

INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA**

**SECCIÓN DE ESTUDIOS
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**

**MONITOREO Y PROTECCIÓN DIGITAL DE UN
GENERADOR DE TIPO EXPERIMENTAL.**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA

ING. BERNABÉ REYES LÓPEZ



MÉXICO D. F., DICIEMBRE DE 1999

DEDICATORIAS

***Al creador, por todas las cosas hermosas que hay en este mundo,
Por la vida y todos sus misterios aun sin resolver,
Gracias, en cualquier lugar que te encuentres.***

***A mis queridos padres:
Cecilia López Reséndiz y Daniel Reyes Pérez.
Por ser el medio de mi presencia y desarrollo en este mundo.
Por todo lo que me han dado, pese a la adversidad, gracias.***

***A mis, no tan poco numerosos, hermanos:
Daniel, Manuel, Balbina, Marcela, Juvenal, Ruth, Adiel, Abismael, Ada, Ema e Isaías Reyes López.
Muy en especial a Daniel, por todo lo que has hecho por mis hermanos.
Por esos días de batalla e incertidumbre, gracias.***

***A la familia López Castillo,
Por brindarme su amistad, apoyo y ayuda desinteresada en todos estos años de lucha.
Por los grandes momentos compartidos como familia, gracias.***

***A mi querido pueblo de México, por todo lo que has soportado y pasado a través de la historia,
por tu gran capacidad de lucha y recuperación ante la adversidad.
Porque algún día estés en mejores condiciones.***

***A todos aquellos que anteponen el bien individual por el colectivo,
a los que mantienen sus ideales inquebrantables a pesar del acoso corruptor,
a todos los que luchan contra la ignorancia, la impunidad y el abandono,
donde quiera que se encuentren.***

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al pueblo de México la oportunidad que me ha dado de realizar una maestría, esperando que con mi esfuerzo y modestos logros pueda recompensar todo el sacrificio y esfuerzo que hacen para cubrir los gastos de una educación pública, laica y gratuita, gracias.

Al Instituto Politécnico Nacional, bajo cuyo cobijo me forjé en el esfuerzo, el descubrimiento, la sorpresa y la inquietud.

Agradezco, muy en especial, al M. en C. Tomas Ignacio Asiaín Olivares, por su apoyo, atinada dirección, consejos y sugerencias, que fueron pieza clave en el desarrollo del presente trabajo de tesis.

A los doctores Francisco de León Gómez Maqueó y Jesús Fuentes Rosado por su desinteresada y oportuna ayuda en los inicios de mis estudios de posgrado.

A todos los profesores de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de Ingeniería Eléctrica, por su colaboración en mi formación académica, así como a todos aquellos maestros de los que he aprendido a lo largo de mi formación.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), al Programa Institucional de Formación de Investigadores (PIFI) del IPN, por haberme brindado el apoyo económico durante los estudios de maestría y la elaboración del trabajo de tesis.

A mis compañeros de estudios, por su amistad y apoyo, que hicieron más agradable los años de estudio y trabajo, por esas *frías* noches de desvelo.

A los profesores y compañeros de la academia de Circuitos Eléctricos de ICE, por mayores logros cada día y en cada instante.

A todas aquellas personas que de una u otra manera me motivaron a seguir adelante, a superarme cada día mas, a todas ellas, gracias en donde sea que se encuentren.

Al Ingeniero Silvano Ventura López, por su amistad, por su gran contribución, ayuda y colaboración en las diferentes pruebas ejecutadas en el simulador, gracias, deseo que muy pronto culmines las metas aun pendientes, por todo esto y más, muchas gracias.

ÍNDICE

	PÁGINA
RESUMEN	I
ABSTRACT	II
AGRADECIMIENTOS	III
ÍNDICE	IV
LISTA DE FIGURAS	VII
LISTA DE TABLAS	VIII
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	
1.1 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	1
1.2 ANTECEDENTES	3
1.3 OBJETIVO DE LA TESIS	5
1.4 JUSTIFICACIÓN	6
1.5 LIMITACIONES Y ALCANCES	7
1.6 CONTENIDO DE LA TESIS	7
CAPÍTULO 2 PRINCIPALES PROTECCIONES DEL GENERADOR Y CARACTERÍSTICAS TECNICAS DEL RELEVADOR DIGITAL.	
2.1 INTRODUCCIÓN	9
2.2 OPERACIÓN DE LOS GENERADORES	11
2.2.1 GENERADORES OPERANDO EN FORMA AISLADA	11
2.2.2 SISTEMAS INDUSTRIALES Y SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	12
2.3 PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES	13
2.4 PRINCIPALES PROTECCIONES DE LOS GENERADORES	14
2.4.1 PROTECCIÓN CONTRA FALLA A TIERRA	15
2.4.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA (RESPALDO)	16
2.4.3 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	18
2.4.4 PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA	19
2.4.5 PROTECCIÓN CONTRA ALTA Y BAJA FRECUENCIA	20
2.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS RELEVADORES DIGITALES	21
2.6 PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES DIGITALES	24
2.7 NIVELES DE DETECCIÓN DE FALLAS	26
CAPÍTULO 3 RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIONAL Y GENERADOR EXPERIMENTAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	
3.1 RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIONAL BECKWITH	27
3.2 PUERTOS DE COMUNICACIÓN	31
3.3 CONFIGURACIÓN INTERNA DEL RELEVADOR (DIP'S)	34
3.4 CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	36
3.5 OPERACIÓN DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIONAL	37
3.6 PROGRAMA DE ANÁLISIS COMPORTAMIENTO DE PARÁMETROS DEL SISTEMA	39
3.7 PROGRAMA PRINCIPAL DE COMUNICACIÓN DEL RELEVADOR	41
3.8 CONFIGURACIÓN DEL RELEVADOR	43
3.9 COMUNICACIÓN ENTRE LA PC Y EL RELEVADOR DIGITAL	44
3.10 SIMULADORES EXPERIMENTALES DE SEP'S	46
3.11 GENERADOR EXPERIMENTAL DE LABORATORIO DE ESIME	47

3.11.1 PARÁMETROS DEL SIMULADOR EXPERIMENTAL DE SEP	54
3.11.2 PARÁMETROS DEL GENERADOR	54
3.11.3 PARÁMETROS DE LOS MOTORES	54
3.11.4 PARÁMETROS DE LOS TRANSFORMADORES	55
3.12 CARTA DE OPERACIÓN DEL GENERADOR	56
CAPÍTULO 4 APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIGITAL AL GENERADOR EXPERIMENTAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA DE LABORATORIO	
4.1 INTRODUCCIÓN	57
4.2 PROTECCIÓN CONTRA ALTA Y BAJA FRECUENCIA	58
4.3 PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE	61
4.4 PROTECCIÓN DE DISTANCIA	64
4.5 PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	69
4.6 PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA	72
4.7 PROTECCIÓN CONTRA FALLA A TIERRA	74
CAPÍTULO 5 PRUEBAS ELABORADAS Y RESULTADOS OBTENIDOS	
5.1 INTRODUCCIÓN	79
5.2 MONITOREO DE LOS PARÁMETROS DEL SISTEMA	80
5.3 FALLA DE BAJA Y ALTA FRECUENCIA EN EL SISTEMA	82
5.4 FALLA DE SOBREVOLTAJE	86
5.5 FALLA DE DISTANCIA (RESPALDO)	88
5.6 FALLA DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	92
5.7 FALLA DE MOTORIZACIÓN	96
5.8 FALLA DE FASE A TIERRA	99
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES	
6.1 INTRODUCCIÓN	103
6.2 CONCLUSIONES	103
6.3 APORTACIONES	104
6.4 TRABAJOS FUTUROS	105
REFERENCIAS	106
APÉNDICE A. BASES MATEMÁTICAS PARA LOS ALGORITMOS DE RELEVADORES DIGITALES.	110
INTRODUCCIÓN	110
A.1 MÉTODO DEL MUESTREO Y PRIMERA DERIVADA	111
A.2. MÉTODO DE LA PRIMERA Y SEGUNDA DERIVADA	112
A.3. MÉTODO O TÉCNICA DEL DOBLE MUESTREO	114
A.4. MÉTODO O TÉCNICA DE TRES MUESTRAS	115
A.5. SERIES DE FOURIER	116
A.6 FASORES	119
APÉNDICE B. PRINCIPIOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES	120
B.1. PROTECCIÓN DIFERENCIAL	120
B.2. PROTECCIÓN CONTRA FALLA A TIERRA	121
B.3. PROTECCIÓN DE DISTANCIA (RESPALDO DEL GENERADOR)	124
B.4. PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	125
B.5. PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA	130

B.6. PROTECCIÓN CONTRA ALTA Y BAJA FRECUENCIA
B.7. PROTECCIÓN VOLTS/HERTZ

132
134

LISTA DE FIGURAS

	PÁGINA	
FIGURA 2-1	ESQUEMA DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA	17
FIGURA 2-2	CARACTERÍSTICA DEL RELEVADOR DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	19
FIGURA 2-3	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE UN PROCESADOR DIGITAL DE SEÑALES	23
FIGURA 3-1	DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE LA PC Y EL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIONAL	33
FIGURA 3-2	DIAGRAMA ESQUEMÁTICO RELEVADOR Y SIMULADOR DE SEP'S	34
FIGURA 3-3	DIAGRAMA CONFIGURACIÓN DE LOS INTERRUPTORES DEL RELEVADOR DIGITAL	36
FIGURA 3-4	CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	37
FIGURA 3-5	PANTALLA PRINCIPAL DEL PROGRAMA BECOPLOT	40
FIGURA 3-6	PANTALLA PRINCIPAL DEL PROGRAMA BECOMOM	41
FIGURA 3-7	CARÁTULA PRINCIPAL DE COMUNICACIÓN PC Y RELEVADOR DIGITAL	44
FIGURA 3-8	CARÁTULA DEL RELEVADOR MOSTRANDO EL PARÁMETRO VOLTAJE	45
FIGURA 3-9	DIAGRAMA UNIFILAR SIMULADOR DE SEP'S MULTIMAQUINAS	50
FIGURA 3-10	VISTA GENERAL DEL SIMULADOR DE SEP'S MOSTRANDO LA PROTECCIÓN DIGITAL	52
FIGURA 3-11	VISTA GENERAL DEL SIMULADOR DE SEP'S MOSTRANDO LAS CARGAS ESTÁTICAS Y DINÁMICAS	52
FIGURA 3-12	VISTA DEL INTERRUPTOR, BANCO DE CARGAS Y MOTOR GENERADOR COMO CARGA	53
FIGURA 3-13	VISTA DEL RELEVADOR DIGITAL CON COMUNICACIÓN CON LA PC	53
FIGURA 3-14	DIAGRAMA UNIFILAR DEL SIMULADOR DE SEP'S	55
FIGURA 3-15	CARTA DE OPERACIÓN DEL GENERADOR SÍNCRONO	56
FIGURA 4-1	DIAGRAMA UNIFILAR PROTECCIÓN DE BAJA Y ALTA FRECUENCIA	61
FIGURA 4-2	DIAGRAMA UNIFILAR PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE	63
FIGURA 4-3	DIAGRAMA UNIFILAR PROTECCIÓN DE DISTANCIA (RESPALDO)	64
FIGURA 4-4	ESQUEMA DEL RELEVADOR DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA	65
FIGURA 4-5	DIAGRAMA UNIFILAR PROTECCIÓN PÉRDIDA DE CAMPO	70
FIGURA 4-6	DIAGRAMA UNIFILAR PROTECCIÓN DE ANTIMOTORIZACIÓN DEL GENERADOR	74
FIGURA 4-7	DIAGRAMA UNIFILAR PROTECCIÓN DE FALLA DE FASE A TIERRA	76
FIGURA 5-1	PARÁMETROS DEL SISTEMA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMALES	81
FIGURA 5-2	VOLTAJES Y CORRIENTES DEL SIMULADOR DE SEP'S CON FALLA DE SOBREFRECUENCIA	85
FIGURA 5-3	PARÁMETROS DEL SISTEMA CON FALLA DE BAJAFRECUENCIA	85
FIGURA 5-4	PARÁMETROS DEL SISTEMA CON FALLA DE SOBREVOLTAJE	86
FIGURA 5-5	CONDICIONES DEL SISTEMA CON FALLA DE SOBREVOLTAJE	87
FIGURA 5-6	PARÁMETROS NORMALES PARA LA FALLA DE SOBREVOLTAJE	88
FIGURA 5-7	PARÁMETROS NORMALES DEL SIMULADOR DE SEP'S ANTES DE FALLA DE DISTANCIA	89
FIGURA 5-8	CONDICIONES DEL SEP'S CON FALLA DE DISTANCIA (SOBRECORRIENTE)	90
FIGURA 5-9	COMPORTAMIENTO DE LA CARACTERÍSTICA DEL RELEVADOR MHO CON FALLA DE DISTANCIA	91
FIGURA 5-10	CONDICIONES NORMALES DEL SEP ANTES DE FALLA DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	92
FIGURA 5-11	CONDICIONES DEL SEP'S CON FALLA DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	93
FIGURA 5-12	PARÁMETROS DEL SEP CON FALLA DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN	94
FIGURA 5-13	COMPORTAMIENTO DE LA CARACTERÍSTICA DEL RELEVADOR DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN CON FALLA	95
FIGURA 5-14	RESPUESTA DEL SEP CON FALLA DE MOTORIZACIÓN	97
FIGURA 5-15	PARÁMETROS DEL SEP CON FALLA DE MOTORIZACIÓN	98
FIGURA 5-16	PARÁMETROS DEL SEP ANTES DE FALLA DE FASE A TIERRA	98
FIGURA 5-17	PARÁMETROS DEL SEP CON FALLA DE FASE A TIERRA	100
FIGURA 5-18	PARÁMETROS DEL SEP CON FALLA DE DOS FASES A TIERRA	101

LISTA DE TABLAS

	PÁGINA	
TABLA 3-1	FUNCIONES DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIONAL	28
TABLA 3-2	SEÑALES DE COMUNICACIÓN DEL RELEVADOR DIGITAL	32
TABLA 3-3	CARACTERÍSTICAS DE LOS INTERRUPTORES DEL RELEVADOR	35
TABLA 3-4	VALORES BASE PARA EL SIMULADOR DE SEP'S	54
TABLA 3-5	PARÁMETROS DEL GENERADOR SÍNCRONO	54
TABLA 3-6	PARÁMETROS DE LOS MOTORES DE INDUCCIÓN	54
TABLA 3-7	PARÁMETROS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	55
TABLA 4-1	RANGOS DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA	58
TABLA 4-2	RANGOS DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE BAJAFRECUENCIA	59
TABLA 4-3	AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE SOBREFRECUENCIA, PRIMARIA Y DE RESPALDO	59
TABLA 4-4	AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE BAJAFRECUENCIA, PRIMARIA Y DE RESPALDO	60
TABLA 4-5	RANGOS DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE	62
TABLA 4-6	AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE, PRIMARIA Y DE RESPALDO	63
TABLA 4-7	RANGOS DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA	65
TABLA 4-8	PARES DE VOLTAJE Y CORRIENTES PARA EL RELEVADOR	66
TABLA 4-9	SENSIBILIDAD DE LA CORRIENTE MÍNIMA DEL RELEVADOR	67
TABLA 4-10	AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA, PRIMARIA Y DE RESPALDO	67
TABLA 4-11	RANGOS DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO	69
TABLA 4-12	AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO, PRIMARIA Y DE RESPALDO	70
TABLA 4-13	RANGOS DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA	72
TABLA 4-14	AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA, PRIMARIA Y DE RESPALDO	73
TABLA 4-15	RANGOS DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE FALLA DE FASE A TIERRA	77
TABLA 4-16	AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE FASE A TIERRA, PRIMARIA Y DE RESPALDO	77

ABSTRACT

In electrical power systems, It is imperative to maintain the supply of energy continuous and reliable. To achieve this, it is necessary to ensure continuous generation, hence the system should be capable of withstanding failures and should it be necessary to shed off part of network, this should affect the least number of components possible in order to achieve the later, it is necessary to have some minimal knowledge about the power system in question as well as its protective system, hence be able to decide which elements should be disconnected.

In this work, a digital generator protector is implemented in real mode in a system experimental simulator consisting of an experimental generator with a multifunctional digital relay in a real way to analyze the real behavior both the power system and the multifunctional digital system with fault operation conditions. The objective is to analyze the real time response of the multifunctional digital protection under disturbances. This faults were provoked by similar conditions which are present in the power system. Furthermore, this work aims to develop more confidence in digital protection, especially in multifunctional systems given that they are rarely used as primary protection in these systems.

A digital protection methodology for a generator is proposed that involves making an analysis of the operation time for both the protective system and the circuit breaker (interrupter). This analysis serves to validate the operation of the digital protection system. Since this work is practical totally, it is possible to use it as didactic material in the area of the multifunctional digital protection systems.

RESUMEN

En los sistemas eléctricos de potencia es imprescindible mantener el suministro de la energía con la mayor calidad y confiabilidad posibles, para esto es necesario el mantener la generación de la energía eléctrica con la mayor continuidad posible, para lograrlo se necesita que el sistema no presente fallas que lo puedan alterar de manera significativa y en caso de que sea necesario el dejar fuera de operación alguna parte del sistema, al menos se debe garantizar liberar el menor número posible de elementos. Para cumplir lo anterior se deben tener conocimientos mínimos sobre el sistema de potencia así como del sistema de protección, el cual es el que decide la selección del elemento que se desconecta del sistema de potencia.

En este trabajo de tesis se hace una implementación de la protección digital del generador de un simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia con un sistema de protección digital multifuncional en forma real, con el propósito de analizar el comportamiento real tanto del sistema de potencia como del sistema de protección digital multifuncional bajo condiciones de operación con disturbios (fallas). Estos disturbios son provocados mediante arreglos similares a los que se presentan cuando en el sistema de potencia se generan este tipo de fallas. Además de que los sistemas de protección digital no cuentan con la suficiente confianza para colocarlos como protección primaria, este hecho está mucho más marcado en los sistemas multifuncionales, confianza que se pretende mejorar con esta implementación.

Se propone una metodología para la implementación de la protección digital en el generador haciendo un análisis de los tiempos de operación tanto del sistema de protección así como del dispositivo de desconexión (interruptor). Este análisis es el que valida la correcta operación del sistema de protección digital al encontrarse en tiempos normalizados. Como este trabajo es totalmente práctico es posible tomarlo como material didáctico para las protecciones eléctricas digitales multifuncionales.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. DEFINICIÓN DEL PROBLEMA.

En la actualidad el estudio de las protecciones en los sistemas eléctricos de potencia está basado en formulaciones a través de modelos que representan al sistema, por lo tanto, la mayoría de los estudios realizados en este ámbito son vistos en forma de modelos matemáticos o físicos, y no de manera real como sucede en un sistema eléctrico de potencia. Es decir, no se consideran las condiciones reales de operación del sistema eléctrico para la protección del mismo. Por lo que existe esta limitante en la apreciación de todos los fenómenos inherentes a las diferentes condiciones anormales (fallas) de operación del sistema eléctrico de potencia. En el caso mas específico del generador, existen muchas más limitantes para desarrollar y ejecutar condiciones anormales de operación en este dispositivo, dado que cierto tipo de pruebas y fallas se consideran destructivas y no se pueden ejecutar en el generador experimental ya que se dañaría.

En lo referente a los dispositivos de protección de los sistemas eléctricos de potencia, para su validación y pruebas de su correcta operación, se utilizan modelos donde se representan las condiciones normales y anormales que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia [38,45,46].

Otro medio de validar el comportamiento de las protecciones ante disturbios y fallas que se presentan en los sistema eléctricos de potencia, principalmente en los dispositivos de protección eléctrica de tipo digital, es mediante el empleo de fuentes ideales de voltaje y corriente, las cuales son capaces de crear las condiciones de operación anormales que se presentan en un sistema eléctrico, esta validación es utilizada para validación de los dispositivos de protección del tipo analógico y digital, siendo los digitales los más sensibles a presentar fallas en su operación, debido a los requerimientos de la calidad de la energía para sus componentes electrónicos [42,43,45,46].

Por todo esto, al validar un dispositivo de protección digital utilizando los métodos mencionados anteriormente, no se contemplan algunas condiciones anormales (saturación, calentamiento, etc.) que se presentan en el sistema al ocurrir una falla y, por lo tanto no se conoce en forma real el comportamiento del dispositivo de protección y del mismo sistema eléctrico de potencia [42].

En este trabajo se presentan pruebas y análisis del comportamiento de un sistema de protección digital con la utilización en forma real de un dispositivo de protección digital multifuncional (11 funciones en un solo dispositivo) conectado a un sistema eléctrico de potencia de laboratorio no escalado [42], donde sus componentes presentan las mismas condiciones normales y anormales de operación de un sistema real, con la aplicación fundamental de este tipo de protección digital al generador síncrono. Esta aplicación se fundamenta en el hecho de que el generador representa la parte más importante de un sistema eléctrico de potencia (SEP), ya que significa el 40 % de la inversión total de todo sistema. Además, dadas las características propias del generador, varias protecciones para este dispositivo no obtienen una validación adecuada ya que solo es posible verificar su buen funcionamiento cuando la falla sucede. Por ejemplo, la falla de motorización y pérdida de excitación del generador, pruebas que se consideran imposibles de implementar en un generador real, y que en este trabajo se presentan, con su protección digital multifuncional.

1.2. ANTECEDENTES.

Normalmente, los sistemas de protección en los sistemas eléctricos de potencia se han realizado en base a relevadores electromagnéticos y de estado sólido y aún en la actualidad se siguen utilizando debido a que estos dispositivos dieron buenos resultados en el pasado, pero a partir de la década de los 60's la protección electromagnética se empezó a reemplazar por equipos electrónicos con características técnicas mejores, ya que estos dispositivos son más versátiles en cuanto a diseño, arquitectura y desarrollo. Estos fueron los llamados dispositivos de estado sólido [3,4,5,9,36,37,44].

La introducción de un circuito integrado (chip) microprocesador de 8 bits dio el inicio del área de la protección digital en una forma más amplia. Surgen entonces nuevas técnicas de manejo de datos y formas más actuales para monitorear, proteger y controlar sistemas eléctricos de potencia [41,43,44,45].

Desde finales de los 70's la tecnología del procesador ha experimentado una gran revolución. La velocidad del procesamiento se ha incrementado enormemente. Los circuitos integrados (chip's) de propósito especial para el procesamiento de datos, control, comunicación y otras funciones especializadas son más accesibles. No sólo el desarrollo de los dispositivos en forma individual se ha mejorado, sino que arquitecturas más complejas y útiles se han desarrollado. Además, los costos de estos dispositivos han disminuido notablemente.

El interés en la protección usando computadoras digitales para los relevadores procede del nacimiento mismo del microprocesador. G.D. Rockefeller [9] publicó una exploración ampliamente reconocida de las posibilidades de las zonas de protección de una subestación con una computadora en 1968. Este trabajo generó el desarrollo y, en 1971, se instaló en campo el primer relevador de alta velocidad del mundo, para protección de líneas de transmisión, basada en una computadora digital.

Antes de 1972, los sistemas experimentales empleaban técnicas de ajuste de curvas relativamente simples en los programas de cálculo para estimar los valores del fasor del voltaje y de la corriente de los valores de muestreo instantáneo. En este tiempo fue duramente criticado el trabajo de Ramamoory ya que en 1971 fue el primero en proponer el uso de la "Transformada Discreta de Fourier" (DFT) para desarrollar fasores de las muestras de datos.

Una variedad de técnicas alternativas fueron propuestas usando la solución de las ecuaciones diferenciales, las funciones Walsh, el ajuste de curvas por mínimos cuadrados y otros ajustes de curvas. Las variaciones específicas de la transformada discreta de Fourier (DFT) permanecen en el método del cálculo primario en la mayoría de los relevadores con microprocesadores comerciales[14,15].

En el área de protecciones eléctricas, la mayor atención en el desarrollo de equipos electrónicos para protección, en la década de los 70's, había sido enfocada a las líneas de transmisión, por ser las que presentan la mayor incidencia de fallas en un sistema eléctrico de potencia [11,12,15,25,35]. La protección del generador ha tenido menos atención, comparada con respecto a las líneas de transmisión. Algunas investigaciones tales como las de Sachev y Wind en 1973 [1,2,40] desarrollaron una técnica para detectar fallas internas en el generador, la cual consiste en realizar primero un pre-procesamiento de las señales de corriente con el fin de reducir el tiempo de procesamiento requerido en la programación y reducir la complejidad de los algoritmos.

Otra investigación en esta área, en 1977, fue el método utilizado por Hope, Dash y Malik el cual utiliza la determinación de las componentes real e imaginaria de los fasores de las corrientes de línea por funciones de correlación [2,41].

Otra técnica propuesta por los autores anteriores detecta fallas asimétricas mediante el monitoreo de la componente de la segunda armónica en la corriente de campo y la dirección del flujo de potencia de secuencia negativa en las terminales del generador.

En lo referente a los simuladores experimentales de sistemas eléctricos de potencia la mayoría de ellos fueron diseñados en base a modelos matemáticos, en los cuales son supuestos los parámetros del sistema en condiciones ideales de operación, existiendo en la actualidad solo algunos simuladores experimentales en forma real, como el de la empresa Nickerson [51], la cual fabrica sistemas eléctricos para la enseñanza.

En la SEPI ESIME Zacatenco se han elaborado diferentes trabajos en el área de protecciones digitales, enfocadas, un mayor número de ellas, a las líneas de transmisión y al equipo de las subestaciones eléctricas, como el presentado por José Larios S; David Sebastián

B; Sandro Gianni Aquiles P. Y otros más. Los trabajos más relacionados con la presente tesis son los que, en 1993, Humberto Becerra Zarraga presentó, el cual consistió de algoritmos para la protección del generador mediante el desarrollo de un relevador digital multifuncional.

Otro trabajo en este campo es el presentado por Oscar René Amaya Zepeda, el cual desarrolló un software para el análisis y coordinación de protecciones en sistemas industriales.

Pedro Romero Calderón en 1997 presentó un trabajo referente al comportamiento del relevador de distancia para un SEP en estado dinámico, se analiza el comportamiento del relevador ante diferentes fallas provocadas en el sistema y que influyen sobre los generadores.

1.3. OBJETIVO.

El objetivo principal de este trabajo es mostrar una metodología y un análisis en la implementación de las seis protecciones básicas digitales del generador, a saber: protección de frecuencia, de sobre voltaje, de distancia, de pérdida de excitación, de motorización y falla a tierra monofásica y trifásica, puestas en servicio en un simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, analizando el comportamiento tanto del sistema de protección digital como del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, principalmente el comportamiento de la protección digital en el generador síncrono por ser la parte más importante del SEP. Para lograr esto, se generan las condiciones anormales de operación (fallas) que se presentan en un sistema eléctrico de potencia real, es decir, se realizan las fallas en el generador del simulador de sistemas eléctricos de potencia de laboratorio y se habilitan los esquemas de protección digital para cada tipo de falla, con lo que el sistema de protección debe operar y liberar al equipo fallado (generador), validando la correcta operación del sistema de protección.

Se pone mayor atención en el generador, debido a que representa el suministro de la energía y por lo tanto el elemento más importante del sistema eléctrico de potencia, por lo tanto los esquemas de protección implementados son todos aquellos relacionados con éste dispositivo [2,3,5,7,8].

1.4. JUSTIFICACIÓN.

Hoy en día es imprescindible el conocer de una manera mucho más amplia el comportamiento de la protección digital de un sistema eléctrico de potencia ya que la gran mayoría de dispositivos de este tipo son validados utilizando modelos matemáticos [40,41,42,45,46], o en su mejor caso, utilizando fuentes ideales de voltaje y corriente [45,46], con lo cual no se observan todas las condiciones reales que sucede en el sistema. Por estas razones técnicas y económicas en esta tesis se presentan las protecciones eléctricas mínimas que debe tener un generador síncrono de laboratorio utilizando la protección digital mediante un relevador digital multifuncional para cuando opera en condiciones anormales y de fallas francas. En esta tesis se muestra el simulador experimental de SEP, básicamente el generador, como una herramienta didáctica para la enseñanza de las protecciones eléctricas y de los fenómenos inherentes a las fallas que se presentan en él. Para lograr esto es necesario efectuar las condiciones anormales (fallas) que en un sistema eléctrico de potencia (SEP) se presentan en forma real, principalmente, en su parte generadora. Por lo que la protección digital del generador es de suma importancia debido a que en este elemento, en sistemas eléctricos de potencia de mayor capacidad, no es posible realizar las condiciones anormales de operación. En este caso estas condiciones anormales son efectuadas en el generador de laboratorio. Para esto se utilizó un simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia que permite experimentar en el alternador, realizando las condiciones anormales de operación en forma continua [42,43,47].

1.5. LIMITACIONES Y ALCANCES.

La parte más importante dentro de un sistema eléctrico de potencia es el generador ya que éste representa la generación y el 40% de la inversión total en el sistema, por lo tanto la

protección ésta realizada para este dispositivo. Las limitaciones están acotadas por las protecciones del generador, ya que no se protege ni se involucra algún otro elemento.

Las condiciones anormales de operación que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia para este caso de estudio son provocadas e implementadas en el alternador.

Las protecciones que se realizan en este trabajo son las siguientes:

- Protección contra alta y baja frecuencia
- Protección de sobrevoltaje
- Protección de distancia
- Protección contra pérdida de excitación
- Protección contra potencia inversa
- Protección de falla a tierra

Estas protecciones se consideran las más importantes, de todas las protecciones requeridas para proteger al generador, las cuales son implementadas en el simulador experimental de SEP y que se analizan en este trabajo de tesis.

1.6. ESTRUCTURA DE LA TESIS.

En el capítulo 1, se proporcionan los antecedentes sobre la protección de los generadores de potencia en forma digital así como lo referente al desarrollo de los sistemas digitales hasta nuestros días, se da un panorama sobre los avances que se han obtenido en la implementación de la protección digital en estos elementos y se mencionan algunos simuladores de SEP que hasta este momento existen.

En el capítulo 2, se da un panorama sobre el tipo de protecciones mínimas que se requieren para un generador síncrono, llámense electromecánicas, de estado sólido o digitales. Así mismo se dan las características técnicas básicas sobre la constitución de los relevadores digitales multifuncionales como el que se emplea en este trabajo de tesis.

En el capítulo 3, se menciona en forma general sobre los diseños de los relevadores del tipo digital que se encuentran hasta la fecha disponibles en el mercado, se comenta sobre

las herramientas técnicas para el desarrollo e implementación de los diferentes algoritmos de protección. Se habla de la operación del relevador digital multifuncional Beckwith [38] cuando se interconecta por medio de una computadora personal (PC) y el simulador experimental con el que se llevaron a cabo las protecciones para las diferentes condiciones anormales de operación de un sistema eléctrico de potencia. Se presenta el simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia con sus diferentes elementos que lo constituyen, el cual se utilizó para llevar a cabo todas las condiciones anormales de operación en su generador, donde se implementan las condiciones normales y anormales de operación (fallas) para habilitar la protección digital multifuncional.

El capítulo 4, trata sobre la metodología para la protección digital del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia para las fallas realizadas, se muestran los esquemas de protección para el sistema y se dan los parámetros de ajuste del relevador digital así como las consideraciones hechas para la implementación de cada protección en particular, se refiere a la realización de las fallas en el generador del SEP.

El capítulo 5, muestra el análisis de los resultados obtenidos en la implementación de las protecciones después de que se han realizado las respectivas fallas en el generador, se analizan y estudian los tiempos de operación de la respuesta del relevador para cada protección.

En el capítulo 6, se dan las conclusiones del trabajo, las aportaciones y algunas recomendaciones para trabajos futuros.

CAPÍTULO 2.

PRINCIPALES PROTECCIONES DEL GENERADOR Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS RELEVADORES DIGITALES.

2.1. INTRODUCCIÓN.

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran en un constante crecimiento debido a que la demanda de energía eléctrica por parte de los usuarios se incrementa constantemente, por lo que ha sido necesario que éstos sean cada vez más confiables. Este requerimiento se ha cubierto introduciendo equipos mas sofisticados y técnicas más adecuadas de operación, control y protección.

En la actualidad el tener un sistema de protección lo más confiable, rápido y eficaz es imprescindible para el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia, ya que de lo contrario se presentan grandes pérdidas, tanto económicas como técnicas. Por tal razón la investigación en el área digital ha tenido grandes avances, ya que sus desarrollos permiten tener mas flexibilidad, seguridad y economía.

Estas investigaciones, al inicio, estaban enfocadas a las líneas de transmisión, por ser la parte donde más se presentan incidencias de fallas [45,46].

Dado que el propósito de la protección de los sistemas eléctricos de potencia es la de detectar fallas o condiciones anormales de operación, los dispositivos de protección digital deben tener la capacidad para evaluar una amplia variedad de parámetros para establecer que acción correctiva es la adecuada. Los parámetros más comunes, los cuales reflejan la presencia de una falla, son los voltajes y las corrientes en las terminales del equipo protegido o en los límites apropiados de la zona a proteger. En ocasiones estos dispositivos pueden incluir algunos contactos auxiliares, con su respectivo estado de operación [9,10,48,49].

Un dispositivo de protección digital debe de usar las entradas de las señales apropiadas, procesarlas y determinar si existe un problema, y entonces iniciar una acción correctiva. En la actualidad los dispositivos de protección digital son diseñados para responder a cualquier efecto o parámetro observable [6,7,8,26,27,40]. El problema fundamental en la protección digital es la definición de las cantidades que puedan diferenciar entre unas condiciones normales de operación y los disturbios que se presentan en el sistema.

En el pasado los relevadores de protección habían sido dispositivos autónomos cuyo único propósito era el de proteger un sistema eléctrico contra condiciones de falla, donde se requieren las funciones de control y monitoreo se utiliza un sistema independiente a la protección, la mayoría de las veces un sistema de adquisición de datos y control supervisorio [3,4,5].

La introducción de los microprocesadores a los relevadores de protección ha incrementado su funcionalidad y ha proporcionado varias ventajas, una de las cuales es la representación digital de los parámetros del sistema y un aumento en el control sobre estos mismos. Los avances más recientes en la tecnología digital ha hecho factible el que se adicionen medios de comunicación a los relevadores, habilitando el monitoreo y control remoto de los parámetros del sistema, proporcionando la integración [6,7,8,9,26,27,40].

La capacidad de comunicación de los relevadores es vista como un campo en crecimiento, además de que es conocido que no todos los usuarios necesitan de estos medios de comunicación, aunque esta característica es proporcionada en todos los relevadores nuevos,

por lo que se ha tomado como una extensión de la capacidad del relevador, más que como una necesidad por cubrir, con esto se da la posibilidad al usuario de que posteriormente le adicione equipo de comunicación sin hacer una gran inversión [45,46].

2.2. OPERACIÓN DE LOS GENERADORES.

Algunas industrias incluyen en sus instalaciones generadores como fuentes de energía, estos generadores pueden proporcionar la energía total requerida por la compañía ó sólo una parte de esta, trabajando en paralelo con la red. La operación de los generadores se clasifica de dos maneras: la primera el generador está trabajando en forma aislada y la segunda se contemplan los generadores trabajando en forma interconectada.

2.2.1. GENERADORES OPERANDO EN FORMA AISLADA.

Se usan para alimentar servicios de emergencia o bien son utilizados como fuentes alternativas de generación en espera (stand-by), ya que normalmente se encuentran fuera de servicio. Se operan por períodos cortos cuando las fuentes normales de suministro fallan o durante los períodos de mantenimiento y prueba. Estos sistemas no operan en paralelo con otras fuentes de energía. Existe también la configuración de generadores múltiples operando en forma aislada, la cual consiste en varias unidades operando en paralelo sin conexión con ninguna fuente externa de energía eléctrica. Por lo regular son llamados sistemas totales de energía y se utilizan en lugares donde el suministro de energía es demasiado costoso, por lo regular en lugares de difícil acceso o remotos, tales como las plataformas petroleras [4,5,7,8].

2.2.2. SISTEMAS INDUSTRIALES, Y SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

Los generadores constituyen bloques importantes de potencia que operan en paralelo con las compañías suministradoras de energía en la modalidad denominada de cogeneración. En estos casos, la mayor parte de la generación producida es utilizada por la propia industria, este tipo de arreglo se utiliza en industrias cuyos procesos producen vapor para ser utilizado en sistemas propios de generación de energía [3,4,5,7,8].

En los sistemas eléctricos de potencia así como en los sistemas industriales la falla más común es el corto circuito, la cual produce aumentos de corriente y disminución de voltaje. Este fenómeno provoca daño en el equipo por el sobre calentamiento que produce, además de que si la falla no es liberada oportunamente puede causar la pérdida de sincronismo en los generadores.

Los dispositivos que más se utilizan para proteger a los SEP's contra condiciones anormales de operación son los relevadores, los cuales tienen la función principal de mandar la señal de desconexión a los interruptores, para desconectar al elemento fallado del resto del sistema con la rapidez suficiente, con el fin de evitar daños al mismo elemento y prevenir que el sistema eléctrico pierda su condición de estado permanente. Estos relevadores deben operar correctamente cuando se requiera y ser selectivos para que aisle sólo el elemento dañado del sistema sin perjudicar a los demás componentes, además que dichos relevadores deben tener un alto grado de sensibilidad.

