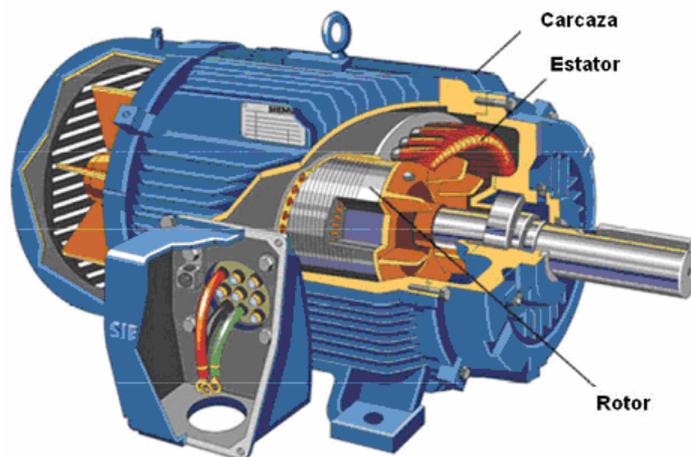




República de Cuba
Ministerio de Educación Superior
Instituto Superior Minero Metalúrgico
Facultad de Metalurgia – Electromecánica
Departamento de Ingeniería Eléctrica

TRABAJO DE DIPLOMA
En opción al título de Ingeniero Eléctrico



Título: Protección de motores de potencia

Autor: Marcus Ricardo Grant

Tutor: Dr. Orlys Ernesto Torres Breffe

Moa 2006

“Año de la Revolución Energética en Cuba”

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Declaramos 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.

Marcus Ricardo Grant

Dr. Orlys E. Torres Breffe

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Tutor: Dr. Orllys Ernesto Torres Breffe

Miembro del Tribunal

Fecha: _____

SÍNTESIS BIOGRÁFICA DEL AUTOR

Marcus Ricardo Grant nacido en Kingston, Jamaica se graduó de la Secundaria Técnica de Kingston en 1991 con un certificado en el curso de Ingeniería G2 y uno en la Mecánica de Automóviles ofrecidos por el U.L.C.I. del Reino Unido.



Empezó a trabajar en febrero de 1992 en el campo de la mecánica de automóviles pero después seis meses lo dejó. En el mismo año empezó a trabajar en La Empresa SEPROD Jamaica como técnico mecánico donde permaneció tres años. Allí obtuvo conocimiento para el mejor trabajador nuevo, fue reconocido por aprendizaje rápido del funcionamiento en al menos cinco plantas en un tiempo de seis meses, además era responsable del mantenimiento, la reparación y los repuestos de las maquinas empaquetadoras.

En el año 1994 empezó algunos cursos preuniversitarios en la Universidad de Tecnología mientras que trabajaba en la empresa. En 1995 empezó sus estudios CPT en la Ingeniería Eléctrica en la misma universidad hasta 1997, donde era Jefe del Comité del Defensa de los estudiantes.

En 1998 estaba trabajando en el Ministerio de Educación como oficial educador, era uno de los examinadores que solicitaba los cambios de las pruebas estatales al nivel primario, y dio una de las primeras pruebas de comprobación de la aptitud de los estudiantes a ese nivel, cuando obtuvo una beca para estudiar en Cuba. Era un sueño que se ha hecho realidad porque siempre quería ser diplomado.

A pesar de las dificultades que le tardaron en completar la realización de sus sueños, él continuaba luchando y ahora esta muy feliz a defender este trabajo de diploma para hacerse Ingeniero Eléctrico.

AGRADECIMIENTO

Quiero dar las gracias a mi mama, mi hermano y a mi abuela que siempre cree en me. A mi familia extendida, amigos, compañeros y a todos aquellos personas que han contribuido de una forma u otra porque sin ellos este trabajo de diploma no sería posible y que hoy definiendo lo mismo.

THANKS

I would like to say thanks to my mother, brother and grandmother who have always believe in me. To my extended family, friends, companion and to everybody who have contributed to my development in one way or another because without them all this would not be possible.

PENSAMIENTO

Nada es imposible, si en tu mente es posible y uno no debe rendirse a causa de los obstáculos porque en el camino de la vida, siempre haya dificultades.

THOUGHT

Nothing is impossible, if you believe it's possible and you should never surrender due to a few obstacles because on the road of life there is always hardships.

Resumen

Con formato: Fuente: (Predeterminado) Arial, Sin Cursiva, Español (España - alfab. tradicional)

En este trabajo informativo se hizo búsquedas sobre los defectos y regímenes anormales que se ocurren en los motores sincrónicos, asíncrónicos de potencia. Los métodos de protección normalmente empleados en los mismos, fueron analizados.

Se analizan las averías más graves y más frecuentes especialmente los de orígenes eléctricos, que pueden ocurrir en los motores; por qué ocurren y cuando ocurren que medidas debe tomar en cuenta para que no vuelvan a pasar.

Tal medidas debe asistir en la detección y protección rápida de las condiciones anormales para evitar las consecuencias catastróficas, que pueden causar una reparación costosa si no se desconecta de forma instantánea.

Los relés de protección moderna ampliamente reconocidos en el mundo de este documento son de los fabricantes *Fanox*, *Siemens*, *GEMULTILIN* y *ABB*. Se hizo un análisis de las ventajas y características de dicho relé y sus aplicaciones, de acuerdo con los estándares establecidos por el *IEEE*, *NEMA*, etcétera.

Abstract

In this informative work, research on the defects and abnormal regimes that occurred in synchronous and asynchronous power motors was made. The protection methods normally used on these motors were analyzed.

The most serious and frequent failures especially those of electrical origin, that may occur in motors are analyzed; why they occur and what measures to be taken when they occur so that they may not be repeated.

Such measures assist in the detection and fast protection of abnormal conditions in order to avoid catastrophic consequences, which may result in a costly repair in the absence of an immediate disconnection.

Worldwide renowned modern relay protections in this document are from the manufacturers of Fanox, Siemens, GEMULTILIN and ABB. The advantages and features of such relays and their applications were analyzed, according to the standards established by the IEEE, NEMA, etc.

Tabla de contenido

Introducción General	1
CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO	
1.1 Introducción	4
1.2 Descripción de los motores eléctricos	5
1.3 Criterios para la selección de un motor de inducción	11
1.4 Defectos de los motores	12
1.5 Regímenes anormales de los motores	23
1.6 Conclusión	38
CAPÍTULO II MÉTODOS DE PROTECCIÓN	
2.1 Introducción	41
2.2 Control térmico y mecánico	42
2.3 Defectos eléctricos	43
2.4 Regímenes anormales	59
2.5 Fallas mecánicas	63
2.6 La pérdida de excitación	76
2.7 Conclusión	77
CAPITULO III ANÁLISIS DEL MERCADO	
3.1 Introducción	83
3.2 Análisis del mercado	83
3.3 Características principales de los relés de protección modernas (motores)	85
3.4 Conclusión	89
Conclusiones Generales	90
Recomendación	93
Bibliografía	94
Anexo	97

INTRODUCCIÓN GENERAL

Los motores eléctricos son máquinas utilizadas en transformar energía eléctrica en mecánica. Son los motores utilizados en la industria, pues combinan las ventajas del uso de la energía eléctrica (bajo costo, facilidad de transporte, limpieza y simplicidad de la puesta en marcha, etc.) con una construcción relativamente simple, costo reducido y buena adaptación a los más diversos tipos de carga.

Si se realizara a nivel industrial una encuesta de consumo de la energía eléctrica utilizada en alimentar motores, se vería que casi la totalidad del consumo estaría dedicado a los motores asincrónicos. Estos motores tienen la peculiaridad de que no precisan de un campo magnético alimentado con corriente continua como en los casos del motor de corriente directa o del motor sincrónico. [2]

Una fuente de corriente alterna (trifásica o monofásica) alimenta a un estator. La corriente en las bobinas del estator induce una corriente alterna en el circuito eléctrico del rotor (de manera algo similar a un transformador) y el rotor es obligado a girar.

Las tecnologías utilizadas para las protecciones eléctricas han evolucionado desde los primeros relés electromecánicos hasta los actuales sistemas genéricos e integrales basados en dispositivos a microprocesadores, pasando por relés electrónicos o estáticos y relés digitales.

Los conceptos y criterios de protección para máquinas eléctricas también han evolucionado con el paso de los años, apareciendo nuevos métodos de protección a partir de nuevos fenómenos encontrados en las máquinas eléctricas.

Al tratar de justificar las funciones de protección más adecuada que garanticen un funcionamiento continuado de los motores y en el caso de que se produzcan faltas o anomalías en el funcionamiento, sean rápidamente identificadas por las protecciones y desconectados los motores de las fuentes de alimentación, antes de que se produzcan grandes daños con los elevados costes correspondientes.[1]

Situación Problemática

El motor es uno de las máquinas de potencia que más existe en las industrias, se encuentran miles de motores con distintas aplicaciones, en forma de ventilador, motores de muy alto deslizamiento para unidades de bombeo de petróleo con deslizamientos nominales del 5 al 8%, motores con una capacidad de deslizamiento máximo mayor para un arranque elástico que sirve en los mecanismos elevadores, motores que desarrollan un alto torque de arranque utilizados para cargas de arranque pesado en industrias de fabricación que no deben parar y si se para no demora mucho tiempo de estar en línea de nuevo, motores con aplicación de mejorar el factor de potencia, etc.[2]

Los motores tienen un rango de potencia y tensión muy amplio. Hay motores de potencia desde muy pocas wattios hasta 4.5 MW y tensión desde 110 V hasta 6 kV. Hay motores de poca importancia como uno que bombea agua para lavar automóviles de vez en cuando y motores muy importantes como el caso de uno que bombea petróleo para alimentar una máquina de producción, que funciona a las 24 horas de día. Una gran parte de la bibliografía del instituto lleva más de quince años atrasadas y hace falta tener una que más actualizada y profunda de la temática. Hoy en día hay una tecnología actual desconocida, es decir, hay ingenieros y técnicos en las fábricas que no saben exactamente cómo funcionan las protecciones modernas y las están instalando en la misma fábrica. La protección de motor requiere mucha atención especialmente porque, cada motor se protege de forma diferente de acuerdo a su aplicación.

Problema:

En la universidad no hay un documento que vincula todas las temáticas de protección de los motores, esto no ha existido el mundo pero es costoso.

Hipótesis:

Si se hace una búsqueda bibliografía profunda, así se puede realizar el documento a partir del conocimiento de los principales defectos y regímenes anormales que en ellos aparecen y la explicación de los métodos de protección empleados en su protección.

Objetivo

Crear un documento de información actualizada que incluya los defectos y regímenes anormales que aparecen en los motores industriales, así como los métodos de protección haciendo referencia a los autores que crearon estos métodos.

Etapas de la investigación

1. Búsqueda bibliografía.
2. Descripción de los tipos y aplicación de los motores.
3. Descripción de los defectos y regímenes anormales.
4. Descripción de los métodos de protección.
5. Descripción de las tecnologías actuales en el mercado y sus principales tendencias.

Capítulo I

Marco Teórico

- **Introducción**
- **Descripción de los motores eléctricos**
- **Criterios para la selección de un motor de inducción**
- **Defectos de los motores**
- **Regímenes anormales de los motores**
- **Conclusión**

1.1 Introducción

Hay dos principios de física relacionados entre sí que explican la operación de los motores eléctricos. El primero es el ***principio de la reacción electromagnética***, observado por el físico francés André Marie Ampère en 1820. De esta forma, cuando se tiene una corriente eléctrica que se transporta por un conductor, tal como un alambre de cobre situado en un campo magnético, este alambre experimentará una fuerza. Si el conductor se enrolla en una bobina con muchas vueltas en posiciones precisas y con conexiones eléctricas, la fuerza creada hará que la bobina gire sobre su propio eje. Cuando la bobina gira, hace girar al eje del motor.

El segundo el ***principio de la inducción electromagnética***, descubierto en 1831 por el científico e inventor británico Michael Faraday. El principio establece que cuando un circuito eléctrico se mueve en un campo magnético o cuando se hace variar la intensidad del campo magnético que pasa a través de un circuito eléctrico inmóvil, se inicia o "induce" una corriente eléctrica en el circuito.[1]

En los motores los defectos y regímenes anormales provocan el mal funcionamiento de la máquina hasta en ocasiones llegar a detenerlos. Este capítulo trata sobre las mencionadas averías tanto eléctricas como mecánicas que se producen en los motores eléctricos. Este documento se trata principalmente de la protección de los motores

multifásicos, no obstante, se mencionará la protección de los motores monofásicos también.

El documento no se cubre en detalle los requerimientos de la protección de todos los motores para todas las situaciones posibles, sino como una guía general para los motores mencionados entonces siempre es bueno consultar con los estándares establecidas (*IEEE; NEMA; etc.*).

1.2 Descripción de los Motores Eléctricos

Grúas y malacates: El motor de corriente continua excitadora en serie es el que mejor se adapta a grúas y malacates. Cuando la carga es pesada, el motor reduce su velocidad en forma automática y desarrolla un momento de torsión creciente, con el cual se reducen las cargas picos en el sistema eléctrico. Con cargas ligeras, la velocidad aumenta con rapidez, con el cual se logra una grúa que trabaja con más rapidez. El motor en serie también está bien adaptado para impulsar el puente de las grúas viajeras y también al carro que se mueva a lo largo del puente. Cuando solo se dispone de corriente alterna y no resulta económico convertirla, el motor de inducción del tipo de anillo deslizante, con control de resistencia externa, es el mejor tipo de motor de corriente alterna. También se utilizan motores de jaula de ardilla con anillos extremos de alta resistencia, para producir un elevado momento de torsión al arranque (Motores clase **D**). A continuación se da una descripción en detalle de los motores de que se trata este documento. [2]

1.2.1 Motor asincrónico o de inducción [2] [10] [15]

Son los de mayor uso en la industria, por lo tanto son los que mayor análisis merecen. Cuando aplicamos una corriente alterna a un estator, se produce un campo magnético giratorio, este campo de acuerdo a las leyes de inducción electromagnéticas, induce corriente en las bobinas del rotor y estas producen otro campo magnético opuesto y que por lo mismo tiende a seguirlo en su rotación de tal forma que el rotor empieza a girar con tendencia a igualar la velocidad del campo magnético giratorio, sin que ello llegue a producirse. Si sucediera, dejaría de producirse la variación de flujo indispensable para la inducción de corriente en la bobina del inducido.

A medida que se vaya haciéndose mayor la diferencia entre la velocidad de giro del campo y la del rotor, las corrientes inducidas en él y por lo tanto su propio campo, irán en aumento gracias a la composición de ambos campos se consigue una velocidad estacionaria. En los motores asíncronos nunca se alcanza la velocidad del sincronismo, los bobinados del rotor cortan siempre el flujo giratorio del campo inductor.

1.2.2 Motor sincrónico [10] y [15]

Esta fundamentado en la reversibilidad de un alternador. El campo interior de una aguja se orienta de acuerdo a la polaridad que adopta en cada momento el campo giratorio en que se haya inmersa y siempre el polo **S** de la aguja se enfrenta al polo **N** cambiante de posición del campo giratorio, la aguja sigue cambiando con la misma velocidad con que lo hace el campo giratorio. Se produce un perfecto sincronismo entre la velocidad de giro del campo y la de la aguja.

Si tomamos un estator de doce ranuras y lo alimentamos con corriente trifásica, se creará un campo giratorio. Si al mismo tiempo a las bobinas del rotor le aplicamos una C.C., girará hasta llegar a sincronizarse con la velocidad del campo giratorio, de tal manera que se enfrentan simultáneamente polos de signos diferentes, este motor no puede girar a velocidades superiores a las de sincronismo, de tal forma que será un motor de velocidad constante. La velocidad del campo y la del rotor, dependerán del número de pares de polos magnéticos que tenga la corriente. Un motor de doce ranuras producirá un solo par de polos y a una frecuencia de 60 Hz, girará a 3600 R.P.M.

Como se verá el principal inconveniente que presenta los motores sincrónicos, es que necesitan una C.C. para la excitación de las bobinas del rotor, pero en grandes instalaciones (Siderúrgicas), el avance de corriente que produce el motor sincrónico compensa parcialmente el retraso que determinan los motores asíncronos, mejorando con ello el factor de potencia general de la instalación, es decir, el motor produce sobre la red el mismo efecto que un banco de condensadores, el mismo aprovechamiento de esta propiedad, es la mayor ventaja del motor sincrónico.

De acuerdo a la forma de construcción del rotor, los motores asincrónicos se clasifican en:

- Motor Asincrónico de Rotor Bobinado
- Motor Asincrónico con rotor en Jaula de Ardilla
- Motor Asincrónico con rotor en doble Jaula de Ardilla

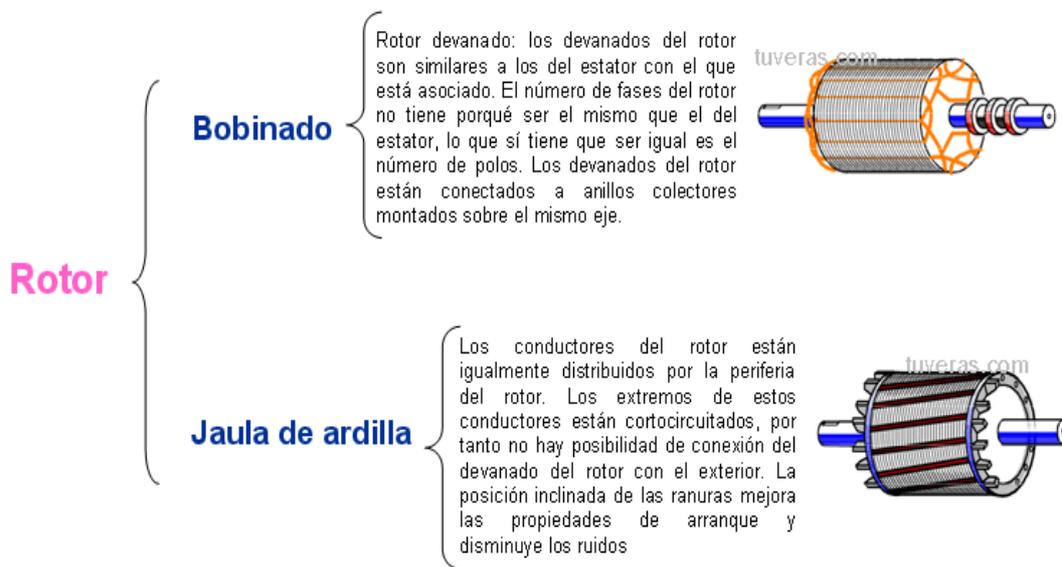


Figura 1. Descripción de los rotores de los tipos bobinado y jaula de ardilla.

1.2.3 Motor Asincrónico de Rotor Bobinado

Se utiliza en aquellos casos en los que la transmisión de potencia es demasiado elevada (a partir de 200 kW) y es necesario reducir las corrientes de arranque. También se utiliza en aquellos casos en los que se desea regular la velocidad del eje. [10]

Su característica principal es que el rotor se aloja un conjunto de bobinas que además se pueden conectar al exterior a través de anillos rozantes. Colocando resistencias variables en serie a los bobinados del rotor se consigue suavizar las corrientes de

arranque. De la misma manera, gracias a un conjunto de resistencias conectadas a los bobinados del rotor, se consigue regular la velocidad del eje.

Un detalle interesante es que la velocidad del eje nunca podrá ser superior que la velocidad correspondiente si el motor fuera sincrónico. [2]

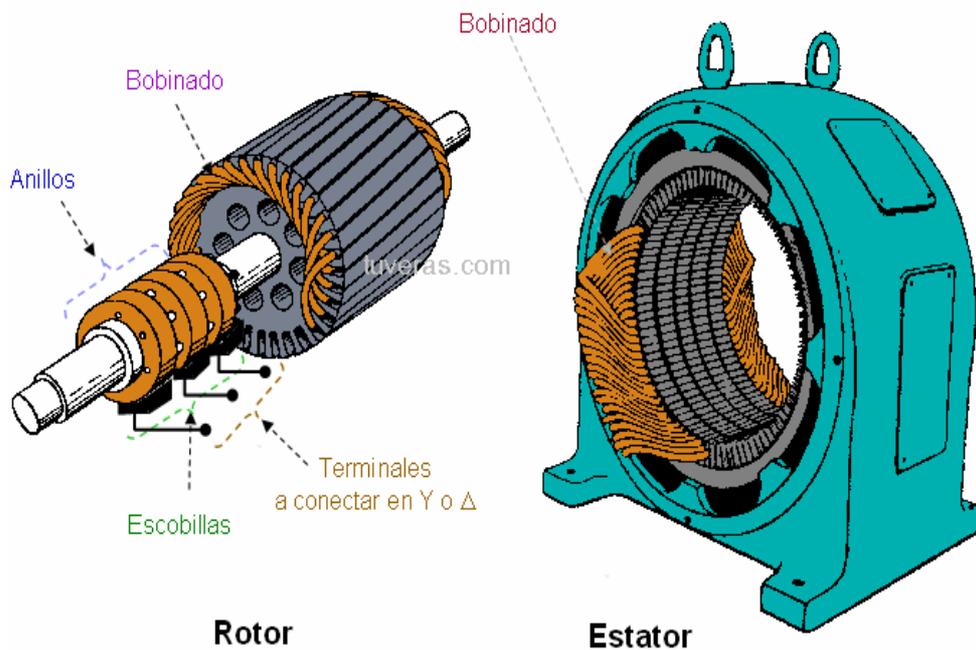
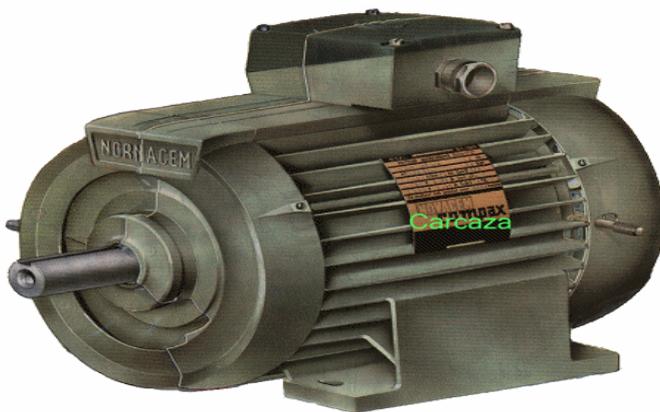


Figura 2. Motor con rotor bobinado.

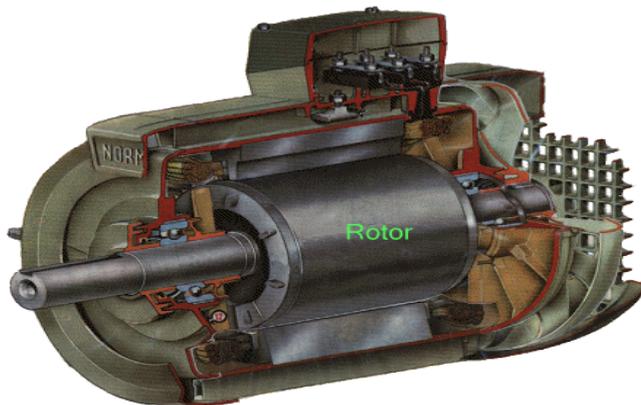
1.2.4 Motor Asíncrono con rotor en Jaula de Ardilla

Finalmente aquí llegamos al motor eléctrico por excelencia. Es el motor relativamente más barato, eficiente, compacto y de fácil construcción y mantenimiento y es preferible al motor de corriente continua para trabajo con velocidad constante, porque el costo inicial es [5] menor y la ausencia de conmutación reduce el mantenimiento. También hay menos peligro de incendio en muchas industrias, como aserraderos, molinos de granos, fabricas textiles y fabricas de pólvoras. El uso del motor de inducción en lugares como fábricas de cementos es ventajoso, pues, debido al polvo fino, es difícil el mantenimiento

de los motores de corriente continua. Siempre que sea necesario utilizar un motor eléctrico, se debe procurar seleccionar un motor asincrónico tipo jaula de ardilla y si es trifásico mejor. Por otro lado, la única razón para utilizar un motor monofásico tipo jaula de ardilla en lugar de uno trifásico será porque la fuente de tensión a utilizar sea también monofásica.



(a)



(b)

Figura 3. Motor con rotor en Jaula de Ardilla: (a) con carcasa, (b) sin carcasa

1.2.5 Motor Asíncrono con rotor en doble Jaula de Ardilla

El rotor en estos motores está constituido por dos jaulas, una externa, de menor sección y material de alta resistividad, y otra interna de sección mayor y material de baja resistividad. Ambas jaulas están separadas entre sí en cada ranura por medio de una delgada rendija que aumenta el flujo de dispersión en la jaula inferior. De este modo se consigue una jaula exterior de alta resistencia y baja reactancia y una jaula interior de baja resistencia y baja reactancia. [5]

En el arranque (la reactancia predomina sobre la resistencia, pues f es grande) la corriente fluye en su mayor parte por la jaula exterior (menor reactancia).

A la velocidad nominal (la resistencia predomina sobre la reactancia, f es muy pequeña) la corriente fluye en su mayor por la jaula interior (menor resistencia). [16]

Con todo eso se consigue que en el arranque la resistencia se alta, lo que implica alto par de arranque y baja intensidad, y a la velocidad nominal, como la resistencia es baja, se tiene un buen rendimiento.

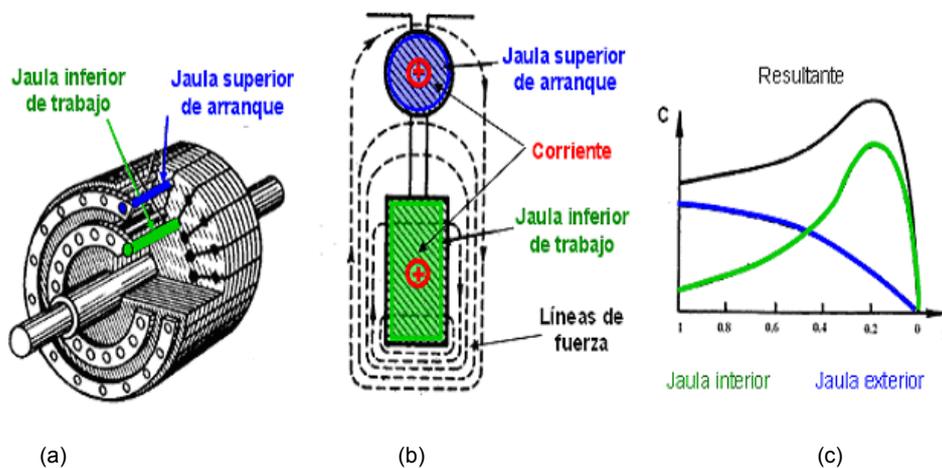


Figura 4. Motor Asíncrono con rotor en doble Jaula de Ardilla: (a) Rotor de en doble jaula, (b) Los flujos de corrientes en la jaula superior y en la inferior, (c) Grafico corriente-tiempo demostrando el resultante de dichos flujos.

1.3 Criterios para la selección de un motor de inducción [3]

Son muchos los factores que deben tenerse en cuenta al elegir un motor. La solución por lo general no es única, pudiendo existir diversas opiniones respecto al cual es el motor adecuado. Sin embargo, puede resumirse que el motor apropiado es aquel que se ajusta a los requerimientos técnicos solicitados con un costo mínimo. Este último requisito no es factor difícil de calcular. Deben incluirse, no solo el costo de adquisición, sino también los gastos de explotación. El costo de adquisición incluye la provisión de cualquiera de los equipos de alimentación y control necesarios para hacer funcionar al motor. Hay trece criterios que son los siguientes:

1. Régimen de carga a que estará sometido el motor:
 - 1.1 Continuo
 - 1.2 Intermitente
 - 1.3 Corta duración
2. Potencia requerida por la carga (potencia nominal).
3. Velocidad a la que debe operar. Si el ciclo de trabajo de la máquina incluye inversiones de la marcha (o sentido de rotación) no debe seleccionarse un motor de velocidad mayor que la requerida.
4. Forma en que el motor será acoplado a la carga:
 - 4.1 Directo
 - 4.2 Engranaje, rodillos, correas y poleas, cadena.
5. Par de arranque necesario. Comprobar que el margen mínimo, entre el par resistente de la carga en el instante del arranque y el par del rotor bloqueado que el motor desarrolla, sea del 25% en las condiciones más desfavorables en que se efectúa la puesta en marcha.
6. Par mínimo requerido durante la aceleración. Este no debe ser menor que un 70% del par de arranque, y debe sobrepasar el 25% del par requerido por la carga a ese valor de velocidad.

7. Máximo par resistente que la carga puede oponer al motor (debe ser inferior en un 25% al par máximo).
8. Efecto de inercia (o de volante) de la carga. En caso de que la carga tenga un momento de inercia rotacional mayor que cinco veces el del propio motor, se debe prestar gran atención al tiempo necesario para alcanzar el punto de operación, así como al calor que se genera durante dicho tiempo. Si es necesario, investigar con el fabricante del motor la capacidad para acelerar cargas de inercia.
9. Aspectos mecánicos particulares. Tipo de protección que se requiere. Necesidad de variar la velocidad.
10. Condiciones del ambiente en que operará el motor (incluyendo la temperatura y la altura sobre el nivel del mar):
 - 10.1 Motor abierto: lugares libres de humedad, polvo o pelusas de algodón.
 - 10.2 Motor a prueba de goteadura: ambiente más o menos limpio, seco y no corrosivo.
 - 10.3 Motores cerrados: lugares de excesiva suciedad, humedad y corrosión, o para su empleo a la intemperie.
 - 10.4 Motores a prueba de explosión: lugares cercanos a sustancias combustibles.
11. Características eléctricas de la alimentación.
12. Capacidad de los transformadores que alimentan el sistema.
13. Diferentes tensiones de alimentación a las que podría conectarse el motor. [8]

1.4 Defectos de los motores

Son numerosos los defectos que ocurren en los motores eléctricos. Los defectos deben ser desconectados de forma rápida para evitar daños mayores tanto para el motor como para la instalación.

Los defectos que pueden ocurrir en los motores se clasifican en defectos mecánicos y eléctricos, siendo los defectos mecánicos los más frecuentes [7]. Los defectos

mecánicos repercuten en la parte eléctrica de los motores, generalmente incrementos de corrientes, reducción de la tensión etc.

Defectos mecánicos:

1. Cojinetes
2. Rotor

Defectos eléctricos:

- Cortocircuitos multifásicos
- Cortocircuitos monofásicos
- Sobretensión
- Subtensión

1.4.1 Defectos mecánicos

En este documento, sólo se mencionara algunas de las fallas en los componentes mecánicos de un motor de inducción y sus frecuencias. Ver tabla 1.1

Como se observará en la tabla 1.1, las fallas mecánicas en los cojinetes son las más frecuentes con un 47% dentro del total de averías en un motor. Estas averías provocarán sobre corrientes en el devanado del estator y de no eliminarse en tiempo, el calentamiento del mismo.

Tabla 1.1 Frecuencia de fallas en los componentes mecánicos de un motor de inducción.

COJINETES	41%
Cojinetes de rodamientos	16 %
Cojinetes de fricción	8 %
Empaquetaduras	6 %
Cojinetes de empuje	5 %
Lubricación	3 %
Otras	3 %
ROTOR	10 %
Jaula	5 %
Eje	2 %
Núcleo magnético	1 %

Otras	2 %
-------	-----

Estas son las fallas mecánicas de mayor frecuencia en los motores eléctricos y en casi todos los elementos del sistema eléctrico de potencia.

Otras de las anomalías mecánicas se pueden registrar en los motores son las siguientes:

- a) Excentricidad del rotor
- b) La flexión del eje
- c) Los defectos de alineamiento
- d) La ovalización del rotor
- e) La resonancia mecánica a la velocidad crítica
- f) Todas aquellas referidas a los cojinetes de soporte

Estos defectos introducen generalmente una irregularidad del entrehierro, que aumenta a causa del consiguiente desequilibrio de las fuerzas magnéticas radiales, que produce nuevas frecuencias en el campo magnético del entrehierro, en las corrientes de línea y vibraciones de la estructura mecánica. Las condiciones desfavorables de funcionamiento eléctricas, mecánicas o ambientales pueden acortar notablemente la vida de un devanado estatórico trifásico.

1.4.2 Defectos eléctricos

Las fallas eléctricas más comunes en un motor de inducción son las que se presentan en el estator (37%) y en este devanado se presentan las fallas de mayor probabilidad de todas que se pueden presentar en un motor, el debilitamiento del aislamiento a tierra (23%).

1.4.2.1 Cortocircuitos multifásicos

Dentro de los cortocircuitos multifásicos se tienen los trifásicos, los bifásicos y los bifásicos a tierra, siendo los de menor frecuencia los trifásicos. Los cortocircuitos bifásicos a tierra poseen características realmente complejas en los sistemas aislados, debido a que las fases involucradas pueden estar en puntos muy diferentes del

devanado del motor. Este tipo de fallo es más probable que el fallo entre fases. [6][7][8]

Los cortocircuitos entre fases en el enrollado del motor, no solamente producen la destrucción del equipo debido al gran desprendimiento de energía calorífica que se produce en un tiempo reducido, sino por los grandes esfuerzos electrodinámicos a los que es sometido el enrollado y el núcleo.

Los cortocircuitos en el estator de un motor, constituyen los más graves defectos que pueden ocurrir en una máquina eléctrica rotatoria y se produce por el debilitamiento del aislamiento en el devanado, debido a otros factores o regímenes no detectados y eliminados en tiempo. Este cortocircuito que involucra a más de una fase, es menos probable que el cortocircuito monofásico a tierra, esto es debido a la frecuencia de averías en los componentes eléctricos y mecánicos del motor. Cuando se detecte la presencia de éstos, se debe desconectar el interruptor del circuito de fuerza. De la rapidez de desconexión dependerá la gravedad de los daños en el hierro del motor y como consecuencia, el costo de las reparaciones.

En todos los tipos de cortocircuitos, las corrientes alcanzan valores elevados y las tensiones descienden a valores muy pequeños. El calentamiento producido por las elevadas corrientes de cortocircuitos es perjudicial para el aislamiento del resto del devanado no averiado de la máquina y de no ser eliminado en tiempo, la máquina necesitará una reparación total y más costosa.

Como consecuencia estas averías afectan el buen funcionamiento de otros consumidores no averiados, conectado al mismo circuito de alimentación producto a las variaciones en la tensión presentes durante el proceso transitorio, lo que obliga a que las protecciones que estén dedicadas a estos fallos deben actuar de manera instantánea. (Ver figura 5).

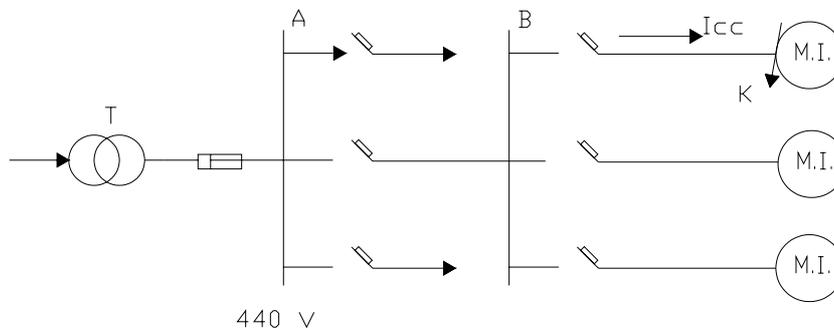


Figura 5. Monolineal de un circuito de distribución de baja voltaje.

Cuando ocurren en las cercanías del neutro del motor las fallas se hacen muy pequeñas y tienden a ser imperceptibles, lo que obliga para su detección la utilización de métodos mucho más complejos. En caso de no detectarlo, este seguramente se convertirá en un cortocircuito mayor que involucre un mayor número de bobinas. [8]

1.4.2.2 Cortocircuitos monofásicos

Es evidente que las fallas monofásicas son menores generalmente que las multifásicas y esto depende del tipo de conexión del neutro (Aterrado o Aislado) del sistema que lo alimente. En los casos en que el sistema está conectado en **delta** o **estrella** aislada o aterrada a través de una impedancia, el valor de la corriente de cortocircuito es pequeño y depende de la reactancia capacitiva con respecto a tierra de los cables alimentadores [8], la reactancia capacitiva de los enrollados, los transformadores, el resto de las máquinas y consumidores conectados a la barra de alimentación [6].

Si la corriente de cortocircuito (I_{cc}) es menor que 5A, no representa un peligro inmediato, pero debe ubicar un dispositivo que indica la existencia de una falla a tierra en un sistema conectado en **estrella**.

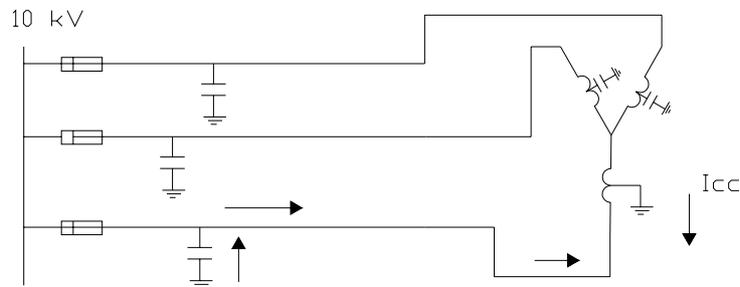


Figura 6. Reactancia capacitiva de la línea y el motor.

Si la corriente de falla es superior a los 5A y el motor es importante, lo que significa que: $U_n > 1000V$ y $P_n \geq 2MW$, entonces la corriente es mayor y además el motor es más costoso. [8]

En el caso de los sistemas en delta, las corrientes de cortocircuito (I_{cc}) suelen ser muy pequeñas (entre 10 a 30A), mayor que este rango se trata de los mismos medidas tomado en los sistemas conectado en estrella.

El peligro puede radicar en el hecho de que esa corriente al circular durante mucho tiempo a través del hierro que forma parte del núcleo, podría hacerle variar sus características magnéticas y a su vez el calor desprendido puede afectar la región aledaña del hierro y del enrollado (ver figura 7), pudiendo extenderse la falla, e incluso fundirse el hierro, todo depende de la magnitud de la corriente de falla.

Estos circuitos se utilizan mucho en la parte del circuito eléctrico industrial correspondiente al nivel de medio voltaje (6.3 kV; 10 kV; 13.8 kV).

En sistemas aterrados mediante resistencias, las corrientes durante estas fallas alcanzan valores cercanos a la nominal del transformador que los alimenta y se necesitan unas protecciones diferentes para detectarlas, pero menos sensibles que el caso de los sistemas con neutros aislados.

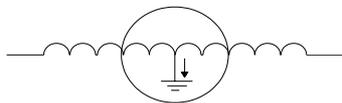


Figura 7. Falla monofásica en el enrollado de un motor.

Por lo general, en sistemas aterrados sólidamente, la diferencia con las corrientes de cortocircuitos multifásicas no es muy grande y no se necesitan métodos de protección especiales para detectarlas, pero cuando las diferencias entre las magnitudes de estas fallas aumentan, es imprescindible utilizar otros métodos para la detección de las fallas monofásicas más pequeñas. [8]

Este tipo de cortocircuito se manifiesta de dos formas: longitudinales y transversales.

Longitudinales

Aunque son pocos, pueden ocurrir cortocircuitos entre espiras de un mismo devanado, producidos fundamentalmente por el debilitamiento del aislante de los conductores.

Las fallas longitudinales suelen ser poco probables y solo adquieren importancia cuando involucran un número considerable de espiras, provocando una asimetría en las corrientes de las fases de la máquina, calentamientos, etc. Este tipo de fallos suelen transformarse en otras variantes como los contactos a tierra, las fallas multifásicas, debido al progresivo debilitamiento del material aislante con el aumento de la temperatura en el punto de descarga. [6][7]

Transversales

Esta es cuando ocurren descargas entre los conductores activos y la armadura del motor que está conectada a tierra.

Para la detección de estos defectos en sistemas aislados se utilizan métodos diferentes a los que se utilizan en sistemas con cualquier otro tipo de aterramientos. Por lo general, este tipo de fallas suelen desconectarse instantáneamente, evitando que se transformen en otras variantes más graves con consecuencias más severas para la máquina, que provocarán reparaciones más costosas.

1.4.2.3 Sobretensión

Las tensiones en los terminales de un motor no suelen ser constantes mientras está trabajando, porque depende del sistema que lo alimenta. En regímenes de trabajo normal ésta siempre tiene valores muy cercanos al nominal de la máquina, pero pueden aparecer sobretensiones perjudiciales para el aislamiento del devanado del estator si no son desconectados rápidamente.

Son muchas las causas que provocan sobretensiones. Las descargas atmosféricas pueden ser una de las más peligrosas por los elevados valores de las tensiones en un pequeño intervalo de tiempo, pero otras pueden ocurrir debido a la pérdida súbita de carga para el transformador de la subestación o una mala actuación del cambia TAP y a éstas se les considera como intrínsecas al sistema. En cualquiera de los casos perjudiciales, las protecciones deben de actuar instantáneamente para cuando los niveles de sobretensiones son muy elevados. [4]

Las sobretensiones atmosféricas se presentan en instalaciones expuestas ya sea directamente o a través de los acoplamientos que representa la red de distribución que finalmente se enlaza con las instalaciones de alta tensión expuestas.

Las sobretensiones de maniobra son debidas en particular a interrupciones de corrientes en los circuitos, donde la energía magnética se transforma bruscamente en electrostática. Ciertos dispositivos de maniobra (interruptores, contactores) cuya forma de interrupción es brusca (anticipan la extinción al cero natural) producen sobretensiones que superan las que corresponden al caso de interrupción ideal, y aparecen ondas de frente escarpado que penetrando en los devanados pueden ser causa de fallas.

En el ámbito de los trabajos dirigidos a la preparación de nuevas normas internacionales, ha adquirido particular importancia la definición de los niveles de Sobretensión de frente escarpado que los motores eléctricos deben ser capaces de soportar. [24]

Las fallas monofásicas a tierra son una causa de sobretensiones. Al ocurrir una falla monofásica a tierra en una fase, las tensiones de fase a tierra del resto de las fases que no están involucradas en la avería, se elevan a la tensión de línea, afectando el aislamiento de las mismas si no son desconectadas en un tiempo pequeño. [15]

1.4.2.4 Subtensión

- Subtensión con tiempo de duración largo.
- Subtensión con tiempo de duración corto.

1.4.2.4.1 Subtensión con tiempo de duración largo.

Un voltaje tan bajo en los terminales de un motor mientras que el mismo se arranca puede prevenirlo de alcanzar su velocidad nominal, resultando en un calentamiento excesivo del motor y del devanado del estator. En el caso del motor sincrónico, el motor no alcance la velocidad suficiente para incapacitarlo para entrar en el sincronismo cuando se aplique el campo.

Un bajo voltaje encontrado mientras que el motor está en marcha resulta en una corriente de operación más alta que la normal, y en el caso de los motores de inducción resulta en un calentamiento súbito en el devanado del estator y el rotor. En el caso de los motores sincrónicos, un bajo voltaje resulta en las corrientes más altas del estator con un calentamiento súbito del estator con la posibilidad de que el motor salga del sincronismo. [15]

En el caso de algunos motores sincrónicos, el suministro del campo c.d. se obtiene por rectificar el voltaje c.a. de la misma fuente como el suministro del estator. Cuando el voltaje de suministro c.a. está bajo, significa que el voltaje c.d. también está bajo o el campo está más débil, tendiendo a hacerle al motor menos estable.

En el caso de bajo voltaje durante el arranque o las condiciones de marcha, algún medio de protección de subtensión debe ser utilizado si el sobrecalentamiento causado por la subtensión no es adecuadamente protegido por otros relés o dispositivos.

La acción del dispositivo de subtensión depende del servicio que el motor protegida ofrece. Algunos se clasifican como esenciales y no se deben removerlo del servicio por relés que no protegen el sistema del efecto de una falla en el motor o su circuito asociado. Muy frecuentemente la condición de subtensión se causa por alguna anomalía en el sistema de suministro de potencia que requiere la operación continua

del motor para que el sistema se recupere aunque el motor se esfuerce a operar a una sobre temperatura o a una capacidad reducida.

El servicio de una planta eléctrica es un área principal donde esta condición exista. Durante una perturbancia del sistema que reduce el voltaje, el sistema se separe o se caiga completamente en la presencia de una pérdida adicional de la capacidad de generación, lo que puede ocurrir si los motores se desconectan en la subtensión. La recuperación exitosa del sistema depende del mantenimiento de cada unidad a la capacidad máxima posible. En este caso, los ventiladores, las bombas, etcétera, que sirve la unidad permanecen en operación aunque el voltaje está reducido por debajo del valor de seguridad normalmente designado. La recuperación se puede lograr por la acción apropiada del operador.

1.4.2.4.2 Subtensión con tiempo de duración corto.

A menudo la caída de voltaje dura sólo de 5 a 15 ciclos (base de 60 Hz), y en la mayoría de los casos no se ha hecho ningún daño a los motores de inducción si se permite que se queden en la línea. Si los motores se desconectan automáticamente durante estas caídas, se puede enfrentar cierres caros. En aplicar la protección para tales instalaciones, el empleo de relés ni debe ser más rápido ni más sensible que lo requerido.

En el caso de los grandes motores de inducción que suministran cargas críticas del proceso, es usualmente deseable que se realicen los estudios de estabilidad, teniendo en cuenta la inercia total del motor y la carga conducida, la duración de la caída de voltaje, y las características del motor. Tal estudio ayuda más en la selección de equipos protectores que permitirán sostener el motor en línea, y para determinar las condiciones limitantes de la caída de voltaje.

Se debe tener en cuenta la condición en que el voltaje de suministro se desconecta por un interruptor o un interruptor remoto del motor. Tal condición involucrase el recierre del suministro normal o una transferencia del suministro normal a un suministro alternativo.

