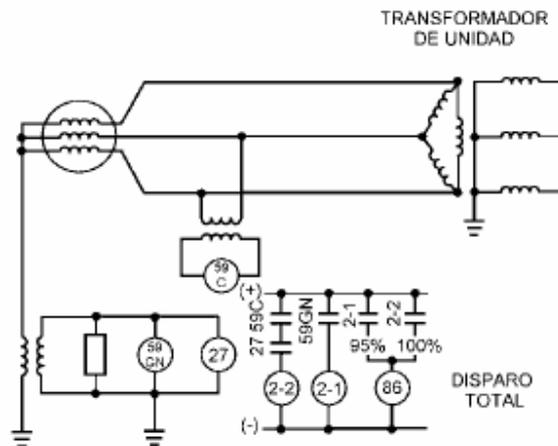
1. Técnicas basadas en tensión de tercera armónica.
2. Inyección de tensión residual o de neutro.

Técnicas basadas en la tensión de tercera armónica.

Las componentes de tensión de 3ª Armónica están presentes en las terminales de casi todas las máquinas en diferentes grados; se presentan y varían debido a las diferencias en el diseño y fabricación. Si están presentes en cantidad suficiente, estas tensiones son usadas por los esquemas de esta categoría para detectar fallas a tierra cerca del neutro. Las tensiones de tercera armónica medidas en el neutro, en los terminales del generador, o en ambos, son usadas para proporcionar protección.

Las técnicas basadas en el uso de la tensión de tercera armónica pueden ser divididas como sigue:

- Técnica de baja tensión de tercera armónica en el neutro.
- Técnica de tensión Terminal residual de tercera armónica.
- Técnica de comparador de tercera armónica.



- 59C Relé supervisor de sobretensión instantáneo.
- 59GN Relé de sobretensión sintonizado a la frecuencia fundamental (60 Hz).
- 27 Relé de baja tensión sintonizado a la frecuencia de tercera armónica (180 Hz).
- 21, 2-2 Temporizadores.

Figura 2.2.3.3 Un esquema de protección de falla a tierra de baja tensión de tercera armónica

Técnica de baja tensión de tercera armónica (figura 2.2.3.3).

Esta técnica usa el hecho de que para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en el neutro disminuye. Por lo tanto, un relé de baja tensión que operan a partir de la tensión de tercera armónica medido en el extremo del neutro podría ser usado para detectar las fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden ser detectadas por la protección de falla a tierra convencional, por ejemplo, con un relé de sobretensión (59GN), el cual opera con la tensión de neutro de 60 Hz. La combinación de ambos relés proporciona protección al 100% del devanado del estator. Se muestra en la figura 2.2.3.3 un esquema de protección simplificada que usa esta técnica.

Las señales de los relés se toman de las entradas de tensión medidas a través del resistor del neutro. Un transformador de aislamiento interno escala la caída de tensión al rango continuo del relé y también proporciona aislamiento del

esquema de protección. La protección de baja tensión consiste de un filtro sintonizado de 180 Hz, un detector de nivel de baja tensión (27), una lógica en línea y un temporizador. La protección de sobretensión se construye con un filtro sintonizado a 60 Hz, un detector de nivel de sobretensión (59 GN) y un temporizador. Los ajustes de los detectores de nivel de baja tensión y sobretensión son tales que el traslape para todos los puntos de falla en el devanado del estator desde las terminales hasta el neutro del generador es asegurado. Generalmente, una tensión de tercera armónica no mayor al 1% de la tensión nominal es necesario para proporcionar un traslape adecuado. Normalmente, la protección de baja tensión de tercera armónica puede proporcionar protección adecuada al 0-30% del devanado del estator, medido desde el neutro hacia las terminales de la máquina. Los ajustes del relé de baja tensión deben estar muy abajo del mínimo tensión de tercera armónica presente en el neutro durante la operación normal del generador.

El relé de baja tensión de tercera armónica debe ser bloqueado para evitar disparos en falso durante el arranque o disparo del generador. Esto se logra proporcionando un relé de sobretensión (59C) supervisorio. En algunos casos, el generador no desarrolla una tensión de tercera armónica significativo hasta que tiene carga. En este caso, la supervisión usando un relé de sobrecorriente puede ser proporcionada; el relé de sobrecorriente operará cuando la corriente exceda su valor de pickup. Por lo tanto, bajo condiciones de carga ligera, y cuando el interruptor principal está abierto, el relé de baja tensión de tercera armónica estará fuera de servicio, por lo que un esquema de protección alterno debe ser considerado. La protección de baja tensión de tercera armónica operaría para circuitos abiertos o cortocircuitos de los devanados primario o secundario del transformador de puesta a tierra de neutro y no sería capaz de detectar un circuito abierto en la resistencia de puesta a tierra secundaria.

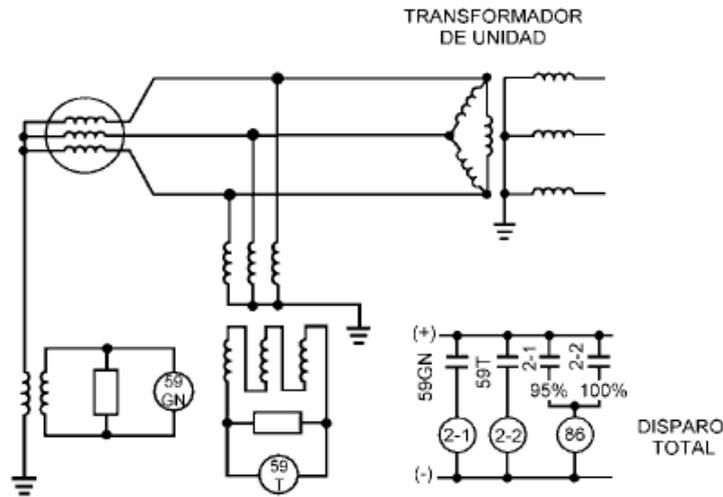
Técnica de tensión en terminales residual de tercera armónica (figura 2.2.3.4).

Esta técnica esta basada en el hecho de que para una falla cercana al neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en las terminales del generador se incrementa. Por lo tanto, un relé de sobretensión que emplea tensión de tercera

armónica en las terminales de un generador puede ser usado para detectar fallas cercanas al neutro. De manera similar a la técnica anterior, las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden ser detectadas por la protección convencional del 95%, o sea, un relé de sobretensión que opera con tensión de neutro de 60 Hz. Ambos relés deben por lo tanto proporcionar protección al 100% de los devanados del estator, cubriendo diferentes porciones de los devanados. Un esquema de protección simplificado que emplea esta técnica se muestra en la figura 2.2.3.4.

La tensión residual en las terminales de la máquina es suministrada por el transformador estrella a tierra-delta abierta. Esta tensión se pasa a través de un filtro sintonizado de 180 Hz y un detector de sobretensión (59T). En el extremo del neutro, la señal del relé se toma entre el resistor de neutro; un transformador de aislamiento interno en el relé reduce la caída de tensión a la capacidad continua del relé; esta tensión se pasa a través de un filtro sintonizado de 60 Hz y es entonces proporcionada a un detector de nivel de sobretensión (59GN).

Para una falla a tierra cerca del neutro, el nivel de tensión de tercera armónica en las terminales del generador llega a ser elevado y el relé de sobretensión de tercera armónica operará. Este relé debe ser ajustado en tal forma que no responda a la máxima tensión de tercera armónica presente en las terminales del generador durante la operación normal. También, los ajustes de los relés de sobretensión en el extremo del neutro y en las terminales del generador deben ser tales que la detección de fallas en todo el devanado sea asegurada.

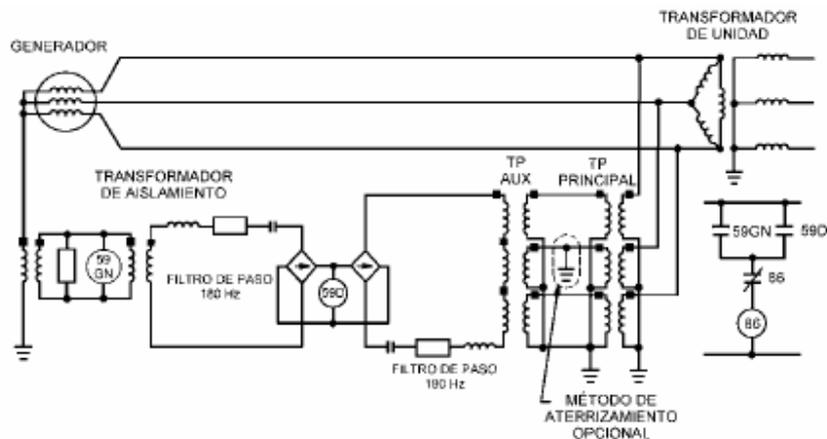


- 59GN Relé de sobretensión sintonizado a la frecuencia fundamental (60 Hz).
- 59T Relé de sobretensión sintonizado a la frecuencia de tercera armónica (180 Hz).
- 2-1, 2-2 Temporizadores

Figura 2.2.3.4. Esquema de protección de falla a tierra basado en la tensión residual en terminales de tercera armónica

Técnica del comparador de tercera armónica (figura 2.2.3.5).

Este esquema compara la magnitud de la tensión de tercera armónica en el neutro del generador con el de las terminales del generador. El esquema está basado en la consideración de que la relación de la tensión de tercera armónica en las terminales del generador al del neutro del generador es casi constante durante la operación normal del generador. Esta relación es afectada con una falla a tierra cercana al neutro o cercana a las terminales del generador; este hecho es usado para detectar estas fallas. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados son detectadas por la protección de falla a tierra convencional del 95%, esto es por ejemplo, un relé de sobrecorriente o sobretensión de 60 Hz que opera a partir de corriente o tensión del neutro, respectivamente. La figura 2.2.3.5 muestra un diagrama simplificado de un esquema comparador.



- 59GN Relé de sobretensión convencional
sintonizado a la frecuencia fundamental.
- 59D Relé diferencial de tensión de tercera
armónica.

Figura 2.2.3.5 Esquema de protección de falla a tierra basado en un comparador de tercera armónica

El principio básico de operación de este esquema es un método de tercera armónica diferencial. Consiste de dos puentes rectificadores de onda completa, dos filtros de paso 180 Hz y un transformador de aislamiento/acoplamiento. El transformador de aislamiento es usado para acoplar la tensión de tercera armónica de las terminales del generador al del extremo del neutro. Cualquier diferencia de tensión causará que la corriente fluya en el relé diferencial. Este relé considera que la relación de la tensión de tercera armónica en las terminales del generador a la tensión de tercera armónica en el neutro del generador permanece constante durante condiciones normales. Si esta relación cambia, causará que aparezca una diferencia de tensión, y el relé diferencial operará. También, variaciones ligeras en esta relación durante la operación normal reducirán la sensibilidad del relé.

Los ajustes del relé de protección convencional de 95% (59GN) y los del relé diferencial de tercera armónica (59D) deben ser seleccionados en tal forma, que la cobertura de detección de falla se asegure en todo el devanado del estator. El relé diferencial de tercera armónica detecta fallas a tierra cerca del neutro al

igual que en las terminales. El relé de falla a tierra convencional del 95% detecta las fallas en la parte superior de los devanados y traslapa gran parte de los devanados protegida con el relé diferencial de tercera armónica. La sensibilidad del relé diferencial de tercera armónica es mínima para una falla cercana a la mitad del devanado. En este punto, la diferencia entre las tensiones de tercera armónica en el neutro y en las terminales es muy cercana al ajuste del relé.

El ajuste del relé es usualmente determinado por pruebas de campo durante la puesta en servicio. La necesidad de TPs múltiples y la necesidad de pruebas de campo para la determinación de ajustes del relé son los puntos débiles de este esquema. Sin embargo, este esquema proporciona la cobertura óptima del 100%.

Esquema de inyección de tensión (figura 2.2.3.6).

Debido a variaciones de diseño, ciertas unidades generadoras podrían no producir suficientes tensiones de tercera armónica para aplicar los esquemas de protección de falla a tierra basados en señales de tercera armónica. En estas situaciones serían necesarias técnicas alternas de detección de falla.

El esquema de inyección de tensión detecta fallas a tierra inyectando una tensión en el neutro o residualmente en el secundario de un TP en delta rota. La protección completa de falla a tierra está disponible cuando el generador está en torna flecha y durante el arranque, dado que la fuente de tensión inyectada no se origina en el generador. Algunos esquemas inyectan una señal codificada a una frecuencia sub-armónica la cual puede ser sincronizada con la frecuencia del sistema. Uno de estos esquemas que inyecta una frecuencia de 15 Hz en el neutro del generador se muestra en la figura 2.2.3.6. Cuando ocurre una falla a tierra, la corriente de 15 Hz se incrementa y hace que el relé opere. La señal inyectada de 15 Hz es sincronizada con la tensión de 60 Hz en terminales del generador.

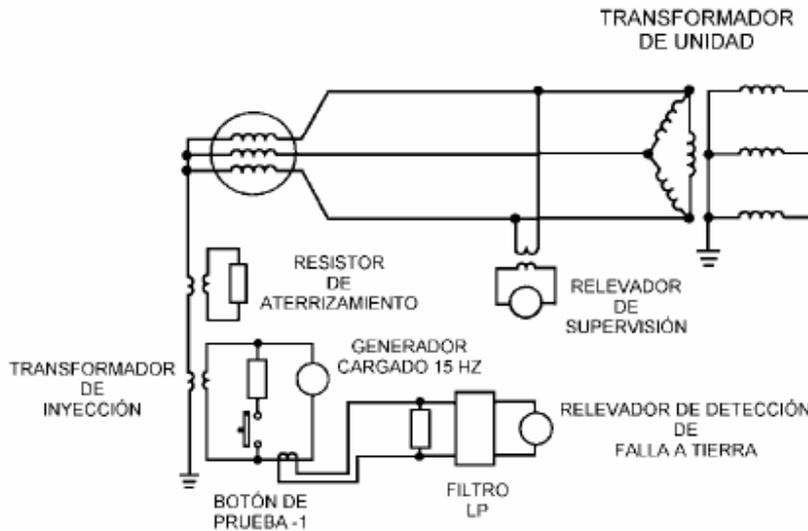


Figura 2.2.3.6. Esquema de inyección de tensión sub-armónico para protección de falla a tierra

El esquema de inyección de tensión opera con la misma sensibilidad para fallas en todo el rango de los devanados. También proporciona protección de falla a tierra del 100%, independientemente de los esquemas de falla a tierra del 95%. Además, estos esquemas son auto-monitoreados y tienen una sensibilidad independiente de la tensión, corriente de carga o frecuencia del sistema. El uso de frecuencias sub-armónicas ofrece sensibilidad mejorada debido a la trayectoria de mayor impedancia de las capacitancias del generador en estas frecuencias. También, las integraciones durante medio ciclo de la frecuencia sub-armónica causan contribuciones cero de las señales de frecuencia y armónicas del sistema (esto es, 60 Hz, 120 Hz, 180 Hz, etc.) y, por lo tanto, éstas no influyen las mediciones. La penalización económica (alto costo) asociada con proporcionar y mantener una fuente sub-armónica confiable es una desventaja. Otra desventaja del esquema es su inhabilidad para detectar circuitos abiertos en el primario o secundario del transformador de puesta a tierra, porque esto causa un decremento en la corriente de 15 Hz y no un incremento como necesita el esquema para indicar una falla. Una condición de baja corriente puede, sin embargo, ser usada para dar una alarma para indicar un problema en el sistema de puesta a tierra o pérdida de la fuente sub-armónica.