La protección por medio de relevadores contra condiciones anormales en un sistema eléctrico de potencia debe ser esencialmente confiable, pero existen diferentes factores que afectan esta característica [3,4,5,7,8]. Una manera de aumentar la confiabilidad en la protección por relevadores es colocar dos tipos de protecciones para cada elemento. El primer sistema de protección opera para una falla en su zona en el menor tiempo posible y elimina sólo el elemento fallado, a este sistema se le da el nombre de protección primaria. El segundo

sistema entra en operación cuando el elemento de la protección primaria falla ó se encuentra fuera de servicio, por lo que recibe el nombre de protección de respaldo.

En general las protecciones por relevadores actúan como protección primaria para el elemento protegido y sólo en algunas protecciones, como la de sobrecorriente y la de distancia, proporcionan protección de respaldo para fallas en los elementos adyacentes del sistema.

Los principales elementos de un sistema eléctrico de potencia que son protegidos por medio de relevadores son los generadores, transformadores, líneas de transmisión y las cargas, de aquí que las protecciones por relevadores más importantes, entre otras, son las siguientes:

- Diferencial de generadores.
- Pérdida de excitación en generadores.
- Secuencia negativa en generadores.
- Diferencial de transformadores.
- Distancia para líneas de transmisión.
- Antimotorización.
- Sobrecorriente.

2.3. PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES.

En términos generales se puede afirmar que prácticamente todos los elementos que constituyen un sistema eléctrico de potencia son importantes para la operación del mismo y por lo tanto se les debe de dar el mismo grado de atención en la operación, mantenimiento y protección.

No obstante en los sistemas eléctricos de potencia los generadores eléctricos constituyen la fuente de energía, por lo tanto representan la componente sobre la que se pone mayor atención tanto en el diseño y construcción como en su mantenimiento durante la operación del mismo.

Además, desde el punto de vista de inversión para la construcción de centrales eléctricas, el generador representa el 40 % del total de la inversión, por lo que una falla en el generador causa una gran cantidad de problemas, tanto técnicos como económicos, ya que su reparación es costosa en cuanto a componentes materiales y tiempos de reparación.

Los generadores requieren de protección contra un cierto número de condiciones anormales de operación, algunas de las cuales requieren desconexión inmediata y algunas otras se les puede permitir continuar por un cierto tiempo. En general las fallas del generador están asociadas, principalmente, con fallas en los aislamientos y éstas requieren de desconexión rápida, mientras que las de otro tipo no se desconectan [3,5,6,7].

2.4. PRINCIPALES PROTECCIONES EN LOS GENERADORES.

La protección de generadores requiere de la consideración de muchas condiciones anormales que no están presentes en otros elementos del sistema, tales condiciones son las siguientes:

- Sobrecorrientes en los devanados del estator.
- Corto circuito en los devanados del estator.
- Desbalance de voltaje en el estator.
- Pérdida de excitación.
- Falla a tierra en el devanado de campo.
- Pérdida de sincronismo.
- Conversión en motor.
- Fallas externas.
- Sobrevoltajes.

De acuerdo a lo anterior y en base a los requerimientos mínimos de protección de los generadores, las protecciones más importantes son las siguientes [6,7,8]:

- Protección contra falla a tierra.
- Protección de distancia (respaldo).
- Protección contra pérdida de excitación.
- Protección contra potencia inversa.
- Protección contra alta y baja frecuencia.
- Protección de sobrevoltaje.
- Protección diferencial.

2.4.1. PROTECCIÓN CONTRA FALLA A TIERRA.

La falla a tierra en el estator es una de las fallas internas del generador más frecuente, la cual es causada por daño físico al devanado del estator o por envejecimiento de su aislamiento. Debido a que el neutro, en algunos generadores no se aterriza, dependiendo de la capacidad del mismo generador, las corrientes de falla a tierra en el estator son bajas, especialmente para el caso de la configuración generador-transformador, pero aún estas pueden causar considerables daños al núcleo de hierro o involucrar una fase.

En los relevadores digitales se utiliza la componente de secuencia positiva del voltaje para el cálculo del voltaje de las tres fases. Esto hace al procedimiento de medición independiente del desplazamiento del punto neutro el cual ocurre durante fallas a tierra en un sistema trifásico simétrico. El circuito de evaluación consiste de dos voltajes independientes.

Para éste caso se ha utilizado un relevador multifuncional digital de la marca “Beckwith” donde el cálculo de la magnitud del voltaje no usa la transformada discreta de Fourier, usando en cambio las aproximaciones en el dominio del tiempo para calcular el valor RMS del voltaje a fin de dar un resultado exacto en un amplio rango de la frecuencia [38].

2.4.2. PROTECCIÓN DE DISTANCIA (RESPALDO GENERADOR).

Aunque la protección de distancia es básicamente para líneas de transmisión, éste esquema puede ser utilizado para proporcionar protección de respaldo para fallas en el sistema o para proteger contra energización inadvertida del generador.

Como respaldo esta protección se puede coordinar con los relevadores de línea existentes en el sistema. El relevador Beckwith proporciona protección de distancia de respaldo de una sola fase con una característica tipo M_{ho} para fallas de fase a fase y trifásicas en el generador, unidad generador-transformador y en el sistema interconectado, dependiendo en que parte del sistema se conecten los transformadores de instrumento (lado primario o secundario del transformador de potencia).

Cuando los transformadores de corriente (TC's) se localizan en el neutro del generador, la protección incluye al generador y estará disponible no importando si este está en línea o no. Cuando los transformadores de corriente (TC's) están conectados en la línea, el área protegida va a depender de los ajustes direccionales, con lo que el relevador digital puede ser colocado para proteger del generador hacia adelante o del sistema generador transformador hacia adelante. Cuando se coloca del sistema hacia adelante se deben hacer los ajustes apropiados del desplazamiento de la característica (offset) del relevador, lo cual va a permitir proporcionar la misma protección para las fallas en el generador.

Estas condiciones de operación están representadas en la figura 2.1 donde se pueden ver las diferentes características para cada zona de protección a cubrir por el relevador digital multifuncional en el sistema eléctrico de potencia.

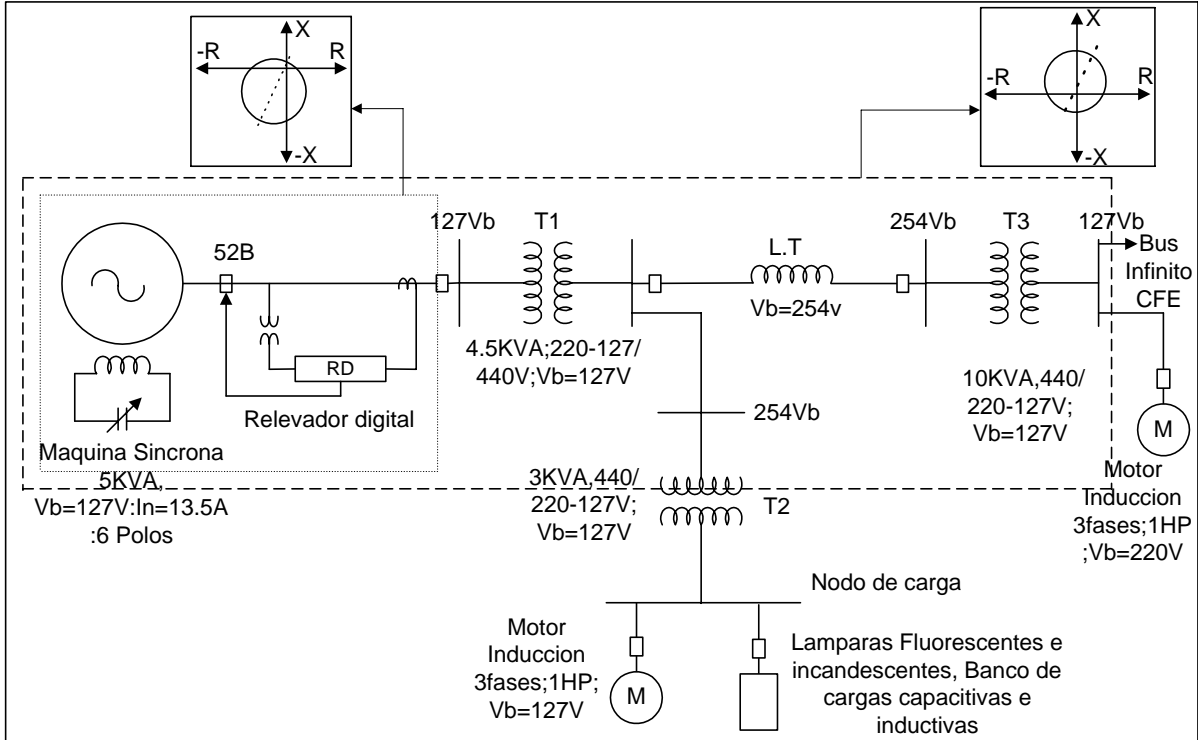


Figura 2.1. Esquema de prueba protección de distancia, dos características de operación, conexión TC's y TP's lado de la línea del sistema eléctrico de potencia.

Cuando el relevador digital se utiliza para protección contra energización inadvertida se proporciona habilitándolo como un relevador de distancia de una sola fase colocado para ver hacia el generador. Debido a que el tiempo de retardo debe ser muy corto, a fin de proporcionar adecuada protección al generador, este dispositivo no puede simultáneamente proporcionar protección de respaldo para el sistema.

En el relevador digital Beckwith la función de distancia es implementada con una característica M_{ho} de una sola zona. Tres elementos de distancia separados son implementados para detectar fallas del tipo AB, BC y CA. El diámetro, desplazamiento (offset), ángulo de la impedancia del sistema (ángulo de la característica del relevador) y el retardo del tiempo definido pueden ser seleccionados por el usuario para colocarlos en una aplicación específica [38].

2.4.3. PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN.

La pérdida de excitación, para el caso de las protecciones eléctricas, se considera como una falla externa ya que el sistema de excitación no forma propiamente parte de la máquina, y ésta se puede deber a lo siguiente:

1. Corto circuito en el devanado de campo.
2. Falla en el sistema de excitación o en el regulador de voltaje.
3. Falla en la alimentación de la excitación.

Cuando sucede esta falla la impedancia que se ve en las terminales del generador va a variar dependiendo de la carga inicial y de la excitación, como se observa en la figura 2.2, del valor inicial de operación, la impedancia se desplazará hacia adelante y se ajustará a la curva de la línea intermitente describiendo la localización de la impedancia final. Este cambio en la impedancia es detectado por una unidad de distancia (desplazamiento con característica Mho) analizando al generador.

La función de protección de pérdida de excitación es implementada en el relevador Beckwith con dos elementos Mho desplazados, un elemento de bajo voltaje, un elemento de sobre frecuencia, y un elemento direccional. Los ajustes son hechos individualmente. El elemento direccional detecta y opera sobre un flujo de VA inductivos hacia el generador.

Los fasores del voltaje y la corriente son calculados usando la transformada discreta de Fourier, de donde son calculados los fasores del voltaje y la corriente de secuencia positiva. La impedancia de secuencia positiva es obtenida por división compleja de los fasores anteriores. La impedancia es comparada con las características del relevador para determinar si la impedancia esta dentro de la zona de operación. El uso de fasores mejora la exactitud de la medición de la impedancia sobre todo durante la operación del sistema fuera de su frecuencia nominal.

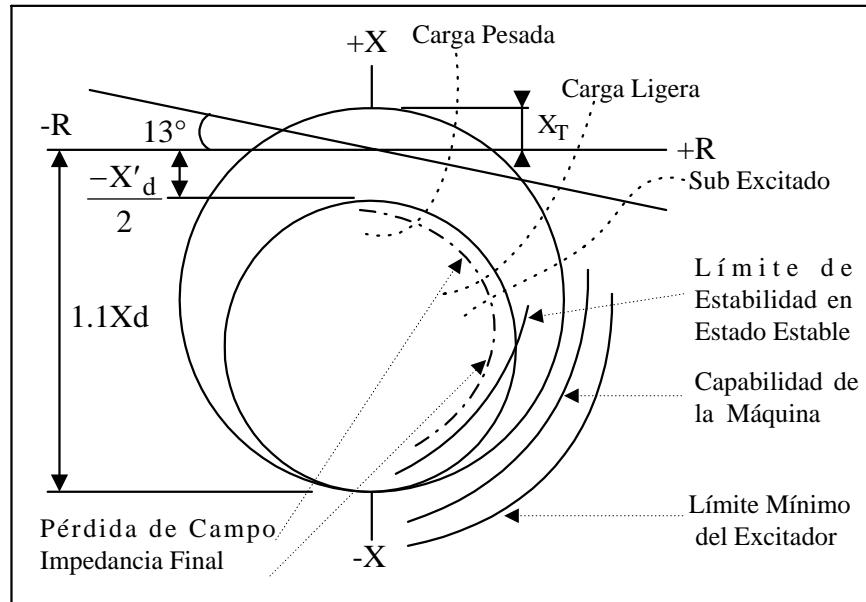


Fig. 2.2 Característica del segundo método de protección de pérdida de excitación [6,7].

La característica de ajuste del relevador depende de los valores de reactancia transitoria (X'_d) y síncrona (X_s) del generador, así como del tipo de rotor dependiendo si se trata de rotor cilíndrico o rotor con polos salientes. Este desajuste se hace para tratar de cubrir las diferentes condiciones posibles que llevan a la pérdida de excitación [5,7,8].

2.4.4. PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA.

La protección contra la potencia inversa se aplica al generador, pero la causa primaria de la falla es de tipo mecánico o eléctrico, ya que se presenta cuando se suspende la energía al primo-motor o turbina, ya que por efecto inercial el generador al tener excitación acciona a la turbina como si se tratara de una carga [5,7,8].

En el relevador digital multifuncional, como en los relevadores de potencia universales, los cuales cuentan con los cruzamientos de ceros para la información del ángulo de fase, van a sufrir de una mala operación durante las entradas distorsionadas de las señales de corriente. Para evitar este problema, el relevador digital multifuncional utiliza las

mediciones del fasor de la frecuencia fundamental obtenida de la transformada discreta de Fourier, y por lo tanto es inmune a las armónicas en las señales de voltaje y corriente [38].

2.4.5. PROTECCIÓN CONTRA BAJA Y ALTA FRECUENCIA.

Esta protección se emplea para controlar que la frecuencia se mantenga dentro de valores previamente definidos. Esta es más empleada en lugares donde se tienen interconexiones entre pequeñas plantas y los usuarios, subestaciones cercanas a usuarios importantes y puntos de interconexión entre áreas distintas de un sistema [5,6,7,8].

En el relevador digital multifuncional, las mediciones de la frecuencia del sistema son obtenidas usando el fasor de voltaje de secuencia positiva. Este fasor elimina cualquier característica tocante a la pérdida de una fase muestreada debida a una falla de una fase a tierra o por una condición de pérdida del fusible del transformador de potencial (TP).

Los conceptos básicos referentes a todas las anteriores protecciones son explicadas con más detalle en el apéndice B. En esta parte se muestran algunos arreglos típicos de esquemas de protección que son implementados en el simulador experimental de SEP's.

La protección diferencial del generador no es incluida en este tema de tesis debido principalmente a razones técnicas como es más equipo de protección y una apropiada configuración en la implementación de esta falla en el sistema, con lo que no se cuenta en estos momentos, por lo tanto se deja como un trabajo para un futuro.

2.5. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS RELEVADORES DIGITALES.

Los primeros dispositivos de protección basados sobre microprocesadores fueron por primera vez empleados en 1985 [45,46]. Debido a la alta aceptación que la tecnología digital logró, gracias a la experiencia de los usuarios en el campo de aplicación, un completo desarrollo fue alcanzado en estos dispositivos de protección en muy poco tiempo. Una nueva generación de dispositivos de protección digital fue introducida en 1990 [46].

Esta nueva generación realizó los requerimientos de operación de señalización y de las interfaces necesarias, las cuales fueron formuladas por los usuarios de estos dispositivos de protección. Estos dispositivos son fáciles de reconocer por su panel de operación integrado con una pantalla alfanumérica. El alcance de estos equipos se distingue por las siguientes características:

- A). Uniformidad en el diseño de la estructura del software y del hardware y el método de conexión con respecto a todas las aplicaciones.
- B). Bloques de funciones estandarizadas para tareas individuales (para ser funcional en varios niveles) tales como tiempo definitivo, recierre automático, bloqueo en la oscilación de la potencia, comparación de señales, localizador de fallas etc.
- C). Realización de tareas adicionales de acuerdo a las necesidades del usuario.

Los dispositivos de protección digital operan sobre las bases del principio de medición numérica. Los valores análogos medidos del voltaje y la corriente son desacoplados galvánicamente de los circuitos secundarios por medio de la entrada de los transductores. Después del filtrado analógico y del muestreo, la conversión analógico digital toma lugar, para el caso de la protección del generador, un ajuste continuo del rango de muestreo se lleva a cabo dependiendo de la frecuencia que tenga el sistema.

El principio de operación de los relevadores digitales, generalmente, está basado sobre un algoritmo de cálculo cíclico utilizando los valores muestreados medidos del voltaje y de la corriente análogos. La falla detectada, determinada por este proceso, es establecida en varios cálculos secuenciales antes de que una acción de protección sea tomada. Un comando de disparo es transferido al comando del relevador por el procesador utilizando un control de canal dual. El concepto de protección digital ofrece una variedad de ventajas, especialmente las referentes a alta seguridad, confiabilidad y manejo.

El extraordinario crecimiento de la microelectrónica y la computación ha tenido un mayor impacto sobre el procesamiento de señales digitales (DSP). Poderosas técnicas de procesamiento de señales digitales son ahora utilizados para el análisis y proceso de datos y señales surgiendo en muchas áreas de la ingeniería.

El procesamiento de señales digitales (DSP) es lo concerniente a la manipulación numérica de señales y datos en forma muestreada, usando operaciones elementales como almacenamiento digital y retardos, suma, resta y multiplicación de constantes. Con esta técnica se puede obtener una amplia variedad de funciones útiles, como por ejemplo la detección de la dirección de datos para obtener una señal deseada de un ruido indeseado o para evaluar la frecuencia presente en ese momento en la señal.

El uso de las computadoras de propósito general es directa y conveniente para ilustrar la teoría y aplicación de la técnica de los procesadores digitales de señales (DSP). Sin embargo, si un procesamiento de señal en tiempo real de alta velocidad es requerido, es esencial usar hardware digital de propósito especial. El dispositivo intermedio entre estos dos extremos son los microprocesadores programables, posiblemente incluidos en una computadora con un microprocesador de propósito general [38,45,46,49].

Varios términos son usados para describir señales en el medio de los DSP, por ejemplo, por señal de tiempo discreto, nosotros queremos decir una señal la cual es definida solamente para un particular instante de tiempo de muestreo, o instantes muestreados. La figura 2.3 muestra un esquema típico de un DSP [44,45,46].



Figura 2.3 Esquema típico de un procesador de señales digitales.

A menudo se dice que se vive en un mundo análogo, muchas señales prácticas inician y terminan en forma análoga. Ejemplo de esto son las variaciones de voltaje, temperatura, presión, etc. Si la señal no es eléctrica, ésta es primero convertida a un voltaje proporcional por el transductor, la cual proporciona la entrada análoga para el encadenamiento del procesamiento de la señal, la primera etapa en la cadena es un filtro análogo, diseñado para limitar el rango de frecuencia antes del muestreo, posteriormente la señal es muestreada y convertida a un código binario por un convertidor analógico digital. Después del procesamiento digital de la señal, ésta va a ser regresada a una forma análoga usando un convertidor digital analógico, la etapa final es a menudo otro filtro análogo. Las causas por las que se convierten las señales de una forma a otra son las siguientes:

1. Las señales y los datos de muchos tipos son cada vez más almacenados en computadoras digitales y transmitidas en forma digital de un lugar a otro.
2. El procesamiento digital es inherentemente estable y confiable. Esto a menudo ofrece ciertas posibilidades técnicas no disponibles con métodos análogos.
3. Los rápidos avances en el diseño y manufactura de poderosos DSP's los ha hecho mucho más baratos.
4. En muchos casos los DSP's son usados para procesar un número de señales simultáneamente. Esto puede ser hecho por intercalamiento de muestras obtenidas de varios canales de señales, esta técnica es conocida como multiplexamiento de división de tiempo.

2.6. PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES DIGITALES.

En general cuando las fallas ocurren (corto circuito), las corrientes se incrementan en magnitud y los voltajes decrecen, además de que estas cantidades cambian dependiendo si se trata de corriente alterna (C.A), otros cambios pueden ocurrir en uno o más de los siguientes parámetros: ángulos de fase de corriente y en los fasores de los voltajes, en las componentes armónicas, en la potencia activa y reactiva, la frecuencia del sistema, etc. Los principios de operación de los relevadores digitales son basados sobre la detección de estos cambios ya que cuando suceden es evidente una condición anormal [49].

Existen básicamente dos métodos en el diseño de los relevadores digitales, en el primer método, el microprocesador simplemente reemplaza la lógica del relevador y no procesa las señales de voltaje y corriente. El desarrollo de estos relevadores depende de la exactitud de los componentes análogos usados, los cuales están sujetos a los desplazamientos de corriente directa (C.D), a los cambios de ganancia por la temperatura, a los cambios de voltaje de la fuente y al envejecimiento de los mismos. En el segundo método, el procesador ejecuta ambas funciones, procesa las señales de voltaje y corriente y ejecuta la lógica del relevador, proporcionando un diseño simple y ofreciendo un avanzado desarrollo. La llegada de procesadores de señales digitales a un bajo costo, microprocesadores diseñados especialmente para el eficiente procesamiento numérico, facilitó el camino para el diseño de un relevador digital utilizando el estado del arte de las técnicas de procesamiento de señales digitales, de esta forma se eliminan los problemas relacionados con el hardware análogo [38,45,46].

El relevador digital “Beckwith” que se utilizó para la implementación de la protección en el simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia usa el segundo método, es decir, el hardware del procesamiento de las señales análogas es reemplazado por un DSP [38,39]. Sin embargo, mientras estos dispositivos son altamente eficientes para aplicaciones de procesamiento de señales, éstos no son muy eficientes para aplicaciones de propósito general y tienen un espacio limitado en su memoria, por lo que el relevador usa un procesador de arquitectura doble, por lo tanto, mientras el DSP ejecuta todos los algoritmos de procesamiento de señales, un procesador principal (host) general maneja las funciones de entrada y salida y otras funciones, tales como el manejo del teclado en el monitor para requerimientos del operador, actualización de las memorias para los valores de ajuste, facilitar

la interacción entre el operador y la pantalla del relevador, etc; por mencionar algunas de ellas [38].

Los parámetros de las señales de entrada del relevador, voltaje y corriente, son modeladas como señales senoidales deformadas con desplazamientos de corriente directa (C.D) y componentes armónicos. Estas señales pueden ser caracterizadas por varios parámetros tales como valores rms, valores pico, valores rms del ángulo de fase y la componente fundamental de la frecuencia.

La protección de los generadores con sistemas digitales no ha recibido mucha atención comparada con la que se ha desarrollado para las líneas de transmisión y los transformadores, esto se debe a dos factores primordiales, primero: el número de generadores por proteger en un sistema de potencia es pequeño por lo tanto probablemente no es económicamente viable el reemplazar los relevadores existentes (electromecánicos) por relevadores con tecnología digital. Segundo, la carga de la protección en una estación de generación a menudo se encuentra localizado sobre el sistema de control de la planta, el cual debe de compensarlo con la caldera, la turbina, el generador y el sistema de excitación como un todo, y a menudo es la base del cálculo para la protección, además de que muchos sistemas de protección en una planta de generación son de naturaleza mecánica. Otro motivo más es que algunos investigadores consideraron que al avanzar en el desarrollo de la protección digital de las líneas de transmisión, en las cuales se presenta una mayor incidencia de fenómenos exteriores como son las descargas atmosféricas así como la conexión y desconexión de las mismas mucho más veces que en cualquier otro elemento del sistema eléctrico de potencia, las demás protecciones se podrían desarrollar más fácilmente, además de que el factor económico fue el que determinó el camino a seguir en estas investigaciones, ya que los costos para la protección de las líneas de transmisión es mucho más caro que los demás. Pese a esto, el primer relevador digital que apareció en el mercado fue un relevador de sobrecorriente con un costo elevado [45,46].

2.7. NIVELES DE DETECCIÓN DE FALLAS.

Este es la más simple de las características de los relevadores digitales ya que las magnitudes de la corriente de falla son casi siempre más grandes que las corrientes nominales que existen en un sistema de potencia. El relevador debe ser diseñado para operar y disparar el circuito del interruptor para todas las corrientes arriba de la definida o para habilitar una alarma en caso de falla.

El nivel sobre el cual el relevador opera es conocido como el valor de ajuste (pick-up setting) del relevador. Para todas las corrientes arriba de este valor el relevador opera, y para corrientes más pequeñas que este valor el relevador no debe tomar acción alguna.

CAPÍTULO 3

RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIONAL Y GENERADOR EXPERIMENTAL DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.

3.1. RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIONAL BECKWITH.

El sistema de protección digital que se utiliza para este trabajo de tesis es un relevador digital multifuncional de la marca Beckwith Electric Co. [38]. Este relevador digital es una unidad basada en un microprocesador que utiliza la tecnología del procesamiento digital de señales para proporcionar las diferentes funciones de protección para el generador en una sola unidad compacta. Las funciones de protección son para condiciones anormales de voltaje, frecuencia, potencia inversa, pérdida de campo y disturbios de sobre excitación. También proporciona detección de pérdida del fusible del transformador de potencial y protección contra falla o flama en el interruptor de potencia, haciendo un total de 13 funciones básicas de protección en un solo dispositivo. Este es clasificado por la misma compañía como relevador multifuncional de modelo definido para la protección del generador de un SEP. El relevador solamente protege al generador de aquellas fallas que se presenten en el mismo generador, o en alguna parte del sistema, que afecten el comportamiento del generador. La tabla 3.1 muestra las principales funciones de protección del relevador digital con sus respectivos números de identificación de acuerdo al estándar ANSI/IEEE C37.2-1979 [36].

21	Protección de distancia (respaldo)
	27

24	Volts/Hertz
27TN	Bajo Voltaje de Tercera Armónica
32	Potencia Inversa
40	Pérdida de Campo
50BF	Falla en el Interruptor
50N	Sobre Corriente en el Neutro
59	Sobre Voltaje
59N	Sobre Voltaje en el Neutro
60FL	Pérdida Fusible del Transformador
81U	Baja Frecuencia
81O	Sobre Frecuencia
87GD	Diferencial de Tierra.

Tabla 3.1. Funciones de protección del relevador digital multifuncional.

Además este relevador proporciona capacidad de medición de varias cantidades del sistema como son voltajes de fase, neutro y de secuencia, corrientes, potencia activa y reactiva, factor de potencia y frecuencia. Adicionalmente proporciona información de los últimos cinco disparos, es decir, que tipo de falla se disparó, cuando se disparó y que parte del sistema fue la que se disparó, también graba 96 ciclos de los datos de falla en su memoria temporal para que posteriormente estos datos pueden ser almacenados en la memoria del disco duro de una computadora personal para su posterior análisis e impresión mediante el software de análisis de datos de falla (Becoplot). Todo lo anterior se puede hacer en forma local o remota. Otra de las grandes características y mejoras que presenta este relevador es que cuenta con software de autocalibración y de autopruueba, por lo que no es necesario implementar rutinas de mantenimiento periódicas.

Dado que todas las funciones de protección se encuentran en un solo dispositivo se necesita mucho menos espacio y alambrado en el respectivo panel donde se coloque el relevador digital comparado con los relevadores de una sola función del tipo electromecánico, de estado sólido e inclusive digital. Se pueden ajustar y examinar todas las funciones de protección por medio de la pantalla alfanumérica de cristal liquido de 24 caracteres de dos

líneas del relevador o por medio del software de comunicación local o remota (Becocom) con una computadora personal.

El relevador incluye múltiples contactos de entrada y de salida los cuales pueden ser energizados con 24, 48 ó 125 Volts de corriente directa (CD) o con 120 Volts de corriente alterna (CA) a 50 ó 60 Hertz, dependiendo de las necesidades del usuario.

Cuenta también con una corrección de calibración interna por medio de su software, capacidad de comunicación a través de dos puertos RS-232C, despliegue de los parámetros del sistema en tiempo real, historial de las fallas de los últimos disparos y captura de datos de falla que ocurren durante un disturbio en el SEP.

Para calcular los valores de los voltajes y las corrientes, señales con las que se alimenta al relevador, utiliza la transformada discreta de Fourier a 16 muestras por ciclo para obtener el fasor de la frecuencia fundamental para los cálculos del relevador. Los valores RMS para las protecciones 24 y 59 son obtenidos usando un método en el dominio del tiempo para tener exactitud sobre una amplia banda de la frecuencia. La función de pérdida del fusible es implementada usando las componentes de secuencia positiva y negativa de los voltajes y las corrientes.

La alimentación principal para el generador puede ser de 120 Volts (CA) a 60 Hz o bien de 125 Volts de C.D., donde se recomienda que el voltaje esté entre un rango de 90 a 145 Volts de CA o de 90 a 160 Volts de CD. Soportando 240 Volts por un segundo sin sufrir daño alguno con una carga o burden de 24VA.

Las señales de entrada para el relevador son 4 voltajes, los cuales pueden tener un valor de 69 ó 120 Volts de CA con una frecuencia de 50 ó 60 Hz soportando un voltaje máximo continuo de 180 V. Los transformadores de potencial pueden ser conectados de línea a tierra o de línea a línea, siendo su carga de ellos menor de 0.2VA.

Otra de las señales de entrada son las 4 corrientes nominales de 5 Amperes de los transformadores de corriente. Soportando una corriente máxima de 10A. La carga o burden de los transformadores es menor de 0.005VA. Para este caso no se utiliza la señal de la corriente del neutro de la estrella del transformador de potencia del sistema.

Además nos muestra la condición de las 4 señales de entrada las cuales son: bloque 1 (block1) que nos sirve para indicar el estado del interruptor del generador (52B) ya sea que este abierto o cerrado. Bloque 2 (Block2) indica el estado o condición de una pérdida del fusible (60FL) del transformador y bloque 3 (Block3) para indicarnos la iniciación de la falla del interruptor (BFI). Por último una entrada del disparo del registrador de eventos de falla (Fault Trigger).

Los bloques 1, 2 y 3 pueden ser programados para manejar cualquiera de las funciones de protección del relevador, excepto las funciones de falla del interruptor (50BF) y pérdida del fusible (60FL). El bloque 1 puede servir también para indicar la condición del interruptor del generador (52B). El bloque 2 puede ser usado como una entrada de la condición de la función de pérdida del fusible (60FL). El bloque 3 puede ser usado como una entrada externa de falla del interruptor (BFI) con lo que ya no se puede ocupar como una señal de entrada del bloque 3. La entrada del registrador de datos de falla proporciona la grabación de los datos de falla para todas las formas de onda monitoreadas en el sistema. Cuando este es habilitado puede ser disparado manualmente o por medio de la entrada del disparo del registrador (FLT REC TRIG). Cuando es habilitado y no es disparado, este continua grabando los datos de las formas de onda, grabando los 96 ciclos mas recientes en su memoria. Cuando es disparado, continua grabando por un periodo definido por el usuario y entonces va al modo de inhabilitado, manteniendo los 96 ciclos instantáneos de los datos de las formas de onda en su memoria para posteriormente almacenarlos en la memoria de la computadora personal por medio del software de comunicación Becocom. Restableciendo el registrador, al cerrar el interruptor en forma manual o por medio de una señal, se reinicia el proceso de grabar los datos sobre escribiendo los anteriores datos de falla existentes en su memoria.

Este relevador cuenta con 5 contactos de salida los cuales pueden ser programados por el usuario, estos son: OUT1, OUT2, OUT3, OUT4 y OUT5, donde los 3 primeros están habilitados para disparar o emitir una señal de alarma, mientras los dos restantes son para funciones específicas, estos contactos soportan 30 amperes por 0.2 segundos sin que se dañen.

El panel frontal del relevador cuenta con diodos emisores de luz (LED's) clasificados como alarmas o señales, los cuales indican las siguientes condiciones: la energización del relevador (Power), el estado del registrador de fallas (Fault Recorder), el funcionamiento adecuado del relevador (Relay Ok), la condición del interruptor cerrado (Breaker Closed), las salidas (Out1, Out2, Out3, Out4) y por último las condiciones de las funciones de protección, las cuales están marcadas como blancos (targets). El led de energía permanecerá encendido mientras la energía este aplicada al relevador y el suministro de ella esté trabajando adecuadamente. El led de relay permanecerá encendido en forma continua o intermitente, de acuerdo a la selección del usuario, indicando que el microprocesador trabaja adecuadamente. Los led's targets permanecerán apagados mientras las condiciones estén dentro de sus límites, encendiéndose el respectivo led cuando esa condición esté por arriba o abajo de sus límites.

3.2. PUERTOS DE COMUNICACIÓN.

El relevador digital tiene incorporados dos puertos serie para comunicación digital inteligente con dispositivos externos al propio relevador. Equipos tales como unidades terminales remotas (UTR's), sistemas de adquisición de datos (SCADA), convertidor de datos (Modem's) o computadoras personales (PC) pueden ser interconectadas (Interfazadas) directamente para control y adquisición de datos de línea en tiempo real. Generalmente todos los datos disponibles para el operador por medio de la pantalla de cristal liquido del relevador están disponibles para el mismo operador por medio de la interface del software de comunicación y un protocolo de intercambio de datos en una PC. Este protocolo implementa la comunicación asíncrona por "bit" orientado serial doble y es utilizado para cumplir con las siguientes funciones de comunicación.

Monitoreo en tiempo real de las condiciones del sistema.

Análisis y modificación de los ajustes del relevador.

Almacenamiento de los datos grabados de falla.

Reconfiguración de las funciones del relevador.

Los puertos serie del relevador están colocados, uno de ellos, en el panel frontal del relevador con un conector de 9 terminales (DB9S) configurado como equipo terminal de datos (DTE) por el estándar RS-232C. El otro puerto se encuentra localizado en la parte posterior (trasera) del panel con un conector de 25 terminales (DB25S) también configurado como DTE. Las señales para estos conectores son definidas como se indica en la tabla 3.2.

SIMBOLO	TIPO DE SEÑAL	PUERTO 1	PUERTO 2
RX	Recepción de Datos	Terminal 2	Terminal 3
TX	Transmisión de Datos	Terminal 3	Terminal 2
RTS	Solicitud de Envío	Terminal 7	Terminal 4
CTS	Limpiar Para Enviar	Terminal 8	Terminal 5
DTR	Terminal de Datos Lista	Terminal 4	
SGND	Señal de Tierra	Terminal 5	Terminal 7
CGND	Tierra del Chasis		Terminal 1

Tabla 3.2. Señales para los puertos de comunicación del relevador.

Todas estas señales son aisladas ópticamente para soportar 1414 Volts de CD. El puerto 1 es utilizado para tener comunicación entre el relevador y la PC en campo en forma más rápida, ya que este puerto se encuentra en la parte del panel frontal con lo que permite su conexión y desconexión con la interface de cualquier PC. El puerto 2 esta dedicado a lograr la comunicación entre el relevador y la PC por medio de un modem, es decir, se mantiene una

conexión fija para este puerto. Para el caso de análisis de esta tesis se utiliza el puerto de comunicación 1 dado que no se cuenta con un modem ni tampoco con varios relevadores digitales para hacer su interface a un centro de control. La forma en como se conectan las terminales del puerto serie 1 con la PC se muestran en la figura 3.1.

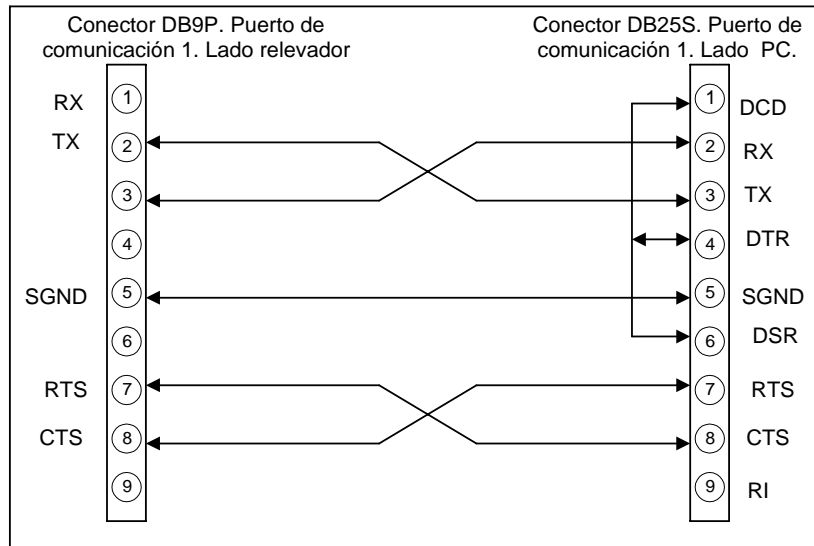


Figura 3.1. Diagrama de conexión del puerto 1 entre el relevador y la PC.