[15]

La transferencia segura de un motor a un suministro alternativo de potencia se puede lograr si tal transferencia se hace muy rápidamente (en los motores sincrónicos, este tiempo es aproximadamente de seis ciclos y asumiendo que hay poco desplazamiento de fase inicial entre los dos suministros de potencia), o después un retraso de tiempo específico. La transferencia puede ser peligrosa en el tiempo intermediado. Cualquiera de los criterios siguientes asegurará una transferencia segura:

1. La transferencia debe ser adecuadamente rápida para que el voltaje generado debido al flujo magnético atrapado está suficientemente cerca de la relación de fase al voltaje de suministro alternativo, que la perturbancia creada por la conexión fuera de la fase esté dentro de los límites de tolerancia con respecto al torque transitorio del rotor, y el flujo transitorio de la corriente. No se puede utilizar el relé de subtensión (27) en este caso ya que el motor genere suficiente voltaje para evitar que el (27) accione.
2. La transferencia debe ser adecuadamente lenta para que el voltaje generado debido al flujo magnético atrapado por el rotor haya decaído a un valor bajo. Ordinariamente, si un constante de tiempo de circuito abierto en los motores de inducción y dos constantes de tiempo de circuito abierto en los motores sincrónicos se retasan, se puede lograr una transferencia segura. Alternativamente, se puede realizar una transferencia segura, normalmente si el voltaje residual del motor es menor o aproximadamente 25% del voltaje nominal. El voltaje de transferencia se debe determinar por los estudios.

1.4.3 Motores Sincrónicos [8]

El motor sincrónico tiene los mismos defectos como el asíncrono, excepto en algunos casos que se mencionará, luego en el desarrollo del documento. Este tipo de motor también está sujeto a fallas entre fases y monofásicas tanto en su enrollado como en el cable que lo alimenta. [22]

Las consecuencias para el motor son las mismas que se plantearon para el motor de inducción, incluyendo la dependencia de la magnitud de la corriente de cortocircuito monofásica en el régimen de aterramiento del neutro del sistema de alimentación. Como

es lógico en todos los casos (excepto en las fallas monofásicas cuando el sistema eléctrico está aislado) las protecciones que se utilicen deben actuar instantáneamente, en el caso de la excepción, se puede señalar en un panel indicando al operador la existencia de una falla a tierra, teniendo este, tiempo suficiente para tomar la decisión final. En estos casos, tal y como se puede hacer en los motores de inducción, se desconecta el motor rápidamente si el mismo no juega un papel importante en el proceso productivo o si se dispone de otro de reserva aunque sea importante. Lo importante es conocer que aunque la corriente de falla es pequeña puede dañar al motor con el transcurso de tiempo, pues es un proceso acumulativo, pudiendo convertirse en una falla entre fases, por lo tanto, a pesar de disponer de tiempo, no debe quedarse conectado. [8]

En este caso *hay una falla que no aparece en los motores de inducción* y que es **la pérdida de excitación del motor**. La pérdida de excitación se produce por un cortocircuito franco o por la apertura del devanado del campo. Se debe de evitar que por esta causa, el motor pierda su velocidad de sincronismo pasando a funcionar como asíncrono, produciéndose en los devanados grandes calentamientos. [16] Es decir, que la corriente de excitación se haga nula, ya sea porque el enrollado se abrió o porque la fuente que entrega dicha corriente falló. La desaparición de la excitación provoca que aumente la corriente por la jaula del rotor, así como por enrollado del estator, si el motor se encontraba trabajando a plena carga antes de la falla, al ocurrir esta sobrecargaría el mismo, de lo contrario pudiera suceder que el aumento de la corriente por el estator no llegara a sobrecargarlo. Luego para los motores de poca potencia, (generalmente de bajo voltaje), no se añade un protección para detectar dicha falla. Sin embargo, a los motores de gran potencia (voltajes medios) si se le incorpora una protección, la cual desconecta el motor. [24]

1.5 Regímenes anormales de los motores

Los regímenes anormales son aquellos procesos que ocurren en los motores pero que no representan defectos graves, pero que de mantener trabajando el motor en este estado puede hacerlo caer en un estado de defecto o falla, en cambio los regímenes

anormales pueden ser desconectado en un lapso mayor de tiempo, buscando alternativas para evitarlos sin llegar a la desconexión o preparar las condiciones para que esa desconexión sea menos perjudicial para la producción.

Los regímenes anormales más comunes son [5]:

- Sobre corrientes simétricas y asimétricas
- Autoarranque
- Alimentación con fases desequilibradas
- Funcionamiento en vacío

Fallas mecánicas:

- a) Arranque
- b) Arranque sucesivo
- c) Bloqueo de rotor o aceleración fracasada

1.5.1 Sobre corrientes:

- Sobre corrientes simétricas.
- Sobre corrientes asimétricas.

Las sobre corrientes en las máquinas pueden surgir por muchas causas, tanto por problemas intrínsecos de ellas, sus accionamientos; así como, del sistema del cual se alimenta, las sobrecargas en el mecanismo que se pone en movimiento [17], las sobrecargas por autoarranque de motores. [22]

1.5.1.1 Sobre corrientes simétricas.

La disminución simétrica de la tensión de alimentación y los defectos mecánicos en el motor, pueden provocar sobrecorrientes de origen o características simétricas, las cuales provocan calentamientos en el estator. [18]

Al estudiar los fenómenos térmicos en un motor, debemos distinguir dos regímenes de calentamiento diferentes, uno que se puede denominar adiabático debido a fuertes sobrecargas en tiempos cortos, tales como arranques y bloqueos de rotor y otro, un

régimen de calentamiento lento por el funcionamiento normal del motor.

En el régimen adiabático, el calor desarrollado en gran cantidad y en poco tiempo en el corazón mismo de los devanados, calienta estos peligrosamente, incluso antes de que se realicen los intercambios de calor con la masa metálica que los envuelve. Esto se conduce a la importancia de prestar especial atención a los arranques excesivamente largos, [8] a los bloqueos de rotor y al número de arranques sucesivos o cambios de sentido de rotación (frenado contracorriente) también puede producir este tipo de fallas. [7]

La principal causa de que los motores se deterioren es la sobrecarga de los mismos durante un tiempo superior al permisible. Es decir un motor puede estar sobrecargado, siempre y cuando el tiempo que dura la misma sea inferior o igual a la que establece su curva de sobrecarga permisible. [7] Durante la sobrecarga se produce un desprendimiento de calor debido a las pérdidas en el núcleo de acero, las pérdidas de cobre en el enrollado y a la fricción entre las partes rotatorias. Todo esto provoca un calentamiento de las partes adyacentes y parte de este calor se transfiere al medio que lo circunda y el resto eleva la temperatura del núcleo y el enrollado. Cuando la cantidad de calor por unidad de tiempo que pasa al medio circundante es igual a la cantidad de calor desprendido por unidad de tiempo, la temperatura del enrollado se estabiliza. Si la cantidad de calor desprendida por unidad de tiempo es mayor, entonces la temperatura se eleva y puede llegar a valores no permisibles.

La capacidad de almacenamiento calórico de un motor de inducción es relativamente grande. Una ligera sobrecarga del motor para un período corto no se resulta en una temperatura dañina del mismo. Sin embargo, cuando se trata de la condición del rotor bloqueado, la temperatura crece muy rápida debida a las grandes corrientes y el intervalo de tiempo es tan pequeño que muy poco calor es transmitido del conductor a la masa metálica que envuelve el motor, que la capacidad para almacenar calor parece pequeña y se alcance el límite térmico en unos segundos. [14]

Durante el proceso de sobrecarga existe esta desigualdad, la cual será mayor mientras mayor sea la sobrecarga y como consecuencia se arribará al límite de temperatura

permisible, la cual depende de la clase térmica del aislamiento utilizado, en un período de tiempo más corto que depende de su magnitud y el carácter simétrico o asimétrico de las mismas. [8][9]

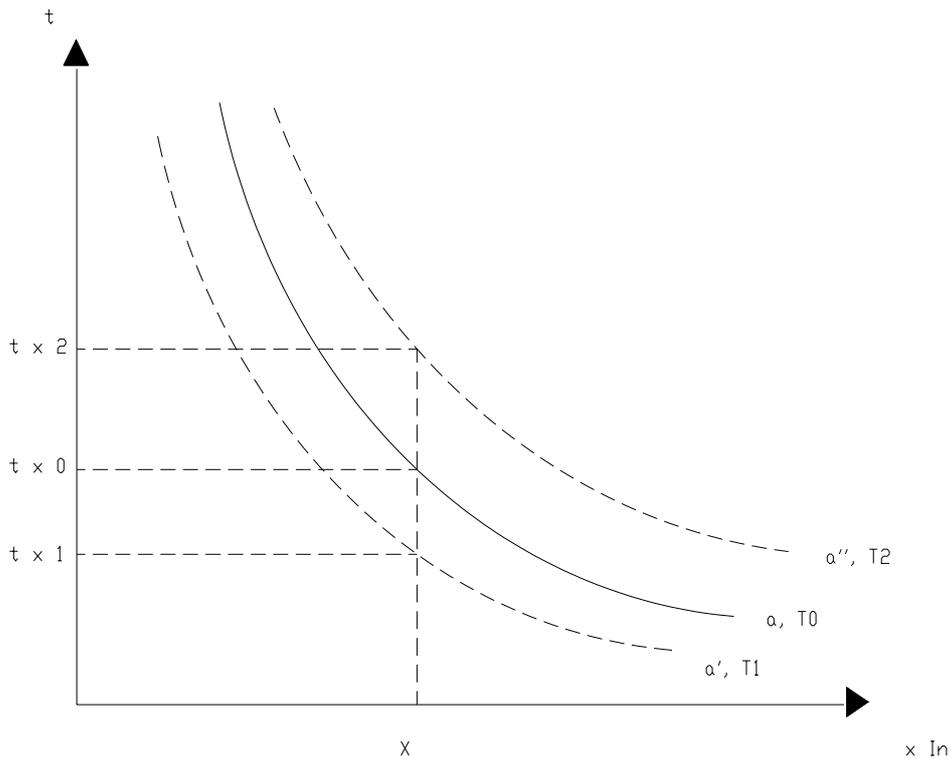


Figura 8. Curva de la característica de sobrecarga permisible del motor.

Esto motiva que la función matemática que relaciona la magnitud de sobrecarga con el tiempo que puede estar presente, se representa como se muestra a continuación.

$$t = T_K \frac{a - K_{ini}^2}{K^2 - K_{mi}^2} \quad (1.5.1.1)$$

Donde:

T_K : Caracteriza la razón de calentamiento del motor. Constante de tiempo de calentamiento del motor (s). Es el tiempo que demora el motor en llegar al 63 % de la temperatura de estabilización para una sobrecarga dada.

a: Coeficiente que depende del tipo de aislamiento que tiene el motor, de la periodicidad de la sobrecarga.

K_{ini} : Factor de sobrecarga precedente del motor.

$$K_{ini} = \frac{I}{I_n}$$

K: Factor de sobrecarga para el que se analiza el tiempo permisible. Esta ecuación describe una curva que recibe el nombre de sobrecarga permisible del motor, la cual se representa en la figura 8.

El conocimiento exacto de dicha característica facilitaría que se brindara una protección contra sobrecargas mucho más eficiente por lo que cualquier esfuerzo realizado con el objetivo de conocer la constante T_K es recomendable. Debe tenerse en cuenta que la curva variará con la temperatura ambiente, de manera tal que si esta última aumenta, la característica desciende (a'), lo que explica por el hecho de que ahora el motor puede “evacuar” menos calor hacia el medio circundante, llegando a la temperatura máximo permisible, para un mismo valor de sobrecarga, en un tiempo menor (t_{x1}). Si la temperatura del medio disminuye con respecto a la de referencia, la curva asciende (a''), aumentando la capacidad de sobrecarga del motor.

El problema de rotura o fisura de barras retóricas y anillos, es característico de motores asincrónicos que tienen que arrastrar cargas con una gran inercia. La temperatura para las barras y los anillos a continuación de un arranque a partir de frío, varía entre 100 a 300 °C para las barras y entre 60 a 300 °C para los anillos. [8]

Debido a las temperaturas alcanzadas durante el arranque en barras y anillos, si el motor no está bien diseñado o se lo utiliza inadecuadamente, se pueden producir distintas dilataciones relativas entre barras y anillos que provoquen incipientes daños en los puntos de soldadura.

Los factores que influyen en el modo de comportamiento de los anillos son el diámetro del rotor, la velocidad de rotación, los materiales utilizados, los esfuerzos a que están sometidos los materiales a la temperatura máxima en caso de sobrevelocidad. Es

importante también si todas las barras del rotor han sido soldadas simultáneamente o no. Estas distintas técnicas son función del tamaño del rotor, del peso de los anillos y de los esfuerzos entre barras y anillos.

Para el control de las soldaduras de barras y anillos la mayoría recurre al uso de tintas penetrantes, algunos al ultrasonido y otros a la inspección visual.

Una rotura de rotor da origen a una componente en frecuencia de la corriente estática, cuya amplitud es, para una sola barra rota, del orden de magnitud de aquella introducida por inevitables asimetrías constructivas de una máquina que no ha sufrido daños, y resulta por lo tanto difícil de distinguir. [8]

La protección que mejor se adapta es aquella que tiene en cuenta los calentamientos correspondientes a las sobrecargas en función de la integración de regímenes de marcha precedentes, siendo una auténtica imagen térmica que se calienta y se enfría al mismo tiempo que el motor. [6]

1.5.1.2 Sobre corrientes asimétricas.

La apertura de conductores, las fallas monofásicas longitudinales junto con la imagen térmica que debe de incluir el efecto multiplicador de la componente inversa de las corrientes, presente en el motor cuando está alimentado con tensiones desequilibradas [9], suelen provocar las sobrecorrientes asimétricas que son mucho más graves y peligrosas que las de origen simétrico. Corrientes con frecuencias desde 80 hasta 120 Hz circularán por el rotor y generan calentamientos en el mismo, que se transmitirán muy lentamente al estator, así que no serán detectados rápidamente por los sensores de temperatura conectados en el estator. [6]

El desequilibrio de las tensiones de alimentación de un motor produce fuertes desequilibrios en la corriente que conducen a un sobre-elevación de temperatura de los devanados con daños del aislamiento. Un desbalance en la tensión del 1% puede producir diferencias del 6 a 10% en la corriente. Si el motor está alimentado con secuencia positiva, con su carga nominal, absorbe la corriente nominal. Manteniendo el estado de rotación del motor se le aplica una tensión de secuencia inversa igual a la

nominal y aparecerá una sobrecorriente asimétrica por encima de la corriente nominal del motor.

Estas asimetrías están caracterizadas por corrientes de **secuencias negativas**. Estas corrientes de secuencia negativa inducen corrientes con frecuencias de doble línea que [9][15] se dirigen hacia el damper o componentes del rotor. La magnitud de la corriente con frecuencia de doble línea depende de la ubicación del fallo, número de espiras cortocircuitado, la inducción mutua y la impedancia del sistema y del motor. El peligro de los componentes del rotor es una función de la corriente desbalanceada del estator. Estas corrientes de secuencias negativas solo son importantes cuando alcanzan un 15% de las componentes de secuencia positiva y cuando el motor se encuentre trabajando por encima de sus valores nominales. [11][14]

Tabla 1.2 Relación tensión corriente en dependencia de la componente de secuencia.

MAGNITUD	SECUENCIA DIRECTA	SECUENCIA INVERSA
Tensión	U_n	$0.01x U_n$
Corriente	I_n	$0.01x I_{arr}$

Donde: U_n – tensión nominal del motor
 I_n – corriente nominal del motor
 I_{arr} – corriente de arranque del motor

Como los valores normales de corriente de arranque en un motor están entre 5 y 8 veces la nominal (se comprende que la corriente de secuencia inversa que corresponde a 1% tensión nominal, será del 6 a 10% de la corriente nominal del motor como se explique anteriormente). Se observará que la corriente que el motor absorbe es del orden de la corriente de arranque (en rigor el valor de corriente corresponde a un deslizamiento igual a 2). La tabla 1 muestra el resumen de la situación.

Es decir, los motores no pueden soportar en permanencia más que una pequeña sobrecarga, del orden del 5 al 7 % de la potencia nominal sin que resulten seriamente

dañados los aislamientos por fatiga térmica. Frecuentemente, en explotación, es preciso tolerar picos pero durante tiempos cortos. [6]

1.5.2 Auto arranque

Cuando la tensión desciende, las velocidades de los motores disminuyen y hasta pueden llegar a detenerse, si la caída de tensión es prolongada mucho tiempo. En caso de recuperación de la tensión, estos motores detenidos o trabajando a muy baja velocidad, pueden efectuar un nuevo arranque, en algunas ocasiones, todos al unísono. [6]

El arranque de todos o varios motores al mismo tiempo, traerá consigo una sobrecarga para el transformador de la subestación y por consiguiente una disminución de la tensión en la barra colectora secundaria. Este fenómeno impedirá que algunos motores, principalmente los que tengan que mover cargas muy potentes, no logren romper el momento inercial impuesto por la carga y por tanto no puedan arrancar. En el caso de los más pequeños lo lograrán con una demora de tiempo, más de lo normalizado.

Las grandes corrientes de auto arranque pueden hacer disparar el interruptor totalizador de la subestación que está protegiendo al transformador contra fallas externas, por tanto, desconectará a todos los consumidores de esta barra colectora. La baja tensión no afecta al motor, en algunos casos cuando el motor está trabajando cercano a la carga nominal, esto produce sobrecorrientes simétricas, que son desconectadas por otras protecciones. La gravedad de la baja tensión se manifiesta por el fenómeno del auto-arranque. En algunos casos se utilizan protecciones instaladas en la barra que desconectan los interruptores de los motores. [9]

1.5.3. Alimentación con fases desequilibradas

Las anomalías en el sistema eléctrico de potencia que alimenta a un motor, se traducen en un cierto grado de desequilibrio en las tensiones. Esto hace que en los devanados de la máquina aparezca la componente inversa del sistema de corrientes [4] absorbidas por el motor. Entre las razones de estas anomalías se encuentran, una distribución desequilibrada de las cargas monofásicas en la red, una transposición incorrecta de las fases y en algún caso, la fusión de un fusible con la consiguiente pérdida de una fase,

siendo esto, el límite máximo del desequilibrio del sistema de tensiones de alimentación. Puede suceder también, que después de someter a un motor a rebobinados por reparaciones, se produzcan desequilibrios en las impedancias de las fases, siendo también causa de la existencia de corrientes de *componente inversa*, aún con tensiones de alimentación equilibradas.

En un motor de inducción, la *impedancia de la corriente inversa* a la velocidad de régimen, es prácticamente igual a la *impedancia de componente directa* de un motor parado, es decir, que la relación entre las impedancias directa e inversa a la velocidad de régimen, se aproxima a la relación entre la intensidad de arranque y de la plena carga. [9]

Se puede afirmar que en un motor de inducción cuya intensidad de arranque es 6 veces la de su plena carga, para un 5 % de su componente inversa en las tensiones de alimentación, la componente inversa de las intensidades será de 6 veces ese 5 %, es decir, del 30 %. Por lo tanto, si la componente inversa del sistema de las tensiones de alimentación sobrepasa el 17 %, la componente inversa de las intensidades absorbidas por el motor será superior a la componente directa.

La componente inversa de las intensidades no afecta de una manera sensible al par motor, ya que para un desequilibrio del orden del 10 % en tensiones, el par negativo producido por la componente inversa de intensidad, no supera el 0.5 % del par de plena carga. El efecto principal de la componente inversa de la intensidad es el notable incremento de las pérdidas en el motor, especialmente en el cobre, reduciendo, para el mismo calentamiento de los devanados, la disponibilidad del par motor que se tiene con tensiones equilibradas.

1.5.4. Funcionamiento en vacío

Existen motores que arrastran cargas, tales como bombas de agua o de otra clase de fluidos, que no deben de funcionar en vacío, debiendo desconectar rápidamente el motor, para evitar que se produzcan deterioros graves en las bombas, por su funcionamiento en estas condiciones. [4]

1.5.5. Arranque

Se supone que en máquinas que arrancan con la plena tensión de alimentación, la intensidad absorbida disminuye linealmente [4] con la velocidad que va adquiriendo el motor durante el arranque. Aunque no sea aplicable a todos los motores, se puede afirmar que en su mayoría, la intensidad de arranque permanece prácticamente constante durante el 85 % del tiempo de arranque.

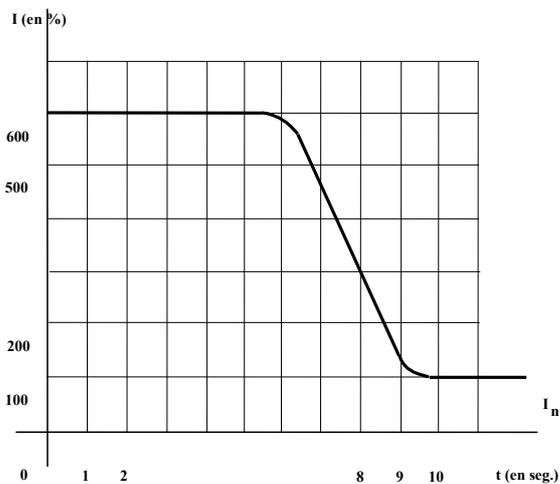


Figura 9. Curva típica de arranque de un motor de inducción.

En la figura 9 se ha representado la curva típica de un motor de inducción para un tiempo de 10 s. donde en abscisas figuran los tiempos y ordenadas las intensidades absorbidas por el motor, en función del porcentaje de su intensidad (I_n) de plena carga.

1.5.6. Arranques Sucesivos

El arranque sucesivo realizados en exceso sobre un motor de inducción, pueden ser causa de grandes calentamientos que den lugar a un deterioro de su sistema de aislamientos. Es una situación que puede considerarse como primera aproximación adiabática (acumulación del calor sin disipación). [4]

Las normas fijan cantidad de arranques por hora. Una situación parecida al arranque

pero más severa se puede presentar cuando se interrumpe la alimentación del motor e inmediatamente se lo vuelve a alimentar. Podría ocurrir que las tensiones de alimentación estén en contra-fase con las tensiones remanentes en bornes del motor y entonces se tendría un fenómeno análogo a un arranque con dos veces la tensión nominal.

En motores pequeños la tensión remanente en bornes se extingue rápidamente (2 a 5 ciclos), mientras que en motores muy grandes debido a que la resistencia del devanado tiene menor preponderancia en la constante de tiempo (L/R) el tiempo de extinción es mucho mayor y puede ser necesario hacer un control de fase. [6]

1.5.7. Bloqueo de rotor o Aceleración Fracasada

Cuando un motor, bien sea en marcha o parado, es incapaz de vencer el par resistente por tener que arrastrar una carga excesiva, se produce un bloqueo de rotor. En ambos casos, el motor absorberá de la red la intensidad equivalente a la de motor parado y de producirse esta situación, será preciso desconectar la máquina lo antes posible. Debemos de establecer como principio que toda protección de bloqueo de rotor debe de permitir que se realicen los arranques normales. [6]

La aceleración fracasada en un motor ocurre cuando [15] el estator del mismo se energiza, puede ser a causa de muchas cosas incluso el fallo mecánico del motor o de los rodamientos de carga, suministro de bajo voltaje, o un circuito abierto en una fase del suministro de voltaje trifásico. Cuando el devanado de estator del motor se energiza con el rotor estacionario, el motor actúa como un transformador con devanados secundarios resistentes a la carga. Típicamente, las corrientes del devanado del estator pueden variar de tres a siete o más veces del valor de plena carga caracterizado dependiendo del diseño del motor y de la impedancia del sistema de suministro. El control del motor debe ser capaz de interrumpir la corriente del rotor bloqueado. Ver figura 10 para un ejemplo típico de la corriente de arranque y el tiempo del rotor bloqueado.

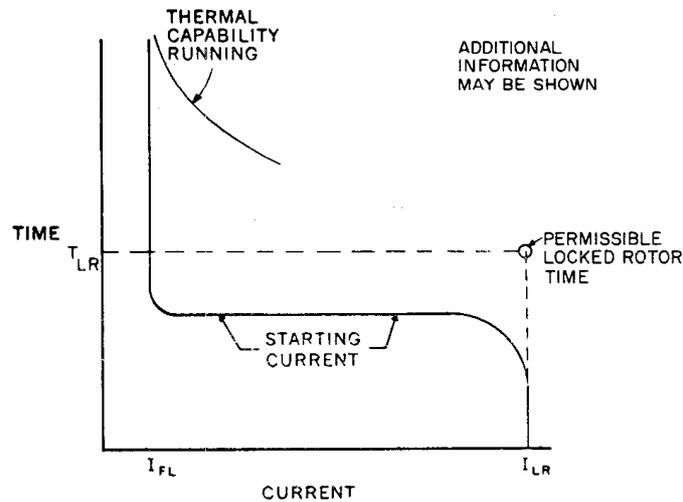


Figura 10. Curva de arranque típica de un motor y el tiempo permisible del rotor bloqueado.

Otro factor es que el calentamiento del devanado del estator es de 10 a 50 o más veces las condiciones caracterizadas y el devanado queda sin beneficio de la ventilación producida normalmente por la rotación del rotor.

El aumento de la temperatura de los devanados es proporcional al cuadrado de la corriente multiplicada por el tiempo, I^2t (límite térmico), despreciándose la pequeña pérdida de calor de los devanados. La sobretensión de esta causa se puede prevenir por detectar la magnitud de la corriente de línea e interrumpir la potencia cuando el valor de la corriente sea excesivo. Ya que los motores requieren y pueden tolerar altas corrientes por un intervalo de tiempo corto durante la aceleración, se debe incorporar algún retraso de tiempo en el dispositivo detector de la corriente, o debe estar disponible dentro del dispositivo protector para detectar la temperatura del devanado del motor y también la magnitud de la corriente de línea. Si no, el dispositivo detector de la corriente debe ser apagado durante el periodo de arranque. Para dar protección del rotor fijado, los dispositivos protectores deben estar puestos a desconectarse antes que el aislamiento de estator del motor sufra daño térmico o que los conductores del rotor se fundan o que se dañen debido a tensión y deformación repetidas.

Dependiéndose del diseño, un motor puede estar limitado por el estator o por el rotor

durante las condiciones del rotor bloqueado. En los diseños de alto horsepower, frecuentemente el calentamiento del rotor es el factor limitante. El fabricante del motor puede incluir el tiempo permisible de rotor bloqueado sólo después de que se complete el diseño del motor. Normalmente esto se da como tiempo para la corriente caracterizada del rotor bloqueado desde la temperatura caracterizada ambiental o de operación. También se puede tomar como parte de la curva tiempo-corriente del motor. Los tiempos de arranque varían dependiendo del diseño del motor y de las características de la carga torsional. Los tiempos pueden variar de $< 2s$ a $> 20s$ y se deben determinar para cada aplicación. [15]

Para la mayoría de las cargas arrastradas por los motores de inducción, el tiempo de arranque no supera los 10 segundos y en cambio, el motor admite con el rotor bloqueado y sin que se produzca un deterioro sensible de sus aislamientos, del orden de 20 segundos. En estas condiciones es fácil discriminar entre las condiciones de un arranque normal, de uno excesivamente largo ó de rotor bloqueado, en base a tiempos de permanencia de la intensidad absorbida por el motor en posición de rotor parado.

En motores que arrastran cargas de gran inercia los tiempos de arranque son del orden de los 20 segundos y se pueden aproximar a los tiempos máximos admisibles para rotor bloqueado y la discriminación por tiempos hacerla más difícil. [6]

1.5.8. Motores Síncronicos [8]

Las **condiciones anormales** de operación en un motor síncronico son:

- *Sobrecorrientes*: Estas son producidas por las mismas causas que se mencionaron para los motores de inducción, siendo iguales las medidas que se toman para contrarrestarlas.
- *Trabajo Asíncronico*: Este régimen aparece como un resultado de la pérdida de sincronismo del motor que causa el cambio de la frecuencia del motor con el suministro del sistema, produciendo impulsos en las líneas altas de corriente y posible daño físico al motor.

Las causas que pueden provocar el surgimiento de la marcha asincrónica son:

- Disminución del voltaje del sistema de alimentación por cualquier razón, una de ellas es los cortocircuitos.
- Disminución de la corriente de excitación del motor.
- Aumento grande de la potencia de la carga.

Para que el motor trabaje sincrónicamente, debe cumplirse una máxima y es que la potencia máxima que puede entregar el motor en el eje sea mayor que la demanda por el mecanismo que tiene acoplado a su eje. En este caso el rotor del motor gira a la velocidad sincrónica (ω_s) y como consecuencia la FEM inducida en el enrollado del estator tiene una frecuencia ω_s , igual a su vez a la del voltaje aplicado a dicho enrollado. Si la frecuencia de la FEM varía, es decir, se hace diferente a la del voltaje del sistema, aparece una diferencia de voltaje [8] fluctuante en los terminales del motor que provoca a su vez una corriente fluctuante.

Es decir, el voltaje resultante puede tomar valores desde cero hasta un máximo y como consecuencia la corriente que consume el motor también fluctúa entre un mínimo y un máximo, pudiendo este último, tomar valores varias veces mayor que la corriente nominal del mismo. Esto es lo que se llama oscilaciones, las cuales no ocurren solamente en el voltaje y la corriente, sino en el momento electromagnético desarrollado por el motor, lo que provoca que este se acelere y desacelere, cuando el momento toma máximos y mínimos valores respectivamente.

El comportamiento de los motores en estas condiciones transitorias se puede estudiar por los métodos empleados en los cálculos de estabilidad dinámica, con los que se puede determinar el tiempo límite a partir del cual el motor pasa de las oscilaciones a la pérdida total del sincronismo, es decir, que aunque se restablezcan las condiciones de trabajo sincrónico, no entra, el motor en sincronismo.

Como se apreciará posteriormente, una de las causas de surgimiento de estas oscilaciones son los cortocircuitos que provocan voltajes residuales en la barra donde está conectado el motor pequeño, pudiendo comprobarse también que hay un valor de voltaje residual mínimo que establece una frontera de manera tal que para valores de

voltajes residuales superiores al mismo, el motor oscilará, pero no pierde el sincronismo y viceversa. El valor promedio de dicho voltaje será $0,5 U_n$. Como podrá apreciarse las consecuencias de esta corriente pulsante no son buenas para el motor por las siguientes razones:

- (a) El valor superior a la corriente nominal provoca efectos térmicos sobre los aislamientos similares a las producidas por las sobrecorrientes analizadas anteriormente (envejecimiento prematuro del aislamiento).
- (b) Se produce un momento electromagnético pulsante que puede traer graves consecuencias mecánicas en el rotor del motor al ser sometido a esfuerzos bruscos y estar presente a su vez el momento antagónico de la carga.
- (c) Al surgir un deslizamiento entre el rotor y el flujo del estator, se inducen corrientes en el enrollado del rotor que aumentan la temperatura del mismo debido a las pérdidas en el cobre y en el hierro.

Todas estas consecuencias pueden provocar el deterioro del motor en un periodo relativamente corto, es decir que el motor no está diseñado para trabajar en marcha asincrónica por un periodo de tiempo largo. Por esta razón es que en los motores sincrónicos se conecta adicionalmente una protección que detecta la marcha asincrónica y que lo desconecta si el motor no es importante para la continuidad del flujo de producción. Si lo es, entonces puede tomar las siguientes decisiones:

1. Actuar sobre el dispositivo de re-sincronización, el cual eliminaría la excitación y la aplicaría cuando el motor alcance nuevamente una velocidad próxima a la sincrónica.
2. Descargar automáticamente el motor, es decir quitarle parcial o totalmente la carga conectada al eje (si es posible).
3. Desconectar el motor y arrancarlo nuevamente de manera automática.

Teniendo en cuenta que, para que el motor trabaje sincrónicamente la potencia del mismo debe ser mayor que la de la carga y que la potencia que entrega en su eje es directamente proporcional al voltaje.

Como puede observarse todas conllevan a que el motor se desacelere pues la potencia de este se hace menor que la de la carga, provocando el surgimiento de un deslizamiento entre el flujo del rotor y del estator y como consecuencia las oscilaciones.

1.6 Conclusión

Los principales defectos y regímenes anormales que ocurren en los motores asíncronos (de inducción) y síncronos son numerosos. Las causas de los mismos, los parámetros eléctricos y las consecuencias son varias. Los motores eléctricos son elementos electromecánicos dado que están conformados por partes móviles y estáticos. Los defectos más frecuentes son los mecánicos (41%), siendo los más probables los que se presentan en los cojinetes rotatorios (16%). Las fallas eléctricas más comunes son las que se presentan en el estator (37%) y en este devanado se presentan las fallas de mayor probabilidad de todas que se pueden presentar en un motor, el debilitamiento del aislamiento a tierra (23%). Los motores eléctricos son de suma importancia en la actualidad, debido a las diferentes aplicaciones industriales a los que son sometidos, es por ellos, que se deben tomar en cuenta todas las fallas que se presentan para el correcto funcionamiento de los mismos.

Son muchos los factores que deben tenerse en cuenta al seleccionar un motor. Sin embargo, puede resumirse que el motor apropiado es aquel que se ajusta a los requerimientos técnicos solicitados con un costo mínimo.

Dentro de los cortocircuitos multifásicos se tienen los trifásicos, los bifásicos y los bifásicos a tierra, siendo los de menor frecuencia los trifásicos. Los cortocircuitos bifásicos a tierra poseen características realmente complejas en los sistemas aislados, este tipo de fallo es más probable que el fallo entre fases. Los cortocircuitos en el estator de un motor, constituyen los más graves defectos que pueden ocurrir en una máquina eléctrica rotatoria y se produce por el debilitamiento del aislamiento en el devanado.

Las fallas monofásicas son menores generalmente que las multifásicas y esto depende del tipo de conexión del neutro (Aterrado o Aislado) del sistema que lo alimente. En los casos en que el sistema está conectado en **delta** o **estrella** aislada o aterrada a través

de una impedancia, el valor de la corriente de cortocircuito es pequeño y depende de la reactancia capacitiva con respecto a tierra de los cables alimentadores.

En sistemas aterrados mediante resistencias, las corrientes durante estas fallas alcanzan valores cercanos a la nominal del transformador que los alimenta y se necesitan unas protecciones diferentes para detectarlas, pero menos sensibles que el caso de los sistemas con neutros aislados.

En sistemas aterrados sólidamente, la diferencia con las corrientes de cortocircuitos multifásicas no es muy grande, pero cuando las diferencias entre las magnitudes de estas fallas aumentan, es imprescindible utilizar otros métodos para la detección de las fallas monofásicas más pequeñas.

Las fallas longitudinales solo adquieren importancia cuando involucran un número considerable de espiras. Las fallas transversales, suelen desconectarse instantáneamente, evitando que se transformen en otras variantes más graves con consecuencias más severas para la máquina, que provocarán reparaciones más costosas.

Son muchas las causas que provocan sobretensiones. Las descargas atmosféricas pueden ser una de las más peligrosas por los elevados valores de las tensiones en un pequeño intervalo de tiempo. En cualquiera de los casos perjudiciales, las protecciones deben de actuar instantáneamente para cuando los niveles de sobretensiones son muy elevados.

Una subtensión encontrada mientras que el motor está en marcha resulta en una corriente de operación más alta que la normal, y en el caso de los motores de inducción resulta en un calentamiento súbito en el devanado del estator y el rotor. En el caso de los motores sincrónicos, un bajo voltaje resulta en las corrientes más altas del estator con un calentamiento súbito del estator con la posibilidad de que el motor salga del sincronismo.

En el caso de la subtensión con tiempo de duración corto, se debe tener en cuenta la condición en que el voltaje de suministro se desconecta por un interruptor o un interruptor remoto del motor. Tal condición involucrase el recierre del suministro normal o

una transferencia del suministro normal a un suministro alternativo. En el caso de que haya un cambio de suministro de voltaje al motor, la transferencia debe ser adecuadamente rápida para que el voltaje generado debido al flujo magnético atrapado está suficientemente cerca de la relación de fase al voltaje de suministro alternativo y a la vez, debe ser adecuadamente lenta para que el voltaje generado debido al flujo magnético atrapado por el rotor haya decaído a un valor bajo. Se puede realizar una transferencia segura, normalmente si el voltaje residual del motor es menor o aproximadamente 25% del voltaje nominal.

Las sobrecorrientes se dividen en simétrica y asimétrica. La disminución simétrica de la tensión de alimentación provoca sobrecorrientes de origen o características simétricas, las cuales provocan calentamientos en el estator. El desequilibrio de las tensiones de alimentación de un motor produce fuertes desequilibrios en la corriente que suelen provocar las sobrecorrientes asimétricas (caracterizadas por corrientes de secuencias negativas), que son mucho más graves y peligrosas que las de origen simétrico.

Las grandes corrientes de auto arranque pueden traer una sobrecarga para el transformador de la subestación y por consiguiente una disminución de la tensión en la barra colectora secundaria. Este fenómeno impedirá que algunos motores logren romper el momento inercial impuesto por la carga y por tanto no puedan arrancar. Para un motor en marcha, las velocidades de los motores disminuyen y hasta pueden llegar a detenerse.

Un motor cuando comienza a trabajar por encima de sus valores nominales, va disminuyendo su periodo de vida; esto se lleva a concluir que si no se realiza un buen plan de mantenimiento y protección de los principales defectos y regímenes anormales que están ocurriendo en los motores, el mismo no durará mucho.

En el siguiente capítulo se explicará en detalle los métodos de protección de los defectos y regímenes anormales anteriormente mencionados de los motores.

Capítulo II

Métodos de Protección

- **Introducción**
- **Control térmico y mecánico**
- **Defectos eléctricos**
- **Regímenes anormales**
- **Fallas mecánicas**
- **La pérdida de excitación**
- **Conclusión**

2.1 Introducción

Un sistema de distribución de potencia, suministrando energía a una carga industrial o residencial es costoso. Obviamente, el costo principal de los equipamiento de un termo-eléctrica es importante, tanto como el costo de la energía que se suministra esta termo-eléctrica a las cargas que convierten la energía eléctrica en energía mecánica, tal como el caso de un motor. En la industria los motores asincrónicos consumen una gran parte de la energía eléctrica y a pesar de tener un diseño de la mejor calidad posible, siempre se presentan fallos porque ningún sistema es perfecto. De allí se surge la necesidad de proteger el sistema, que a su vez se involucra la protección de los motores.

Cuando se detecta un fallo en un motor, si se corrige más temprano, el daño asociado con el fallo se minimiza, el cual resulta en menor costo de reparación. Al mismo tiempo, una detección más rápida y más sensible de problemas significa que se puede resolver el problema mientras que sea menor, y antes [15] de que se transforme en un problema catastrófico. Mientras que es verdad que una protección más rápida y más sensible reduce el grado de daño en el punto de fallo, y en este sentido, la protección del motor que detecta y desenergiza los equipos defectuosos, protege los otros componentes conectados a la misma red de alimentación, permitiendo que el sistema siga funcionando.

Los defectos y regímenes anormales descritos ocurren en cualquier motor sin tener en cuenta la potencia del mismo y las características de las cargas, pero los métodos de protección varían en dependencia de la potencia del motor, dado que se seleccionan teniendo en cuenta factores económicos. Para la detección de algunos fallos es imprescindible la selección de métodos muy complejos y costosos que no se recomiendan en motores de poca importancia y costo. Los motores de gran potencia suelen protegerse contra todos los defectos posibles, tanto como los de características mecánicas como los eléctricos. [5]

2.2 Control térmico y mecánico

En la tabla 2.2.1 se describe el nivel mínimo de instrumentación y protección para el control térmico y mecánico de motores y se indican algunas recomendaciones referentes a la instrumentación mínima que se debe prever en el momento de la compra de la máquina, especialmente para el control térmico y mecánico de motores de media tensión y de potencia elevada.

Tabla 2.2.1 Control térmico y mecánico de motores.

MEDIDAS Y CONTROLES	OBSERVACIONES
Medida de la temperatura del arrollamiento estatórico.	Se deben instalar por lo menos dos termosondas internas por fase, colocadas en el tramo de ranura de las zonas que se consideran más calientes.
Medida de la temperatura del núcleo estatórico.	En casos particulares, debería preverse la instalación de por lo menos dos termosondas en los dientes y una en el yugo estatórico. Se puede usar el relé 49 para vigilar cuando el estator llegue a la máxima temperatura. [21]
Medida de la temperatura de los cojinetes y/o medida de la temperatura del aceite de los cojinetes.	Debería normalmente preverse, convenientemente los transductores se deben conectar con los sistemas de medición, alarma y protección.
Medida de la temperatura del aire.	La medición se debería efectuar para cada ingreso y salida del aire conectados con los sistemas de

	medición, alarma y protección.
Control de la circulación del aceite en los cojinetes. Control de la circulación del agua de refrigeración de los cojinetes.	En general debería preverse un sistema visual.
Control de la circulación y de la presión del agua en los intercambiadores de calor.	Se recomienda la instalación de un adecuado dispositivo conectado al sistema de alarma, y un dispositivo indicador de la presión y caudal del circuito.
Medida de la presión diferencial en los filtros de aire.	Se debería prever el control continuo con umbral de alarma. Si la ventilación se realiza con motores auxiliares separados, se debe prever una señalización por falta de ventilación.
Control de las vibraciones.	El control se debe prever siempre, recurriendo según el caso a un sistema portátil o no (particularmente en máquinas de potencia superior a 2500 kW).

La detección de temperaturas elevadas es la más difícil de conseguir y generalmente, se realiza detectando la temperatura del líquido lubricante de los cojinetes. [6]

2.3 Defectos eléctricos

2.3.1 Cortocircuitos multifásicos (baja tensión)

Este tipo de cortocircuitos (en el bobinado del estator) es el más grave y se exige que las protecciones lo desconecten instantáneamente. En el caso de los motores de baja tensión y poca potencia, el método más ampliamente difundido es el de sobrecorriente implementado mediante un fusible o un interruptor automático de caja moldeada. [6]

El Fusible

Los fusibles de protección de circuito ramificado de motor deben tener habilidades adecuadas de interrumpir, también la categorización de corriente y las características de funcionamiento que permiten que el motor arranque y aún brindan, para todos los valores de sobrecorriente, tanta protección como posible para el motor, los conductores de dicho circuito, los medios de desconexión, y el control del motor.

Los fusibles instantáneos que tienen 250% - 300% del valor de la corriente de plena carga del motor, usualmente se requieren que permitan el arranque del motor (proceso transitorio inicial) y la operación normal del dispositivo protector en presencia de sobrecargas. El rango de la razón de fusión puede ser reducido de 250% a 300%, a 200% a 250% de la corriente plena carga del motor, que a su vez brinda una protección mejorada de la corriente de falla, cuando se utilice el método arranque por voltaje reducido.

Para fusibles de 600 A o menos, se puede incrementar este valor hasta un 400% si se requiere por la corriente de arranque del motor. Las características (las curvas de $(t \text{ vs } i)$) de tiempo-corriente de los fusibles deben ser correlacionadas apropiadamente con las características de tiempo-corriente de los relés de sobrecarga para que operen los relés de sobrecarga antes del fusible dentro del rango de sobrecargas en operación del motor. También, el fusible debe operar antes de los disparos del relé de sobrecarga y el contacto abre por valores de la corriente de falla que exceden la habilidad de interrumpir del contacto. [15]

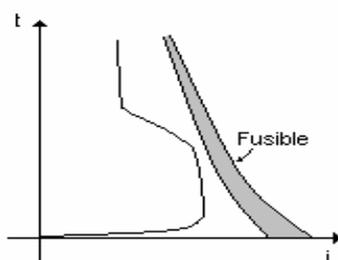


Figura 11. Proceso transitorio de arranque de un motor protegido por fusible.

En el caso de los relés de sobrecarga térmica, la característica de tiempo de la lámina fusora del fusible debe coincidir con la característica de tiempo del relé de sobrecarga para corrientes no mayores que las diez veces del calentador para proteger los calentadores y el relé de sobrecarga del daño permanente de las corrientes de fallas que exceden este rango. [15]

Muchos especialistas después de varios años de experiencias [7] en la instalación de estos dispositivos han adquirido habilidades prácticas en su selección, para la que

utilizan expresiones más directas como sigue:

1. $I_f = 3 I_n_{(motor)}$ expresión más utilizada y más inexacta. (2.3.1.1)

2. $I_f = \frac{I_{arr}}{1.6}$ para motores de arranque lento. (2.3.1.2)

3. $I_f = \frac{I_{arr}}{2.5}$ para motores de arranque rápido (hasta 12 s). (2.3.1.3)

Cualquiera de estas expresiones se puede utilizar, pero siempre que tenga la curva es mucho mejor verificar que el proceso transitorio de arranque no se solape con la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible (figura 11). En ocasiones se utilizan interruptores automáticos, donde se necesita mayor velocidad en la recuperación del servicio o donde no se encuentren fusible que garanticen las exigencias anteriores.

Al igual que en el caso de los fusibles, es importante que los interruptores no operen en el proceso transitorio de arranque del motor (figura 12.) y es por eso que se selecciona su corriente de acción magnética mayor (I_{mag}) que la corriente de arranque del motor (I_{arr}). A la vez que la corriente de acción térmica debe estar por encima de la corriente nominal de la máquina.

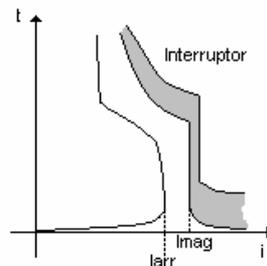


Figura 12. Proceso transitorio de arranque de un motor protegido por fusible.

Si se cumplen estrictamente estas leyes para todos los interruptores, serán necesarios interruptores de distintas características (corrientes de acción magnéticas) en una misma subestación y en ocasiones resulta muy costoso. [6]

Para evitar este hecho, muchos especialistas seleccionan la corriente de disparo

magnético para el motor de mayor potencia y la asumen igual para el resto de los interruptores, siempre y cuando se cumplan las normas de sensibilidad.

$$K_S = \frac{I_{CC_{\min 2\phi}}}{I_{mag}} > 2 \quad (2.3.1.4)$$

Es más económica la adquisición de muchos interruptores del mismo tipo, que la selección de unidades diferentes para cada motor. Claro que este hecho es imposible generalizarlo para la característica térmica que si es totalmente dependiente de la potencia del motor. Esto provoca que en muchas ocasiones, además del interruptor magnetotérmico encontremos unidades térmicas independientes de mucho menor valor.

Para los fusibles que limitan las corrientes, su capacidad de limitar corrientes también se debe tener en cuenta en la selección de circuitos que tiene la disponibilidad de corriente de cortocircuito alta. Las características de interrumpir de todos los fusibles, deben ser mayores o iguales a la corriente de cortocircuito disponible en el punto de fallo.

A veces estos fusibles se aplican con un interruptor en una combinación de interruptor - fusible. Esto permite que el interruptor sea aplicado al sistema con capacidad de falla mayor que la capacidad de interrumpir de los breakers. [15]

El Interruptor automático

El interruptor automático puede reponerse, por lo general, de forma muy rápida mediante la acción mecánica luego de una actuación contra un cortocircuito. Además, suelen fabricarse con mayor capacidad y tienen desde uno a tres polos en un mismo dispositivo.