2.3 Protección contra cortocircuito en el Rotor

La detección de tierra para los devanados de campo y el excitador es usualmente suministrada como parte del equipo del fabricante del generador. Una investigación reciente de la protección de generadores indicó que el 82% de todas las unidades generadoras empleaban detectores de tierra en el campo. De estos detectores, únicamente el 30% disparaba la unidad ante la ocurrencia de una tierra en el campo [1].

La explicación para el bajo porcentaje de disparo es en parte debida a las prácticas más antiguas usadas por las empresas de suministro. Era una práctica industrial común aplicar un relé de tierra en el campo en generadores tipo brush para alarmar contra tierra en el rotor. Estos relés eran generalmente del tipo instantáneo, el cual frecuentemente opera durante un arranque de la unidad debido a cortocircuitos intermitentes producidas por humedad, suciedad del cobre o durante transitorios en el sistema.

Existen varios métodos de uso común para detectar tierras en el campo del rotor, como por ejemplo [1]:

- Detección de tierra en el campo usando C.D
- Detección de tierra en el campo usando un divisor de tension
- Detección de tierra en el campo usando escobillas piloto
- Detección de tierra en el campo para maquinas sin escobillas

Detección de tierra en el campo usando C.D

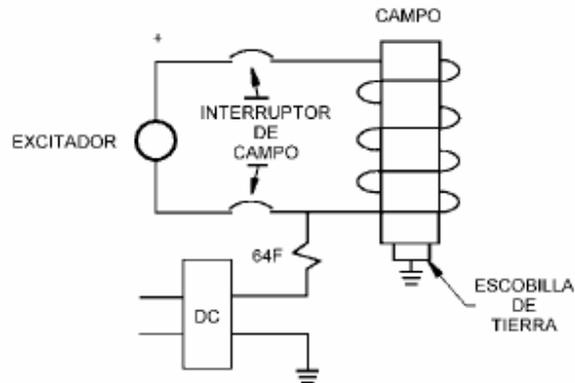


Figura 2.3 Detección de tierra en el campo usando una fuente de c.d.

En el método mostrado en la figura 2.3, una fuente de tensión de C.D. en serie con una bobina del relé de sobretensión es conectada entre el lado negativo del devanado de campo del generador y tierra. Una tierra en cualquier punto del campo causará que el relé 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 relé podría no operar para una tierra en el campo. Un retardo de tiempo de 1.0 – 3.0 segundos es normalmente usado con este relé para evitar operaciones innecesarias por desbalances transitorios momentáneos del circuito de campo con respecto a tierra. Estos desbalances momentáneos podrían ser causados por la operación de sistemas de excitación tipo tiristor de respuesta rápida.

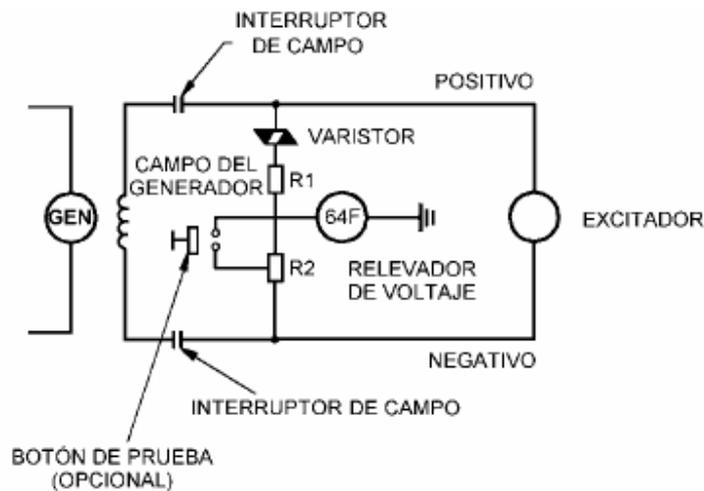
Detección de tierra en el campo usando un divisor de tensión

Figura 2.3.1 Detección de tierra en el campo usando un divisor de tensión

La figura 2.3.1 ilustra otro método usado para detectar tierras en el circuito de campo. Es similar a los esquemas de detección de tierra usados para sensar tierras en las baterías de control de subestaciones. Este método usa un divisor de tensión y un relé sensible de sobretensión entre el punto medio del divisor y tierra. Una tensión máxima es impuesta al relé por una tierra en el lado positivo o negativo del circuito de campo. Sin embargo, existe un punto ciego entre positivo y negativo en el que una falla a tierra no producirá una tensión a través del relé. Este relé de tierra del campo del generador está diseñado para superar el problema usando un resistor no lineal (varistor) en serie con uno de los dos resistores lineales en el divisor de tensión. La resistencia del varistor varía con la tensión aplicada. El divisor es dimensionado de forma tal que el punto ciego del devanado de campo está en el punto medio del devanado cuando la tensión del excitador está a tensión nominal. Los cambios en la tensión del excitador moverán el punto ciego del centro del devanado de campo.

En un sistema de excitación sin escobillas, el monitoreo continuo para tierra en el campo, no es posible con relés convencionales de tierra en el campo puesto que las conexiones del campo del generador son contenidas en el elemento rotatorio.

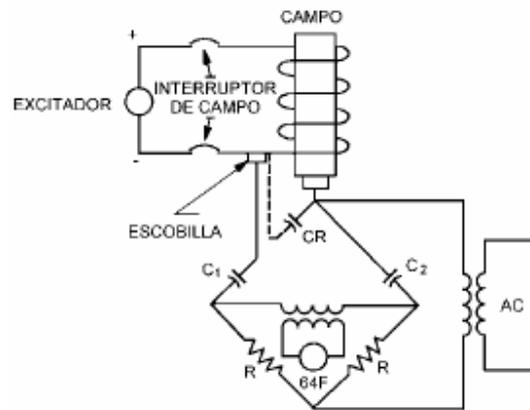
Detección de tierra en el campo usando escobillas piloto

Figura 1.3.2 Detección de tierra en el campo usando escobillas piloto

La figura 2.3.2 ilustra la adición de una escobilla piloto o escobillas para tener acceso a las partes rotatorias del campo. Normalmente esto no se hace puesto que la eliminación de las escobillas es una de las ventajas de un sistema sin escobillas. Sin embargo, los sistemas de detección pueden ser usados para detectar tierras en el campo si un anillo colector es proporcionado en la flecha rotatoria con una escobilla piloto que puede ser periódicamente aplicada para monitorear el sistema. El chequeo de tierra puede ser hecho automáticamente por un timer secuenciador y su control, o por el operador. Las escobillas usadas en este esquema no son adecuadas para contacto continuo con los anillos colectores. La impedancia a tierra del circuito de campo es una pierna de un puente de Wheatstone conectado vía la escobilla. Una falla a tierra reduce el devanado de campo a la capacitancia del rotor, C_R , lo cual desbalancea el circuito del puente. Si una tensión es medida entre tierra y la escobilla, la cual está conectada en un lado del campo del generador, entonces existe una tierra. En las máquinas sin escobillas, las mediciones de resistencia pueden ser usadas para evaluar la integridad del devanado de campo.

Detección de tierra en el campo para máquinas sin escobillas

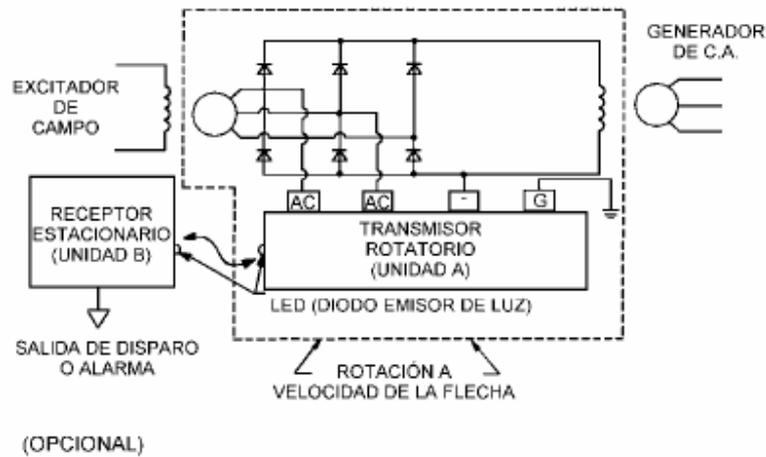


Figura 1.2.4.3 Detección de tierra en el campo para máquinas sin escobillas

La figura 2.3.3 ilustra un método para monitoreo continuo de tierras en el campo de máquinas sin escobillas, sin usar escobillas piloto. El transmisor del relé es montado sobre el volante de diodos del campo del generador. Su fuente de potencia es el sistema excitador sin escobillas de C.A. Dos conductores son conectados al circuito puente de diodos del rectificador rotatorio para proporcionar esta energía. La detección de tierra se obtiene conectando una terminal del transmisor al bus negativo del rectificador de campo, y la terminal de tierra a la flecha del rotor. Estas conexiones ponen al rectificador de campo en serie con la tensión del rectificador en el transmisor. La corriente es determinada por la resistencia a tierra del campo y la ubicación de la falla con respecto al bus positivo y negativo. El transmisor detecta el cambio en la resistencia entre el devanado de campo y el núcleo del rotor. Los LED's del transmisor emiten luz en condiciones normales. El receptor es montado sobre la cubierta del excitador. Los detectores infrarrojos del receptor sensan la señal de luz del LED a través del entrehierro. Con la detección de una falla, los LED's se apagan. La pérdida de luz del LED en el receptor actuará el relé de tierra e iniciará un disparo o alarma. El relé tiene un retardo de tiempo ajustable hasta de 10 segundos.

2.4 Protección contra Sobreexcitación y Sobretensión

Es una práctica general utilizar los relés de V/Hz para proteger generadores y transformadores de los niveles excesivos de densidad de flujo magnético asociadas con la sobreexcitación. Típicamente, esta protección es independiente del control V/Hz en el sistema de excitación.

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

Para la protección de V/Hz, existen dos características generales de relés usadas: tiempo definido y tiempo inverso. Las figuras 2.4A y 2.4B muestran las características básicas y la zona de protección para cada uno de estos tipos de relés. En los nuevos relés de estado sólido de tiempo inverso, están disponibles dos estilos de ajustes de curva de tiempo inverso: un estilo de relé permite al usuario seleccionar puntos específicos en la curva deseada V/Hz – tiempo, para la aplicación particular del usuario. El otro estilo de relés proporciona conjuntos de curvas V/Hz-tiempo, de las cuales el usuario selecciona la curva específica que se adapte mejor a su aplicación.



Figura 2.4A Característica típica del relé tiempo definido



Figura 2.4B Características típicas del relé 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 2.4.1[1] muestra un esquema posible de protección que usa dos relés de V/Hz en un esquema de tiempo definido de nivel dual.

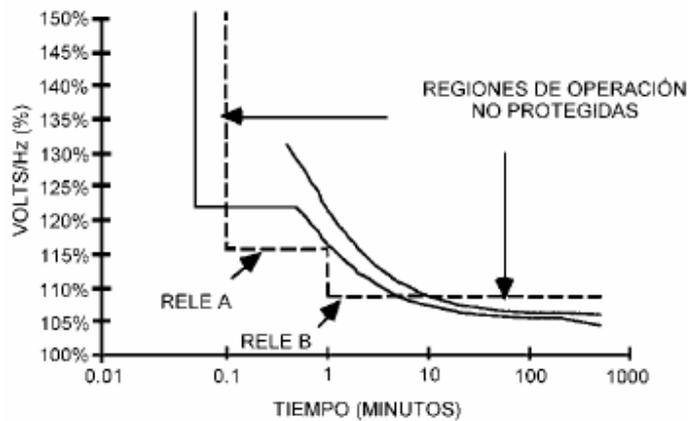


Figura 2.4.1 Característica típica de relé para protección V/Hz, de nivel dual de tiempo definido (Relé A ajustado en 118% V/Hz con retardo de tiempo de 6 segundos. Relé B ajustado en 110% V/Hz con un retardo de tiempo de 60 segundos)

Pueden notarse las áreas no protegidas en las 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. La figura 2.4.2 [1] muestra un esquema típico que usa tanto relés de tiempo inverso como relés de tiempo definido.

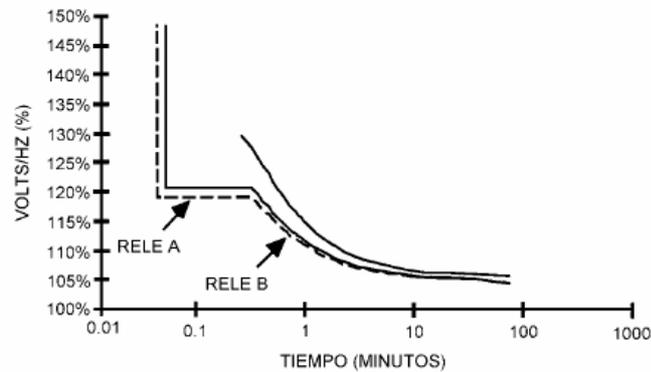


Figura 2.4.2 Protección y flexibilidad de operación óptima, proporcionada con el uso de relés de tiempo inverso y de tiempo definido. (El relé A es de tiempo definido, ajustado a 123% Volts/Hz con un retardo de tiempo de 2 segundos; el relé B es de tiempo inverso).

Una investigación reciente sobre protección de generadores encontró que casi todas las unidades mayores de 100 MW tienen protección de V/Hz para el generador. La mayoría de las unidades grandes (cerca del 60%) usan el esquema de nivel dual, de tiempo definido. Las unidades restantes están casi repartidas a partes iguales entre los esquemas de nivel simple, de tiempo definido y de tiempo inverso [1]. Las respuestas para unidades menores a 100 MW, indicó que casi en todas las unidades no se tenía ninguna protección de V/Hz.

En los relés de sobretensión, el pickup debe ser ajustado arriba de la máxima tensión de operación normal; el relé puede tener una característica de tiempo inverso o definido para darle oportunidad al regulador de responder a condiciones transitorias antes de que ocurra el disparo. Adicionalmente, puede ser aplicado un elemento instantáneo para sobretensiones muy altas. Es importante que el relé de sobretensión tenga una respuesta plana a la frecuencia, porque pueden presentarse cambios de frecuencia durante el evento de sobretensión. Esto es de particular importancia en instalaciones hidroeléctricas que pueden tener límites en la velocidad de cierre de compuertas, impuesto por la presión hidráulica en las compuertas de las esclusas. En tales casos, estas unidades pueden sufrir incrementos de velocidad del orden de 150% durante un rechazo total de carga, antes de que la acción del gobernador pueda tener efecto para reducir la velocidad.

2.5 Protección contra pérdida de campo

La protección de pérdida de excitación debe detectar confiablemente la condición de pérdida de excitación, sin responder a oscilaciones de carga, a fallas en el sistema y a otros transitorios que no causen que la máquina se haga inestable [1][13]. Los relés de pérdida de excitación actualmente disponibles proporcionan protección confiable, con baja probabilidad de operación incorrecta ante disturbios en el sistema. Los esquemas de protección basados en la medición de la corriente de campo de la máquina han sido usados para detectar la pérdida de excitación de un generador. La medición de corriente reactiva (o potencia reactiva, 40Q) hacia el generador también ha sido usada para detectar la condición de pérdida de excitación. Sin embargo, el esquema de protección más popular y confiable para la detección de la pérdida de excitación usa un relé de distancia de tipo mho con desplazamiento (40). La característica de operación de un relé tipo mho con desplazamiento de una sola zona se muestra en la figura 2.5 [1].

Protección de pérdida de campo utilizando el 40Q

Otro método ampliamente utilizado en generadores de menor potencia es mediante el uso de un relé direccional de potencia reactiva (40Q) que censa la potencia reactiva que circula del sistema hacia el generador.