La manera en que queda establecida la comunicación entre el relevador, el sistema de potencia y el modem de enlace se muestra en la figura 3.2. Se muestra también la impresora y el modem que sirve para la comunicación cuando se hace en forma remota. Para este trabajo de tesis se usa la conexión local por el puerto serie 1 en el panel frontal.

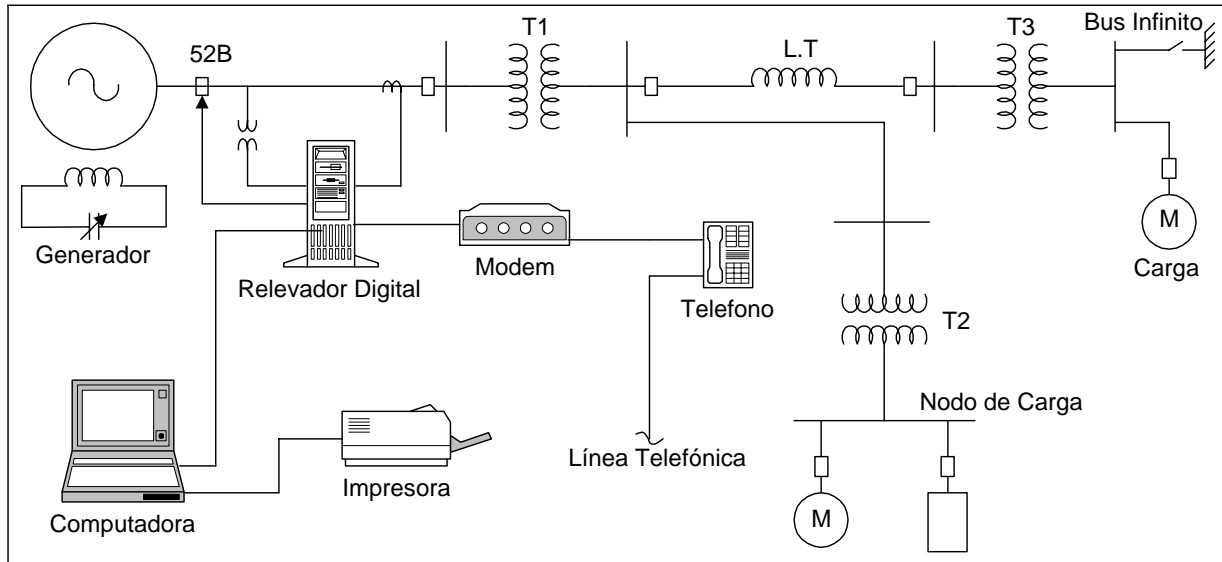


Figura 3.2. Diagrama esquemático de la conexión de enlace del relevador y el simulador experimental de SEP's.

3.3. CONFIGURACIÓN INTERNA DEL RELEVADOR (DIP's).

Dado que el relevador tiene las opciones de trabajar con diferentes parámetros y condiciones se debe de configurar antes de colocarlo en operación para el caso específico donde se implemente, esta configuración se lleva a cabo con los interruptores internos del relevador, llamados por la misma compañía como interruptores DIP, los cuales están colocados en la parte interna inferior del chasis por lo que es necesario sacar o desmontar al relevador de su panel de montaje, dejando libre la parte del hardware donde se localizan los interruptores internos. El significado para cada uno de ellos, así como lo que hacen de acuerdo a la posición en que se encuentren, nos dará una configuración para implementarlo en algún sistema de potencia bajo esas condiciones. Tales características se muestran en la tabla 3.3.

Interruptor	Descripción	Posición ON Interruptor (Abajo)	Posición OFF Interruptor (Arriba)
1	No se usa para la selección	Debe de estar en OFF	Debe de estar en OFF
2	Calibración del relevador	Operación Normal	Calibración del relevador
3	Modo de Diagnóstico	Operación Normal	Modo Diagnóstico
4	Potencia Inversa	Potencia inversa en cualquier fase inicia la operación del rele	Las 3 potencias deben invertirse para iniciar la operación del rele.
5	Entradas de los TP's	Línea a Línea	Línea a Tierra
6	Voltaje secundario TP's	69.30 Volts	120.00Volts
7	Frecuencia del Sistema	50 Hz	60 Hz
8	No es usado	No es usado	No es usado

Tabla 3.3. Características de operación de los interruptores internos del relevador.

La configuración final de estos interruptores para este caso en especial, aplicados en el generador de un simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, son mostrados en la figura 3.3.

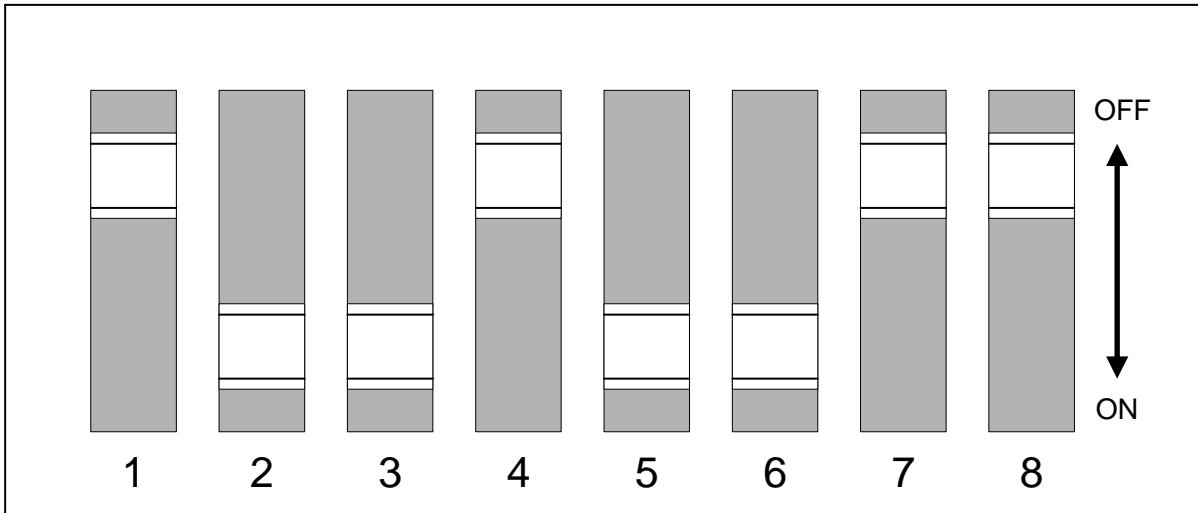


Figura 3.3. Diagrama de la configuración interna de los interruptores del relevador.

3.4. CONEXIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

El relevador está diseñado dentro de estándares ya establecidos por lo que las señales primarias o secundarias deben de cumplir con las normas vigentes. La relación de transformación de los transformadores de corriente es de 20:5 en la norma americana, en la norma europea la relación es de 4:1. Se toma la norma americana para las relaciones de transformación. Este valor es el calculado para evitar la saturación, remota, de los transformadores de corriente. La relación de transformación de los transformadores de potencial es de 440:110 donde se eligen estos valores por ser los normalizados disponibles en el mercado, por lo que la relación es de 4:1 con los interruptores del relevador seleccionados para una entrada de voltaje de 69 Volts, tal como se indica en la figura 3.3. por lo tanto el voltaje secundario es de 55 Volts.

Las conexiones para estos dos transformadores, de potencial y de corriente, son los que se muestran en la figura 3.4 con el simulador experimental de SEP's. Se muestra la configuración final que se le da al simulador experimental con el relevador digital y sus accesorios auxiliares para su operación.

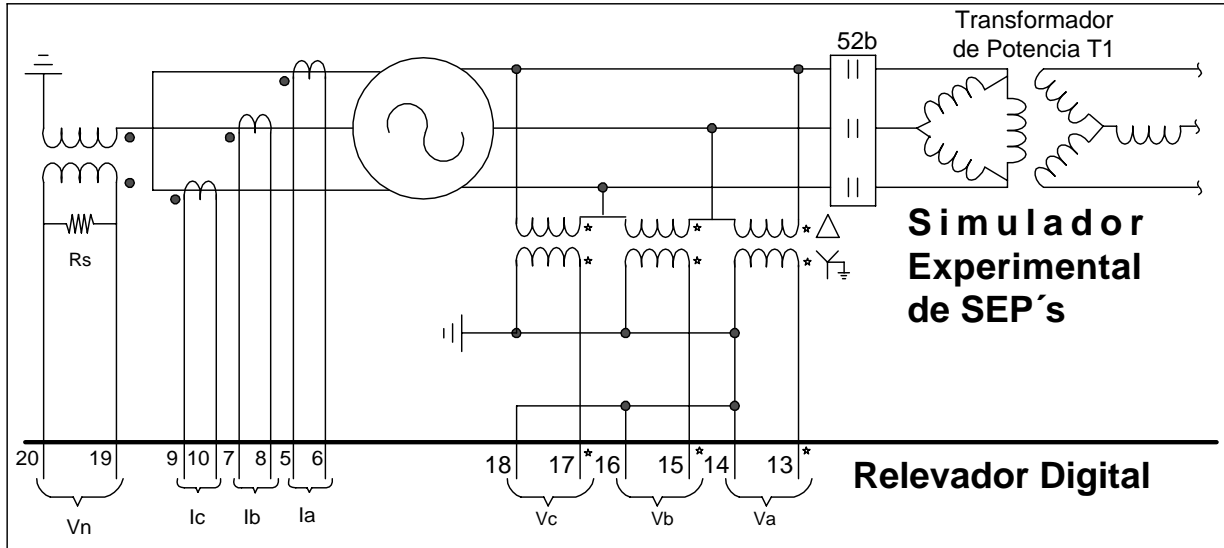


Figura 3.4. Conexiones de los transformadores de potencial y de corriente en el simulador.

De la figura 3.4 se observa que el interruptor del generador está colocado antes del transformador de potencia por lo que en los análisis de resultados siempre aparecerá el valor del voltaje en terminales del generador, eliminándose solamente la parte correspondiente a las corrientes de carga en el simulador experimental de SEP's cuando opere el relevador y mande la señal de disparo para el interruptor de potencia (52B).

3.5. OPERACIÓN DEL RELEVADOR DIGITAL MULTIFUNCIONAL.

El relevador con el que se llevo a cabo este trabajo es el relevador digital multifuncional Beckwith Electric modelo M-0430 de 11 funciones [38]. Cuenta con las siguientes protecciones: De distancia (21), Voltz/Hertz (24), Bajo voltaje en el neutro (27TN), direccional (32), Pérdida de campo (40), Falla del interruptor (50BF), Sobrecorriente instantánea en el neutro (50N), Sobrevoltaje (59), Sobrevoltaje en el neutro (59N), Pérdida de fusibles del transformador de potencia (60FL), Sobre y Baja frecuencia (81), y Diferencial a tierra (87GD). De las cuales ya se menciona, en el capítulo 2, las que se habilitan en el simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, básicamente en el generador.

La operación de este dispositivo se puede hacer de dos maneras: en forma local, es decir, utilizando el tablero de control frontal donde existe una serie de botones y perillas para habilitar o deshabilitar cualquier función, cambiar los ajustes, cambiar la configuración del relevador, analizar los ajustes sin cambiarlos, revisar las condiciones de operación del sistema, analizar los valores del voltaje, corriente, potencia activa, reactiva, factor de potencia, frecuencia, y la corriente de secuencia negativa, todos ellos (excepto las potencias que se dan en valores reales) son dados en valores en por unidad (p.u).

Así mismo se puede analizar y monitorear las condiciones del mismo sistema de protección, es decir, hacer un diagnóstico del comportamiento del relevador digital. Todo esto con la restricción de solo poder analizar una sola función en la pantalla alfanumérica del relevador, deshabilitando o cerrando la misma cuando se quiera ver otra función diferente a la habilitada. La segunda opción es la operación en forma automática, por medio de una computadora conectada en forma local o remota, con lo que se obtiene mayor flexibilidad y rapidez en las diferentes acciones que se lleven a cabo por este medio, es decir, los cambios que se realizan ocupan menos tiempo comparándolos si estos se efectuaran por medio del panel frontal del relevador.

Además, por medio de la computadora se pueden observar los oscilogramas y las condiciones generales de operación tanto del sistema de protección como del sistema de potencia, ejecutando los programas de comunicación BECOM (Software de comunicación entre el relevador y la PC) y el de graficación BECOPLOT (Software de impresión y análisis de datos de falla) que solo se pueden ejecutar en la PC.

El enlace entre el relevador digital multifuncional y la computadora personal se logra mediante los dos puertos paralelos de comunicación donde se utilizan conectores del tipo RS-232, uno de ellos localizado en la parte frontal para comunicación local y el otro en la parte posterior para comunicación remota a través de un módem con lo que se puede tener acceso a varios relevadores digitales colocados en distintos puntos y en diferentes sistemas, pero enlazados a través de una señal de satélite a un centro de control remoto. Las conexiones para

lograr los enlaces de comunicación entre el relevador digital y la computadora personal son mostrados en la figura 3.1.

3.6. PROGRAMA DE ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS PARÁMETROS DEL SISTEMA (BECOPLOT).

Este relevador adicionalmente cuenta con un programa especial para analizar el comportamiento de las fallas ocurridas en el sistema, el programa BECOPLOT, el cual gráfica el voltaje y la corriente ya sea de una sola fase, dos fases o las tres fases, así mismo los puede graficar en forma individual o en su conjunto, dependiendo de las necesidades del usuario, todos ellos en valores en por unidad (pu). Este programa también muestra el tiempo en el cual se manda la señal de apertura del interruptor y el tiempo inicial y final cuando se abre completamente.

Adicionalmente Becoplot tiene la característica que permite hacer un análisis más minucioso de la señal o señales habilitadas en la pantalla por este programa, mostrando una ventana adicional sobre la pantalla, donde el desplazamiento del cursor sobre la señal deseada nos va dando las mediciones, tanto en tiempo como en magnitud, de la señal habilitada.

El programa Becoplot despliega una carátula como la que se muestra en la figura 3.5, la cual es la carátula principal al iniciar la comunicación entre el relevador y la PC, en ella se observan los parámetros principales que la conforman y con los cuales se ejecutan diferentes acciones, como por ejemplo, la impresión de las curvas de corriente y voltaje, dependiendo de las necesidades del usuario.

BECOPLOT Fault Recorder Display Version 2.02

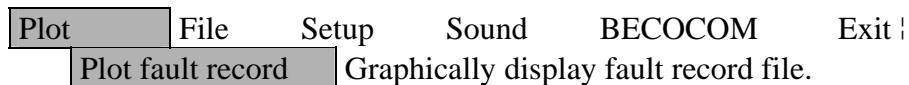


Figura 3.5. Pantalla que se muestra al ejecutar el programa de graficación Becoplot.

La parte sombreada en la carátula indica que parámetro ha sido seleccionado y que aún no se habilita, por lo que en la parte inferior del parámetro seleccionado aparecerá una leyenda con la descripción completa de este comando y que es lo que se ejecuta con esta instrucción, por ejemplo, Plot fault recorder nos muestra inmediatamente a la derecha la leyenda “Desplegar gráficamente el archivo de fallas grabado”. Se puede habilitar este comando dando un pulso a la tecla “enter” de la computadora personal con lo que aparecerá el siguiente menú o carátula del comando habilitado.

Estos menús son explicados en forma breve en las siguientes líneas.

Plot: Muestra gráficamente el archivo de datos de las condiciones de operación del sistema de potencia, los cuales pueden ser datos de falla o normales, previamente guardados en la memoria de la computadora personal.

File: Para seleccionar el archivo de datos almacenado en la memoria de la computadora.

Setup: Con esto seleccionamos cuales señales van a ser graficadas del archivo de datos y si se hace con una escala determinada por el usuario o en forma automática por el software.

Sound: Para seleccionar si se habilita una emisión de un sonido o alarma.

Becocom: Con este comando regresamos al programa principal de comunicación del relevador.

Exit: Para salir del programa Becoplot y regresar ya sea al sistema operativo o al programa Becocom de comunicación del relevador.

3.7. PROGRAMA PRINCIPAL DE COMUNICACIÓN DEL RELEVADOR.

El programa principal con el que se logra la comunicación, ya sea local o remota, entre el relevador y la computadora personal se llama BECOCOM [38], el cual esta elaborado en programación en lenguaje “C”, con este programa se logra una puesta en marcha mucho más rápida y eficiente. Se debe ejecutar en un ambiente de sistema operativo, de preferencia en el Sistema Operador del disco (DOS) ya que en ambiente windows no es posible ejecutarlo. Para iniciar sólo se pone el nombre BECOCOM, ya ubicados en el DOS, inmediatamente nos mostrara una pantalla con el logotipo de Beckwith y la leyenda “Software de comunicación”, posteriormente nos mostrara la siguiente pantalla, figura 3.6, en la cual aparecen los comandos principales, los cuales son explicados después de la pantalla.

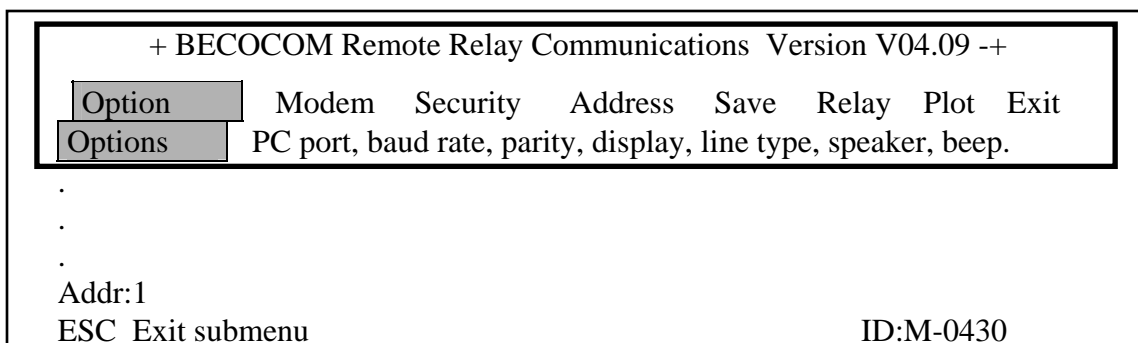


Figura 3.6. Pantalla principal del programa de comunicación becom.

OPTION: Este comando nos sirve para seleccionar varios submenús, los cuales son los siguientes.

1.- PC Comm Port. Para elegir el puerto por el cual se establecerá la comunicación entre el relevador y la PC, existen 4 puertos de comunicación dependiendo del equipo con el que se establezca ésta misma, para el caso de la PC se eligen los puertos 1 ó 2.

2.- Baud Rate. Para elegir la velocidad de comunicación entre el relevador y el dispositivo de comunicación, existen 6 velocidades para lograrlo, velocidad 0 la cual corresponde a 300 baud, velocidad 1 para 600 baud, velocidad 2 para 1200 baud, velocidad 3 para 2400 baud, velocidad 4 para 4800 baud y finalmente velocidad 5 para 9600 baud. Para la comunicación con una PC se utiliza la velocidad 5, la cual es la que se coloca por omisión.

3.- Parity. Elegir la paridad de comunicación con el relevador y el dispositivo de comunicación, existen dos opciones, 0 y 1, sin paridad y cualquier paridad, ésta se debe igualar a la del dispositivo para lograr la adecuada comunicación, el programa del relevador selecciona por omisión la opción de no-paridad, para nuestro caso se usa ésta misma opción.

4.- Display Type. Tipo de pantalla en la que se muestra el sistema, 0 que corresponde a monitor monocromático ó 1 para monitor a color, elegimos 0, ya que con esto se presenta mayor claridad en la definición de las curvas graficadas

5.- Line type: Es el tipo de conexión que lleva el “módem” para la comunicación, 0 para Dial-up, 1 para Lease. Para nuestro caso no utilizamos ésta opción ya que la comunicación se logra mediante el puerto paralelo PC1 y no mediante un “modem”

6.- Beep: Este sirve para habilitar o deshabilitar la alarma del “módem”

7.- Módem Speaker: Solo nos sirve para encender o apagar el parlante del “módem”

MÓDEM: Este sirve para el control central del “módem”, con esto lo podemos iniciar en el funcionamiento, marcar el número del módem o bien dar por terminada la llamada por medio de él mismo.

SECURITY: Este comando sirve para colocar códigos de acceso de seguridad y esta dividido en dos partes principales, las cuales son:

Becocom Password: Mediante esta opción es posible el habilitar un password para el programa del relevador sin el cual no se podrá hacer ninguna modificación en los parámetros de éste. En caso de que el código de seguridad sea equivocado el programa del relevador se inhabilitara por 5 minutos, regresando al termino de estos a pedir nuevamente el “password”

Comm Access Code: Por esta opción se puede habilitar para colocar un código de acceso para la comunicación entre la computadora principal de control y algún relevador, se utiliza principalmente cuando existe un enlace entre varios relevadores mediante un módem, éste código sirve para proteger los parámetros del relevador. Como en el caso anterior, si se coloca un código erróneo no se lograra la comunicación con el relevador inhabilitándola después del tercer intento.

ADDRESS: Este comando sirve para direccionar a los relevadores en caso de que la comunicación se lleve a cabo por computadora ya sea en forma local o remota. Este direccionamiento es más utilizado cuando existen varios relevadores en distintos lados del

sistema y donde la comunicación se hace por medio de un módem con una computadora central. Existen 254 direcciones para lograr esto. Para nuestro caso, es una comunicación por medio de una PC en forma local, por lo que la dirección es la 1.

SAVE: Este sirve para grabar en la memoria del relevador todas las características con las que va a trabajar, al habilitar este comando muestra todas las instrucciones que hemos estado explicando y que ya estarán habilitadas, por ejemplo, puerto de comunicación, baud, etc, para asegurar un correcto desempeño del relevador.

RELAY: Con este comando se habilita la comunicación con el relevador, siempre y cuando sea correcta la configuración, y la cual envía a la carátula principal donde se pueden ejecutar toda una serie de instrucciones desde definir un parámetro hasta solo monitorear las condiciones en las que se encuentra operando ya sea el sistema de protección o el sistema eléctrico de potencia. Todas las carátulas que genera el relevador para las diferentes funciones que vienen incluidas en él y sus características son detalladas en el reporte interno RPI-SEPI-IE-RDM1.

PLOT: Con este comando se habilita el programa Becoplot el cual nos sirve para graficar y analizar las diferentes señales del sistema, como se comentó anteriormente.

EXIT: Este comando sirve para salir del programa del relevador y regresar al sistema operativo (DOS).

3.8. CONFIGURACIÓN DEL RELEVADOR.

El relevador cuenta con 5 salidas que se pueden configurar por el usuario. Las cuales son salida 1, 2, 3, 4 y 5 (OUT1, OUT2, OUT3, OUT4, OUT5). Las salidas 1, 2 y 3 son para propósitos de disparo para cualquier función, mientras que las salidas 4 y 5 son únicamente para propósitos de alarma, estas no pueden mandar algún comando de disparo. También cuenta con entradas de los estados de las señales las cuales están clasificadas como bloques, el bloque 1 (BLOCK1, Función de bloqueo 1) es usado para ver el estado en que se encuentra el interruptor principal del generador (52b) encendiendo el led rojo del interruptor cuando se encuentra abierto. El bloque 2 (BLOCK2) es usado como la entrada de la condición de la pérdida del fusible externo. El bloque 3 (BLOCK3) puede ser asignado para bloquear alguna

combinación de las funciones de protección como lo hacen los bloques 1 y 2 ó como una entrada de la iniciación de falla del interruptor (BFI).

3.9. COMUNICACIÓN ENTRE LA PC Y EL RELEVADOR.

Como ya se había mencionado antes, la comunicación se lleva a cabo mediante el programa principal BECOM, ya una vez localizados en él nos debemos colocar en el parámetro RELAY y dar una instrucción de “enter” mediante la computadora, antes de esto se debió de conectar físicamente el relevador con la PC por medio del puerto paralelo PC1, ésta instrucción llevara a la pantalla principal del relevador, la cual se muestra en la figura 3.7.

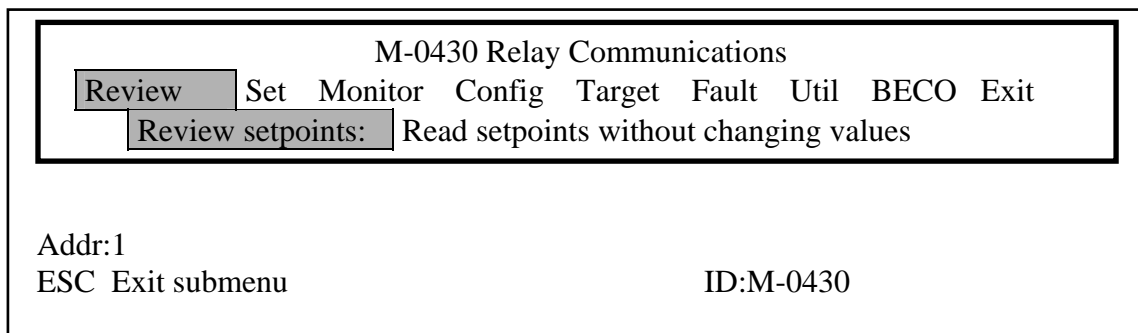


Figura 3.7. Carátula principal de la comunicación entre la PC y el relevador digital.

En ésta pantalla aparecen las instrucciones principales que se pueden ejecutar desde la computadora con tan solo desplazar el cursor, indicado en forma sombreada, el parámetro seleccionado en la línea superior desplegara una línea inferior con la misma instrucción mas detallada, por ejemplo, para la carátula que mostramos, el cursor de la línea superior se encuentra en Review por lo que la línea inferior muestra “Review Setpoint” e inmediatamente después la leyenda “leer puntos de ajuste sin hacer cambios”, dando otra instrucción de enter nos mostrara la siguiente carátula, figura 3.8. La parte sombreada corresponde al parámetro que esta siendo seleccionado en esos momentos, y en ella aparecen todas las funciones que tiene el relevador las cuales se pueden accesar por este medio sin que se afecte el funcionamiento del dispositivo, es decir, se puede modificar algún parámetro aún estando en línea sin que deje de cumplir su misión de proteger.

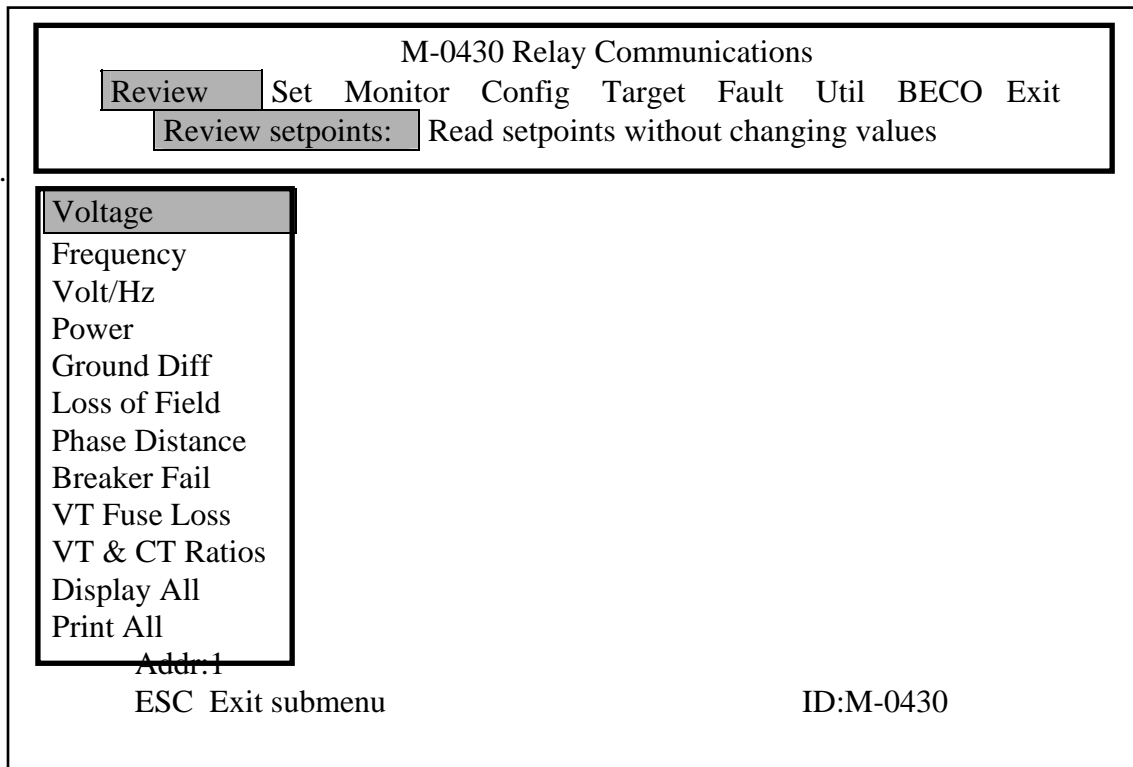


Figura 3.8. Carátula del relevador mostrando el parámetro de voltaje

De la figura 3.8 se puede observar que todos los parámetros del relevador van a ser seleccionados de acuerdo a esta misma metodología, es decir, posicionarse en el parámetro deseado y dar “enter” para que muestre las siguientes opciones, las cuales pueden ser varias dependiendo de que función se este habilitando. En la pantalla principal aparecen todos los menús disponibles con los cuales se podrán revisar (Review), colocar (Set), observar (Monitor), configurar (Config), ver historial de fallas (Target), registrar fallas (Fault) y ver la configuración del relevador (Util) con solo colocarse en lo deseado y dar “enter”.

3.10. SIMULADORES EXPERIMENTALES DE SEP.

La protección de simuladores experimentales de sistemas eléctricos de potencia con tecnología digital no ha tenido grandes avances, siendo más notorio en el generador, debido a que solamente se disponen de simuladores del tipo digital, es decir, programas o algoritmos que simulaban un sistema eléctrico de potencia en base a los modelos de sus principales componentes (generador, transformador, líneas de transmisión, sistema de carga, etc.)[45,46]. Algunos simuladores de SEP's, y por lo tanto del generador, son el Analizador de Sistemas Eléctricos (TNA), el Programa de Transitorios Electromagnéticos (EMTP) y otros más. Actualmente existen simuladores experimentales de sistemas eléctricos de potencia en forma física como los que se encuentran en el área de Ingeniería eléctrica de la Universidad Autónoma Metropolitana (U.A.M.) unidad Azcapotzalco. Otro simulador experimental es el que se encuentra en los laboratorios de la sección de posgrado e investigación de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, ESIME, sobre el que se basa este trabajo. Y finalmente el que a desarrollado la empresa de simuladores experimentales conocida como American Nickerson [48,50,51].

La mini red, como se conoce al simulador de la UAM, permite observar el comportamiento de los diferentes elementos que integran un SEP bajo condiciones normales de operación, así como las fallas típicas que se presentan en este tipo de sistemas. El sistema de protección es del tipo electromecánico [50].

El otro simulador disponible es el fabricado por la empresa Nickerson Electrical Educational Systems Limited. Esta empresa diseñó su propio simulador de sistemas eléctricos de potencia el cual consiste de 4 partes principales. La protección que tiene el simulador es la misma como la que se aplica a un sistema de potencia en general utilizando lo más moderno del estado del arte de los relevadores electromecánicos [51].

Como puede verse en los párrafos anteriores los simuladores de sistemas eléctricos de potencia hasta ahora desarrollados no han sido protegidos con tecnología digital, es decir, se sigue teniendo la desconfianza a utilizar la nueva tecnología digital por considerarla que aun no reúne los requisitos necesarios para implementarla como protección primaria en un SEP, además de que la inversión inicial para proteger el sistema es mayor comparada con la

protección del tipo electromecánico o de estado sólido, idea equivocada ya que el costo es mucho menor a largo plazo, sobre todo en lo referente a modificaciones y actualizaciones en la configuración tanto del SEP como del mismo sistema de protección digital.

3.11. GENERADOR EXPERIMENTAL DE LABORATORIO

El sistema eléctrico de potencia es un medio a través del cual se proporciona un servicio de los de mayor exigencia. Los requerimientos que demanda el servicio eléctrico son, independientemente de su tamaño y complejidad; continuidad, calidad y economía.

La interconexión en los sistemas de potencia permite obtener beneficios económicos en la generación de energía eléctrica a gran escala y facilidades de transmisión, asegurando un suministro con mayor continuidad.

Esta continuidad en el suministro de energía eléctrica pasa a segundo término cuando se trata de mantener la seguridad del sistema durante las perturbaciones que inevitablemente experimenta [48]. Los sistemas de potencia pueden sufrir una variedad ilimitada de disturbios que implican fallas, tales como pérdida de generación, pérdida de elementos de transmisión y pérdidas de carga, por mencionar algunas de ellas.

En la planeación, operación y protección de los SEP's es necesario entender con claridad su comportamiento en diferentes condiciones de operación en estado transitorio y estable. Es poco común realizar en el sistema de potencia real pruebas para determinar el comportamiento, debido a que es costoso y la interrupción del sistema requerida para realizar las pruebas se considera inaceptable, sobre todo para el generador, por lo que se utilizan generalmente simuladores para predecir el comportamiento del sistema y del propio generador. Estos simuladores se dividen, de manera general, en simuladores de computadora (digital o analógica) como el "Electromagnetic Transient Program" (E.M.T.P.) y simuladores experimentales como el "Transient Network Analyzer" (T.N.A.) para el estudio de transitorios

electromagnéticos, y los sistemas de micro-redes y sistemas estándar con componentes básicos no escalados [41,42,43].

En el caso de los simuladores experimentales de SEP's, éstos son una réplica a escala de un sistema real, en ellos se presentan fenómenos que en los simuladores computacionales son difíciles de modelar y en muchos casos se desprecian, como la saturación, el calentamiento, etc. Por esta razón, una de las formas de validar los resultados obtenidos en los simuladores computacionales de SEP es comparar esos resultados con los obtenidos en el simulador experimental, con lo que se puede observar que ambos tipos de simuladores (el computacional y el experimental) son complementarios para algunos estudios en estado estacionario y transitorio. Esto dio origen a que en el laboratorio de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, ESIME, se implementara un simulador experimental de SEP's con componentes no escalados, que es utilizado con fines didácticos y de investigación y que tiene como cargas principales motores de inducción, lámparas fluorescentes e incandescentes. En el simulador se pueden estudiar sistemas tipo máquina-bus infinito o sistemas multimáquinas.

Además se puede observar el comportamiento de sistemas interconectados con la red nacional de Comisión Federal de Electricidad (CFE) o de sistemas aislados. También puede tener, además de las cargas de los motores de inducción, cargas del tipo estático (resistencias y reactancias) [42].

Algunos simuladores experimentales de sistemas eléctricos de potencia (SEP) son una réplica del sistema real, y en ellos se presentan de manera clara fenómenos, tales como la saturación, el calentamiento de las máquinas, etc, que en los simuladores computacionales son difíciles de modelar y que en los sistemas reales son mucho más complejos de implementarlos, por lo tanto en muchos casos se desprecian, y por lo consiguiente no se aprecia en forma real lo que sucede.

El simulador está constituido por elementos básicos para los estudios de operación y análisis de los diferentes regímenes de funcionamiento de un sistema eléctrico de potencia, tales elementos son los siguientes[42, 47]:

- 1.- Generador Síncrono.
- 2.- Primo Motor de CD.
- 3.- Transformadores.
- 4.- Líneas de transmisión.
- 5.- Cargas Estáticas.
- 6.- Cargas Dinámicas.
- 7.- Equipo de Medición, Control y Señalización.

El diagrama unifilar del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia con un arreglo de red anillada, mostrando todos los elementos que forman parte del sistema multimáquinas, es decir, los generadores, las máquinas síncronas, los transformadores y las líneas de transmisión así como la interconexión con el sistema eléctrico nacional se pueden apreciar en la figura 3.9.

En este diagrama se muestran las dos máquinas generalizadas con sus respectivos datos y su tipo de conexión y los transformadores de potencia. También se puede apreciar los interruptores de las líneas de transmisión y el interruptor principal, el cual está habilitado para desconectar al generador experimental de laboratorio ya que es en este elemento del simulador experimental de SEP's donde se llevan a cabo todas las pruebas y análisis de la protección digital multifuncional.