Los interruptores automáticos se pueden encontrar con variantes ajustables o no ajustables. Es decir, en muchos casos sólo se debe seleccionar el dispositivo deseado, pero en otros casos algunos de los parámetros que caracteriza su actuación pueden configurarse. En la (figura 13.) se muestra la curva del comportamiento del tiempo de acción en algunos interruptores automáticos, aunque se conocen muchos tipos de curvas en dependencia de la tecnología y el fabricante.

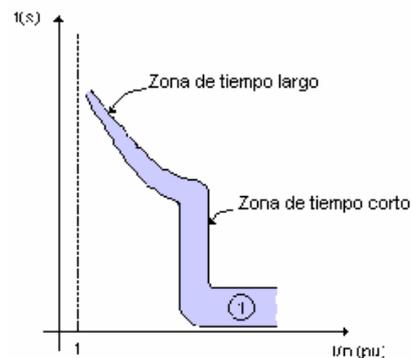


Figura 13. Característica hipotética de temporización de los interruptores

Los interruptores automáticos en su gran mayoría tienen varias zonas de operación. En la (figura 13.), se muestra la zona de tiempo largo o de acción lenta que suele ser de tiempo inverso y la zona de tiempo corto, que puede ser instantánea o no. En muchos interruptores estas zonas de tiempo corto pueden estar divididas en: zona de tiempo corto y zona instantánea (figura 14.).

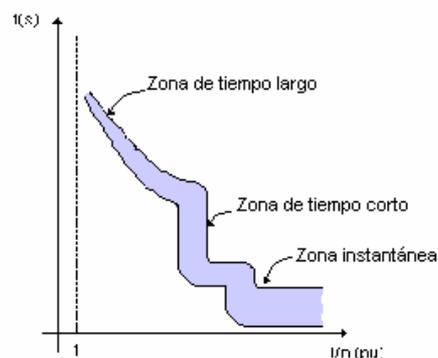


Figura 14. Característica hipotética de un interruptor con varias zonas de operación.

Estas zonas de operación por lo general pueden ajustarse ya sean en la magnitud de la corriente o del tiempo. En ciertos interruptores sólo se puede ajustar algunos de estos parámetros, el fabricante permite la configuración total de las características o zonas de operación (figura 15), pero por lo general suelen ser más caros.

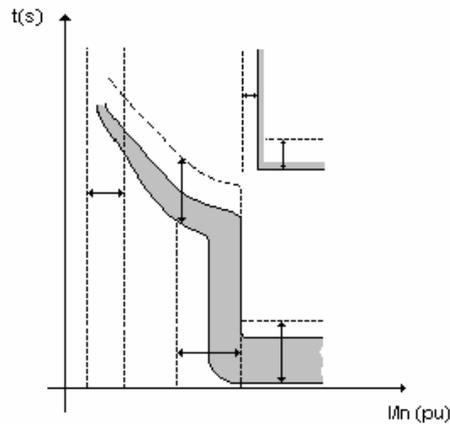


Figura 15. Parámetros de ajustes de un interruptor hipotético de varias zonas de operación

Principalmente por la irregularidad de sus características de operación, la coordinación entre interruptores o entre un interruptor y otro dispositivo de tiempo inverso suele ser más compleja que en los fusibles, y se haga necesario la utilización de programas de computación o la manipulación gráfica de sus características tiempo vs corriente. [6]

Motores de media y alta tensión

Para motores alimentados con mayor tensión, que de hecho serán de mayores sus potencias, las protecciones son diferentes. En estos motores se utilizan interruptores no automáticos, fundamentalmente de poco volumen de aceite que necesitan una señal externa para comenzar su operación, por tanto, se hace necesario el empleo de los relés.

Es común la utilización de relés de sobrecorriente instantánea 50 (figura 16) y para su ajuste solo tiene que tomar en cuenta que en el proceso transitorio del motor, las corrientes generadas no puedan hacerlo operar. Además, en los motores muy potentes, en los primeros ciclos del proceso transitorio, existen componentes directas adicionales que hacen aún mayor estas corrientes de arranque del motor. [6]



Figura 16. Protección contra corto circuito multifásico de un motor por un relé de Sobrecorriente instantáneo.

$$Iop_{50} = Kseg * Iarr_{(motor)} \quad (2.3.1.5)$$

$$Ior_{50} = \frac{Iop_{50}}{K_{TC}} \quad (2.3.1.6)$$

Kseg = (1.5 ÷ 2), es muy utilizado en la práctica como 1.8

Donde:

- Iop_{50} : Ajuste del relé de sobrecorriente referido al devanado primario del TC.
- Ior_{50} : Ajuste del relé de sobrecorriente referido al devanado secundario del TC.
- $Iarr$: Corriente de arranque del motor.
- $Kseg$: Coeficiente de seguridad utilizado para compensar los errores del TC.
- K_{TC} : Es la relación de transformación del transformador de corriente.

Como en todos los métodos anteriores, es importante verificar el cumplimiento de las normas de sensibilidad.

$$Ks = \frac{Icc_{\min 2\phi}}{Iop_{50}} > 2 \quad (2.3.1.7)$$

El fallo bifásico mínimo ($Icc_{\min 2\phi}$) en los bordes del motor debe ser 2 veces mayor que la corriente a la que está ajustado el relé, por tanto, se garantiza que esta protección será sensible a fallos más pequeño internos en el motor.

En caso de que esta norma no se cumpla, se pueden utilizar los filtros de componente

directa (tecnología moderna) y con eso eliminar el pico transitorio inicial, por tanto el coeficiente de seguridad pudiera disminuir a valores más pequeños $K_{seg} = 1.2$

En caso de que no se cumplan las normas de sensibilidad de relés de sobrecorrientes ni siquiera instalando los filtros de componentes de directa, por lo tanto, se debe utilizar la conexión diferencial [7] de estos mismos relés de sobrecorrientes ordinario. En tal caso, el ajuste (pick-up setting) del relé debe ser seleccionado para dar la sensibilidad deseada.

El valor debe estar en el rango de 10%-20% de la corriente de plena carga, dado que la razón transformador-corriente y el tap de corriente mínima del relé permiten un ajuste de este rango. Un ajuste de retraso de tiempo [6] típico es de 0,1s. Para los esquemas diferenciales de balance de flux, los relés se deben ajustar de acuerdo con las instrucciones para ajustar el dispositivo 50G, como se muestra en la siguiente (figura 17).

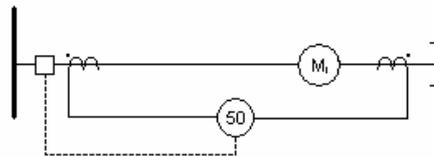


Figura 17. Conexión diferencial de un relé de sobrecorriente.

En el caso de que la conexión diferencial del relé de sobrecorriente no basta para la protección contra corto circuitos multifásicos, entonces, el relé diferencial brindará una mejor protección todavía.

El Dispositivo 87- Relé Diferencial

Un relé protector que funciona en una diferencia de porcentaje, o ángulo de fase, o de otras diferencias cuantitativas de dos corrientes o de otras cantidades eléctricas.

El ordinario relé porcentaje-diferencial utilizado para la protección de motores no requiere un ajuste en el mismo sentido que requiere un relé de sobrecorriente en conexión diferencial. Una curva de 10% se utiliza generalmente, con un 25% preferido

donde existe una desigualdad sustancial de transformador de corriente. Se debe ejercitar cuidado para asegurar que el transformador de corriente y el devanado del relé sean apropiadamente conectados, y que sea deseable chequear la curva de la característica de relé. [15]

Hasta aquí todo lo relacionado con las protecciones contra cortocircuitos multifásicos.

2.3.2 Cortocircuitos monofásicos

En el caso de los cortocircuitos monofásicos a tierra en un motor, los métodos de protección están en dependencia del tipo de aterramiento del neutro del sistema que lo alimente. Para sistemas sólidamente aterrados, por lo general, las mismas protecciones empleadas para fallas multifásicas cumplen con la sensibilidad necesaria para estas fallas, pero para el resto de los casos se deben emplear métodos diferentes.

En el caso de sistemas aterrados con una impedancia de pequeño valor, entonces se emplea los relés de sobrecorriente un poco más sensibles, conectados residualmente con los TCs utilizados para la protección contra cortocircuitos multifásicos (figura 18). Como se está protegiendo un consumidor y por tanto, no es necesario coordinar con nadie, entonces se pueden utilizar dispositivos instantáneo o de tiempo inverso, pero de corto tiempo. [7]

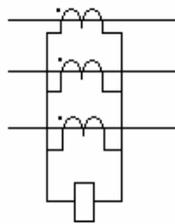


Figura 18. Conexión residual de TCs

Dispositivo 51N- Relé de sobrecorriente con conexión residual

El relé dispositivo 51N se energiza de la corriente en el circuito residual de tres transformadores de corriente conectada en delta-estrella, uno en cada fase. Con mucha frecuencia se ocurren desigualdades en la carga en cada fase, la saturación asimétrica

de los transformadores de corriente durante el periodo de inrush, puede causar la operación incorrecta del relé. Para esta razón, se debe ejercitar cuidado para asegurar que el ajuste de tap de relé o de la impedancia de serie, o ambos, están bien para evitar un disparo falso. El ajuste más bajo es deseable. Un relé de fase de baja carga, tal como uno de estado sólido, puede ser utilizado como una ventaja en este caso.

En algunos casos un motor grande individuo que se puede suministrar de un transformador conectado en forma delta-estrella. En tal caso, el uso de un transformador corriente neutra-transformador para un relé instantáneo (el cual sería el 50G) elimina la posibilidad de operación del relé excepto por el flujo actual de corriente a tierra. [15]

$$Iop_{50G} = Kseg \cdot In_{TC} \quad (2.3.2.1)$$

$$Kseg = 0.2 \div 0.4 \quad (2.3.2.2)$$

$$Ks = \frac{Icc_{min\phi}}{Iop_{50G}} > 2 \quad (2.3.2.3)$$

Donde:

- lop50G: Corriente de operación del relé de secuencia cero.
- Kseg: Coeficiente de seguridad que toma en cuenta el error en los TC.
- Ks: Coeficiente de sensibilidad para un fallo monofásico a mínima generación en los bornes del motor.

En el caso de sistemas aislados donde las fallas son muy pequeñas, se utilizan relés igualmente sensibles pero conectados a tiroides, transformadores de secuencia cero, mucho más sensibles a las pequeñas corrientes de secuencia cero. [6]

Como se observará en la (figura 19), los cables de fuerza pasan por en interior de la ventana del transformador, quedando rodeados por el núcleo del mismo. La corriente que se inducirá en el devanado secundario del mismo, estará relacionada solo con la corriente de secuencia cero que circule por los conductores. Cuando ocurre una falla monofásica, aparecen las corrientes de secuencia cero que serán detectadas por el relé conectado al secundario.

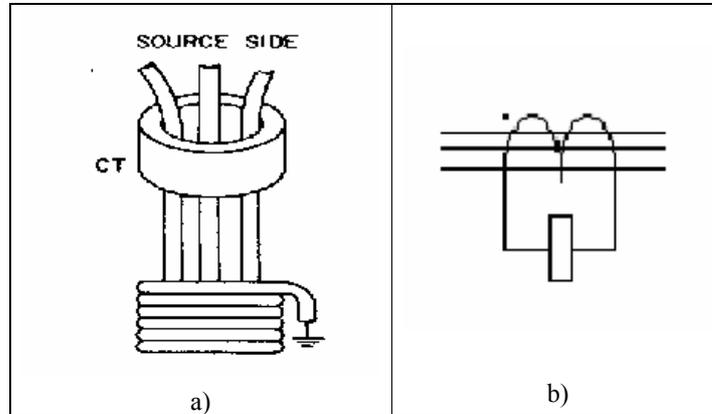


Figura 19. Conexión de los transformadores de corrientes especiales en un circuito eléctrico.

a) Vista real b) Monolineal

En los sistemas aislados, las corrientes de fallas a tierra son de carácter capacitivo, dado que no hay conexión del neutro a tierra, solo a través de las capacitancias de los cables y devanados de transformadores y motores instalados en la barra. Cuando ocurre un cortocircuito de una fase a tierra, corrientes capacitivas circularán en dirección de los neutros al punto de cortocircuito. [6][7]

Para el ajuste de estos relés, es necesario conocer la corriente capacitiva que aporta el motor al que se está protegiendo, cuando existe un cortocircuito monofásico en barra, y ajustarlo un tanto mayor a ésta para evitar su operación para cortocircuitos exteriores. Es lógico que la corriente proveniente del sistema cuando ocurre un fallo monofásico en el motor o el cable de alimentación, sea mucho mayor que la aportada por el motor a un fallo externo. [6]

$$Iop_{50G} = kseg Icap \quad (2.3.2.4)$$

$$Kseg = 1.2 \quad (2.3.2.5)$$

Donde:

Icap: Corriente capacitiva aportada por el motor a un fallo monofásico externo.

Dispositivo 50G- Relé de sobre-corriente instantáneo toroidal

Este relé, que está energizado por la corriente de un transformador toroidal acerca de los conductores de triple suministro al motor, es para brindar una protección de corriente a tierra para los motores. Ya que las corrientes trifásicas en el primario del transformador de corriente suma a cero, el relé se responde solamente a la corriente de falla a tierra (ver figura 20).

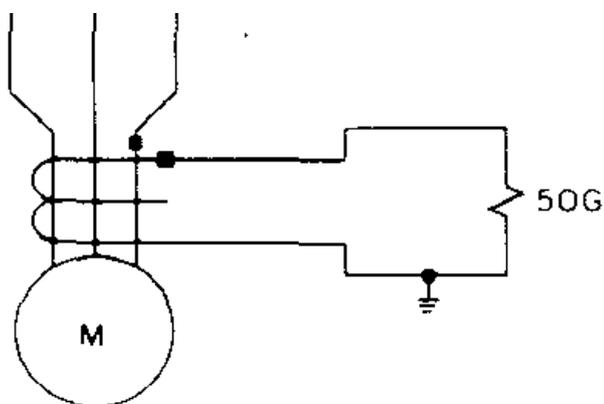


Figura 20. Protección de motor de fallas a tierra, conexión TC toroidal del relé de sobrecorriente instantáneo.

El pick-up de la mínima corriente primaria, ocurre cuando el transformador de corriente impedancia de arranque e la impedancia del relé sean iguales. La curva excitadora del transformador de corriente y las instrucciones del relé brindan la información necesaria para alcanzar la igualdad óptima de dichas impedancias. El tap del relé más bajo no lo hace, en general, da el pick-up de la corriente primaria [15] más baja para relés electromecánicos. Los dispositivos de baja energía tales como relés de estado sólido generalmente tienen el pick-up más baja, en el tap más bajo.

Muchas veces estas protecciones se combinan con la función de corrimiento del neutro que detectan cualquier fallo a tierra, pero que no puede detectar el lugar ni la zona exacta donde ocurrió (figura 21).

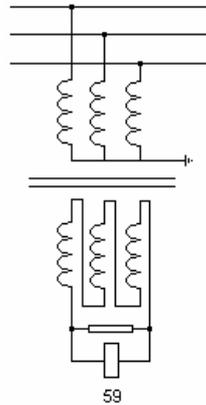


Figura 21. Conexión del transformador de potencia para detectar fallas a tierra.

Cuando los motores están alimentados con cables que por su longitud adquieren una capacitancia de gran magnitud, entonces el método anterior muchas veces no cumple con los requisitos de sensibilidad. Cuando ocurre una corriente de cortocircuito en el exterior del motor, la corriente que este aporta es muy alta y por lo general, comparable con la corriente total del sistema. [13]

En estos casos se utiliza la protección direccional de secuencia cero. Esta protección adquiere dos formas en dependencia del tipo de conexión del neutro del transformador de potencia que alimenta la subestación donde está conectado el motor. Para transformadores con el neutro conectado a tierra, con una alta impedancia o resistencia (caso más común), la protección direccional se logra midiendo la corriente de secuencia cero en el neutro y en el interruptor del motor (figura 22.).

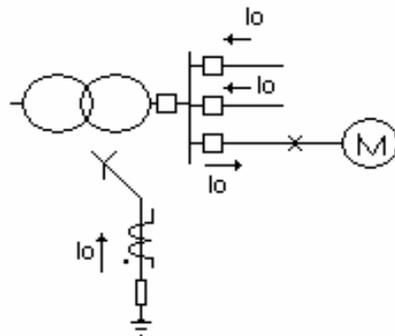


Figura 22. Distribución de la corriente de secuencia cero para sistema con neutro conectados a tierra.

Cuando ocurre un fallo monofásico a tierra en el motor protegido, la corriente de secuencia cero que circula tanto por el neutro como por los conductores que alimentan al motor tiene la misma dirección, por tanto el relé actuará permitiendo la operación de los relés de sobrecorrientes de secuencia cero instalados. En caso de un fallo monofásico a tierra en otro consumidor conectado a la barra, estas corrientes estarán en sentido opuesto y el relé bloqueará la operación de los relés de secuencia cero. [6]

En el caso de sistemas en delta, donde no existe conexión del neutro a tierra, el método direccional es el más conocido utilizando relés direccionales de potencia (relés senos). Estos relés miden tensión y corriente de secuencia cero en el interruptor del motor. La dirección de la potencia de secuencia cero variará en dependencia del lugar de la falla. [6][19]

Las fallas monofásicas de tipo longitudinal son realmente muy complejas de proteger y por lo general no se utilizan métodos de protección para motores. En algunos casos y si el motor es de varios grupos de bobinas, se puede utilizar una protección diferencial que verifique que la corriente en todos los grupos sean las mismas. Por lo general esta protección se emplea solamente en generadores. Generalmente este fenómeno se convierte en una falla a tierra y es protegido según se explicó anteriormente.

Hasta aquí todo lo relacionado con la protección contra fallas monofásicas en motores.

Para los niveles de baja tensión, como casi siempre los neutros están solidamente aterrados las protecciones contra cortocircuitos multifásicos satisfacen las normas de sensibilidad.

Para motores de mayor nivel de tensión y sistemas aislados, se utilizan relés de secuencia cero, conectados a tiroides. Si este método resulta insatisfactorio, se emplean los métodos direccionales de secuencia cero. [6][13][15]

2.3.3 Sobretensión

Las sobretensiones de carácter atmosféricos deben ser protegidas con el empleo de descargadores valvulares o de otro principio de acción, pero en estos casos se le debe colocar un condensador en paralelo (Beeman, 1968), como se muestra en la figura (23).

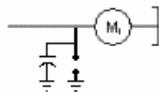


Figura 23. Condensador conectado en paralelo con un descargador valvular.

Las sobretensiones intrínsecas al sistema, se pueden desconectar utilizando un relé de sobre-tensión instalado en el transformador de potencial de la barra secundaria del transformador de la subestación. [6][13]

$$U_{op_{59}} = K_{seg} U_{n(motor)} \quad (2.3.3.1)$$

$$K_{seg} = 1.2 \quad (2.3.3.2)$$

Muchos especialistas plantean que esta protección no es parte del conjunto de protecciones del motor sino que forma parte de la protección de la subestación porque se utiliza un único relé de sobretensión para la desconexión de todos los motores instalados, pero es de notar que la tensión utilizada para su ajuste es la tensión nominal del motor que es mucho menor que la nominal del transformador.

2.3.4 Subtensiones

La protección se realiza a través de una función temporizada de mínima tensión, con temporizaciones ajustadas a los valores adecuados que eviten las desconexiones por bajadas transitorias de tensión. [4]

El dispositivo 27 – relé de subtensión, se opera cuando su voltaje de entrada es menor que un valor predeterminado.

Este dispositivo tiene un retraso de tiempo ajustable con tal que, evita la subtensión de momento interrumpir el suministro de voltaje de la fuente, como, por ejemplo, los relés de inducción que tienen un retraso de tiempo que es inversamente proporcional al grado de subtensión.

El disparo (drop-out) del relé de subtensión normalmente está fijado en aproximadamente el 80 % del voltaje nominal.

En el caso de que la subtensión es grande durante el proceso transitorio de arranque, sea necesario ajustar el drop-out del relé a un nivel más bajo para evitar que se accione o se active el relé a través de un timer después del período de arranque. El ajuste del timer es normalmente fijado entre 2 s y 3 s, cuando está utilizado con un relé de subtensión (27).

Para los casos en que el tiempo de limpieza de los fallos en el circuito de suministro está largo, sea necesario ajustar el drop-out del relé a un nivel más alto. Para un disparo veloz del relé 27, el timer auxiliar se puede ajustar hasta un nivel muy bajo de 0.1 s.

Para los relés tipo-inducción, donde el tiempo de retraso es proporcional al grado de subtensión, un tiempo de 1.25 s – 2.0 s está adecuado para una reducción desde el voltaje nominal hasta cero voltaje. El relé 27 automáticamente brinda, un tiempo más largo para un cambio de voltaje del valor nominal a un valor intermedio del voltaje.

Cuando tiene ubicado un motor sincrónico en un circuito de suministro que tiene un recierre automática muy veloz, el relé 27 debe ser ajustado para disparar antes de que el circuito está re-energizado. Si el voltaje se desintegra lentamente que no alcanza el tiempo para que accione el relé 27, se puede sustituir por un relé de sub-frecuencia muy

veloz, ajustado en 58.5 Hz.

Para los casos en que la duración de la subtensión (bajo voltaje) es de tiempo corto, un relé de sub frecuencia (dispositivo 81), puede ser utilizado en esta aplicación (motor de inducción) con la consideración de la configuración del sistema. Para los motores sincrónicos grandes, el relé direccional de potencia (dispositivo 32) se utiliza para detectar este problema. [15]

Los interruptores de transferencia automáticos se pueden incluir con los monitores en fase que previenen la transferencia a la fuente normal hasta que se sincronicen ambas fuentes. Los interruptores de transferencia automáticos se pueden incluir con controles accesorios que desconectan los motores antes de la transferencia y los reconectan después de la transferencia cuando el voltaje residual se haya sido reducido sustancialmente. Las cargas del motor superiores a los 50 hp con una inercia de carga relativamente baja en relación con los requisitos del torque, tales como las bombas y los compresores, requieran controles especiales.

Si no se puede lograr una transferencia segura, se debe haber algún medio para hacer el disparo en el interruptor local y para arrancar el motor de nuevo cuando el suministro de voltaje sea normal.

2.4 Regímenes anormales

2.4.1 Sobrecorrientes

En el caso de los motores de media tensión, es común la utilización de relés de sobrecorriente de tiempo inverso (51) para sobrecorrientes simétricas con las mismas restricciones impuestas a los relés térmicos (49) [21] empleados en los motores de baja tensión, es decir, corriente de ajuste superior a la corriente nominal y un múltiplo que evite el solapamiento con la corriente del proceso transitorio del motor (figura 24).

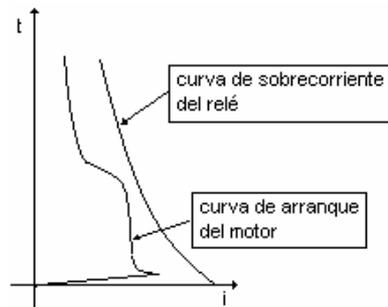


Figura 24. Representación esquemática de la protección por relés de sobrecorrientes.

$$I_{op51} = K_{seg} \times I_n \text{ (motor)} \quad (2.4.1.1)$$

$$K_{seg} = 1.2$$

Donde:

$I_{op 51}$: Corriente de operación de la protección de sobrecorriente.

K_{seg} : Coeficiente de seguridad.

I_n : Corriente nominal del motor.

El problema de este tipo de protección radica en que los relés de sobre corrientes simples no son capaces de seguir el proceso de calentamiento o enfriamiento del motor. Esto es un proceso importante dado que las sobrecorrientes transitorias y frecuentes afectan de manera particular al motor y los relés de sobrecorrientes no pueden protegerlos. En la actualidad se han creado relés digitales que utilizan un modelo térmico o construyen una imagen térmica del motor y a partir de la temperatura calculada o medida en el mismo varían automáticamente los ajustes de los relés de sobrecorrientes.

Existen algunos modelos térmicos que incluso añaden la corriente de secuencia negativa para estimar el calentamiento en el rotor. [6]

Para proteger las sobrecorrientes asimétricas, se están empleando actualmente los relés de corrientes de secuencia negativa y son comunes dos variantes: tiempo definido y

tiempo inverso. [7] Estos relés se responden a la componente de secuencia negativa de las corrientes de fase.

Cuando los Relés de corrientes de secuencia negativa están utilizados con función como el relé 46 (relé de corriente de balance de fase. Un relé que funciona cuando las corrientes multifásicas están desbalanceadas o contenga componentes de secuencia de fase negativa.), normalmente se usa la característica de tiempo inverso. Generalmente, estos relés tienen el tipo de característica $I^2t = k$. Es decir, su tiempo de operación es inversamente proporcional al cuadrado de la componente de secuencia negativa de la corriente trifásica o sea su límite térmico es igual al constante k .

Esto tipo de relé se presta así mismo a la coordinación adecuada aunque hay muchos [15] motores idénticos conectado a la misma barra de alimentación. Los estándares de los motores no han fijado un valor a k , sin embargo, se utiliza un valor de $k = 40$. Un pick-up de secuencia negativa ajustado en 15 % de la corriente de plena carga se garantiza una protección del motor satisfactoria. El relé disparará con 3 % del voltaje de secuencia negativa de la barra para un motor con un valor típico de 20 % de la impedancia de secuencia negativa.

De esta condición, incrementara las pérdidas del motor aproximadamente de 10 % al 25 % de las pérdidas de plena carga normal del motor (pero no esta relacionada con la carga del motor).

En cualquiera de los casos es importante que comiencen su operación para corrientes de secuencia negativa superiores al 12% de la corriente de secuencia positiva siempre que el motor esté sobrecargado. [6]

- 15% In durante 10 mín. se activa una alarma.
- 40% In durante 2 segundos se provoca un disparo.

Hasta aquí lo relacionado con las sobrecorrientes. Los térmicos ampliamente utilizados en los motores de baja tensión y los relés de tiempo inverso en motores de media tensión son los más utilizados, aunque para las fallas asimétricas se emplean los de secuencia negativa. [6]

2.4.2 Auto arranque

Para evitar el autoarranque es imprescindible la desconexión de los motores cuando el sistema se des-energiza por un lapso de tiempo que pueda generar este fenómeno. Esto se puede realizar con un solo relé de sub-tensión (27) instalado en el secundario del transformador de potencial que está en la barra secundaria del transformador de la subestación o en el centro del control de los motores.

En los motores de menores tensiones, los mismos contactores magnéticos realizan esta función, desconectando el motor cuando la tensión desciende por debajo del 60% de la tensión nominal del contacto. El tiempo de desconexión está intrínseco en el mismo dispositivo por sus características magnéticas. Muchas especialistas no toman en cuenta que el contacto además de un dispositivo destinado para el accionamiento, también constituye la protección de contra auto-arranques en motores de baja tensión. [6]

2.4.3 Alimentación con fases desequilibradas

Esta peculiaridad de la componente inversa de intensidad se debe de tener en cuenta al diseñar la función térmica de protección de los motores y generalmente, su influencia se suele reflejar haciendo que el flujo de carga proporcional a I^2 que se hace circular en la analogía de la imagen térmica, se le introduzca un efecto multiplicador de la componente inversa I_2 de intensidad, de forma que $I^2 = I_1^2 + KI_2^2$ siendo I_1 e I_2 respectivamente, las componentes directa e inversa de la intensidad. La constante K se suele variar entre 3 y 10 dependiendo del tipo de motor. [4][14]

También se puede utilizar el relé de corriente de balance de fase 46, para evitar un daño excesivo en el rotor. El desequilibrio en las tensiones de las tres fases es una de las mayores causas de avería en motores de inducción. Aunque las intensidades inducidas en el rotor pueden ser altas, el crecimiento de las intensidades en el estator es mucho menor, por lo que la protección de sobreintensidad temporizada tarda mucho tiempo en disparar. [21]

2.4.4 Funcionamiento en vacío

Como protección contra el funcionamiento en vacío, por ello, se debe de incluir una función de mínima intensidad temporizada (el relé 37) que permita ser ajustada (aproximadamente al valor de la intensidad de operación normal) en niveles cercanos a la intensidad de vacío del motor, que viene a ser del orden del 30 % de la intensidad de plena carga. [4][12] De este modo la señal de mínima intensidad envía una señal en operación normal que parará si la intensidad media sobre pasa el nivel normal. [21]

2.5 Fallas mecánicas

2.5.1 Arranque

Los tiempos de arranque se pueden situar entre lo 5 y 12 s de la característica de arranque, aunque en motores que arrastran cargas de gran inercia pueden alcanzar valores superiores incluso, hasta de 20 segundos. [4]

2.5.2 Arranque sucesivos

Se han diseñado nuevas funciones de protección contra este defecto que con anterioridad no se podía proteger. Para controlar los arranques de un motor se han activado protecciones que cuentan la cantidad de arranque en una hora que ha efectuado el motor, también se han activado funciones que protegen el tiempo entre los arranques, así como el tiempo entre una parada y un nuevo arranque. [6][10]

Los relés temporizadores térmicos, es una de las protección utilizada para esta falla mecánica. Si este relé temporizador no funciona, entonces se utiliza un relé electromagnético de máxima corriente. [20]

Actualmente, los terminales digitales de protección de motores resuelven perfectamente este tema del excesivo número de arranques sucesivos a través de un algoritmo que consiste en abrir, cada vez que produce un arranque del motor, una ventana de tiempo de un valor seleccionable, para ir computando los arranques que se produzcan dentro de ese tiempo y bloquearlo, siempre y que estos sobrepasen una cantidad prefijada. [6]

Los relés temporizadores térmicos.

Los relés temporizadores térmicos tienen dos funciones:

- controlar, desde que se ponen bajo tensión mediante un contacto auxiliar, que las operaciones no duren más de lo previsto.
- temporizar las acciones de los relés midiendo la corriente o la tensión.

Se utilizan principalmente para:

- proteger la resistencia o el auto transformador de arranque de un motor contra los arranques demasiado frecuentes, prolongados o incompletos.
- retrasar las paradas de seguridad hasta el momento en el que la persistencia o la repetición de un fenómeno resulten peligrosas. (por ejemplo: descebado de una bomba, falta de presión del aceite de una máquina, etc.). [20]

Principio de funcionamiento.

Los principales elementos de los relés son:

- una bilámina rodeada de un bobinado de calentamiento conectado en serie a una o varias resistencias.
- una caja de material moldeado con un contacto NC y un contacto NA de retención.
- un pulsador de rearme.
- una rueda frontal para regular el tiempo de disparo.

El conjunto compuesto por el bobinado de calentamiento y la resistencia está conectado entre los dos hilos de alimentación del circuito de control del equipo. Dentro del circuito del bobinado de calentamiento del relé hay un contacto NA (3-4) que controla su puesta bajo tensión desde que se inicia el arranque o el fenómeno que se debe controlar, y un contacto NC (1-2) que controla la finalización de los mismos. Cuando arranca el motor o se inicia el fenómeno, el contacto (3-4) se cierra. A partir de este momento, se establece el contacto (1-2) y el bobinado de calentamiento del relé se pone bajo tensión. Durante todo el tiempo que duran el arranque o el fenómeno, el calor va deformando progresivamente la bilámina. Pueden darse dos casos:

- la duración es inferior al tiempo determinado en el relé. Cuando finalizan el arranque o el fenómeno, el contacto (1-2) se abre. La tensión del bobinado de calentamiento se interrumpe, la bilamina se enfría y el relé está preparado para controlar el siguiente ciclo.
- la duración del arranque o del fenómeno es superior al tiempo determinado. La bilamina se deforma de tal manera que provoca el disparo del relé. El contacto de retención se abre y ordena la apertura de todos los contactores esclavos. Después de solucionar el accidente, el operario
- debe rearmar el relé antes de volver a poner la instalación en funcionamiento.

Los relés electromagnéticos de máxima corriente.

Los relés electromagnéticos de máxima corriente se utilizan para proteger las instalaciones sometidas a picos de corriente frecuentes (por ejemplo, arranque de motores de anillos en aparatos de elevación) contra las sobrecargas importantes en los casos en los que, a causa de arranques demasiado frecuentes, variaciones bruscas del par, resulte imposible utilizar relés térmicos de bilaminas. [20]

Principio de funcionamiento.

Los principales elementos de los relés son:

- un circuito magnético, formado por una parte fija, una armadura móvil y una bobina.
- un mecanismo de disparo accionado a través de la armadura móvil y que actúa sobre contactos auxiliares.

La corriente que se desea controlar atraviesa la bobina, conectada en serie a una de las fases del receptor. Cuando dicha corriente rebasa el valor de ajuste, el campo magnético que genera la bobina es suficiente para atraer la armadura móvil y cambiar el estado de los contactos. El contacto de apertura se encuentra en el circuito de la bobina del contacto principal, por lo que éste se abre.

El ajuste se realiza reduciendo o aumentando el ángulo de apertura de la armadura móvil,

lo que modifica el entrehierro, y por tanto, el número de amperios-vuelta necesarios para cerrar el circuito magnético. El ajuste del dispositivo está graduado en amperios, por lo que basta con indicar el valor de la corriente de disparo.

2.5.3 Bloqueo de rotor o aceleración fracasada

Se puede programar un arranque de intensidad por bloqueo mecánico y un retardo ajustable para evitar averías debidas al bloqueo del rotor durante el funcionamiento. Se utiliza un relé de secuencia incompleta (48). Generalmente es un relé que hace volver un equipamiento (motor) a su operación normal, o a su posición apagada, y lo bloquea cuando su arranque normal, en marcha, o la secuencia de pararlo no esta correctamente completado dentro de un tiempo predeterminado. [21]

Los relés de sobrecarga aplicados a detectar las condiciones del rotor bloqueado deben ser capaces de cargar la corriente de arranque completa por todo el periodo de arranque sin operar. Aunque la corriente de arranque se pierde a toda velocidad, este efecto normalmente desprecia dando algún margen de seguridad de la operación del relé durante el arranque. [4][5]

Se debe ejercitar cuidado en aplicar los relés de sobrecorriente para las condiciones del rotor bloqueado. La característica de la corriente de arranque es una traza de la corriente versus el tiempo. La característica del relé de sobrecorriente es un conjunto de puntos describiendo el tiempo de operación del relé con una corriente continua estable aplicada. Si se super-imponen las dos curvas de características, la característica [15] de la sobrecorriente puede estar en todos los puntos por encima de la característica de arranque del motor y el relé todavía operaría durante el arranque.

La corriente de arranque de un motor de inducción casi se iguala a la magnitud del rotor bloqueado pero tiene un efecto de calentarse menor. Esto ocurre porque la resistencia del rotor es una función del slip y se disminuye durante la aceleración. Cuando en reposo se pasa un campo rotatorio producido por la corriente del estator a través del rotor. El campo viaja a velocidad sincrónica relativa al rotor estacionario e induce un voltaje a la línea de frecuencia. De aquí la reactancia de la jaula del rotor causa que la

corriente fluye en los bordes extremos de la barra ocupantes de sólo aproximadamente un tercio de el área de la sección transversal del conductor.

Para esta condición la resistencia aparente es máxima tanto como el calentamiento de I^2R correspondiente. Cuando el rotor acelera los conductores del rotor alcanzan el campo del estator. Los conductores se someten a la frecuencia de bajo slip y la corriente puede ocupar más del área del conductor. La resistencia aparente se puede disminuir tanto como dos tercios el slip caracterizado como hace el calentamiento correspondiente.

Consecuentemente, para algunos grandes motores de inducción, con bajo voltaje de arranque o con empujes de alta inercia, el tiempo de arranque exceda el tiempo permisible de rotor bloqueado sin calentar excesivamente el rotor. Esta condición se demuestra en la (figura 25) con un método demostrando el límite del tiempo de aceleración para tres distintos voltajes de arranque. Los extremos más bajos de la curva son los puntos de tiempo de rotor bloqueado.

Para este caso un relé de sobrecorriente puesto a coordinar con el límite térmico del rotor bloqueado, se apaga en la corriente de arranque.

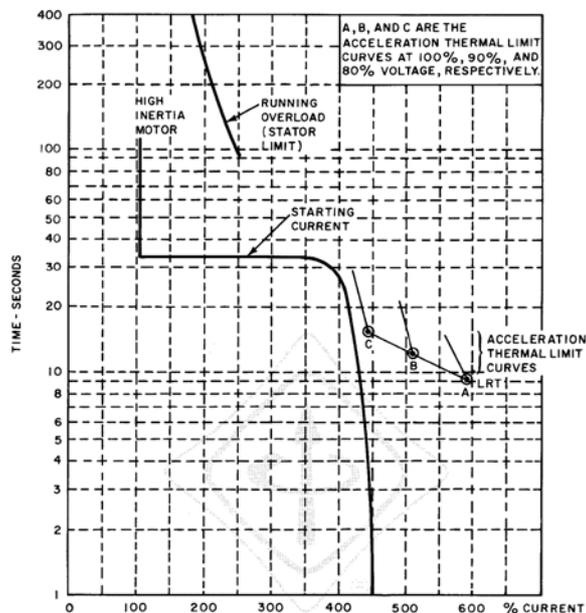


Figura 25. Curva típica de tiempo-corriente y el límite térmico.

Para estas situaciones [15] cuatro métodos son posibles:

1. Incluir un interruptor de velocidad cero del motor que supervise un adicional relé de sobrecarga puesto para la protección del rotor bloqueado. En cuanto el motor empiece a rotar, el relé del rotor bloqueado se incapacita dejando la protección de sobrecarga al relé de un tiempo de arranque más largo. Cuando el diseño es tal que el tiempo de arranque excede el tiempo permisible del bloqueo, se debe especificar un interruptor de velocidad cero con el motor, mejor que después de la instalación del motor. (Ver la figura 26).

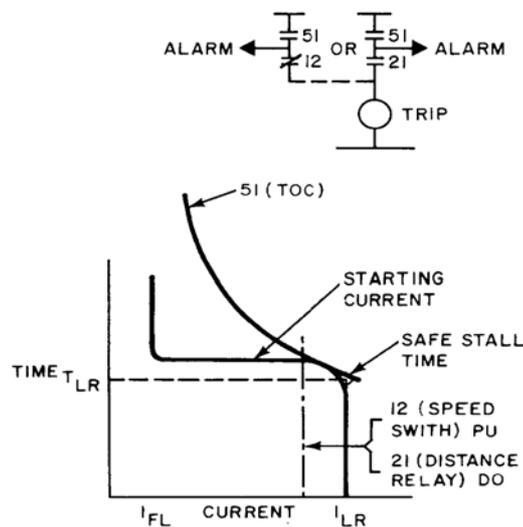


Figura 26. Protección de rotor bloqueado con tiempo-sobrecorriente supervisado por un relé de distancia o un interruptor de velocidad.

2. Aplicar un relé de distancia o impedancia 21 (del tipo mho), para supervisar el dispositivo 51- relé de sobrecorriente, que se haya puesto dentro del límite térmico del motor para una condición del rotor bloqueado. Para un arranque exitoso del motor, el relé mho se activa cuando el motor se energice, pero prevendrá el disparo innecesario por reponerse ante que el relé de tiempo-sobrecorriente opere. Si, durante la energización, el motor falla en acelerar, el relé mho seguirá en función y el motor estará en el disparo cuando el relé de

tiempo-sobrecorriente opere (ver las figuras 26 and 27). Aunque un relé mho monofásico trabaja, en la práctica se utiliza un relé trifásico.

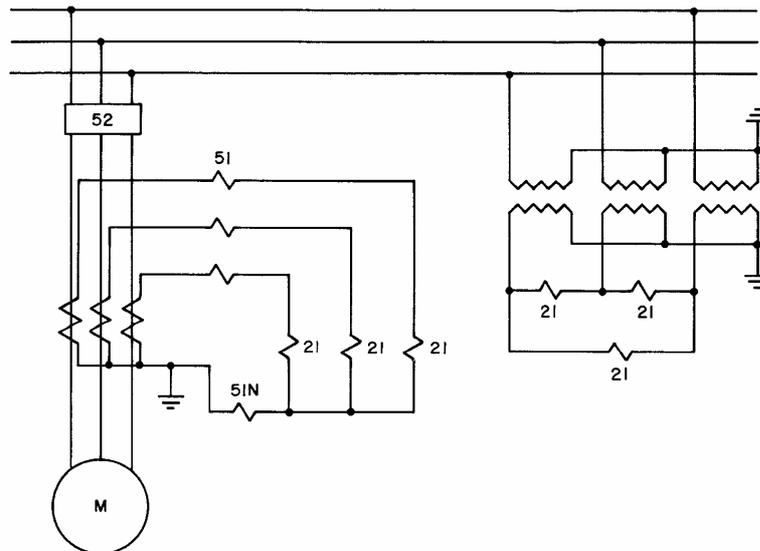


Figura 27. Relé de distancia utilizado como protección contra el rotor bloqueado.

Un dispositivo 59 – relé de tiempo-sobrevoltaje se puede utilizar en lugar de un relé de tiempo-sobrecorriente para implementar este esquema ya que el voltaje y la corriente son proporcionales bajo las condiciones del rotor bloqueado. El uso de un relé de tiempo-sobrevoltaje es dependiente de la caída suficiente de voltaje a través de la impedancia fuente debido a la corriente de arranque entrante y por lo tanto está limitado a las fuentes de impedancia relativamente altas. Se pone similarmente al relé de tiempo-sobrecorriente para obtener la protección térmica del motor para la condición del rotor bloqueado. Sin embargo para algunas aplicaciones, el margen de tiempo entre el repuesto del relé mho y la activación del relé de tiempo-sobrevoltaje, puede ser inadecuado a permitir el uso de este relé. Un margen adecuado es más apto a ser obtenido utilizando un relé de tiempo-sobrecorriente porque la característica decreciente de la corriente del motor a medida que celera para un arranque normal. [15]

3. Para algunas aplicaciones donde el tiempo de operación del relé de tiempo-sobrecorriente es aproximadamente igual al tiempo de arranque del motor, es posible que un relé de sobrecorriente instantáneo pueda ser utilizado en vez del relé mho (ver la figura 28).

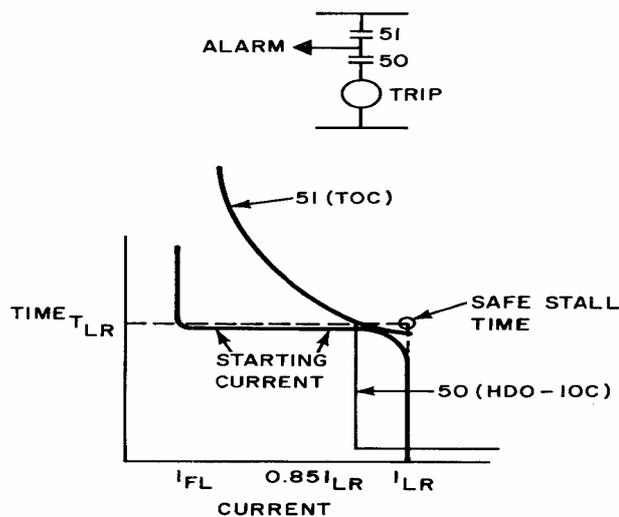


Figura 28. Protección de rotor bloqueado con tiempo-sobrecorriente supervisado por un relé de sobrecorriente instantánea (High Dropout).

Para la mayoría de los motores de empuje de alta inercia, este esquema tiene una aplicación limitada. Esto es causa de la dificultad en poner el relé de sobrecorriente instantáneo suficientemente bajo a detectar la fiabilidad en el arranque y todavía repone para prevenir el disparo antes que se acabe el tiempo del relé de tiempo-sobrecorriente. El problema se compone donde la característica de la corriente de arranque del motor varía con el voltaje en operación del sistema para las condiciones de operación anormales.

Esto no causa un problema sin embargo con la aplicación del relé mho porque la característica de impedancia en el arranque es aproximadamente igual a pesar del voltaje en los terminales del motor.

4. Utilizar un relé con ajustes independientes del rotor bloqueado y características de operación que detecta la temperatura rápidamente durante el arranque y más lento durante el incremento gradual de la carga.

Para los motores sincrónicos del tipo brush, un método de protección del rotor bloqueado utilizada es el dispositivo 26F (relé termal de campo). La razón efectiva el acoplamiento del transformador varía con la frecuencia de la corriente de descarga para que el tiempo de disparo sea corto para un arranque del rotor bloqueado pero aún más grande para un arranque normal.

El operario puede supervisar manualmente la operación de arranque para dar protección adicional durante el arranque. [15]

Relé termal de campo (26F)

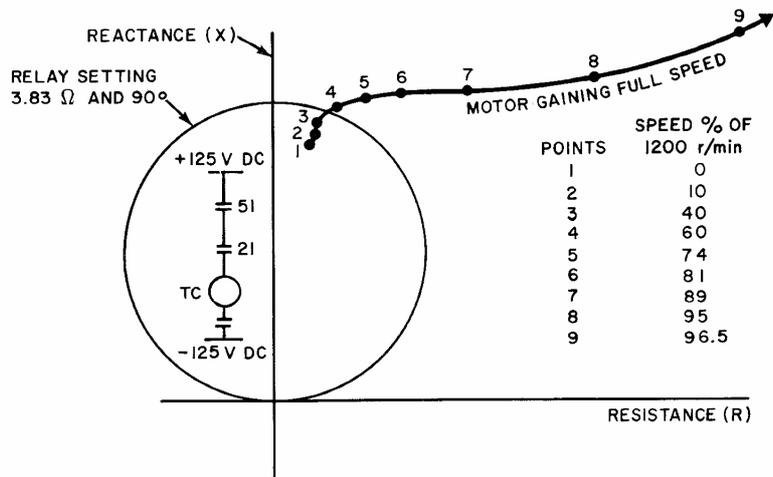
Este dispositivo detecta una sobrecarga [15] de calor en el campo, usualmente midiendo directamente la corriente del campo o la caída de voltaje en un shunt. Este relé normalmente esta conectado a una alarma. El constante de tiempo termal del dispositivo debe ser lo más próximo posible al constante de tiempo termal del motor que se protege.

Relé de distancia 21 o (de impedancia) [15]

Un relé de distancia es responsivo al voltaje, a la corriente, y el ángulo de fase entre ellos. Puede tener varias características en un diagrama R-X. Hay un círculo distinto para cada potencia del relé y el relé se puede utilizar para detectar un cambio en la impedancia para verificar la rotación del rotor. El círculo es el punto de balance del relé y determina su alcance. Por trazar la curva de impedancia del motor en los coordinados R-X se puede encontrar la potencia del relé, la que intercepta la impedancia del motor en cualquier punto deseado.