Esta protección se utiliza generalmente en generadores que trabajan con factor de potencia en atraso. Su conexión se realiza igual que el relé (40). Estos relés normalmente tienen un ajuste de 2-4% de la potencia aparente de la unidad y con un retardo de tiempo de aproximadamente 1 segundo [7].

Protección de pérdida de campo utilizando el 40

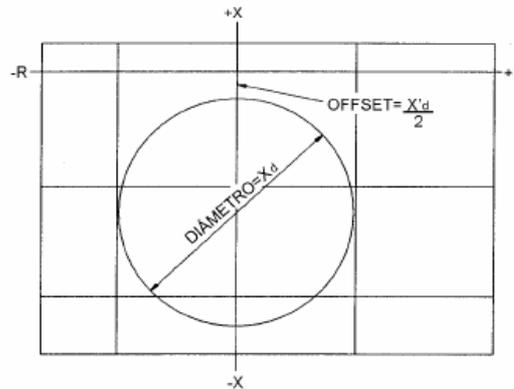


Figura 2.5 Características del relé Mho-Offset de una zona

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

El relé está desplazado del origen por la mitad de la reactancia transitoria de eje directo $X'_d/2$, para evitar la operación incorrecta causados por perturbaciones en el sistema y otras condiciones de falla. El diámetro del círculo se ajusta para ser igual a X_d . Puede usarse un retardo de tiempo de 0.5 a 0.6 segundos para tener seguridad contra oscilaciones estables de potencia [1]. Estos ajustes pueden proporcionar protección contra pérdida de excitación del generador desde carga cero hasta plena carga, siempre que la reactancia sincrónica de eje directo X_d del generador esté en el rango de 1.0 – 1.2 pu [1]. Las máquinas modernas son diseñadas con valores mayores de reactancia sincrónica de eje directo X_d en el rango de 1.5 – 2.0 pu [1]. Con estas reactancias sincrónicas altas, el ajustar el diámetro del relé mho offset a X_d abriría la posibilidad de operación incorrecta del relé durante la operación subexcitado. Para evitar estas operaciones incorrectas, el diámetro del círculo es limitado a 1.0 pu. (en la base del generador), en lugar de X_d . Este ajuste reducido limitaría la cobertura de protección a condiciones de máquina con alta carga y podría no proporcionar protección para condiciones de carga ligera.

Para evitar las limitaciones anteriores, pueden usarse dos relés mho offset como se muestra en la figura 2.5.1 [1]. El relé con un 1.0 pu (en base del generador) de diámetro de impedancia detectará una condición de pérdida de campo desde plena carga hasta alrededor del 30% de carga, y se ajusta con operación casi instantánea para proporcionar protección rápida para condiciones severas en términos del posible daño a la máquina y efectos adversos sobre el sistema. El segundo relé, con diámetro igual a X_d y un retardo de tiempo de 0.5 – 0.6 segundos proporcionará protección para condiciones de pérdida de excitación hasta cero carga. Las dos unidades mho offset proporcionan protección contra pérdida de excitación para cualquier nivel de carga. Ambas unidades se ajustan con un offset de $X'd/2$. La figura 2.5.1 ilustra este enfoque.

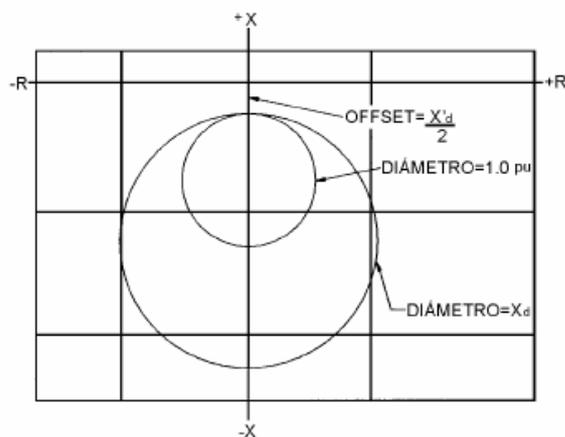


Figura 2.5.1 Características del relé Mho-Offset de dos zonas

Protección de pérdida de campo utilizando una combinación de 40, 40Q y 27

La figura 2.5.2 [1] ilustra otro enfoque que es usado en la industria para la protección por pérdida de excitación. Este esquema usa una combinación de una unidad de impedancia (40), una unidad direccional (40Q) y una unidad de baja tensión (27) aplicadas a las terminales del generador y ajustadas para “ver hacia dentro” de la máquina. Las unidades de impedancia (Z2) y direccional se ajustan para coordinar con el limitador de mínima excitación del generador y el límite de estabilidad de estado estable. Durante condiciones de excitación

anormalmente baja, tal como puede ocurrir a continuación de una falla del limitador de mínima excitación, estas unidades operan una alarma, permitiéndole al operador de la central corregir esta situación. Si también existe una condición de baja tensión, la cual indica una condición de pérdida de campo, la unidad de baja tensión operaría e iniciaría el disparo con un retardo de tiempo de 0.25 – 1.0 segundos. Pueden también usarse dos relés en este esquema, con el segundo (mostrado como Z1 en la Figura 2.5.2) ajustado con un desplazamiento igual a $X'd/2$ y con el alcance largo igual a 1.1 veces X_d . En este caso, el relé con el ajuste Z1 deberá disparar sin retardo de tiempo externo, mientras que el otro relé Z2 debe ser retrasado aproximadamente 0.75 segundos para evitar la operación con oscilaciones estables.

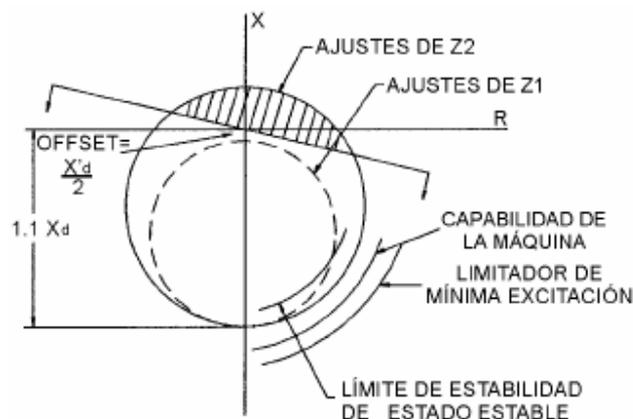


Figura 2.5.2 Protección de pérdida de campo usando una unidad de impedancia y un elemento direccional

Cuando se aplica esta protección a generadores hidráulicos, existen otros factores que posiblemente deban ser considerados. Puesto que estos generadores pueden ser operados en ocasiones como condensadores sincrónicos, es posible que los esquemas de pérdida de excitación anteriores operen innecesariamente cuando el generador es operado subexcitado, esto es, tomando VARs cercanos a la capacidad de la máquina. Para evitar operaciones innecesarias, puede emplearse un relé de baja tensión para supervisar los esquemas de protección de distancia. El nivel de “dropout” de este relé de baja tensión podría ajustarse en 90-95% de la tensión nominal y el relé podría ser conectado para bloquear el disparo cuando esté operado (pickup) y permitir el

disparo cuando está en condición de “dropout”. Esta combinación proporcionará protección para casi todas las condiciones de pérdida de excitación, pero podría no disparar cuando el generador esté operando a carga ligera, puesto que la reducción de tensión podría no ser suficiente para causar que el relé pase a condición de “dropout”.

2.6 Protección contra sobrecarga simétrica

Las protecciones contra sobrecargas simétricas por su carácter balanceado puede ser implementadas a partir de la conexión de un relé de sobrecorriente (50) en una de las fases (Figura 2.6) [7].

Estos relés deberán llevar un retraso de tiempo el cual es seleccionado un poco mayor que el tiempo de respuesta de las protecciones contra cortocircuitos externos en las líneas adyacentes. De esta forma la protección contra sobrecarga actuará hasta que los cortocircuitos externos no sean eliminados por las protecciones de líneas correspondientes. Generalmente su operación es dividida en dos pasos de tiempo, el primero es usado para dar alarma y el segundo para efectuar la desconexión inmediata de la máquina.

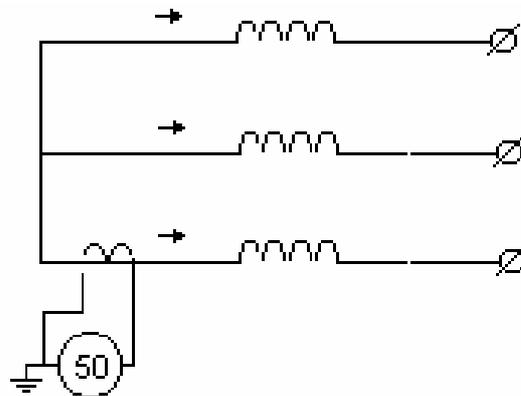


Figura 2.6. Conexión de la protección contra sobrecorriente simétrica.

En generadores de alta capacidad esta protección es implementada a partir un relé de sobrecorriente de tiempo inverso (51), conectado de igual manera que el (50) (Figura 2.6). La característica de tiempo inverso de este relé deberá coincidir manteniendo cierto margen de seguridad con la característica térmica

de los generadores. Este relé puede ser combinado con un relé 50 para dar alarma al operador.

Estas sobrecorrientes también pueden afectar el rotor aunque este tiende generalmente a sobrecalentarse más lento que el estator del generador. Por tal razón en muchas ocasiones este suele protegerse con un relé de corriente directa de tiempo inverso que coordine con las características térmicas del rotor.

2.7 Protección contra Corrientes Asimétricas (Secuencia Negativa)

Con las capacidades de desbalance de corriente del generador definida por la corriente de secuencia negativa medida en el estator, un relé de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa puede ser usado para proteger al generador [1][7]. Estos relés consisten de un circuito de segregación de secuencia negativa alimentado por las componentes de fase y/o residual, las cuales controlan una función del relé de sobrecorriente de tiempo. Las características de sobrecorriente de tiempo están diseñadas para igualar tan cerca como sea posible las características I_2^2 del generador. La tabla 1.5 muestra una aplicación del relé de secuencia negativa típica.

Dos tipos de relés son ampliamente usados. El relé electromecánico el cual usa una característica de tiempo inverso típica y un relé estático o digital que usa una característica la cual se iguala con las curvas de compatibilidad del generador. La figura 2.7.1 muestra las características típicas de los dos tipos de relés.

La diferencia principal entre los dos tipos de relés es su sensibilidad. El relé electromecánico puede ser ajustado en un pickup de alrededor de 0.6 a 0.7 pu. de la corriente de plena carga. El relé estático o digital tiene un rango de pickup de 0.3 a 0.2 pu [1]. Un ejemplo, para un generador enfriado directamente de 800 MVA con un factor K de 10, el generador podría manejar 0.6 pu. de corriente de secuencia negativa por aproximadamente 28 segundos. La protección para corrientes de secuencia negativa debajo de 0.6 pu. podría no ser detectada con un relé electromecánico. Dado los bajos valores de secuencia negativa para

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

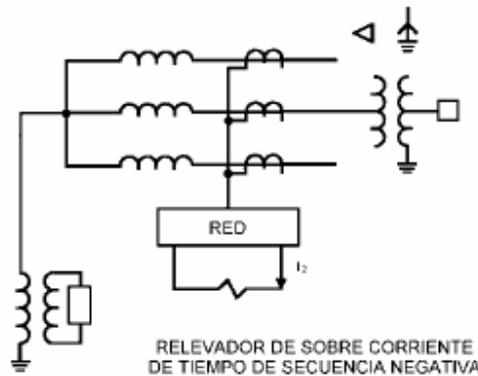


Figura 2.7. Relé de sobrecorriente de tiempo de secuencia negativa [1]

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 es excedida. Algunos relés pueden estar provistos con unidades de alarma (I_2 rango de pickup 0.03 – 0.2 pu.) y algunos tipos de relés estáticos o digitales proporcionan una medición de I_2 para indicar el nivel de corriente de secuencia negativa.

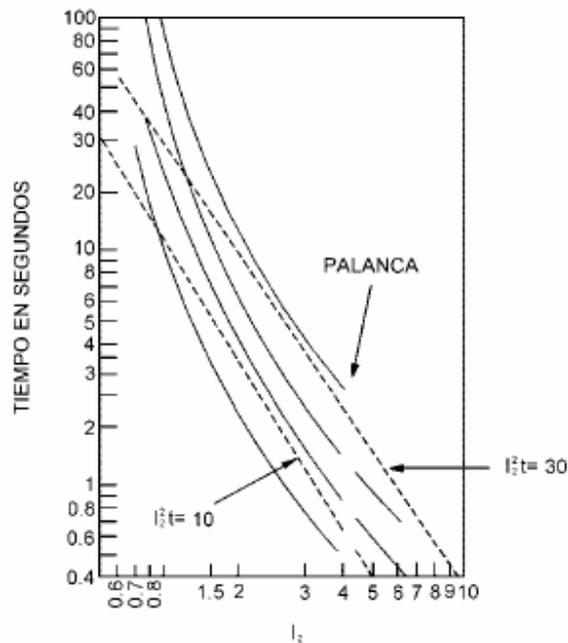


Figura 2.7.1A Curvas tiempo-corriente típicas para un relé de secuencia negativa electromecánico.

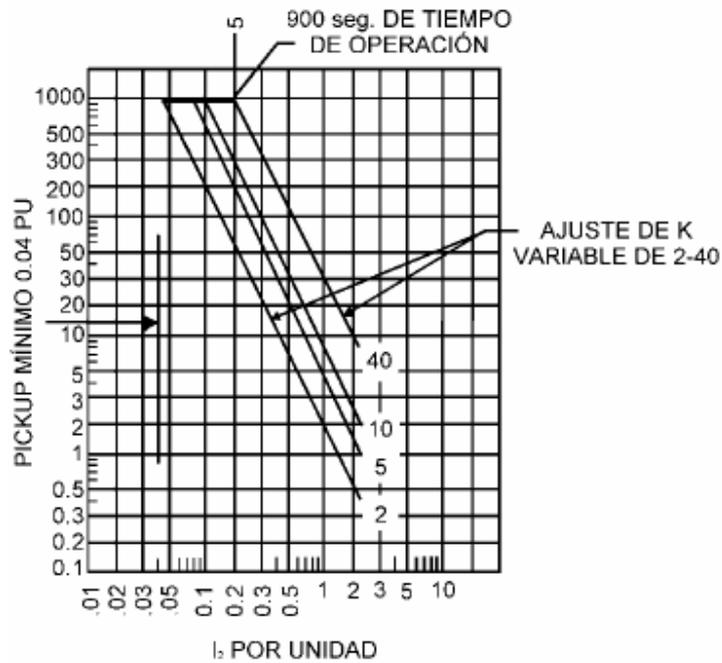


Figura 2.7.1B Características de un relé tiempo-corriente de secuencia negativa estático o digital.

Relés de secuencia negativa dedicados son usualmente proporcionados para protección de generadores. En general, no son proporcionados relés de respaldo

para secuencia negativa. Alguna protección limitada es proporcionada por la protección fase a fase y fase a tierra para condiciones de falla. Para conductor abierto o protección para desbalance de impedancia, el relé de secuencia negativa es usualmente la única protección. La magnitud de corrientes de secuencia negativa creada por las condiciones de conductor abierto y bajas magnitudes de falla combinada con la capacidad de secuencia negativa continua del generador previene a otros relés de falla de proporcionar protección de secuencia negativa total.

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

Las unidades de tiempo del relé estático o digital puede ser ajustado para proteger generadores con valor de K de 10 ó menos. Un ajuste de alarma asociado con estos relés puede proporcionar detección para corriente de secuencia negativa abajo del 3% de la capacidad de la máquina. Con este tipo de relé, el pickup de disparo puede ser ajustado a la capacidad de secuencia negativa continua del generador operando a plena carga y proporcionando protección para desbalance total.