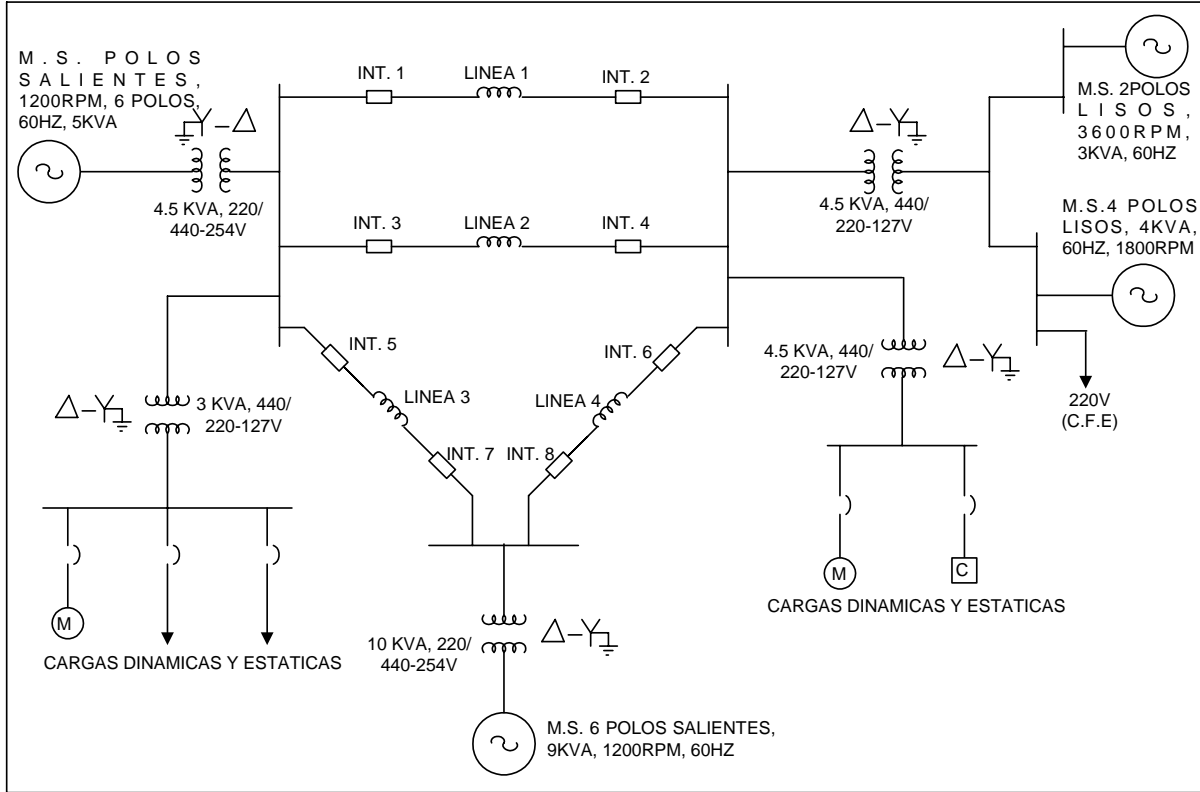


Figura 3.9. Diagrama unifilar del simulador experimental de sistema multimáquinas del laboratorio de SEP.

El generador síncrono de polos salientes es una máquina síncrona trifásica que posee las mismas constantes eléctricas de un alternador convencional para centrales generadoras. Es un modelo a escala de máquinas hasta de 1000 MW, con un valor nominal de 5 KVA. Este generador puede utilizarse para la enseñanza y la investigación de la operación en estado estable y transitoria, ya sea en forma individual o analizado como un sistema [47].

Este generador fue diseñado para tener las reactancias mutuas y de dispersión en por unidad (p.u) que los grandes alternadores. Esta constituido con material magnético con propiedades de saturación y con bajas pérdidas bajo condiciones normales de operación. El rotor de la máquina está provisto de un devanado de campo y devanados amortiguadores en los ejes directo y en cuadratura con idénticos devanados auxiliares. Todos estos devanados están acomodados de tal manera que el área de su sección transversal sea máxima y que den una resistencia en p.u. mínima.

La turbina se simula por medio de un motor de corriente directa (C.D), de excitación independiente acoplado al generador. El cual tiene un control de velocidad mediante un “Drive” de CD digital. La alimentación a la armadura se hace mediante tiristores. El campo se alimenta a través de un puente de diodos y tiristores, mediante el cual la excitación se mantiene constante de forma que el par motor es proporcional a la corriente de armadura. Esta corriente está controlada por un simulador de gobernador de velocidad, el cual opera con la señal de velocidad tomada del transductor de velocidad. El conjunto de elementos funciona con las características dinámicas que un primo-motor real.

La simulación de la línea trifásica de transmisión se hace mediante la instalación de unidades de resistores y reactores, con sus respectivas protecciones al inicio y final de cada línea, se cuenta con dos tipos, línea larga y línea corta (diferentes valores de impedancia) [47].

Además este sistema cuenta con la instrumentación que se puede localizar en una planta generadora real, es decir, voltmetros, ampermetros, wattmetros, frecuencímetros, alarmas, señalizaciones, secuencímetro, etc.

Las siguientes figuras (3.10,3.11,3.12,3.13) muestran los diferentes componentes con los que esta formado el simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia del laboratorio. Sólo se muestra la parte que comprende el generador de 5kVA, el primomotor, el tablero de control, medición y señalización, el interruptor de potencia y los transformadores de potencia que forman parte del simulador también se muestra el sistema de protección digital multifuncional y la computadora personal con la que se realiza el enlace con el simulador de SEP's, sin mostrar las otras máquinas para el sistema multimáquinas, es decir, solamente el sistema aislado.

Los diagramas correspondientes al arreglo del interruptor de potencia, de las señales de control y de las conexiones de los transformadores de potencial y de corriente fueron mostrados anteriormente.

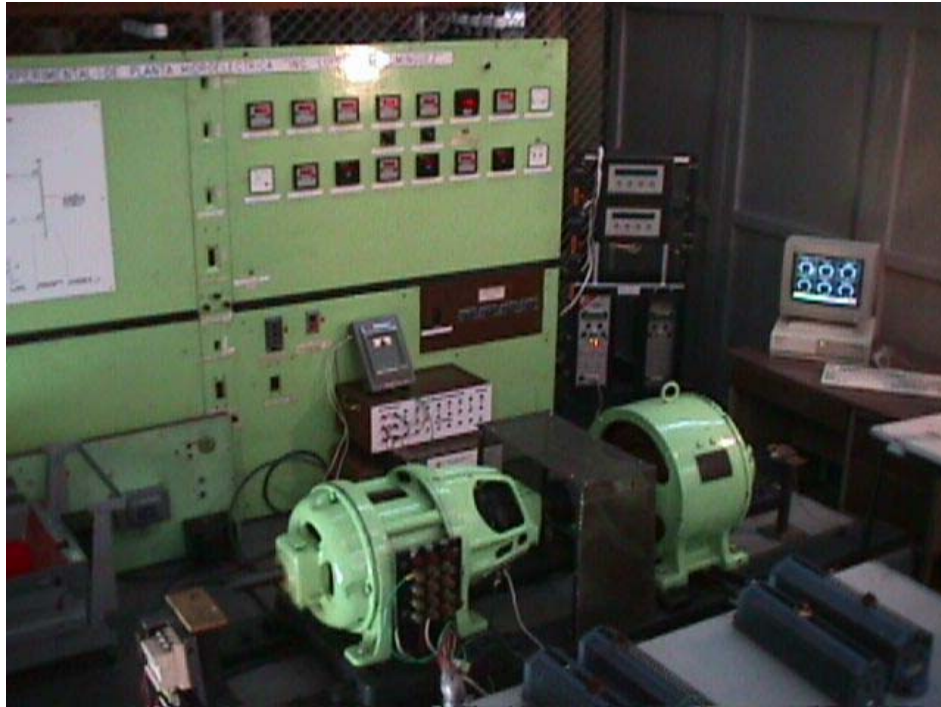


Figura 3.10. Vista general del simulador experimental de SEP's con el sistema de protección, banco de cargas, interruptor y tablero de control.



Figura 3.11. Vista de las cargas estáticas y dinámicas con el tablero de control



Figura 3.12. Interruptor, banco de carga inductiva y motor generador como carga.

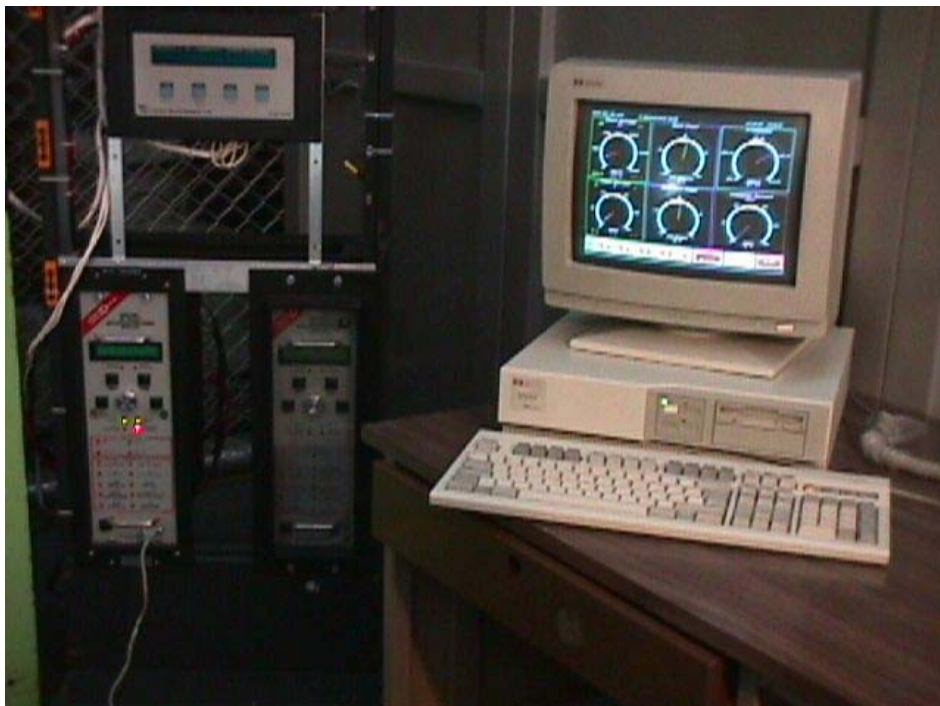


Figura 3.13. Relevador digital multifuncional con comunicación a través de una PC.

3.11.1. PARÁMETROS DEL SIMULADOR EXPERIMENTAL EN P.U.

Los parámetros del simulador son dados en por unidad referidos a una base de 5 kVA.

Los valores base del simulador son los siguientes.

	Vb=127.017V	Vb=254.03V
Zbase	4.84ohms	19.36ohms
Ibase	26.243amp	13.1216amp

Tabla 3.4 Valores base para el simulador.

3.11.2. PARA EL GENERADOR TENEMOS.

Generador	Eje d	Eje q
$r_a=0.0793$	$X_d=1.807$	$X_q=1.136$
$H=0.658$	$X'_d=0.291$	$X''_q=0.276$
	$T_{do}=67ms$	$T''_{qo}=0.41ms$
	$T''_{do}=0.11ms$	

Tabla 3.5. Parámetros para el generador síncrono.

3.11.3. PARA LOS MOTORES.

Parámetro	Motor 1 HP	Motor 5 HP
H_m	0.0146	0.06
r_s	1.194	0.17
X_s	0.657	0.122
X_m	6.182	4.269
X_r	0.985	0.184
r_r	0.364	0.098

Tabla 3.6. Parámetros para los motores de inducción.

3.11.4. PARA LOS TRANSFORMADORES.

	3 kVA	4.5 kVA	10 kVA
r_{cc}	0.0662	0.0838	0.0264
X_{cc}	0.123	0.108	0.0546
Línea	$X1=0.3786$		

Tabla 3.7. Parámetros para los transformadores de potencia del simulador.

El diagrama final correspondiente a la implementación del relevador para la protección del generador es el siguiente:

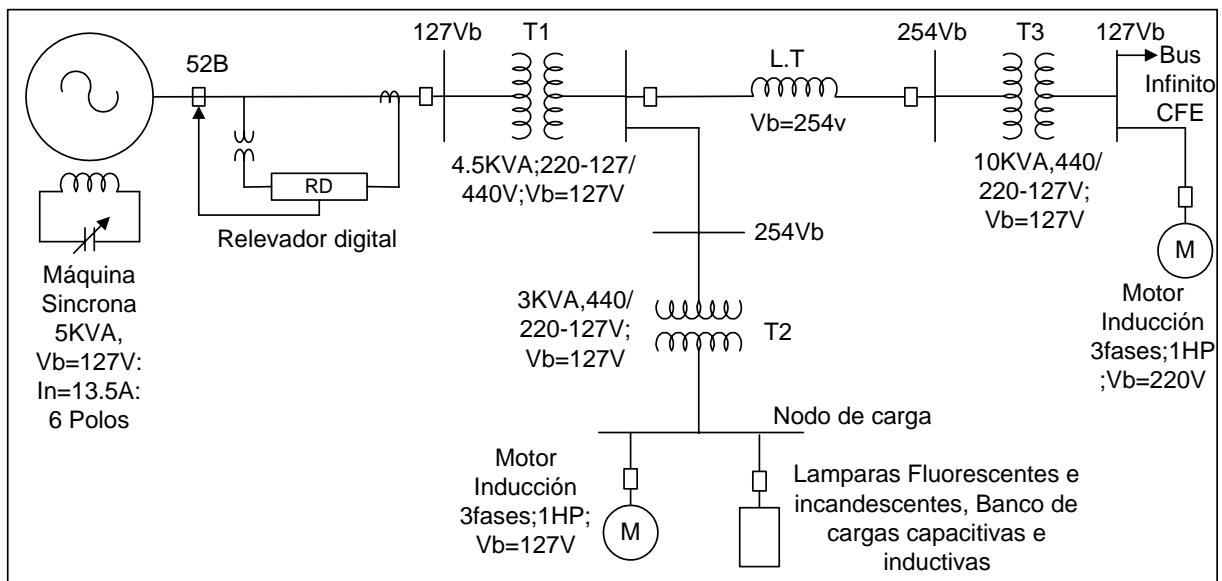


Figura 3.14. Diagrama unifilar del simulador experimental de SEP.

En la figura anterior solo se muestra la parte correspondiente al sistema del simulador experimental con el generador, donde se ejecutan las condiciones anormales de operación y la implementación de la protección digital multifuncional, no se muestra todo el sistema multimáquinas del simulador experimental de SEP's.

3.12. CARTA DE OPERACIÓN DEL GENERADOR.

Dado que se va a implementar la protección de pérdida de excitación en el generador, se debe de conocer los límites máximos y mínimos de potencia activa y reactiva a los cuales puede operar sin que represente un riesgo de disparo del interruptor del generador, estos límites son los marcados por el límite práctico de estabilidad, la potencia máxima y la corriente máxima del rotor o límite de calentamiento del rotor, estas limitantes generan lo que se conoce como curva de operación de un generador síncrono. Las magnitudes de las potencias activa y reactiva deben de estar dentro de los anteriores rangos o límites

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN DE LA PROTECCIÓN DIGITAL AL GENERADOR EXPERIMENTAL DE SEP DE LABORATORIO.

4.1. INTRODUCCIÓN.

La habilitación de la protección digital en un sistema eléctrico de potencia es importante desde el punto de vista que sirve para dar mayor confianza a estos dispositivos, dado que su aplicación ha sido restringida a unas pocas áreas del sistema, cubriendo solo la parte que corresponde a la protección de respaldo, es decir, no se le ha dado una aplicación primaria en el sistema como dispositivos de una sola función, mas aún, se tiene la renuencia más marcada cuando se trata de sistemas multifuncionales, donde se tiene la creencia que al fallar el sistema multifuncional el sistema de potencia quedara sin ninguna protección y expuesto a todo tipo de fallas.

La idea anterior es errónea, puesto que el sistema digital tiene la virtud de autodiagnosticarse sin necesidad de que este diagnostico se ejecute en determinados períodos por personal de mantenimiento, cuando exista alguna anomalía en el sistema, el propio relevador manda una señal de advertencia al operador, con lo que se da tiempo para que se repare la falla con tan solo cambiar el bloque dañado, o en el peor de los casos, sustituyendo el relevador digital multifuncional dañado por otro en buenas condiciones, lo que se hace en el menor tiempo posible, ya que los relevadores digitales vienen provistos de una carcasa desmontable adicionada con contactos o “plugs” para las terminales del relevador digital, con lo que se facilita el intercambio de ellos.

Como puede verse de capítulos anteriores, los simuladores de sistemas eléctricos de potencia hasta ahora desarrollados no han sido protegidos con tecnología digital, es decir, no se le tiene la suficiente confianza como para implementarla en un sistema eléctrico de potencia por considerarla que aun no reúne los requisitos necesarios de confiabilidad, continuidad y economía (Inversión inmediata en tecnología), razón por la que en este capítulo se da una explicación de cómo se realizó la protección digital multifuncional para cada falla provocada en el generador experimental de laboratorio, también se dan los parámetros de ajuste para cada una de ellas y los respectivos diagramas, mencionando las condiciones particulares que se habilitaron en función del tipo de falla realizada y de la protección a efectuarse.

4.2. PROTECCIÓN DE ALTA Y BAJA FRECUENCIA (81).

El relevador digital multifuncional tiene un amplio rango de operación para cubrir las diferentes condiciones de operación del generador, de tal modo que se pueden elegir los valores de la frecuencia para los cuales se desea que opere, sin que represente algún daño para el elemento protegido. Las siguientes tablas nos muestran los rangos de ajuste para la protección de sobre frecuencia, tabla 4.1; y de baja frecuencia, tabla 4.2; respectivamente.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRE FRECUENCIA 81O				
	RANGO PUNTOS DE AJUSTE (SETPPOINT)	INCREMENTO	AJUSTES INICIALES	EXACTITUD
MAGNITUD #1 Y #2	60.05-67.00Hz	0.05Hz	60.50Hz	+/-0.02Hz
TIEMPO RETARDO #1 Y #2	2-8160 CICLOS	1 CICLO	30 CICLOS	+/-1 CICLO

Tabla 4.1. Rangos de los ajustes para la protección de sobre frecuencia (81O).

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA 81U				
	RANGO PUNTOS DE AJUSTE (SETPOINT)	INCREMENTO	AJUSTES INICIALES	EXACTITUD
MAGNITUD #1 Y #2	53.00-59.95Hz	0.05Hz	59.50Hz	+/-0.02Hz
TIEMPO RETARDO #1 Y #2	2-8160 CICLOS	1 CICLO	30 CICLOS	+/-1 CICLO

Tabla 4.2. Rangos de los ajustes para la protección de baja frecuencia (81U).

La exactitud en la protección de frecuencia (+/-0.02Hz), para los dos casos, está basada sobre las entradas de las tres fases y en un rango de 57 a 63 Hz. Fuera de este rango la exactitud es de +/-0.15Hz. Las funciones de sobre frecuencia y baja frecuencia en el relevador tienen, cada una de ellas, dos ajustes con tiempos de retardo para cada una, los cuales se pueden ajustar en forma independiente.

De acuerdo a lo anterior, los siguientes valores son los que se utilizaron para la protección de sobre frecuencia, tanto para el caso de la protección primaria como para la de respaldo, así mismo se incluyen los retardos de funcionamiento. Todos ellos se muestran en la tabla 4.3. Ajustes para la protección de sobre frecuencia en el generador. La tabla 4.4 muestra los valores que se utilizaron para la protección de baja frecuencia, primaria y de respaldo, con sus retardos para cada una de ellas.

PROTECCIÓN DE SOBRE FRECUENCIA 81O		
	AJUSTE PRIMARIO	AJUSTE DE RESPALDO
MAGNITUD	61.00 Hz	61.50Hz
TIEMPO DE RETARDO	6 CICLOS	3 CICLOS

Tabla 4.3. Ajustes para la protección de sobre frecuencia, primaria y de respaldo.

PROTECCIÓN DE BAJA FRECUENCIA 81U		
	AJUSTE PRIMARIO	AJUSTE DE RESPALDO
MAGNITUD	59.50 Hz	59.00Hz
TIEMPO DE RETARDO	60 CICLOS	30 CICLOS

Tabla 4.4. Ajustes para la protección de baja frecuencia, primaria y de respaldo.

El diagrama unifilar del generador con el simulador de SEP's correspondiente para estas dos protecciones, baja frecuencia y alta frecuencia, se muestra en la figura 4.1. Al cumplirse la condición de los valores de ajuste el relevador debe mandar una señal de disparo o de alarma, según sea la elección. Para nuestro caso se elige el disparar el interruptor del generador para dejarlo fuera de línea.

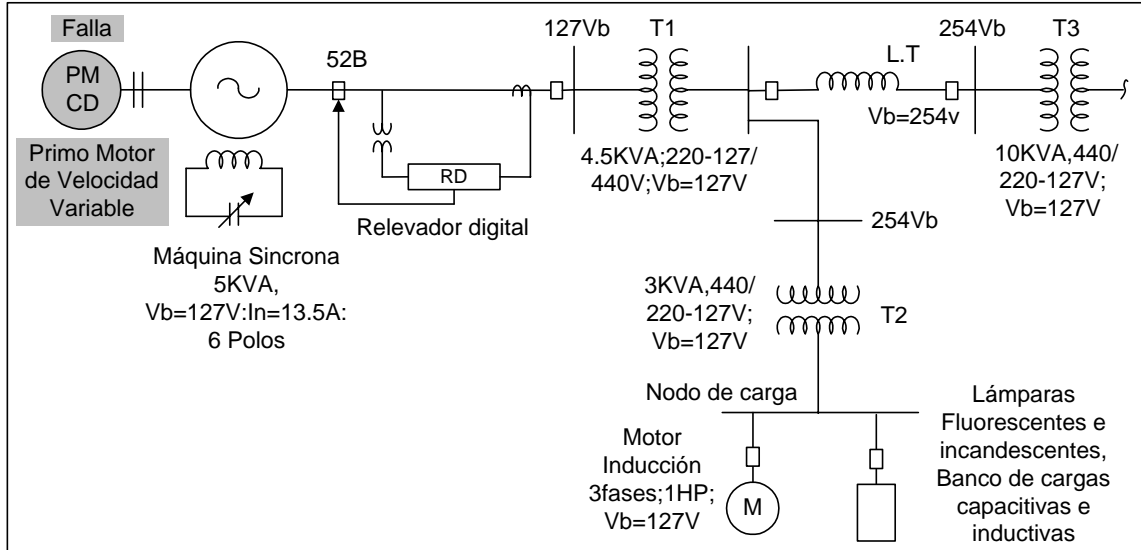
Para la protección de frecuencia en la configuración del relevador utilizamos la salida 1 para el envío de la señal de apertura del interruptor, y la salida 5 para la señal de alarma en el relevador (encender el led rojo indicando el tipo de falla que ha sido disparada y mostrar una leyenda en la pantalla alfa numérica del relevador) conjuntamente con el bloque 1 para recibir la señal del estado del interruptor del generador (abierto o cerrado), en caso de que sea necesario el sacar al generador de línea.

La falla de sobre frecuencia es generada al aumentar la velocidad del primo motor (simulando que se abren más las compuertas de alimentación de agua para la turbina) con lo que aumenta la frecuencia nominal del simulador experimental, otra forma de provocar esta anomalía es mediante la liberación de carga en algún punto del sistema. Para nuestro caso se utilizó la primera condición.

Para el caso de la condición de baja frecuencia se disminuye la velocidad del primo motor (simulando el cierre de las compuertas) con lo que baja el valor de la frecuencia. Otra forma de hacerlo es sobre cargando a nuestro sistema, es decir, ponerle mas carga de

la nominal con lo que se obtiene una disminución de la velocidad en el primo motor y, por consiguiente, la frecuencia del alternador.

Figura 4.1. Diagrama unifilar de la protección de baja y alta frecuencia, modificando la



velocidad del primomotor, del generador experimental del simulador de SEP.

4.3. PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE (59).

Las condiciones de sobrevoltaje en el generador pueden ocurrir debido a un rechazo de carga en algún punto del sistema, aunque este sobre voltaje es instantáneo, debido a que el regulador de voltaje lo coloca en sus valores nominales. También se puede deber a una falla en el control de la excitación, variando el campo de excitación del generador. El relevador digital multifuncional proporciona una función de sobrevoltaje con dos ajustes de tiempo definido, cada uno de los cuales puede ser programado para disparar la unidad o enviar una señal de alarma. El cálculo de la magnitud del voltaje no emplea la transformada discreta de Fourier, usando en su lugar, un método en el dominio del tiempo para calcular el valor RMS del voltaje a fin de dar los resultados exactos sobre un amplio rango de la frecuencia [39].

La siguiente tabla nos muestra los rangos de los valores para los cuales se puede ajustar el relevador para la protección de sobre voltaje en el generador.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE SOBRE VOLTAJE 59				
	RANGO PUNTOS DE AJUSTE (SETPPOINT)	INCREMENTO	AJUSTES INICIALES	EXACTITUD
MAGNITUD #1 Y #2	5-200 VOLTS	1 VOLT	132 VOLTS	+/-0.5VOLTS
TIEMPO RETARDO #1 Y #2	1-8160 CICLOS	1 CICLO	+ 20 CICLOS	+20 CICLOS

Tabla 4.5 Rango de los ajustes del relevador digital para la protección de sobrevoltaje.

La configuración del relevador para las salidas de esta función son: salida 1 para el disparo del interruptor del generador, es decir, señal o comando de disparo. Salida 5 para la señalización del tipo de falla que ha sido disparada, mostrando en la pantalla del relevador la leyenda de la falla liberada y encendiendo la correspondiente alarma visual (led).

Se utiliza el bloque 1 para recibir la señal de entrada de la condición del interruptor del generador (abierto o cerrado), es decir, la señal de entrada para el relevador.

El diagrama unifilar correspondiente para esta protección se muestra en la figura 4.2.

La condición de sobrevoltaje se logra liberando abruptamente parte de la carga del simulador experimental conectada en esos momentos, también se logra mediante la manipulación del campo del generador, se utilizó la liberación de la carga para esta falla.

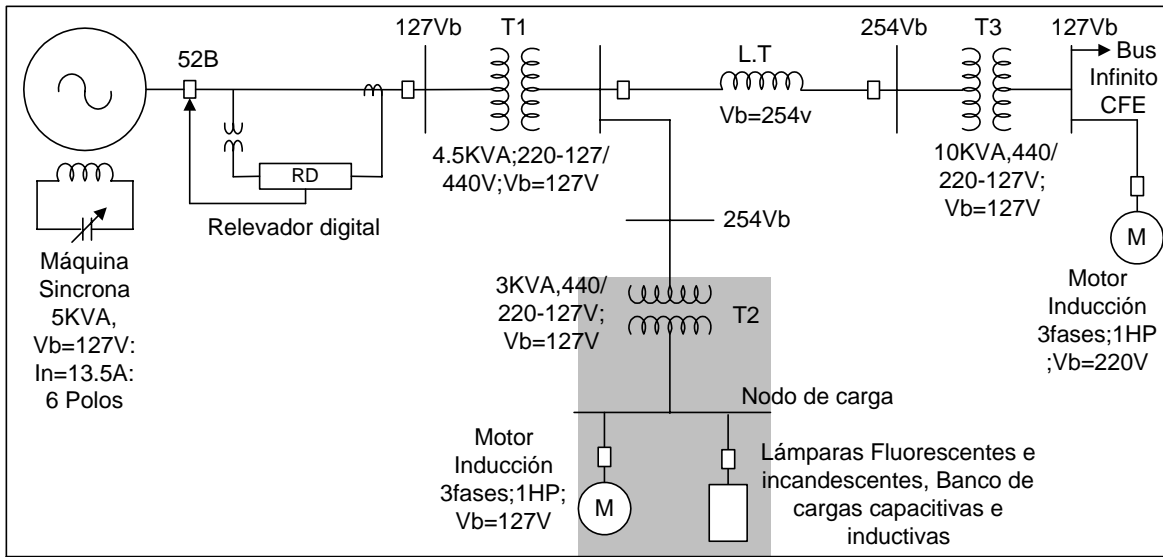


Figura 4.2. Diagrama unifilar para la protección de sobrevoltaje en el generador experimental liberando carga para la falla.

La tabla 4.6 nos muestra los valores de los ajustes colocados en el relevador para el sistema y en los cuales debe de operar, es decir mandar una señal de disparo para el interruptor, al aumentar el voltaje en el generador.

PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE (59)		
	AJUSTE PRIMARIO	AJUSTE DE RESPALDO
MAGNITUD	240 VOLTS	230 VOLTS
TIEMPO DE RETARDO	6 CICLOS	3 CICLOS

Tabla 4.6. Valores de operación del relevador digital, protección de sobrevoltaje en las terminales del generador.

La carga que se libera es la correspondiente a las lamparas fluorescentes y el motor de inducción trifásico de 1 HP, también se deja de alimentar el lado primario del transformador de 3 kVA; tal y como se indica en la figura 4.2 con la parte sombreada.

4.4. PROTECCIÓN DE DISTANCIA (RESPALDO 21G).

Esta función puede ser utilizada para protección de respaldo para fallas en el sistema y que pueden afectar al generador o para proteger contra energización inadvertida del mismo. La función que ejecute dependerá de como estén conectados los transformadores de corriente (TC's) y los de potencial (TP's) en el generador. Cuando se utiliza como protección de respaldo se puede coordinar con los relevadores de protección de líneas existentes en el sistema.

Cuando los TC's se localizan o se conectan en el neutro del generador, la protección incluye al generador y estará disponible no importando si éste está en línea o no, tal y como se muestra en la figura 4.3; con esta configuración se protege al generador contra alguna falla de energización inadvertida.

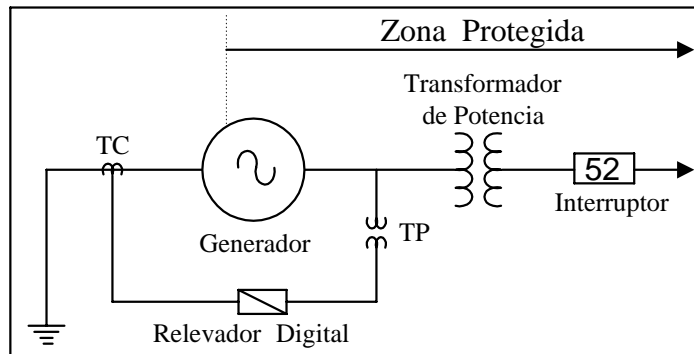


Figura. 4.3. Diagrama protección de distancia (21G), TC's y TP's conectados en el neutro del generador experimental, esquema general.

La figura 4.4 nos muestra el diagrama unifilar elaborado en el simulador experimental de SEP's para la protección de distancia, es decir de respaldo para el generador, con los TC's y TP's conectados en el lado de la línea, con lo que se protege al generador de fallas que ocurren en el sistema y que afectan el comportamiento del mismo.

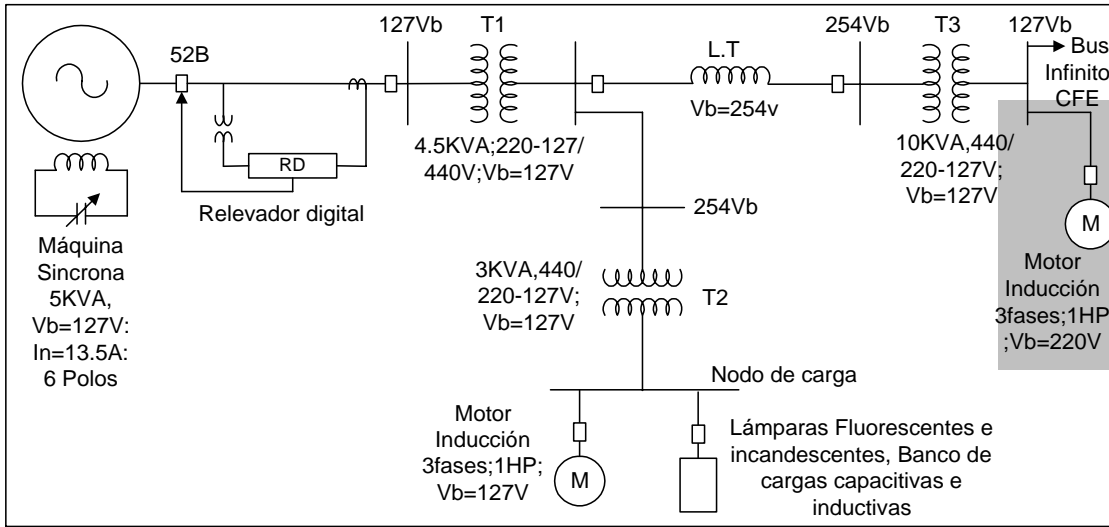


Figura 4.4. Esquema protección de distancia, conexión de los TC's y TP's lado de la línea del generador experimental del SEP's. Arranque del motor a plena tensión.

El diámetro, desplazamiento (offset), ángulo de la impedancia del sistema (característica del relevador) y el retardo del tiempo definido son seleccionados por el usuario para colocarlos en una aplicación específica, de acuerdo a sus necesidades. La tabla 4.7 muestra los diferentes rangos de los parámetros en los que esta protección puede operar. Esta función emplea los fasores obtenidos de la corriente y del voltaje utilizando para ello la transformada discreta de Fourier.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA, CARACTERÍSTICA MHO				
	RANGO PUNTOS DE AJUSTE (SETPPOINT)	INCREMENTO	AJUSTES INICIALES	EXACTITUD
DIAMETRO	0.10-100 Ω	0.10 Ω	50 Ω	
OFFSET	-100 A 100 Ω	0.10 Ω	0 Ω	
ÁNGULO DE LA IMPEDANCIA	0° A 90°	1°	85°	
TIEMPO RETARDO	1-8160 CICLOS	1 CICLO	30 CICLOS	-1 A 3 CICLOS

Tabla 4.7. Rango de los ajustes para la protección de distancia del generador (respaldo).

El relevador digital utiliza las siguientes relaciones para obtener la impedancia del sistema como es vista en las terminales del generador.

$$Z_{AB} = \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B}; \quad Z_{BC} = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C}; \quad Z_{CA} = \frac{V_C - V_A}{I_C - I_A}$$

Estas impedancias son comparadas en el diagrama de impedancias R-X con los ajustes del relevador y una señal de disparo es enviada si la impedancia está dentro de la característica de operación por más del tiempo de retardo. Los pares de voltaje y corriente seleccionados, para la protección de respaldo del generador, serán de acuerdo a como se muestra en la tabla 4.8.

TIPO DE FALLA	CONEXIÓN DIRECTA		CONEXIÓN EN EL TRANSFORMADOR	
	CONEXIÓN DE LOS TP's		CONEXIÓN DE LOS TP's	
	LÍNEA A LÍNEA	LÍNEA A TIERRA	LÍNEA A LÍNEA	LÍNEA A TIERRA
FALLA AB	$\frac{V_{AB}}{I_A - I_B}$	$\frac{V_A - V_B}{I_A - I_B}$	$\frac{V_{BC} - V_{AB}}{I_B}$	$\frac{V_B - V_O}{I_B}$
FALLA BC	$\frac{V_{BC}}{I_B - I_C}$	$\frac{V_B - V_C}{I_B - I_C}$	$\frac{V_{CA} - V_{BC}}{I_C}$	$\frac{V_C - V_O}{I_C}$
FALLA CA	$\frac{V_{CA}}{I_C - I_A}$	$\frac{V_C - V_A}{I_C - I_A}$	$\frac{V_{AB} - V_{CA}}{I_A}$	$\frac{V_A - V_O}{I_A}$

Tabla 4.8 Pares de voltaje y corriente cuando el generador es conectado al sistema a través de un transformador en conexión delta-estrella.

La sensibilidad de la corriente mínima del relevador depende del alcance de los ajustes hechos en el relevador, los cuales tendrán unos valores, de acuerdo a los datos colocados, como los que se aprecian en la tabla 4.9.

SENSIBILIDAD CORRIENTE MÍNIMA DEL RELEVADOR		
ALCANCE DE LOS AJUSTES	CORRIENTE MÍNIMA	IMPEDANCIA MÁXIMA
< 12.5 Ω	0.94 AMP	40.95 Ω
12.5 Ω A 24.9 Ω	0.47 AMP	81.91 Ω
25 Ω A 49.9 Ω	0.24 AMP	163.83 Ω
50.0 Ω A 100Ω	0.12 AMP	327.67 Ω
NOTA: La corriente representa corrientes Delta para la conexión directa al sistema y corrientes de línea para la conexión con transformador		

Tabla 4.9 Sensibilidad corriente mínima como una función del alcance de los ajustes del relevador digital cuando se habilita para protección contra energización inadvertida.

Los valores de los ajustes para los cuales esta protección debe de operar son los que se muestran en la tabla 4.10, con ellos se habilitó la protección 21 para el generador. La falla se genero en el bus infinito provocando un arranque a tensión plena de un motor de 1 HP, 220 Volts, 60 Hz, colocado como una carga para el sistema con influencia en el generador, tal y como se indica en la figura 4.4.

Las protecciones de las líneas fueron inhabilitadas para ver esta falla, puesto que las respuestas de ellas son mucho más rápidas que la respuesta de la protección de respaldo para el generador, y el objetivo principal de esta falla es la operación de la protección 21, no la de sobre corriente en las líneas.

PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21)	
DIAMETRO	34.5 Ohms
DESPLAZAMIENTO	6 Ohms
ÁNGULO DE LA IMPEDANCIA	60°
TIEMPO DE RETARDO	30 CICLOS

Tabla 4.10. Valores de los ajustes en el relevador digital, para protección de distancia (respaldo) en las terminales del generador.

Para esta protección se utiliza la característica del relevador desplazado, offset, para cubrir una parte del generador al ocurrir una falla. La protección de respaldo se utiliza más ampliamente para dar protección de respaldo al generador contra fallas en el sistema que pueden afectar el comportamiento del mismo, tal como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 2.3 del capítulo 2.