El tamaño del círculo de impedancia se puede ajustar en etapas pequeñas, por eso es posible poner el relé a cualquier valor deseado de la corriente de arranque correspondiente a cualquier valor de tiempo deseado durante el periodo de arranque y consecuentemente a cualquier velocidad. El relé de distancia está puesto a activarse cada vez que se arranque el motor y repone a medida que el motor acelere como se

demuestra en la figura 29, utilizando una característica mho, pero se pueden utilizar otros.



Nótese: El tiempo disponible del rotor bloqueado se queda entre el punto 6 y 7 lo cual representa 14 s a voltaje nominal y 26 s al 80 % del voltaje nominal. Los relés de tiempo-sobrecorriente de antes se disparan dentro de estas margines.

Figura 29. Protección del rotor bloqueado con un relé 21 de impedancia.

Cuando el motor falla en acelerarse, el relé de distancia permanece activado y permite que un relé de tiempo (de tiempo-sobrecorriente o de tiempo-sobrevoltaje) le haga trip al motor. Este relé está puesto a hacerle trip al motor dentro del límite térmico del rotor bloqueado, lo que es menor que el tiempo de aceleración para un motor que requiere el empleo de un relé de impedancia. Al contrario, el relé de distancia se repone para arranques exitosos antes que se inicie el trip por el relé de tiempo. [15][16]

El Dispositivo 50- relé de Sobrecorriente instantánea (SI) [15]

Cuando la corriente de falla (fase) en los terminales de un motor es considerablemente mayor que la corriente de arranque o la contribución del motor a la falla, una unidad con disparo instantáneo altamente puesto puede ser ajustada a un 165% - 187% de la corriente de rotor bloqueado directamente (ver figura 30).

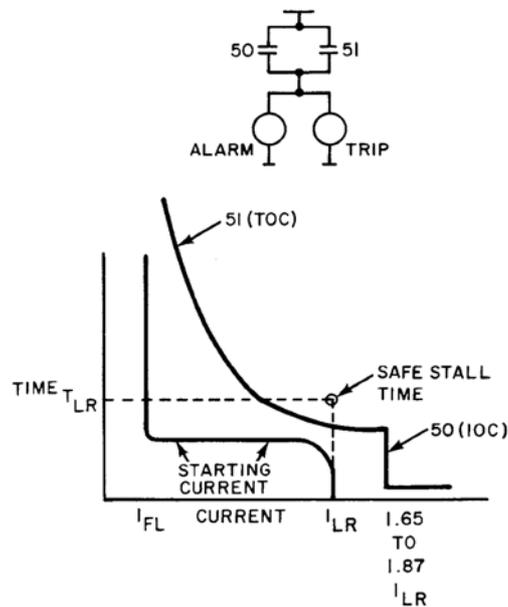
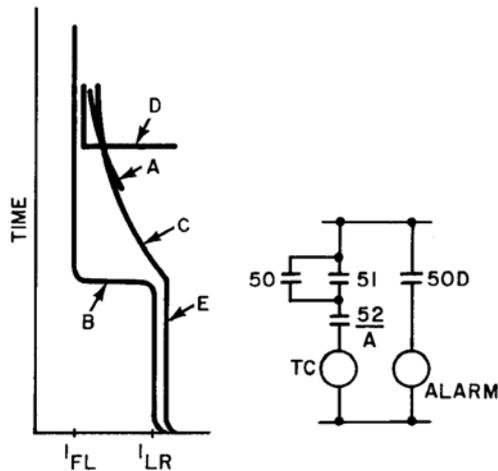


Figura 30. Ajuste típico de los relés de sobre corriente 50 / 51.

El requisito general para utilizar esta unidad instantánea es que la potencia sea la menor posible sin que opere durante el periodo de arranque. Teniendo en cuenta que este tipo de relé pueda ser susceptible a la operación en c.d. (offset), el valor de la corriente que entra se multiplica por un factor tan alto como 1,5 teniendo en cuenta el valor de la corriente asimétrica que se pueda obtener. Teniendo en cuenta que la corriente (inrush) no ciertamente conocida y para permitir que la tolerancia de pick-up de los dispositivos de disparo, usualmente se añade un 10%-25% como un factor de seguridad cuando los ajustes son calculado.

Algunos usuarios prefieren ajustar en un ensayo de operación actual este relé instantáneo. El procedimiento usual, es ajustar el relé para disparar en el arranque y luego gradualmente aumenta el ajuste durante arranques sucesivos hasta que alcanza un ajuste que prohíbe la ocurrencia de disparo de tres a cinco arranques. Cuando el ajuste esta establecido ya, un margen de 10% de la corriente (pick-up) o de la calibración plunger, usualmente se añade como factor de seguridad. En la utilización de este procedimiento de ajuste, el número de arranques de motor dentro de cualquier



A – Curva de calor permisible, B – Corriente de arranque, C – Sobre corriente de tiempo largo, D – Tiempo definido ajustado a 120 % de la plena carga y E – Instantáneo 50 inverse.

Figura 32. Característica completa de la protección de sobre corriente.

También un relé 50 de sobre corriente instantáneo se puede utilizar para supervisar un relé 51 de sobrecorriente no instantáneo (ver figura 33). Este convenio es para permitir que el relé sobrecorriente de tiempo (RST) realice un disparo para fallas y sobrecargas graves, pero para permitir que el RST active una alarma para pequeñas sobrecargas.

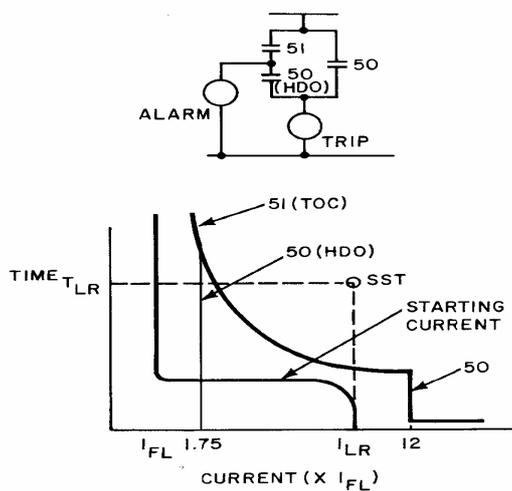


Figura 33. Ajuste típico de 50 / 51 cuando 50 supervise 51.

Típicamente, el relé 50 es un tipo de unidad de alta descarga puesto a 175%-200% de la corriente de plena carga. Para cualquier ajuste, se debe considerar la razón entre la desconexión y la reconexión del relé 50. La misma debe ser bastante alto para que la unidad caiga en corriente decreciente por encima de la corriente de plena carga. [15]

Actualmente, en las imágenes térmicas de las protecciones realizadas en la electrónica convencional y sobre todo, en los terminales digitales de protección de motores, las sobremarchas por inercia térmica no son superiores al 2 %, haciendo posible la protección de bloqueo de rotor por discriminación de tiempos, incluso para los motores que arrastran cargas de gran inercia. [4]

2.6 La pérdida de excitación

Las protecciones son las mismas que para los generadores, aunque en los motores de tamaños no excesivamente grandes, la práctica habitual sea por vigilancia de la intensidad del rotor a través de una función de mínima intensidad. En grandes motores síncronos puede hacerse mediante una función de impedancia, que mida la variación de la misma al producirse una pérdida de excitación. [4]

También, se puede utilizar un dispositivo (53), es un relé que fuerza la excitación del campo de la máquina de c.d. para aumentar durante el arranque o es un relé que funciona cuando el voltaje de la máquina alcance un valor de voltaje predeterminado.

Este relé excitador, chequea si el voltaje de c.d. está presente y está utilizada para proteger el motor síncrono contra la pérdida de excitación cuando la excitación proviene de una barra común (del SEN), o una fuente excitadora independiente. Puede ser utilizada para forzar el crecimiento del voltaje de un excitador conectado directamente al SEN en el momento de la sincronización del motor.

Es un relé que chequea el voltaje de campo, aproximadamente prefijado en 90 % del voltaje de campo a plena carga. [15]

También, se puede utilizar el dispositivo (55), es un relé que opera cuando el factor de potencia en un circuito c.a. suba por encima o caiga por debajo del valor predeterminado. El relé 55 detecta la pérdida de sincronismo del motor síncrono, la cual se causa por el

incremento de carga o la disminución de la excitación.

Algunos de los relés utilizados tienen un ángulo de factor de potencia ajustable, y un tiempo de retraso ajustable. La actuación del relé se puede utilizar para quitar el motor sincrónico de la línea (o en especiales casos raros para operar una alarma). Usualmente se pone o se conecta para el máximo torque de cierre de contacto cuando la corriente en el motor queda atrás su posición de factor de potencia de unidad por 120° - 150° . Luego operará para las condiciones que ocurren cuando el motor pierda el sincronismo (produciendo el flujo de wattio fuera del motor y el flujo var hacia dentro del mismo), o cuando se pierda el campo del motor sincrónico. El tiempo de retraso mínimo se favorece, pero la duración de los efectos transitorios debe ser considerada al hacer el tiempo de retraso.

La mayoría de los relés de ángulo de factor de potencia no se pone en servicio hasta después de que el motor alcance la velocidad sincronizada y que el campo se haya aplicado. Esto se logra por un dispositivo de medición de tiempo en el circuito potencial al relé. Este dispositivo permite la aplicación del circuito potencial al relé después de que el tiempo deseado haya pasado para que el motor alcance la velocidad sincrónica.

Algunos de estos relés no son ajustables y operan en el factor de potencia de línea de corriente. [15]

2.7 Conclusión

Cuando se detecta un fallo en un motor si se corrige más temprano, el daño asociado con el fallo se minimiza, el cual resulta en menor costo de reparación. Al mismo tiempo, una detección más rápida y más sensible de problemas significa que se puede resolver el problema mientras que sea menor, y antes de que se transforme en un problema catastrófico.

Ya se sabe que el cortocircuito multifásico es el más grave defecto que puede pasar a un motor y se exige que las protecciones lo desconecten instantáneamente. En el caso de los motores de baja tensión y poca potencia, el método más utilizado es el de sobrecorriente implementado mediante un fusible o un interruptor automático de caja

moldeada.

Para motores alimentados con mayor tensión y mayor potencia, las protecciones son diferentes. Se utilizan interruptores no automáticos, de poco volumen de aceite que necesitan una señal externa para comenzar su operación, por tanto, el empleo de los relés. Es común la utilización de relés de sobrecorriente con acción instantánea (50), para su ajuste solo tiene que tomar en cuenta que en el proceso transitorio del motor, las corrientes generadas no puedan hacerlo operar. Además, en los motores muy potentes, en los primeros ciclos del proceso transitorio, existen componentes directas adicionales que hacen aún mayor estas corrientes de arranque del motor.

El fallo bifásico mínimo ($I_{cc_{\min 2\phi}}$) en los bordes del motor debe ser 2 veces mayor que la corriente a la que está ajustado el relé, para garantizar que esta protección será sensible a fallos más pequeño internos en el motor.

Para la conexión diferencial de los relés de sobrecorriente (50) de balance de flux, los relés se deben ajustar de acuerdo con las instrucciones para ajustar el dispositivo 50G. En el caso de que la conexión diferencial del relé de sobrecorriente no basta para la protección contra corto circuitos multifásicos, entonces, el relé diferencial (87) brindará una mejor protección todavía.

En el caso de los cortocircuitos monofásicos a tierra en un motor, los métodos de protección están en dependencia del tipo de aterramiento del neutro del sistema que lo alimente.

Para sistemas sólidamente aterrados, las mismas protecciones empleadas para fallas multifásicas cumplen con la sensibilidad necesaria para estas fallas.

En el caso de sistemas aterrados con una impedancia de pequeño valor, se emplea los relés de sobrecorriente un poco más sensibles (51N), conectados residualmente con los TCs utilizados para la protección contra cortocircuitos multifásicos. En algunos casos un motor grande individuo que se puede suministrar de un transformador conectado en forma delta-estrella. El uso de un transformador corriente neutra-transformador para un relé instantáneo (el cual sería el 50G) elimina la posibilidad de operación del relé excepto

por el flujo actual de corriente a tierra.

En el caso de sistemas aislados donde las fallas son muy pequeñas, se utilizan relés igualmente sensibles pero conectados a tiroides (50G), transformadores de secuencia cero, mucho más sensibles a las pequeñas corrientes de secuencia cero. En motores de mayor tensión (con potencia mayor que 1500 hp), se emplean los métodos direccionales de secuencia cero.

Cuando los motores están alimentados con cables que por su longitud adquieren una capacitancia de gran magnitud, se utiliza la protección direccional de secuencia cero.

En el caso de sistemas en delta, donde no existe conexión del neutro a tierra, el método direccional es el más conocido utilizando relés direccionales de potencia (32), comúnmente conocidos como relés senos.

Las fallas monofásicas de tipo longitudinal son realmente muy complejas de proteger, si el motor es de varios grupos de bobinas, se puede utilizar una protección diferencial que verifique que la corriente en todos los grupos sean las mismas. A no ser así, no se utilizan métodos de protección para los motores.

Las sobretensiones de carácter atmosféricos se utiliza descargadores valvulares con un condensador conectado en paralelo.

Las sobretensiones intrínsecas al sistema, se pueden utilizar un relé de Sobretensión (59), instalado en el transformador de potencial de la barra secundaria del transformador de la subestación.

La protección de las subtensiones se realiza a través de una función temporizada de mínima tensión, con temporizaciones ajustadas a los valores adecuados que eviten las desconexiones por bajadas transitorias de tensión, el relé de subtensión (27).

Cuando tiene ubicado un motor sincrónico en un circuito de suministro que tiene un recierre automática muy veloz, el relé 27 debe ser ajustado para disparar antes de que el circuito esta re-energizado. Si el voltaje se desintegra lentamente que no alcanza el tiempo para que accione el relé 27, se puede sustituir por un relé de sub-frecuencia muy veloz, ajustado en 58.5 Hz.

Para los casos en que la duración de la subtensión (bajo voltaje) es de tiempo corto, un relé de sub frecuencia (dispositivo 81), puede ser utilizado en esta aplicación (motor de inducción) con la consideración de la configuración del sistema. Para los motores sincrónicos grandes, el relé direccional de potencia (dispositivo 32) se utiliza para detectar este problema.

En el caso de las sobrecorrientes simétricas, es común la utilización de relés de sobrecorriente de tiempo inverso (51), es decir, corriente de ajuste superior a la corriente nominal y un múltiplo que evite el solapamiento con la corriente del proceso transitorio del motor. El relé de sobre corriente instantáneo (50) se puede utilizar para supervisar un relé 51 de sobrecorriente no instantáneo, este convenio es para permitir que el relé sobrecorriente de tiempo (51) realice un disparo para fallas y sobrecargas graves, pero active una alarma para pequeñas sobrecargas.

Para proteger las sobrecorrientes asimétricas, se están empleando actualmente los relés de corrientes de secuencia negativa. Cuando los Relés de corrientes de secuencia negativa están utilizados con función como el relé 46 (relé de corriente de balance de fase. Un relé que funciona cuando las corrientes multifásicas están desbalanceadas o contenga componentes de secuencia de fase negativa.), normalmente se usa la característica de tiempo inverso. Es importante que comiencen su (el relé) operación para corrientes de secuencia negativa superiores al 12% de la corriente de secuencia positiva siempre que el motor esté sobrecargado.

Para evitar el autoarranque, se utiliza los mismos contactores magnéticos en los motores de baja tensión y un solo relé de sub-tensión (27) instalado en el secundario del transformador de potencial que está en la barra secundaria del transformador de la subestación o en el centro del control de motores para motores de media y alta tensión.

Contra los arranques sucesivos, los terminales digitales de protección de motores resuelven perfectamente este tema del excesivo número de arranques sucesivos a través de un algoritmo que consiste en abrir, cada vez que produce un arranque del motor.

Se puede programar un arranque de intensidad por bloqueo mecánico y un retardo

ajustable para evitar averías debidas al bloqueo del rotor durante el funcionamiento. Se utiliza un relé de secuencia incompleta (48).

Para algunos grandes motores de inducción, con bajo voltaje de arranque o con empujes de alta inercia, el tiempo de arranque exceda el tiempo permisible de rotor bloqueado sin calentar excesivamente el rotor. Para este caso un relé de sobrecorriente puesto a coordinar con el límite térmico del rotor bloqueado, se apaga en la corriente de arranque.

Para estas situaciones, cuatro métodos son posibles:

1. Incluir un interruptor de velocidad cero del motor que supervise un adicional relé de sobrecarga puesto para la protección del rotor bloqueado.
2. Aplicar un relé de distancia o impedancia (del tipo mho), el (21) para supervisar el relé de sobrecorriente (51) que se haya puesto dentro del límite térmico del motor para una condición del rotor bloqueado. Aunque un relé 21 monofásico trabaja, en la práctica se utiliza un relé trifásico. Un dispositivo 59 – relé de tiempo-sobrevoltaje se puede utilizar en lugar de un relé de tiempo-sobrecorriente, ya que el voltaje y la corriente son proporcionales bajo las condiciones del rotor bloqueado.
3. Para algunas aplicaciones donde el tiempo de operación del relé de tiempo-sobrecorriente es aproximadamente igual al tiempo de arranque del motor, es posible que un relé de sobrecorriente instantáneo (50) pueda ser utilizado en vez del relé 21.
4. Para los motores sincrónicos del tipo brush, un método de protección del rotor bloqueado utilizada es el dispositivo 26F (relé termal de campo).

Las protecciones de la pérdida de excitación son las mismas que para los generadores, aunque en los motores de tamaños no excesivamente grandes, la práctica habitual sea por vigilancia de la intensidad del rotor a través de una función de mínima intensidad. En grandes motores síncronos puede hacerse mediante una función de impedancia, que mida la variación de la misma al producirse una pérdida de excitación.

También, se puede utilizar un dispositivo (53), un relé que fuerza la excitación del campo de la máquina de c.d. para aumentar durante el arranque.

El dispositivo (55) también satisface este propósito, es un relé que detecta la pérdida de sincronismo y opera cuando el factor de potencia en un circuito c.a. suba por encima o caiga por debajo del valor predeterminado.

Capítulo III

Análisis del Mercado

- **Introducción**
 - **Análisis del mercado**
 - **Conclusión**
-

3.1 introducción

En los últimos años el mejoramiento y la modernización de las protecciones han sido unos temas muy importantes para los operadores de los sistemas eléctricos de potencia. Los métodos convencionales de protección de los motores a veces no cuentan con las normas de sensibilidad debido a las limitaciones que cada cual poseen.

Los sistemas de protección modernos son más selectivos en la detección y operación y sirven para varias funciones. Sin embargo, el campo de protección le hace un poco difícil para los ingenieros de protecciones. Se integran a estos sistemas la comunicación y autodiagnóstico. El objetivo de este capítulo es para mostrar algunos de los relés de protección modernos.

3.2 Análisis del mercado

En el mundo actual se disponen de las principales funciones de los relés que son:

- Protección y Control
- Medición
- Supervisión

3.2.1 Protección y Control

Los relés modernos de protección poseen una selectividad y velocidad de operación, elementos que bloquea la operación de los relés contra condición que pueden provocar

la mala operación explicados en el epígrafe anterior. Este permite aplicar con más facilidad los criterios correctos de la protección.

3.2.2 Mediciones

Los relés modernos brindan mediciones de los parámetros de operación de la red eléctrica.

- Tensión y Corriente de línea y de fase.
- Potencia Activa y Reactiva.
- Factor de potencia.

3.2.3 Supervisión

Los relé de protección modernos tienen vinculados en si sistemas de comunicación a través de lo cual se puede monitorear las condiciones bajo de las cuales operan. Este permite el control remoto y comunicación entre otros relé.

Los relés modernos en este capítulo son de las marcas Fanox, Siemens, *GEMultilin* y ABB principalmente.

Los relés de serie C y P de Fanox, se aplican mayormente para la protección de motores de baja a media tensión. Los relés de serie C son especialmente aplicables en centros de control de motores (CCM), bombas, compresores, ventiladores, centrifugadoras, cintas transportadoras, grúas, válvulas motorizadas, aire acondicionado, máquina herramienta, maquinaria de elevación y en general para proteger motores que necesiten relés de protección fiables y precisos para todo tipo de arranque (clases 10, 20 y 30 según norma CEI 947-4-1).

El relé SIMOCODE pro C (3UF7) de Siemens es un sistema administrativo de motor flexible para motores con velocidades constantes en el rango de funcionamiento de bajo voltaje. Optimiza la conexión entre I&C y el alimentador del motor, aumenta la disponibilidad de la planta y permite el ahorro significativo a hacer para el arranque, la operación y el mantenimiento de un sistema.

Cuando se instale el SIMOCODE pro en el gabinete de engranaje del interruptor de bajo voltaje, es el interfaz inteligente entre el sistema de automatización de alto nivel y el alimen-

tador del motor.

El fabricante GEMultilin se brinda el relé 239 para la protección de motores de bajo a medio voltaje; el relé 369 de protección completa para motores de media tensión; el UR M60 para la protección de motores de inducción de medio a alta tensión. El relé 469 para una protección completa de los motores de medio a alta tensión.

REM 610 del fabricante ABB, es un relé versátil de protección multifunción diseñado para la protección de motores asíncronos estándar de MT medianos y grandes para una amplia gama de aplicaciones de motor. El intervalo de potencia de uso típico de este dispositivo es de 500 kW a 2 MW.

Estas empresas se dedican a la fabricación de dispositivos de protección tanto como elementos del sistema energético de potencia. Se encuentran algunos de los relés modernos anexados al final de este documento con sus funciones y características de protección de una forma mas detallada. Se mencionaran brevemente ahora algunas de estas características y funciones de estos relès de protección.

3.3 Características principales de los relès de protección modernos.

Las ventajas y características principales de estos relés de protección modernos son:
[16][21]

- Relé más ligero y compacto.

Fanox

Ventajas:

- Proporciona una excelente protección para motores B.T. de hasta 1000Vac de alimentación.
- Amplio rango de ajuste de intensidad (de 1 a 630 A y superiores).
- Señalización selectiva de la causa del disparo.
- Válido para cualquier tipo de arranque del motor o ciclo de trabajo. Clases de disparo 10, 20, y 30 seleccionables.
- Posee memoria térmica que modeliza el calentamiento y el enfriamiento del motor.

De las dos series, serie C brinda protección a 3 fallos principalmente y la serie P a 5 fallos.

Siemens

Ventajas:

- Flexibilidad única en términos de la funcionalidad y la configuración del hardware.
- Amplio rango funcional del sistema distribuido I/O al sistema administrativo del motor autónomo.
- Todo el control funciona del arranque directo al interruptor que cambia el polo con un contacto inverso.
- Para todos los tamaños de motor.
- La Integración en todos los sistemas de automatización capaces para el PROFIBUS.
- La aplicación en el engranje de control de bajo voltaje para los centros de control de motor en la industria de proceso.
- Aumenta la disponibilidad de la planta.
- Ahorra el costo durante la construcción, el mantenimiento y la operación de la planta.
- Los datos extensivos del alimentador de motor disponible en todas las partes del PROFIBUS.
- Toda protección, supervisión y las funciones de control para el alimentador de motor en un sistema.

El relé de Siemens 3UF7 brinda protección a 15 fallos.

Puntos tecnológicos destacados

El dispositivo REM 610 dispone de un registrador de perturbaciones (oscilo) integrado que registra los valores instantáneos, o valores eficaces de corriente (RMS) de las señales medidas, a través de cuatro canales analógicos y hasta ocho canales digitales seleccionables por el usuario. El registrador de perturbaciones (oscilo) puede activarse mediante una serial de arranque o disparo desde cualquiera de las etapas de protección y/o mediante una señal de entrada digital, bien por el flanco de subida o de bajada de la serial de disparo.

El REM 610 se basa en tecnología de microprocesador. El sistema de autosupervisión monitoriza continuamente el funcionamiento de la electrónica y el software. Gestiona situaciones de fallo de tiempo de ejecución y alerta al usuario de la existencia de fallos. Si el sistema de autosupervisión detecta un fallo permanente interno del relé, todas las etapas y salidas de protección quedarán bloqueadas para evitar averías del relé.

El relé de ABB, REM 610 brinda protección a 12 fallos.

GEMultilin:

El relé M60

- FlexLogic™ y el distribuido FlexLogic™
- Los I/O virtuales y expandibles.
- Los LED programables por usuarios
- Mensajes de display definible por usuarios.
- Memoria Flash para la actualización del campo.
- Módulos comunes accesibles.
- Características diagnósticas – grabación de eventos y la oscilografía.
- La sincronización del tiempo IRIG-B.

Este relé brinda la protección a 16 fallos.

El relé 239

- Minimiza el tiempo fuera de servicio debido a los problemas del proceso.
- Alarma en el evento de una malfunción del proceso.
- Tamaño compacto para encajar la mayoría de los arrancadores de motor.
- Conectividad al control central y al sistema supervisor.
- Supervisión continua y un rápido diagnóstico de falla.
- Modo de simulación y un indicador de cambio.
- Supervisa hasta tres RTD.
- Salida opcional de análogo para el interfaz directo PLC.

Este relé brinda protección a 11 fallos.

El relé 369

- Tecnología digital.
- Adapta a cada aplicación por “aprender” los parámetros de motores individuales.
- Utiliza los valores (la corriente entrante, las características de enfriamiento, y el tiempo de aceleración) para mejorar la protección.
- La curva de sobrecarga estándar FlexCurve™.
- 15 curvas estándares.
- Supervisa hasta 12 RTD (elegible por software).
- Módulo RTD de remote opcional y BSD (detección de back-spin)
- Memoria Flash para la actualización del campo.
- Modo de simulación par alas pruebas en el campo.
- Salida de relé Trip/Alarma/Aux1/Aux2.

Este relé brinda protección a 15 fallos.

El relé 469

- Protección de motor económica, diagnósticos de fallas, mediciones de potencia y comunicaciones.
- Unidad de drawout para el mantenimiento fácil.
- Características de protección benchmark integrals.
- Estandarizado para cualquier aplicación.
- Entradas VT para la protección de voltaje y potencia.
- Entradas CT para la protección diferencial de fase.
- Características de programación fácil.
- Características diagnósticas- evento de grabación y la oscilografía.
- Característica de simulación potente para probar la funcionalidad y la respuesta.
- Capacidades de ser usado local y remotamente.
- Memoria flash para la actualización del campo.

Este relé brinda protección a 17 fallos.

El empleo correcto de los relés de protección apoya a la calidad del sistema dado que minimizan el tiempo de interrupción y por lo tanto minimiza las pérdidas. La cual puede contarse con un ahorro, un aspecto importante que se está analizando en el mundo del sistema energético de potencia.

3.4 Conclusión

Entre los seis relés mencionados el mejor para la protección de bajo voltaje se queda entre el de GEMultilin (relé 239) y el de Siemens (3UF7) y una de la serie C o P de Fanox, teniendo en cuenta la potencia del motor a proteger. Para la protección de motores de media tensión el mejor se queda entre el relé 369 de GEMultilin y REM 610 de ABB. Para motores de alta tensión el relé 469 de GEMultilin se ofrece una protección completa.

El empleo de la protección de los motores de potencia con los relés modernos es un aspecto de vital importancia. Las características y los ajustes de los mismos que se han explicado en detalles en los epígrafes anteriores, justifican el uso de dichos relés de protección. No obstante, los relés de protección utilizadas, explicadas anteriormente son de la tecnología casi obsoleta con métodos de protección limitadas en algunos aspectos. Los relés actuales de ahora, se especifican más a cada fallo y por lo tanto son más flexibles para el mejoramiento de la calidad que se ofrece un sistema eléctrico en general.

Conclusión General

El motor es uno de las máquinas de potencia que más existe en las industrias, se encuentran miles de motores con distintas aplicaciones. Los motores tienen un rango de potencia y tensión muy amplio, hay motores de potencia desde muy pocas wattios hasta 4.5 MW y tensión desde 110 V hasta 6 kV. La importancia de un motor depende de su aplicación, como uno que bombea agua para llenar tanques de vez en cuando y motores muy importantes como el caso de uno que bombea petróleo de un país a otro en el medio oriente, motores que alimentar una máquina de producción que funciona a las 24 horas de día que son de vital importancia.

Son muchos los factores que deben tenerse en cuenta al seleccionar un motor, como el régimen de carga a que estará sometido el motor, potencia requerida por la carga (potencia nominal), velocidad a la que debe operar, Efecto de inercia de la carga, etc., sólo para mencionar algunos factores importantes en que debe pensar.

Los motores eléctricos son elementos electromecánicos dado que están conformados por partes móviles y estáticas. Dentro de las averías que pueden ocurrir en los motores, las de mayor probabilidad son las de origen mecánico, aunque en particular el debilitamiento del aislamiento a tierra es la de mayor frecuencia de aparición entre todas.

Los principales defectos y regímenes anormales que ocurren en los motores asíncronos (de inducción) y síncronos son numerosos. Los defectos se desconectan de forma instantánea, mientras que los regímenes anormales pueden durar un tiempo en dependencia de las características de la máquina.

Los métodos de protección utilizados para la protección de un motor varían en dependencia de la potencia y la importancia de la máquina en cuestión, así como las características del sistema a que está instalado.

Dentro de las averías de los motores, el cortocircuito multifásico es el más grave y se exige que las protecciones lo desconecten instantáneamente. Se tienen los trifásicos, los bifásicos y los bifásicos a tierra, siendo los de menor frecuencia los trifásicos. Los

cortocircuitos bifásicos a tierra poseen características realmente complejas en los sistemas aislados. Se utiliza protección de sobrecorriente 50 o diferencial (87) contra los cortocircuitos y el fallo bifásico mínimo ($I_{cc_{min2\phi}}$) en los bordes del motor debe ser 2 veces mayor que la corriente a que está ajustado el relé.

Para la selección del tipo de protección contra la falla monofásica, depende de la conexión del neutro (Aterrado o Aislado) del sistema que lo alimente. Se utiliza protección relé de sobre-corriente instantáneo toroidal 50G y Relé de sobrecorriente con conexión residual 51N.

Las sobretensiones intrínsecas al sistema, se utiliza un relé de Sobretensión (59) instalado en el transformador de potencial de la barra secundaria del transformador de la subestación.

La protección contra subtensión en el motor depende de la duración de la misma y el suministro del voltaje al motor. Normalmente, se utiliza un relé subtensión (27), pero si tiene que cambiar del suministro normal a otro suministro alternativo, entonces se utiliza el relé de sub frecuencia (81), para motores de inducción y un relé direccional de potencia (32), para motores sincrónicos.

Los motores no pueden soportar en permanencia más que una pequeña sobrecarga, del orden del 5 al 7 % de la potencia nominal sin que resulten seriamente dañados los aislamientos por fatiga térmica. Se utilizan los relés térmicos (49), relés de sobrecorriente de tiempo inverso (51) para sobrecorrientes simétricas y los relés de corrientes de secuencia negativa funcionando como un relé de corriente de balance de fase (46).

Para evitar el autoarranque se utiliza un solo relé de sub-tensión (27) instalado en el secundario del transformador de potencial que está en el centro del control de los motores.

Se utiliza un relé de secuencia incompleta (48), para evitar averías debidas al bloqueo del rotor durante el funcionamiento.

El costo de la energía que se suministra una termo-eléctrica a las cargas que convierten

la energía eléctrica en energía mecánica, tal como el caso de un motor, es alto y siempre debe tratar de bajarlo. Cuando se trata de la protección siempre debe tener en cuenta que, si se corrige más temprano un fallo en un motor, el daño asociado con el fallo se minimiza y el costo de reparación resultará menor.

Recomendaciones

Luego de concluir este trabajo los autores proponen que se continúen estudiando los siguientes aspectos:

1. Otras averías de los motores fuera de los normales y las protecciones que se atraen.
2. Las características de operación y funcionamiento de los relés de la tecnología ofrecida por los fabricantes Fanox, Siemens, GE *MULTILIN* y *ABB*.
3. Hacer una valoración económica y la comprobación de la misma entre Siemens, GE *MULTILIN* y *ABB*.
4. Debido a la rapidez de los avances tecnológicos se debe actualizar anualmente o cuando haya nuevos descubrimientos pertinentes a la protección de los motores de potencia.

Bibliografía

-
1. Física dinámica. Motor eléctrico, de combustión interna y asíncrona. Funcionamiento. Corriente directa. Magnetismo. Mayo del 2006. Disponible en la World Wide Web. http://pdf.rincondelvago.com/motores_7.html
 2. Hernández, J.L.; El motor asíncrono. Abril del 2006. Disponible en la World Wide Web. <http://endrino.cnice.mecd.es/~jhem0027/maquinaasincrona/motorasincrono1.htm>
 3. Morán, Y.; MOTORES ELÉCTRICOS DE INDUCCIÓN, Centro de estudio de innovación y mantenimiento. División de ingeniería de las vibraciones, ruido y diagnóstico, I.S.P.J.A.E., Ciudad de La Habana; Abril del 2006. Disponible en la World Wide Web. <http://www.ispjae.cu>
 4. Iriondo, A.; Protecciones Eléctricas, España; 2000, 154 – 158 pág.
 5. Melgarejo, O. y Ismodes, E.; Aproximación al modelo de funcionamiento de un motor asíncrono tipo jaula de ardilla, Universidad Católica de Perú; Marzo 2006. Disponible en la World Wide Web. <http://alek.pucp.edu.pe/cursos/pregrado/iee215/asincrono/asincronotrifasico.htm>
 6. Núñez Castañar, I.M.; Trabajo de diploma: *Análisis de la operación del sistema de protección de los motores de alta potencia de la Central de Generación Eléctrica “Lidio Ramón Pérez” de Felton*, I.S.M.M, Moa; 2004, 64 pág.
 7. Torres Breffe, O.E.; Seminario 4: Protección para Motores Eléctricos, I.S.M.M., Moa; 2005, 15 pág.
 8. Incera Núñez, C. y Padilla Caneiro, M.; Protección de Máquinas Eléctricas de Bajo Voltaje, ISPJAE; Facultad de ingeniería, Habana; 1990, 104 Pág.
 9. Veltri, R.; Estudio teórico de las aplicaciones que tienen los principales motores

eléctricos, y algunas de las fallas que en ellos se presentan. Febrero del 2005. Disponible en la World Wide Web. <http://www.monografias.com/trabajos20/fallas-motores/fallas-motores.shtml>

10. Sin nombre; Funcionamiento de un motor de inducción con rotor bobinado, España; Abril 2006. Disponible en la world wide web. http://gaico.unitecnológica.edu.co/cursos/máquinas_ii/descargas/lab_asincronas/LABORATORIO%202.pdf.

11. Moisey, B.H.; Concepts of Motor Protection, Alberta, Canada; 1997, 200 pág.

12. Estándares NEMA; Motores sincrónico y asincrónico. Marzo del 2006. Disponible en la world wide web. http://html.rincondelvago.com/centrales-y-subestaciones_1.html

13. Disponible en la world wide web. <http://www.prolyt.com/calidaddeenergia.html>

14. Disponible en la world wide web. http://www.ieb.com.co/calidad_energia.htm

15. ANSI / IEEE C37.96-1988 (revisión de ANSI / IEEE C37.96-1976), IEEE Guide for AC Motor Protection.

16. MULTILIN GET – 8048A, GE Power management; Relay selection guide. Marzo del 2006. Disponible en la World Wide Web. <http://www.ge.com/edc/pm>

17. Sin nombre; Protección por relés de los sistemas eléctricos Tomo II, Habana, Cuba; Sin año, 676 – 699 pág.

18. Sin nombre; Protección de motores eléctricos: *Fusible. Relé de sobrecargas acción instantánea y retardada. Térmicos bimetálicos, inductivos de aleación. Diferencial*, México; Abril 2006. Disponible en la world wide web. <http://www.rincón delvago.com>

-
19. Sin nombre; Elementos principales en una instalación eléctrica. Control y protección. Motor de inducción, México; Abril 2006. disponible en la world wide web. <http://www.rincondelvago.com>
 20. Schneider Electric; *Manual Electrotécnico Telesquemario*, Junio 1999. 285 pág.
 21. MULTILIN GE Power Management; *Relé de Protección de Motor*, Mayo del 2006. Disponible en la world wide web. <http://www.GEindustrial.com/Multilin>
 22. STEP 2000 series; **Siemens Technical Education Program, AC Motors**; 2000. 92 pág.
 23. Russell Mason, C.; *The Art and Science of Protective Relaying*. 1975, 357 pág.
 24. Indulkar, C.; *Induction Motor Problems with Solutions*. 25 de Junio del 1999, 277 pág.
 25. Fanox; *Relé para la protección de motores*, Bizkaia, España. Mayo del 2006. Disponible en la world wide web. <http://www.fanox.com>
 26. SiemensLV 1T; *Monitoring and Control Devices*. Mayo del 2006. Disponible en la world wide web. http://www.siemens.com/LV1T_7
 27. ABB; *Relé de protección del motor REM610*. Junio del 2006. Disponible en la world wide web. http://www.abb.com/rem_610
 28. GEMultilin; *Multifunction Relays for Motor Protección*. Junio del 2006. Disponible en la world wide web. <http://www.gemultilin.com/FILES/brochure/relays/index.htm>

Anexos

Relé para la protección de motores



I> Protección contra sobrecarga simétrica

- Intensidad de disparo a partir de $1.10 \times$ Intensidad de ajuste ($1.10 \times I_B$).
- Clases de disparo 10, 20 y 30 (CEI 947-4-1)

Protección contra desequilibrio de fases

- A partir de un 40% de desequilibrio entre fases.

Protección contra falta de fase

- Con carga superior a $0.7 \times I_B$.
- Tiempo de disparo < 3 segundos.



Relé sin módulo visualizador



Relé con módulo visualizador conectado

- Proporciona una excelente protección para motores B.T. de hasta 1000Vac de alimentación.
- Amplio rango de ajuste de intensidad (de 1 a 630 A y superiores)
- Señalización selectiva de la causa del disparo.
- Válido para cualquier tipo de arranque del motor o ciclo de trabajo. Clases de disparo 10, 20, y 30 seleccionables.
- Posee memoria térmica que modeliza el calentamiento y el enfriamiento del motor.
- Garantía de tres años.

Aplicaciones

Este relé es especialmente aplicable en centros de control de motores (CCM), bombas, compresores, ventiladores, centrifugadoras, cintas transportadoras, grúas, válvulas motorizadas, aire acondicionado, máquina herramienta, maquinaria de elevación y en general para proteger motores que necesiten relés de protección fiables y precisos para todo tipo de arranque (clases 10, 20 y 30 según norma CEI 947-4-1).

Módulo visualizador

Este módulo opcional, del tamaño de un pulsador de 22mm, se monta en el exterior, sobre la puerta del armario o en el frente del centro de control de motores (CCM) y se conecta al relé mediante un cable plano (L = 2 metros). Para conocer el estado del relé o rearmarlo en caso de disparo no es necesario abrir la puerta o extraer el CCM, ya que el módulo dispone de los correspondientes LED's de identificación y de un pulsador de rearme.

Código visualizador ODC: 12530

Características

- Fabricados según CEI-255, CEI-947.
- Homologaciones **UL**, **cUL** y marcado **CE**.
- Montaje sobre carril DIN EN50022-35.
- No va conectado a la línea del motor (cables pasantes).
- Rearme manual: tras el disparo por desequilibrio o falta de fase se puede rearmar al cabo de 2s. En el caso de sobrecarga el tiempo de espera puede llegar hasta 8 minutos dependiendo de la severidad de la misma.
- Rearme remoto: tras el tiempo de espera desconectar la tensión auxiliar de alimentación del relé y reconectarla al cabo de 3 s.
- Sección máxima para embornar: 2.5 mm², No. 22-12 AWG.
- Par máximo de apriete: 20 Ncm, 1.8 LB-IN.
- Compatibilidad Electromagnética: CEI 255-22, CEI 801, EN50081-2.
- Aislamiento: 2000V - 50Hz - 1min/3kV - 1.2/50μs.
- Grado de protección: IP203.
- Temperatura de almacenaje -30°C +70°C.
- Temperatura de utilización / altitud máxima:
 - 15°C +60°C / 1000 m.
 - 15°C +50°C / 2000 m.
 - 15°C +40°C / 3000 m.

Alimentación del relé

- Contactos A1 - A2.
- Tensión nominal: 230V (50/60Hz) (+15% -10%).
- Bajo pedido: 115V (50/60Hz) y 24 Vcc-aca (+15% -10%).
- Potencia consumida:
 - C9: 6.5 VA a 230 Vca (3 VA a 115 Vca)
 - C21 y C45: 2.5 VA

Contactos de salida

- 1 contacto NA (97-98) normalmente abierto, y 1 contacto NC (95-96) normalmente cerrado (cuando el relé no está alimentado o cuando está disparado), separados galvánicamente y en oposición.
- Tensión máxima de empleo: 250 Vca.
- Poder máximo de desconexión:
 - C300 - 125/250 V
 - AC 15-250V-2A
 - DC 13- 30V-2A
 - DC 13-115V,0,2A
- Intensidad térmica máxima: 5A

Modelos

	Rango de ajuste del relé I_B (A)	Características del motor 400 Vca - 4 polos		Código	
		CV	kW	Tensión auxiliar 230 V 50/60 Hz	Tensión auxiliar 115 V 50/60 Hz
C9	3 - 9.3	2 - 5.5	1.5 - 4	11203	11202
C21	9 - 21.6	7.5 - 12	5.5 - 9	11223	11222
C45	20 - 45.2	15 - 30	11 - 22	11243	11242

- Para intensidades inferiores a 3 A ver apartado PUESTA A PUNTO 1. b).
- Para intensidades entre 45 y 90 A recomendamos utilizar nuestro relé GL 90.
- Para intensidades superiores a 90 A utilizar el relé C 9 con transformadores de intensidad .../5.

Puesta a punto

Para la puesta en funcionamiento del relé debemos cerciorarnos de que el motor está en estado frío y pasar los cables de alimentación del motor, o los de los secundarios de los transformadores de intensidad cuando se utilicen, a través de los agujeros del relé.

Para arranque estrella-triángulo el relé debe instalarse entre los fusibles o automático y el contactor de línea (Figura 3).

Cuando se instale con convertidores de frecuencia no conectar el relé o los transformadores de intensidad ni la alimentación auxiliar del relé a la salida del convertidor.

Tras el montaje y conexionado, la puesta a punto del relé es simple, rápida y se reduce a lo siguiente:

1. Ajustar la intensidad I_B con los seis conmutadores deslizantes correspondientes. (FULL LOAD CURRENT SETTING).

- Para intensidades nominales del motor entre 3 y 45A, el ajuste I_B ha de ser igual a la intensidad nominal del motor I_N (Figura 1).
- Para intensidades nominales del motor inferiores a 3A, el ajuste I_B ha de ser igual a la intensidad nominal del motor I_N multiplicada por el número de veces que se hayan pasado los conductores por los agujeros del relé.

c) Para intensidades nominales del motor superiores a 45A, usar 3 transformadores de intensidad $\dots/5$ y el relé C9 (Figura 2). Nota: cuando la intensidad del secundario del transformador sea inferior a 4,5 A se recomienda pasar 2 veces los cables del secundario del transformador por los agujeros del relé.

Al hacer este ajuste tener en cuenta que la intensidad ajustada I_B es el resultado de sumar la intensidad base (C9 = 3; C21 = 9; C45 = 20) a las intensidades seleccionadas desplazando los conmutadores deslizantes a la derecha.

2. Seleccionar la clase de disparo (10, 20 ó 30) con los dos conmutadores deslizantes correspondientes (TRIP CLASS) siguiendo los valores recomendados en las tablas de selección.

Prueba de funcionamiento: Para realizar esta prueba de disparo por falta de fase la intensidad que pasa por el relé tiene que ser superior a $0.7 \times I_B$.

En estas condiciones de funcionamiento del motor, pulsar el botón TEST durante 3 segundos; el relé disparará por fallo de fase iluminándose el LED rojo correspondiente.

Esquemas de conexiones

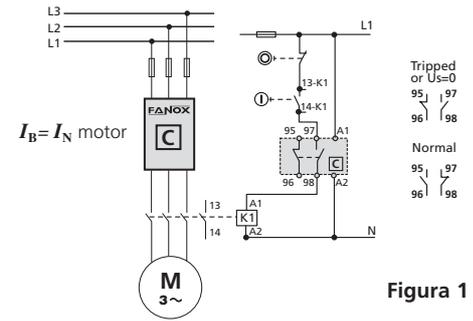


Figura 1

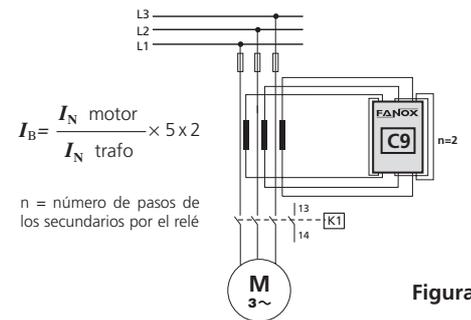
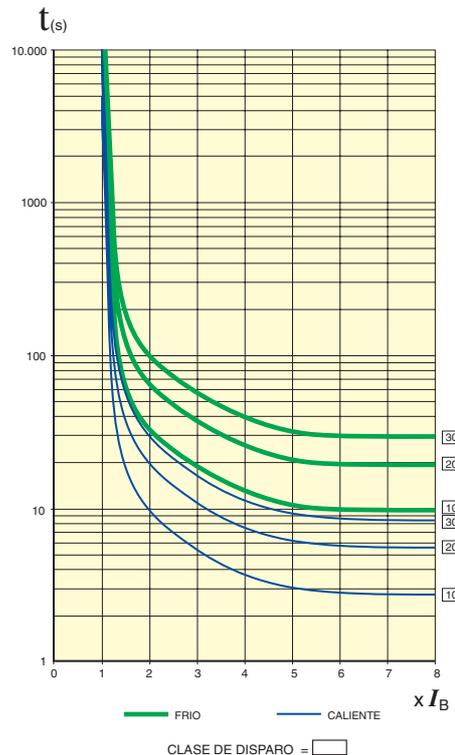


Figura 2

Curvas medias de disparo (IEC 947-4-1)



Tablas de selección de la clase de disparo

Motor con arranque directo

Tiempo de arranque directo (s)	Clase de disparo a seleccionar en el relé		
	C 9	C 21	C 45
1	10	10	10
2	10	10	10
3	10	20	20
4	20	20	20
5	20	30	30
6	20	30	30
7 - 10	30	30	30

Motor con arranque estrella-triángulo

Tiempo de arranque en estrella (s)	Clase de disparo a seleccionar en el relé		
	C 9	C 21	C 45
5	10	10	10
10	10	10	10
15	20	20	20
20	20	20	30
25 - 40	30	30	30

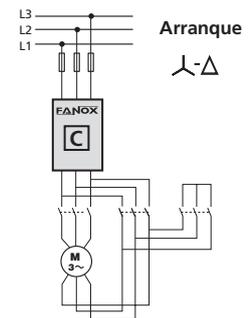
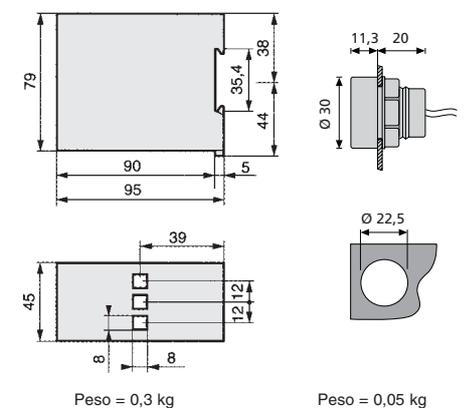


Figura 3

Dimensiones



Relé para la protección de bombas

P

I> Protección contra sobrecarga

- Intensidad de disparo a partir de 1.10 x intensidad de ajuste (1.10 x I_B).
- Clases de disparo 5, 10 y 15 (CEI 947-4-1).