2.8 Protección contra Energización inadvertida

Existen varios relés usados en el esquema de protección que podrían detectar, o pueden ser ajustados para detectar, la energización inadvertida. Ellas son [1]:

- Protección de pérdida de campo.
- Relé de potencia inversa.
- Relé de secuencia negativa
- Falla de interruptor.
- Relés de respaldo del sistema.

La protección para la energización inadvertida necesita estar en servicio cuando el generador está fuera de servicio. Esto es lo opuesto de la protección normal. Frecuentemente, las empresas deshabilitan la protección del generador cuando la unidad está fuera de línea para prevenir el disparo de los interruptores del generador los cuales han sido regresados al servicio como interruptores de bus en subestaciones con interruptor y medio y barras en anillo. También es una práctica de operación común remover los fusibles de los transformadores de potencial (TP's) del generador como una práctica de seguridad cuando el generador es removido de servicio. Esto deshabilita a los relés dependientes de la tensión para proporcionar protección contra la energización inadvertida. Muchas empresas usan contactos auxiliares (52 a) de las cuchillas desconectoras de alta tensión del generador para deshabilitar automáticamente la protección del generador cuando la unidad está fuera de línea lo que puede evitar que estos relés operen como protección contra la energización inadvertida. En muchos casos, los ingenieros no reconocen esta falla de la protección.

Debido a las severas limitaciones de los relés convencionales de generadores para detectar la energización inadvertida, han sido desarrollados e instalados esquemas de protección dedicados. A diferencia de los esquemas convencionales de protección, los cuales protegen cuando el equipo está en servicio, estos esquemas proporcionan protección cuando el equipo está fuera de servicio.

Relés de sobrecorriente supervisado por frecuencia.

La figura 2.8 [1] describe un esquema de sobrecorriente supervisado por frecuencia diseñado específicamente para detectar la energización accidental. El esquema utiliza un relé de frecuencia para supervisar la salida de disparo de los relés de sobrecorriente instantáneos ajustados sensiblemente. Los relés de sobrecorriente son automáticamente armados por el relé de frecuencia si la unidad está fuera de línea y permanece armado mientras la unidad está apagada. Para asegurar la confiabilidad del disparo de alta rapidez, los relés de sobrecorriente deben ser ajustados a un 50% ó menos de la corriente mínima

vista durante la energización accidental. El relé de frecuencia (81) usado para identificar cuando el generador está fuera de línea debe tener un punto de ajuste bien abajo de cualquier frecuencia de operación de emergencia. Sus contactos de salida también deben permanecer cerrados cuando la tensión es cero. El relé de balance de tensión (60) previene operaciones incorrectas debido a la pérdida de potencia del relé de frecuencia bajo condiciones normales de operación.

Cuando el generador es sacado de línea, la frecuencia de la máquina caerá abajo del punto de ajuste del relé de frecuencia. El relé de frecuencia energizará el relé auxiliar 81x a través del contacto normalmente cerrado del relé de balance de tensión. Un contacto del relé auxiliar 81x se cerrará entonces para habilitar el circuito de disparo de los relés de sobrecorriente. El esquema de protección es así armado y permanece armado todo el tiempo que la unidad está fuera. Aún si la fuente de potencial de C.A. es desconectada mientras que el generador está fuera por mantenimiento, el contacto del relé de frecuencia debe permanecer cerrado, permitiendo así el disparo por sobrecorriente de alta rapidez.

Cuando el generador sea energizado accidentalmente, el relé de frecuencia abrirá sus contactos, pero el retardo de tiempo al dropout del relé auxiliar 81 x permitirá el disparo por sobrecorriente. Cuando el generador es acelerado para estar listo para conectarlo, la frecuencia de la máquina excede la frecuencia del punto de ajuste del relé. El relé de frecuencia opera y desenergiza el relé auxiliar 81x. Este, después de que transcurre su retardo de tiempo de dropout, desarma el circuito de disparo de los relés de sobrecorriente. El esquema de sobrecorriente supervisado por frecuencia no proporcionará protección para un arqueado del interruptor de generador de alta tensión justo antes de la sincronización cuando la máquina está en o cerca de su velocidad nominal con el campo aplicado. Protección adicional, como se describe en la siguiente sección, debe ser instalada para esta situación.

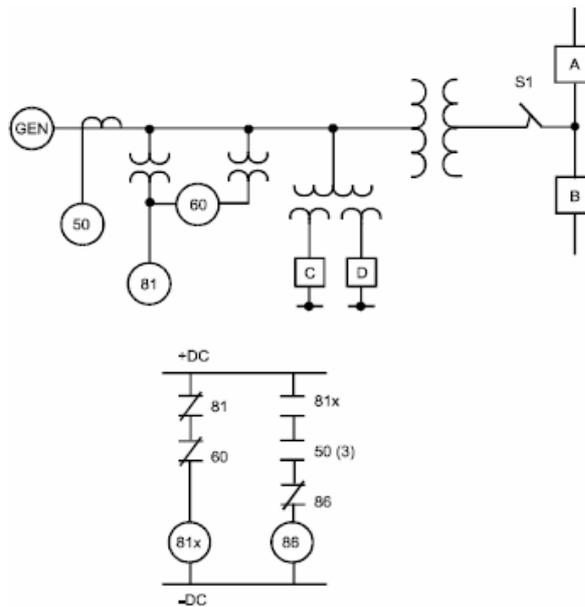


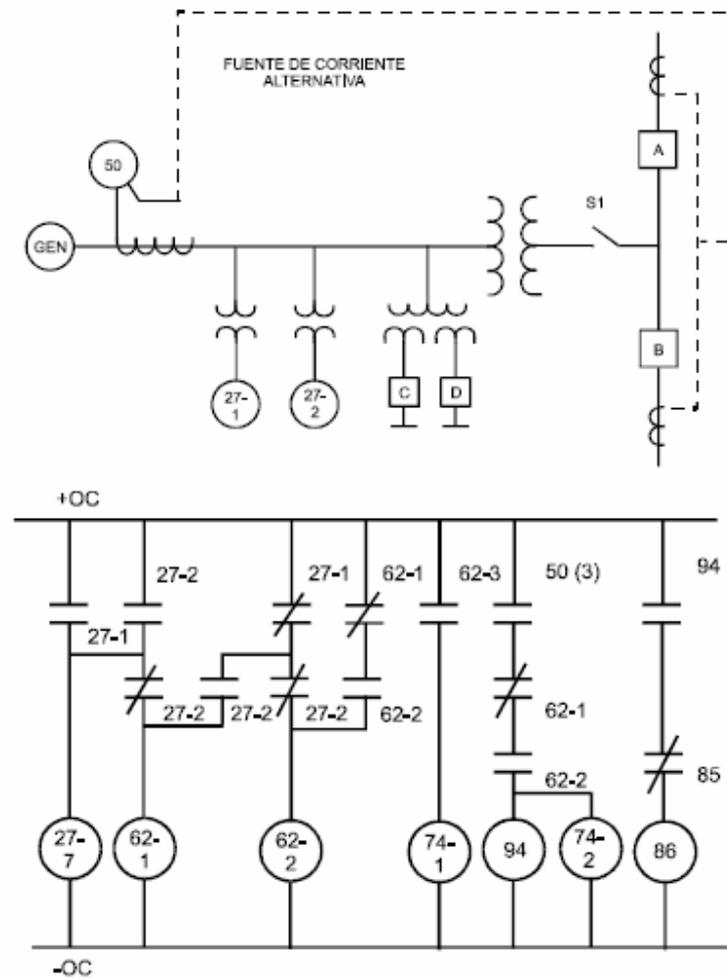
Figura 2.8. Lógica de sobrecorriente supervisada por frecuencia

Relés de sobrecorriente supervisados con tensión

La figura 2.8.1 [1] muestra un esquema de sobrecorriente supervisado con tensión el cual está diseñado para detectar la energización accidental. Este esquema utiliza relés de tensión (27-1 y 27-2) para supervisar el relé estático de sobrecorriente de fase instantáneo (50) de alta rapidez, para proporcionar protección contra la energización inadvertida. Los relés de sobrecorriente son armados automáticamente cuando la unidad está fuera de línea y permanecen armados mientras la unidad está fuera. Ellos son removidos automáticamente de servicio cuando la unidad está en línea. Las unidades de sobrecorriente se ajustan para responder a corrientes del 50% ó menos de la corriente mínima vista durante la energización accidental. Los relés de baja tensión (27-1 y 27-2) habilitan y deshabilitan a los detectores de corriente (50) vía los relés de retardo de tiempo (62-1 y 62-2). Dos relés 27 son alimentados de transformadores de tensión separados para prevenir la mala operación que puede resultar de la pérdida de una fuente de potencial. Un relé de retardo de tiempo (62-3) y un relé alarma detector de tensión (74-1) son usados para alarmar esta situación. Los relés de tensión 27-1 y 27-2 son generalmente ajustados en aproximadamente el

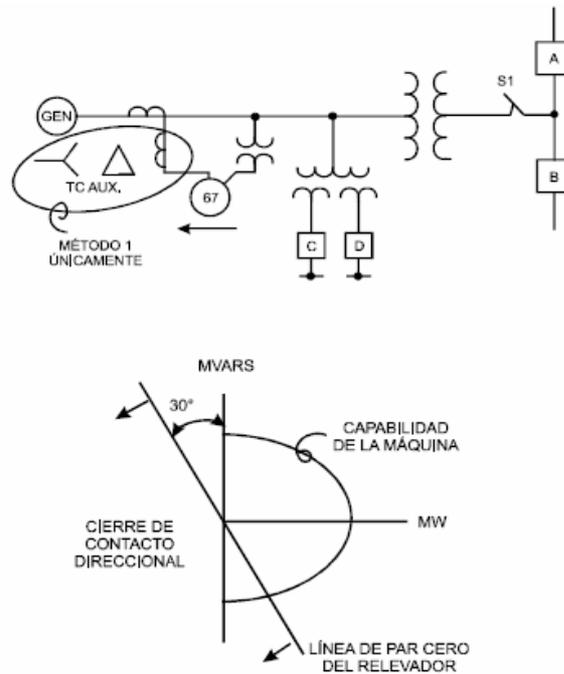
85% de la tensión nominal. El timer 62-1 deshabilita el disparo por relés de sobrecorriente (50) después de que la tensión regresa a la normalidad antes de la sincronización. El timer 62-2 habilita el disparo por sobrecorriente cuando la tensión cae abajo del 85% del normal cuando la máquina es removida de servicio. El timer 62-2 es ajustado con suficiente retardo (generalmente dos segundos) para prevenir que habilite a los relés de sobrecorriente para fallas en el sistema de potencia o en los auxiliares de la unidad las cuales podrían llevar la tensión en terminales de la máquina abajo del nivel de 85%. El esquema se repondrá cuando el campo del generador es aplicado para desarrollar su tensión nominal antes de la sincronización. Así, el arqueo del interruptor de alta tensión del generador justo antes de la sincronización no será detectado. Protección adicional, como se describe en la siguiente sección, debe ser instalada para esta situación.

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



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

Figura 2.8.1 Lógica de sobrecorriente supervisada por tensión

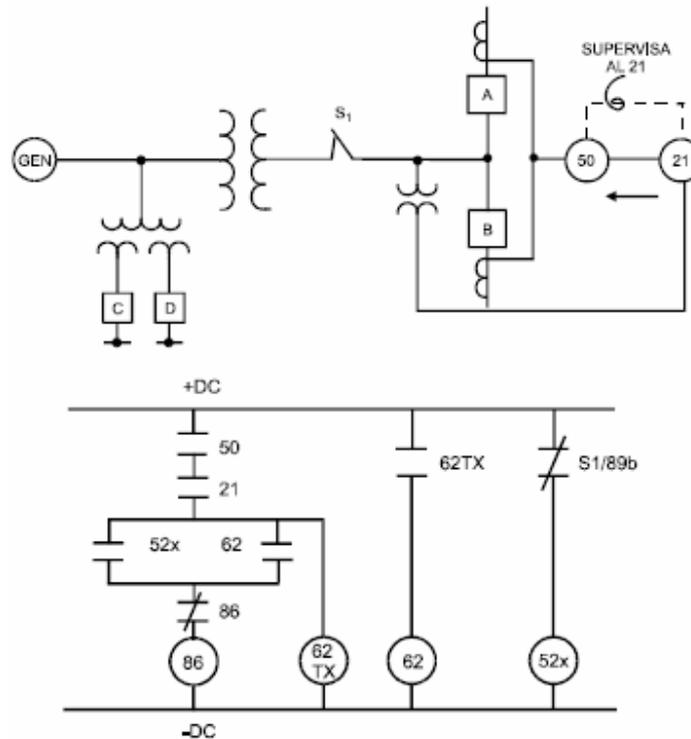
Relés de sobrecorriente direccional**Figura 2.8.2 Lógica de sobrecorriente direccional**

El esquema dibujado en la figura 2.8.2 [1] emplea tres relés de sobrecorriente de tiempo inverso direccionales. Las señales de tensión y corriente son obtenidas de las terminales del generador. Se usan dos diferentes métodos. El método 1 usa un relé que tiene máxima sensibilidad cuando la corriente aplicada al relé adelanta a la tensión por 30° . Para asegurar que la capacidad de carga subexcitada de la máquina no este dispareja apreciablemente, la conexión de 60° (IA – IB y VAC) es usada. Se requieren TCs conectados en delta o TCs auxiliares, o TPs conectados línea a tierra podrían ser aplicados. El ajuste usado podría involucrar un compromiso entre la sensibilidad deseada y un ajuste en el cual el relé no sea dañado térmicamente por la máxima corriente de carga continua. El método 2 usa un relé que tiene máxima sensibilidad cuando la corriente aplicada al relé adelanta a la tensión por 60° . Una conexión de 90° al relé (IA y VBC) permitirán que la operación subexcitada adecuada sea lograda. Algunos relés de este tipo tienen una sensibilidad fija de 0.5 Amperes y una capacidad continua de 5.0 Amps. Generalmente se ajustan para operar en 0.25 segundos a 2 veces la corriente nominal del generador. Los relés de

sobrecorriente direccional (67) debe disparar a los interruptores del generador e inicializar el timer de falla de interruptor. Este esquema depende de que el potencial esté presente para su adecuada operación. Por lo tanto, si el procedimiento de operación de la compañía requiere quitar los fusibles de los TPs del generador por seguridad cuando la unidad es sacada de servicio, este esquema no debe ser aplicado.

Relés de impedancia

Este es un esquema desarrollado el cual usa relés de impedancia localizados en el tablero de alta tensión los cuales son polarizados para “ver hacia” la máquina como se muestra en la figura 2.8.3 [1]. El relé de impedancia se ajusta para detectar la suma de la reactancia del transformador elevador y la reactancia de secuencia negativa de la máquina ($X_{1T} + X_{2g}$) con un margen apropiado. En algunos casos, el relé de impedancia es supervisado por un relé de sobrecorriente instantáneo para prevenir operación en falso por pérdida de potencial. Algunas empresas conectan al relé de impedancia para disparar a los interruptores de alta tensión del generador e iniciar el paro de la unidad sin pensar en que la unidad esté dentro o fuera de línea. El relé de impedancia generalmente opera para oscilaciones de potencia inestable y requiere un análisis de estabilidad muy completo para asegurarse de que el esquema no disparará con oscilaciones estables. Otras empresas eligen la habilidad del esquema para disparar con alta rapidez únicamente cuando la unidad está fuera de línea y agregan un retardo de tiempo por seguridad cuando la unidad está en línea. La figura 2.8.3 es una ilustración de tal esquema. Este proporciona una medida de protección aún si los contactos auxiliares de la cuchilla del generador fallan para habilitar el disparo de alta rapidez. El esquema disparará a la unidad si el campo es aplicado cuando ocurre la energización accidental previendo que la unidad está sustancialmente fuera de fase con el sistema en el momento de la energización. Se requiere protección adicional para la energización monofásica, puesto que un relé de impedancia tiene capacidad limitada para detectar esta condición.