Los pares de voltaje y corriente, utilizados por el relevador, son los correspondientes a la conexión directa del generador hacia el bus, es decir, no se utiliza un transformador de potencia en conexión delta estrella.

Los transformadores de instrumento son habilitados para un funcionamiento de línea a línea mediante los interruptores del relevador (DIP's), los cuales son mostrados y explicados en el capítulo 3.

La sensibilidad de la corriente mínima del relevador es la correspondiente a un rango de ajuste de 12.5 ohms a 24.9 ohms. De acuerdo a lo anterior la impedancia máxima que se puede alcanzar con este ajuste es de 81.91 ohms.

La configuración del relevador para esta protección es la siguiente: salida 1 para la señal de disparo del interruptor del generador, al detectarse la falla al final de la línea de transmisión. Salida 5 para señalar en el tablero frontal del relevador qué tipo de falla fue la que se liberó y que en la pantalla alfanumérica se muestre un mensaje indicando donde fue la falla, además de mostrar la hora en la que sucedió.

Con la señal de entrada habilitada en el bloque 1 para señalar la condición de operación del interruptor en el panel frontal del relevador (abierto o cerrado). Una vez que el interruptor este abierto tendremos la posibilidad de grabar los datos de esta falla en la memoria de la PC para su posterior análisis con el programa "Becoplot". Una vez que se restaure el interruptor (se cierre nuevamente) los datos de la falla serán perdidos, por lo que solo se podrán grabar mientras el interruptor este abierto.

4.5. PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN (40).

La función de protección de pérdida de excitación es implementada en el relevador Beckwith con dos elementos Mho desplazados, los cuales son: un elemento de bajo voltaje y un elemento de sobre frecuencia adicionalmente con un elemento direccional. Los ajustes para cada elemento pueden ser hechos individualmente. El control del voltaje y de la frecuencia con la unidad direccional afecta a los dos elementos Mho. El elemento direccional detecta y opera sobre un flujo de VA inductivos hacia el generador y siempre está habilitado.

Los rangos de los ajustes para esta protección se muestran en la tabla 4.11. Las características de control de voltaje y de frecuencia pueden ser usadas en ambos métodos, como se muestra en el capítulo 2, con un control del voltaje del 80 al 90 % del nominal y una frecuencia de 110% de la nominal, periodo adecuado para estos dos parámetros.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO DEL GENERADOR				
	RANGO DE AJUSTE (SETPPOINT)	INCREMENTO	AJUSTES INICIALES	EXACTITUD
DIAMETRO #1, #2	0.10-100 Ω	0.10 Ω	50 Ω	
OFFSET #1, #2	-50 A 50 Ω	0.10 Ω	-10 Ω	
T I E M P O RETARDO #1, #2	1-8160 CICLOS	1 CICLO	30 CICLOS	- 1 A 3 CICLOS
CONTROL DE VOLTAJE (SEC. POSITIVA)	5-200VOLTS	1 VOLT	108VOLTS	
CONTROL DE LA FRECUENCIA	60.50-67Hz	0.05Hz	66Hz	
U N I D A D DIRECCIONAL	FIJA A -13°		S I E M P R E HABILITADA	

Tabla 4.11. Ajuste de los parámetros de la protección de pérdida de campo del generador.

El siguiente diagrama unifilar corresponde al arreglo que se realizó para la implementación de la falla de pérdida de campo del generador, se puede observar el interruptor del campo, el cual se abre para cumplir la condición de falla.

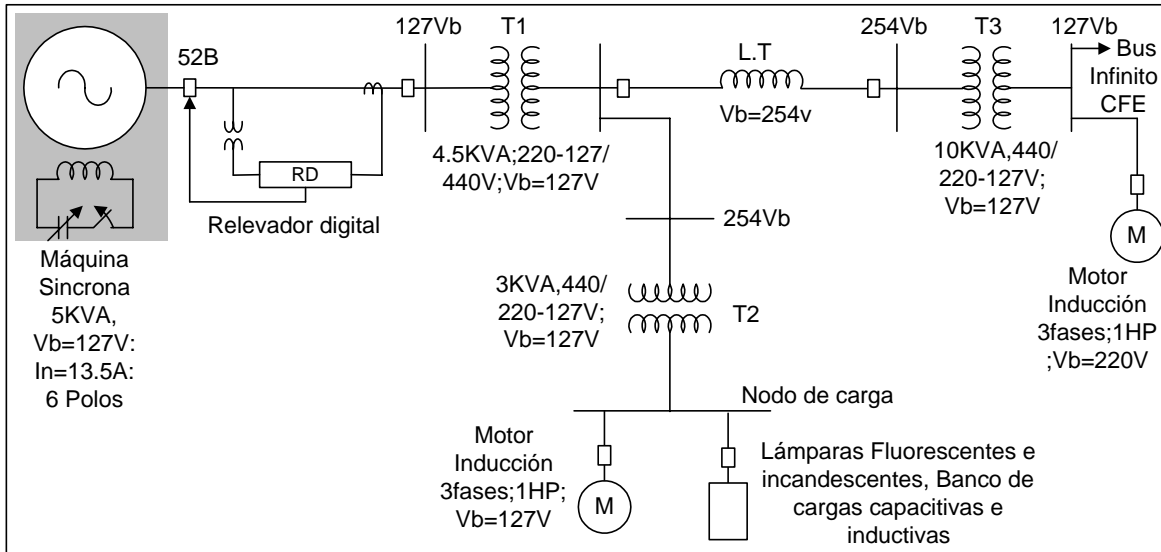


Figura 4.5. Diagrama unifilar falla de pérdida de campo del generador síncrono.

La tabla 4.12 muestra los valores de los parámetros que se utilizaron para la implementación de esta protección en el generador síncrono del simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, se dan los valores de la protección primaria y de respaldo.

PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO (40)		
	AJUSTE PRIMARIO	AJUSTE DE RESPALDO
DIAMETRO #1	24.3 OHMS	25.00 OHMS
OFFSET #1	1.9 OHMS	2.00 OHMS
RETARDO	30 CICLOS	15 CICLOS
VOLTAJE DE CONTROL	64 VOLTS	64 VOLTS
FRECUENCIA DE CONTROL	66.00 HERTZ	66.00 HZ

Tabla 4.12. Ajustes para la protección de pérdida de campo del generador.

Para lograr esta falla se eliminó completamente el campo del generador, se abrió el interruptor del campo, con lo que se invierte el flujo de la potencia reactiva y el voltaje en las terminales del generador se abaten drásticamente, el abatimiento es solo por unos instantes ya que posteriormente se comporta como si fuera un motor.

El simulador de SEP's se encontraba interconectado con el sistema eléctrico nacional (CFE) al momento de ejecutar esta falla. El método de protección que se utilizó en esta falla es el primer método que se describe en el capítulo 2 y que se muestra en la figura 2.2 del mismo capítulo, con los dos elementos desplazados del origen para cubrir una mayor parte del generador.

La configuración para las entradas y salidas del relevador son las siguientes: la señal de salida para esta función es la 1, la cual es la que manda el disparo para el interruptor y la 5 para la señal de alarma o señalización en el panel frontal del relevador (led rojo encendido indicando el tipo de falla liberada o target). Se habilita como señal de entrada el bloque 1 para señalar la condición de operación del interruptor, se abren sus cuchillas y se enciende el led correspondiente al interruptor en el panel frontal del relevador.

Puesto que el objetivo de este trabajo es el análisis del comportamiento del sistema con fallas incipientes, se debe habilitar el registrador de eventos o fallas para que capture los datos de falla cada vez que suceda un disparo, por lo que cada vez que exista un disparo se indica encendiendo la lámpara de señalización del registrador de fallas (fault recorder) en el panel del relevador e inhabilitando al registrador de fallas, dando oportunidad que se graben estos datos de falla en la memoria de la PC, estando el interruptor abierto.

Es necesario que, antes de restablecer (cerrar) el interruptor del generador, grabar los datos en la memoria de la PC, pues de no hacerlo, cuando se restablezca el interruptor, estos datos serán eliminados o actualizados con nuevos datos, ya sean de condiciones normales de operación o de fallas incipientes en el sistema.

4.6. PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA (32).

Esta función es para dar protección de antimotorización del generador. El relevador digital multifuncional proporciona protección para potencia hacia adelante e inversa, con un tiempo de retardo para cada una de ellas.

Los rangos de los ajustes para la operación de la protección de potencia inversa son los que se muestran en la siguiente tabla.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE POTENCIA DIRRECCIONAL				
	RANGO PUNTOS DE AJUSTE (SETPOINT)	INCREMENTO	AJUSTES INICIALES	EXACTITUD
MAGNITUD FLUJO DE POTENCIA	0.02-3.00pu	0.01pu	3.00pu	±0.01pu
TIEMPO DE RETARDO	1 A 8160 CICLOS	1 CICLO	30 CICLOS	-1 A 3 CICLOS
MAGNITUD FLUJO DE POTENCIA INVERSA	0.02-3.00pu	0.01pu	3.00pu	±0.01pu
TIEMPO DE RETARDO	1A 8160 CICLOS	1 CICLO	30 CICLOS	-1 A 3 CICLOS
1P.U.= 1800 WATTS PARA UNA ALIMENTACIÓN DE LÍNEA A NEUTRO, 1039 WATTS PARA UNA ALIMENTACIÓN DE LÍNEA A LÍNEA				

Tabla 4.13. Rangos de ajuste para la protección contra potencia direccional.

Los ajustes del arranque (pick-up) del relevador para la protección de potencia inversa deberán ser seleccionados de acuerdo al tipo de primo motor y de las pérdidas del mismo en vacío. La configuración de las salidas del relevador son las mismas que para el caso anterior, es decir salidas 1y 5 para disparo y señalización y entrada del bloque 1 para la condición del interruptor del generador. La base de los volts-amperes en por unidad para la operación de línea a línea y de línea a neutro, seleccionados por medio de la configuración de los interruptores internos del relevador (DIP's), los cuales son mostrados y explicados en el capítulo 3, son obtenidos como se indica en el apéndice B.

Estos valores son usados como el valor base (1 pu) para las funciones del relevador de potencia normal e inversa y para mostrar los valores en la pantalla de la potencia real y reactiva.

En la selección de los interruptores internos del relevador (DIP's), el interruptor 6 se coloca en la posición de ON, se hace para trabajar con una entrada de voltaje de los TP's de línea a línea, es decir, un valor de 69.3 Volts para sus cálculos, aunque internamente el relevador modifica esta cantidad para que nos dé un valor de 120 Volts (1 p.u) para los ajustes y para propósitos de mostrar los valores reales en las pantallas analógicas que despliega el relevador digital por medio de la PC.

La tabla 4.14 nos muestra los valores con los que se habilito la protección de motorización. En esta falla se abrieron los interruptores de la alimentación de energía de la turbina, es decir, el primo motor se convierte en una carga para el generador, por lo que el generador empieza a demandar energía del sistema, con lo que empieza el proceso de motorización del generador.

PROTECCIÓN DE ANTIMOTORIZACIÓN (32)		
	AJUSTE PRIMARIO	AJUSTE DE RESPALDO
MAGNITUD	0.1 P.U.	0.2 P.U.
RETARDO	6 CICLOS	3 CICLOS

Tabla 4.14. Ajustes para la protección de motorización del generador.

En esta falla, como en algunas de las anteriores, el simulador experimental de SEP's se encontraba interconectado al sistema eléctrico nacional (CFE) por medio del bus de enlace, con lo que se logran las condiciones de operación normales y anormales al provocar la falla en el generador, las corrientes y voltajes que se generan, a causa de la falla, son suministrados por el sistema interconectado nacional de CFE al simulador experimental de SEP's.

La figura 4.6 muestra el diagrama unifilar para esta falla, no se muestra la parte del transformador 3 y los buses de carga y de enlace con el sistema eléctrico nacional, aunque si estaban conectados estos dos elementos. En este diagrama se muestran las cargas que el simulador se encontraba alimentando antes de efectuar la falla de motorización del generador en el bus de carga del transformador T1, esta carga es la correspondiente al transformador T2, motor de inducción y lamparas fluorescentes e incandescentes.

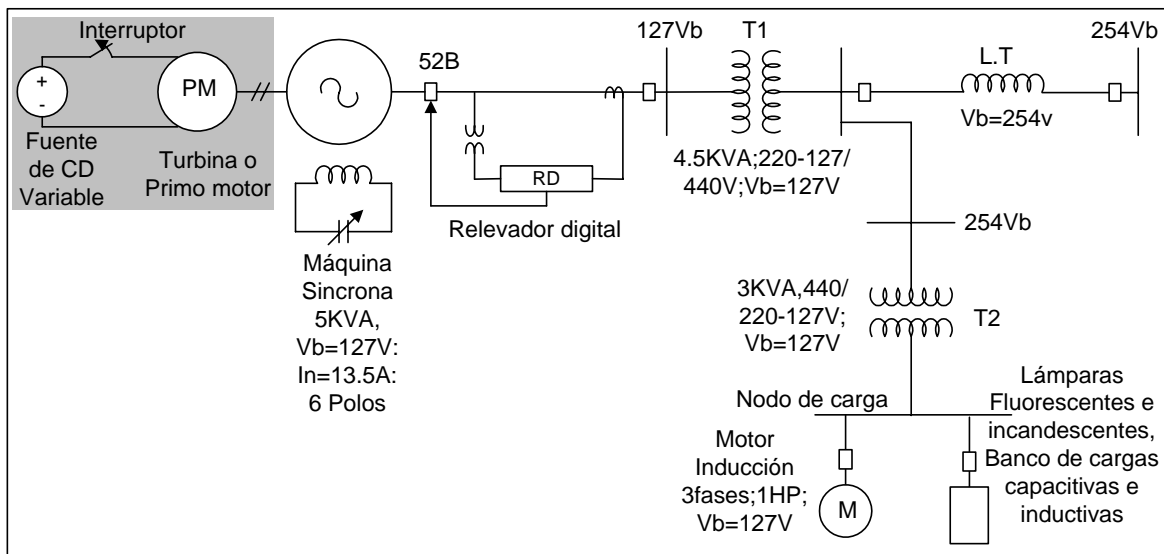


Figura 4.6. Diagrama unifilar para la falla de motorización del generador.

4.7. PROTECCIÓN CONTRA FALLA A TIERRA (59N).

La función de protección de sobrevoltaje en el neutro del generador (59N) proporciona protección de falla a tierra en el estator para generadores aterrizados con una alta impedancia.

Debido a que la impedancia de aterrizamiento en la aplicación de generadores aterrizados con alta impedancia es muy grande, comparada con la impedancia del generador, una falla de fase a tierra en las terminales del generador va a causar que el voltaje total de fase a tierra aparezca en la resistencia de aterrizamiento. Este voltaje en el relevador va a ser una función de la relación de transformación del transformador de distribución y de la localización de la falla misma. La magnitud del voltaje será mucho más

grande para una falla cercana a las terminales del generador y disminuirá conforme la falla se acerque al neutro del generador.

Un relevador de sobrevoltaje en el neutro puede ser usado para detectar este voltaje. Este relevador debe solo actuar para el voltaje a frecuencia fundamental, no detectar voltajes de terceras armónicas ni otros voltajes armónicos de secuencia cero. Con relaciones de transformación típicas de transformadores de distribución y un ajuste mínimo típico del pick up de 5V, este esquema es capaz de detectar fallas a tierra en un 95% del devanado del estator de las terminales del generador.

La función de protección de falla a tierra en el relevador “Beckwith” proporciona dos puntos de ajuste. Debido a que la componente de la frecuencia fundamental del voltaje en el neutro es obtenida usando la transformada discreta de Fourier, la función de protección de falla a tierra responde solamente a la componente de la frecuencia fundamental, rechazando todos los componentes de otros armónicos.

Las salidas para esta protección son la 1 la cual es la que manda el disparo para el interruptor y la 5 para la alarma ó señalización en el panel frontal del relevador (led rojo encendido indicando el tipo de falla liberada, target) con la señal de entrada del bloque 1 para la condición de operación del interruptor, ya que el registrador de eventos se configuro de manera que se habilite y capture los datos de falla cada vez que suceda un disparo y se abran las cuchillas del interruptor del generador, es decir automáticamente, por lo que antes de cerrar el interruptor es necesario grabar los datos de falla en la memoria de la PC, pues de no hacerlo cuando se restablezca el interruptor automáticamente se iniciara el proceso de grabado de los nuevos datos en condiciones normales o de falla, por lo que los datos de falla anteriores serán eliminados o actualizados en caso de que suceda otro evento anormal.

El diagrama unifilar para la falla de una fase a tierra y dos fases a tierra es el que se muestra en la figura 4.7, solo se presenta el arreglo para la falla de dos fases (A y B) a tierra. Para el caso de una sola fase (A) se elimina la conexión de la fase B al punto de falla,

en el contactor. Básicamente el arreglo es el mismo para los dos tipos de falla, se conecta a tierra ya sea la fase A o las fases A y B juntas.

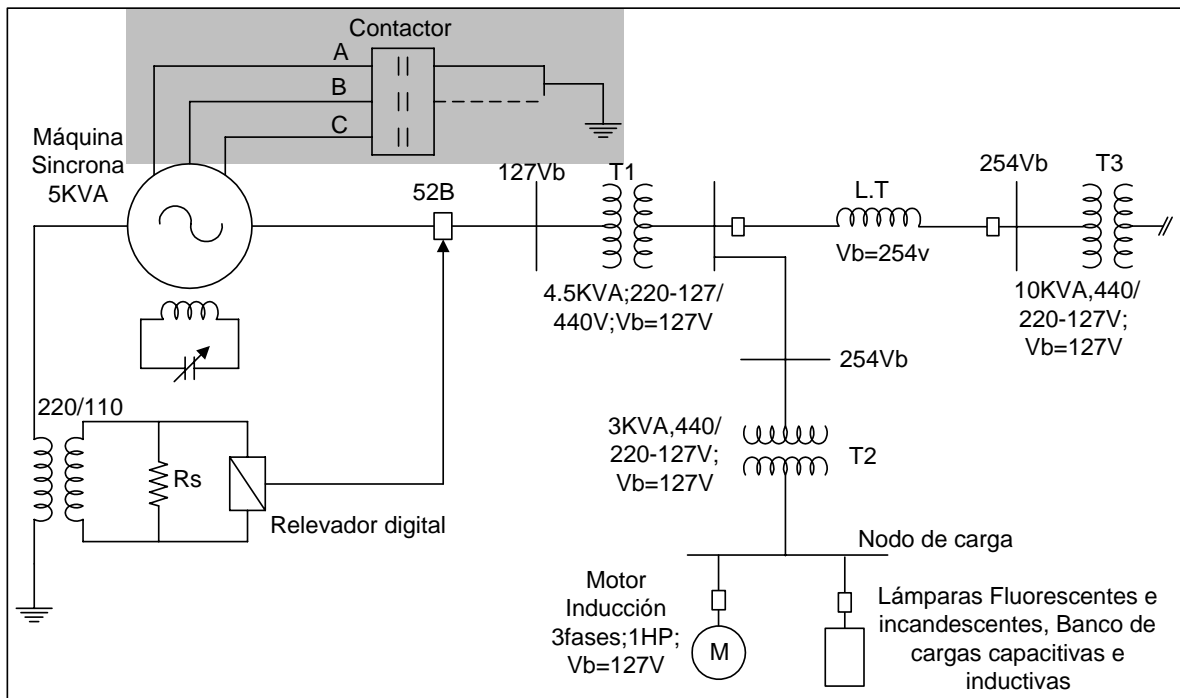


Figura 4.7. Diagrama unifilar del arreglo para la falla de fase a tierra y de 2 fases a tierra del generador síncrono experimental.

Para provocar esta falla lo que se realizó fue conectar una fase a tierra a través del contactor auxiliar indicado en el diagrama, es decir, se derivaron las tres fases del generador al contactor normalmente abierto, una vez que el simulador experimental de SEP llegó a sus condiciones normales de operación se le conectó carga, el transformador 2 con las lámparas fluorescentes e incandescentes, posteriormente se manda la señal de cierre del contactor auxiliar con lo que se provoca que la fase A del generador se ponga a tierra, provocándose que se genere un drenado de voltaje a través del neutro del generador. Se elaboraron dos tipos de falla como se muestra en el diagrama, la primera fue con una sola fase, fase A, a tierra, la segunda fue con dos fases, fases A y B a tierra

La tabla 4.15 muestra los rangos de los valores de ajuste para esta función de protección, como en el caso de las otras protecciones, esta también tiene dos ajustes, es decir, protección primaria y protección de respaldo.

FUNCIÓN DE PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA				
	RANGO PUNTOS DE AJUSTE (SETPOINT)	INCREMENTO	AJUSTES INICIALES	EXACTITUD
MAGNITUD	5 - 200 Volts	0.1V	5Volts	
TIEMPO DE RETARDO #1, #2	1 A 8160 CICLOS	1 CICLO	30 CICLOS	-1 A 3 CICLOS

Tabla 4.15. Rango de los ajustes para la protección de falla a tierra en el generador.

Los valores de ajuste para el relevador que se utilizaron para la habilitación de estas dos fallas son los que se muestran en la tabla 4.16. En esta tabla es importante mencionar que el punto de ajuste primario es usado para definir la escala del amplificador de ganancia programable del relevador por lo que este valor debe de ser igual o más grande que el valor del punto de ajuste secundario, es decir el punto de ajuste dos.

PROTECCIÓN DE SOBREVOLTAJE (59N)		
	AJUSTE PRIMARIO	AJUSTE DE RESPALDO
MAGNITUD	5 VOLTS	5 VOLTS
TIEMPO DE RETARDO	3 CICLOS	6 CICLOS

Tabla 4.16. Valores de ajuste para la protección de sobre voltaje en el neutro del generador

El valor del transformador de distribución es de 220/110 Volts y 1 KVA de potencia. La resistencia limitadora es de 10 Ohms con una capacidad de 10 Watts, para limitar al máximo la corriente que llegue al relevador, ya que no debemos rebasar un valor predeterminado en la señal de entrada de la corriente para el relevador digital (5 amperes máximo).

Se utiliza un valor de 5 Volts por la capacidad del simulador. Para este tipo de falla el sistema se encontraba trabajando aislado, sin interconexión con el sistema eléctrico nacional (CFE).

CAPÍTULO 5

PRUEBAS REALIZADAS Y RESULTADOS OBTENIDOS

5.1. INTRODUCCIÓN.

La elaboración de las diferentes condiciones anormales de operación y fallas en el simulador experimental de sistemas eléctricos de potencia, principalmente en el generador, como suceden en un sistema real, se llevaron a cabo tratando de cumplir con las condiciones que se presentan cuando llegan a ocurrir estos fenómenos.

En este capítulo se presentan los oscilogramas obtenidos cuando se provocan las fallas en el sistema, igualmente se presentan los instrumentos de medición que son generados por el relevador digital multifuncional por medio de un programa que contiene el mismo software del relevador.

Estas carátulas son las que sustentan el monitoreo en tiempo real de los parámetros del sistema en condiciones normales de operación y con fallas, característica que se logra cubrir gracias al diseño del simulador de SEP, ya que en un sistema real las fallas son liberadas lo más rápidamente posible pues de permanecer más del tiempo establecido son capaces de producir severos daños al elemento fallado.

Lo anterior es la razón por la que muchas condiciones anormales de operación no son completamente validadas cuando se les efectúan las pruebas de operación a los relevadores, más que tan solo con modelos que reproducen esta condición, y para la que se tiene que

esperar a que funcione adecuadamente el dispositivo de protección cuando la falla se presente, tal es el caso del relevador de protección de pérdida de excitación del generador.

Igualmente se presenta el análisis para cada falla generada auxiliándose del respectivo oscilograma, en esta parte se dan los tiempos de operación y los valores nominales de las variables del sistema en el momento en que se efectúan las fallas en el simulador experimental de SEP's, básicamente en su generador.

5.2. MONITOREO DE LOS PARÁMETROS DEL SISTEMA.

El monitoreo de las variables del sistema es lo relacionado a la medición de todas las variables en el simulador de sistemas eléctricos de potencia en tiempo real, esto se logra gracias a la configuración del relevador con su software de comunicación, el programa Becocom, el cual nos permite tener una comunicación entre el relevador y una computadora personal que se encuentre cercana o lejana al sistema de potencia.

El software becom puede mostrar las variables del sistema en forma tabular o por medio de medidores analógicos mostrados en la pantalla de la PC, de igual manera los datos mostrados pueden ser los valores del lado primario del sistema o los secundarios, la elección la lleva a cabo el usuario, para nuestro caso se elige mostrar los datos del sistema por medio de los medidores analógicos.

La figura 5.1 nos muestra las variables del sistema cuando esta operando en condiciones normales y sin interconexión con el sistema eléctrico nacional, es decir, en condiciones nominales.

En esta carátula se pueden apreciar las siguientes variables: los voltajes de fase del sistema (V_{AB} , V_{BC} , V_{CA}), las corrientes de fase (I_A , I_B , I_C), la potencia real (Real Power) la potencia reactiva (Reactive Power), la frecuencia del sistema (Frequency), y por último, la corriente de secuencia negativa, en caso de que esta corriente este presente en el sistema.

También se muestran los estados de las salidas del relevador, éstas son salida 1 hasta la salida 5 (out 1 hasta out 5), las salidas 1, 2 y 3 son señales cuyo propósito es el disparo del elemento dañado o fallado, mientras que las salidas 4 y 5 son para propósitos de señalización o de alarma, todo esto dependiendo de la configuración que se le de a estas salidas, las cuales se consideran como contactos adicionales para algún tipo de señal extra, como por ejemplo, señalar la condición del tanque conservador del transformador, señalar la condición de pérdida del fusible del transformador, etc.

Así mismo se observa el estado del interruptor del relevador (Breaker) ya sea que se encuentre cerrado o abierto, la condición del registrador de eventos (Fault Recorder) y por último, el valor del ángulo de la potencia (Pwr Fact) ya sea atrasado o adelantado del sistema.

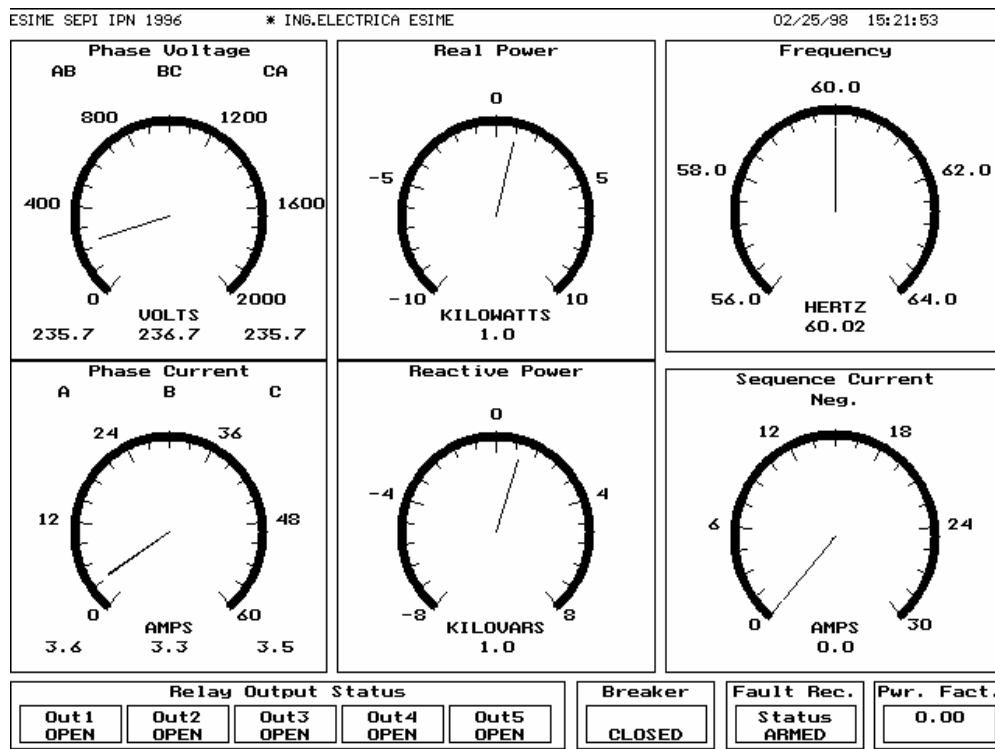


Figura 5.1. Parámetros del sistema en condiciones normales de operación.

Se puede apreciar de la carátula anterior los estados o condiciones en que se encuentra el interruptor del relevador (Breaker), cerrado o abierto, ya que cuando suceda una falla el interruptor recibirá la señal del relevador para que abra sus cuchillas, generando un archivo de

datos de la falla en la memoria volátil del relevador para posteriormente guardarlos en la memoria de la PC antes de volver a cerrar el interruptor (si la función de registros de fallas esta en forma automática), si no se graban los datos antes de restablecer el interruptor, éstos se perderán.

Cuando no se ejecuta ninguna falla en el sistema, el relevador graba 96 ciclos de los datos más actuales a 16 muestras por ciclo en su memoria temporal, los cuales pueden ser grabados en la memoria de la PC para su posterior análisis.

Igualmente se muestra, en la carátula, el estado del registrador de fallas (Fault Recorder), ya sea que esté habilitado ó deshabilitado para grabar los datos de las fallas que ocurran, en forma automática o manual, es decir, grabar los eventos cada vez que se presenten fallas en el sistema o cada vez que el usuario lo desee. La condición es definida por el usuario por medio de la función habilitar o deshabilitar el registro de fallas.

La última característica corresponde al factor de potencia (Pwr. Fact.) mostrando si la potencia del generador esta adelantada o atrasada.

5.3. FALLA DE BAJA Y ALTA FRECUENCIA DEL SISTEMA.

Estas fallas se presentan cuando hay una conexión o liberación de alguna carga en un punto del sistema, por lo que no es tan severa y puede permanecer por algún tiempo más del estándar.

Los ajustes del relevador para esta falla están dados en las tablas 4.3 y 4.4 del capítulo 4, respectivamente. Para el caso de la protección de baja frecuencia se emplean los valores de 59.50 Hz con 30 ciclos de retardo para la protección primaria (primer ajuste), 59.00 Hz con 15 ciclos de retardo para la protección de respaldo (segundo ajuste). Los voltajes de operación del sistema se encontraban a 220 Volts por fase. El diagrama unifilar para la implementación de

las protecciones de frecuencia (baja frecuencia 81U y alta frecuencia 81O) es el que se presenta en la figura 4.1 del capítulo 4.

Las variables del simulador experimental de SEP's son las que se muestran en la figura 5.1 las cuales son en condiciones normales de operación, es decir, sin fallas.

Los oscilogramas correspondientes a las condiciones de operación con falla de sobre frecuencia y falla de baja frecuencia son las que se muestran en las figuras 5.2 y 5.3 respectivamente.

En estas figuras se pueden ver los voltajes de fase-fase y neutro (solo cuando se habilita este valor en el relevador digital) indicados como V_{ab} , V_{bc} , V_{ca} y V_n , en valores de por unidad (pu). Las corrientes de fase y neutro (cuando esta habilitado) señaladas como I_a , I_b , I_c e I_n , también dadas en por unidad. Las funciones de la condición del interruptor (BLK1), la pérdida del fusible (60FL) y el disparo del interruptor (TRIG).

Estas funciones son definidas para ser mostradas en pantalla por el usuario cuando habilita el programa de análisis de fallas "Becoplot" y cuya operación en forma más detallada es mostrada en el reporte interno mencionado en el capítulo 3.

En estas gráficas se puede apreciar el fenómeno de la apertura del interruptor del generador (BLK1) después de un tiempo de retardo que es definido por el usuario, para este caso la falla se puede visualizar por medio del voltaje en terminales (V_{ab} , V_{bc} , V_{ca}) también se puede apreciar el instante en el cual es enviada la señal de apertura (TRIG) por parte del relevador para la operación del interruptor y el tiempo en el cual el interruptor empieza a abrir sus cuchillas, así mismo el tiempo final cuando se encuentran completamente abiertas las cuchillas del interruptor del generador, es decir, la liberación de la falla en el generador.

En la figura 5.2, para la condición de sobre frecuencia, se aprecia el instante en el cual es enviada la señal de disparo para el interruptor (TRIG), causada por el incremento del voltaje en terminales del generador, indicando la presencia de una condición anormal en el sistema. Lo anterior se logra mediante el rechazo de una parte de la carga que se encontraba

alimentando el simulador experimental de SEP, iniciándose la liberación de la falla en el tiempo de 1384 ms., después de transcurrir 42 ms., (2.5 ciclos) la señal es recibida por el interruptor con lo que empieza a ejecutarse la apertura del mismo. Finalmente la señal de apertura del interruptor deja de llegar al mismo después de 183 ms., cuando ya se han abierto completamente sus cuchillas.

En esta misma gráfica de la figura 5.2 se muestran los voltajes de cada fase (V_{ab} , V_{bc} y V_{ca}) con un valor aproximado de 0.75p.u., así como también las corrientes para cada fase del sistema (I_a , I_b e I_c) con un valor de 0.08p.u. La condición de sobre frecuencia se puede observar con el aumento del voltaje en las terminales del generador, este incremento en el voltaje son de 0.75 p.u., en el inicio de la falla, hasta un valor de 0.80 p.u., cuando la falla ya es incipiente. La señal de alarma o disparo para el interruptor se envía en el instante de 1384 ms., transcurriendo 48 ms. ,(2.6 ciclos) para que llegue al interruptor y este abra sus cuchillas, la señal de disparo finaliza la apertura del interruptor en el instante de 1569 ms., después de 11 ciclos. No se hace el análisis para la corriente debido a que la variable de interés es la variación del voltaje en terminales del generador.

La figura 5.3 nos muestra las variables del sistema mientras esta efectuándose una falla de baja frecuencia en el simulador de SEP's. Esta falla se logra sobrecargando al simulador, se colocan mas cargas en el bus repentinamente sin aumentar el voltaje en terminales.

De los instrumentos de medición se puede observar el abatimiento del voltaje en el generador, de un valor de 220 Volts a 219 Volts cuando la frecuencia del sistema esta a un valor de 59.73 Hz., es decir la mitad del valor (59.50Hz) al cual el relevador debe de mandar la señal de disparo, la cual es enviada cuando la frecuencia llega al valor establecido (59.50Hz).

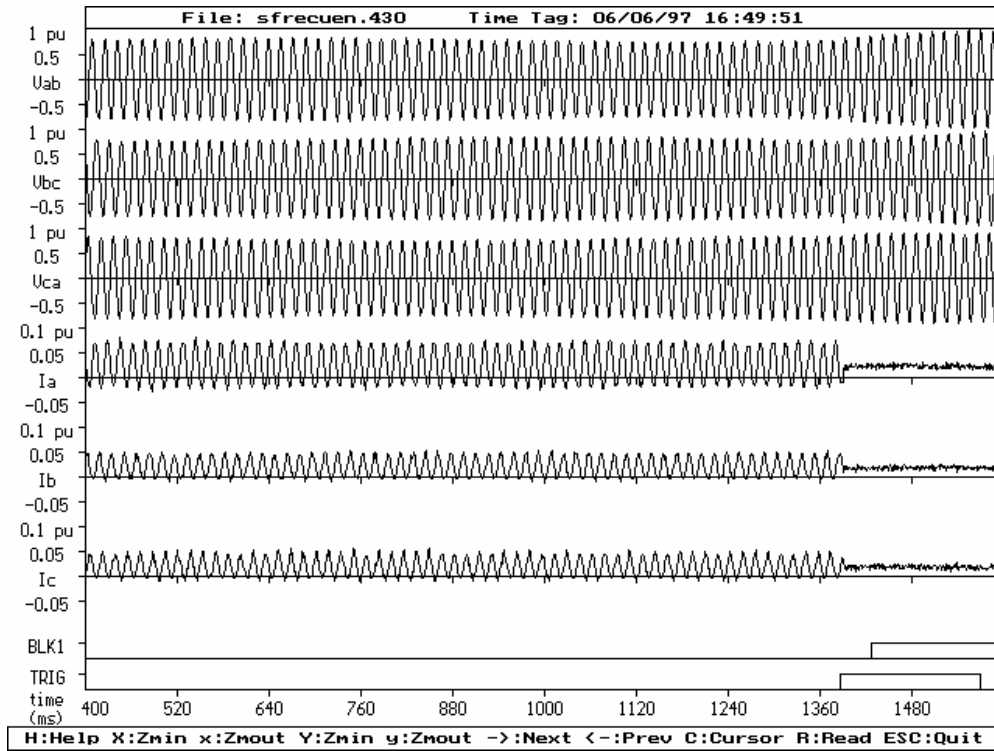


Figura 5.2. Voltajes y corrientes del simulador de SEP's con falla de sobre frecuencia.