I< Protección contra subintensidad

- Bomba en vacío.
- Ajustable de 0.5 x I_B a 0.9 x I_B .
- Retardo de disparo: 3 segundos.

↯ Protección contra desequilibrio de fases

- A partir de un 40% de desequilibrio entre fases.

↯ Protección contra falta de fase

- Con carga superior a 0.7 x I_B .
- Tiempo de disparo < 3 segundos.

(↻) Protección contra inversión de la secuencia de fases

- Actúa durante el arranque del motor. Para su detección el tiempo de arranque ha de ser superior a 0.2 segundos.



Relé sin módulo visualizador



Relé con módulo visualizador conectado

- Proporciona una excelente protección para los motores trifásicos de bombas multietapa sumergibles y de superficie de hasta 1000 Vac de alimentación.
- Amplio rango de ajuste de intensidad (de 2.5 a 630 A y superiores).
- Señalización selectiva de la causa del disparo.
- Válido para cualquier tipo de arranque del motor o ciclo de trabajo. Clases de disparo 5, 10 y 15 seleccionables.
- Posee memoria tanto de calentamiento como de enfriamiento del motor.
- Rearme manual o automático seleccionable.
- Garantía de tres años.

Aplicaciones

Este relé es especialmente aplicable en bombas multietapa sumergibles con motor inferior utilizadas en el aprovechamiento de aguas subterráneas como abastecimiento de agua potable, instalaciones de regadío en agricultura, agotamiento de pozos profundos en minas, etc... ya que si no entra agua en la bomba, el relé desconecta el motor protegiendo al equipo contra la marcha en seco. También es aplicable para la protección de bombas de superficie y en general cuando el funcionamiento sin carga de un sistema sea crítico.

Módulo visualizador

Este módulo opcional, del tamaño de un pulsador de 22mm, se monta en el exterior, sobre la puerta del armario o en el frente del centro de control de motores (CCM) y se conecta al relé mediante un cable plano (L = 2 metros). Para conocer el estado del relé o rearmarlo en caso de disparo no es necesario abrir la puerta o extraer el CCM, ya que el módulo dispone de los correspondientes LED's de identificación y de un pulsador de rearme.

Código visualizador ODP: 12540

Características

- Fabricados según CEI-255, CEI-947.
- Homologaciones **UL**, **cUL** y marcado **CE**.
- Montaje sobre carril DIN EN50022-35.
- No va conectado a la línea del motor (cables pasantes).
- Rearme manual: tras el disparo por desequilibrio, falta de fase o subintensidad se puede rearmar al cabo de 2 s, en el caso de sobrecarga el tiempo de espera puede llegar hasta 5 minutos aproximadamente dependiendo de la severidad de la misma.
- Rearme remoto: tras el tiempo de espera desconectar la tensión auxiliar de alimentación del relé y reconectarla al cabo de 3 s.
- Rearme automático: en 20 minutos aproximadamente después del disparo.
- Sección máxima para embornar: 2.5 mm², No. 22-12 AWG.
- Par máximo de apriete: 20 Ncm, 1.8 LB-IN.
- Compatibilidad Electromagnética: CEI 255-22, CEI 801, EN 50081-2.
- Aislamiento: 3000V - 50Hz - 1 min/3kV - 1.2/50 μs.
- Grado de protección: IP203.
- Temperatura de almacenaje: -30°C +70°C.
- Temperatura de utilización / Altitud máxima:
 - 15°C +60°C / 1000 m.
 - 15°C +50°C / 2000 m.
 - 15°C +40°C / 3000 m.

Alimentación del relé

- Contactos A1 - A2.
- Tensión nominal: 230V (50/60 Hz) (+15% -10%)
- Bajo pedido: 115V (50/60 Hz) y 24 Vac-dc (+15% -10%).
- Potencia consumida: 2.5 VA.

Contactos de salida

- 1 contacto NA (97-98) normalmente abierto, y 1 contacto NC (95-96) normalmente cerrado (cuando el relé no está alimentado o cuando está disparado), separados galvánicamente y en oposición.
- Tensión máxima de empleo: 250 Vac.
- Poder máximo de desconexión:
 - C300-125/250V
 - AC15-250V-2A
 - DC13-30V-2A
 - DC13-115V-0.2A
- Intensidad térmica máxima: 5A

Modelos

	Rango de ajuste del relé I_B (A)	Características del motor 400 Vac - 2 polos		Código	
		CV	kW	Tensión auxiliar 230 V 50/60 Hz	Tensión auxiliar 115 V 50/60 Hz
P 19	7 - 19.6	4 - 10	3 - 7.5	11403	11402
P 44	19 - 44.2	12.5 - 27.5	9.2 - 20	11423	11422
P 90	40 - 90.4	27.5 - 55	20 - 40	11443	11442

- Para intensidades inferiores a 7 A ver apartado PUESTA A PUNTO 1. b).
- Para intensidades superiores a 90 A utilizar el relé P 19 con transformadores de intensidad .../5.

Puesta a punto

Para la puesta en funcionamiento del relé debemos cerciorarnos de que el motor está en estado frío y pasar los cables de alimentación del motor a través de los agujeros del relé.

Para arrancar estrella-triángulo el relé debe instalarse entre los fusibles o automático y el contactor de línea (Figura 3).

Respetar la secuencia de las fases.

No utilizarlo con convertidores de frecuencia.

1. Ajustar la intensidad I_B con los seis conmutadores deslizantes correspondientes (FULL LOAD CURRENT SETTING)

a) Para intensidades nominales del motor entre 7 y 90 A, el ajuste I_B ha de ser igual a la intensidad nominal del motor I_N (Figura 1).

b) Para intensidades nominales del motor inferiores a 7 A, el ajuste I_B ha de ser igual a la intensidad nominal del motor I_N multiplicada por el número de veces que se hayan pasado los conductores por los agujeros del relé.

c) Para intensidades nominales del motor superiores a 90 A, usar transformadores de intensidad .../5 y pasar 2 veces los conductores del secundario de los transformadores por los agujeros del relé, ver esquema de conexiones (Figura 2).

Al hacer el ajuste de la intensidad tener en cuenta que la intensidad base siempre queda añadida a las intensidades que vayamos sumando a medida que coloquemos los diferentes conmutadores deslizantes en ON (hacia la derecha). La suma resultante será la intensidad ajustada.

2. Ajustar el nivel de subintensidad adecuado (UNDERCURRENT SETTING) para la protección de la bomba. Se recomienda ajustar el nivel de subintensidad un 10% por encima de la intensidad en vacío de la bomba (pozo seco).

3. Seleccionar la clase de disparo (5, 10 o 15) mediante los conmutadores deslizantes correspondientes (TRIP CLASS) siguiendo los valores recomendados en las tablas de selección.

4. Seleccionar el tipo de rearme deseado, manual o automático, con el conmutador deslizante correspondiente (RESET).

Prueba de funcionamiento: Para realizar esta prueba de disparo por falta de fase la intensidad que pasa por el relé tiene que ser superior a $0.7 \times I_B$.

En estas condiciones de funcionamiento del motor, pulsar el botón TEST durante 3 segundos, el relé disparará por falta de fase, iluminándose el LED rojo correspondiente.

Esquemas de conexiones

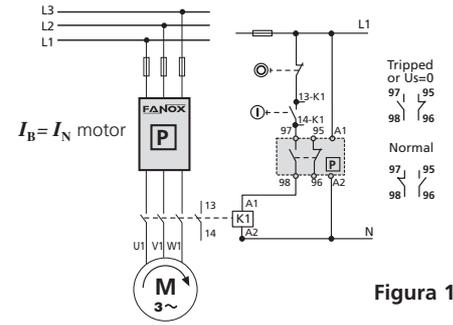


Figura 1

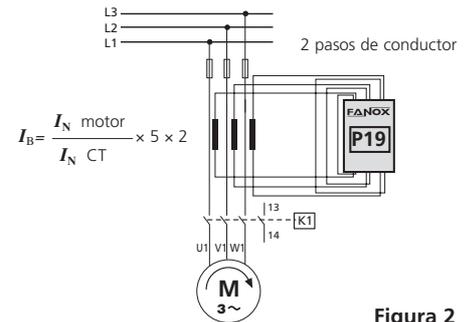
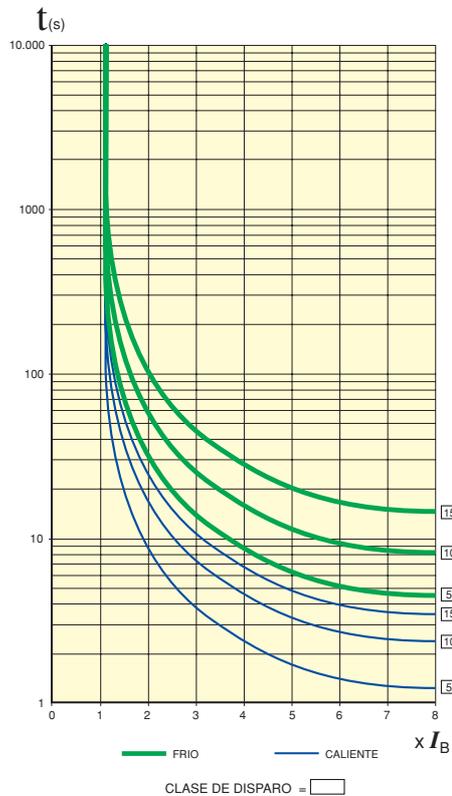


Figura 2

Curvas medias de disparo (IEC 947-4-1)



Tablas de selección de la clase de disparo

Motor con arranque directo

Tiempo de arranque directo (s)	Clase de disparo a seleccionar en el relé		
	P 19	P 44	P 90
1	5	5	5
2	10	10	10
3	10	10	10
4	15	15	15
5	15	15	15

Motor con arranque estrella-triángulo

Tiempo de arranque en estrella (s)	Clase de disparo a seleccionar en el relé		
	P 19	P 44	P 90
Up to 5	5	5	5
6	10	10	10
15	10	10	10
16	15	15	15
25	15	15	15

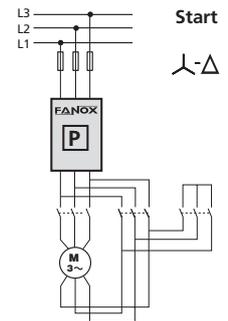
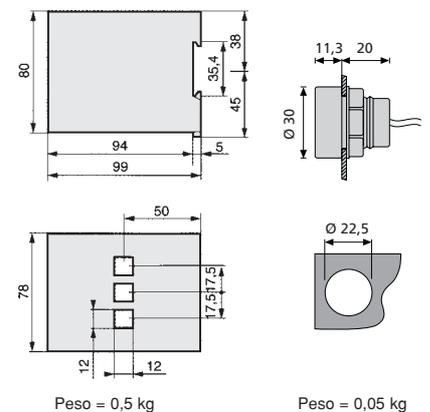
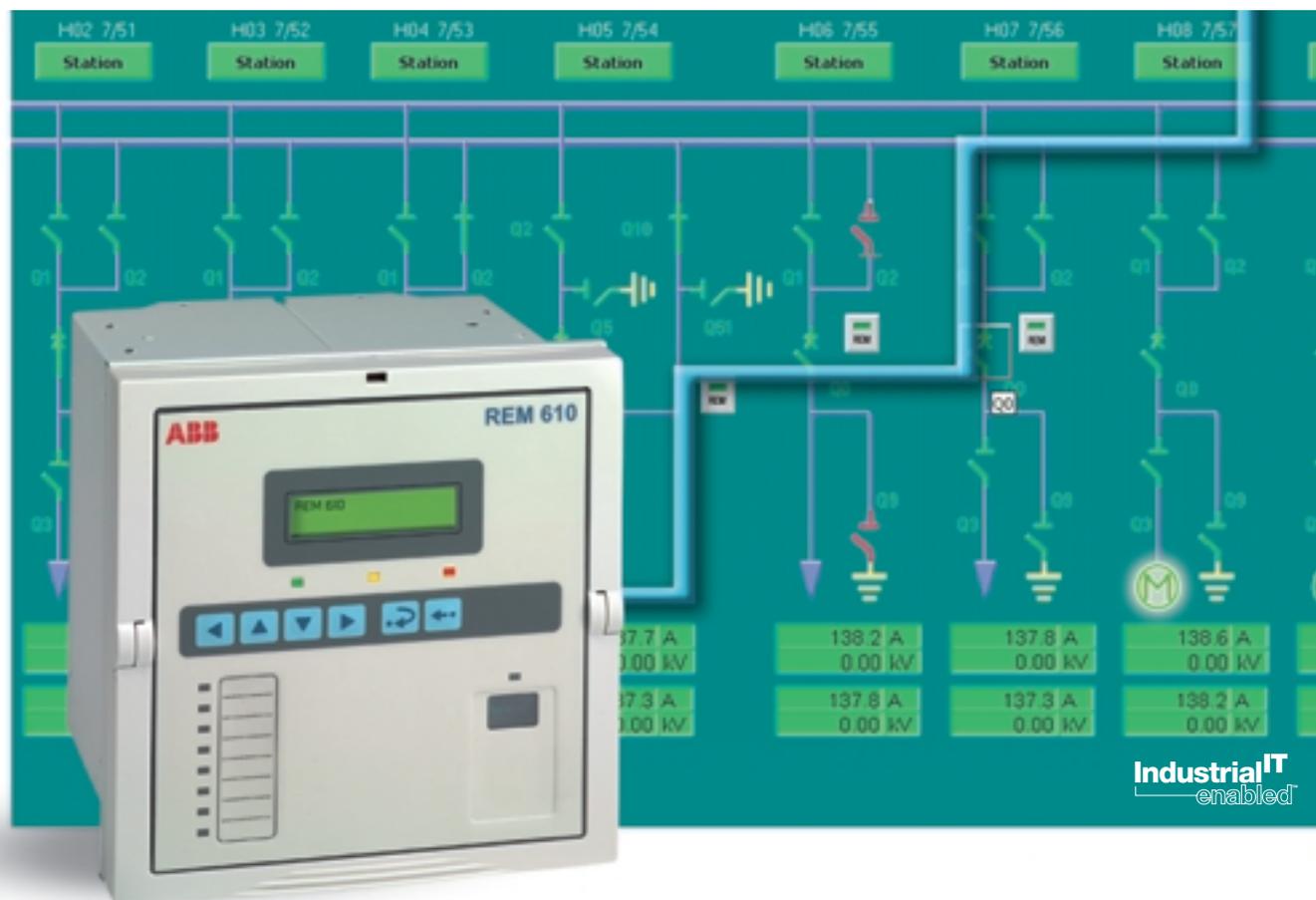


Figura 3

Dimensiones



Relé de protección del motor REM 610



Con una nueva perspectiva

REM 610 es un relé versátil de protección multifunción diseñado para la **protección de motores asíncronos estándar de MT medianos y grandes para una amplia gama de aplicaciones de motor**. El intervalo de potencia de uso típico de este dispositivo es de 500 kW a 2 MW.

El terminal REM 610 es algo más que un producto de primera categoría. **Se suministra con un paquete de información de valor añadido** acerca del producto y su uso en su aplicación concreta. La información, como por ejemplo las especificaciones técnicas, la documentación del usuario y los esquemas de conexión son esenciales para garantizar el uso eficaz y conveniente del relé durante toda su vida útil. **Puede acceder con facilidad a esta información a través de un puesto de operador o desde un PC usando el programa gratuito Inform^{IT} Aspect Object Viewer.**

Excelente protección del motor

El REM 610 gestiona las condiciones de fallo durante el arranque del motor, la operación normal, la marcha en vacío, y el enfriamiento durante la parada, por ejemplo en aplicaciones para bombas, ventiladores, fresado o trituración. El dispositivo REM 610 se presenta con diversas funciones de protección integradas para poder ofrecer una **protección perfecta contra daños al motor**. El relé puede emplearse tanto en motores controlados por disyuntores como por contactores. El resultado es una mejor protección, una mayor seguridad, una mejor operación del proceso y una vida útil del motor más prolongada.

Además, el dispositivo REM 610 puede emplearse en la protección de cables de alimentación y transformadores de potencia que requieran protección térmica de sobrecarga, así como protección de sobrecorriente monofásica, bifásica o trifásica o de protección contra faltas a tierra. **El relé es compatible con otros equipos que**

requieran protección térmica, tales como cables de alimentación y transformadores de distribución.

El mejor de su categoría

El dispositivo REM 610 proporciona a las aplicaciones de protección del motor el **mejor rendimiento y las mejores posibilidades de uso en su categoría**. Estas cualidades vienen del profundo conocimiento de ABB sobre motores y el comportamiento de los motores en las diversas aplicaciones, tras más de 40.000 relés de protección del motor entregados en todo el mundo. En ABB comprendemos sus necesidades.

Gracias a su memoria no volátil, el REM 610 registra los datos de fallo e informa de ellos incluso después de un fallo de alimentación auxiliar. El relé es fiable de forma inherente y ofrece una excelente inmunidad contra interferencias externas. Tres LED fijos y ocho programables ofrecen una **indicación y localización rápida de los fallos**.

Comunicaciones mejoradas

La capacidad de comunicación local del relé se ve **potenciada gracias a la comunicación inalámbrica** entre el propio relé y un ordenador portátil. Una nueva IHM admite siete idiomas y le proporciona indicaciones de fallo, registros de éstos y datos de medición que van desde las corrientes y las temperaturas y hasta datos históricos. Además, la herramienta de configuración gráfica es fácil de usar y le permite configurar con rapidez los parámetros específicos de su aplicación.

Un gran avance en lo referente a instalación y mantenimiento sencillos

El dispositivo REM 610 presenta un **concepto completamente nuevo de instalación**, puesta en servicio y mantenimiento simple. Es un diseño único "plug & play" basado en dos unidades separadas que permiten una rápida instalación y sustitución de los elementos. Se beneficia de unos tiempos de indisponibilidad y prueba menores, así como de arranques más rápidos.

Puntos tecnológicos destacados

El dispositivo REM 610 dispone de un **registrador de perturbaciones (oscilo) integrado** que registra los valores instantáneos, o valores eficaces de corriente (RMS) de las señales medidas, a través de cuatro canales analógicos y hasta ocho canales digitales seleccionables por el usuario. El registrador de perturbaciones (oscilo) puede activarse mediante una señal de arranque o disparo desde cualquiera de las etapas de protección y/o mediante una señal de entrada digital, bien por el flanco de subida o de bajada de la señal de disparo.

El REM 610 se basa en tecnología de microprocesador. El **sistema de autosupervisión** monitoriza continuamente el funcionamiento de la electrónica y el software. Gestiona situaciones de fallo de tiempo de ejecución y alerta al usuario de la existencia de fallos. Si el sistema de autosupervisión detecta un fallo permanente interno del relé, todas las etapas y salidas de protección quedarán bloqueadas para evitar averías del relé. Además, un indicador LED se iluminará, generándose un código de fallo, lo que permitirá un rápido análisis del fallo.

El dispositivo REM 610 presenta **diversas funciones nuevas, lo que lo convierte en el dispositivo ideal para una amplia variedad de aplicaciones**. Un punto fuerte del REM 610 es su diseño cómodo para el usuario. El operador puede configurar con libertad el relé de acuerdo con los requisitos de la aplicación utilizada. El usuario puede programar ocho LEDs y todas las salidas y entradas. Además, la interfaz muestra con claridad los eventos detectados, permitiendo al usuario analizarlos y resolverlos con rapidez.



Tecnología innovadora

El relé de protección del motor REM 610 es parte del concepto de Automatizado de subestación ABB. Las herramientas de configuración, parametrización y monitorización, CAP 501 y CAP 505, le ofrecen un beneficio añadido: sólo necesita aprender el manejo del relé una vez, porque utiliza la misma tecnología que los relés de protección y terminales de la serie 500 de ABB.

REM 610

Resumen de las características técnicas:

Funciones de protección

- Protección térmica de sobrecarga para motores **49M**
- Supervisión de arranque del motor, $I_s^2 \times t_s$ o protección de sobrecorriente de tiempo definido I> **48/14**
- Equipación de interruptor de velocidad **14**
- Contador de tiempo acumulado de arranques **66**
- Protección de sobreintensidad, I>> **50/51**
- Protección de mínima corriente, I< **37**
- Protección de desequilibrio basada en NPS, I₂> **46**
- Protección contra inversión de fase **(46R)**
- Protección contra falta a tierra no direccional, I₀> **50N/51N**
- Protección térmica mediante RTD **49/38**
- Protección contra fallo de interruptor, CBFP **62BF**
- Arranque de emergencia

Comunicaciones

- Bus SPA secundario
- Modbus® (RTU/ASCII)
- IEC 60870-5-103

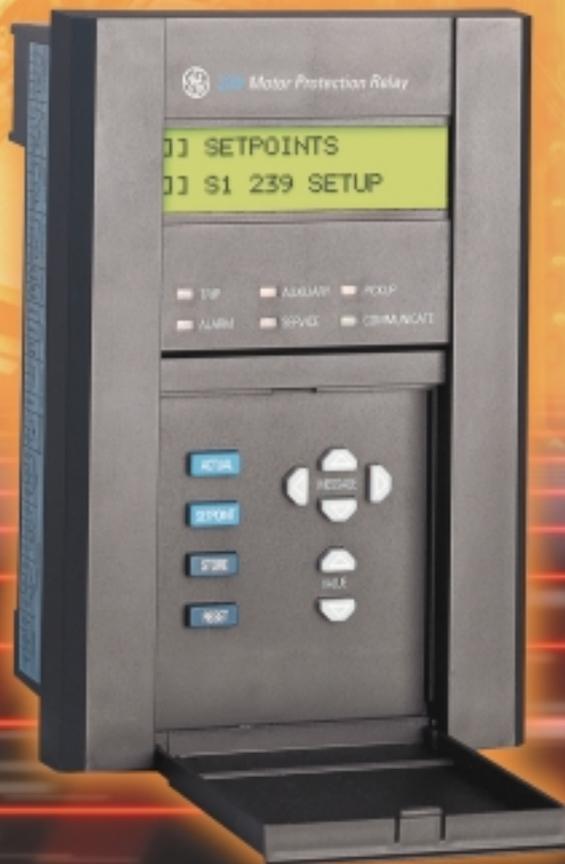
Medidas

- Ancho, marco 177 mm, carcasa 164 mm
- Alto, marco 177 mm (4U), carcasa 160 mm
- Profundidad (montado al ras) 149,3 mm
- Peso ~3.1 kg

ABB

ABB Oy

Distribution Automation
P.O. Box 699
FI-65101 Vaasa, Finland
Tel.: +358 10 22 11
Fax: +358 10 22 41094
www.abb.com/substationautomation



Motor protection and management for small to medium size motors.

Features and Benefits

- Minimizes downtime due to process problems
- Alarms in event of process malfunction
- Compact size to fit most motor starters
- Connectivity to central control and monitoring system
- Continuous monitoring and fast fault diagnosis
- Simulation mode and pickup indicator
- Monitors up to three RTDs
- Optional analog output for direct PLC interface

Applications

- Complete protection of three-phase AC motors and associated mechanical equipment

- Pumps, conveyors, compressors, fans, variable frequency drives, multi-speed motors
- enerVista.com compatible (see page 275)

Protection

- Overload, phase short circuit, locked rotor
- Single-phase/unbalance, ground fault, overtemperature

Monitoring and Metering

- Status, current, temperature
- Trip record, process control

User Interfaces

- RS485 ModBus® communications



Protection

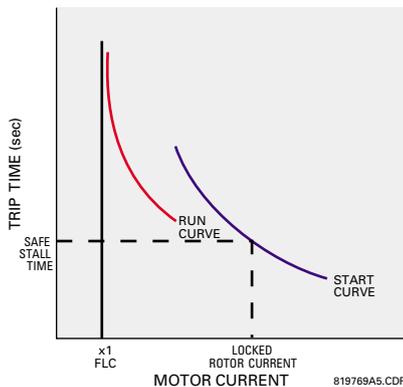
The 239 is a digital motor protection relay designed for three-phase AC motors and associated mechanical equipment. Advanced protection features include:

Motor Starting

During acceleration, the motor is protected by an I^2t overcurrent curve which passes through the setpoints "Locked Rotor Current" and cold "Safe Stall Time." The running overload curve is not active during acceleration, therefore providing starting protection independent of running protection.

Separate start and run modeling provides optimum rotor and stator protection.

SEPARATE START AND RUN PROTECTION

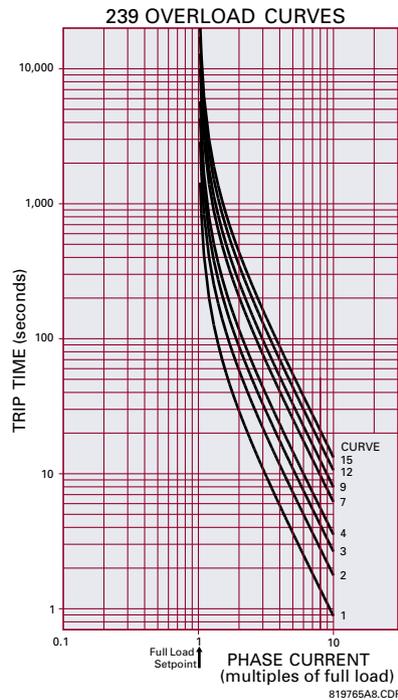


Motor Running

To protect the motor while it is running, one of 15 different curves can be selected to accurately match the motor overload characteristic. Curves automatically adjust for hot motor compensation to ensure correct thermal modeling. A user-programmable overload lockout time allows sufficient cooling after an overload trip. An Auto Reset feature resets the overload trip once the thermal capacity has decreased to 15% or less.

An immediate overload alarm alerts the operator. This may be useful for systems that do not normally experience overloads. An immediate overload pickup setpoint is also available.

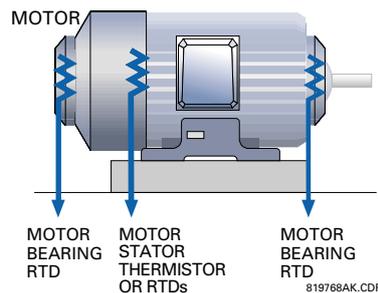
Trip time overload curves, data and formulae are provided for protection and co-ordination.



Overheating

To detect the effects of motor overheating due to such things as blocked ventilation or high ambient temperature, direct temperature sensing is necessary. Temperature rise under these types of conditions is usually slow enough to allow the accurate sensing of the actual motor temperature. A motor temperature input for a thermistor is standard on the 239. Additionally, three RTDs located in the stator and/or bearings can be connected to the 239 with the RTD temperature sensing option. This provides displayed temperatures as well as alarm and trip settings for both bearing and stator RTDs.

The RTD temperature sensing option gives more precise protection from overheating.



Locked Rotor

A mechanical jam pickup and time delay can help prevent damage to a locked rotor during running.

Thermal Capacity

A thermal capacity used alarm is triggered when the user's setpoint has been exceeded.

Single-Phase (Unbalance)

The unbalance protection function has an unbalance pickup level and time delay that can trigger a trip or an alarm.

Ground Fault

Aging and thermal cycling can cause the stator insulation to break down, resulting in ground faults. Ground faults can also occur in motors because of environmental conditions such as moisture or conductive dust. The 239 can trigger a trip or an alarm if the ground pickup level is exceeded. A time delay may be entered for time coordination of systems with several levels of ground fault detection.

Phase Short Circuit

Complete protection from phase-to-phase and phase-to-ground faults is provided. This function can trip or activate an auxiliary relay either instantaneously or delayed by up to 60 seconds.

Undercurrent

This function is typically used to protect pumps from loss of suction, fans from loss of airflow due to a closed damper, or conveyor systems from a broken belt. This function can be used as an alarm or as a trip, or disabled if not required. Alternatively this feature can be used as a pre-overload warning by setting the undercurrent pickup above the normal operating current but below the rated full load current.

Monitoring and Metering

The 239 provides users with advanced monitoring and metering functions that include:

Metering

Measured values include:

- Phase current
- Ground current
- Unbalance
- Current % of full load (how close to overload)
- Motor thermal capacity used (how close to trip)
- Stator temperature (RTD option)
- Bearing temperature (RTD option)

Multi-Speed Motors

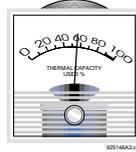
Optional switches allow alternate parameters to be activated for protection of multi-speed motors. This allows for additional setpoint groups for:

- Phase CT primary
- Full load current

- Overload curve
- Short circuit trip settings

Analog Output Option

The analog output option provides an isolated 0 to 1, 0 to 20, or 4 to 20 mA signal for interface to a PLC. The single output that is continuously monitored can be selected as: average phase current, motor full load %, thermal capacity used, or RTD temperature.



For local operator monitoring, a thermal capacity meter can be used with this output. Information such as process loading and proximity to tripping or overheating can be obtained with this output.

Fault Diagnosis

The cause of a trip along with measured values of current, unbalance and temperature at the time of trip are displayed. This

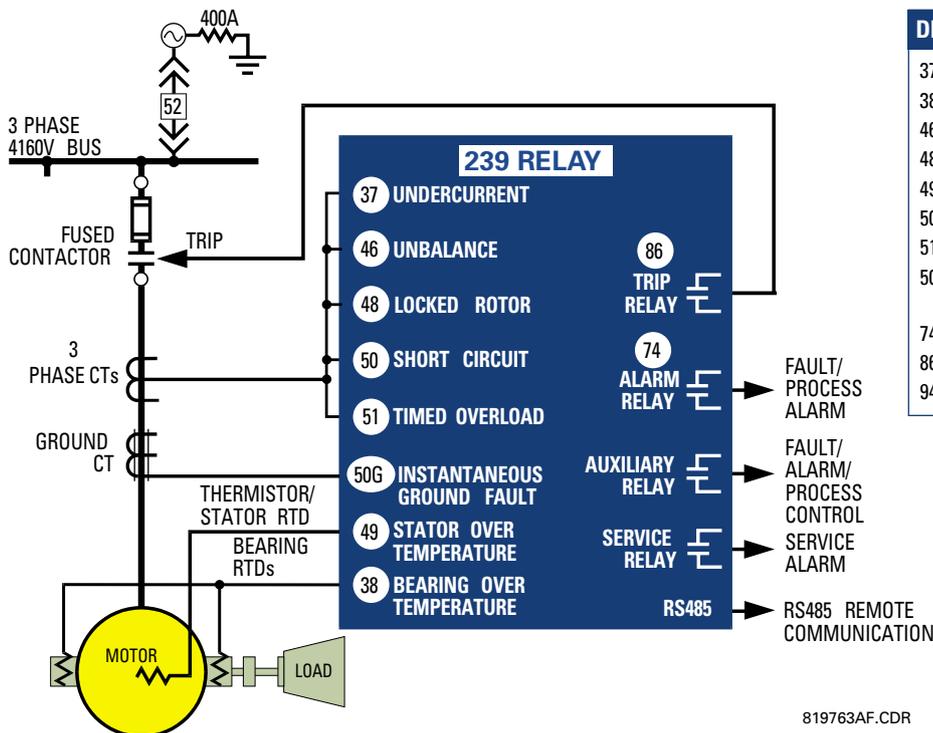
information facilitates troubleshooting. A trip record of the last five causes of trip helps identify a persistent problem.

Alarm functions include immediate overload warning, unbalance, undercurrent and internal self check fault. Often an alarm can be generated soon enough to enable corrective action to be taken before a trip occurs.

Testing

While periodic calibration is not required, the PICKUP LED is useful during commissioning or routine verification to indicate the pickup point for phase overload or ground. A simulation mode is also available that enables simulated currents to be used without the need for a relay test set. This is ideal for verification of settings and training.

Functional Block Diagram



DEVICE	PROTECTION
37	Undercurrent/minimum load
38	Motor/load bearing overtemperature
46	Unbalance
48	Locked rotor
49	Stator winding overtemperature
50	Phase short circuit
51	Timed overload
50G/50N	Ground fault instantaneous or definite time
74	Alarm relay
86	Lockout relay
94	Trip relay

819763AF.CDR

The simulation mode can be run from the front panel display or a PC.



User Interfaces

The 239 offers a variety of user interfaces:

Communications

The 239 features an RS485 connection with ModBus® RTU protocol to communicate with most types of PLCs and computers. This allows any monitored value, status and setpoints to be remotely accessed by a PLC or SCADA system. Correct operation of the communication port is verified by a front panel LED.

Future Expansion

GE Multilin relays communicate using an open architecture protocol and hardware interface, allowing different relays or other devices to be mixed on the same communication link. Due to its standard communication platform, the 239 can operate alone or be integrated into a plant control system.

With a standard platform, product upgrades are easily installed in the non-volatile flash memory by simply loading new program code via the serial port.

Install the latest product enhancements in existing relays via the serial port.



Product update from
GE Multilin on CD.



Transfer new product
enhancements to
existing 239 relays
via the serial port.



819776A8.CDR

Software

For quick and accurate entry of all relay setpoints, the Windows®-based 239PC software can be used instead of the front panel keypad and display. A PC can connect to the 239 via the serial port and a RS232/RS485 converter (available as an accessory). All setpoints are stored in a file and can be printed easily. When new relays are added, a complete file of settings can be downloaded for error-free setpoint entry.

Enter setpoints directly to the 239 or copy/save relay settings to a file.



All information that can be accessed from the relay can also be displayed on a PC. This includes actual values, setpoints, status and trip records.

View motor current, temperature, statistics and status.



URPC Program

COMING
SOON

The URPC program allows the creation of single line diagrams for substation and system monitoring schemes. Additionally, annunciator panel viewing, metering, and simple device settings changes can also be performed using the program. With the URPC program the user can access multiple 239s or different devices for metering in real time. The Windows®-based URPC program may be used remotely through ports on the device.

Display and Keypad

The 40 character LCD and keypad provide convenient local communications and control. Setpoints can be modified locally using the keypad and display. To help prevent unauthorized setpoint changes, a setpoint access input must be shorted before changes can be made.

LED Indicators

Six LED indicators on the front panel provide quick visual indication of status.

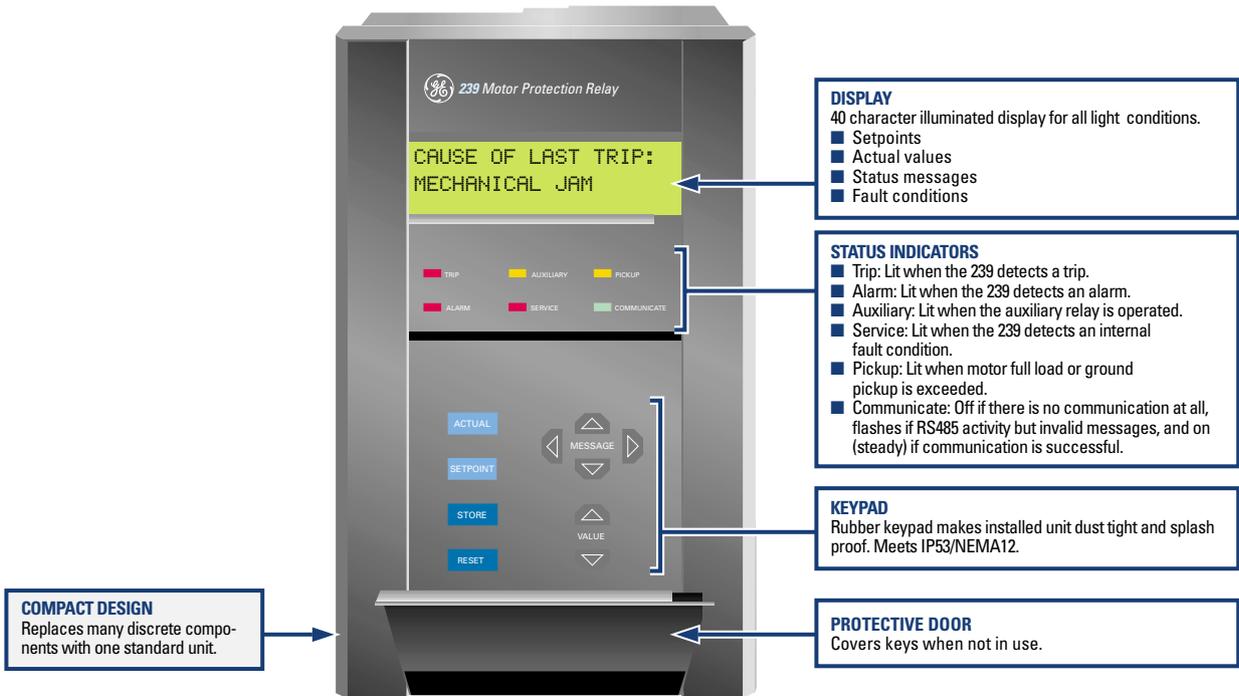
Switch Inputs

The 239 has three fixed and two user defined switch inputs:

- Setpoint access: these terminals must be shorted together for keypad setpoint configuration
- Emergency restart: momentarily shorting these terminals together when the motor is stopped will reset the thermal capacity used to 0%, allowing for an immediate restart after an overload trip. This will compromise the thermal protection functions of the 239, making it possible to damage the motor
- External reset: this input allows remote or automatic reset
- Option switch 1 and 2: these inputs can be monitored by the serial port for process signalling; they can also be programmed to provide an alarm or trip after a programmable time delay

Features

Front View



DISPLAY
40 character illuminated display for all light conditions.

- Setpoints
- Actual values
- Status messages
- Fault conditions

STATUS INDICATORS

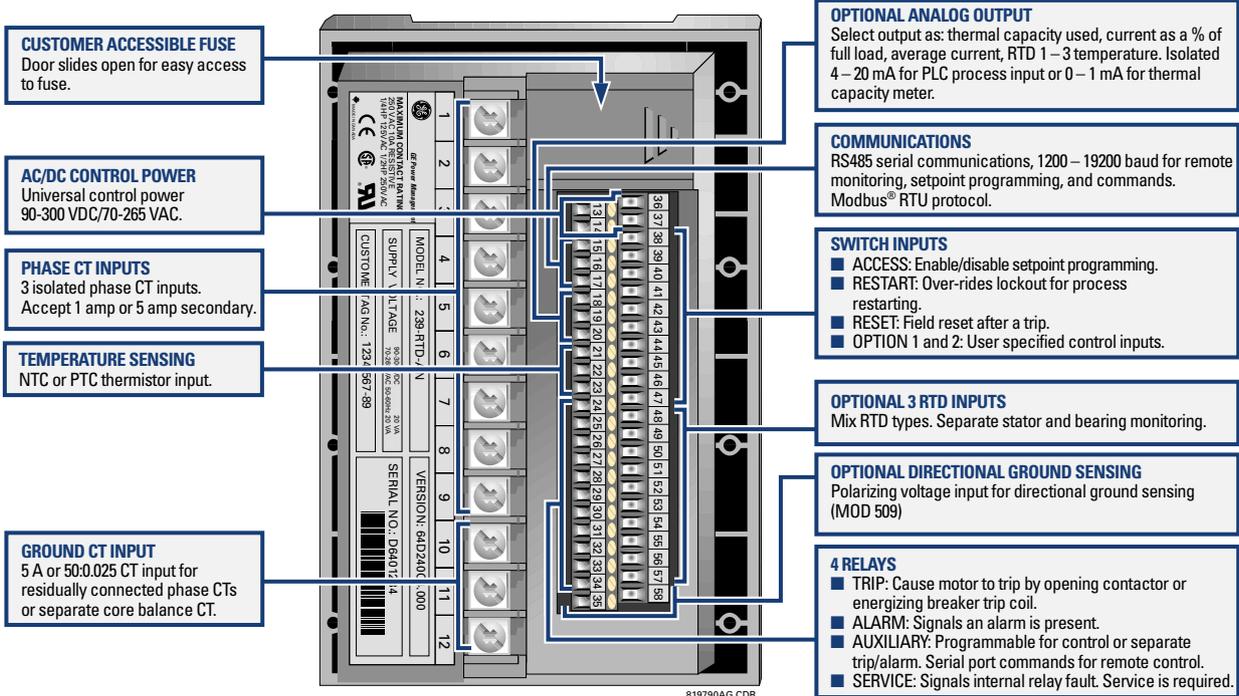
- Trip: Lit when the 239 detects a trip.
- Alarm: Lit when the 239 detects an alarm.
- Auxiliary: Lit when the auxiliary relay is operated.
- Service: Lit when the 239 detects an internal fault condition.
- Pickup: Lit when motor full load or ground pickup is exceeded.
- Communicate: Off if there is no communication at all, flashes if RS485 activity but invalid messages, and on (steady) if communication is successful.

KEYPAD
Rubber keypad makes installed unit dust tight and splash proof. Meets IP53/NEMA12.

PROTECTIVE DOOR
Covers keys when not in use.

COMPACT DESIGN
Replaces many discrete components with one standard unit.

Rear View



CUSTOMER ACCESSIBLE FUSE
Door slides open for easy access to fuse.

AC/DC CONTROL POWER
Universal control power
90-300 VDC/70-265 VAC.

PHASE CT INPUTS
3 isolated phase CT inputs.
Accept 1 amp or 5 amp secondary.

TEMPERATURE SENSING
NTC or PTC thermistor input.

GROUND CT INPUT
5 A or 50-0.025 CT input for
residually connected phase CTs
or separate core balance CT.

OPTIONAL ANALOG OUTPUT
Select output as: thermal capacity used, current as a % of full load, average current, RTD 1 – 3 temperature. Isolated 4 – 20 mA for PLC process input or 0 – 1 mA for thermal capacity meter.

COMMUNICATIONS
RS485 serial communications, 1200 – 19200 baud for remote monitoring, setpoint programming, and commands. Modbus® RTU protocol.

SWITCH INPUTS

- ACCESS: Enable/disable setpoint programming.
- RESTART: Over-rides lockout for process restarting.
- RESET: Field reset after a trip.
- OPTION 1 and 2: User specified control inputs.

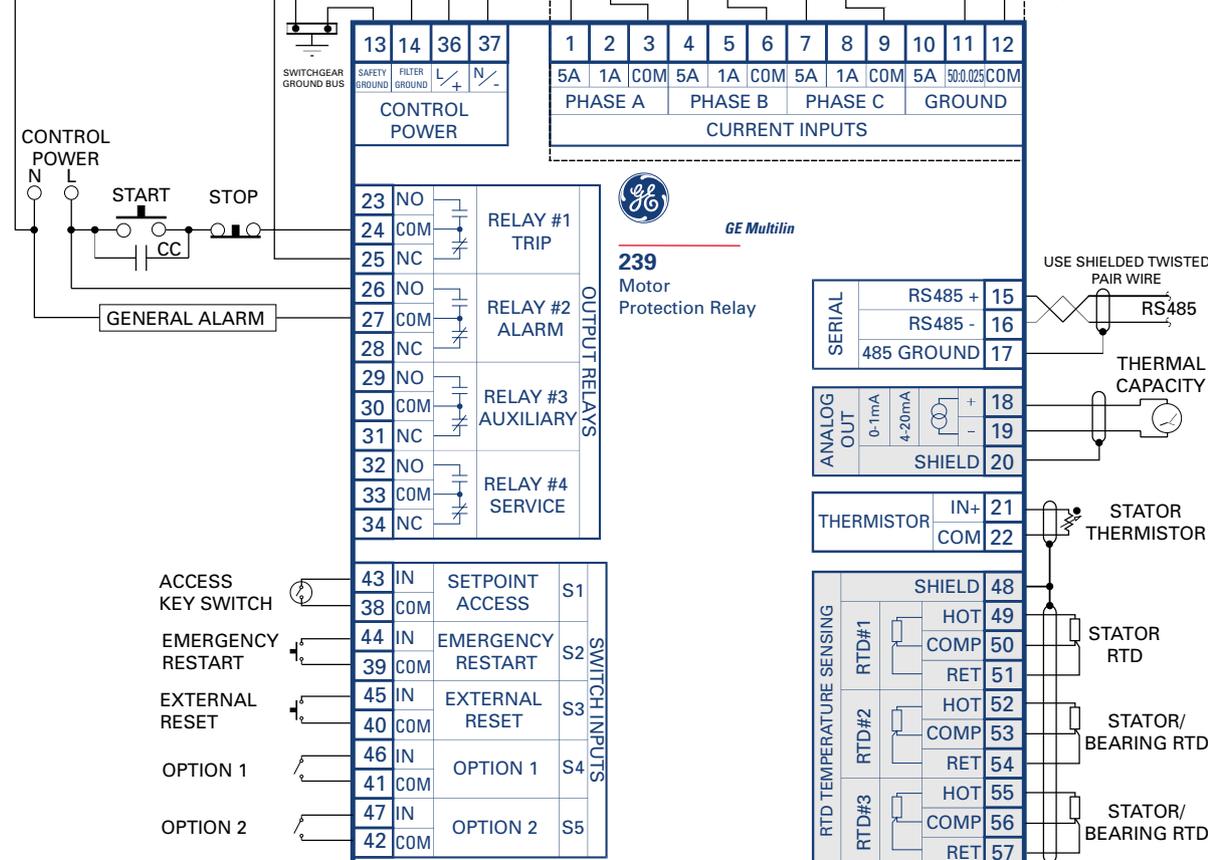
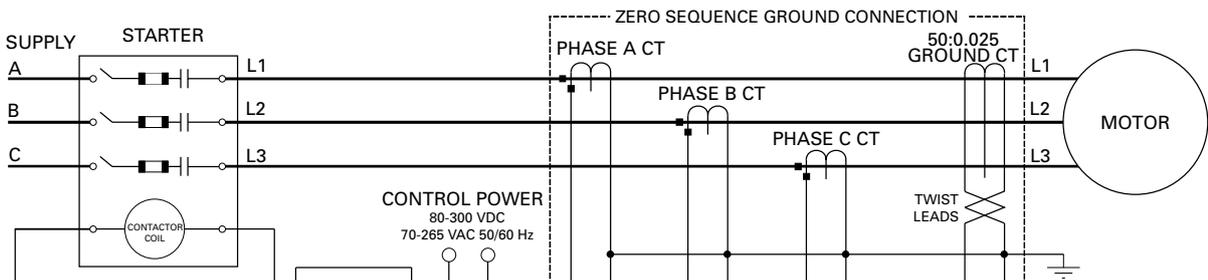
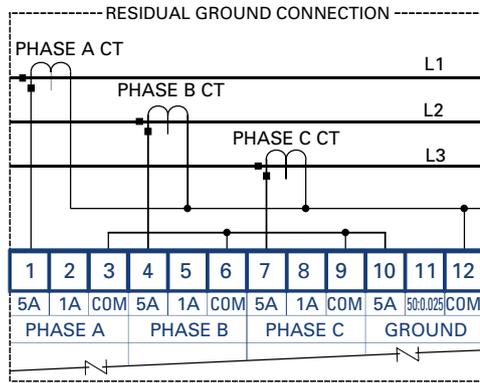
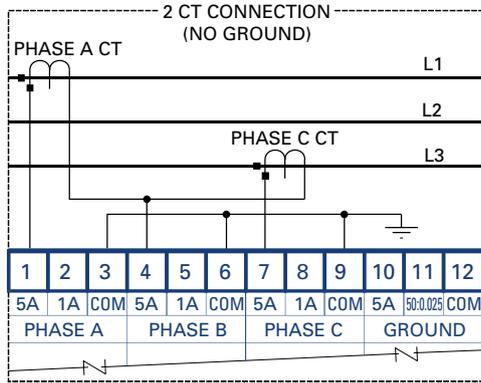
OPTIONAL 3 RTD INPUTS
Mix RTD types. Separate stator and bearing monitoring.