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

Figura 2.8.3 Lógica del relé de impedancia

Relés de sobrecorriente habilitados con contacto auxiliar

El esquema mostrado en la figura 2.8.4[1] usa el contacto auxiliar del interruptor de campo del generador para habilitar y deshabilitar un relé de sobrecorriente para detectar la energización inadvertida cuando la unidad está fuera de línea. Este esquema consiste de tres detectores de corriente de falla, instantáneo, no direccional los cuales son armados para disparar si el interruptor de campo está abierto o fuera de su rack. Cualquiera de estas condiciones energizará un timer (62) con retardo de tiempo en el pickup y dropout que habilita el esquema. Los relés de sobrecorriente son ajustados en 50% ó menos de la corriente mínima vista durante la energización accidental. Para evitar su operación en falso

compound requieren sincronización entre unidades a muy bajas RPM. Para asegurar la protección durante el período de la pre-sincronización, es necesario usar el contacto 41b del interruptor de campo principal no el del interruptor de campo de arranque. Además, la excitación debe ser transferida del excitador de arranque al principal antes de la sincronización para evitar un disparo en falso en la sincronización.

2.9 Protección contra Frecuencia anormal

Como el generador está sincronizado al sistema de energía, este responde a perturbaciones que pueden ocurrir en el sistema, entre ellas encontramos las altas y bajas frecuencias. Existe una escala internacionalmente conocida donde se tiene en cuenta que a frecuencias más bajas el tiempo permisible será menor (Tabla 1.9) [7].

Los problemas de baja y alta frecuencia son detectados con relés de frecuencia (81) como se muestra en la Figura 2.9.1.

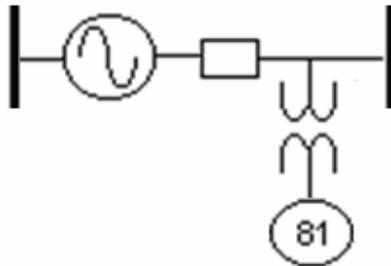


Figura 2.9.1. Conexión monolineal de los relés de frecuencias.

Sin embargo 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 [1]:

- 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.

Existen dos consideraciones principales asociadas con la operación de una planta generadora a frecuencia anormal. Estas son [1]:

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

Turbina de vapor

Los criterios de diseño siguientes se sugieren como guías en el desarrollo de un esquema de protección por baja frecuencia:

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

7. Proporcionar alarmas separadas para alertar al operador de una frecuencia en el sistema menor que la normal y de que hay un disparo pendiente de la unidad.

Turbina de combustión

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

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

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

Generación de ciclo combinado

En una instalación de generación de ciclo combinado, la cual es una combinación de una unidad de turbina de combustión y una unidad de turbina de vapor, las limitaciones de baja frecuencia son las descritas en la sección asociada con cada tipo de unidad. Se recomienda para la protección de una instalación de ciclo combinado proporcionar esquemas separados de protección por baja frecuencia para cada unidad de la planta de ciclo combinado. El método usado deberá seguir las recomendaciones indicadas en la sección de cada unidad.

Turbinas Hidráulicas

Las turbinas hidráulicas pueden usualmente tolerar 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 máxima o mínima que pueden ser toleradas en la válvula de bloqueo de agua.

2.10 Protección contra Pérdida de Sincronismo

Dependiendo de cómo son ajustados y el método aplicado los relés de distancia mho convencionales usadas para la protección contra pérdida de campo, pueden proporcionar algún grado de protección de pérdida de sincronismo para oscilaciones que pasan a través del generador.

La figura 2.10 [1] ilustra un esquema de protección de pérdida de campo de dos relés. Estos relés son aplicados a las terminales del generador y son ajustados para ver hacia dentro de la máquina. La característica mho pequeña no tiene retardo intencional, y así podría detectar una oscilación de pérdida de sincronismo que se mantenga el tiempo suficiente dentro de su círculo. La característica mho mayor debe tener un retardo de tiempo para evitar operaciones incorrectas con oscilaciones estables que podrían momentáneamente entrar al círculo; de aquí que, no es probable que pueda detectar una condición de pérdida de sincronismo, puesto que la oscilación no permanecerá dentro del círculo del relé lo suficiente para que el tiempo sea completado. Esta característica de diámetro mayor, usualmente ajustada a la reactancia sincrónica de la unidad y con un desplazamiento hacia delante igual a la mitad de la reactancia transitoria de la unidad, es usada frecuentemente para generadores pequeños y menos importantes.

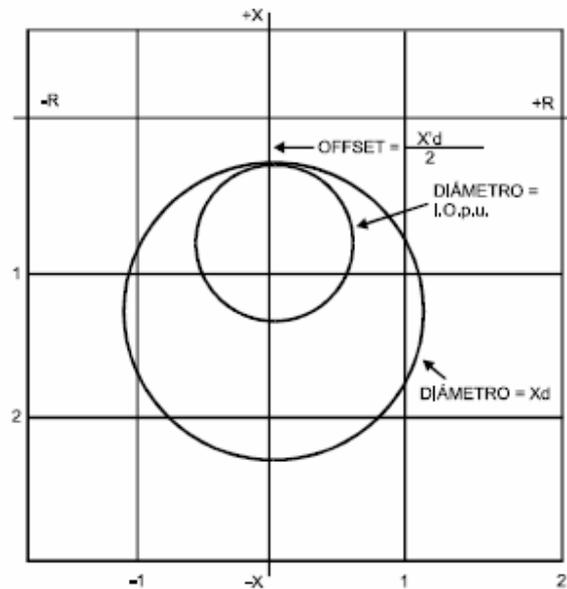


Figura 2.10 Característica típica del relé de pérdida de campo

Esquema de relé Mho simple

Un relé de distancia mho trifásico o monofásico puede ser aplicado en las terminales de alta tensión del transformador elevador, para ver hacia dentro del generador y de su transformador elevador. La figura 2.10.1[1] ilustra esta aplicación, en la cual este relé puede detectar las oscilaciones de pérdida de sincronismo que pasen a través del transformador elevador y que traslapan las características de los dos relés mho de pérdida de campo. Las ventajas de este esquema son su simplicidad, su capacidad para proporcionar protección de respaldo para fallas en el transformador elevador y en una parte del generador, su capacidad para detectar energización trifásica inadvertida de la unidad si se ajusta adecuadamente, y el hecho de que el disparo puede ocurrir un buen tiempo antes de que el punto de 180° (punto de máxima corriente y esfuerzo) sea alcanzado. Las desventajas son que, sin supervisión, un círculo característico grande está expuesto a disparos ante oscilaciones estables, y un círculo característico pequeño permitiría el disparo de los interruptores del generador a ángulos grandes, cercanos a 180° , sometiendo así a los interruptores a una tensión de recuperación máximo durante la interrupción.

Un esquema de 1 relé de pérdida de sincronismo podría también ser aplicado en las terminales del generador con un desplazamiento inverso hacia el transformador elevador. Sin embargo, para prevenir las operaciones incorrectas para fallas u oscilaciones que aparezcan más allá de las terminales de alta tensión del transformador, el alcance debe quedarse corto de las terminales de alta tensión, o bien el disparo debe ser retardado.

La figura 2.10.1 ilustra un ejemplo de un esquema de relé mho simple aplicado en las terminales de alta tensión de un transformador elevador de generador. El ángulo de oscilación δ es aproximadamente 112° en el punto donde la impedancia de oscilación entra en el círculo característico mho. La recuperación en este ángulo podría ser posible, pero en la medida en que el círculo mho es ajustado más pequeño para evitar disparos ante oscilaciones estables, ocurrirá un ángulo de disparo menos favorable.

Es una práctica usual supervisar el relé mho con un detector de falla de sobrecorriente de alta rapidez en serie con la trayectoria de disparo del relé mho. Esto minimiza la posibilidad de tener un disparo en falso del interruptor de unidad por una condición de pérdida de potencial.

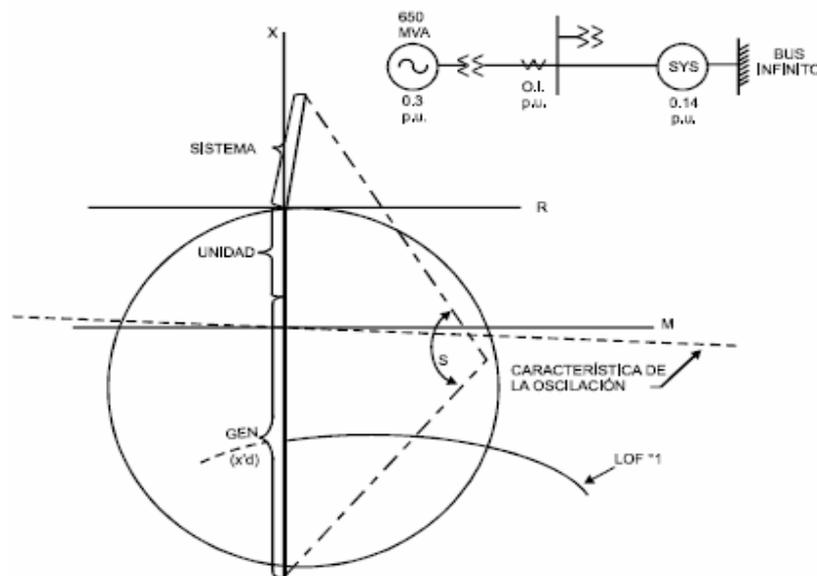


Figura 2.10.1 Aplicación de un esquema circular mho.

Esquema de una sola visera (blinder)

Un esquema de una sola visera puede ser aplicado a las terminales de alta tensión del transformador elevador, viendo hacia dentro del generador, o aplicado a las terminales del generador, viendo hacia el sistema. En ambos casos, es comúnmente usado un ajuste de desplazamiento inverso. La figura 2.10.2 [1] muestra un esquema de una visera aplicado en el lado de alta tensión del transformador elevador del generador. Los elementos sensores consisten de dos elementos de impedancia llamados viseras, que tienen polaridad opuesta y un relé supervisor. El relé supervisor mho restringe el área de operación a las oscilaciones que pasan a través de, o cercanas al generador y su transformador elevador. Las fallas que ocurran entre las viseras A y B causarían que ambas características operen simultáneamente; así, ningún disparo será iniciado. Para la operación del esquema de visera, debe existir un diferencial de tiempo entre la operación de las dos viseras, de tal forma que la oscilación se origine fuera del relé mho y avance de una visera a la otra en un periodo de unos cuantos ciclos.

Para el ejemplo de la figura 2.10.2, una impedancia de oscilación por pérdida de sincronismo que llegue a H operará al elemento mho y causará la operación de la visera A. Como la oscilación progresa, atravesará la visera B en F y el elemento B operará. Finalmente, la impedancia de oscilación atravesará al elemento A en G, por lo que el elemento A se repondrá. El circuito de disparo del interruptor es completado cuando la impedancia está en G o después de la reposición de la unidad supervisora, dependiendo del esquema específico usado. El ajuste del alcance de la unidad de visera controla la impedancia NF y NG; de aquí, el ángulo DFC puede ser controlado para permitir que el interruptor abra en un ángulo más favorable para la interrupción del arco.

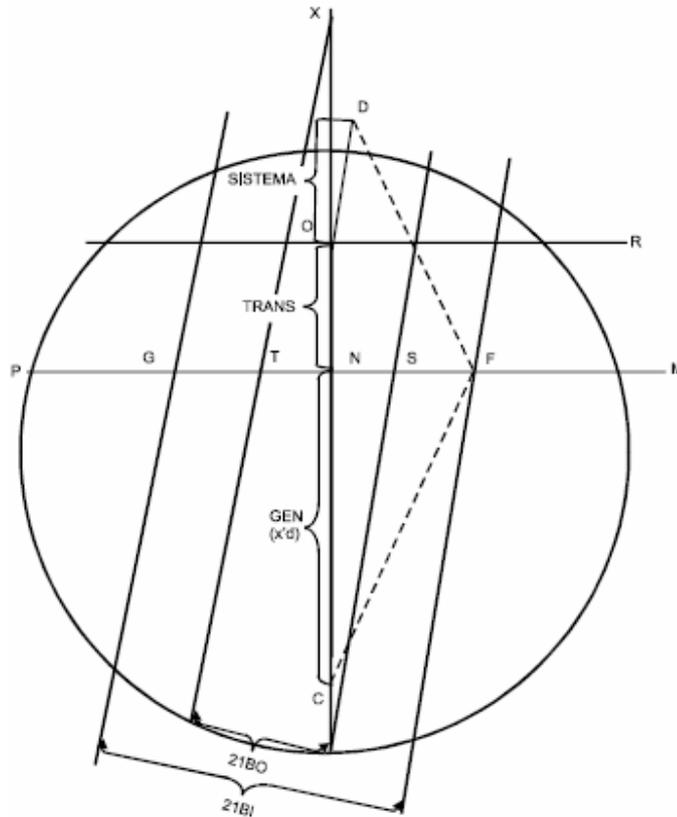


Figura 2.10.5 Esquema de doble visera.

Esquema de círculo concéntrico

El esquema de círculo concéntrico usa dos relés mho. Este esquema opera esencialmente igual que el esquema de doble lente.

Cuando se emplea el esquema de círculo concéntrico, el círculo interior debe ser ajustado de manera que responda únicamente a oscilaciones no recuperables.

Aplicación de un relé mho para la protección de pérdida de sincronismo de varias unidades

Por economía, un esquema de protección de pérdida de sincronismo es usado para proteger más de una unidad generadora cuando comparten un transformador elevador y/o una línea de transmisión comunes. Para propósitos de discusión, considérese que tres unidades idénticas comparten un transformador elevador común. Si las tres unidades están generando con igual excitación, la trayectoria de la oscilación pasará más cerca de las terminales de los generadores que la que se tendría con únicamente un generador en línea.

Esto es debido a las impedancias combinadas de los generadores en línea, que son aproximadamente $1/3$ de la impedancia de un generador en línea. Sin embargo, para proteger el caso en que sólo un generador está en línea, el relé mho deberá tener un mayor ajuste del diámetro. Por ello, un esquema de un solo relé mho puede estar expuesto a disparar con una oscilación estable. Este tipo de aplicación puede ser efectuada seguramente con uno de los esquemas de viseras previamente descritos.

2.11 Protección contra Motorización

Contra este defecto se suele emplear un relé direccional de potencia activa (32) mostrado en la figura 2.11, el cual es típicamente usado en generadores pequeños. Este relé operará cuando la energía fluya hacia dentro del generador intentando hacerlo trabajar como motor. Esta situación causará serio sobrecalentamiento y daño a las aspas de baja presión de la turbina.

La operación de esta protección debe ser retardada con el objetivo de establecer coordinación con las protecciones primarias de la turbina o la caldera, a las que sirve de respaldo si la falla es originada por un defecto en una de ellas.

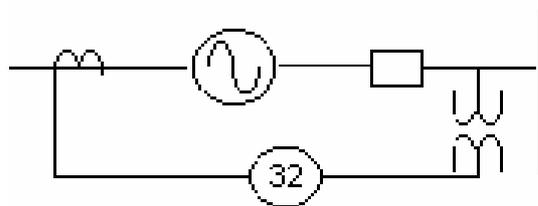


Figura 2.11. Conexión monolineal del relé direccional de potencia activa.