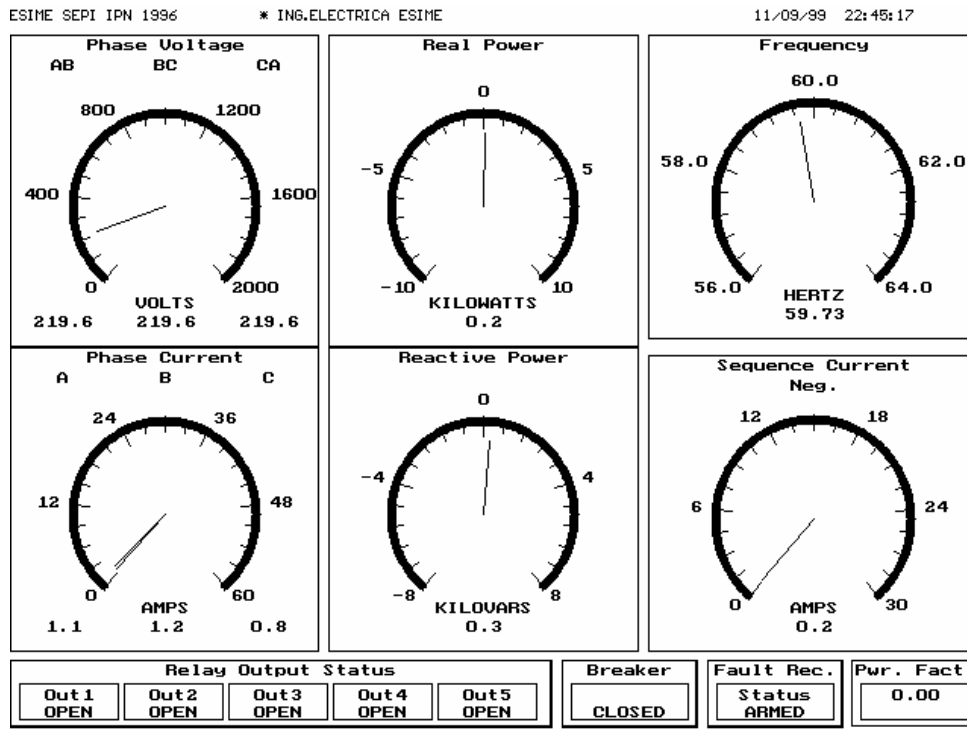


Figura 5.3. Variables del generador del simulador de SEP's bajo una condición de inicial de baja frecuencia.

5.4. FALLA DE SOBREVOLTAJE.

Para habilitar esta protección la variable a modificar es el voltaje del generador, esto se consigue mediante la manipulación del campo del generador, se aumenta el valor de la corriente de campo del generador mediante su reostato, con lo se incrementa el voltaje en terminales.

Esta condición se lleva a cabo mientras el generador alimentaba cargas capacitivas e inductivas (banco de reactores inductivos y capacitivos), además de una carga estática (lamparas incandescentes y fluorescentes), como se muestra en las figuras 3.8 y 3.9 del capítulo 3.

El diagrama unifilar para esta condición es el que se muestra en la figura 4.2 del capítulo 4. Las variables anormales de operación del simulador, con la falla de sobre voltaje, son los que se muestran en la carátula de la figura 5.4. Los valores de los ajustes para esta protección son los que se muestran en la tabla 4.6 del capítulo 4.

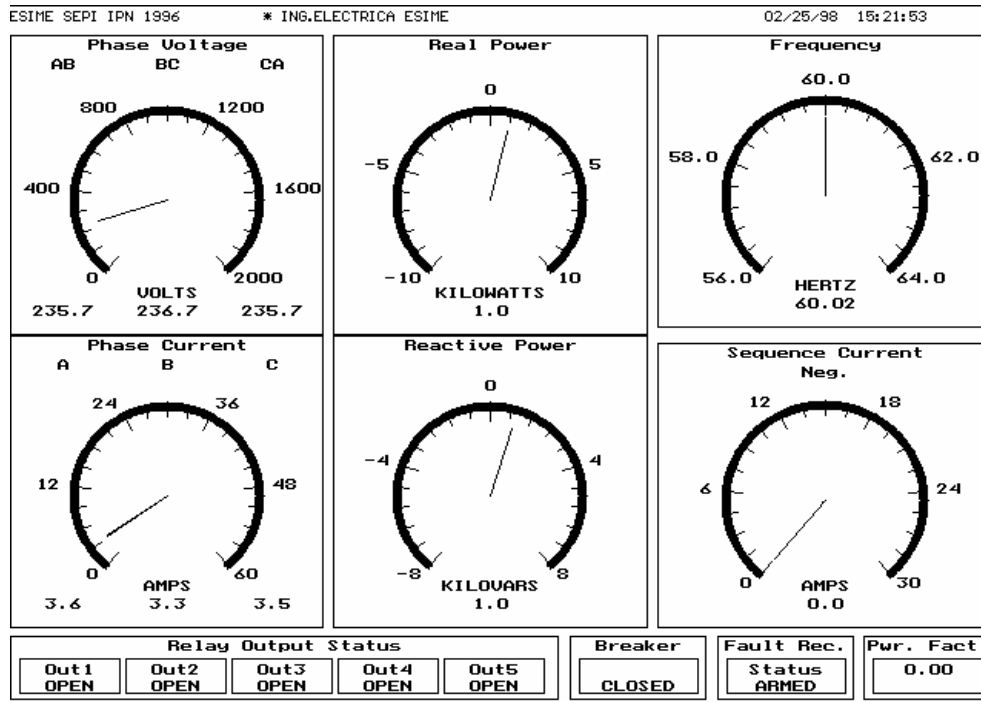


Figura 5.4. Parámetros del sistema con falla de sobre voltaje.

El oscilograma para la condición de falla de sobre voltaje se muestra en la figura 5.5. En esta figura aparecen los voltajes de fase a fase y las corrientes de línea con sus valores dados en p.u. La falla es generada cuando se rechaza una parte de la carga en el simulador.

El voltaje inicial en las terminales del generador antes de que se realizara la falla fue de 0.788 p.u., éste valor se empieza a alterar y al llegar a 1185.08 ms., se envía la señal de disparo por parte del relevador. El valor del voltaje sigue aumentando hasta llegar a un valor de 1.12 p.u., el disparo es después de 41 ms., 2.5 ciclos aproximadamente, después del envío de la señal en el tiempo igual a 1225.76 ms., en este instante el interruptor abre sus cuchillas para liberar la falla. Como en el caso anterior el parámetro que nos interesa es el voltaje, razón por la cual no se analiza la corriente en el sistema.

Las condiciones normales de operación del sistema son mostradas en la figura 5.6. El sistema se encontraba alimentando las cargas capacitivas e inductivas así como las lámparas incandescentes sin interconexión con el sistema eléctrico nacional (CFE).

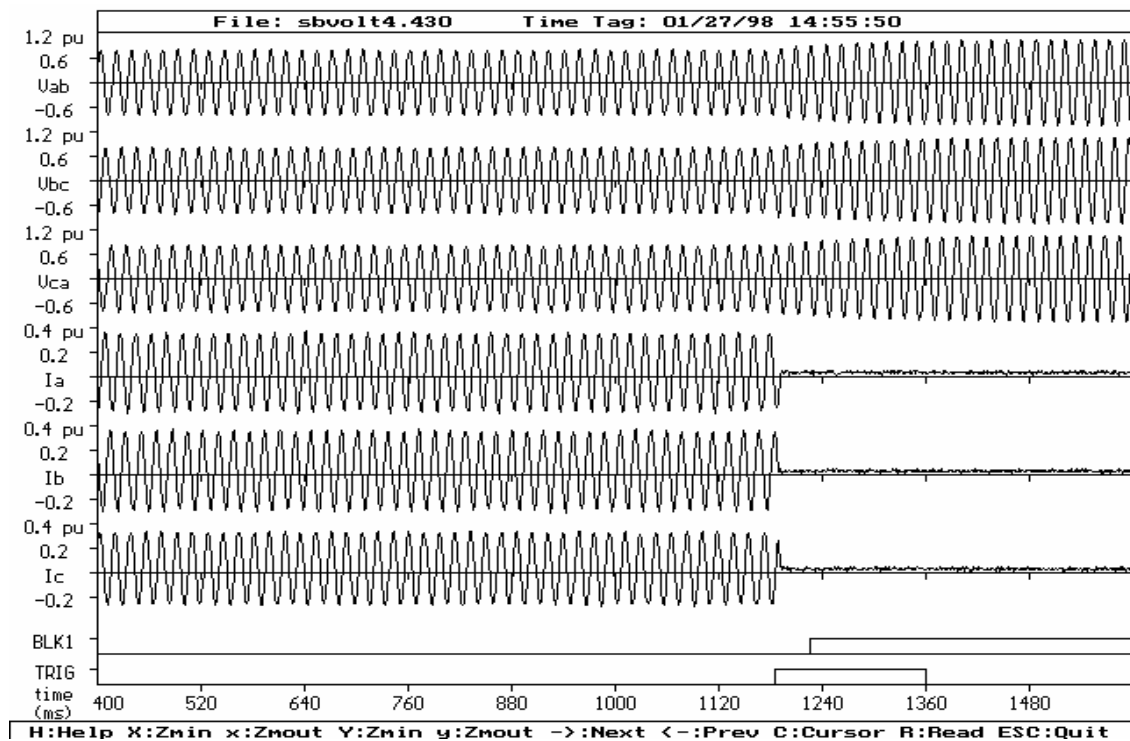


Figura 5.5. Condiciones del sistema con una falla de sobrevoltaje incipiente.

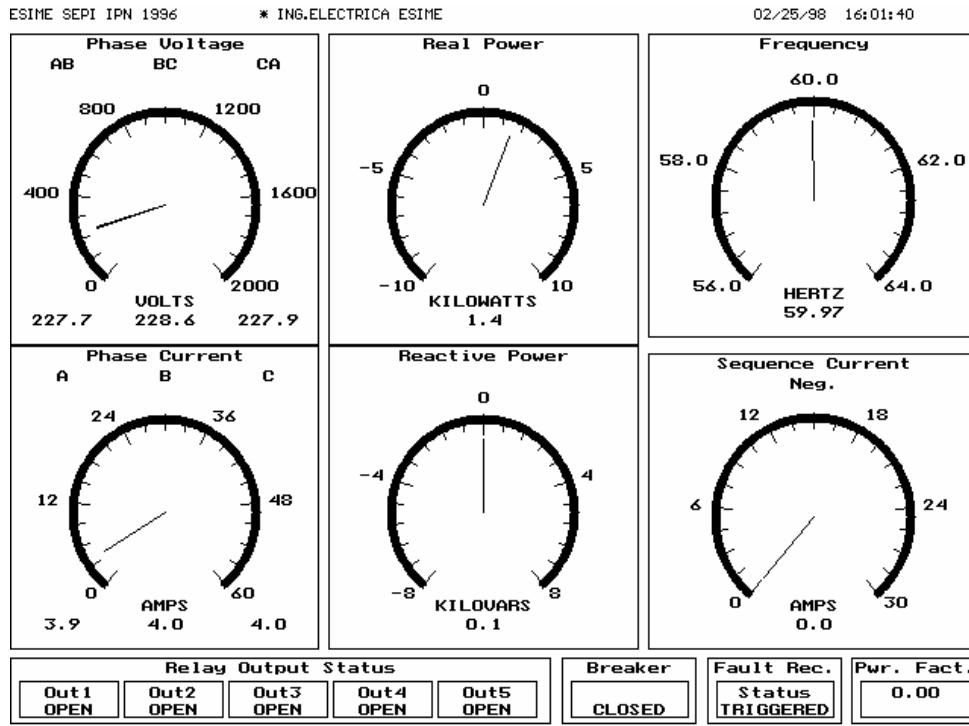


Figura 5.6. Variables normales de operación para una falla de sobre voltaje en el SEP's.

5.5. FALLA DE DISTANCIA (RESPALDO DEL GENERADOR).

Para la ejecución de esta condición fue necesario el colocar una carga (un motor) después del transformador reductor (T3) donde se conecta el bus infinito (CFE) y un bus de carga. El objetivo fue el de generar una demanda grande de corriente en el simulador por la inserción de un motor de inducción trifásico a tensión plena, eliminando antes de esto las protecciones de sobrecorriente de las líneas de transmisión para evitar que operaran éstas antes que la protección de respaldo, con lo que se creó una gran sobrecorriente a través de las líneas llegando incluso al generador, bajo esta condición es que la protección mandó la señal de apertura para el interruptor.

El diagrama unifilar donde se indica el punto donde se conecta el motor para ejecutar la falla es el de la figura 4.4 del capítulo 4. La figura 5.7 nos muestra los valores con los que contaba el simulador experimental de SEP's antes de efectuar la inserción del motor trifásico a tensión plena en el bus de carga y enlace con CFE.

Se observa, de la carátula anterior, los valores de la corriente de carga por fase de 6.1 amperes aproximadamente, la potencia activa de 2.4 Kw la carencia de potencia reactiva para este caso y la frecuencia del sistema de 60.02Hz. También podemos observar que existe un factor de potencia adelantado, esto es porque solo se alimentaban cargas resistivas.

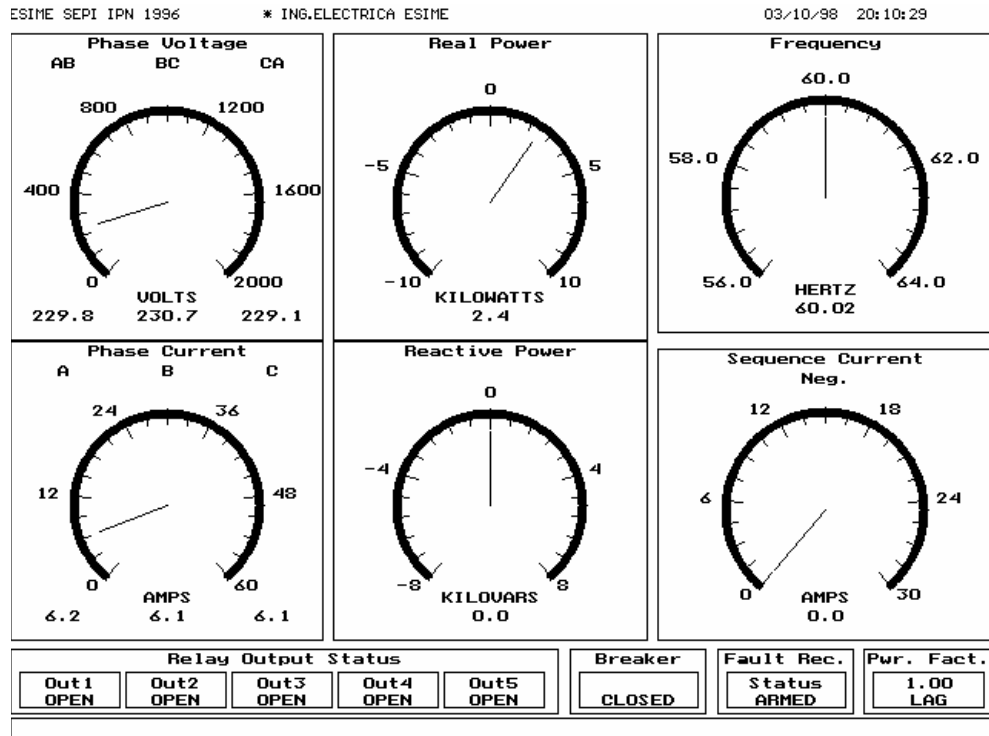


Figura 5.7. Condiciones de operación normales para el simulador experimental antes de una falla en terminales del motor de carga.

La base fue la de crear las condiciones anormales para que la protección de respaldo, para el generador, fuera la que protegiera a este elemento y no otra protección que se encontrara mas cerca al punto fallado. Para esta falla no fue necesario el tener al simulador experimental interconectado con el sistema eléctrico nacional ya que los niveles de sobrecorriente que se crearon por esta falla fueron suficientes para que el relevador los detectara.

La habilitación de esta protección se realizó para cubrir del generador hacia el sistema, con los transformadores de instrumento (TC's) conectados en el lado de la línea, como se indica en la figura 4.3 del capítulo 4, con el relevador digital funcionando con una

característica Mho desplazada, con lo que se cubre el generador, transformador, líneas y sistema de carga. Los ajustes para esta protección se muestran en la tabla 4.10 del capítulo 4.

Las condiciones de operación del simulador experimental de SEP's cuando se provoca este tipo de falla se muestran en la figura 5.8, donde se puede observar el comportamiento del voltaje y la corriente cuando la falla es franca en las terminales del motor, la función de protección para ver este disturbio es la protección de distancia de respaldo para el generador.

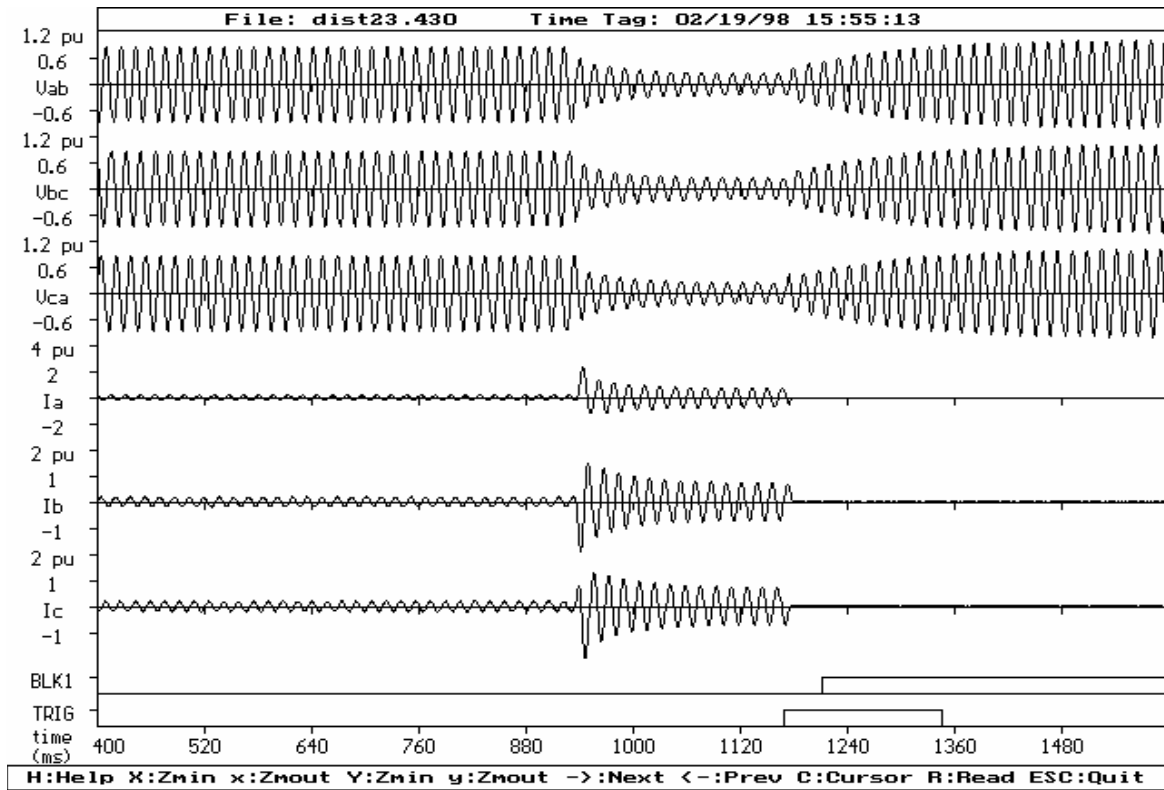


Figura 5.8. Condiciones del sistema cuando se inserta el motor de inducción a tensión plena.

De la figura 5.8 se puede observar que los valores iniciales de los voltajes (V_{ab} , V_{bc} , V_{ca}), en condiciones normales de operación (sin falla), son de 0.90 p.u.; así mismo se tienen las corrientes de fase (I_a , I_b , I_c) de 0.30 p.u.

Cuando se llega a 920.70 ms., se presenta la falla en la carga, con lo que los voltajes disminuyen a un valor de 0.60 pu, para posteriormente quedarse en 0.30 pu. Las corrientes

cambian abruptamente de un valor de 0.30 pu, a un valor de 2.00 pu., esto es por el tipo de falla que se provoca en el bus de la carga.

La señal de disparo para el interruptor es enviada en el instante de 1164.70 ms., tardándose 48.60 ms en llegar al dispositivo desconectador, ya que este interrumpe el suministro de energía en 1213.60 ms. El tiempo que tarda en llegar la señal al interruptor es de 48.60 ms, es decir, 3 ciclos.

El comportamiento de la característica del relevador de protección de distancia (respaldo para el generador) bajo las condiciones de falla son ilustradas en la figura 5.9.

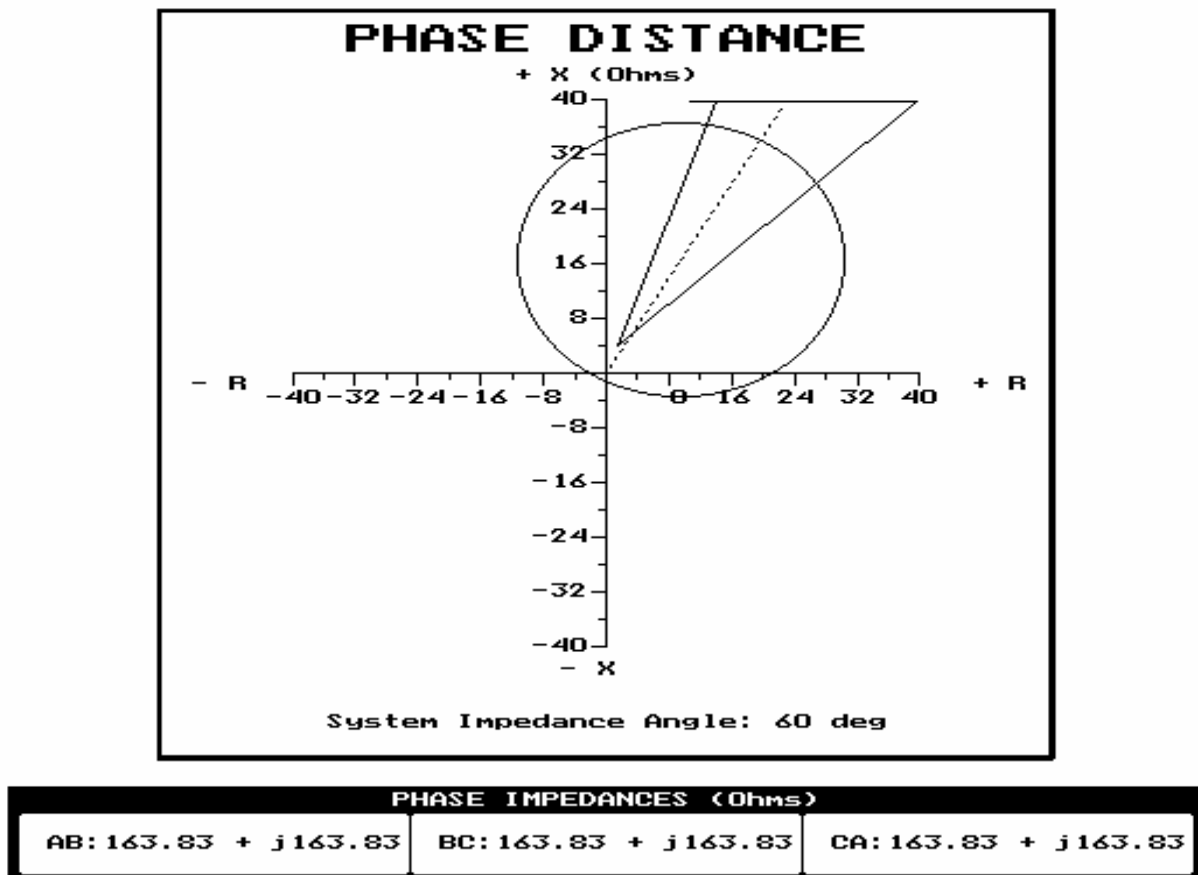


Figura 5.9. Comportamiento de la característica del relevador con el sistema fallado.

En la figura 5.9 se puede observar como es la variación de la impedancia del sistema ante el acontecimiento de la falla, para este caso la incidencia es más clara hacia el origen del

círculo por tratarse de una inserción repentina de carga que genera una gran demanda de la corriente.

5.6. FALLA DE PÉRDIDA DE EXCITACIÓN.

Este tipo de falla se presenta cuando se elimina la alimentación al campo del generador, como se explicó en el capítulo 4. El diagrama unifilar donde se indica la configuración del sistema así como el tipo de cargas que se encontraba alimentando en esos instantes es el mostrado en la figura 4.5 del capítulo 4. Un punto importante para este tipo de falla es el referente a la interconexión con el sistema eléctrico nacional ya que este es el que nos proporciona el suministro de potencia reactiva cuando se ha eliminado completamente la alimentación al campo del generador. Las condiciones normales de operación del sistema, con la carga conectada, antes de que se pierda el campo, son mostradas en los instrumentos de medición de la figura 5.10.

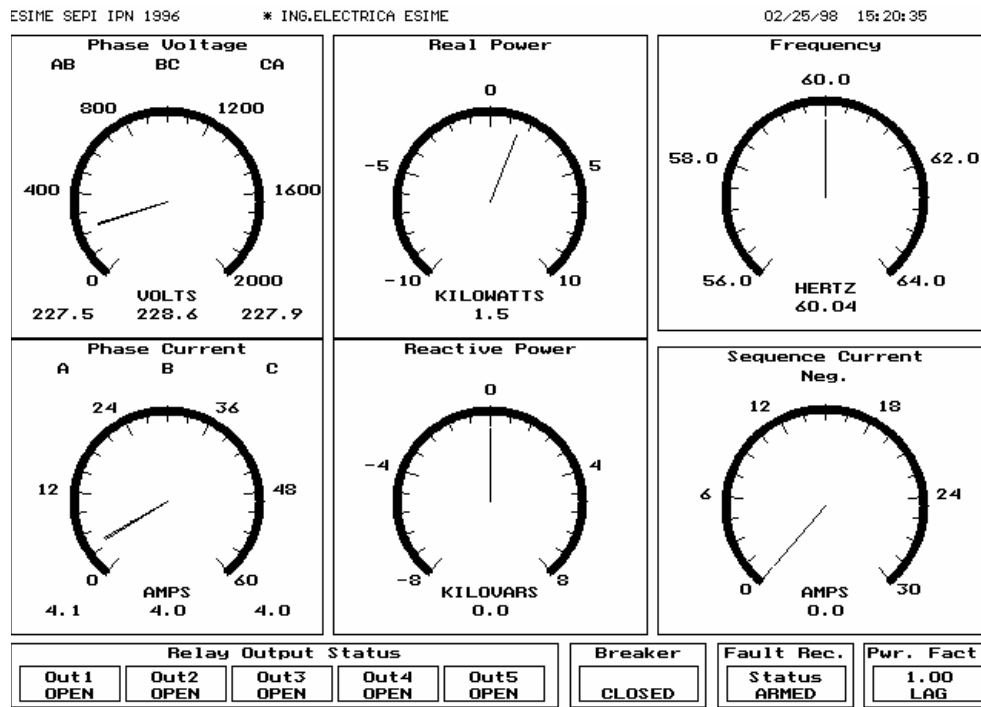


Figura 5.10. Condiciones de operación antes de falla de pérdida de excitación.

Estos instrumentos de medición son generados mediante el programa de comunicación “Becocom”, el cual ya se mencionó en el capítulo 3. En esta pantalla aparecen los parámetros

del sistema con los cuales se efectuó la falla de pérdida de campo del generador, se aprecian los valores de los voltajes $V_{ab}=227.5V$, $V_{bc}=228V$ y $V_{ca}=227V$. Las corrientes $I_a=3.9A$, $I_b=4.0A$ e $I_c=4.0A$. El valor de la potencia real de 1500 W (1.5Kw Real Power) y para este caso no tenemos potencia reactiva. Las cargas son predominantemente resistivas comprobándolo con el ángulo de la potencia del simulador de SEP's, el cual esta adelantado, 1 Lag (Pwr Fact Laggin). El valor de la frecuencia se encuentra en 60.04Hz.

Los ajustes del relevador para la habilitación de esta protección son los mostrados en la tabla 4.11 del capítulo 4. La figura 5.11 muestra las condiciones del sistema en el momento en que se ejecuta la falla de pérdida de excitación del generador.

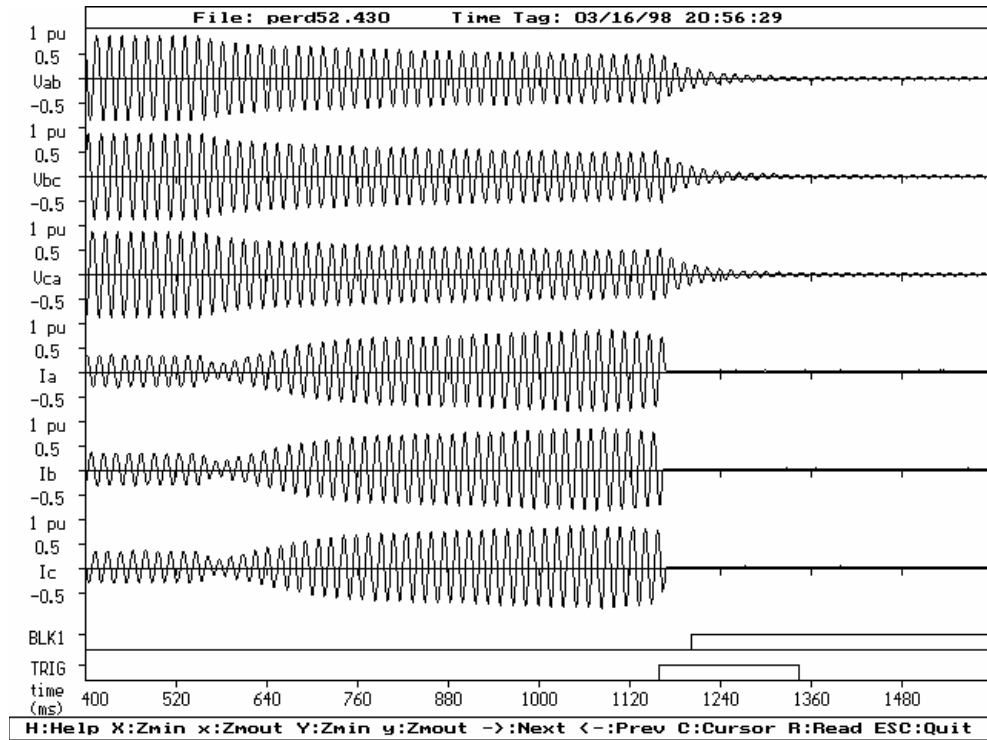


Figura 5.11. Condiciones del sistema con falla franca de pérdida de excitación

De la figura 5.11 se observa el comportamiento del voltaje y la corriente en las terminales del generador cuando aún no se presenta la falla. El voltaje por fase es de 0.875 p.u., La corriente tiene un valor de 0.375 p.u; por fase.

Los valores de la corriente aumentan de manera significativa, la corriente en la fase A es de 16.1A., de la fase B 11,6A., y de la fase C 19.2A. El desbalance que se observa es debido a que inicialmente no se encontraban balanceadas las cargas en el sistema. La potencia activa sufre de una caída abrupta ya que su valor queda en alrededor del 20% del valor sin falla, llega a 300 Watts cuando en condiciones normales era de 1500 Watts. En la potencia reactiva se observa de manera más clara el comportamiento del sistema ante este tipo de falla ya que su valor se incrementa de un valor inexistente a un valor de 3800 Var negativos, es decir, el generador experimental esta demandando energía del sistema y del simulador en lugar de que él lo suministre.

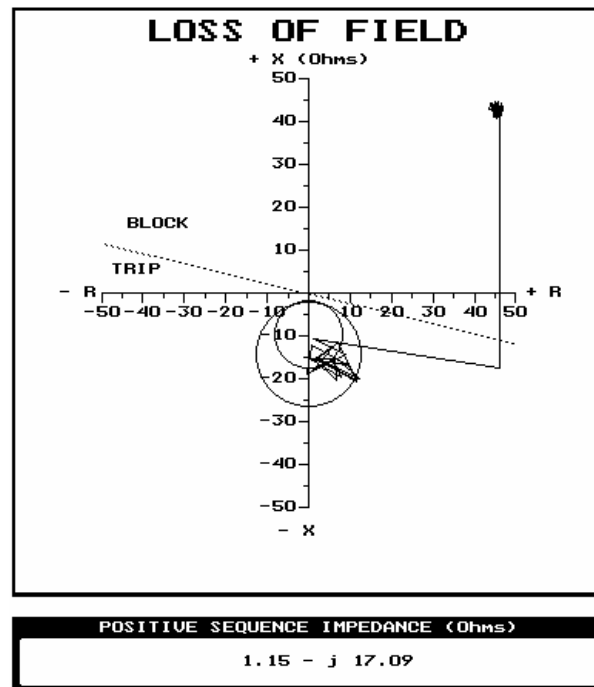


Figura 5.13. Comportamiento de la característica del relevador de pérdida de campo del generador con falla incipiente.

La figura 5.13 nos muestra el comportamiento de la característica del relevador de pérdida de excitación, de este esquema se observa la oscilación de la impedancia del sistema vista en terminales del generador.

La captura de la figura 5.13 es posible por el retardo con el que se programa la señal del disparo del interruptor. El valor de la impedancia que aparece en la parte inferior de la figura (1.16-j17.09) es el valor real de la impedancia del sistema vista en las terminales del generador con falla plena, sin campo de excitación para el generador.

5.7. FALLA DE MOTORIZACIÓN.

Para este tipo de falla se tomo que la turbina o primomotor deja de suministrar energía mecánica al generador. Se simuló una falla o cierre de válvulas de paso del agua de alimentación a la turbina, ya que el sistema simula una planta hidroeléctrica, por la inercia de la turbina el generador la ve como si se tratara de una carga con lo que se motoriza el generador, es decir empieza a demandar energía del sistema, convirtiéndose el generado en motor.

Las condiciones de operación antes de efectuar la falla de motorización son similares a las que se muestran en la figura 5.10, con esas cargas y esos valores de voltaje y corriente en el simulador de SEP's, la potencia activa es la misma, así como la frecuencia. El simulador se encontraba interconectado al sistema eléctrico nacional (CFE), el enlace con CFE nos proporciona la energía de motorización necesaria para el generador síncrono experimental del simulador.

El oscilograma de la figura 5.14 nos muestra las variables del sistema al momento de efectuar la falla de motorización en el generador y en ella es evidente esta condición anormal.

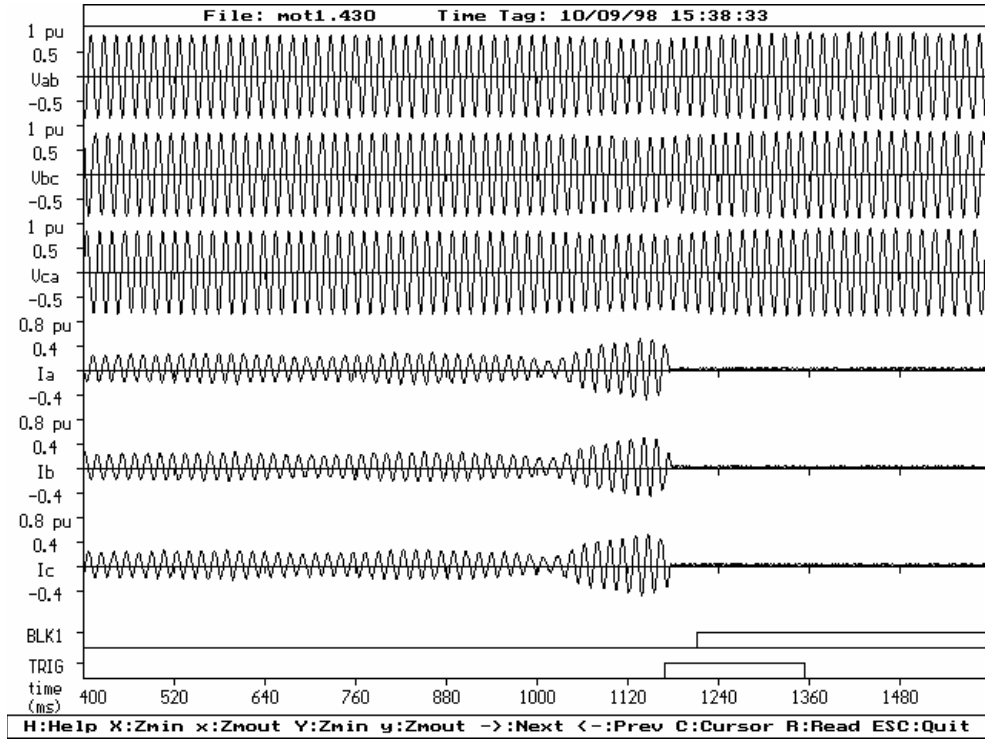


Figura 5.14. Respuesta del simulador con la falla de motorización del generador.

De la figura anterior se observa que los voltajes de cada fase, antes de efectuar la falla, son los siguientes: $V_{ab}=0.875$ p.u., $V_{bc}=0.875$ p.u., $V_{ca}=0.875$ p.u. Las corrientes son $I_a=0.30$ p.u., $I_b=0.24$ p.u., $I_c=0.24$ p.u.

Cuando se llega al instante de 989.83 ms., existe una pequeña disminución de la corriente por un tiempo muy corto, 46.17 ms.(2.5 ciclos) y al llegar a 1036 ms., existe un incremento de la corriente hasta llegar a un valor máximo de 0.525 p.u.