OPTIONAL DIRECTIONAL GROUND SENSING
Polarizing voltage input for directional ground sensing (MOD 509)

4 RELAYS

- TRIP: Cause motor to trip by opening contactor or energizing breaker trip coil.
- ALARM: Signals an alarm is present.
- AUXILIARY: Programmable for control or separate trip/alarm. Serial port commands for remote control.
- SERVICE: Signals internal relay fault. Service is required.

Typical Wiring



NOTES:

- RELAY CONTACT STATE SHOWN WITH CONTROL POWER NOT APPLIED.
- RELAY FACTORY DEFAULTS: TRIP, ALARM, AUXILIARY: NON-FAILSAFE SERVICE: FAILSAFE
- SHIELD TERMINALS ARE INTERNALLY CONNECTED TO SAFETY GROUND TERMINAL 13
- RTD TEMPERATURE SENSING AND ANALOG OUTPUT OPTIONAL

819751B5.DWG
819829B7.CDR

239 Technical Specifications

PROTECTION	
OVERLOAD CURVES TRIP TIME	
Curves:	15 curves, fixed shape
Overload pickup inhibit:	1 – 5.0 x FLC
Pickup level:	1 – 1500 A
Accuracy:	±1% of displayed value
Time:	±2% of trip time or ±1 sec whichever is greater
SHORT CIRCUIT AND GROUND TRIP	
Ground trip level:	0.05 – 15 A (50:0.025 CT) 3 – 100% (5 A CT)
S/C trip level:	1 – 11 x CT PRI/OFF
Intentional delay:	INST. or 10 ms to 60000 ms programmable
Instantaneous:	20 – 45 ms
*Total delay:	Instantaneous + intentional
*trip time accuracy guaranteed if current >1.4 x trip level setting	
BREAKER FAILURE TIMING	
Delay:	INST. or 10 ms to 60000 ms programmable
Instantaneous:	20 – 45 ms
*Total delay:	Instantaneous + intentional
*trip time accuracy guaranteed if current >1.4 x trip level setting	
START PROTECTION	
Thermal:	Separate start and run protection
Activation:	Inrush 3 phase current increases from <5% to >101% FLC in 1 sec
Deactivation:	Current drops to <100% FLC motor running if current >5% FLC
Locked rotor:	0.5 – 11.0 x FLC
Safe stall time:	1.0 – 600.0 sec
THERMAL MODELING	
Thermal capacity:	Separate start/run, exponential cool down
Cool rate:	Stop: 1 – 5000 min programmable Run: 50% of stopped cool time
Hot/cold:	50 – 100%, hot after 15 min running
Lockout:	1 – 5000 min programmable ±20% power on or off
UNBALANCE	
Range:	5 – 100% / OFF
Accuracy:	±2%
Delay:	0 – 60 sec
Calculation:	if $I_{av} \geq I_{FLC}$ $UB\% = \frac{ I_m - I_{av} }{I_{av}} \times 100$ if $I_{av} < I_{FLC}$ $UB\% = \frac{ I_m - I_{av} }{I_{FLC}} \times 100$ where: I_{av} = average phase current I_m = current in phase with maximum deviation from I_{av} I_{FLC} = full load current setting
UNDERCURRENT	
Range:	5 – 100% FLC / OFF
Delay:	0 – 250 sec
RTDS (OPTION)	
Inputs:	3 RTDs, stator/bearing programmable
Type:	100 Pt (DIN 43760), 100 Ni, 120 Ni, 10 Cu programmable
Range:	-40 to 200° C / -40 to 400° F
Trip/alarm range:	0 to 200° C / 0 to 400° F
Dead band:	2° C / 4° F
Accuracy:	±2° C / 4° F
Lead Resistance:	Pt or Ni RTD: 25 Ω max Cu RTD: 3 Ω max 3-wire lead resistance compensation
THERMISTOR	
Type:	PTC or NTC programmable
Hot resistance:	100 – 30,000 Ω
Cold resistance:	100 – 30,000 Ω
Delay:	2 sec
Accuracy:	±5% or 100 Ω (whichever is greater)

METERING	
PHASE CURRENT INPUTS	
Conversion:	True RMS, 16 samples/cycle
CT Input:	1 A and 5 A secondary
Range:	0.1 to 11 x phase CT primary
Frequency:	20 – 300 Hz
Accuracy:	±2% of full scale
GROUND CURRENT INPUTS	
Conversion:	True RMS, 16 samples/cycle
CT input:	5 A secondary and 50:0.025
Range:	0.03 to 1.4 x CT primary (5 A CT) 0.05 to 16.0 A (50:0.025 CT)
Frequency:	20 – 300 Hz
Accuracy:	±2% of full scale (5 A CT) ±0.03 A (0 – 0.49 A) ±0.07 A (0.50 – 3.99 A) ±0.20 A (4.00 – 16.00 A)

INPUTS	
SWITCH INPUTS	
Type:	Dry contacts
Output:	29 VDC, 10 mA (pulsed)
Duration:	100 ms minimum

CT INPUT (A)	BURDEN	
	(VA)	(Ω)
Phase CT (1 A)	1	0.009
	5	0.2
	20	3.5
Phase CT (5 A)	5	0.04
	25	0.9
	100	16
Ground CT (5 A)	5	0.04
	25	1.1
	100	17
Ground CT (50:0.025)	0.025	0.07
	0.1	1.19
	0.5	30.5

	WITHSTAND		
	1 SEC x CT	5 SEC x CT	CONTINUOUS x CT
Phase CT (1 A)	100	40	3
Phase CT (5 A)	100	40	3
Ground CT (5 A)	100	40	3

50:0.025 GROUND INPUT WITHSTAND	
Continuous	150 mA
Maximum	12 A for 3 cycles

50:0.025 input can be driven by a 50:0.025 CT.

POWER SUPPLY	
Input:	90 – 300 VDC or 70 – 265 VAC, 50 / 60 Hz
Power:	10 VA (nominal), 20 VA (max)
Holdup:	Non-failsafe trip: 200 ms Failsafe trip: 100 ms both times at 120 VAC / 125 VDC
Note:	It is recommended that all 239 relays be powered up at least once per year to avoid deterioration of electrolytic capacitors in the power supply.

COMMUNICATIONS	
Type:	RS485 2 wire, half duplex, isolated
Baud rate:	1200 – 19,200 bps
Protocol:	ModBus® RTU
Functions:	Read/Write setpoints, read actual values, execute commands

*Specifications subject to change without notice.

OUTPUTS			
ANALOG OUTPUT (OPTION)			
OUTPUT	PROGRAMMABLE		
	0 – 1 mA	0 – 20 mA	4 – 20 mA
MAX LOAD	2400 Ω	600 Ω	600 Ω
MAX OUTPUT	1.1 mA	21 mA	21 mA

Accuracy: ±2% of full scale reading
Isolation: 36 VDC isolated, active source

OUTPUT RELAYS			
VOLTAGE	MAKE/CARRY CONTINUOUS	MAKE/CARRY 0.2 SEC	BREAK
DC Resistive	30 VDC	10 A	30 A
	125 VDC	10 A	30 A
	250 VDC	10 A	30 A
DC Inductive	30 VDC	10 A	30 A
	125 VDC	10 A	30 A
	250 VDC	10 A	30 A
AC Resistive	120 VAC	10 A	30 A
	250 VAC	10 A	30 A
	500 VAC	10 A	30 A
AC Inductive	120 VAC	10 A	30 A
	250 VAC	10 A	30 A
	500 VAC	10 A	30 A

Configuration: Form C NO/NC
Contact Material: Silver Alloy

PRODUCTION TESTS	
Dielectric strength:	1.836 kVAC for 1 sec to relays, CTs, power supply

FUZE TYPE/RATING	
5 x 20 mm, 2.5 A, 250 V	Slow blow, high breaking capacity

ENVIRONMENTAL	
Temperature range:	Operating: 0° C to 60° C Storage: -40° C to 70° C ambient
Humidity:	95% non-condensing
Pollution degree:	2
Overvoltage category:	2
IP class:	40
Insulation voltage:	300 V
NOTE:	LCD contrast impaired below -20° C

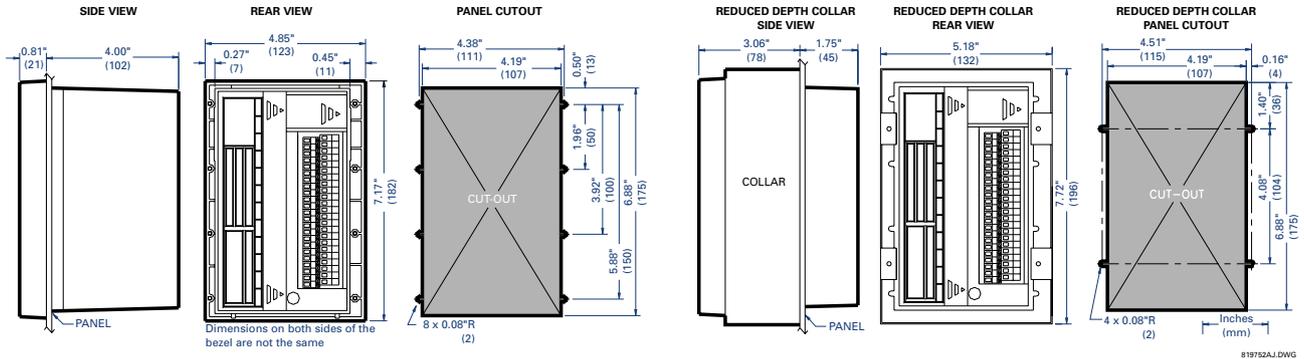
TYPE TESTS	
Insulation resistance:	IEC 255-5 500 VDC
Transients:	ANSI C37.90.1 oscillatory 2.5 kV/1 MHz ANSI C37.90.1 fast rise 5 kV/10 ns Ontario Hydro A-28M-82 IEC 255-4 impulse / high frequency disturbance class III level IEC 255-5 0.5 J 5 kV
Impulse test:	50 MHz/15 W transmitter
RFI:	C37.90.2 electromagnetic interference @ 150 MHz and 450 MHz, 10 V/m
EMI:	IEC 801-2 static discharge IEC 68-2-38 temperature/humidity cycle
Static:	NEMA 12/IP33
Environment:	2.0 kVAC for 1 min to relays, CTs, power supply
Dust/moisture:	-10° C to 60° C ambient
Dielectric strength:	
Temperature:	

PACKAGING	
Shipping box:	8.5" L x 6" H x 6" D (215 mm x 152 mm x 152 mm)
Ship weight:	5 lbs (2.3 kg)

INSTALLATION	
Warning:	Hazard may result if the product is not used for its intended purpose.
Ventilation requirements:	None
Cleaning requirements:	None

APPROVALS	
Manufactured under an ISO9001 registered system	
UL:	UL listed for the USA and Canada

Dimensions



239 Guideform Specifications

For an electronic version of the 239 guideform specifications, please visit: www.GEindustrial.com/Multilin/specs, fax your request to 905-201-2098 or email to literature.multilin@indsys.ge.com.



Ordering

239	*	*	Basic unit
239	RTD	AN	3 RTDs: stator/bearing; programmable type: platinum, nickel, copper Single isolated, analog output: 0 – 1, 0 – 20, 4 – 20 mA Programmable output parameters: thermal capacity, % full load, phase current, RTD1, RTD2, RTD3 temperature

Accessories

- 239PC supplied free
- Phase and ground CTs
- 2.25" collar for limited depth mounting {1009-0068}
- RS485 terminating network
- RS232 to RS485 convertor (required to interface a computer to the relay)

Modifications

- MOD 501: 20 – 60 VDC/20 – 48 VAC control power
- MOD 502: Conformal coating
- MOD 504: Removable terminal blocks
- MOD 505: Enhanced start protection
- MOD 506: Custom (programmable) overload curve
- MOD 509: Directional ground sensing with 120 VAC polarizing voltage
- MOD 512: 1 A ground input
- MOD 513: Class 1 Div 2 operation
- MOD 517: Australian mines approval

enerVista enabled See page 275.
www.enerVista.com



Complete, optimum motor protection for maximum rated output.

Features and Benefits

- Digital technology
- Adapts to each application by “learning” individual motor parameters
- Uses values (motor inrush current, cooling rates, and acceleration time) to improve protection
- FlexCurve™ custom overload curve
- 15 standard curves
- Monitors up to 12 RTDs (software selectable)
- Optional remote RTD module and BSD (back-spin detection)
- Flash memory for field upgrades
- Simulation mode for field testing
- Trip/Alarm/Aux1/Aux2 relay outputs

Applications

- Protection and monitoring for three-phase motors and their associated mechanical systems
- enerVista.com compatible (see page 275)

Protection

- Phase short circuit, ground fault overcurrent
- Locked rotor/mechanical jam, single-phase/unbalance

Monitoring and Metering

- Load, current, unbalance, voltage, frequency, power
- Fault diagnosis

User Interfaces

- Select URPC functionality
- RS232 and three independent RS485 ports



Protection

The 369 is a digital relay that provides protection and monitoring for three-phase motors and their associated mechanical systems. The 369 offers optimum protection including:

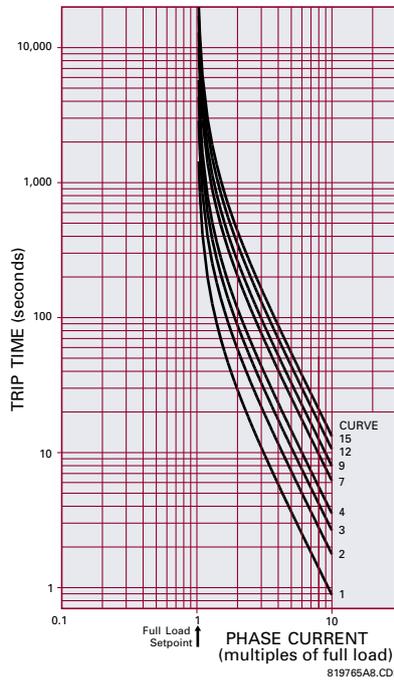
Start and Running

The motor is protected under both acceleration and running conditions. An alarm or trip can occur based on the acceleration time, the number of starts per hour, the time between starts, or motor over-load conditions.

Overload Curves

One of fifteen standard overload curves may be programmed based on motor manufacturer specifications. Alternatively the user may program in a custom curve using the built-in FlexCurve™ function. The motor's service factor value is entered as the overload pickup level.

Fifteen standard overload curves.

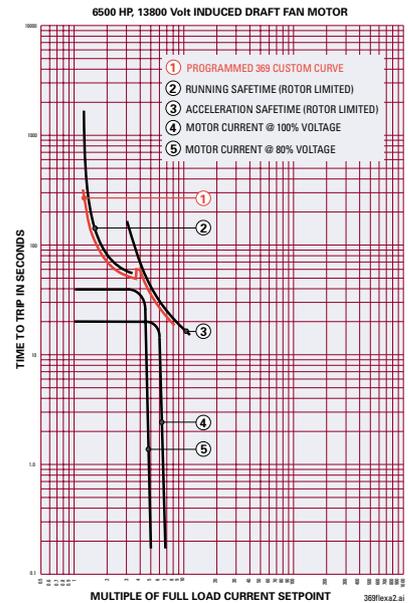


FlexCurve™

A smooth custom overload curve is created within a selected range

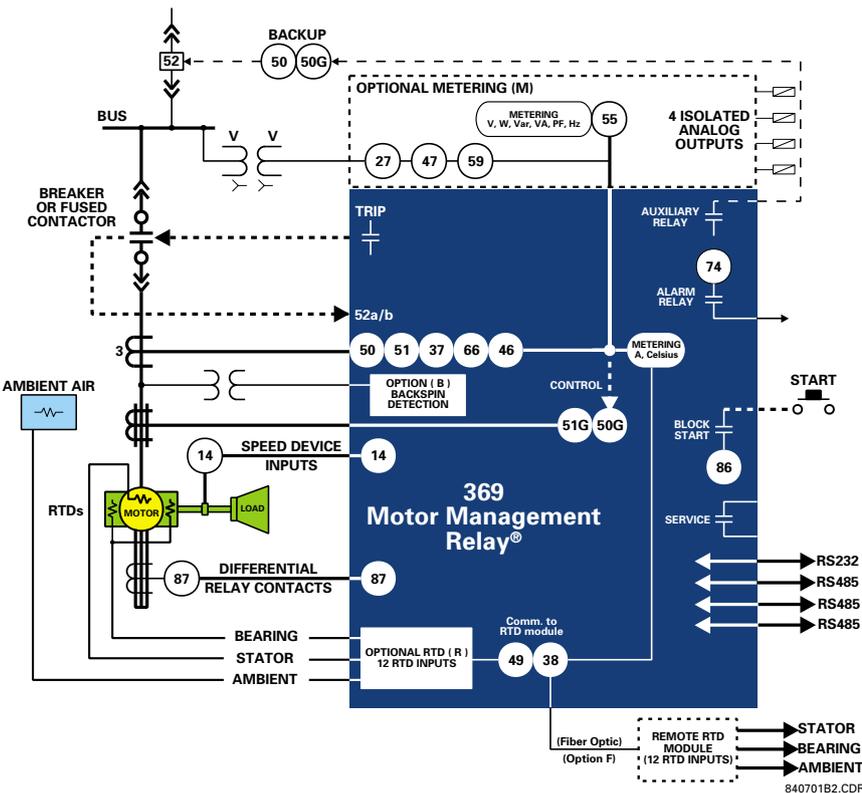
using FlexCurve™. This curve can be used to protect motors with different rotor damage and stator damage curves, thus allowing total motor design capacity with complete protection.

Typical FlexCurve™.



7

Functional Block Diagram



Unbalance

Unbalanced three-phase supply voltages are a major cause of induction motor thermal damage. Induced currents in the rotor can be high, whereas stator current increases can be much lower. To prevent rotor damage, unbalance protection must be used. Unbalance alarm, trip, and single-phase tripping is provided.

DEVICE	PROTECTION
14	Speed switch
27/59	Undervoltage/Overvoltage
37	Undercurrent/Underpower
38	Bearing RTD
46	Current Unbalance
47	Phase Reversal
49	Stator RTD
50	Short circuit and short circuit backup
50G/51G	Ground overcurrent and ground overcurrent backup
51	Overload
55	Power factor
66	Starts/hour and time between starts
81	Frequency
86	Overload lockout
87	Differential

2

Undercurrent (Minimum Load)

The undercurrent function is used to detect a decrease in motor current caused by a decrease in motor load. This is especially useful for indication of such conditions as loss of suction for pumps, loss of airflow for fans, or a broken belt for conveyors. A separate undercurrent alarm level may be set to provide early warning.

Ground Overcurrent

For ground overcurrent protection, all three of the motor conductors must pass through a separate ground CT. CTs may be selected to detect either high-impedance zero sequence ground or residual ground currents. The ground fault trip can be instantaneous or time delayed by up to 255 seconds. A low level of ground fault pickup is desirable to protect as much of the stator winding as possible. A 50:0.025 A CT, 1 A or 5 A CT may be used for ground fault detection.

Rapid Trip/Mechanical Jam

Quick motor shut down can reduce damage to gears, bearings, and other mechanical parts associated with the drive combination. A current surge will cause the relay assigned to the rapid trip/mechanical jam function to become active. The user may set the pickup level, trip time delay and an alarm for early warning.

Stator Overtemperature (Option R)

Optional stator winding overtemperature protection can monitor up to 12 optional stator RTDs. If less than 12 RTDs are used for stator monitoring, the remaining RTDs may be used for any other temperature monitoring function desired.

Temperature Monitor (Option R)

Twelve optional RTD inputs are available. Any RTD inputs not used for stator RTD protection can be used for other temperature monitoring functions. Separate alarm and trip level

temperatures can be selected for each RTD. Alternatively, a remote RRTD module can also be used with the 369 for temperature monitoring.

Back-Spin Detection (Option B)

The BSD option is used to detect flow reversal of a pump motor when check valves are not functioning or are non-existent. Once the pump has stopped rotating, the BSD will allow the pump to safely restart, minimizing downtime and preventing motor damage.

The BSD uses sensitive circuits to detect the voltage produced by the back-spinning motor. Digital signal processing techniques determine the direction of rotation and predict the pump stop time.

An underpower element trips the motor in case of loss of fluid to the pump (which also cools the motor). The metering option (M) is included in the BSD (B) option.

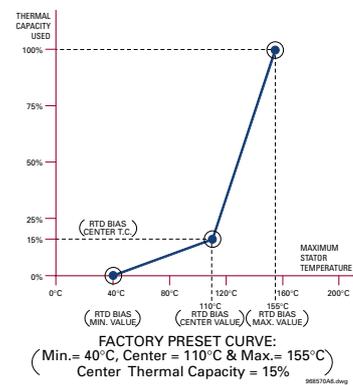
Thermal Modeling

The thermal model calculates the motor I^2t value, based on actual motor load current, in terms of thermal capacity used.

RTD Hot Motor Compensation (Option R)

Optional hot motor compensation allows the RTDs measuring the stator temperature to act as a thermal capacity check by confirming the value calculated by the thermal model. The thermal capacity used is updated to reflect the higher of the two values. This accounts for both heat due to I^2t and motor heating due to loss of cooling or extreme ambient temperatures. Additionally, the 369 allows the user to match the motor thermal characteristics with a dual slope RTD bias curve. The two part curve allows for easy integration of hot and cold motor damage curves to the RTD bias feature.

RTD bias curve sample.



Monitoring and Metering

The 369 offers a choice of optional monitoring and metering functions including:

Metering (Option M)

The 369 metering option provides monitoring of quantities such as PF, kW, frequency, etc. Several protection functions can be performed based on these parameters, including:

- Voltage
- Watts (kW, MW)
- Vars (kVar, MVar)
- Power factor
- Frequency
- MWh

Analog Outputs (Option M)

Three optional isolated analog outputs are provided (in addition to the one analog output available in the base model) that can be field selected as 0 to 1, 0 to 20 or 4 to 20 mA outputs. Each analog output is programmable to specify a certain parameter.

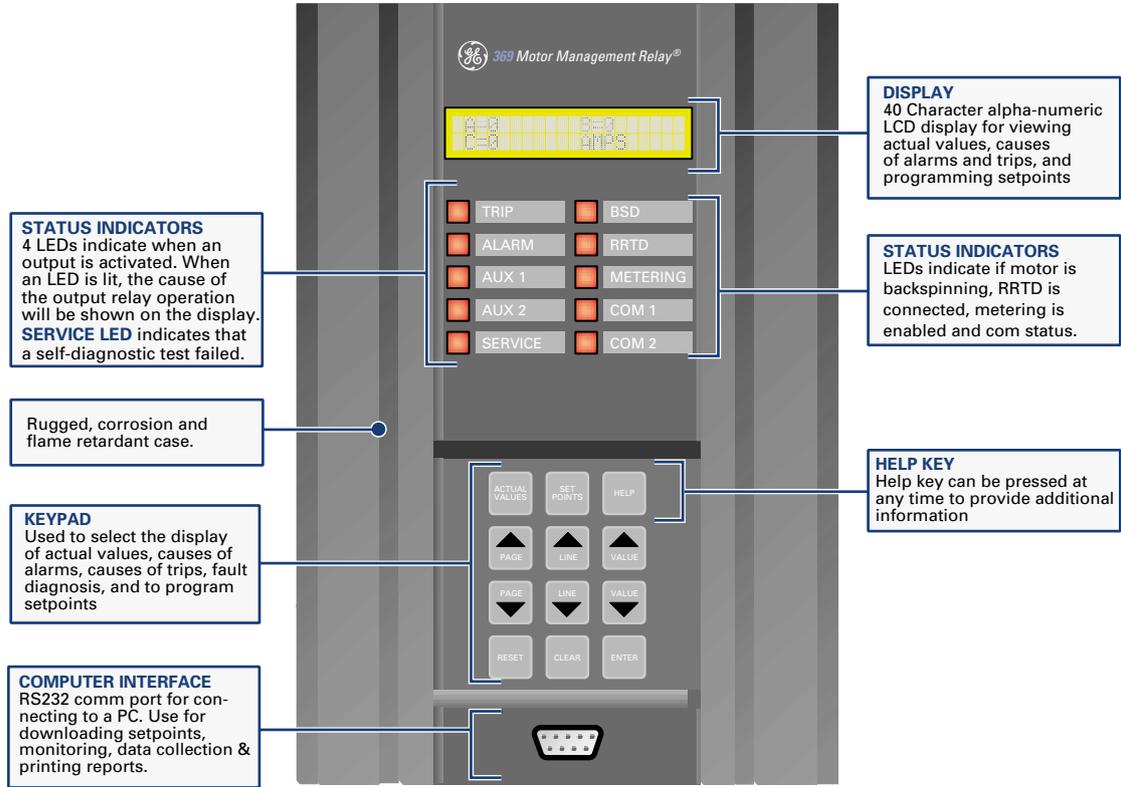


Fault Diagnosis

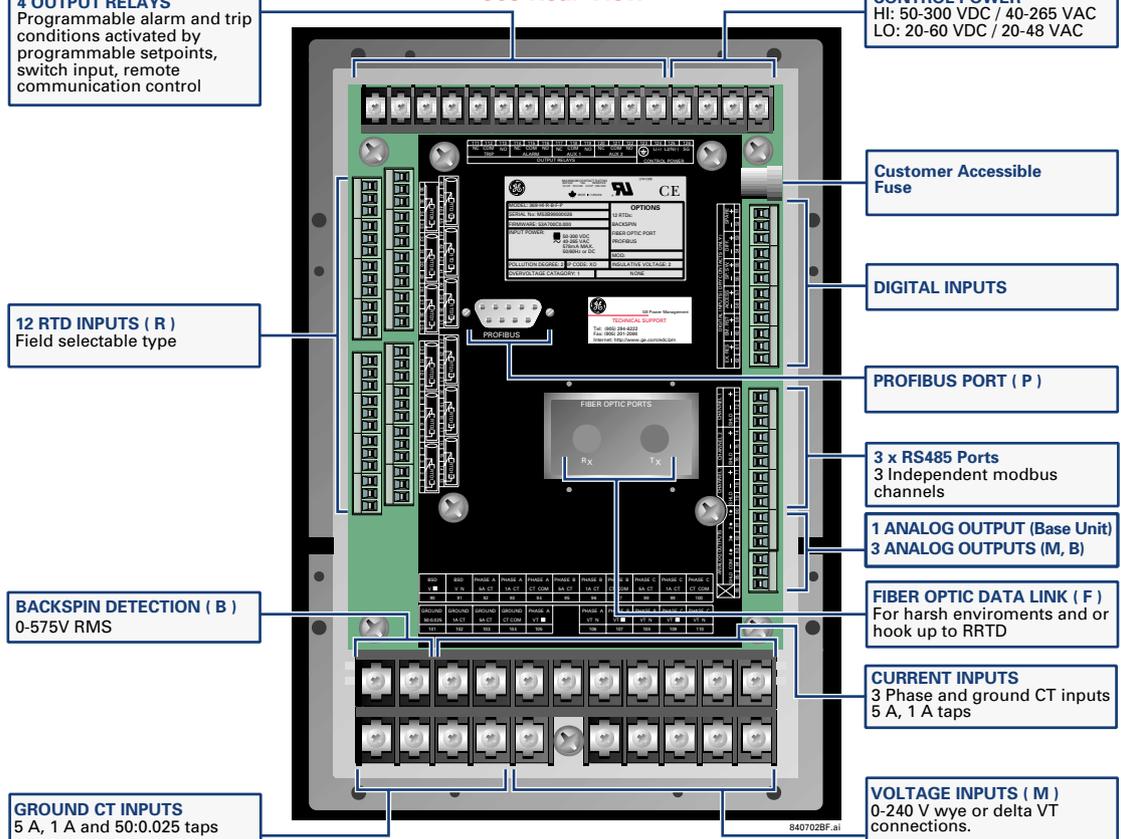
After a trip, the cause of the trip, measured current values, unbalance, and temperature present at the time of trip are displayed. This information helps facilitate troubleshooting. An event record of the last 250 trips helps identify persistent problems.

Features

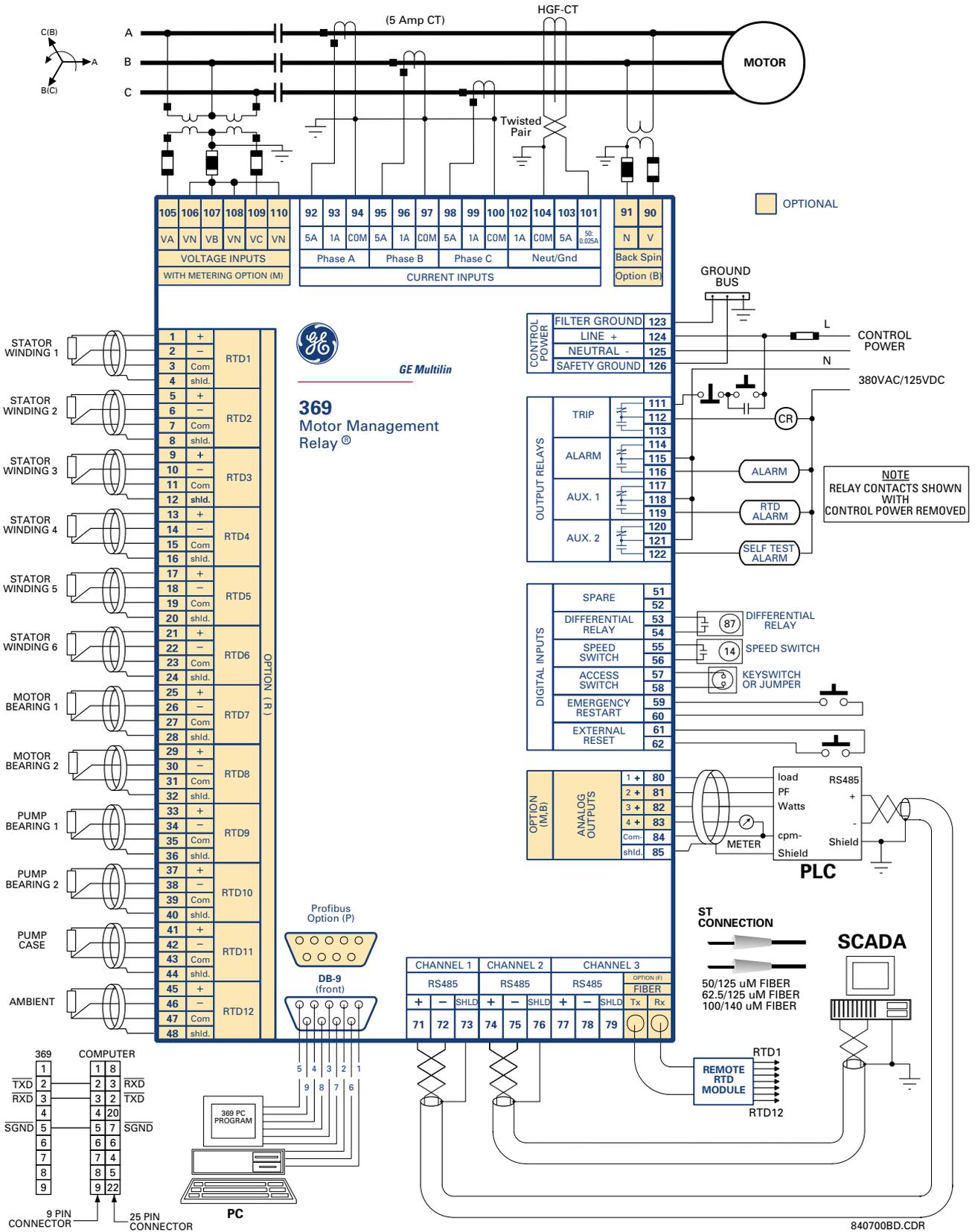
369 Front View



369 Rear View



Typical Wiring



369 Technical Specifications

PROTECTION	
OVERLOAD CURVES TRIP TIME	
Curves:	15 curves, fixed shape/prog. FlexCurve™
Overload pickup:	1.0 – 1.25 x FLA
Accuracy:	±1% of full scale
Time:	±100 ms or ±2% of total trip time
SHORT CIRCUIT AND GROUND TRIP	
Ground trip level:	0.25 – 25.00 A (50:0.025 CT) 10 – 100% (1 A/5 A CT)
S/C trip level:	2 – 20 x CT, OFF
Intentional delay:	INST. or 10 ms to 2000 ms (S/C) (GROUND)
Instantaneous:	45 ms
START PROTECTION	
Thermal:	Separate start and run protection
Activation:	Inrush current increases 5% to >101% FLC in 1 sec
Deactivation:	Current drops <Overload Pickup Level motor running if current >5% FLC
Locked rotor:	2 – 10 x FLC
Stall time:	1.0 – 600.0 sec
THERMAL MODELING	
Thermal capacity:	Separate stop/run, exponential cool down
Cool rate:	Stop: cool time constant 1 – 500 min Run: cool time constant 1 – 500 min
Hot/cold:	50 – 100%, hot after 15 min running
Lockout:	1 – 500 min programmable ±20% power on or off
UNBALANCE	
Range:	4 – 30%
Accuracy:	±2%
Delay:	0 – 255 sec
Calculation:	$I_{av} \geq I_{FLC} \quad UB\% = 1 - \frac{I_m - I_{av}}{I_{av}} \times 100\%$ $I_{av} < I_{FLC} \quad UB\% = 1 - \frac{I_m - I_{av}}{I_{FLC}} \times 100\%$
where:	I_{av} = average phase current I_m = phase with maximum deviation from I_{av} I_{FLC} = motor full load current setting

METERING	
PHASE CURRENT INPUTS	
Conversion:	True rms, sample time 1.04 ms
CT input:	1 A and 5 A secondary
Range:	0.05 to 20 x phase CT primary amps
Full scale:	20 x phase CT primary amps
Frequency:	20 – 300 Hz
Accuracy:	@ ≤ 2 x CT 0.5% of 2 x CT @ > 2 x CT 1.0% of 20 x CT
GROUND CURRENT INPUT (GF CT)	
CT input (rated):	1 A / 5 A secondary and 50:0.025
CT primary:	1 – 5000 A (1 A / 5 A)
Range:	0.1 to 1.0 x CT primary (1 A / 5 A) 0.05 to 16.0 A (50:0.025)
Full scale:	1.0 x CT primary (1 A / 5 A)
Frequency:	20 – 300 Hz
Conversion:	True rms 1.04 ms / sample
Accuracy:	±1% of full scale (1 A / 5 A) ±0.07 A @ 1 A (50:0.025) ±0.20 A @ 16 A (50:0.025)
PHASE/LINE VOLTAGE INPUT (VT) (Option M)	
VT ratio:	1.00 – 240:1 in steps of 0.01
VT secondary:	240 VAC (full scale)
Range:	0.05 – 1.00 x full scale
Frequency:	20 – 300 Hz
Conversion:	True rms 1.04 ms/sample
Accuracy:	±1.0% of full scale
Burden:	>200 kΩ
Max continuous:	280 VAC

POWER METERING (Option M):			
PARAMETER	ACCURACY (FULL SCALE)	RESOLUTION	RANGE
kW	±2%	1 kW	±32,000
kvar	±2%	1 kvar	±32,000
kVA	±2%	1 kVA	0 – 50,000
mWh	±2%	1 MWh	0 – 65,535
±kvarh	±2%	1 kvarh	0 – 65,535
Power Factor	±1%	0.01	±0.00 – 1.00
Frequency	±0.02 Hz	0.01 Hz	20.00 – 300.00
kW Demand	±2%	1 kW	0 – 50,000
kvar Demand	±2%	1 kvar	0 – 50,000
kVA Demand	±2%	1 kVA	0 – 50,000
Amp Demand	±2%	1 A	0 – 65,535

MONITORING	
WAVEFORM CAPTURE	
Length:	3 buffers containing 16 cycles of all current and voltage channels
Trigger position:	1 – 100% pre-trip to post-trip
Trigger:	trip, manually via communications or digital input

INPUTS	
RTDS INPUTS (OPTION R):	
Wire type:	3-wire
Sensor type:	100 Ω platinum (DIN 43760) 100 Ω nickel, 120 Ω nickel 10 Ω Copper
RTD sensing current:	3 mA
Range:	-40 to 200° C or -40 to 424° F
Lead resistance:	25 Ω max for Pt and Ni type 3 Ω max for Cu type
Isolation:	36 Vpk
BSD INPUTS (OPTION B)	
Frequency:	2 – 300 Hz
Dynamic BSD range:	30 mV – 575 V rms
Accuracy:	±0.02 Hz
DIGITAL / SWITCH INPUTS	
Inputs:	6 optically isolated
Input type:	Dry contact (<800 Ω)
Function:	Programmable

CT INPUTS			
PHASE CT	PHASE CT BURDEN		
	INPUT (A)	VA	BURDEN (Ω)
1A	1	0.03	0.03
	5	0.64	0.03
	20	11.7	0.03
5A	5	0.07	0.003
	25	1.71	0.003
	100	31	0.003

GROUND CT BURDEN			
GROUND CT	GROUND CT BURDEN		
	INPUT (A)	VA	BURDEN (Ω)
1 A	1	0.04	0.036
	5	0.78	0.031
	20	6.79	0.017
5 A	5	0.07	0.003
	25	1.72	0.003
	100	25	0.003
50:0.025	0.025	0.24	384
	0.1	2.61	261
	0.5	37.5	150

GROUND/PHASE CT CURRENT WITHSTAND			
CT	WITHSTAND TIME		
	1 s	2 s	continuous
1 A	100 x CT	40 x CT	3 x CT
5 A	100 x CT	40 x CT	3 x CT
50:0.025	10 A	5 A	150 mA

COMMUNICATIONS	
RS232:	Front port (up to 19,200 bps, ModBus® RTU)
RS485:	3 rear ports (up to 19,200 bps, 36 V isolation, ModBus® RTU)
Fiber Optic:	Option F rear port (up to 19.2 kbps, ModBus® RTU)
Profibus:	Option P rear port (up to 12 Mbps, Profibus DP)

*Specifications subject to change without notice.

POWER SUPPLY	
CONTROL POWER	
Input:	LO: 20 – 60 VDC HI: 20 – 48 VAC; 50 / 60 Hz 50 – 300 VDC 40 – 265 VAC; 50 / 60 Hz
Power:	Nominal: 20 VA Maximum: 65 VA
Holdup:	Non-failsafe trip: 200 ms Failsafe trip: 100 ms

OUTPUTS			
ANALOG OUTPUT (OPTION M)			
OUTPUT	PROGRAMMABLE		
	0 – 1 mA	0 – 20 mA	4 – 20 mA
MAX LOAD	2400 Ω	600 Ω	600 Ω
MAX OUTPUT	1.01 mA	20.2 mA	20.2 mA

Accuracy: ±1% of full scale
Isolation: 50 V isolated active source

OUTPUT RELAYS		
Rated Load	RESISTIVE LOAD (PF = 1)	INDUCTIVE LOAD (PF = 0.4)(LR – 7ms)
		8 A @ 250 VAC 3.5 A @ 30 VDC
Carry Current	8 A	
Max Switching Capacity	2000 VA 240 W	875 VA 170 W
Max Switching V	380 VAC/125 VDC	
Max Switching I	8 A	
Operate time	<10 ms (5 ms typical)	
Contact Material	silver alloy	

TYPE TESTS	
Dielectric:	2.0 kV for 1 min to relays, CTs, IEC 255-5 500 VDC
Insulation:	ANSI C37.90.1 oscillatory 2.5 kV/1 MHz
Transients:	ANSI C37.90.1 fast rise 5 kV/10 ns Ontario Hydro A-28M-82 IEC 255-4 impulse/high Frequency disturbance Class III Level
Impulse test:	IEC 255-5 0.5 Joule 5 kV
RF:	50 MHz/15 W transmitter
EMI:	C37.90.2 electromagnetic interference @ 150 MHz and 450 MHz, 10 V/m
Static:	IEC 801-2 static discharge
Environment:	IEC 68-2-38 temperature/humidity cycle
Dust/moisture:	IP50

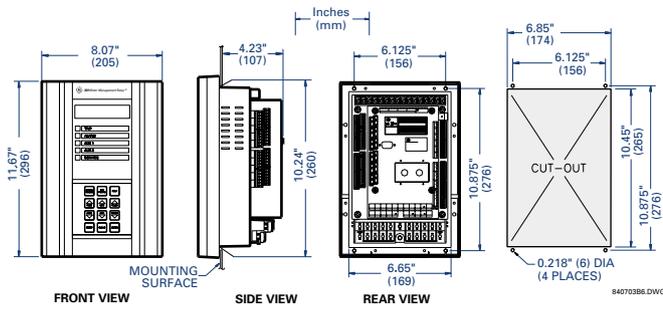
ENVIRONMENTAL	
Humidity:	95% non-condensing
Temperature:	-40° C to +60° C ambient
NOTE:	LCD contrast impaired below -20° C

PACKAGING	
Shipping box:	12" x 12" x 8" (L x H x D) 305 mm x 305 mm x 203 mm (L x H x D)
Ship weight:	10 lbs/4.5 kg

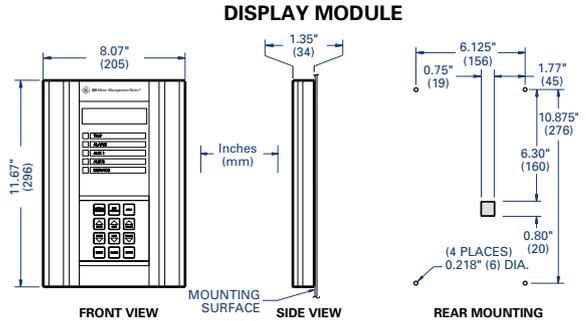
APPROVALS	
ISO:	Manufactured under an ISO9001 registered system
UL:	UL listed for the USA and Canada
CE:	IEC 947-1, IEC 1010-1

Dimensions

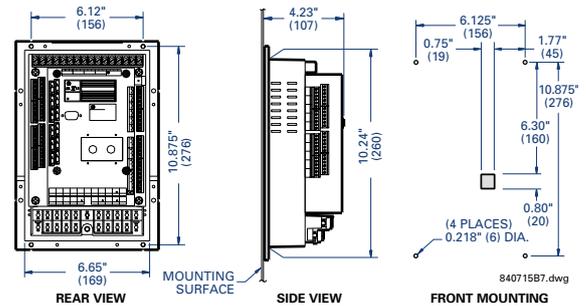
369 MOTOR MANAGEMENT RELAY



369 SPLIT MOUNTING



I/O HOUSING



369 Guideform Specifications

For an electronic version of the 369 guideform specifications, please visit: www.GEindustrial.com/Multilin/specs, fax your request to 905-201-2098 or email to literature.multilin@indsys.ge.com.



enerVista enabled See page 275.
www.enerVista.com

Ordering

369	*	*	*	*	*	Basic unit (no RTD)
369						50 – 300 VDC / 40 – 265 VAC Control Power
	HI					20 – 60 VDC / 20 – 48 VAC Control Power
	LO					Optional 12 RTD inputs (built-in)
		R				No optional RTD inputs
		0				Optional metering package
			M			Optional backspin detection (includes metering)
			B			No optional metering package or backspin detection
			0			Optional fiber optic port
				F		No optional fiber optic port
				0		Optional Profibus protocol interface
					P	Optional ModBus® TCP over Ethernet interface
					E	Optional ModBus® TCP over Ethernet interface
					0	No optional Profibus protocol interface

Note: The 369 is available in a non-drawout version only.

Accessories

- 369PC Program** Setup and monitoring software provided free with each relay.
- RRTD** Remote RTD Module. Connects to the 369 via a fiber optic or RS485 connection. Allows remote metering and programming for up to 12 RTDs.
- F485** Converts communications between RS232 and RS485 / fiber optic. Used to interface a computer to the relay.
- CT** 50, 75, 100, 150, 200, 300, 350, 400, 500, 600, 750, 1000 (1 A or 5 A secondaries)
- HGF** Ground CTs used for sensitive earth fault detection on high resistance grounded systems.
- 515** Blocking and test module. Provides effective trip blocking and relay isolation.
- DEMO** Metal carry case in which 369 is mounted.