Debido a que en las turbinas de vapor las pérdidas mecánicas son muy bajas en el orden del 1% de su potencia nominal, la potencia necesaria para motorizarse es también baja, por encima del 1% de su potencia nominal. Por tal razón esta protección requiere de ajustes lo suficientemente sensibles para evitar este fenómeno [10].

Estos relés suelen bloquearse en el momento de la sincronización para evitar falsas operaciones durante el proceso transitorio que se origina.

2.12 Protección contra Pérdida de señal de transformadores de Potencial

El método más común para proporcionar protección por pérdida de la señal de TP's es un relé de balance de tensiones, el cual compara la tensión secundaria trifásica de los 2 grupos de TP's. El esquema se muestra en la figura 2.12 [1].

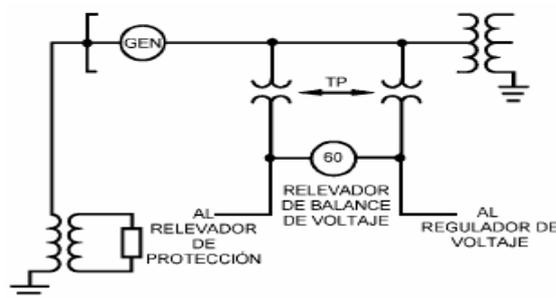


Figura 2.12. Aplicación del relé de balance de tensión

Cuando un fusible se funde en el circuito de los TP's, la relación de tensiones se desbalancea y el relé opera. Además de iniciar las acciones de bloqueo y transferencia previamente descritas, también se activa una alarma. Históricamente, este relé ha sido ajustado alrededor del 15% de desbalance entre tensiones. Un punto importante cuando se analizan los ajustes de este relé es que la corrosión o mal contacto en los elementos removibles de los TP's pueden provocar una caída de tensión en el circuito lo suficientemente significativa para causar un desbocamiento del regulador (sobreexcitación), pero demasiado pequeña para ser detectada por los relés. Esto se debe a la sensibilidad de los circuitos del regulador automático de tensión.

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

corrientes de secuencia positiva y negativa. Este tipo de detección puede ser usado cuando únicamente se tiene un grupo de TP's aplicados al sistema del generador.

Este método es implementado fácilmente en sistemas de protección de generador basados en microprocesadores digitales [1].

2.13 Protección de Respaldo

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

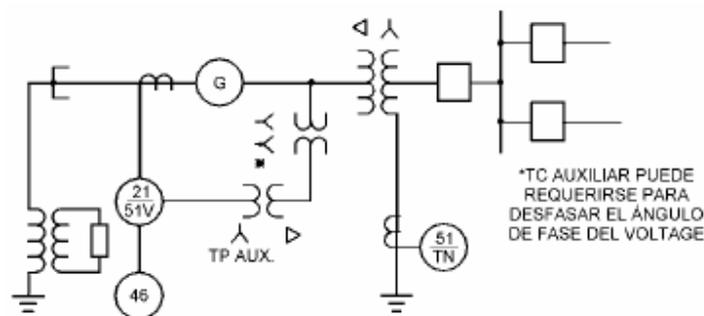


Figura 2.13A. Aplicación de relés de respaldo de sistema-arreglo unitario generador-transformador

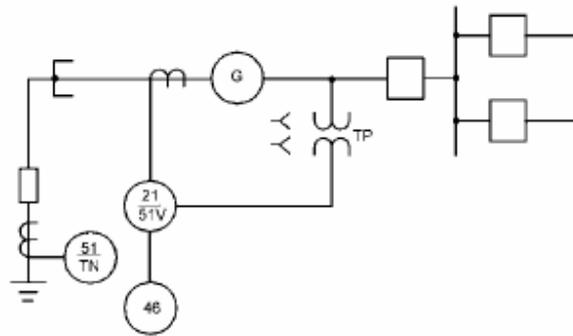


Figura 2.13B. Aplicación de relés de respaldo de sistema-generador conectado directamente al sistema

La figura 2.13 [1] muestra los tipos básicos de protección de respaldo usados en generadores sincrónicos 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 relés 21, 51 ó 51V. La protección de falla a tierra es dada por el relé 51N conectado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. El relé de secuencia negativa 46 proporciona protección para fallas a tierra y de desbalance de fases, pero no para fallas trifásicas balanceadas.

Protección de falla entre fases.

Como se muestra en la figura 2.13, los transformadores de corriente para protección de fallas entre fases están normalmente del lado neutro del generador para proporcionar protección adicional de respaldo para el generador. Los transformadores de potencial son conectados de lado bus del generador. La protección de respaldo es con retardo de tiempo para asegurar la coordinación con los relés primarios del sistema. La protección de respaldo de fase se proporciona normalmente por dos tipos de relés: sobrecorriente y distancia. La protección de respaldo de sobrecorriente es usada cuando las líneas son protegidas con relés de sobrecorriente, y la protección de distancia se utiliza cuando las líneas son protegidas con relés de distancia de fase. Los relés de respaldo de sobrecorriente son difíciles de coordinar con relés de distancia de

línea, debido a los cambios en el tiempo de disparo para relés de sobrecorriente para diferentes condiciones del sistema.

Los relés de respaldo de fase (51V y 21) deben ser supervisados por un relé de balance de tensión para prevenir disparo en falso por pérdida de potencial o circuito abierto de la bobina de potencial. Cuando estos relés se aplican como disparo primario para unidades pequeñas, ellos deben diseñarse para disparar sobre la pérdida de potencial. Esto se hace normalmente usando un relé de balance de tensión para comparar la salida de dos grupos de transformadores de potencial conectados a las terminales del generador.

La protección de respaldo para fallas de fase también proporciona protección de respaldo para el generador y el transformador elevador antes de que el generador sea sincronizado al sistema.

Una nota general, las corrientes de falla del generador pueden decaer rápidamente durante condiciones de baja tensión creadas por una falla cercana. En estas aplicaciones, la curva de decremento de la corriente de falla para el generador/excitador debe ser revisada cuidadosamente para las constantes de tiempo y corrientes.

Respaldo de sobrecorriente de fase

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

El ajuste de pickup de este tipo de relé deber ser normalmente de 1.5 a 2.0 veces la corriente nominal máxima del generador para prevenir disparos falsos. Los requerimientos de coordinación usualmente causan que el retardo de tiempo exceda de 0.5 segundos. Puesto que la corriente de falla del generador decae a

cerca de la corriente nominal de plena carga de acuerdo a la reactancia sincrónica y la constante de tiempo del generador, el ajuste de pickup será muy alto para operar. Únicamente en un número pequeño de aplicaciones los requerimientos de coordinación del sistema y las constantes de tiempo del generador permitirán un ajuste confiable para este tipo de respaldo de sobrecorriente.

El grupo más usado de relés de respaldo de sobrecorriente de fase son los relés de sobrecorriente controlados o restringidos por tensión (51V). Estos relés permiten ajustes menores de la corriente de carga del generador para proporcionar mayor sensibilidad para fallas en el sistema. El relé de sobrecorriente controlado con tensión deshabilita el disparo por sobrecorriente hasta que la tensión cae por debajo del nivel ajustado. Si las tensiones de falla en el generador para fallas remotas están bien por debajo de los niveles de tensión de operación normal del generador, la función de sobrecorriente puede ser restringida seguramente por la unidad de tensión del relé de sobrecorriente con control de tensión. El relé de sobrecorriente con restricción de tensión cambia el pickup de la unidad de sobrecorriente en proporción a la tensión, lo cual desensibiliza el relé para corrientes de carga mientras que incrementa la sensibilidad para fallas las cuales abaten la tensión y permite el pickup del relé.

Estos dos relés dependen de una caída de tensión durante la condición de falla para funcionar adecuadamente. Para generadores conectados a un sistema débil, las caídas de tensión para fallas en el sistema podrían no ser lo suficientemente diferentes de la tensión normal para proporcionar un margen de seguridad. Si esto es cierto, entonces la habilidad de supervisión por tensión de la protección de sobrecorriente no proporcionará la seguridad necesaria y la protección de respaldo debe ser ajustada muy alta para ser efectiva.

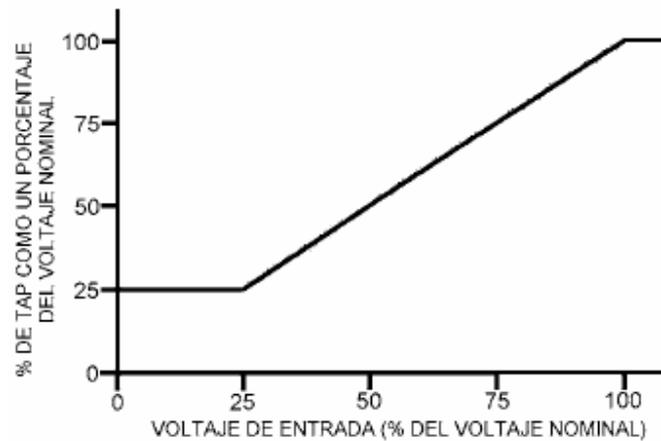


Figura 2.13.1 Características del relé de sobrecorriente con restricción de tensión

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

La característica típica de un relé de sobrecorriente restringido por tensión se muestra en la figura 2.13.1 El pickup de sobrecorriente restringido por tensión debe ser ajustado a 150% de la corriente nominal del generador con restricción de la tensión nominal. Esto típicamente dará un pickup de 25% de la corriente nominal del generador con restricción de tensión 0%. Esto dará un pickup proporcional para tensiones entre 0% y 100% de la restricción nominal. notese estos ajustes normalmente no permiten al relé de respaldo proteger para fallas

en el bus auxiliar debido a la gran impedancia del transformador de servicio de la estación.

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

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

Respaldo de distancia de fase

El segundo tipo de protección de respaldo de fase es el relé de distancia. De acuerdo a las más recientes investigaciones en las empresas, el relé de distancia es la protección de respaldo de fase más usada. Típicamente se aplica un relé monozónico de distancia con una característica Mho. Si el generador es conectado a través de un transformador elevador delta-estrella a tierra, ciertos relés requieren transformadores auxiliares los cuales desfazarán el ángulo de fase del potencial del relé para igualar con las tensiones del sistema para detectar correctamente las fallas en el sistema. Vea la figura 2.13.

La aplicación de relés de distancia requiere un ajuste de alcance lo suficientemente grande para cubrir una falla por falla de los relés de línea que salen de la subestación. Este ajuste es complicado por los efectos de infeed y

diferentes longitudes de línea (figura 2.13.2) cuando múltiples líneas conectan el generador al sistema. Los efectos de infeed requieren que el ajuste sea mucho mayor que la impedancia de línea. La coordinación con los dispositivos de protección de línea es usualmente requerida forzando un tiempo el cual es mayor que un tiempo de libramiento de zona dos para la falla en línea. Además de esto, el ajuste debe permanecer conservativamente arriba de la capacidad de la máquina para prevenir disparos inadvertidos con oscilaciones del generador y disturbios severos de tensión. Este criterio normalmente requiere compromisos en la protección deseada para mantener la seguridad del generador.

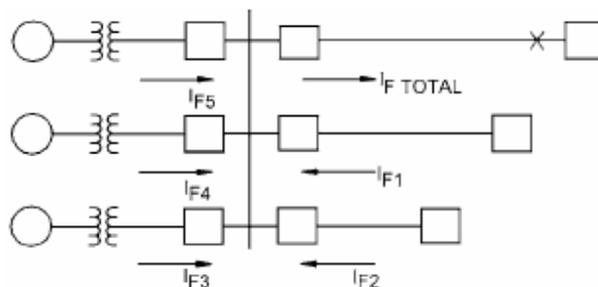


Figura 2.13.2 Configuración de un sistema complejo con infeeds múltiples

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

1. Si las líneas que salen de la subestación son relativamente cortas, la impedancia del transformador elevador podría causar que la zona corta vaya más allá de la protección de línea. Ajuste el relé con margen para permitir que los errores de impedancia puedan agregar más impedancia al ajuste que la línea corta.
2. Un problema de los esquemas de protección con relés antiguos sin protección para tensión cero de falla con fallas cercanas causa que la

unidad de disparo del relé no opere. Si no existe la protección para tensión cero de falla sobre el bus del sistema de potencia, se requiere el disparo de alta rapidez del generador para prevenir recierre fuera de fase de los relés de transmisión del extremo remoto. Los beneficios de tiempos de disparo cortos para fallas dentro de la zona entre los interruptores del generador y el relé de distancia de respaldo son minimizados por el decrecimiento lento del campo y las características del generador.

3. El ajuste de alcance largo debe ser chequeado para la coordinación con los relés del bus auxiliar. El ajuste de alcance largo debe permitir la respuesta del regulador para sobrecargas en el sistema de tiempo corto y permitir la recuperación de oscilaciones del generador. Debido a estas condiciones, los relés de distancia deben ajustarse para permitir más del 200% de la capacidad del generador.

Protección de respaldo de tierra

La figura 2.13 muestra la ubicación de los relés de protección de respaldo de tierra. Para el generador conectado en unidad el relé es localizado en el neutro del lado de alta tensión del transformador elevador. En el generador conectado directamente, el relé de respaldo es conectado a un transformador de corriente en el neutro del generador. En algunas aplicaciones, es ventajoso tener un relé de respaldo de tierra fuera de línea y en línea. Antes de la sincronización, el relé de tierra de ajuste bajo en el generador conectado en unidad puede proteger las boquillas de alta tensión del transformador y los conductores a los interruptores del generador con un disparo de alta rapidez. Con el interruptor del generador abierto, no hay necesidad de coordinar con los relés del sistema. El generador conectado directo puede tener protección de tierra de alta rapidez para la zona fuera del interruptor del generador en operación fuera de línea. El relé usado para la protección de respaldo de tierra es un relé de sobrecorriente de tiempo con una característica de tiempo inverso o muy inverso.

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

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

Respaldo del sistema con el relé de secuencia negativa del generador

Este relé ha sido cubierto con detalle en otra sección de este documento, por lo que solo enfatizaremos las características del relé aplicadas como protección de respaldo del sistema. El relé de secuencia negativa debe ser ajustado para proteger al generador basado en la capacidad de corriente nominal de ANSI C50.13.. Un ajuste bajo le permitirá al relé de secuencia negativa proteger al generador para condiciones de conductor abierto la cual no podrá ser detectada por cualquier otro relé de protección.

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

libramiento de falla largos. Como se apuntó anteriormente, el relé de secuencia negativa no protege para fallas trifásicas balanceadas.