La emisión de la señal de disparo para el interruptor se da en el instante de 1168.81 ms., tardándose 42.72 ms. (2.5 ciclos) en llegar al interruptor. Con respecto al valor de los voltajes estos no sufren una gran alteración ya que su valor, para cada fase, es de 0.875 p.u., hasta llegar al instante donde la corriente aumenta su valor, en este punto el voltaje sufre una pequeña disminución llegando a un valor mínimo de 0.750 p.u., por fase.

En cuanto se libera la falla en el simulador el voltaje regresa a un valor un poco más grande al que tenía antes de sufrir la falla, esto es porque se libera la carga del simulador una vez que se elimina la condición anormal en el sistema. La figura 5.15 nos muestra los valores de los voltajes y las corrientes en forma real cuando la falla es franca, es decir, esta presente en el simulador cuando se graban estos datos.

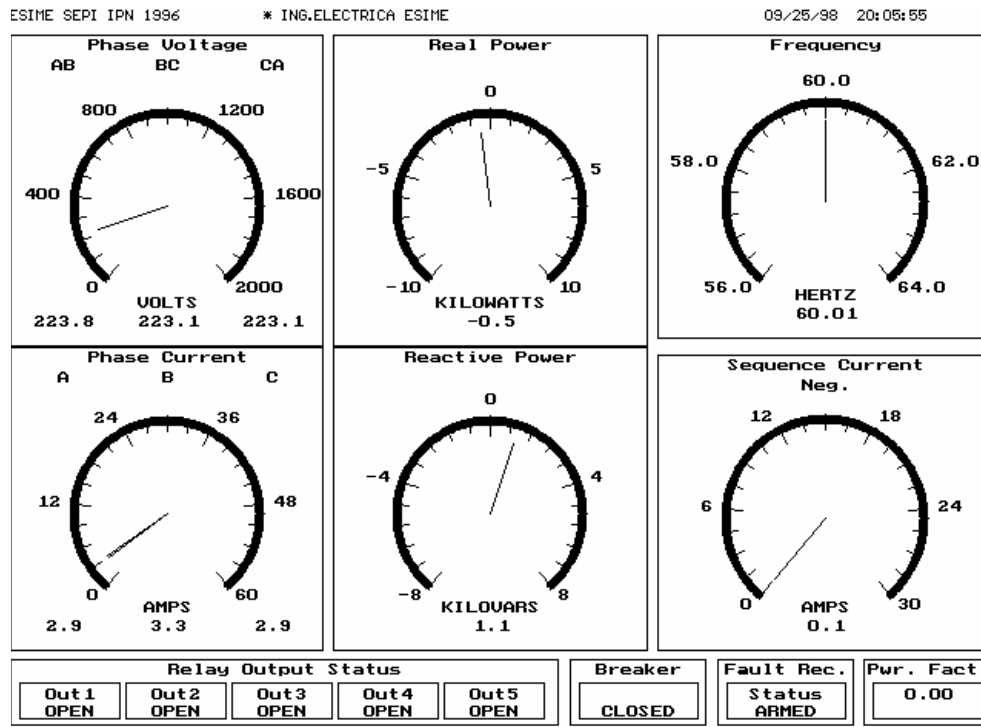


Figura 5.15. Parámetros del sistema con una falla de motorización del generador.

En la figura 5.15 se observa que los voltajes en terminales permanecen sin gran variación, tal y como se ve en la gráfica anterior de la respuesta a este tipo de falla, los valores de la corriente son los que sufren una mayor alteración ya que llegan a un valor promedio de 3 amperes, mientras que la potencia real se convierte en negativa, lo que es indicativo de que existe un efecto de motorización del equipo, conservándose los valores de la potencia reactiva ya que el sistema no se encontraba con demasiada carga, por lo que la inversión de la potencia solo es para la activa. La frecuencia permanece a su mismo valor ya que al estar interconectado al sistema eléctrico nacional predomina la del sistema más robusto, es decir, la frecuencia de CFE.

5.8. FALLA A TIERRA (UNA Y DOS FASES).

Para la elaboración de esta falla se utiliza el diagrama unifilar de la figura 4.7 del capítulo 4. La primera falla que se elabora es la de una fase a tierra, la fase A se manda a tierra por medio del contacto abierto A del contactor. Los parámetros del sistema antes de que suceda la falla son los que se muestran en la figura 5.16.

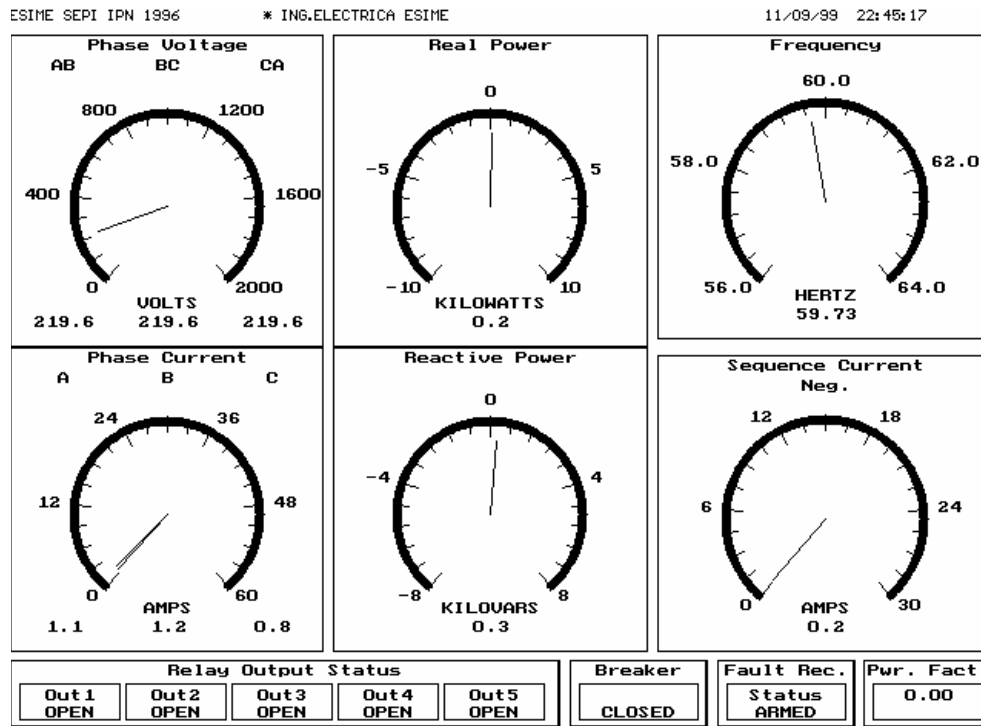


Figura 5.16. Parámetros del simulador antes de sufrir una falla de fase a tierra.

En la elaboración de esta falla el sistema se configuró de tal manera que no existiera conexión con CFE, es decir, se encontraba trabajando en forma aislada. Los ajustes para el relevador son los que se muestran en la tabla 4.17 del capítulo 4. Las condiciones de operación con una falla de fase a tierra, la primera condición, son las que se muestran en la figura 5.17.

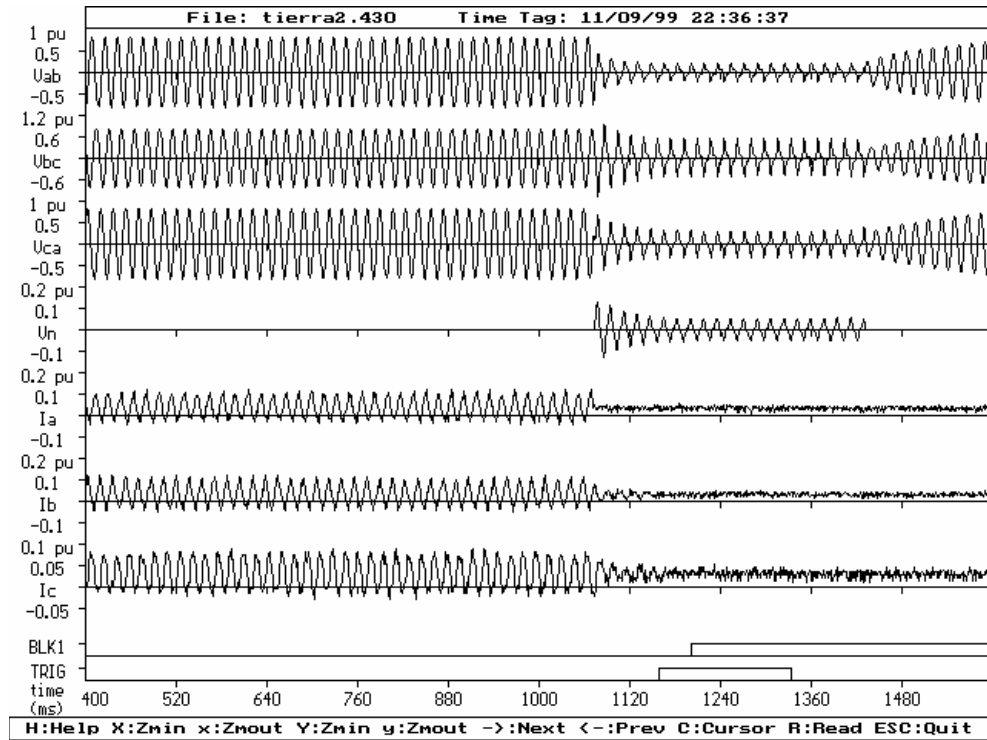


Figura 5.17. Parámetros del simulador con una falla de fase a tierra.

De la figura 5.17 se observan los 4 voltajes que son los que nos interesan para esta falla, aparece el voltaje en el neutro del generador causado por la fase a tierra. El voltaje antes de que se efectúe la falla es de 0.857 p.u., en promedio para las tres fases, no existiendo voltaje en el neutro hasta que en el instante de 1073.22 ms., aparece la falla de fase a tierra generándose un voltaje en el neutro del generador de 0.129 p.u.

El voltaje de fase se abate a un valor de 0.350 p.u., después de 85.42 ms.(5 ciclos aproximadamente) se emite la señal de disparo para el interruptor en el instante de 1158.64 ms.

El interruptor abre en el instante de 1201.36 ms., tardándose en hacerlo 42.72 ms., es decir 2.5 ciclos. El voltaje final en el neutro es de 0.057 p.u. Este voltaje desaparece por completo al liberar la fase fallada y los voltajes de fase regresan a sus valores normales ya que de acuerdo a la configuración del sistema solo se libera la parte de la carga dejando a los

voltajes de fase en monitoreo constante, por esta causa en todos los oscilogramas con fallas se sigue observando los voltajes en las fases.

Para el caso de la falla de dos líneas a tierra el diagrama unifilar es el mismo que para el caso anterior, lo único que se modifica es que ahora son dos fases las que se mandan a tierra mediante los contactos abiertos del contactor. Las condiciones de operación antes de ejecutar esta falla son las mismas que para el caso anterior. Así mismo los ajustes también son idénticos para este caso.

La figura 5.18 nos muestra las condiciones que surgen como consecuencia de colocar dos fases a tierra, estas fases son la A y la B, tal y como se indica en el diagrama unifilar respectivo.

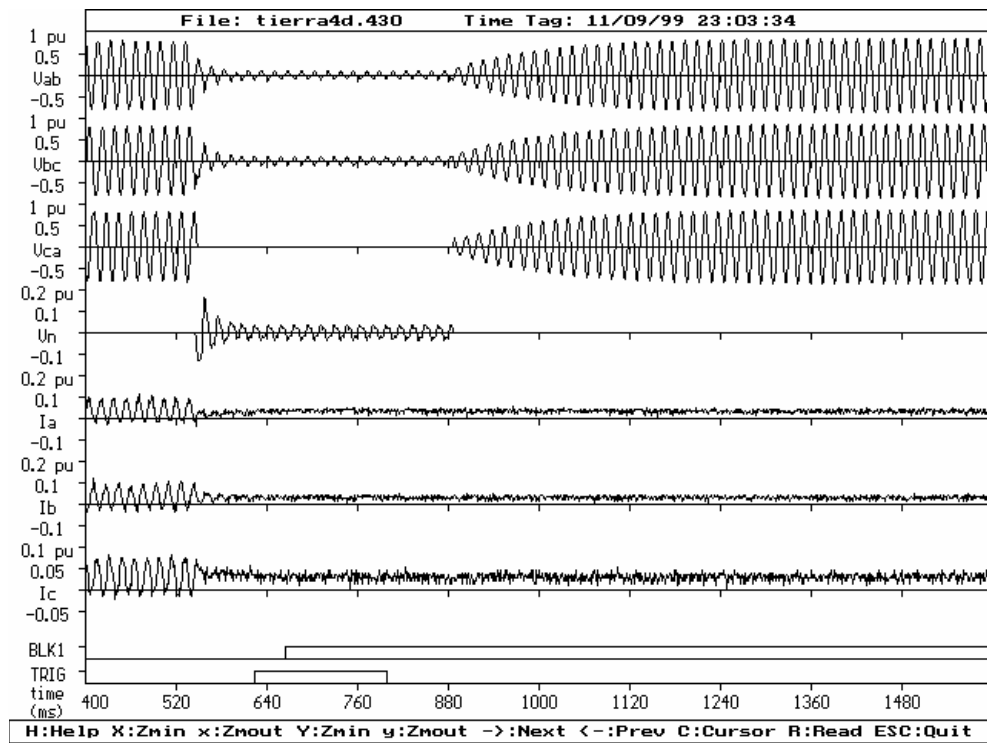


Figura 5.18. Condiciones de operación del simulador con una falla de 2 fases a tierra.

Del análisis de la figura anterior se observa que el voltaje antes de la falla es de 0.821 p.u., y la corriente del sistema de 0.114 p.u. Siendo hasta el instante de 544.41 ms., cuando se

presenta la falla a tierra de las dos fases pues aparece un voltaje en el neutro del generador el cual tiene un valor máximo de 0.164 p.u.

La corriente a plena falla cae a cero, pues toda ella se libera por las fases a tierra, los voltajes de fase caen a un valor de 0.143 p.u. Después de 79.32 ms. (5 ciclos) se emite la señal de disparo para el interruptor en el instante de 623.73 ms., la cual llega después de 40.68 ms. (2.5 ciclos) en el instante de 664.41 ms.

En este instante es cuando se liberan las fases de la conexión a tierra por lo que el voltaje en terminales del generador regresan a sus valores nominales de operación, no así la carga la cual es liberada al disparar el interruptor del generador, solo quedan habilitados los voltajes de fase del generador.

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES, APORTACIONES Y TRABAJOS FUTUROS

6.1. INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se dan las conclusiones que nos arrojan los análisis efectuados en el capítulo 5 con las respectivas respuestas del sistema de protección digital para las diferentes condiciones anormales y fallas que se realizaron en el generador del simulador experimental. Se menciona también las aportaciones de este trabajo y se recomiendan los trabajos futuros que se pueden hacer con estos sistemas.

6.2. CONCLUSIONES.

La implementación de la protección digital en el simulador experimental nos proporciona una visión más clara del comportamiento de los fenómenos inherentes a las condiciones normales y anormales de operación en el sistema y, en especial, en el generador síncrono, ya que éstas condiciones son realizadas físicamente en este elemento.

Los ajustes efectuados en el relevador digital fueron de acuerdo a los cálculos efectuados con los parámetros del simulador experimental, tal y como se hace en un SEP de mayor capacidad, con lo que se garantiza que la operación de la protección digital sea lograda con las condiciones anormales reales del simulador

Del análisis de las respuesta a todas y cada una de la condiciones anormales realizadas en el simulador experimental se observa claramente que los tiempos de operación para el dispositivo desconectador (interruptor del generador) están dentro de las normas establecidas, alrededor de 3 ciclos en promedio, para liberar o señalar la condición del elemento fallado.

Dadas las condiciones constructivas del simulador experimental donde es posible realizar condiciones anormales que en un sistema real son imposibles de ejecutar, se llega a la conclusión de que es una herramienta muy versátil donde se pueden efectuar en ella más estudios que solo se hacen en simulación digital, simulada, sin considerar todas las condiciones que prevalecen en un sistema real y que por lo tanto no dan las condiciones auténticas de su comportamiento.

Este trabajo de tesis proporciona una herramienta en el ámbito académico y pedagógico para la implementación de protecciones digitales en sistema eléctricos de potencia ya que con el simulador experimental es posible el generar, probar y analizar cualquier condición anormal y proteger al SEP, así como también poder probar cualquier tipo de relevador digital ya sea de una sola función o multifuncional, como en este caso de estudio.

6.3. APORTACIONES.

Se elaboró una infraestructura en cuanto a simuladores experimentales de SEP en el laboratorio de SEP's de graduados ESIME Zacatenco en cuanto al ordenamiento e identificación de los componentes del simulador para operarlo en diferentes condiciones.

Se propone una metodología de fallas y la implementación de la protección digital multifuncional en el generador experimental del simulador de sistemas eléctricos de potencia, lo cual se considera nuevo, puesto que no hay antecedentes e información al respecto.

En base a la implementación de los dos sistemas surge una herramienta de carácter pedagógico y de investigación puesto que con estos dos sistemas es posible el ver, analizar y ejecutar una serie de condiciones que antes solo se simulaban digitalmente.

Con esta implementación se pretende que sirva como fundamento para darle más presencia a la protección digital, ya que no es muy utilizada para protección primaria, sobre todo la multifuncional, en sistemas eléctricos de potencia de grandes capacidades.

6.4. TRABAJOS FUTUROS.

Como primer paso se recomienda la realización de la protección diferencial del generador, la cual no se elaboró en este trabajo, para complementar la protección del mismo.

Efectuar una coordinación de protecciones para el generador en base a lo elaborado en este trabajo e implementarlo en el simulador experimental para un mayor entendimiento pedagógico.

En algunos fenómenos anormales los tiempos de retardo fueron demasiado cortos, de acuerdo a las normas, por lo que se sugiere mejorar los mismos.

En este trabajo de tesis solo se contempló el generador por lo que se sugiere implementar el relevador para el sistema generador transformador, es decir la protección de todo el sistema experimental.

APÉNDICE A

BASES MATEMÁTICAS PARA LOS ALGORITMOS DE LOS RELEVADORES DIGITALES.

INTRODUCCIÓN.

Diferente de los relevadores convencionales, un relevador digital consiste de dos partes principales: el hardware y el software. El tipo de software implementado en un relevador digital decide no solamente sus características si no también su funcionamiento como bueno, por ejemplo, sea esté un dispositivo de sobrecorriente, diferencial, o un dispositivo basado en la medición de la impedancia. Una parte importante e integral del software es el algoritmo, él cual es una serie de instrucciones matemáticas usadas para procesar las entradas de voltaje y corriente para estimar los parámetros del sistema tales como los valores RMS de las componentes de la señal, la medición de la impedancia, la frecuencia fundamental, la corriente diferencial y otros más. Éstos parámetros calculados son entonces usados para decidir si el sistema se encuentra en buenas condiciones o tiene falla eminente, y consecuentemente iniciar la acción adecuada para aislar la parte fallada.

Desde hace 20 años, diferentes tipos de algoritmos han sido desarrollados para aplicaciones de protección digital y éstos son brevemente clasificados de la siguiente manera:

1. Algoritmos basados en formas de ondas senoidales, los cuales incluyen algoritmos tales como muestreo y primeras derivadas, primera y segunda derivada, técnicas de doble muestreo y de triple muestreo.
2. Técnicas basadas en series de Fourier y funciones Walsh.
3. Método de los mínimos cuadrados.

4. Solución de las ecuaciones diferenciales del modelo del sistema protegido.
5. Métodos basados en ondas viajeras.

Los algoritmos basados en formas de onda senoidales suponen que la corriente y el voltaje de prefalla son puramente senoidales. Ésta suposición no es generalmente valida, sobre todo cuando se habla de aplicaciones en estaciones de extra alto voltaje y ultra alto voltaje. Sin embargo, en la practica, las señales procesadas son a menudo pre-filtradas, y en sistemas de distribución de bajo voltaje en particular, las formas de onda son obtenidas rapidamente de una forma senoidal. Históricamente, los algoritmos desarrollados en base a las formas de onda fueron los primeros en emerger. La mayoría de los primeros trabajos aplicaron las técnicas para el cálculo de la impedancia de la línea fallada. Sin embargo, los métodos son igualmente aplicables para determinar la magnitud y la fase de las corrientes de protección para la protección diferencial de las líneas y de la planta.

Todos los algoritmos basados en ondas senoidales son diseñados para predecir ya sea el valor pico o el valor cuadrado de la forma de onda comparada. Ellos pueden ser libremente clasificados dentro de dos grandes grupos: Aquellos los cuales usan el muestreo y la primera derivada (o primera y segunda derivada) y aquellos que usan dos o tres muestras para predecir el valor pico o el valor cuadrado.

A.1. MÉTODO DEL MUESTREO Y PRIMERA DERIVADA.

Cuando una forma de onda es supuesta a ser puramente senoidal, su valor pico puede ser pronosticado de cualquiera de sus muestras. Considere dos señales medidas, $S_1(t)$ y $S_2(t)$, las cuales toman la forma de la ecuación A.1 y A.2 respectivamente.

$$S_1(t)=V_1\text{sen } w_0t \quad \text{A.1.}$$

$$S_2(t)=V_2\text{sen } (w_0t+\theta) \quad \text{A.2.}$$

Donde V_1 y V_2 son los valores pico de la señal de la forma de onda. Haciendo la derivada con respecto al tiempo de la ecuación A.1, obtenemos:

$$S_1'(t) = \omega_o V_1 \text{Cos} \omega_o t \quad \text{A.3.}$$

Cuando las ecuaciones A.1 y A.3 son combinadas obtenemos la ecuación A.4, la cual define los valores pico de la señal de protección.

$$V_1^2 = S_1(t)^2 + \left(\frac{S_1'(t)}{\omega_o} \right)^2 \quad \text{A.4.}$$

Similar ecuación puede ser derivada de las ecuaciones anteriores para describir el valor pico de la segunda señal de protección.

A.2. MÉTODO DE LA PRIMERA Y SEGUNDA DERIVADA.

Los algoritmos de este tipo generalmente reducen los errores de alisamiento de la señal de frecuencias anormales, así como de aquellas debidas a una disminución muy lenta del transitorio de corriente directa (CD). En esencia, ellos representan un refinamiento de los algoritmos detallados anteriormente y juegan un papel importante en la aplicación donde periodos significativos y componentes aperiódicas están presentes en la señal de la forma de onda.

Hagamos de las señales del voltaje y la corriente sean representadas por las siguientes ecuaciones:

$$v = V \text{sen } \omega_o t \quad \text{A.5} \quad i = I \text{sen}(\omega_o t + \theta) \quad \text{A.6.}$$

Tomando la primera y segunda derivada con respecto al tiempo obtenemos para la señal de voltaje lo siguiente:

$$v' = \omega_o V \text{cos } \omega_o t \quad \text{A.7.}$$

$$v'' = -\omega_o^2 V \text{sen } \omega_o t \quad \text{A.8.}$$

Combinando estas dos ecuaciones resulta en una ecuación para el cuadrado del pico del voltaje senoidal supuesto:

$$V^2 = \frac{1}{\omega_0} \left[(v')^2 + \left(\frac{v''}{\omega_0} \right)^2 \right] \quad \text{A.9}$$

La correspondiente ecuación para determinar una aproximación para el pico de la corriente es del mismo modo la siguiente:

$$I^2 = \frac{1}{\omega_0} \left[(i')^2 + \left(\frac{i''}{\omega_0} \right)^2 \right] \quad \text{A.10.}$$

Donde el ángulo del voltaje esta dado por la siguiente ecuación:

$$\theta_v = \omega_0 t = \text{Tan}^{-1} \frac{v'' / \omega_0^2}{-v' / \omega_0} = -\text{Tan}^{-1} \left(\frac{v''}{\omega_0 v'} \right) \quad \text{A.11.}$$

Así mismo el ángulo de la corriente esta dado por la ecuación siguiente:

$$\theta_i = -\text{Tan}^{-1} \left(\frac{i''}{\omega_0 i'} \right) \quad \text{A.12.}$$

Las primeras y segundas derivadas son comúnmente determinadas para usarse en este algoritmo usando diferencias divididas.

A.3. MÉTODO O TÉCNICA DEL DOBLE MUESTREO.

Del cálculo de la magnitud de las ondas del voltaje de fase y la corriente logrado usando derivadas, una alternativa, la cual evita la necesidad de encontrar las diferenciales, involucra el manejo de dos muestras tomadas a instantes discretos del tiempo de la señal de la onda. Hagamos v_k, v_{k+1} las muestras del voltaje medidos en tiempos t_k, t_{k+1} respectivamente, y Δt sea el intervalo del tiempo de muestreo. Entonces tenemos:

$$v_k = V \text{sen } \omega_0 t_k \quad \text{A.13.}$$

$$v_{k+1} = V \text{sen } \omega_0 t_{k+1} = V \text{sen } \omega_0 (t_k + \Delta t) \quad \text{A.14.}$$

$$v_{k+1} = V \text{sen } \omega_0 t_k \cos \omega_0 \Delta t + V \cos \omega_0 t_k \text{sen } \omega_0 \Delta t \quad \text{A.15.}$$

Se puede observar que los valores $\omega_0 \Delta t$ son fijados por cualquier frecuencia angular nominal del sistema y el intervalo de muestreo. Ellos, por lo tanto, aparecen como constantes en la evaluación de los valores pico, los cuales, en efecto, solamente ponderan los valores muestreados usados en el algoritmo. El ángulo entre las formas de onda del voltaje y la corriente pueden ser calculadas usando los valores determinados anteriormente del voltaje y la corriente juntos con las muestras medidas de ellos, de tal manera que el resultado es el siguiente:

$$\theta = \cos^{-1} \left[\frac{i_k v_k + i_{k+1} v_{k+1} - (i_k v_{k+1} + i_{k+1} v_k) \cos \omega_0 \Delta t}{IV \text{sen}^2 \omega_0 \Delta t} \right] \quad \text{A.16.}$$

La anterior ecuación muestra que el ángulo de la fase puede ser determinado de un par de muestras de voltaje o de corriente. No obstante la aparente complejidad de su forma, esta ecuación es de hecho relativamente fácil de evaluar, dado que, como parte de la determinación general de la impedancia medida, los valores pico de las mediciones del voltaje y la corriente deben ser evaluados de cualquier forma.

A.4. MÉTODO O TÉCNICA DE TRES MUESTRAS.

Este algoritmo predice el pico del voltaje y la corriente medidos usando tres muestras sucesivas. También calcula las partes resistiva y reactiva de la impedancia. Este contrasta con el algoritmo anterior, el cual produce las estimaciones de la magnitud y el argumento de la impedancia medida.

Supongamos v_k, v_{k+1}, v_{k+2} son las muestras de voltaje medidas a tiempos t_k, t_{k+1} y t_{k+2} , entonces:

$$v_k = V \text{sen } \omega_0 t_k \quad \text{A.17.}$$

$$v_{k+1} = V \text{sen}(\omega_0 t_k + \omega_0 \Delta t) \quad \text{A.18.}$$

$$v_{k+2} = V \text{sen}(\omega_0 t_k + 2\omega_0 \Delta t) \quad \text{A.19.}$$

Si i_k, i_{k+1} e i_{k+2} son las correspondientes corrientes y si el ángulo de fase entre el voltaje y la corriente es θ , entonces tenemos:

$$i_k = I \text{sen}(\omega_0 t_k + \theta) \quad \text{A.20.}$$

$$i_{k+1} = I \text{sen}(\omega_0 t_k + \omega_0 \Delta t + \theta) \quad \text{A.21.}$$

$$i_{k+2} = I \text{sen}(\omega_0 t_k + 2\omega_0 \Delta t + \theta) \quad \text{A.22.}$$

La parte resistiva de la impedancia medida, utilizando las adecuadas identidades trigonométricas, es dada por $R_f = (V/I) \cos \theta$ con lo que obtenemos lo siguiente:

$$R_f = \frac{2v_{k+1}i_{k+1} - v_{k+2}i_k - v_k i_{k+2}}{2(i_{k+1}^2 - i_k i_{k+2})} \quad \text{A.23.}$$

De la misma manera la parte reactiva es dada por $X_f = (-V/I)\text{sen } \theta$ y puede por otro lado ser fácilmente determinada de una serie de mediciones de tres muestras de voltaje y corriente, de nueva cuenta se involucran las identidades trigonométricas necesarias, con lo que obtenemos:

$$X_f = \frac{v_{k+1}i_{k+2} - v_{k+2}i_{k+1}}{i_{k+1}^2 - i_k i_{k+2}} \text{sen } \omega_0 \Delta t \quad \text{A.24.}$$

Se debe observar de la ecuación A.23 que R_f es independiente del rango de muestreo y por lo tanto no es afectado por la frecuencia del sistema. Por otra parte, de la ecuación A.24 muestra que X_f es dependiente de la constante $\text{Sen } \omega_0 \Delta t$, por lo tanto la reactancia medida es proporcional a la frecuencia del sistema.

A.5. SERIES DE FOURIER.

El análisis de Fourier incluye series de Fourier y métodos basados en la transformada de Fourier, mientras las funciones Walsh solo incluyen las series de Walsh. La suposición básica usada en los métodos basados en las series de Fourier y las series de Walshes que la forma de onda que resulta de una condición de falla (voltaje o corriente) es supuesta a ser periódica dentro del intervalo, digamos t_0 hasta t_0+T , donde T es el período de la componente fundamental. Ésta suposición habilita a la forma de onda para ser expandida por las series de Fourier o las de Walsh. La componente fundamental es entonces extraída y usada para calcular ya sea la impedancia de la falla o las cantidades de la corriente diferencial.

En el caso del método de la transformada de Fourier, es necesario no suponer la naturaleza de la forma de onda fallada. Las formas de onda del voltaje y la corriente dentro de la ventana de datos son transformadas al dominio del tiempo. Estas cantidades transformadas son entonces usadas para calcular la impedancia aparente de la falla.

Muchas de las señales de entrada tales como los voltajes y las corrientes de fase encontradas en los sistemas de potencia son esencialmente periódicos. Idealmente los voltajes y las corrientes presentes en el sistema en estado estable son puramente senoidales a la frecuencia del sistema de potencia. Algunos dispositivos (como por ejemplo, transformadores de potencia, inversores y convertidores) crean distorsión en la armónica en la señal de estado estable. Las señales vistas por el relevador también son estimadas para ser senoidales puras. La frecuencia no fundamental contenida en el voltaje y la corriente vista por un relevador no son verdaderas pues cambian en el tiempo. La naturaleza de estas señales de frecuencia no fundamental tiene un importante fundamento en el desempeño de los algoritmos para los relevadores. Las series de Fourier proporcionan una técnica para examinar estas señales y determinar sus contenidos de armónicos [44,45,46,49].

Una señal $r(t)$ se dice que es periódica si existe una T tal que:

$$r(t) = r(t + T); \text{ Para toda } t. \quad \text{A.25}$$

Si $r(t)$ es periódica y no una constante, entonces hagamos T_0 el valor positivo más pequeño de T para la cual la ecuación 3.1 es satisfecha. El período T_0 es llamado el período fundamental de $r(t)$. Lo necesario en lo concerniente con el más pequeño tal que T es hecho claramente por una consideración de una senoide. Si $r(t) = \sin(\omega_0 t)$ entonces (A.1) es satisfecha por:

$$T = \frac{2n\pi}{\omega_0}; n=1,2,3,\dots \quad \text{A.26.}$$

El valor positivo más pequeño es, por supuesto, $T = 2\pi / \omega_0$. Asociado con el período fundamental esta una frecuencia fundamental definida por:

$$\omega_0 = \frac{2\pi}{T_0} \quad \text{A.27.}$$

Cualquier función del tiempo ($f(t)$) puede ser representada por una serie de Fourier y cada coeficiente de la serie puede ser encontrado de acuerdo a las siguientes formulas:

$$f(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos n\omega_0 t + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \sen n\omega_0 t \quad \text{A.28.}$$

Donde: ω_0 es la frecuencia angular fundamental ($2\pi f_0 = 2\pi / T$)

T es el periodo del tiempo de la componente fundamental.

$n\omega_0$ es la n armónica de la frecuencia angular.

$$a_0 = \frac{2}{T} \int_{t_1}^{t_1+T} f(t) dt \quad \text{A.29.}$$

$$a_n = \frac{2}{T} \int_{t_1}^{t_1+T} f(t) \cos n\omega_0 t dt \quad \text{A.30.}$$

$$b_n = \frac{2}{T} \int_{t_1}^{t_1+T} f(t) \sen n\omega_0 t dt \quad \text{A.31.}$$

Las formas de onda del voltaje y la corriente son por supuesto funciones del tiempo y ellas pueden ser consecuentemente expandidas usando la serie de Fourier. Si tomamos por ejemplo, una forma de onda del voltaje $v(t)$, entonces tenemos:

$$v(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{n=1}^{\infty} a_n \cos n\omega_0 t + \sum_{n=1}^{\infty} b_n \sen n\omega_0 t \quad \text{A.32.}$$

Donde ω_0 es la frecuencia angular de la componente fundamental y T es su periodo. Las ecuaciones de los coeficientes muestran que la componente fundamental de una forma de onda de un voltaje o una corriente puede ser extraído de la correspondiente forma de onda fallada simplemente colocando $n=1$.

A.6. FASORES.

Dada una señal periódica con una frecuencia fundamental ω_0 , podemos calcular un fasor de frecuencia fundamental de los términos fundamentales en las series de Fourier. Si adoptamos la notación que una forma de onda cosenoidal es la señal de referencia, esto es, el voltaje:

$$v(t) = \sqrt{2}V \cos(\omega_0 t) \quad \text{A.33.}$$

corresponde a un fasor V el cual tiene un ángulo θ y el voltaje:

$$v(t) = \sqrt{2}V \cos(\omega_0 t + \varphi) \quad \text{A.34}$$

corresponde a un fasor complejo, $Ve^{j\varphi}$, entonces el fasor de la frecuencia fundamental está directamente relacionado al primer coeficiente exponencial de la serie de Fourier.

APÉNDICE B

PRINCIPIOS BÁSICOS DE PROTECCIÓN DE LOS GENERADORES

B.1. PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

La protección diferencial de generadores es utilizada principalmente para detectar fallas internas entre espiras de la misma fase o entre espiras de diferentes fases del devanado de armadura. Cuando el neutro del generador ésta conectado por medio de una baja impedancia la protección diferencial también puede detectar fallas internas de fase a tierra [3,4,5,6,7].

El principio de operación de la protección diferencial se basa en la comparación de las corrientes en el lado secundario de los transformadores de corriente que entran y salen del generador como se ilustra en la figura B.1. Cuando las dos corrientes son iguales el relevador no opera.

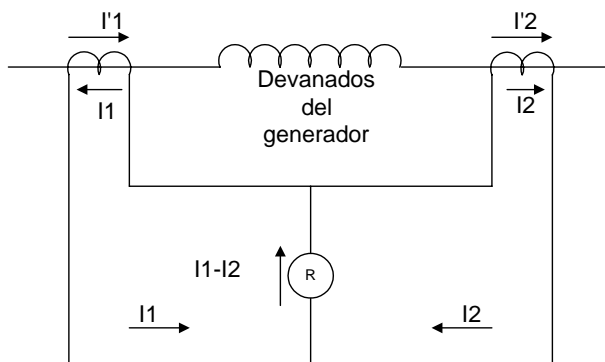


Figura B.1. Conexión protección diferencial con relevador de sobrecorriente.

Cuando hay una falla externa, el relevador detecta $(I_1 - I_2)$, la cual es cero o muy pequeña. Para una falla interna el relevador detecta $(I_1 + I_2)$ que puede ser muy grande. Dadas las condiciones operativas de la protección diferencial para su habilitación, utilizar dos relevadores de sobrecorriente para detectar esta falla mediante un arreglo adicional, no se incluye en este trabajo de tesis dejándola para posteriores trabajos de investigación, dado que hay que invertir una mayor cantidad de dispositivos y elementos con los que actualmente no se cuentan.

B.2. PROTECCIÓN CONTRA FALLA A TIERRA.

El método elegido para detectar fallas a tierra en el estator depende esencialmente de como es conectado el generador al sistema de potencia. Una distinción básica es hecha entre lo siguiente:

Generadores sin transformador elevador el cual es conectado directamente a las barras (buses)

Generadores con transformador elevador (unidades generador-transformador)

Los generadores que están directamente conectados a las barras son típicamente de baja potencia y la protección de falla a tierra en el estator esta basada en la supervisión ya sea de la amplitud o de la dirección de la corriente del neutro. La corriente en el neutro es medida usando ya sea un transformador de corriente con núcleo balanceado o tres monofásicos en un arreglo. Monitoreando la amplitud es aplicable en sistemas que no están conectados a tierra donde la corriente I_{es} fluye del sistema a una falla a tierra en el generador siendo mucho más grande que la corriente que fluye del generador a una falla a tierra en el sistema externo, es decir, la condición $I_{ES} \gg I_{EG}$ es cumplida. La zona de protección alcanzada de las terminales del generador hasta el neutro del mismo, para un esquema de esta clase, esta limitado aproximadamente por un 70 % del devanado del estator.