ModBus® is a registered trademark of Modicon
 Windows® is a trademark of Microsoft
 © Motor Management Relay is a registered trademark of GE Multilin



MULTILIN

GET-8048A

GE Power Management

Relay Selection Guide



**Table
of
Contents**

INTRODUCTION

Page

Introduction 1

Basic Concepts 2

Types of Distress 3

Detection Modes 4

Protection Characteristics 5

PROTECTIVE ZONE PACKAGES

Generators 10

Motors 15

Feeders 20

Transformers 24

Buses 27

Incoming Lines 31

GE Relay Index 35

References 36

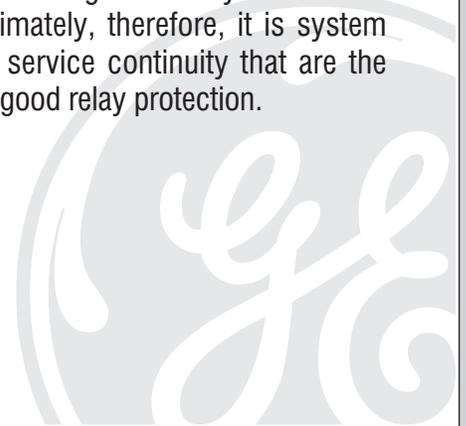
INTRODUCTION

Power distribution systems serving industrial or commercial facilities represent a variety of costs to the owner. Obviously, the capital cost of the equipment is a concern, as is the cost of the energy which that power system delivers to the loads which convert electrical energy to a saleable product or service. There are some less obvious costs - the cost or reliability, measured in products or services which cannot be sold because power is unavailable, or an even more illusive concept, the cost of quality, which relates to customer satisfaction. Ultimately, as the designer of the system struggles with devising a system arrangement and choosing equipment, he must face the reality that no matter how clever he is, no matter how much redundancy he builds into the system, and no matter how much he pays for premium quality components, he simply cannot build a system which will never fail.

This is where system protection, and protective relays become important. If component failure is inevitable, then it is necessary to provide a means of detecting these failures. Better and faster protection afford a number of desirable attributes, all of which ultimately result in saving the owner of the system money through cost avoidance. When component distress is detected and corrected earlier, the damage associated with the failure is minimized, which results in lower repair costs (or even the ability to repair versus the need to replace). At the same time, faster and more sensitive detection of problems means that the cause of the problem can be corrected while it is still a minor problem, and before it escalates into a major catastrophe.

Protection is applied on a component basis. Relays are associated with each major component of the power distribution system to detect various forms of distress associated with those components. If one of those relays operates (which means that an output contact closes because the relay detects a level of distress in excess of its calibration or setting), it initiates tripping of circuit breakers or other protective devices which then isolates the defective system components. It may be convenient to think of the circuit breaker as the muscle that does the work of isolating the component, while the relay is the brain which decides that isolation is required.

Because protection is associated with components, it has become customary to talk about relays which “protect” the component with which they are paired. While it is true that faster and more sensitive protection does reduce the amount of damage at the point of the actual fault or distress, and in this sense, relays which detect and de-energize defective equipment do protect their associated components, the value of relay protection on system continuity is even greater. In the limit, a failed motor may have to be replaced, but good relaying on the motor will isolate the motor from the remainder of the power distribution system, allowing it to continue to function and permitting the facility to continue in-service. Ultimately, therefore, it is system protection and service continuity that are the justification for good relay protection.



BASIC CONCEPTS

Zones of Protection

One of the most powerful conceptual tools available to the protection engineer is the notion of “zones” as shown in **Figure 1**. Rather than thinking of the power distribution system as unbounded, successful protection relies on visualizing the system as a collection of discrete zones which can be individually protected using equipment designed to detect the unique forms of abnormalities associated with each component.

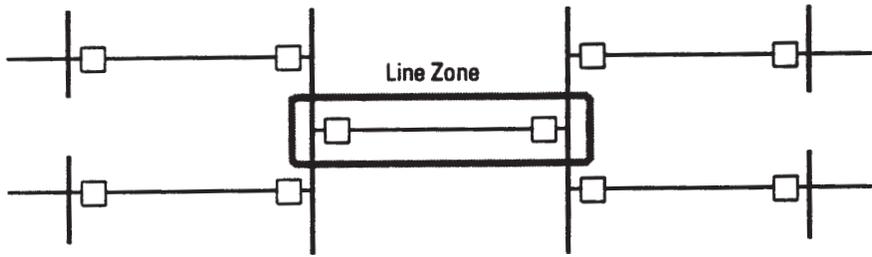


Figure 1
Zones include any circuit breakers associated with protected equipment

- Association with a significant component (in this case, a line).
- Terminates at and includes a circuit breaker (or other interrupter) which can respond to trip signals from relays associated with the zone.
- Represents a minimum amount of system which must be de-energized to correct a problem anywhere in the zone.

Other zones could be defined to comprise buses, generators, motors, cables, etc. **Figure 2** shows one final requirement about these zones - they must overlap. Because protection is applied in association with these defined zones, it is absolutely essential that every portion of the system must fall within a zone in order to assure that there are no areas which are unprotected.

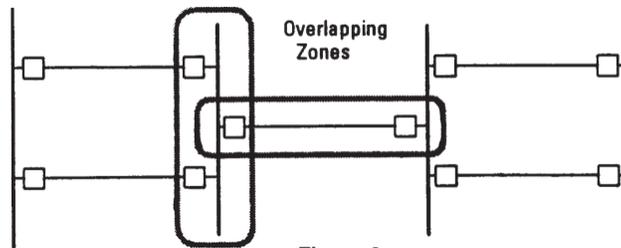


Figure 2
Zones must overlap

Primary and Backup Zones

In spite of the best efforts of system designers and protection specialists, and despite the fact that relays have a historical record of being among the most reliability components of the power system, the unexpected will happen. This has led to the practice of assuring that failure of a single relay can never result in loss of protection. This so-called “backup” can exist in any of several forms:

Remote Backup - in which the relays of one zone have the ability to also detect problems in adjacent zones.

Remote backup protection is the most common practice in both industrial and commercial applications, and usually involves time delays to assure selectivity.

Local Backup - in which each zone is equipped with a complete set of redundant relays. Often the relays which are designated as backup employ different measuring principles, and in more conservative schemes, may employ totally different signal sources, and even trip different breakers using different battery supplies.

TYPES OF DISTRESS

Overcurrent

Overcurrent is the term employed in the National Electrical Code to mean "short-circuit". On a healthy system, the flow of current is a function of the magnitude of electrical load. A short-circuit is a breakdown in insulation which results in an abnormal flow of current limited only by the impedance of the electrical distribution system. The distress associated with a short-circuit comes about because of the flash and arcing at the fault point, the depression in system voltage associated with the fault, and the thermal stress imposed on the conductors which must carry fault current. Short-circuits are the focus of greatest attention in protection of medium and high voltage systems.

The change in state from load current to short-circuit current occurs rapidly. From fundamental physics, it is known that the magnitude of current in an inductor cannot change instantaneously. This conflict can be resolved by considering the short-circuit current to consist of two components, a symmetrical ac current having the higher magnitude of the short-circuit current, and an offsetting dc transient which has an initial magnitude equal to the initial value of the ac current and which decays rapidly. The initial magnitude of the dc transient is directly controlled by the point on the voltage wave at which the short-circuit

occurs; if the short-circuit occurs at the natural zero crossing of the driving voltage sinusoid, the transient is maximized where as it is a minimum if the fault occurs at the crest of the voltage sinusoid. At any subsequent point in time, the magnitude of the dc transient is determined by the time constant of the decay of the dc which is controlled by the ratio of reactance to resistance in the impedance limiting the fault. For the protection engineer, the worst case initial current is that which includes the full dc transient.

The voltage which drives a short-circuit includes sources such as remote generators with voltage regulators that will maintain their value regardless of the presence of a short-circuit on the system, as well as nearby sources whose voltage will decay when the short-circuit is present. The amount of decay is determined by the nature of the source. Nearby generators and synchronous motors which have active excitation systems will sustain some voltage, but since the short-circuit will cause their terminal voltage to drop, the current they produce will gradually be reduced as the fault is allowed to persist. At the same time, induction motors will initially participate as short-circuit current sources, but their voltages will decay rapidly as the trapped flux is rapidly drained.

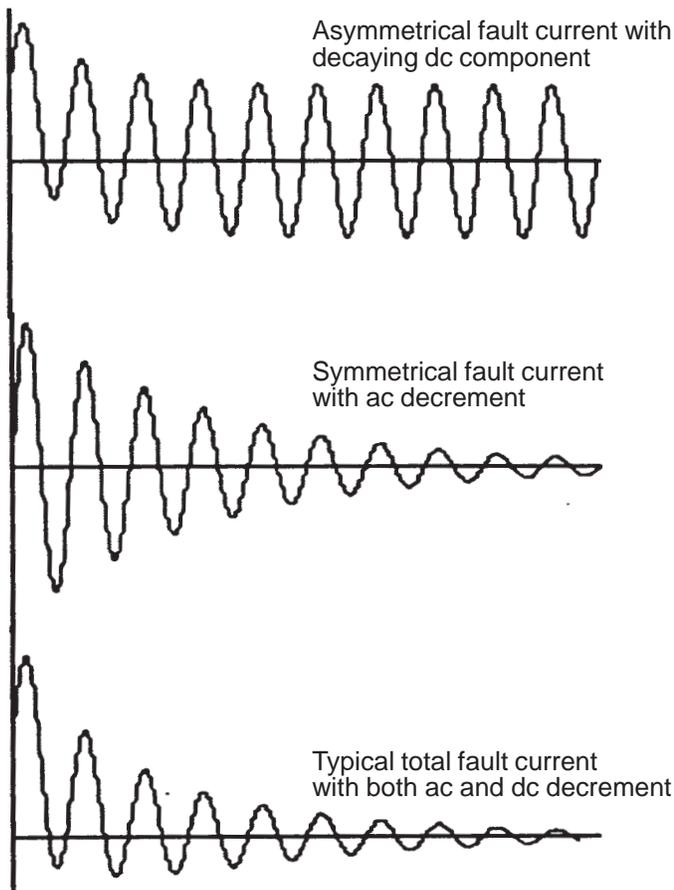


Figure 3

Short-circuit currents include components with both ac and dc decrement

Figure 3 illustrates how the various elements of asymmetry combine to create the most realistic case of the decaying symmetrical ac current combined with the decaying dc transient. From this figure, it is possible to describe a generalized short-circuit current in the following terms:

- High initial magnitude dc transient component of current which decays fairly rapidly with time.
- High initial magnitude symmetrical ac current which diminishes gradually with time.
- Symmetrical ac current lags driving voltage by a significant angle, approaching 90° .

Overload

Overload is exactly what the term implies - excessive load demand reflected back into the power distribution system. The undesirable aspect of overload is purely thermal (I^2t) heating in conductors and transformers, related thermal

abuse to the power utilization equipment which interfaces the load to the electrical system. Overload is a significant aspect of low voltage protection, but is usually not a major consideration at medium and high voltages.

Open Circuit

The power distribution system can tolerate open circuits continuously without harm. Where open circuits are a concern is on rotating machines - motors and generators - where they translate into abnormal rotor heating for which

these equipments have little tolerance. Hence, open circuit protection is frequently applied on motors and generators, and seldom on the passive portions of the distribution system.

Abnormal Voltage or Frequency

Abnormal voltage or frequency usually is a consequence of some form of overall system distress, and while these symptoms may appear following failure of a power distribution system component, this is usually indicative of some undesirable consequence of that system failure rather

than a direct result of the failure itself. Undervoltage can result in overload-like thermal heating, while overvoltage can shorten insulation life and accelerate insulation failure (and short-circuits). Abnormal frequency usually is indicative of an imbalance between load and generation.

DETECTION MODES

Circuit - Current or Impedance

Based on the desire to array protection in logical zones, the most common mode of protection is one which can not only detect that an abnormality (such as a short circuit) exists, but which can also determine its location. The parameter which most simply locates faults is current - short-circuits result in abnormal flow of current, and a relay system which looks for high current will be able to selectively detect faults. Current is the parameter which is used in the vast majority of all protection schemes, and is used almost exclusively from 35kV down through 120V residential distribution.

Closely related to current detection is measurement of apparent impedance. Apparent impedance is the ratio of voltage to current measured at a relay location and is a direct measure of the electrical separation between the relay location and a point on the system where the voltage is depressed to zero by a short-circuit. Impedance measurement is more complicated than current measurement, and hence its use is reserved for more critical applications at the higher voltages, typically above 69 kV.

System - Voltage or Frequency

Voltage measurements can be used to detect that something unusual is happening on the system, but generally voltage will not give any indication of the location

of the problem. Hence, measurement of voltage is usually reserved for overall system protection functions. Likewise, frequency is an overall system issue.

PROTECTION CHARACTERISTICS

Time Overcurrent

Time overcurrent protection is the predominant form of protective relaying in medium voltage industrial and commercial power systems. This form of protection employs relays with inverse time-current characteristics; that is, operating time of these relays becomes less as the current magnitude increases. The basic operating characteristics trace their heritage to the natural operating characteristics of the induction disk overcurrent relay, and as a result static analog and digital relays are designed to emulate this basic characteristic, but there is also a noble rationale for the inverse-time relationship. Relays are intended to detect and initiate tripping of high-magnitude fault currents quickly enough to avoid thermal damage to conductors, and the natural heating characteristic is also an inverse-time relationship.

Traditionally, the characteristics of time overcurrent relays has been published in the form of graphical curves showing the dependent variable (operating time) on the vertical axis and the independent variable (operating current) on the horizontal axis. It is also a tradition that these curves are plotted on a special log-log paper. These traditions trace their origin to the manual practices involved in determining settings for relays.

There are a number of characteristics in common use, which are shown in **Figure 4**. Each of these exists to address specific application needs. Following is a list of the most common characteristics together with their usual applications and also the code number which GE uses to identify each curve shape:

Inverse medium time (51) - best suited for applications where the variations in the magnitude of fault current are related primarily to switching of sources on the system, such as in paper mill systems with a number of small hydroelectric generators which are switched on and off depending on water conditions.

Very inverse medium time (53) - best suited for general applications where the variations in the magnitude of fault current are primarily determined by system impedance and fault location. This relay characteristic is the best choice for most industrial and commercial applications.

Inverse medium-long time (57) - best suited for applications as backup ground fault protection on complex low-resistance grounded medium voltage systems.

Inverse long time (66) - best suited for overload and locked rotor protection of motors.

Extremely inverse medium time (77) - best suited for application on utility residential distribution circuits where selectivity with distribution fuse cutouts and reclosers is a requirement, and where "cold load pickup" is a consideration.

Inverse short time (95) - best suited for backup ground fault protection applications on solidly grounded low voltage systems where the feeders have instantaneous ground fault protection.

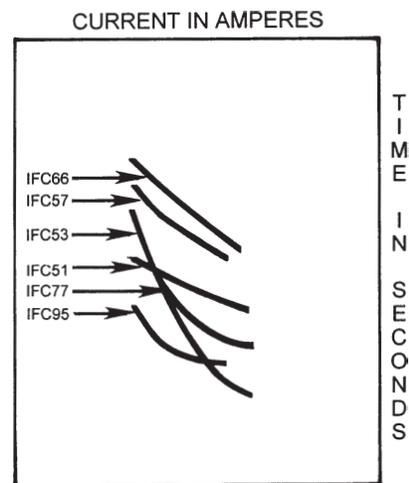


Figure 4

Inverse time characteristics of various GE time overcurrent relay models

The principle of time overcurrent protection is that relays are applied appropriately at the terminals of zones, and each relay is then given both a current pickup and a time delay setting. The current pickup establishes the sensitivity of the relay; a variety of "rules" dictate what this sensitivity must be. Some of these rules are mandatory and must be followed; the National Electrical Code contains a number of requirements on the current setting of overcurrent relays. Other rules are embodied in application standards, and while these are not absolutely mandatory, they do represent a consensus of the industry from which most engineers would not want to deviate. Finally, there are several "rules of thumb", or conventional practices which, through experience, have been recognized as good things to do.

The time setting is used to achieve selective backup protection. How this happens is best illustrated with characteristic curves as in **Figure 5**. For a fault on a feeder, the current magnitude determines the operating time of all relays. Relays which are closest to the fault have time settings which result in faster operation than those which are further away. Therefore, the primary relays which are closest to the fault want to trip first while the more remote backup relays wait, but if the primary relays (or their associated circuit breakers) fail, then the backup relays time out and trip. The time margin between the settings of these relays must take into account three factors:

- The operating time of the circuit breakers. Modern medium voltage breakers are rated for 5 cycle interrupting time, and the time allowance is traditionally 0.1 second.
- Overtravel, which is the tendency for a relay to continue to time after the fault current is interrupted by a downstream circuit breakers. Overtravel is a natural characteristic of the inertia of electromechanical induction disk relays, and while exact values vary widely, the traditional allowance is 0.1 seconds. Most static analog and digital relays are designed to have no practical overtravel. If the backup relay has an overtravel tendency, it's time delay must be long enough to account for that overtravel.
- Margin to account for imponderables such as the uncertainties in the magnitude of fault current, inaccuracies in instrument transformers, manufacturing and calibration variations in relays, etc. The amount of margin allowed depends upon how much risk the relay engineer is willing to assume; typical values range from 0.1 to 0.3 seconds.

The total "coordinating time margin" is the sum of these three factors and ranges from 0.2 to 0.5 seconds; a 0.3 second margin is often taken as a reasonable compromise between the objectives of speed and security.

The chore of determining settings for an array of time overcurrent relays is time consuming work which entails making a number of engineering judgments. One must start closest to the load and work toward the sources in the system, determining both pickup current and time delays settings for each relay in succession. It is not unusual to find that this process results in excessively long relay operating times for faults near the source, so it is then necessary to work back through the system making other judgments and introducing compromises. It has been correctly said that this task is the most difficult and exacting work within the province of the relay engineer. The traditional approach entailed tracing relay performance curves, but the availability of computer tools eliminate some of this drudgery. However, even with this automation, one must still be prepared to focus carefully on the task at hand and be prepared to deal with exacting details.

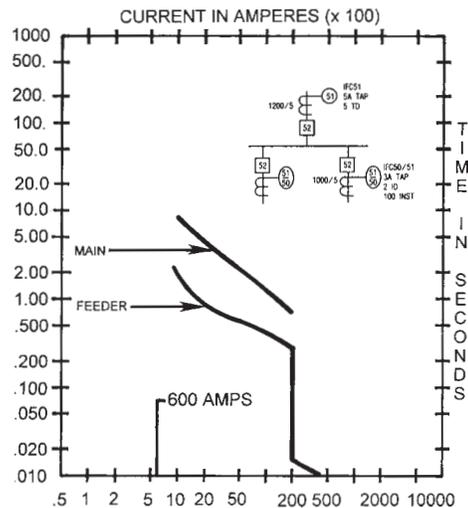


Figure 5

Selective coordination of time overcurrent relays assumes that the backup relay will always be slower than the primary relay

Voltage

Voltage protection tends to be applied to detect various forms of overall system distress. The actual detection functions can be either undervoltage (which operate in response to an undesirable reduction in voltage) or overvoltage (which respond to high voltage). One of the application challenges in working with undervoltage or overvoltage relays is that normal system voltage encompasses a range of magnitudes around the nominal rated value. Furthermore, there are normal system conditions which produce momentary excursions outside this band of values. As a result, the relays used to provide this function may be either instantaneous or time-delayed, and in the case of

time, the delay function may be either inverse time or definite time.

The use of inverse time delay is probably more of a tradition traceable to the historical use of the induction disk technology than it is something which is required by the application. The one situation where an inverse time delay is desirable is when a time-delayed undervoltage relay on a bus must be selective with an inverse time overcurrent relay on a feeder in response to system faults. Note that while this application is possible, it is not easy to actually do.

Directionality

Many simple applications can be satisfied by relays which measure only magnitude (of current) and time duration. However, to achieve fast, secure, selective operation in "network" systems which involve parallel paths between sources and loads, or systems with multiple sources of fault current, the relays will also be required to determine the direction of current flow. The basic principle used in determining directionality is that, in a power system operating at unity power factor, phase current and phase-to-neutral voltage are in phase, and that phase current leads the phase-to-phase voltage between the other two conductors by 90° **Figure 6**. Fault current in that conductor lags its phase-to-neutral voltage by the angle of system impedance, θ . Therefore, the phase angle of fault current in Phase A will always lead the angle of the B-C voltage by an angle which can never exceed 90° . However, if the direction of the current in Phase A reverses, then its' angle will lag the B-C voltage by up to 90° .

Figure 7 shows a relay characteristic which utilizes this concept to determine directionality of fault current.

A directional relay on Phase A uses the B-C voltage as its polarizing reference, and together they establish a directional phasor which leads the B-C reference voltage by an angle τ which is fixed in the design of the relay. Operation can occur if the current angle falls within 90° of the angle of the directional phasor.

In most instances, directionality is a function which is added to other relay characteristics. That is, overcurrent relays are made directional by incorporating a directionality function to the design of the relay such that an overcurrent measurement can only be made if the directionality is satisfactory.

With induction relays, one induction unit is required for the overcurrent measurement, while a separate unit is used to determine the direction of the current. Digital relays are less complex; the directional function may be a few more lines of code.

Normal current leads voltage by 90°

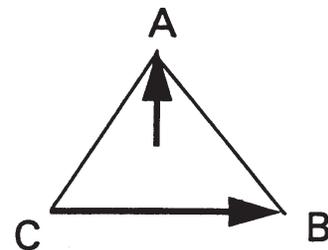


Figure 6

Basic system phasor relationships

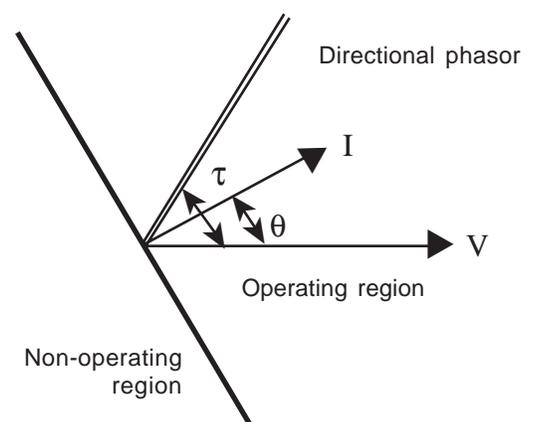


Figure 7

Directional relay directionality

Distance

The most complex relays in common application are called distance relays because they measure the apparent impedance between the relay and the short-circuit. The apparent impedance is measured by computing the ratio between voltage and current at the relay. These relays, which are almost always directional, are typically employed on transmission lines where impedance is both predictable and constant. In these applications, impedance is directly proportional to physical distance. In fact, modern digital distance relays have the ability to actually report this distance as an aid to locating the point of fault. They are also commonly used for generator protection, and in special applications on motors.

Distance relay applications are very different from overcurrent applications; selectivity is achieved by means of sensitivity (distance setting) and time delay, but the timing functions are almost always definite time rather than inverse time. A more dramatic difference is that distance relay application technology has its own "language", the R-X diagram as shown in **Figure 8**.

The R-X diagram is a set of coordinates of impedance where the origin is at the relay location and impedances in the first quadrant are in the designated tripping direction of the impedance-measuring relays. Impedances in the third quadrant represent short-circuits in the non-tripping direction, while second and fourth quadrant impedances are dynamic characteristics which are beyond the depth of this text.

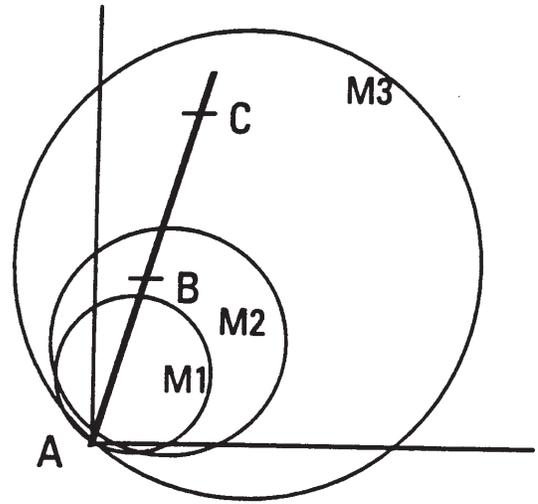


Figure 8

Distance relay characteristic shown on an R-X diagram

Differential

While overcurrent, voltage, distance and directionality are powerful techniques, all of them involve some compromise between the objectives of reliability, security, speed, selectivity and economy. Differential protection is different. It is profoundly simple, inherently secure, highly reliable, fast, and reasonably economical. As a result, differential protection is the most important concept in protection.

The concept is a direct extension of Kirchoff's current law - the sum of all currents into a region must be zero. Current transformers are placed at each electrical terminal of the protected zone and wired together as indicated in **Figure 9**. For external faults, where fault current passes through the zone, current circulates in the current transformer secondaries without passing through the relay. If the fault is internal to the zone, then the currents introduced into the current transformer secondaries oppose each other and are forced to flow through the relay.

The basics of a differential application include:

- CT at each power connection to the protected zone
- All ct's have the same rating
- Careful attention to assure proper ct connections
- Differential protection is primary protection: it cannot provide backup protection for remote zones

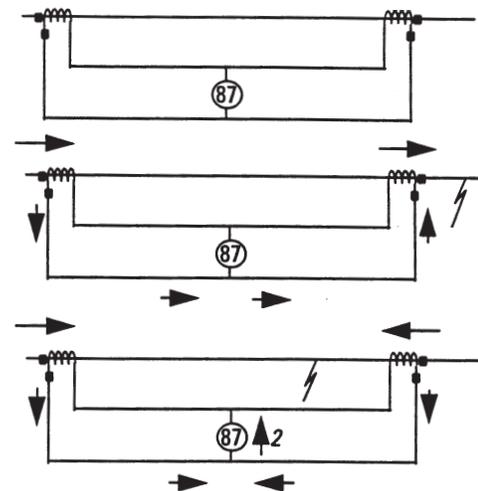


Figure 9

Basic operation of differential relays

PROTECTION PACKAGES

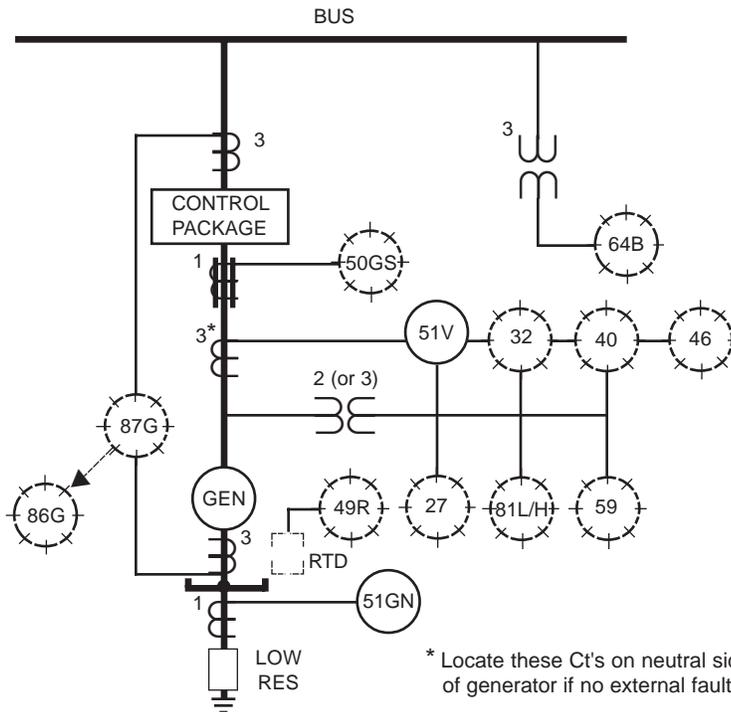
The following protection packages are organized according to the types of equipment generally encountered in medium voltage systems. Generators, Motors, Feeders, Transformers, Buses, and Incoming Lines will be addressed.

Packages are based on commonly used power system configurations. Other considerations may be needed if unique power system arrangements are used.

GEN GENERATOR

Protective Zone (GEN1)

Minimum protection for a small machine with low resistance grounding:



* Locate these Ct's on neutral side of generator if no external fault source.

Device list for GEN 1

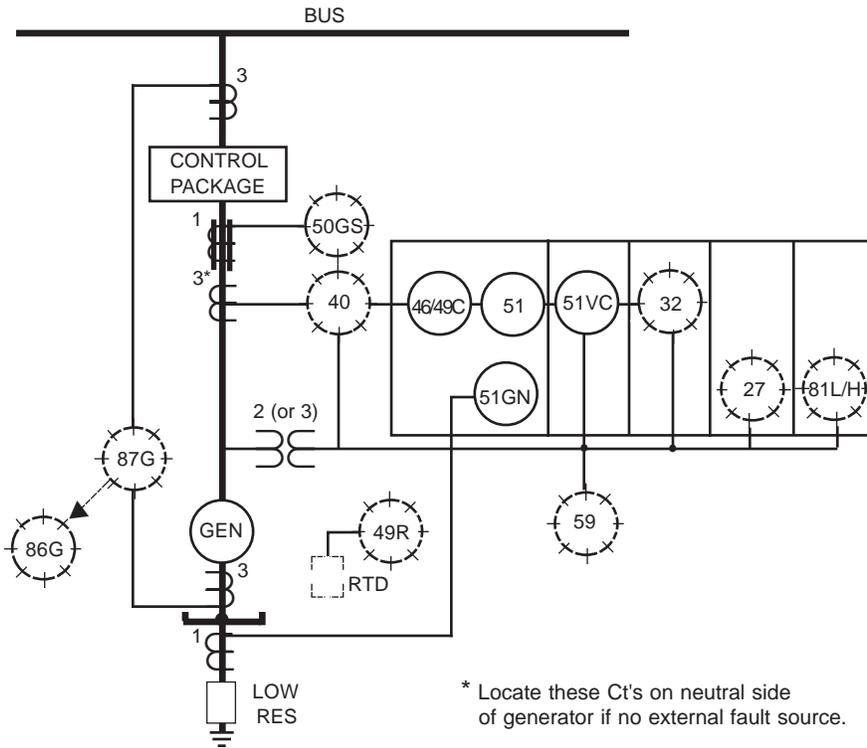
27	Undervoltage
32	Power Direction
40	Loss of Excitation
46	Current Unbalance
49R	Overload (RTD)
50GS	Instantaneous Overcurrent Ground
51GN	Time Overcurrent Ground
51V	Time Overcurrent (V Restraint)
59	Overvoltage
64B	Bus Ground Detection
81L/H	Frequency
86G	Lockout Auxiliary
87G	Differential

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
3	51V	Voltage-restrained Time Overcurrent Relay	IFCV51AD
1	51GN	Neutral Ground Overcurrent Relay	DIFC or IFC53A
Options			
1	27	Undervoltage Relay	TOV5 or IAV54
1	32	Reverse Power Relay (detects losses over 5%) or Reverse Power Relay (detects losses below 5%)	ICW51A or GGP53C
1	40	Loss-of-excitation Relay	CEH51A
1	46	Negative Sequence Relay	SGC21C
1	49R	Stator Overtemperature Relay (RTD input)	IRT51E
1	50GS	Ground Sensor Overcurrent Relay (in place of 51GN where system ground is not generator neutral)	DIFC or HFC21
3	51VC	Voltage-controlled Overcurrent Relay (in place of 51V)	IFCS51AD
1	59	Overvoltage Relay	TOV5 or IFV71AD
1	64B	Generator Ground Overvoltage Relay (in place of 51GN where generator is ungrounded)	TOV5 or IFV51DD
1	81 L/H	Under/Overfrequency Relay	SFF202B
1	86G	Lockout Auxiliary Relay	HEA61
1	87G	Self-balancing Current Differential Relay (for connections see MTR1A figure) or Percentage Current Differential Relay	MDP or CFD22A

GEN GENERATOR

Protective Zone (GEN1A)

Alternate protection for a small machine with low resistance grounding:



Device list for GEN 1A

27	Undervoltage
32	Power Direction
40	Loss of Excitation
46	Current Unbalance
49R	Overload (RTD)
50GS	Instantaneous Overcurrent Ground
51GN	Time Overcurrent (Ground)
51VC	Time Overcurrent (V Control)
59	Oversvoltage
81L/H	Frequency
86G	Lockout Auxiliary
87G	Differential

* Locate these Ct's on neutral side of generator if no external fault source.

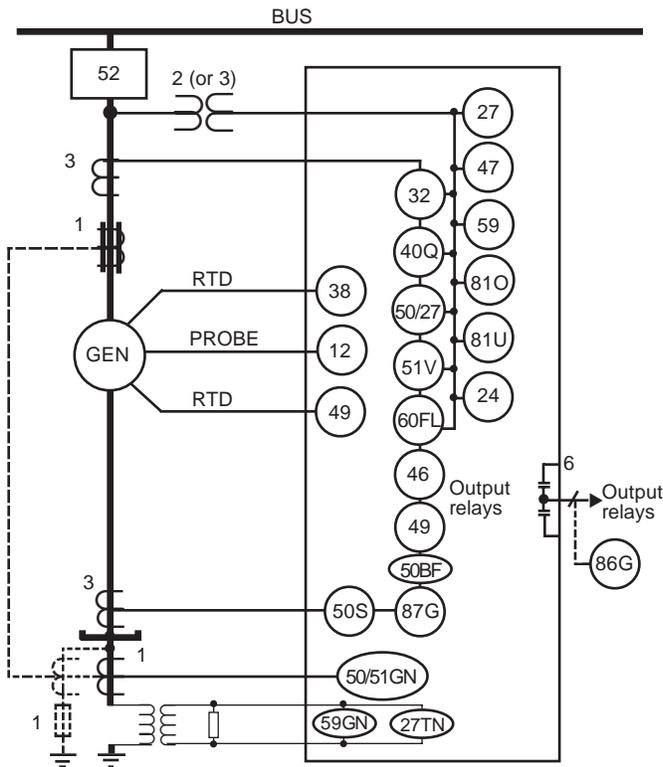
Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1		Alternate Package	
		Multifunction analog relay system containing the following modules:	MID100
		Multifunction Module with functions:	MGC
	46	Negative Sequence	
	49C	Thermal Image	
	51	Definite Time Overcurrent	
	51GN	Neutral Ground Overcurrent	
	51VC	Voltage-controlled Overcurrent Modules	MIC7/TOV4
		Options	
1	27	Undervoltage Module (into MID100 system)	TOV5
1	32	Reverse Power Module (into MID100 system)	TCW
1	81L/H	Under/Overfrequency Module (into MID100 system)	MFF

(For additional options, see GEN1 package)

GEN GENERATOR

Protective Zone (GEN2)

Recommended protection for a small machine with low/high resistance grounding:



Device list for GEN 2

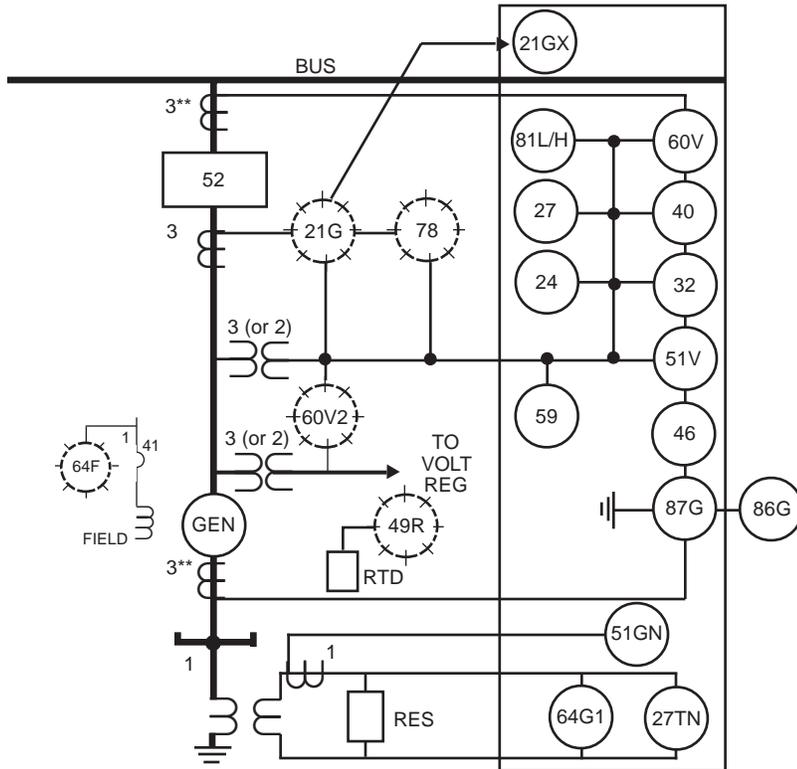
12	Overspeed
24	Overexcitation, Volts/Hz
27	Undervoltage
50/27	Inadvertent generator energization
32	Reverse power for anti-motoring
38	Bearing overtemperature
39	Bearing vibration (analog inputs)
40Q	Loss of field
46	Negative Sequence Overcurrent (I_2^2t)
47	Voltage phase reversal
49	Stator thermal (RTD and thermal model)
50BF	Breaker failure detection
50S	Instantaneous overcurrent (during startup)
50/51GN	Instantaneous or definite time overcurrent
51V	Voltage restrained phase overcurrent
59	Overvoltage
59GN/27TN	100% stator ground
60FL	VT fuse failure detection
81	Over and underfrequency
87G	Phase differential
86G	Lockout Auxiliary

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1		Basic Package	
		Multifunction microprocessor-based protection including the following functions:	SR489
	12	Overspeed	
	24	Overexcitation, Volts/Hz	
	27	Undervoltage	
	50/27	Inadvertent generator energization	
	32	Reverse power for anti-motoring	
	38	Bearing overtemperature	
	39	Bearing vibration (analog inputs)	
	40Q	Loss of field	
	46	Negative Sequence Overcurrent (I_2^2t)	
	47	Voltage phase reversal	
	49	Stator thermal (RTD and thermal model)	
	50BF	Breaker failure detection	
	50S	Instantaneous overcurrent (during startup)	
	50/51GN	Instantaneous or definite time overcurrent	
	51V	Voltage restrained phase overcurrent	
	59	Overvoltage	
	59GN/27TN	100% stator ground	
	60FL	VT fuse failure detection	
	81	Over and underfrequency	
	87G	Phase differential	
		Sequential tripping logic	
		Trip coil supervision	
		Options	
1	86G	Lockout Relay	HEA61
		(For additional options, see GEN1 package)	

GEN GENERATOR

Protective Zone (GEN3)

Minimum protection for a large machine with high resistance grounding:



Device list for GEN 3

21G	Distance
21GX	Aux to 21G
24	Overexcitation
27	Undervoltage
27TN	Undervoltage (Third Harmonic)
32	Power Direction
40	Loss of Excitation
46	Current Unbalance
49R	Overload (RTD)
51GN	Time Overcurrent (Ground)
51V	Time Overcurrent (V Restraint)
59	Overvoltage
60V	Voltage Balance
64F	Ground (field)
64G	Ground (stator)
78	Out-of-step
81L/H	Frequency
86G	Lockout Auxiliary
87G	Differential

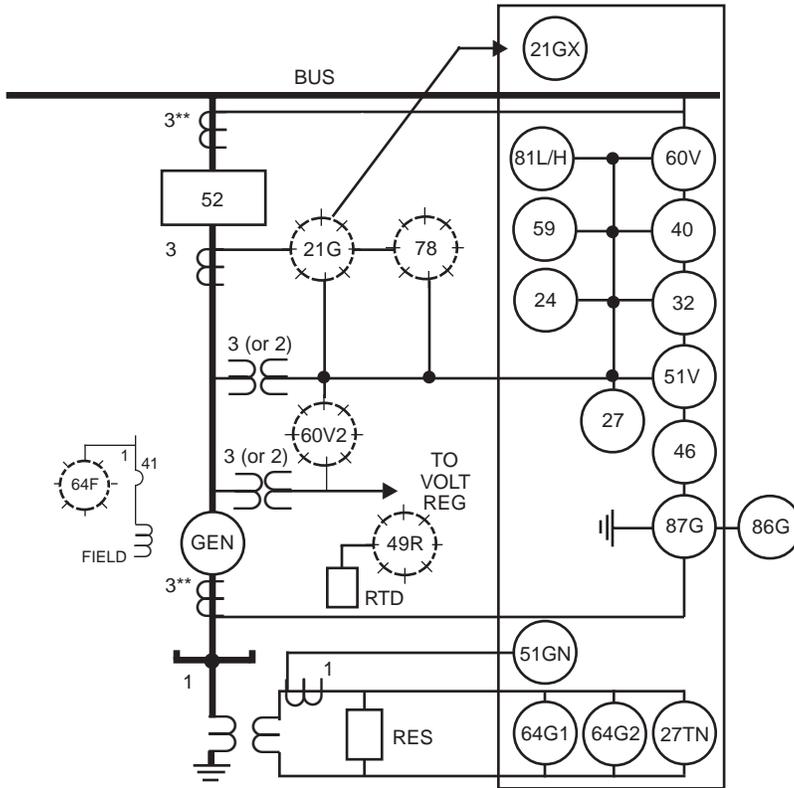
** If no external fault source exists, exchange connections of protection from line side CT's to neutral side CT's and vice versa.

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1		Basic Package	
		Multifunction microprocessor-based relay system including the following functions:	DGP--BA 0005
	21GX	Timing auxiliary to 21G	
	24	Overexcitation	
	27	Undervoltage	
	27TN	Third Harmonic Undervoltage	
	32	Reverse Power (1 step)	
	40	Loss-of-excitation	
	46	Current Unbalance (negative sequence)	
	51GN	Ground Overcurrent (backup to 64G)	
	51V	Voltage-restrained overcurrent	
	59	Overvoltage	
	60V	VT Fuse Failure Detection	
	64G	Stator Ground (95%)	
	81L/H	Under/Overfrequency (2 setpoints each)	
	87G	Percentage current differential	
		Accidental energization protection	
		Trip circuit monitoring	
		Personal computer communications interface, event time tagging, fault data capture	
		Oscillography capture, time standard I/F	
1	86G	Lockout Auxiliary Relay	HEA61
		Options	
1	21G	System Backup Distance Relay (in place of 51V)	SLY92/SLY82
1	49R	Stator Overtemperature Relay (RTD)	IRT51E
1	60V2	Voltage Balance Relay	CFVB11
1	64F	Field Ground Relay	PJG12
1	78	Out-of-step Relay	OST1000
		(For additional options see GEN1 Options)	

GEN GENERATOR

Protective Zone (GEN4)

Recommended protection for a more important large machine with high resistance grounding:



Device list for GEN 4

21G	Distance
21GX	Aux to 21G
24	Overexcitation
27	Undervoltage
27TN	Undervoltage (Third Harmonic)
32	Power Direction
40	Loss of Excitation
46	Current Unbalance
49R	Overload (RTD)
51GN	Time Overcurrent (Ground)
51V	Time Overcurrent (V Restraint)
59	Overvoltage
60V	Voltage Balance
64F	Ground (field)
64G	Ground (stator)
78	Out-of-step
81L/H	Frequency
86G	Lockout Auxiliary
87G	Differential

** If no external fault source exists, exchange connections of protection from line side CT's to neutral side CT's and vice versa.