Conclusión

Depuse de haber analizado la temática con profundidad puede concluirse que, aunque en muchas ocasiones los relés V/Hz , protección contra pérdida de señal del transformador de potencial, protección contra la pérdida de sincronismo, protección de respaldo y protección contra la energización inadvertida son omitidas en el esquema de protección, pero son importantes por las siguientes razones:

- Los relés de V/Hz son aplicados en plantas generadoras para alarma el operador y disparar la unidad generadora. Aunque superficialmente pueden parecer protecciones muy similares, en realidad no lo son. Es necesario un profundo entendimiento de las causas de los eventos de sobreexcitación para la aplicación y ajuste adecuados de esta protección. Los factores a considerar incluyen cuestiones tales como capacidades de los generadores, capacidades de los transformadores, respuesta del sistema de excitación, respuesta del gobernador, tipo del impulsor, y si la unidad está en línea o fuera de línea para la acción adecuada de disparo. El daño a los aparatos por sobreexcitación y sobretensión puede ser severo, por lo que esta protección debe ser instalada y aplicada propiamente.
- Se requiere alguna forma de detección de pérdida de potencial de los TP's del generador. Es importante para la seguridad de la protección del generador que los relés dependientes de la señal de tensión sean bloqueados durante esta condición, al igual que la transferencia del control del regulador que dependa de esta señal.
- La protección contra la pérdida de sincronismo debe ser proporcionada a cualquier generador si el centro eléctrico de la oscilación pasa a través de la región desde las terminales de alta tensión del transformador elevador hacia dentro del generador. Esta condición tiende a ocurrir en un sistema

relativamente justo o si una condición de baja excitación existe en el generador

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

- Se necesita aplicar protección separada a generadores para proteger al generador contra calentamiento destructivo de corrientes de desbalance de secuencia negativa. Los relés de secuencia negativa electromecánicos proporcionan únicamente protección limitada. Estos relés carecen de sensibilidad para detectar corrientes de secuencias negativas dañinas resultantes de desbalance por circuito abierto, así como para fallas de bajo nivel. Para dar protección completa abajo de la capacidad continua del generador, deben usarse relés de secuencia negativa estáticos o digitales.
- La aplicación de la protección de respaldo de generador involucra tener mucho cuidado en las consideraciones entre sensibilidad y seguridad. El riesgo de aplicar protección de respaldo puede ser minimizado teniendo mucho cuidado en observar los puntos discutidos en esta sección del trabajo. Estos riesgos tienen mucho peso por las consecuencias de no tener protección de respaldo adecuada.
- La energización inadvertida de generadores sincrónicos ha llegado a ser un problema significativo en la industria en los últimos años en función de que las centrales generadoras se han vuelto más complejas. Los esquemas ampliamente usados de interruptor y medio y bus en anillo han sido de una ayuda significativa para dar flexibilidad de operación a las centrales generadoras, de alta tensión. Estas configuraciones también han incrementado la complejidad y el riesgo de que el generador sea energizado inadvertidamente mientras que está fuera de línea. Debido a que el daño a la máquina puede ocurrir en pocos segundos, esta debe ser detectada y aislada por la acción de relés.

CAPITULO III

Análisis del Mercado

- ✓ [Introducción](#)
- ✓ [Beneficios de una Esquema de protección con un sistema de protección digital.](#)
- ✓ [Breve descripción de las variantes de relés multifunción a analizar](#)
 - ✓ [Multilin SR-489](#)
 - ✓ [Sepam 2000](#)
 - ✓ [Siemens 7UM512 y 7UM516](#)
- ✓ [Conclusiones](#)

3.1 Introducción

La actualización de los sistemas de las plantas generadoras y su equipamiento es un tema de gran importancia en la industria de generación de la energía eléctrica. Debido a los altos costos de operación, la competitividad, la extensión de la vida útil y el deseo de obtener mayor productividad, se están implementando programas de valoración para mejorar las condiciones de generación. Uno de los aspectos de este mejoramiento es la actualización de los esquemas de protección para los generadores con sistemas digitales. Tradicionalmente los esquemas de protección consistían en un conjunto de relés de componentes discretos, estos estaban compuestos por relés electromecánicos y los relés estáticos.

La actualización de los esquemas existentes por un sistema de protección digital ofrece varias ventajas a la empresa generadora. Esto incluye una protección mas completa de la máquina, un auto diagnostico, una optimización en el mantenimiento y una mayor productividad, extensión de vida útil con implementaciones mínimas, Base de datos (Secuencia de eventos) y la capacidad de comunicación local y remota [18].

Con estas capacidades adicionales la reducción del tiempo de los apagones justifica el costo de la actualización. En las instalaciones con equipamiento obsoleto los relés electromecánicos han estado en servicio por mucho tiempo, y están llegando al fin de su

vida útil debido al deterioro de su aislamiento. Por esta razón se justifica la sustitución de estos relés por relés electromecánicas nuevas o relés analógicos, pero sería más económico la implementación de un sistema digital.

3.2 Beneficios de una Esquema de protección con un sistema de protección digital.

Las siguientes áreas van a ser examinadas para ilustrar los beneficios de la sustitución del esquema existente con un sistema de protección digital:

A. Una protección más completa:

Cada vez más las demanda imponía sobre las unidades generadoras viejas está aumentando. Muchos de estas unidades no son protegidas según las prácticas actuales. Cuando estas unidades fueron puestas en servicio muchos años atrás, la tecnología de este tiempo no ofrecía la protección que esta disponible hoy en día.

Las siguientes funciones protectivas son incluidas en un esquema de protección digital típico:

1. Diferencial del estator(87G)
2. Desbalance de corriente(46)
3. Perdida de campo(40)
4. Direccional de potencia(32)
5. Sobrecorriente con retención por voltaje
6. Falla a tierra en 100% del devanado del estator(64G, 27TN)
7. Sobreexcitación(24)
8. Sobrevoltaje(59)
9. Frecuencia anormal(81)
10. Perdida de señal del transformador de potencial
11. Energización inadvertida

Muchas de las unidades existentes no contienen todas estas protecciones instaladas y en muchas instancias las protecciones originales no son sensibles o estables. Protecciones como la protección contra falla a tierra en 100% del devanado del estator, sobreexcitación, y energización inadvertida, serian buenas adicciones para complementar un esquema de protección existente. Un mejoramiento en el esquema

de protección ayuda en la preservación e incrementa de la vida útil de las viejas unidades, por la minimización del tiempo de limpieza y la duración de exposición a condiciones operativas anormales.

B. Auto-Diagnostico y prueba para la optimización de mantenimiento:

La siguiente característica soporta el concepto de la extensión de la vida útil de la unidad y la optimización del mantenimiento. La habilidad del sistema para monitorear continuamente su estado propio, permite que el usuario tenga más flexibilidad, y minimiza los apagones por mantenimiento y tiempo de prueba. El usuario es alertado inmediatamente de cualquiera problema y los diagnósticos identifican la naturaleza específica del problema para evita costosos retrasos en la solución del problema.

C. Secuencia de eventos, Oscilógrafo, Valores presentes, y comunicación:

La función de secuencia de eventos permite que el relé guarde, aproximadamente 100 eventos en su memoria. Los eventos guardados en la lista contienen información sobre la condición del sistema en distintos momentos, acciones del operadora, y alarmas de prueba propia al relé.

Un informe de fallas incluye la identificación de la unidad, fecha y tiempo, tiempo de operación de relé, valores antes del fallo (pre-fault values) Corriente y voltaje de fallo, tipo de fallo etc.

Un oscilógrafo guarde en memoria la forma de onda de la corriente y voltaje de cada fase, antes, durante y depuse una falla. Las formas de onda durante un fallo son automáticamente guardados pero las antes y después pueden ser ajustados para ser guardados cada cierto tiempo.

D. Ahorros de dinero basados en la mejorar de productividad y disminución de apagones:

E. Consideraciones adicionales:

- I. Típicamente se necesita menos de 25% del espacio de los panales existentes.
- II. Una unidad comparada con muchas componentes de un solo función hace que, la instalación de de un sistema digital sea relativamente fácil.
- III. Las salidas de control programables proporcionan una “interfase transparente” a los circuitos de control existentes.

- IV. Tienen incorporada las habilidades de hacer pruebas de inyección de corriente y voltaje.
- V. Salidas que pueden ser configuradas a contactos, además proporciona la facilidad de probar y hacer cambios a las ajustes de las protecciones.
- VI. Un fallo crítico en un sistema digital puede afectar la calidad de protección más que en un sistema electromecánico. Por esta razón la protección de respaldo debe ser incluida. Se logra cumplir esto con la instalación de relés de componentes selectivas.

3.2 Breve descripción de las variantes de relés multifunción a analizar

3.2.1 Multilin SR-489.

El relé multifunción de generador SR-489 proporciona funciones de protección, monitorización. Puede ser protección o de respaldo en generadores sincrónicos o inducción de 25, 50 o 60 Hz. Puede ser como protección principal, o de respaldo en o en cogeneraciones.



medida y principal de uso centrales

Las protecciones incorporadas por el SR-489 para la completa protección del generador se muestran a continuación.

PROTECCIÓN	ANSI
Sobrevelocidad	12
Distancia	21
Voltios/Hz	24
Mínima tensión	27
Energización accidental del generador	50/27

Potencia inversa/Mínima potencia directa	32
Sobret temperatura de los rodamientos (RTD)	38
Vibración de los rodamientos (entradas analógicas)	39
Pérdida de excitación (impedancia)	40
Pérdida de campo (potencia reactiva)	40Q
Sobreintensidad de secuencia negativa (I^2_2t)	46
Inversión de fases de tensión	47
Térmica del estator (RTD modelo térmico)	49
Sobrecorriente de fases	50
Fallo del interruptor	50BF
Sobrecorriente generada off-line	50
Sobrecorriente de tierra	50/51GN
Sobrecorriente con retención por voltaje	51V
Máxima tensión	59
100% tierra estator	59GN/27TN
Fallo de fusible	60FL
Direccional de tierra	67
Sobrex citación (entrada analógica)	76
Máxima/mínima frecuencia	81
Bloqueo eléctrico	86
Diferencial	87G
Lógica de disparo secuencial	

Supervisión de la bobina de disparo

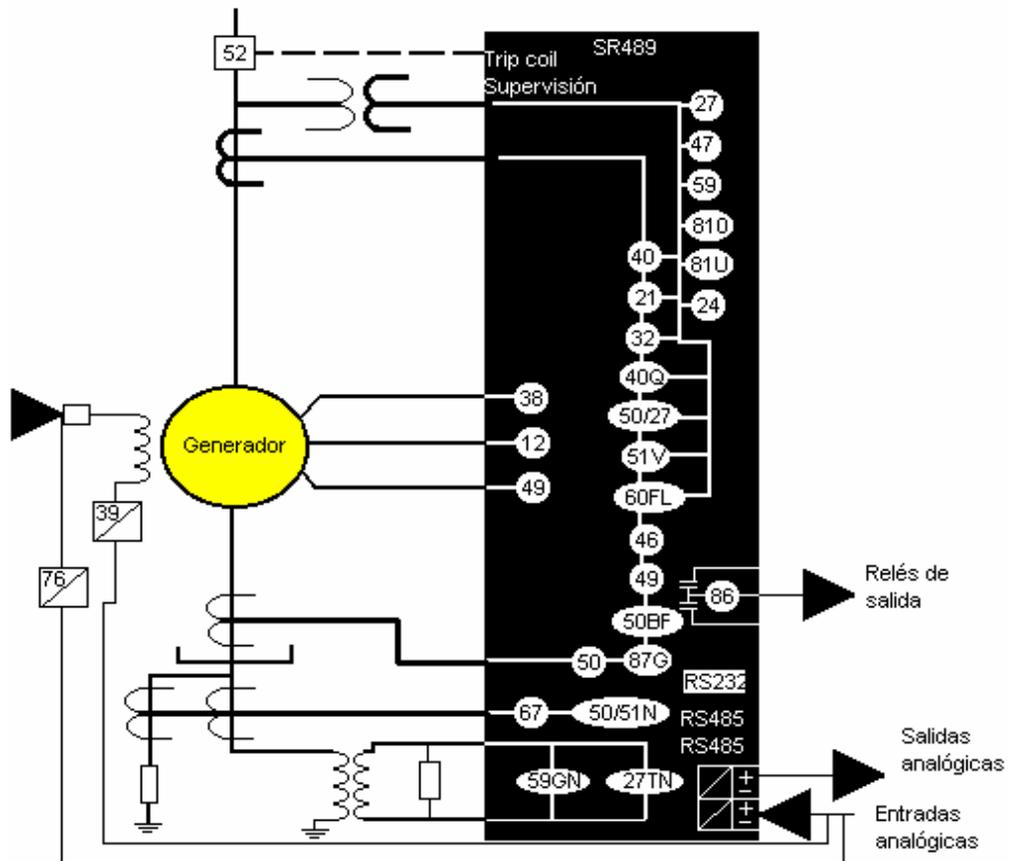


Figura 3.1. Diagrama unifilar del SR-489.

Las funciones de monitorización incluyen medidas de corriente eficaz, sobrecorrientes de secuencia negativa, potencia trifásica y temperatura, a través de dos entradas RTD. Se monitorizan también el fusible de tensión y la operación del interruptor indicándose los fallos. Además Permite el registro de los últimos 40 sucesos y una oscilografía de 64 ciclos.

Dispone de cuatro entradas analógicas que pueden ser usadas para monitorizar vibraciones o transductores de control.

El interfaz de usuario incluye un display de 40 caracteres y un teclado. Veintidós indicadores LED en el panel frontal muestran el estado del SR-489, del generador y de los relés de salida. Un puerto RS232 en el frente permite el acceso local a través de un portátil. Dos puertos RS485 en la parte trasera sirven para la comunicación remota, la

cual varía de 300 a 19 200 baudios. Todos los datos pueden ser transmitidos a través de los tres puertos de comunicación a un DCS, SCADA, PLC o PC. Proporciona un software de programación basado en Windows denominado 489PC.

3.2.2 Sepam 2000.

El relé multifunción SEPAM 2000 reúne funciones de protección medida, monitorización y señalización necesarias aplicación a la que esta destinado. Sus funciones disponen de zonas de ajuste muy y de todo tipo de curvas.



todas las
para la
amplias

Las protecciones incorporadas por el SEPAM 2000 para la protección completa del generador se muestran a continuación.

PROTECCIÓN	ANSI
Sobrecorriente de fase	50/51
Térmica del estator	49
Sobrecorriente con restricción por voltaje	51V
Desbalance de secuencia negativa	46
Sobrecorriente neutral	51N/51G
Bajo voltaje	27
Sobrevoltaje	59
Sobrevoltaje neutral	59N/64
Sobre y baja frecuencia	81
Direccional de tierra	67N

Direccional de sobrecorriente	67
Potencia activa inversa	32P
Pérdida de excitación (Sobrepotencia reactiva)	32Q/40
Control de temperatura (6 sondas)	38/49T
Bloqueo eléctrico	86
Enclavamiento del accionamiento	69
Señalizaciones	30
Selectividad lógica	67
Vigilancia y control	74

La protección diferencial (87) es proporcionada por un módulo independiente al SEPAM 2000.

SEPAM 2000 es una unidad de medición de gran precisión. Permite disponer de valores como sobrecorrientes eficaces, tensión, potencias trifásicas, factor de potencia, frecuencia, corrientes de disparos y temperatura. También ayuda a la verificación de las conexiones de los transformadores de corriente y tensión dando la medida de corrientes y voltajes residuales.

El SEPAM 2000 posee un módulo de comunicación de altas prestaciones basado en J-Bus RS485 en modo de dos hilos con velocidad de 300 a 38 400 baudios, un estándar simple, económico y fácil de conectar. Esta comunicación posibilita un enlace con un supervisor o un computador ya existente en el puesto. Este relé es muy sencillo de consultar o de ajustar gracias a su consola de reglaje TSM 2001, la cual dispone de un teclado, de una pantalla de 4 líneas de 20 caracteres y de un sistema de menús.

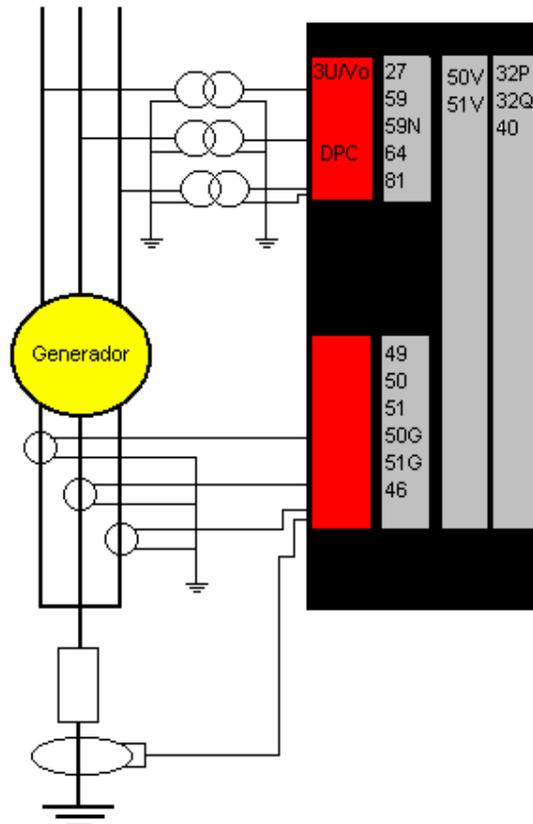


Figura 3.2. Diagrama unifilar del SEPAM 2000.

Este dispositivo dispone de una gran capacidad de control gracias a su autómata programable integrado y a su interfase de comunicación con un supervisor o con otro sistema de control centralizado. El autómata programable integrado reduce considerablemente el número de relés auxiliares y cableado asociado con ellos.

3.3.3 Siemens (7UM512 y 7UM516).

La unidad 7UM512 es un relé digital para la protección de generadores provisto de las combinaciones prácticas de funciones de protección para este. Esta unidad contiene todas las funciones de protección requeridas para pequeños generadores, generadores de emergencia o plantas de potencia privadas. Su campo de aplicación se extiende también a grandes generadores conectados a sistemas de energía a partir de la conexión con el módulo 7UM516, el cual integra otras funciones de protección

necesarias. Ambos módulos van acompañados del relé 7UT51 para la protección diferencial.

Protecciones incorporadas por el 7UM512 para la protección de generador.

Protección	ANSI
Sobrecorriente de fases	51
Sobre/baja corriente	51/37
Sobrevoltaje de corriente directa	64DC
Sobrevoltaje	59
Bajo voltaje	27
Máxima/mínima frecuencia	81
Potencia activa inversa/mínima potencia activa directa	32
Potencia reactiva	32VAR
Sobrecorriente de desbalance	46
Falla a tierra en el estator	64
Falla a tierra en el rotor	64R

Protecciones incorporadas por el 7UM516 para la protección de generador.

Protección	ANSI
Distancia	21
Pérdida de sincronismo	78
Potencia inversa	32R
Potencia de directa	32
Sobrecorriente de desbalance	46
Fallas a tierra en el estator V_0	64

Las unidades SIEMENS de la familia de relés 7UM51 poseen funciones de monitorización que incluyen medidas de corrientes y voltajes en los conductores

(primarios y secundarios), corriente de falla a tierra, voltaje neutral, componente de corriente de secuencia positiva, alta y baja frecuencia (en un rango de 10 a 68 Hz), potencias activas y reactivas, factor de potencia, ángulo de corriente y voltaje, voltaje de excitación y corriente de secuencia negativa. Estas mediciones son poco afectadas por los componentes de armónicas superpuestas, altas frecuencias transientes, componentes de corrientes directas transientes y saturación de los transformadores de corrientes diferenciales gracias al uso de un potente microprocesador y al procesamiento completo de la señal digital.

La interfase con el usuario es realizada a través de dos puertos series. Uno de los puertos esta destinado para realizar la conexión con un ordenador personal AT-compatible. Esta conexión permite el ajuste, evaluación y lectura de las fallas almacenadas por medio de un software denominado DIGSI. El otro de los puertos es usado para establecer comunicación mediante fibra óptica con una subestación de protección y control encargada de gobernarla (Protection data master unit). Además posee 16 indicadores LED en el panel frontal que muestran el estado del 7UM51, del generador y de los relés de salida.

Conclusión

Podemos concluir que:

- Por ser los sistemas de protección digital los que poseen una protección mas completa, un auto diagnostico, una optimización en el mantenimiento y una mayor productividad, estos sistemas son los que se deben aplicar en las grandes unidades generadoras y en aquellas unidades, que su vida útil ya está limitada por los años y requieren de una actualización.
- De los tres relés digitales analizados, la que cumpliera con las exigencias impuestas en el capítulo II, es el SR-489 de la firma Canadiense General Electric Multilin, el único fallo que se queda sin proteger, es el fallo a tierra en el campo.
- Los relés 7UM512 de la firma siemens son un poco limitadas en sus funciones, pero son adecuadas para generadores pequeñas o de poco importancia.

Conclusión General

Durante el desarrollo de este trabajo, se le ha podido dar cumplimiento al objetivo general y a los objetivos específicos trazados demostrando el cumplimiento de nuestra hipótesis. Los principales resultados obtenidos por objetivos específicos se muestran a continuación.

Una búsqueda bibliográfica de todos los posibles defectos y regímenes anormales que se pueden presentarse en los generadores

Los generadores se clasifican según su motor primario, en generador diesel, generador, generador eólico, hidrogeneradores, turbinas de gas y turbina de vapor, todo con su tamaño específico.

Después de una descripción minuciosa llegamos a la conclusión que los principales defectos y regímenes anormales de funcionamiento que pueden presentarse en las unidades generadoras, se dividen en dos grupos, los propios al generador y los debidos a las condiciones del sistema, Siendo las principales los propios al generador

Desarrolló de una metodología general suficientemente actualizada sobre la protección de generadores de energía eléctrica.

El desarrollo de una metodología general para la protección de generadores de corriente alterna garantiza la protección integral de las máquinas generadoras contra los defectos y regímenes anormales de funcionamiento de origen eléctrico que se pueden presentar en ellas.

- en muchas ocasiones los relés V/Hz, protección contra pérdida de señal del transformador de potencial, protección contra la pérdida de sincronismo, protecciones de respaldo y protección contra la energización inadvertida son omitidas en un esquema de protección, pero son elementales para la protección efectiva y completa del generador.

Análisis del mercado, haciendo énfasis en las ventajas de los relés digitales.

- Los esquema de protección digital por su calidad en el mercado internacional y sus avances en los últimos años son lo más beneficiosos desde el punto de vista técnico y económico.

Recomendaciones

Finalmente se recomienda lo siguiente:

- Al lector revisar las bibliografías utilizadas en la literatura para profundizar conocimiento.
- Actualiza sistemáticamente este documento para que siempre esta en paso con los avances en la protección.
- Continuar el trabajo para incluir los criterios de ajuste de las protecciones examinadas según normas establecidas y actualizadas.
- El uso de los métodos de protección modernos junto con dispositivo de diagnósticos para tomar medidas antes de que ocurra un problema en los generadores.

Bibliografía

1. Beckwith Electric, *Tutorial IEEE de protección Eléctricas de Generadores Sincrónicos* / 88p
2. <http://ecmweb.com>
3. Videos demostrativos. *Protección de los Generadores* / 2000.
4. Wildi Theodore. *Electrical Machines, Drives, and Power Systems*, fourth edition / New Jersey, 2000, 858p.
5. Naciones Unidas. 1995. *1993 Energy Statistics Yearbook*. / Nueva York: Naciones Unidas.
6. Crane Michael. *Producción, Generación y Transportación de Energía*. 20p
7. L.R. Rosell Lopez. *Protecciones Digitales para Generadores de Energía Eléctrica* / ISMM, 1994, 149p.
8. VOLDEK A. I. *Máquinas Eléctricas*/ A. I. Voldek_ La Habana: Pueblo y Educación, 1974_557p
9. CHERNOBROVOV N. *Protective Relaying* / N. Chernobrovov_Moscow: Mir, 1974_1789p.
10. C. Russell Mason; Schenectady. *The Art and Science of Protective Relaying* / N.Y: January, 1975. 410p
11. GE. *Generator Protection with a new Static Negative-Sequence Relay* / General Electric, 9p.
12. Basler Electric Company. *Generator Protection Guide* / Basler Electric, 2001, 28p.
13. ABB Power T&D company Inc, Descriptive bulletin 41-702E: Septiembre, 1990
14. GE. *Multilin. Power Application Guide* / General Electric, 22p
15. Andoni Iriondo. *Protecciones Eléctricas* / España, 2000, 172p.
16. John Berdy. *Application of Out of Step Blocking and tripping Relays* / 23p.
17. Libro Francés.
18. N.H. Chu, Subhash C. Patel, Jonathan D. Gardell. *Upgrading and enhancing generator protection system by making use of digital systems* / Fifty first annual conference for protective relay engineers, Texas A&M university, Texas, April 6-8, 1998, 10p.

19. FEDOSEEV A. M. *Protección Por Relés De Los Sistemas Eléctricos* / A. M. Fedoseev_Moscow:[sn],1984_743p.
20. TORRES BREFFE ORLYS ERNESTO. *Protección para Generadores* / ISMM, 2000, 13p.
21. Donald G.Fink, H. Wayne Beaty. *Standard Handbook for Electrical Engineers, Fourteenth edition* / 2000, 1295p.
22. General electric company, *out of Step Proteccion for Generators* / General Electric, 26p.
23. General electric company, *Loss-of-excitacion Proteccion for synchronous generators* / general electric, 13p.
24. General electric company, *Generator Station Proteccion* / general electric, 26p.

Anexos

Anexo 1

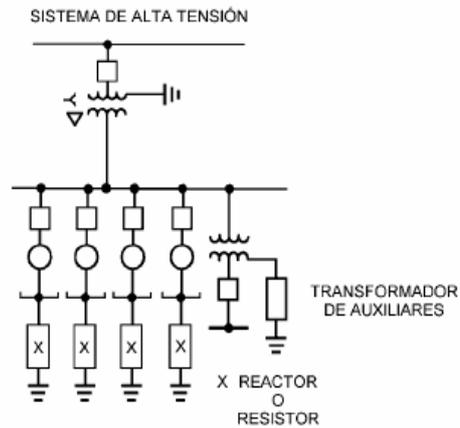


Figura 1(A). Generadores conectados a un bus común que comparten un transformador de unidad

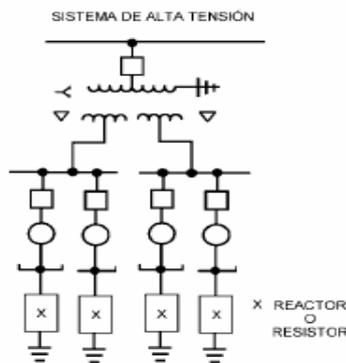


Figura 1 (B). Generadores que comparten un transformador

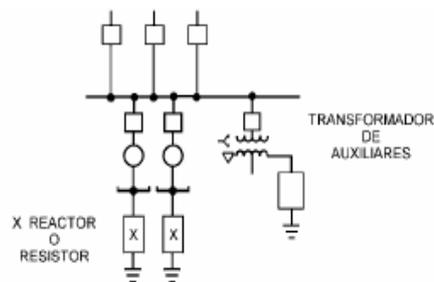


Figura 1(C) Generadores conectados directamente a un sistema de distribución

Anexo 2

59G -Relé de sobretensión a tierra.

50G -Relé de sobrecorriente de tierra de tiempo definido.

27 3Fo -Relé de bajo voltaje de tercera armónica.

87G –Relé diferencial de falla a tierra.

51N –Relé de sobrecorriente de tierra de tiempo inverso.

50G – Relé de sobrecorriente de secuencia cero de tiempo definido.

59N –Relé de sobrevoltaje de secuencia cero.

64 –Relé de sobretensión de directa.

59 –Relé de sobretensión.

67 –Relé direccional de corriente.

25 –Relé de chequeo de sincronismo.

59F –Relé de voltaje -hertz.

50 –Relé de sobrecorriente de tiempo definido.

51 –Relé de sobrecorriente de tiempo inverso.

46 –Relé de secuencia negativa.

32 –Relé de potencia inversa.

81 –Relé de sobre y baja frecuencia.

40 –Relé de pérdida de campo de distancia.

40Q –Relé de pérdida de campo de potencia reactiva.

49 –Relé de alta temperatura en el estator.

78 –Relé de perdida de sincronismo.

51V –Relé de sobrecorriente con retención por voltaje.

51V - Relé de sobrecorriente por control a bajo voltaje.

21 –Relé de distancia.

27- Relé de baja tensión

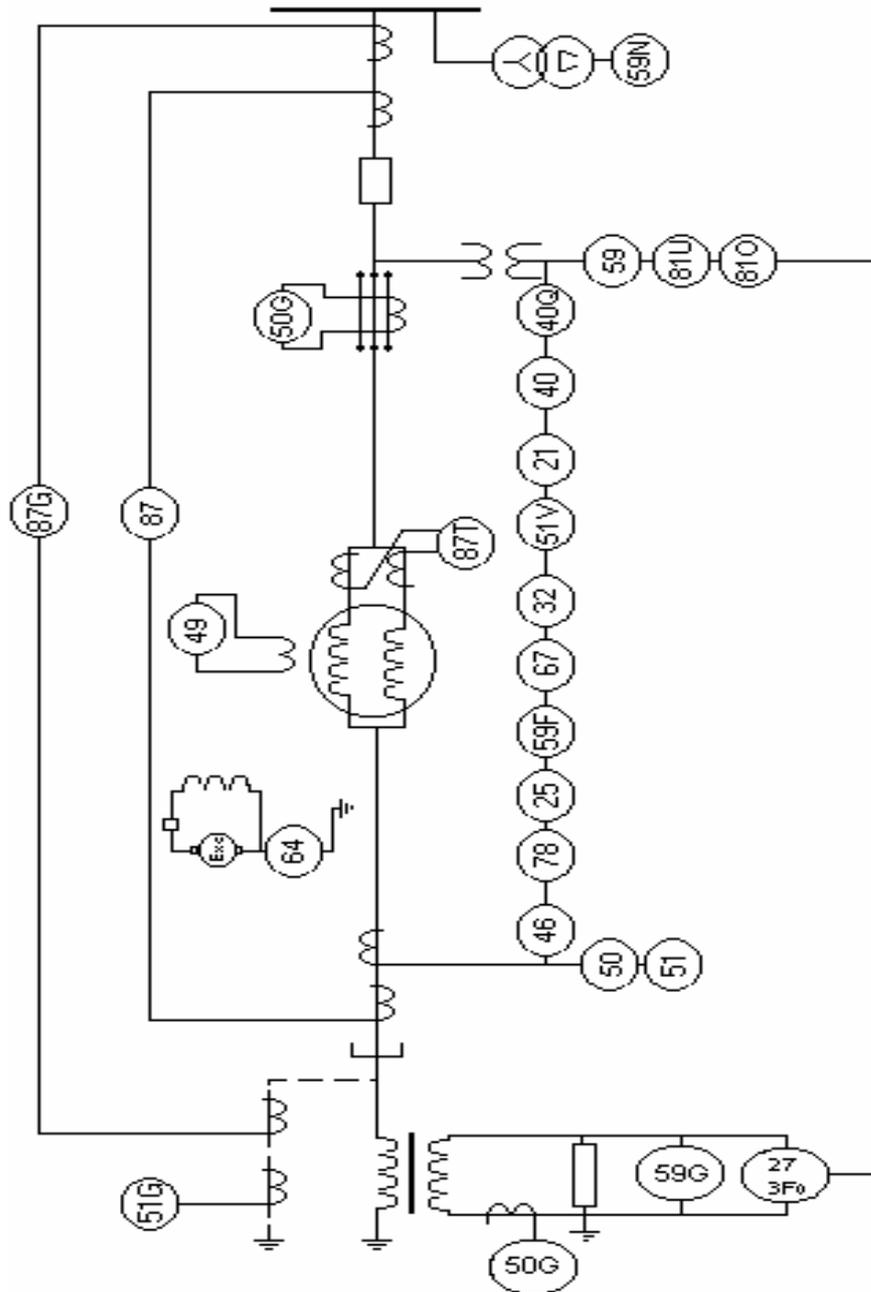


Diagrama monolineal de las protecciones de una unidad generadora.