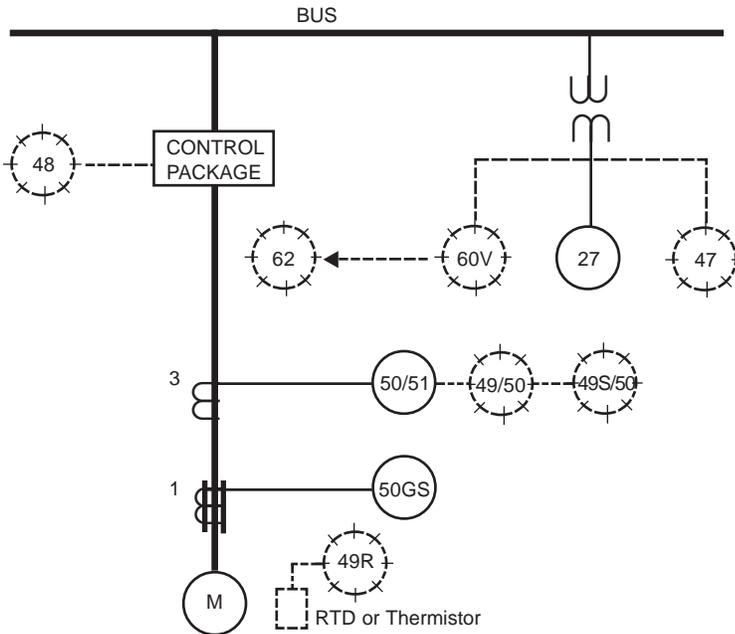
Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1		Basic Package	
		Multifunction microprocessor-based protection relay including the following functions:	DGP--CA
	24	Overexcitation	
	27	Undervoltage Relay	
	27TN	Third Harmonic Undervoltage	
	21GX	Timing Auxiliary to External 21G	
	32	Reverse Power (2 steps)	
	40	Loss-of-excitation	
	46	Current Unbalance (negative sequence)	
	51GN	Ground Overcurrent Relay	
	51V	Voltage-restrained overcurrent	
	59	Overvoltage	
	60V	VT Fuse Failure Detection	
	64G	Stator Ground (100%) (Requires (3) main vts connected wye)	
	81L/H	Under/Overfrequency (4/2 setpoints)	
	87G	Percentage current differential	
		Accidental energization protection	
		Trip circuit monitoring	
		Personal computer communications interface, event time tagging, fault data capture	
		Oscillography capture, printer I/F, time standard I/F	
1	86G	Lockout Auxiliary Relay	HEA61

(For options see GEN1 and GEN3 Options)

MTR MOTOR

Protective Zone (MTR1)

Minimum protection for a small induction motor (below 1500HP):



Device list for MTR1

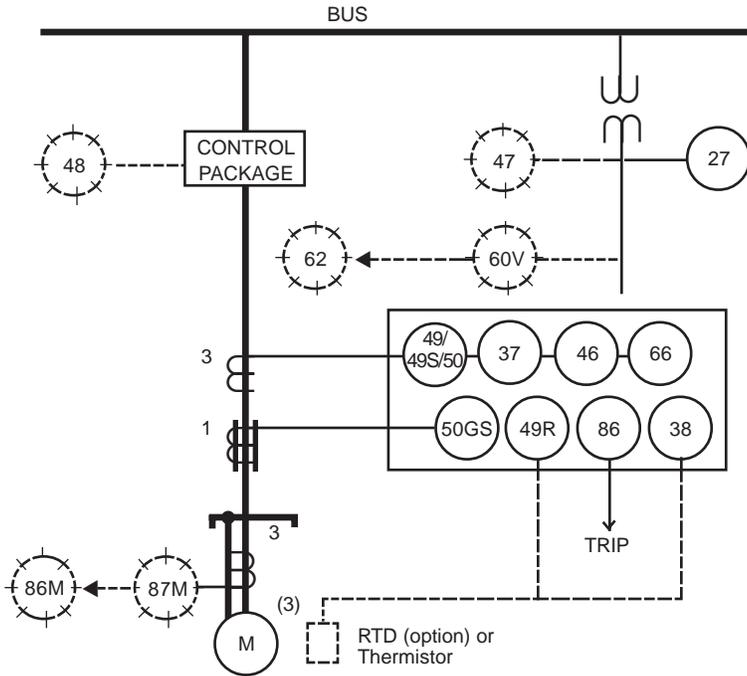
27	Time Undervoltage
47	Undervoltage and reverse phase sequence
48	Incomplete sequence timer
49/50	Thermal overcurrent
49R	Winding overtemperature (RTD)
49S/50	Time and instantaneous overcurrent (locked rotor)
50GS	Instantaneous overcurrent ground
50/51	Time and instantaneous overcurrent
60V	Voltage unbalance
62	Timer

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package (Multiphase Overcurrent)			
1	27	Undervoltage Relay	IAV54E or TOV5
1	50/51/50GS	Overload, Short Circuit and Ground Fault Relay	MDP0 or 735
First Alternate Package (Single Phase Overcurrent)			
1	27	Undervoltage Relay	IAV54E or TOV5
3	50/51	Overload and Short Circuit Relay	IFC66B or DIFC
1	50GS	Ground Fault Relay	HFC21 or DIFC
Second Alternate Package (Multiphase Overload)			
1	27	Undervoltage Relay	IAV54E or TOV5
1		Microprocessor-based Motor Relay including the following functions:	P4A
	46	Unbalance or Current-Reversal	
	49	Overload	
	49R	Winding Overtemperature	
	50GS	Ground Fault	
	66	Successive Starts Protection	
Options			
1	38	Bearing Overtemperature Relay (RTD)	IRT51E
1	47	Three-phase Undervoltage and Reverse Phase Sequence Relay (in place of 27) (Requires open-delta or wye-wye voltage transformers)	ICR
1	48	Adjustable Time Delay Relay or Timer	_____
1	49R	Winding Overtemperature Relay	IRT51E
1	49S/50	Stalled Rotor Relay	IFC66K
1	60V	Voltage Unbalance Relay (use with 62 and may require harmonic filter)	NBV11
1	62	Timing Auxiliary Relay	SAM201

MTR MOTOR

Protective Zone (MTR1A)

Recommended protection for a more important small inductions motor (below 1500 HP):



Device list for MTR1A

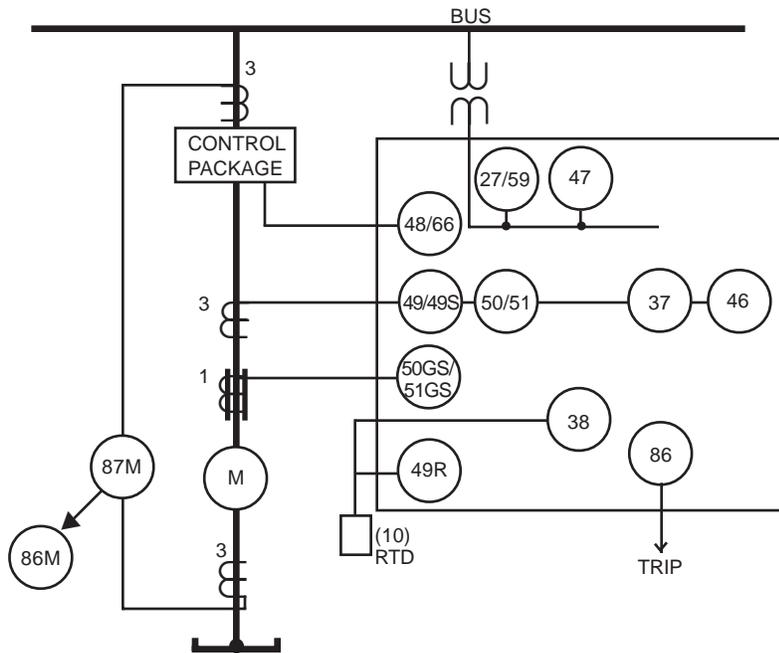
- 27 Undervoltage
- 37 Undercurrent
- 38 Bearing Overtemperature (RTD)
- 46 Unbalance or current-reversal
- 47 Three phase undervoltage and reverse phase sequence
- 48 Adjustable definite time device or timer
- 49 Overload
- 49R Winding Overtemperature (Thermistor or RTD)
- 49S Locked rotor
- 50 Short circuit
- 50GS Ground fault
- 60V Voltage unbalance
- 62 Timer
- 66 Successive starts
- 87M Differential
- 86,86M Lockout Auxiliary

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1		Basic Package	
		Microprocessor-based Motor Relay including the following functions:	239 or MMC
	37	Undercurrent	
	38	Bearing Overtemperature (239 only)	
	46	Unbalance or Current-Reversal	
	49	Overload	
	49R	Winding Overtemperature (Thermistor or RTD) (239 only)	
	49S	Locked Rotor	
	50	Short Circuit	
	50GS	Ground Fault	
	66	Successive Starts	
	86	Lockout Relay (239 only)	
1	27	Undervoltage Relay	TOV5
		Options	
1	86M	Lockout Auxiliary Relay	HEA61
1	87M	Self-balance Differential Relay (Add if required and if possible to mount three 50/5A current transformers at the motor.) or Percentage Differential Relay (Add if required. See MTR2 figure for one-line representation) (For additional options see MTR1)	HFC23 CFD22A or DTP1

MTR MOTOR

Protective Zone (MTR2)

Minimum protection for a large induction motor (1500 HP and above):



Device list for MTR2

27/59	Under and overvoltage
37	Undercurrent
38	Bearing Overtemperature (RTD)
46	Current unbalance
47	Undervoltage/reverse phase sequence
48	Incomplete sequence
49	Overload
49R	Winding overtemperature (RTD)
49S	Locked rotor protection
50/51	Instantaneous & time overcurrent
50GS/51GS	Instantaneous & time overcurrent ground sensor
66	Successive starts
86,86M	Lockout Auxiliary
87M	Differential

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1		Basic Package	
		Digital Motor Relay including the following functions:	269 Plus
	27	Undervoltage (Meter Option)	
	37	Undercurrent	
	38	Bearing Overtemperature (RTD)	
	46	Current Unbalance	
	47	Voltage Phase Loss/Sequence (Meter Option)	
	48	Incomplete Sequence	
	49R	Winding Overtemperature	
	49S	Locked Rotor	
	49/51	Overload	
	50GS/51GS	Ground Fault	
	51R	Jam (Running)	
	59	Overvoltage (Meter Option)	
	66	Successive Starts	
	86	Lockout Relay	
1	87M	Differential Relay	CFD22A or DTP1
1	86M	Lockout Auxiliary Relay	HEA61

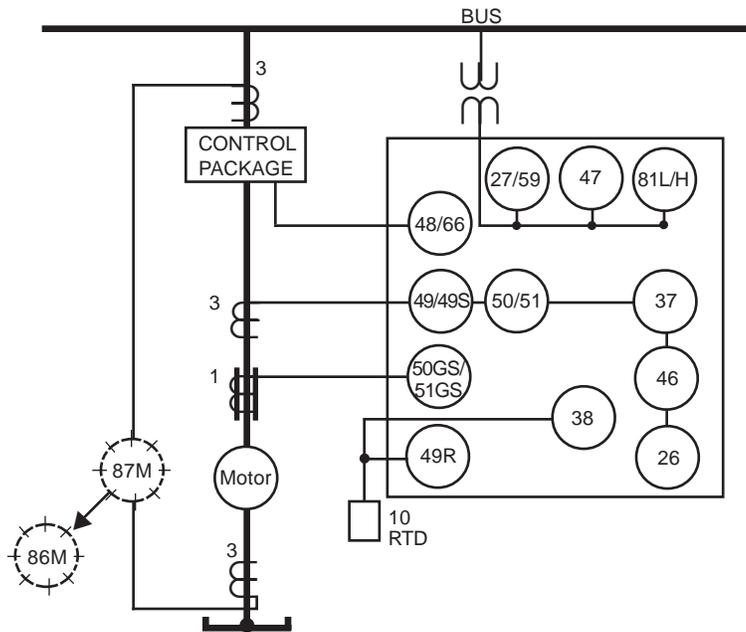
Options

(See options for MTR1 and MTR1A)

MTR MOTOR

Protective Zone (MTR2A)

Recommended protection for a more important large induction motor (1500 HP and above):



Device list for MTR2A

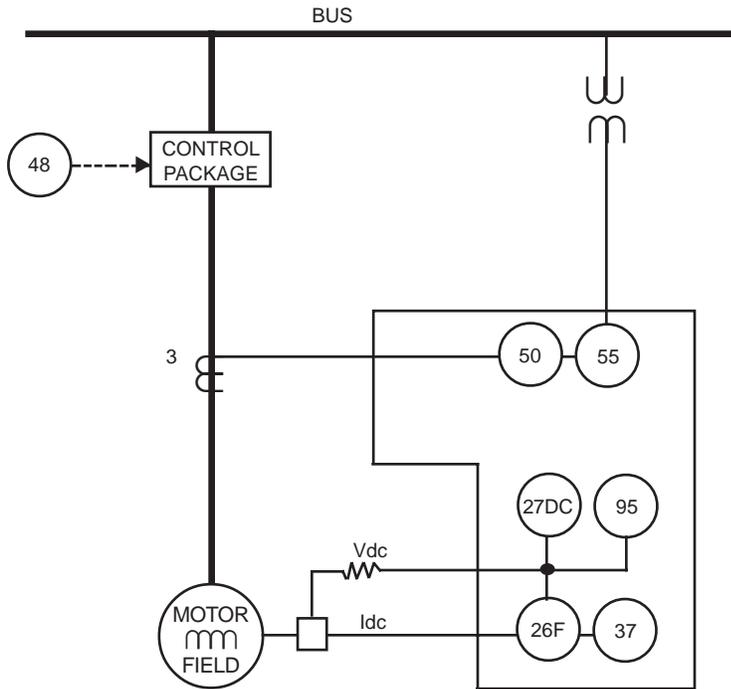
27/59	Under and overvoltage
37	Undercurrent
46	Current unbalance
47	Undervoltage/reverse phase sequence
48	Incomplete sequence
49	Overload
49R	Winding overtemperature (RTD)
49S	Locked rotor
50/51	Instantaneous and time overcurrent
50GS/51GS	Instantaneous and time overcurrent ground sensor
66	Successive starts
81L/H	Frequency
86M	Lockout Auxiliary
87M	Differential

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1		Basic Package	
	27	Undervoltage	
	37	Undercurrent	
	38	Bearing Overtemperature (RTD)	
	46	Current Unbalance	
	47	Voltage Phase Loss/Sequence	
	48	Incomplete Sequence	
	49R	Winding Overtemperature	
	49S(26)	Locked Rotor	
	49/51	Overload	
	50	Short Circuit	
	50GS/51GS	Ground Fault	
	51R	Jam (Running)	
	59	Overvoltage	
	66	Successive Starts	
	81L/H	Under-and Overfrequency	
	87M	Self-Balance Differential (for connections see MTR1A figure)	
1	86M	Lock-out Auxiliary Relay	HEA61
		Options	
1	87M	Differential Relay	CFD22A or DTP1
		(See options for MTR1, and MTR1A)	

MTR MOTOR

Protective Zone (MTR3)

Recommended protection for a synchronous motor in addition to that provided in preceding zones MTR1 through MTR2A:



Device list for MTR3

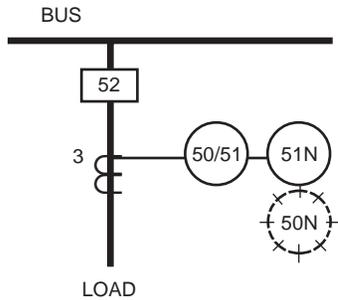
- 26F Winding Overtemperature
- 27DC Undervoltage
- 37 Undercurrent
- 48 Incomplete sequence
- 50 Instantaneous overcurrent
- 55 Power factor
- 95 Reluctance Torque Sync/Re-Sync

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1		Basic Package Microprocessor-based Synchronous Motor Relay including the following functions:	SPM
	26F	Ammortisseur Winding Overtemperature (Include if field is accessible)	
	27DC	Undervoltage Relay	
	37	Undercurrent	
	50	Short Circuit	
	55	Out of Step Protection/Power Factor	
	95	Reluctance Torque Synchronizing and Re-Synchronizing	
	96	Autoloading/Unloading Relay	

FDR FEEDER

Protective Zone (FDR1)

Standard Non-directional circuit, residually connected ground relay:



Device list for FDR1

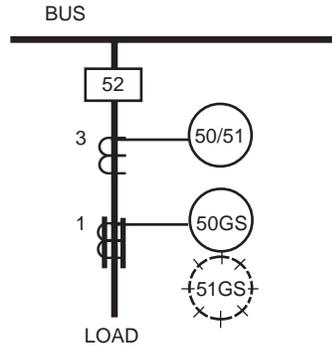
50/51	Phase overcurrent and short circuit
51N	Time delay ground fault
50N	Instantaneous ground fault

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	50/51/ 51N or 50N	Phase Overcurrent, Short Circuit and Ground Fault Relay	MDP or SR735
Alternate Package (Single Phase Units)			
3	50/51	Phase Overcurrent & Short Circuit Relay	DIFC or IFC53B
1	51N or 50N	Time Delay Ground Fault Relay Instantaneous Ground Fault Relay	DIFC or IFC53A DIFC or HFC21
Second Alternate Package			
1		Multifunction microprocessor-based relay system including the following functions:	DFP100 or DFP200 or SR750
	27	Undervoltage	
	46	Negative Sequence Overcurrent (DFP100 & 200 only)	
	47	Negative Sequence Voltage (SR750 only)	
	51	Phase Overcurrent	
	51N	Residual Overcurrent	
	59	Overvoltage	
	74LM	High Impedance Ground (DFP200 only)	
	79	Recloser	
	81L/H	Frequency	
Options			
1	79	Recloser Relay	SLR12

FDR FEEDER

Protective Zone (FDR2)

Standard Non-directional circuit, with ground sensor relay:



Device list for FDR2

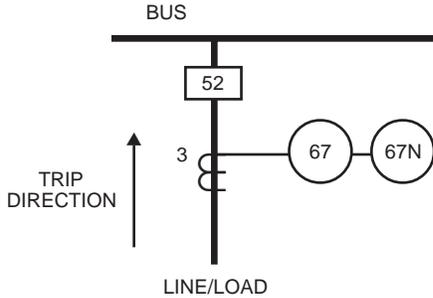
50/51	Phase overcurrent and short circuit
50GS	Instantaneous ground fault
51GS	Time delay ground fault

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	50/51/ 51GS or 50GS	Phase Overcurrent, Short Circuit and Ground Fault Relay	MDP / SR735
Alternate Package (Single Phase Units)			
3	50/51	Phase Overcurrent & Short Circuit Relay	IFC53B / DIFCA
1	51GS or 50GS	Time Delay Ground Fault Relay Instantaneous Ground Fault Relay	IFC53A / DIFCA HFC21
Second Alternate Package			
1		Multifunction microprocessor-based relay system including the following functions:	DFP100 or DFP200 or SR750
	27	Undervoltage	
	46	Negative Sequence Overcurrent (DFP100 & 200 only)	
	47	Negative Sequence Voltage (SR750 only)	
	51	Phase Overcurrent	
	51N	Residual Overcurrent	
	59	Overvoltage	
	74LM	High Impedance Ground (DFP200 only)	
	79	Recloser	
	81L/H	Frequency	
Options			
1	79	Recloser Relay	SLR12

FDR FEEDER

Protective Zone (FDR3)

Standard Directional circuit:



Device list for FDR3

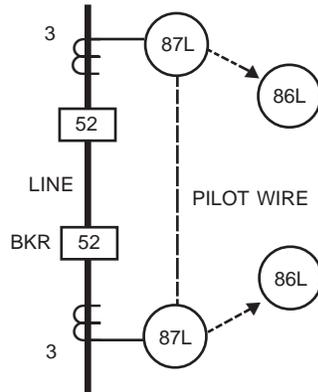
- 67 Directional overcurrent and short circuit
- 67N Directional time delay and instantaneous ground fault

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	67/67N	Directional Phase and Ground Fault Relay (Optional recloser 79 function is included).	DFP100 or SR750 / SR760
Alternate Package (Single Phase Units)			
3	67	Directional Overcurrent Relay	IBC53 or JBC53
1	67N	Directional Ground Fault Relay	IBCG53 or JBCG53
Options			
1	79	Recloser Relay	SLR12

FDR FEEDER

Protective Zone (FDR4)

Long lines and critical short length lines:



Device list for FDR4

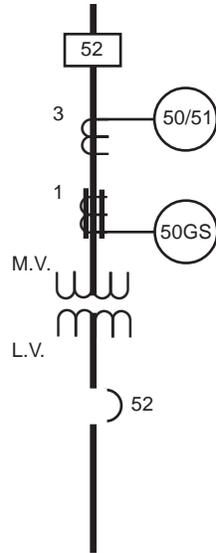
87L Pilot wire line
86L Lockout auxiliary

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
2	87L	Pilot Wire Line Differential Relay	SPD11
2	86L	Lockout Auxiliary Relay	HEA61
Options			
1	85LM	Pilot Wire Monitor Relay (sending end)	SPA11
1	85LM	Pilot Wire Monitor Relay (receiving end)	SPA12
Alternate Package			
2	87L	Current Differential Relay	DLS3
2	86L	Lockout Auxiliary Relay	HEA61

TR TRANSFORMER

Protective Zone (TR1)

Protection for transformers 2500KVA and below, medium and low voltage windings:



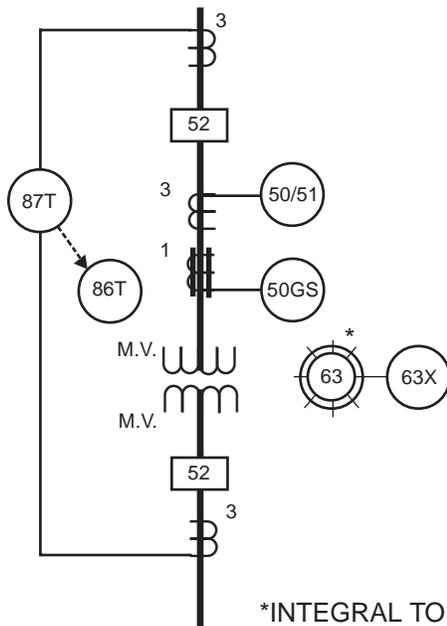
Device list for TR1

50/51 Overcurrent & short circuit
50GS Ground fault

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	50/51/50GS	Overcurrent, Short Circuit and Ground Fault Relay	MDP or SR735
Alternate Package (Single Phase Units)			
3	50/51	Overcurrent and Short Circuit Relay	DIFC or IFC53B
1	50GS	Ground Fault Relay	DIFC or HFC21
Second Alternate Package			
1		Multifunction microprocessor-based relay system including the following functions:	DFP100 or DFP200 or SR750
	27	Undervoltage	
	46	Negative Sequence Overcurrent (DFP100 & 200 only)	
	47	Negative Sequence Voltage (SR750 only)	
	51	Phase Overcurrent	
	51N	Residual Overcurrent	
	59	Overvoltage	
	74LM	High Impedance Ground (DFP200 only)	
	81L/H	Frequency	

Protective Zone (TR2)

Protection for transformers 750kVa and above, medium voltage windings:



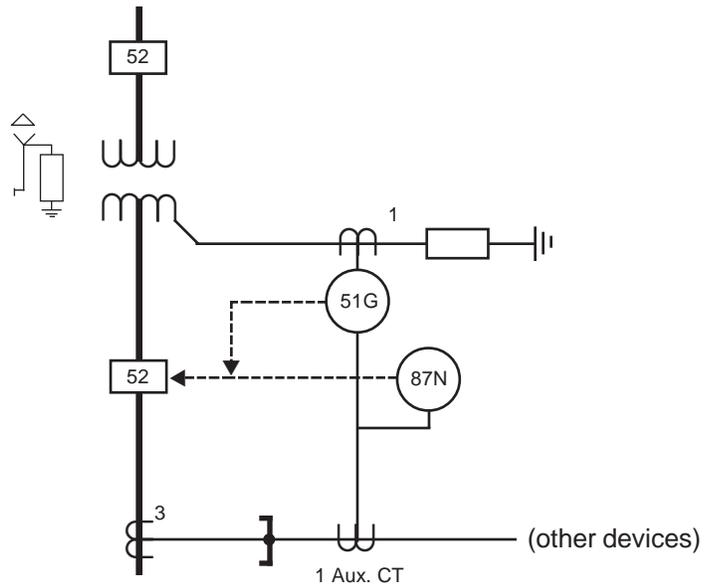
Device list for TR2

87T	Differential
86T	Lockout auxiliary
50/51	Overcurrent & short circuit
50GS	Ground fault
63	Integral fault pressure
63X	Fault pressure auxiliary

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	87T	Differential Relay	DTP or SR745
	63X	Fault Pressure Auxiliary Relay	
X	86T	Lockout Auxiliary Relay (quantity as required)	HEA61
1	50/51/50GS*	Overcurrent, Short Circuit and Ground Fault Relay	MDP
Alternate Package (Single Phase Units)			
3	87T	Differential Relay	STD15C or BDD15B
X	86T	Lockout Auxiliary Relay (quantity as required)	HEA61
3	50/51	Overcurrent and Short Circuit Relay	IFC53B
1	50GS	Ground Fault Relay	HFC21
1	63X	Fault Pressure Auxiliary Relay	HAA16B

*Note: The SR745 relay includes these functions.

Additional Transformer Ground Protection



Device list for Additional Transformer Ground Protection

- 51G Time overcurrent
- 87N Ground differential

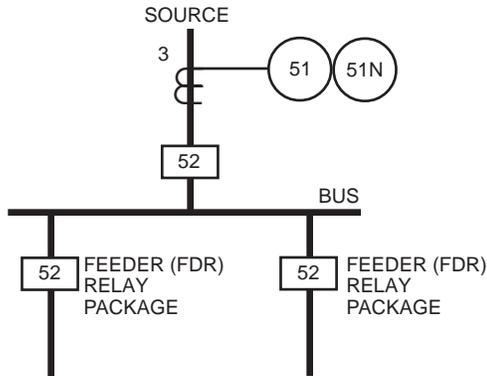
Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
<u>Alternate Package (Single Phase Units)</u>			
1	51G	Time Overcurrent Relay	DIFC or IFC53A
1	87N	Ground Differential Relay	IFD51D

**Note: The SR745 digital transformer relay includes 87N.*

BUS BUS

Protective Zone (BUS1)

Single source, radial configuration:



Device list for BUS1

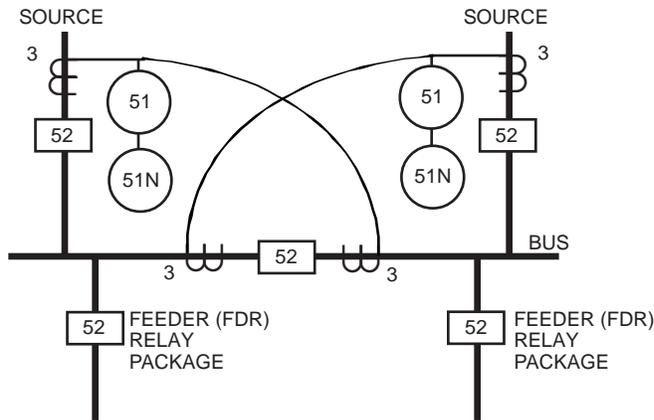
51 Phase overcurrent
51N Ground fault

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
		Basic Package	
1	51/51N	Phase Overcurrent and Ground Fault Relay	MDP or SR735
		Alternate Package (Single Phase Units)	
3	51	Phase Overcurrent Relay	DIFC or IFC53A
1	51N	Ground Fault Relay	DIFC or IFC53A
		Second Alternate Package	
1		Multifunction microprocessor-based relay system including the following functions:	DFP100 or DFP200 or SR750
	27	Undervoltage	
	46	Negative Sequence Overcurrent (DFP100 & 200 only)	
	47	Negative Sequence Voltage (SR750 only)	
	51	Phase Overcurrent	
	51N	Residual Overcurrent	
	59	Overvoltage	
	74LM	High Impedance Ground (DFP200 only)	
	81L/H	Frequency	
		Options	
1	64	Ground Fault Relay (ungrounded systems)	TCCV

BUS BUS

Protective Zone (BUS2)

Multiple sources with bus tie breaker:



Device list for BUS2

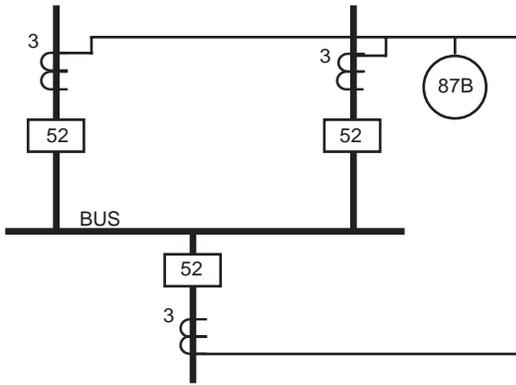
51 Phase overcurrent
51N Ground fault

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	51/51N	Phase Overcurrent and Ground Fault Relay	MDP or SR735
Alternate Package (Single Phase Units)			
3	51	Phase Overcurrent Relay	DIFC or IFC53A
1	51N	Ground Fault Relay	DIFC or IFC53A
Second Alternate Package			
1		Multifunction microprocessor-based relay system including the following functions:	DFP100 or DFP200 or SR750
	27	Undervoltage	
	46	Negative Sequence Overcurrent (DFP100 & 200 only)	
	47	Negative Sequence Voltage (SR750 only)	
	51	Phase Overcurrent	
	51N	Residual Overcurrent	
	59	Overvoltage	
	74LM	High Impedance Ground (DFP200 only)	
	81L/H	Frequency	
Options			
1	64	Ground Fault Relay (ungrounded systems)	TCCV

BUS BUS

Protective Zone (BUS3)

Single or multiple sources, with or without bus tie breakers:



Device list for BUS3

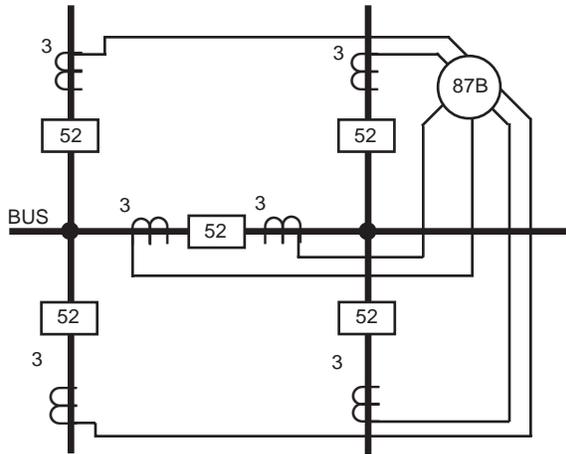
87B Differential

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
3	87B	Basic Package Differential Relay	PVD21 or SBD11

BUS BUS

Protective Zone (BUS4)

Multiple sources, bus tie breakers, multi-ratio CT's:



Device list for BUS4

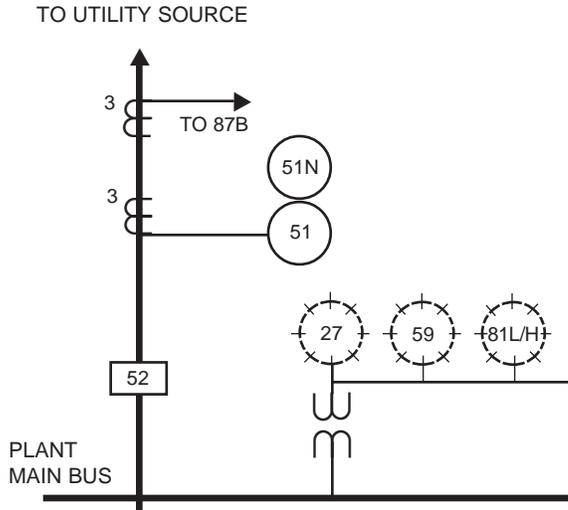
87B Differential

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
1	87B	Basic Package Differential Relay	BUS1000

IL INCOMING LINE

Protective Zone (IL1)

Single source incoming line (no internal generation):



Device list for IL1

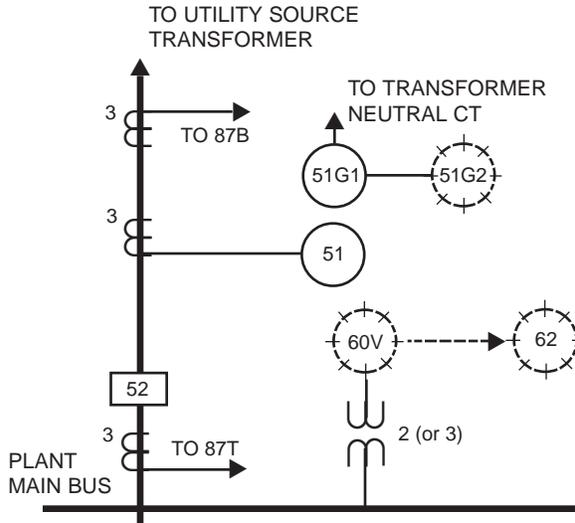
27	Undervoltage
51	Phase overcurrent
51N	Residual overcurrent
59	Oversvoltage
81L/H	Frequency

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	51/51N	Phase Overcurrent and Ground Fault Relay	MDP
First Alternate Package			
1	51/51N 74LM	Phase and Ground Overcurrent Relay with High Impedance Ground Fault Detection (Power Quality Option)	DFM3
Second Alternate Package			
1		Multifunction microprocessor-based relay system including the following functions:	DFP100 or DFP200 or SR750
	27	Undervoltage	
	46	Negative Sequence Overcurrent (DFP100 & 200 only)	
	47	Negative Sequence Voltage (SR750 only)	
	51	Phase Overcurrent	
	51N	Residual Overcurrent	
	59	Oversvoltage	
	74LM	High Impedance Ground (DFP200 only)	
	81L/H	Frequency	
Options (Single Phase Units)			
4	51, 51N	Phase/Ground Overcurrent Relays	DIFC or IFC53A
1	27	Undervoltage Relay	TOV or NGV
1	59	Oversvoltage Relay	TOV or NGV
1	81L/H	Over and underfrequency Relay (add if upstream auto-reclosing is a concern)	SFF202B or MFF1
1	87B	Differential Relay (See Bus Protective Zone for Details)	

IL INCOMING LINE

Protective Zone (IL2)

Single source incoming line via utility transformer (no internal generation):



Device list for IL2

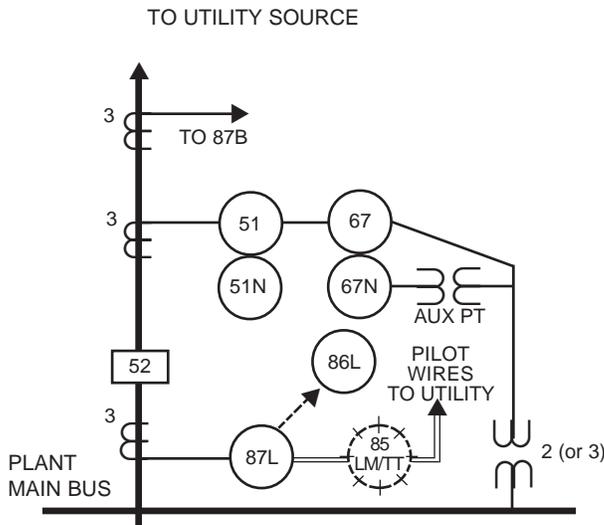
51	Phase overcurrent
51G-1	Ground overcurrent
51G-2	Ground overcurrent
60V	Voltage unbalance
62	Timer

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	51/51G	Phase Overcurrent and Ground Fault (Bus) Relay	MDP
First Alternate Package			
1	51/51G/ 74LM	Phase and Ground Overcurrent Relay with High Impedance Ground Fault Detection (Power Quality Option)	DFM3
Second Alternate Package			
1		Multifunction microprocessor-based relay system including the following functions:	DFP100 or DFP200 or SR750
	27	Undervoltage	
	46	Negative Sequence Overcurrent (DFP 100 & 200 only)	
	47	Negative Sequence Voltage (SR750 only)	
	51	Phase Overcurrent	
	51N	Residual Overcurrent	
	59	Overvoltage	
	74LM	High Impedance Ground (DFP200 only)	
	81L/H	Frequency	
Options (Single Phase Units)			
4	51, 51N	Phase/Ground Overcurrent Relays	DIFC or IFC53A
1	60V	Voltage Unbalance Relay (add if high side fusing could result in single phase of motors)	NBV11
1	62	Timing Auxiliary Relay	SAM201 or IAV51M
1	51G2	Ground Fault (transformer secondary) Relay (add for two step trouble-shooting for transformer/bus grounds)	DIFC or IFC53A
1	87B and 87T	Differential Relay (See Bus and Transformer Protective Zones for Details) (For additional options see IL1)	

IL INCOMING LINE

Protective Zone (IL3)

Single source incoming line with internal generation:



Device list for IL3

51	Phase overcurrent
51N	Residual overcurrent
67	Directional phase overcurrent
67N	Directional ground overcurrent
85LM/TT	Communication monitor
86L	Lockout auxiliary
87L	Differential

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	87L	Pilot Wire Line Differential Relay	SPD11*
1	86L	Lockout Auxiliary Relay	HEA61
1	67/67N	Directional Phase and Ground Overcurrent Relay	MOR3
1	51/51N	Phase Overcurrent and Ground Fault Relay	MDP
Alternates			
1	87L/85LM/ 85TT	Line Differential & Channel Monitor & Transfer Trip Auxiliary Relay	DLS3*
3	67	Directional Phase Overcurrent Relay (Single Phase Units)	IBC53 or JBC53
1	67N	Directional Ground Overcurrent Relay (Single Phase Units)	IBCG53 or JBCG53
4	51, 51N	Phase/Ground Overcurrent Relays (Single Phase Units)	DIFC or IFC53A
Options			
1	85LM	Pilot Wire Monitor [different device at send and receive ends] Relay	SPA11A or 12A*
1	85LM/TT	Pilot Wire Monitor and Transfer Trip Auxiliary Relay [different device at send and receive ends]	SPA11B or 12B*
1	87B	Differential Relay (See Bus Protective Zones for Details) (For additional alternates and options see IL1 and IL2)	

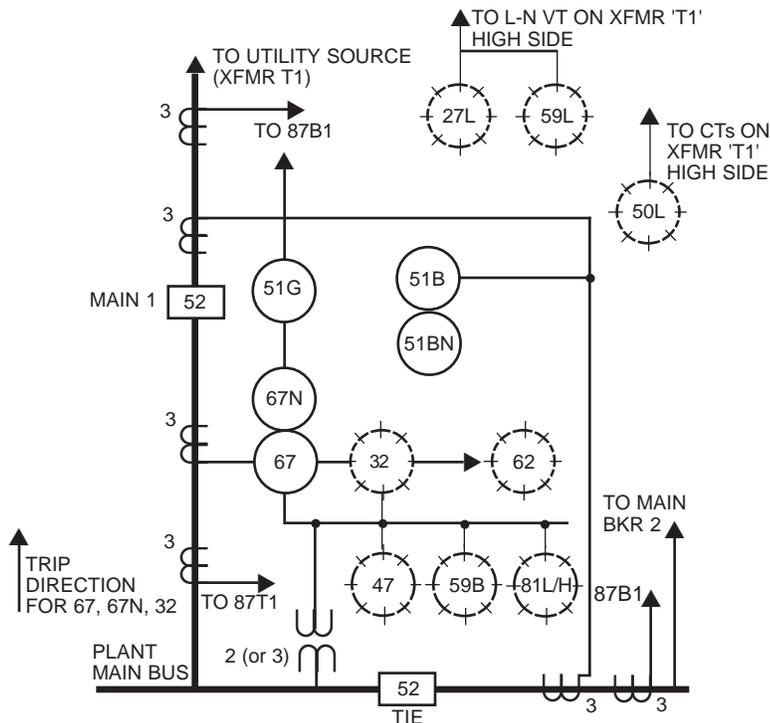
Notes:

*Must be selected in accordance with companion relay at opposite end of the line. Pilot wire protective auxiliaries may be required.

IL INCOMING LINE

Protective Zone (IL4)

Dual source incoming line (dual line with internal generation & via utility transformer):



Device list for IL4

27L	Undervoltage
32	Power direction
47	Phase undervoltage and reverse phase sequence
50L	Instantaneous overcurrent
51B	Phase time overcurrent
51BN	Residual time overcurrent
51G	Ground overcurrent
59B	Overvoltage
59L	Overvoltage
62	Timer
67	Directional phase overcurrent
67N	Directional ground overcurrent
81L/H	Frequency

Qty.	Device No.	Description	GE Model No.
Basic Package			
1	67/67N	Directional Phase and Ground Overcurrent Relay	MOR3
1	51B/51BN	Phase Overcurrent (Partial Differential) and Ground Fault Relay	MDP
1	51G	Ground Overcurrent (for transformer lowside) Relay	DIFC
Options			
1	27L	Line Undervoltage (transformer highside) Relay	TOV5 or NGV
1	59L	Line Overvoltage (transformer highside) Relay (Add 27L & 59L as a means of detecting Delta-Wye transformer highside ground fault after utility separation.)	TOV5 or NGV
1	32	Power Directional Relay (detects transf. magnetizing current)	CCP13E
1	62	Auxiliary Timing Relay (add 32 & 62 in lieu of 27L and 59L as alternate means of detecting system ground faults)	SAM201
1	47	Phase Undervoltage and Reverse Phase Sequence Relay (add if required for motor bus monitoring or intertie)	ICR53A
1	59B	Bus Overvoltage Relay (add if required for intertie)	TOV5 or NGV
1	81L/H	Over and Underfrequency Relay (add for intertie or load shedding requirements)	SFF202B or MFF1
1	50L	Instantaneous Overcurrent Relay (add if highside disconnect is not rated for fault interruption)	PJC11AV or CHC11A
1	87B and 87T	Differential Relay (See Bus and Transformer Protective Zones for Details) (For additional alternates and options see IL1 and IL2)	

RELAY INDEX

MODEL	DESCRIPTION	DEVICE NO.
239	Small HP MV motor management relay	49/50/51(+)
269 PLUS	Medium HP MV motor management relay	87(+)
469	Large HP MV motor management relay with metering	87(+)
489	Small/medium size generator relay	87(+)
735/737	3 phase + ground feeder relay	50/51
745	Transformer management relay	87(+)
750/760	Multifunction feeder relay	50/51(+)
ALPS	High speed distance relay	21(+)
BDD	Transformer differential, harmonic restraint	87
BUS1000	Bus protection relay	87
CAP	Power directional	32
CCP	Power directional	32
CEB	Phase offset MHO distance	21, 68
CEH	Loss of excitation	40
CEX57	Angle impedance	78
CEY	Phase MHO distance	21
CEY-IAC	Phase distance overcurrent	21/50/51
CEYG	Ground MHO distance	21N
CFD	Machine differential	87
CFV	Instantaneous overvoltage	59
CFVB	Voltage balance	60
CHC	Instantaneous overcurrent	50
CJCG	Ground directional overcurrent	67
CLPG	Carrier ground	67
DAR	Reclosing	79
DBF	Breaker failure relay	50BF
DBT	Breaker coil/tripping circuit supervision relay	74
DDS	Digital distribution system	50/51(+)
DFF	Frequency relay	81
DFM	Feeder monitor + hi impedance ground	51/51G/74
DFP100	Multifunction feeder relay with reclose	50/51(+)
DFP200	Multifunction feeder + hi impedance ground	50/51/74(+)
DGP	Generator protection	87(+)
DIAC	Time overcurrent relay	51, 50/51
DIFC	Time overcurrent relay	51, 50/51
DLP	Distance relay	21(+)
DLS	Current differential line protection	87(+)
DSFC	Time overcurrent relay	51, 50/51
DTP	Transformer protection relay	87
GCX	Phase reactance distance	21
GCY	Phase MHO distance	21
GGP	Sensitive power directional	32
GSY	Generator out-of-step	78
GXS	Auto sync/sync check	25
HAA	Annunciator auxiliary	30, 74
HEA	Auxiliary lockout	86
HFA	Multicontact auxiliary	86, 94
HFC	Instantaneous overcurrent	50
HGA	Contact auxiliary	27, 74, 94
HGA18	Reclosing	79
HMA	Contact auxiliary	27, 74, 94
HSA	Auxiliary lockout	86
IAC	Time overcurrent	51, 50/51
IAV	Time over/under voltage	27, 59, 64
IBC	Phase directional overcurrent	67
IBCG	Ground directional overcurrent	67N
ICR	Undervoltage and phase sequence	47
ICW	Time over/underpower	32, 37
IFC	Time overcurrent	51, 50/51
IFCS	Time overcurrent with voltage control	51
IFCV	Time overcurrent with voltage restraint	51V

MODEL	DESCRIPTION	DEVICE NO.
IFD	Transformer differential	87
IFV	Time overvoltage	59, 64
IJC	Current balance	46
IJD	Machine differential	87
IJF	Over/under frequency	81
IJS	Synchronism check	25
IRT	Temperature	38, 49
JBC	Phase directional overcurrent	67
JBCG	Ground directional overcurrent	67N
JBCV	Directional overcurrent, voltage restraint	67
LPS	Distance relay	21(+)
MCP	Capacitor bank protection	50/51(+)
MDP	3 phase + ground feeder relay	50/51
MFF	Over/under frequency	81
MGC	Small generator protection	46, 49, 51
MIC	Overcurrent	50/51
MLJ	Synchrocheck	25
MLP	Three pole tripping distance relay	21
MMC	Small motor protection	49/50(+)
MOR	Directional overcurrent with reclosing	50/51/79
MRC	Thermal image	49, 50/51
MRS	Transmission line reclosing	79
NAA	Pilot/distance auxiliary	78, 85
NBT	Breaker trip supervisor	74
NBV	Voltage balance	47, 60
NGA	Contact auxiliary	94
NGV	Instantaneous under/over voltage	27, 59
NLR	Multi-shot reclosing	79
NSR	Single-shot reclosing	79
OST	Out-of-step protection	78
PJC	Instantaneous overcurrent	37, 50, 76
PJG	Machine field ground	64
PJV	Over/under voltage	27, 59
PLS	Polyphase transmission line protection system	21(+)
PVD	Bus differential	67
SAM	Time delay	2
SBA	Breaker auxiliary	94
SBC	Breaker backup	50BF
SBD	Bus differential	87
SCA	Directional comparison, blocking auxiliary	85
SFF	Over/underfrequency	81
SGC	Negative sequence overcurrent	46
SLJ	Synchronism check	25
SLR	Multi-shot reclosing	79
SLV	Over/under voltage	27, 59
SLY	Phase distance	21, 68
SLYG	Ground distance	21N, 68
SPA	Pilot wire monitor	85
SPD	AC pilot wire	87
SPM	Synchronous motor controller	50/55/27(+)
STD	Transformer differential	87
STV	Overexcitation (V/Hz)	24
TCC	Directional overcurrent	67
TCCV	Ground fault	64
TCW	Directional power	32
TLS	Phase/zone transmission line protection system	21(+)
TOC	Overcurrent	50/51
TOV	Over/under voltage	27, 59
TRS	Transmission line reclosing	79
TTS	Transformer differential	87
TYS	Phase/zone transmission line protection system	21(+)

ANSI DEVICE NUMBERS/DESCRIPTION

2 Time-delay	37 Undercurrent or underpower	50 Instantaneous overcurrent	67 AC directional overcurrent	79 AC reclosing
21 Distance	38 Bearing	51 AC time overcurrent	68 Blocking	81 Frequency
25 Synchronism-check	40 Field	59 Overvoltage	69 Permissive	85 Carrier or pilot-wire
27 Undervoltage	46 Reverse-phase	60 Voltage balance	74 Alarm	86 Lock out
30 Annunciator	47 Phase-sequence voltage	63 Pressure	76 DC overcurrent	87 Differential
32 Directional power	49 Thermal	64 Apparatus ground	78 Out-of-step	94 Tripping

REFERENCES

U.S. Standards

ANSI	ANSI/IEEE	Title
1.	100-1992	Standard Dictionary of Electrical and Electronic Terms
2.	375-1975 (R1989)	Graphic Symbols for Electrical and Electronic Diagrams
3. Y14.15-1996 (R1988)		Electrical and Electronics Diagrams
4.	C37.2-1991	Electrical Power System Device Function
5.	C37.90-1989	Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus
6.	C37.95-1989	Guide for Protective Relaying of Utility-Consumer Interconnections
7.	242-1986 (R1991)	Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems

European Standards

8. IEC-255 Protective Relay Standards

Codes

9. 1993 National Electrical Code • NFPA Publication 1993

Books

10. Industrial Power Systems Handbook • D.L. Beeman, Editor, McGraw-Hill Book Co., 1955

Standards may be purchased from:

American National Standards Institute, Inc.
11 West 42nd Street
New York, NY 10036

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.
Service Center
445 Hoes Lane
Piscataway, NJ 08855

National Fire Protection Association
1 Batterymarch Park
Quincy, MA 02269

Note: IEC Standards may be purchased from the American National Standards Institute.

Relay Selection Guide



MULTILIN

GE Power Management

UTILITY

GE Power Management

205 Great Valley Parkway
Malvern, PA
USA 19355
Tel: (610) 251-7000

INDUSTRIAL

GE Multilin

215 Anderson Avenue
Markham, Ontario
Canada L6E 1B3
Tel: (905) 294-6222

EUROPE

GEPCE

Avenida Pinoa 10
48016 Zamudio Vizcaya
Spain
Tel: +34-4-485-8800

<http://www.ge.com/edc/pm>

GET-8048A

TCC/MPI - 01.98 - 1000