La protección contra fallas a tierra en el estator del generador trabaja sobre la base de detección de voltaje en el neutro de un sistema que opera con neutro aislado o aterrizado a

través de una impedancia alta [4,5,7,8,36,44]. En consecuencia esta protección detecta fallas monofásicas a tierra tanto en la mayor parte del embobinado del generador como en todas las conexiones a voltaje de generación, la figura B.2 muestra esta conexión.

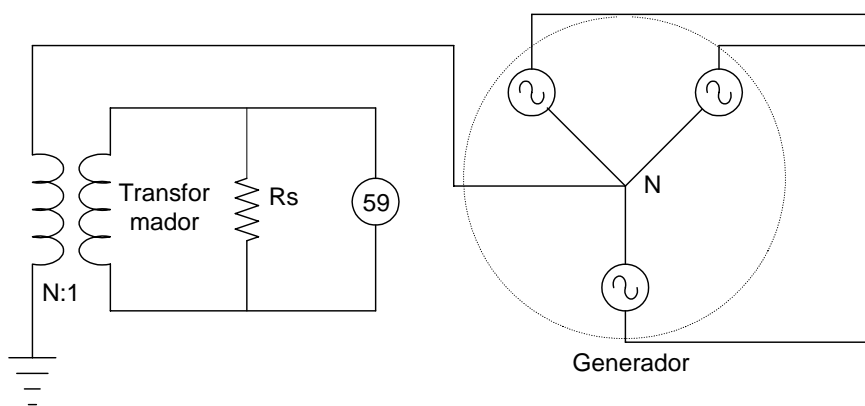


Figura B.2. Diagrama de protección de falla a tierra.

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

Esta protección contempla fallas de tierra en las terminales del generador, es decir se protege contra falla a tierra a los devanados del estator, una falla de esta naturaleza generalmente es una falla de aislamiento. Esta protección está directamente relacionada con la forma de conexión del neutro del generador, la cual depende de lo siguiente:

- El tamaño del generador (Potencia en MVA).
- La magnitud de la corriente de falla a tierra en sus terminales.
- La magnitud de la sobretensión durante la falla.

En general los neutros de los generadores se pueden utilizar de dos maneras:

- Con neutro flotante (sin conexión a tierra).
- Con neutro sólidamente conectado a tierra (tierra física como referencia).

La conexión del neutro por medio de un conductor derivado a tierra o a la red de la instalación se conoce como conexión sólida y sus características principales son las siguientes:

1. La tierra sirve como referencia para los voltajes, tanto en estado estacionario como en condiciones transitorias.
2. No limita el valor de la corriente a falla ya que la impedancia del cable se considera teóricamente cero.
3. No permite la incorporación de un esquema de protección de falla a tierra.

En el caso de generadores que alimentan directamente sistemas de distribución se emplea la puesta a tierra del neutro a través de un reactor de reactancia baja y la protección contra falla a tierra es proporcionada por los relevadores diferenciales (87G) respaldados por un relevador de sobrecorriente al neutro (51N), que a la vez respalda la protección de tierra de las líneas de distribución [3,5,6,7,8].

El principio de operación de la protección contra falla a tierra en el estator del generador basa su operación en la detección de voltaje en el neutro del propio generador, donde el voltaje en este punto en condiciones normales es cero, excepto para la componente de la tercera armónica, la cual puede ser apreciable, pero es fácilmente eliminada por medio de un filtro pasa bajos contenido dentro del propio relevador.

El voltaje en el neutro del generador será tanto más alto cuanto más alejada está la falla del neutro. Inversamente, una falla a tierra en el propio neutro no podrá ser detectada por no producir voltaje, este punto es el menos expuesto a falla por no estar sujeto a voltaje en operación normal. Los relevadores generalmente utilizados tienen suficiente sensibilidad en un rango del 90 al 95% del devanado del generador.

El esquema más común es el mostrado en la figura B.2. En el cual se emplea un transformador de distribución para obtener un amortiguamiento en el circuito, con la ayuda de una resistencia. En los circuitos en los que no se utiliza una resistencia se presentan fenómenos de ferresonancia entre la inductancia del transformador de potencial y la

capacitancia a tierra del devanado del generador con lo cual se generan sobrevoltajes transitorios [5,6,7,8].

B.3. PROTECCIÓN DE DISTANCIA (RESPALDO GENERADOR).

En el relevador Beckwith la función de distancia es implementada con una característica Mho de una sola zona. Tres elementos de distancia separados son implementados para detectar fallas del tipo AB, BC y CA. El diámetro, desplazamiento (offset), ángulo de la impedancia del sistema (ángulo de la característica del relevador) y el retardo del tiempo definido pueden ser seleccionados por el usuario para colocarlos en una aplicación específica.

El relevador digital calcula la impedancia aparente como se da en la siguiente relación.

$$Z_{AB} = \frac{V_A - V_B}{I_A - I_B} ; \quad Z_{BC} = \frac{V_B - V_C}{I_B - I_C} ; \quad Z_{CA} = \frac{V_C - V_A}{I_C - I_A}$$

Estas impedancias son comparadas en el diagrama de impedancias R-X con los ajustes del relevador y una señal de disparo es enviada si la impedancia está dentro de la característica de operación por más del tiempo de retardo colocado en el relevador. Cuando el generador es conectado al sistema a través de un transformador de potencia conectado en delta-estrella, adecuados voltajes y corrientes (equivalentes para el lado de alta tensión del transformador) deben ser usados para que el relevador vea las impedancias para las fallas del sistema. Cuando se habilita la característica de conexión por medio del transformador, el relevador puede internamente calcular los voltajes del lado de alta de la unidad generador-transformador, ahorrándose los transformadores de instrumento auxiliares.

Los ajuste de la impedancia están basados en los valores secundarios de los transformadores de instrumento, para el caso de la protección de respaldo, y con el generador conectado directamente al sistema y unos valores secundarios de los TP's y TC's de 120 Volts y 5 Amperes, los valores de la impedancia nominal son como sigue:

CONEXIÓN	IMPEDANCIA NOMINAL
Línea a Tierra	24Ω
Línea a Línea	$24 / \sqrt{3} = 13.86 \Omega$

Cuando la función de conexión mediante transformador es habilitada, la impedancia nominal es como sigue:

CONEXIÓN	IMPEDANCIA NOMINAL
Línea a Tierra	24Ω
Línea a Línea	$24 * \sqrt{3} = 41.57 \Omega$

B.4. PROTECCIÓN CONTRA PÉRDIDA DE EXCITACIÓN.

La pérdida de excitación, para el caso de las protecciones eléctricas, se considera como una falla externa ya que el sistema de excitación no forma propiamente parte de la máquina, y ésta se puede deber a lo siguiente:

1. Corto circuito en el devanado de campo.
2. Falla en el sistema de excitación ó en el regulador de voltaje.
3. Falla en la alimentación de la excitación.

Los principales efectos que se presentan con la pérdida de excitación en el generador son los siguientes [5,6,7,8,]:

- El voltaje en las terminales se abate drásticamente.
- El flujo de potencia reactiva se invierte.
- El valor de la impedancia del generador pasa de predominantemente resistiva-inductiva a predominantemente capacitiva.
- El valor de la corriente se mantiene casi constante en los primeros instantes, lo que indica que no hay sobrecarga y por lo tanto no opera una protección de sobre corriente.

Con la pérdida de excitación varían también las potencias activa (P) y reactiva (Q) que se entregan al sistema, y a partir de éstas se determinan los valores de resistencia y reactancia vistas desde las terminales del generador.

Esta falla aunque se presenta en la parte de corriente directa (C.D) se detecta en el lado de corriente alterna (C.A), mediante las variaciones de la potencia durante el período de falla. Esto se realiza con el relevador que recibe las señales de voltaje y corriente y las calcula como un cociente ($Y=I/V$ ó $Z=V/I$) [3,5,7,8].

Los valores de P y Q, que son las cantidades que varían durante la falla, se llevan a valores de R y X mediante relaciones obtenidas como sigue:

$$S = VI = P + jQ \quad (B.1)$$

$$I = \frac{P + jQ}{V} \quad (B.2)$$

$$V = ZI \quad \text{Pero: } Z = R + jX$$

Sustituyendo en la ecuación anterior tenemos:

$$V = (R + jX) \left(\frac{P + jQ}{V} \right) \quad (B.3)$$

Las cantidades que nos interesan son R y X por lo tanto, multiplicando la ecuación B.3 por su conjugado obtenemos lo siguiente:

$$R + jX = \frac{V^2(P - jQ)}{P + Q^2} = \frac{V^2P}{P^2 + Q^2} - j \frac{V^2Q}{P^2 + Q^2} \quad (B.4)$$

De modo que comparando término a término de la ecuación B.4 resulta:

$$R = \frac{V^2 P}{P^2 + Q^2} \qquad X = \frac{V^2 Q}{P^2 + Q^2} \qquad (B.5)$$

La protección contra pérdida de excitación consiste de un relevador de distancia con características tipo mho desplazada (offset) hacia la parte negativa del eje X en el diagrama R-X. Esta protección mide la variación de la impedancia vista desde las terminales del generador con lo que se miden las condiciones de la excitación [3,5,6,7,8].

Por lo regular los valores de R y X en función de P y Q, tratándose de la protección de los generadores, resultan pequeños, por lo que no se usan relevadores tipo impedancia, en lugar de éstos, se utilizan relevadores de tipo admitancia [5,7,8].

Cuando sucede esta falla la impedancia que se ve en las terminales del generador va a variar dependiendo de la carga inicial y de la excitación, como se observa en la figura B.4, del valor inicial de operación, la impedancia se desplazara hacia adelante y se ajustara a la curva de la línea intermitente describiendo la localización de la impedancia final. Este cambio en la impedancia es detectado por una unidad de distancia (desplazamiento con característica Mho) analizando al generador. Si la unidad de distancia es colocada para incluir el origen, una unidad direccional es requerida para supervisar la unidad de distancia para evitar la operación del relevador para fallas cercanas y oscilaciones transitorias estables.

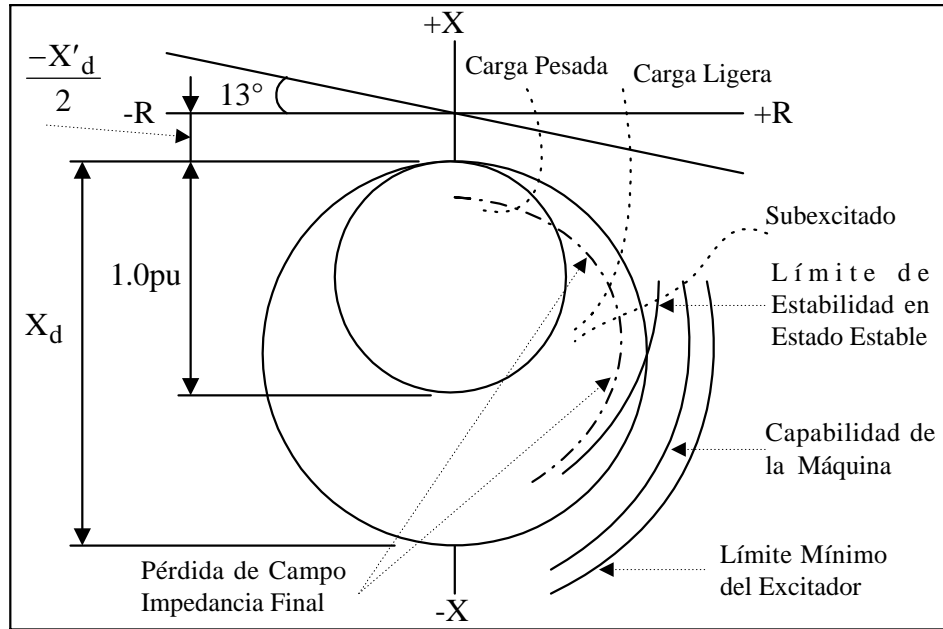


Figura. B.3. Diagrama del comportamiento de la característica de la impedancia de pérdida de campo del generador.

La función de protección de pérdida de excitación es implementada en el relevador Beckwith con dos elementos Mho desplazados, un elemento de bajo voltaje, un elemento de sobre frecuencia, y un elemento direccional. El elemento direccional detecta y opera sobre un flujo de VA inductivos hacia el generador.

La característica del relevador no cambia con la frecuencia del sistema como sucede en algunos relevadores electromecánicos. El cálculo de la impedancia se lleva a cabo usando las siguientes ecuaciones.

$$\text{Conexión de los TP's de línea a neutro } Z_1 = \frac{V_{1LN}}{I_1}$$

$$\text{Conexión de los TP's de línea a línea } Z_1 = \frac{V_{1LL}}{I_1 * 1\angle 30^\circ}$$

Donde: Z_1 es la impedancia de secuencia positiva

V_{1LN} es el voltaje de línea a neutro de secuencia positiva

V_{1LL} es el voltaje de línea a línea de secuencia positiva

I_1 es la corriente de secuencia positiva

Dos métodos son ampliamente usados en la industria los cuales se implementan en el relevador digital multifuncional, ambos métodos requieren de la reactancia transitoria y subtransitoria del generador y otros parámetros más. El primer método es mostrado en la figura B.3 donde se aprecia el desplazamiento de la impedancia del sistema, este método proporciona protección desde una pérdida total de la excitación a un 30% de ella. Un tiempo de retardo de 10 a 20 ciclos da protección más rápida.

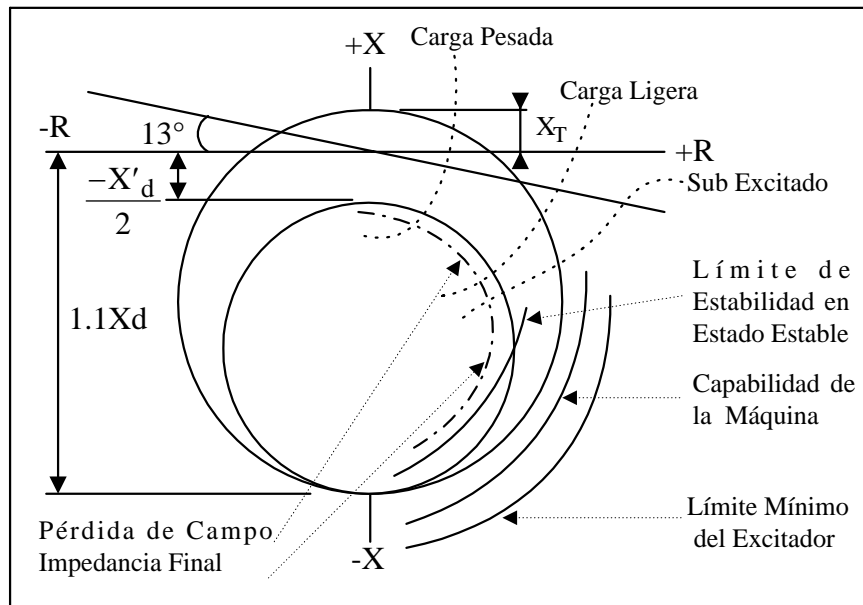


Fig. B.4 Característica del segundo método de protección de pérdida de excitación.

El segundo método es mostrado en la figura B.4 donde uno de los elementos es colocado con un desplazamiento y un tiempo de retardo de 30 a 60 ciclos, el segundo elemento es colocado para coordinarse con el límite de excitación mínima y el límite de estabilidad en estado estable.

De los fasores de voltaje y corriente son calculados los fasores de secuencia positiva por el método de división compleja y la impedancia de secuencia positiva es calculada también, la cual es comparada con las características de ajuste del relevador digital para determinar si la impedancia esta dentro de la zona de operación.

B.5. PROTECCIÓN CONTRA POTENCIA INVERSA.

La protección contra la potencia inversa se aplica al generador, pero la causa primaria de la falla es de tipo mecánico ya que se presenta cuando se suspende la energía al primo-motor o turbina. [5,7,8].

Generalmente esta protección actúa con retardo de tiempo ya que el fenómeno es de naturaleza mecánica y opera alrededor de 30 segundos, y las causas que la provocan son:

1. Falla en el propio primo-motor o turbina.
2. Falla en la operación del sistema eléctrico.

El funcionamiento de un relevador de protección de potencia inversa se basa en detectar la inversión del flujo de potencia real (watts), esto lo realiza midiendo la potencia real trifásica y comparándola con un mínimo preestablecido. Este valor es conocido como potencia de motorización, el cual varía de acuerdo al tipo de primo-motor que se esté utilizando. El relevador de potencia inversa debe tener sensibilidad suficiente tal que la potencia de motorización proporcione de 5 a 10 veces el pico mínimo de la potencia del relevador [3,5,7,8].

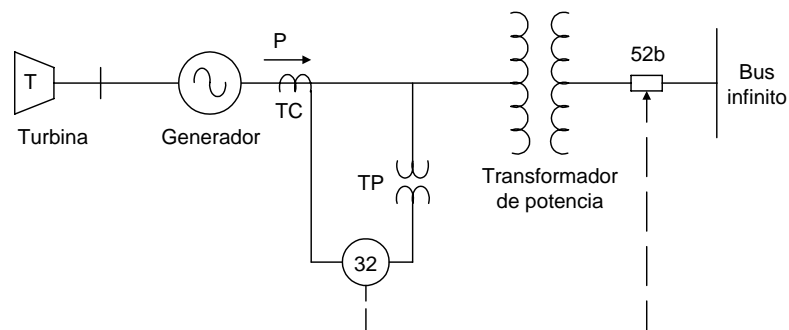


Figura B.5. Diagrama básico protección potencia inversa

El relevador digital proporciona protección para potencia hacia adelante e inversa, con un tiempo de retardo para cada una de ellas. Esta falla es causada si la entrada de la energía al primo-motor es eliminada mientras el generador se encuentra aún en línea, el generador va a actuar como un motor de inducción, la potencia requerida para motorización va a variar dependiendo del tipo de primomotor, de 0.2% a 2% de la potencia nominal para turbinas hidráulicas (con alabes arriba del nivel del agua) hasta del 50% para turbinas de gas.

Durante la condición de motorización la componente de los VA reactivos de la potencia permanece al mismo nivel hasta antes de que la entrada de energía del primo motor fuera pérdida, mientras la potencia real tomada por el generador fue muy pequeña. Esto conduce a un ángulo entre el voltaje y la corriente cercano a los 90°. El relevador responde solamente a la potencia real y debe ser muy sensible. Estos relevadores que dependen de los cruzamientos por cero para la información del ángulo de la fase son dañados por malas operaciones durante la entrada distorsionada de las señales de corriente. Para evitar este problema, el cálculo de la potencia en el relevador utiliza la medición del fasor de la frecuencia fundamental obtenida de la transformada discreta de Fourier por lo que es inmune a los armónicos en las señales del voltaje y la corriente.

La función de potencia inversa tiene las opciones de monofásica y trifásica. Los Volts-Ampers base (1pu) para estas dos opciones son las siguientes:

	VOLTAJE SECUNDARIO TP'S DE 120 VOLTS	VOLTAJE SECUNDARIO TP'S DE 69.3 VOLTS
VOLT-AMPER BASE		
POTENCIA TRIFÁSICA	1800 VA	$1800/\sqrt{3} = 1039$ VA
VOLT-AMPER BASE		
POTENCIA MONOFÁSICA	600 VA	$600/\sqrt{3} = 346$ VA

Para una entrada de la señal de los TP's de línea a tierra, el fasor complejo trifásico ($P+jQ$) es calculado como sigue:

$$P+jQ = \bar{V}_{an} \bar{I}_a^* + \bar{V}_{bn} \bar{I}_b^* + \bar{V}_{cn} \bar{I}_c^*$$

Donde:

V_{an}, V_{bn}, V_{cn} son los voltajes de línea a neutro.

$\bar{I}_a^*, \bar{I}_b^*, \bar{I}_c^*$ son las corrientes de línea.

Cuando la opción de una sola fase es elegida, la potencia es calculada como sigue:

$$P = \text{mínimo de } (P_a, P_b, \text{ y } P_c)$$

Para una entrada de la señal de los TP's de línea a línea, la potencia trifásica total es calculada usando el método de los dos wattmetros como sigue:

$$P+jQ = \bar{V}_{ac} \bar{I}_a^* + \bar{V}_{bc} \bar{I}_b^*$$

Donde:

V_{ac} y V_{bc} son voltajes de línea a línea

\bar{I}_a^*, \bar{I}_b^* , son las corrientes de línea conjugadas complejas.

B.6. PROTECCIÓN CONTRA BAJA Y ALTA FRECUENCIA.

Como criterio para medir la velocidad del primo-motor se emplea la frecuencia, la cual indica que el generador esta excitado. Otro fenómeno que se puede medir utilizando la frecuencia es el desbalance entre la generación disponible y la carga, lo cual se presenta durante una desconexión del sistema. Un generador se acelera cuando este llega a separarse de su carga. La aceleración depende de la inercia (WR^2), pérdida de carga, y la respuesta del gobernador. Para reconocer la sobrevelocidad, un generador de magneto permanente es frecuentemente conectado al eje de la máquina para proporcionar un voltaje al gobernador que es proporcional a la velocidad. El gobernador puede también ser equipado con un mecanismo centrifugo de respuesta a la velocidad. Ya sea que el generador de magneto permanente o el

mecanismo centrifugo pueden iniciar el control del primomotor para remover la entrada de potencia y disminuir la sobrevelocidad.

Cuando se tiene un exceso de generación de potencia comparado con las cargas, se presenta una sobrefrecuencia con un sobrevoltaje a causa de la reducción de la demanda de las cargas. Con insuficiente generación para la carga conectada se tiene una baja frecuencia, con una fuerte demanda de carga, la caída repentina de voltaje causa que el regulador de voltaje aumente su excitación, como resultado de esto se puede tener un sobre calentamiento en el rotor y el estator, al mismo tiempo que más potencia empieza a ser demandada con menos posibilidades de suministrarla y con una frecuencia reducida. La operación a baja frecuencia se debe generalmente a sobre carga del sistema, puede también presentarse transitoriamente cuando se subdivide el sistema, y a otros fenómenos de operación del sistema eléctrico de potencia.

Un relevador de frecuencia es un dispositivo que funciona sobre un determinado valor de frecuencia, ya sea para bajo o alto valor de ella o para una variación de la misma. Ambas funciones son a menudo incluidas en un sólo caso, aunque son utilizados para distintos propósitos. El relevador de baja frecuencia opera a un valor de frecuencia preestablecido por abajo de la frecuencia nominal. Los relevadores de sobre frecuencia son utilizados para proteger al primomotor contra la sobrevelocidad durante el arranque o cuando la unidad es repentinamente separada del sistema con muy poca carga [3,5,6,7,8].

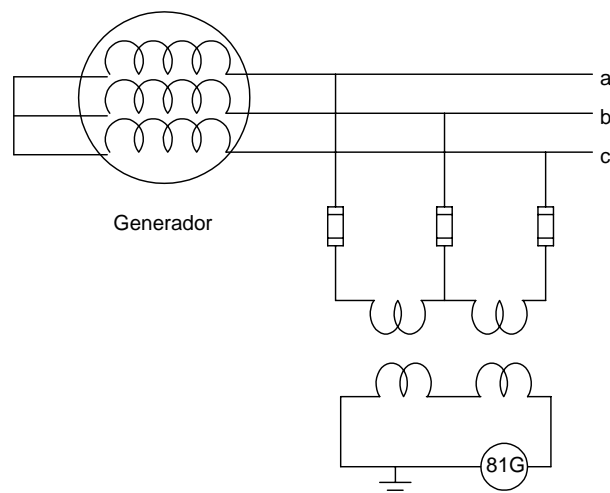


Figura B.6. Conexión relevador de alta y baja frecuencia.

B.7. PROTECCIÓN VOLTS/HERTZ.

Esta protección se aplica siempre que el generador este conectado en bloque al transformador elevador, debido a que esta orientada a los fenómenos de sobre elevación de tensión que se presentan en el transformador cuando hay problemas de sobre excitación y aumento de velocidad, de aquí el concepto de volts/hertz, detectar elevación de voltaje y variación de frecuencia [5,6,7,8].

Esta protección detecta sobre voltajes en el generador mientras éste gira a velocidad menor a la nominal, para lo cual se utiliza la medición de la frecuencia. Un sobrevoltaje a frecuencia baja causa una corriente de excitación muy alta en los transformadores conectados al generador y que si no se elimina con tiempo puede causar excesivo calentamiento, y por lo tanto, dañarlos.

El relevador que se emplea para detectar sobrevoltaje a baja frecuencia tiene una característica de respuesta lineal entre el voltaje y la frecuencia, como lo muestra la figura B.7, y tiene como pendiente lo siguiente:

$$K = \frac{\text{VOLTAJE EN EL GENERADOR}}{\text{FRECUENCIA EN EL GENERADOR}} \quad (\text{B.6})$$

El ajuste de la protección se hace de acuerdo al valor de voltaje o relación voltaje/frecuencia que se fija como límite para el transformador de acuerdo con la expresión para el voltaje indicado en la bobina, y que esta definido por la siguiente ecuación:

$$V = 444 * \phi f N * 10^{-8} \quad (\text{B.7})$$

Donde:

ϕ =Flujo magnético en líneas.

N = Número de espiras.

f = Frecuencia.

Para generadores de gran tamaño se recomienda utilizar relevadores de sobre excitación, con ajustes distintos para detectar sobrevoltajes de diferentes magnitudes.

Ya sea que la relación de voltaje y frecuencia (Volts/Hertz) aplicada a las terminales del generador exceda 1.05 p.u. (sobre la base del generador), la saturación sobre el núcleo magnético puede ocurrir y el flujo excedente puede inducirse en componentes que no están diseñados para soportar este flujo. En esta situación, severos sobre calentamientos pueden ocurrir causando daños irreversibles al generador. La sobre excitación mayormente ocurre durante el arranque, cuando el generador ésta operando a frecuencias reducidas o durante una condición de rechazo de carga.

Después de que ha pasado una condición anormal de Volts/Hertz, el tiempo de enfriamiento debe ser tomado en consideración. Si la unidad se encontrase otra vez sujeta a altos valores de Volts/Hertz antes de que el tiempo de enfriamiento se encuentre en sus niveles normales de operación, un severo daño puede ser causado antes de que el punto de disparo de la función Volts/Hertz sea alcanzado.

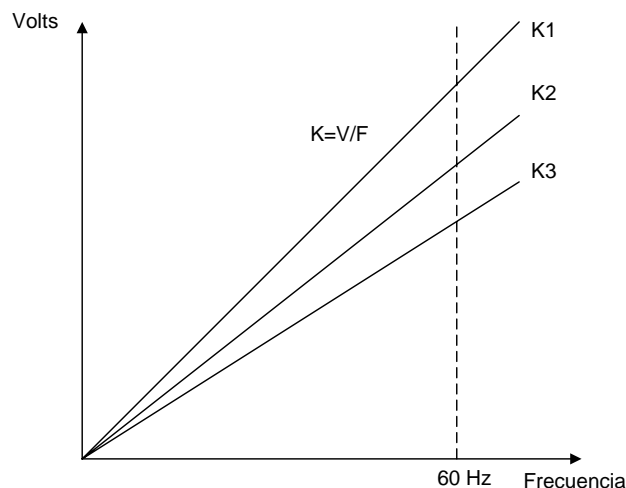


Figura B.7. Característica de la protección Volts/Hertz

Para esta protección no es necesario parar el sistema cuando se dispara el relevador de sobre excitación.

REFERENCIAS

- [1] M.S. Sachdev y D.W. Wind, **“An On-line Digital Computer Approach for Generator Differential Protection”**. Trans. of Engineering and Operating Division, Canadian Electrical Association, No 73-SP-149, Vol. 12, No 3, 1973, pp. 1-6.
- [2] P.K. Dash, O.P. Malik and G.S. Hope, **“Fast Generator Protection against Internal Asymmetrical Faults”**. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 96, No. 5, September/October 1977, pp 1498-1506.
- [3] C. Rusell Mason; **“El arte y la ciencia de la protección por relevadores.** Cecsa, 1971.
- [4] Gilberto Enriquez Harper, **Notas curso de protección de sistemas eléctricos por relevadores.** SEPI-ESIME. IPN 1995.
- [5] Gilberto Enriquez Harper; **Fundamentos de protección de sistemas eléctricos por relevadores.** Editorial Limusa, 1984.
- [6] **Protective Relaying for Power Systems;** Stanley H. Horowitz. American Electric Power Service.
- [7] **Protective Relaying: Theory and Applications.** Walter A. Elmore; ABB Power I&D Company Inc.
- [8] IEEE Power Engineering Society; **IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators.** Compliments of Beckwith Company, 1995.
- [9] G.D. Rockefeller, **“fault Protection with a Digital computer”**. IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol 88, No 4, Abril 1969, pp.438-431.
- [10] P.K. Dash, O.P. Malik and G.S. Hope **“Digital Protection of a Power Transformer”**. IEEE Publication No 76CH1075-1 PWR, Paper No A 76 191-7, IEEE PES Summer Meeting, New York, January 1976, pp. 1-7.
- [11] B.J. Mann and I.E. Morrison, **“Digital Calculation of Impedance for Transmission Line Protection”**. IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. 90, No 1, January/February 1971, pp 270-279.
- [12] B.J. Mann and I.E. Morrison, **“Relaying a Three-Phase Transmission Line with a Digital Computer”**. IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. 90, No 2, March/April 1971, pp 742-750.
- [13] G.S. Hope and V.S. Umamaheswaran, **“Sampling for Computer Protection of Transmission Lines”**. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 93, No. 5, September/October 1974, pp 1522-1533.

- [14] J.W. Horton, **“The use of Walsh Functions for High Speed Digital Relaying”**. IEEE Publication No 75CH1034-8 PWR, Paper No A 75 582 7, IEEE PES Summer Meeting, San Francisco, July 1975, pp,1-9.
- [15] M.S. Sachdev y M.A. Baribeau, **“A Digital Computer Relay for Impedance Protection of Transmission Lines”**. Trans. of the Engineering and Operating Division, Canadian Electrical Association, Vol. 18, Parte 3, No 79-SP-158, 1979, pp. 1-5.
- [16] A.A. Girgis y R.G. Brown, **“Application of Kalman Filtering in Computer Relaying”** IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 100, No. 7, July 1981, pp 3387-3397.
- [17] E. O. Schweitzer, R. R. Larson and A. J. Flechsing, **“An Efficient Inrush Current Detection Algorithm for Digital Computer Relay Protection of Transformer”**. IEEE Publication No 77CH1193-2 PWR, Paper No A 77 510-1, IEEE PES Summer Meeting, Mexico City, July 1977, pp. 1-5.
- [18] M.S. Sachdev and D.V. Shah, **“ Transformer Differential and Restricted Earth Fault Protection Using a Digital Processor”**. Trans. of Engineering and Operating Division, Canadian Electrical Association, Paper No 81-SP-15, pp. 1-11, Vol. 20, Part No 4, 1981.
- [19] J.S. Thorp and A. G. Phadke, **“A Microprocessor Based Three-Phase Transformer Differential Relay”**. Ibid, pp. 426-432.
- [20] M.S. Sachdev and M.M. Giray, **“A Digital Frequency and Rate of Change of Frequency Relay”**. Trans. of Engineering and Operating Division, Canadian Electrical Association, Paper No 78-S-145, pp. 1-10, Vol. 17, Part No 3, 1978.
- [21] A.A. Girgis and F. M. ham, **“ A New FFT-Based Digital Frequency Relay for Load Shedding”**. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, No. 2, February 1982, pp. 433 - 439.
- [22] A.G. Phadke, J.S. Thorp and M.G. Adamiak, **“A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, local System Frequency and Rate of Change of Frequency”**. IEEEtrans. on Power Apparatus ans Systems, May 1983, pp.3624 - 3629.
- [23] M.S. Sachdev and M.M. Giray, **“Measurement of Local Frequency from Digitized Bus Voltage Samples”**. Transactions of the Engineering and Operating Division, Canadian Electrical Association. Vol. 23, Part 3, 1984, Paper No. 84-SP-149, pp 1-14.
- [24] M.S. Sachdev and M.M. Giray, **“A Least Error Squares Technique for Determining Power System Frequency”**. Ibid, pp. 437 - 444.
- [25] **“Type MCGG Overcurrent Relay for Phase and Earth Faults”**. The General Electric Company, p.l.c. of England, St. Leonards Works, Stafford, England, Publication R-6002E

- [26] J.S Deliyannides and E.A. Udren, **“From Concepts to Reality- The Implementation of an Integrated Protection and Control System”**. Ibid, pp. 130-134.
- [27] S.L. Nilsson, D.F. Koenig, E.A. Udren, B.J. Allguren, and K.P. Lau, **“Pros and Cons of Integrating Protection and Control in Transmission Substations”**. IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 104, No. 5, May 1985, pp. 1207 -1224.
- [28] P.A. Schnieper, W.D. Breingan, **“Distributed Microprocessor Aplication to Transmission and Distribution Automatic System”**. Ibid, pp.155-159.
- [29] J.M. Tesson, P. Bornard and G. Cotto, **“Use of Digital Techniques for Protection and Control Functions in French EHV Substations”**. Ibid, pp,116-120.
- [30] E.O. Schweitzer, **“Four New Transmission Line Protection”**, presented at the 12th Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, WA, October 1985.
- [31] J.S Thorp, A.G. Phadke and K.J. Karimi, **“Real-Time Voltage Phasor Measurements for Static State Estimation”**, IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. 104, No. 11, November 1985, pp. 3098 -3106.
- [32] T. Takagi, Y. Yamakoski, M. Yamura, R. Kondrov and T. Matsushuma, **“Development of a New Type Fault Locator Using The One-Terminal Voltage and Current Data”**, Ibid, No. 8 August 1982, pp. 2892-2898.
- [33] L. Eriksson, M.M. Saha and G.D. Rockefeller, **“An Accurate Fault Locator with Compensation for Apparent Reactance in the Fault Resistance Resultinng from Remote End Infeed”**, Ibid, pp. 424-436.
- [34] M.S. Sachdev and R. Agarwal, **“Accurate Fault-Location Estimates from Digital Impedance Relay Measurements”**, Ibid, pp. 180-184. 287.
- [35] M.S. Sachdev and R. Agarwal, **“A technique for Estimating Transmission Line Fault Locations from Digital Impedance Relay Measurements”**, Paper No. 86 SM 371-9, IEEE Power Engineering Society Meeting, Mexico City, July 1986.
- [36] **IEEE Guide for AC Generator Protection”** C37.102-1995. IEEE Power Systems Relaying Committe.
- [37] **IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators”**. 1995.
- [38] **Manual del Beckwith Electric** Multifunction Relay M-0420 y M-430. 1991.
- [39] Carlos Enríquez A. Luis Pacheco R. **Tópicos Generales en la Implementación de Equipos Multifuncionales en Esquemas de Protección**. X Reunión de Verano de Potencia. IEEE. Sección México.Acapulco, Guerrero. Julio, 1997, Vol 3:246-250.

- [40] **Field Experience with a Digital Relay for Synhronous Generator.** Gabriel Benmouyal. Serge Barceloux. IEEE/PES 1989 Summer Meeting. Long Beach, California. July, 1989, 95-102.
- [41] **Using a Real Time Digital Simulator to Develop an Accurate Model of a Digital Relay.** P.G. McLaren, E. N. Dirks, R. P. Jayasinghe, G.W. Swift, Z. Zhang. First International Conference on Digital Power System Simulators. ICDS'95, College Station, Texas, US. April, 1995, 230-235.
- [42] Daniel Ruiz Vega, **“Efecto de los Modelos de Motores de Inducción en Sistemas Eléctricos de Potencia”.** Tesis de grado de Maestría, S.E.P.I.-ESIME-IPN.
- [43] Bernabé Reyes López, Tomás Ignacio Asiaín Olivares, Daniel Olguín Salinas, **“Protección Digital de Redes Eléctricas Interconectadas Utilizando un Simulador Experimental de SEP”.** VII Congreso Nacional de Máquinas Eléctricas Rotatorias y VI Simposium Internacional de Ingeniería Mecánica y Eléctrica AMIME. Veracruz, Ver. Noviembre, 1997.
- [44] **Protective Relaying: Theory and Applications.** Walter A. Elmore; ABB Power T&D Company Inc. Relay division; Coral Springs, Florida.
- [45] **Advancements in Microprocessor Based Protection and Communication** Mohindar S. Sachdev (Coordinator). Power Engineering Education Committee and IEEE Power Systems Relaying Committee of The Power Engineering Society. IEEE Tutorial text. Publication No 97TP120-0. November 1996.
- [46] M.S. Sachdev (Coordinator). **Microprocessor Relays and Protection Systems.** IEEE Tutorial Course Text. Publication No 88EH0269-1-PWR, February 1988.
- [47] **Proyecto de Instalación y Puesta en Marcha de un Laboratorio de Máquinas Eléctricas Rotatorias.** Oscar Patlan Frausto. Jose Luis Bolaños Gonzalez. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Instituto Politecnico Nacional.
- [48] **Simulador para Estudios Dinámicos en Sistemas de Potencia** M. En C. Ricardo Vargas Salas. Ing. Jose Alejandro Morones Alba. Reunión de Verano de Potencia. RVP94. Capítulo de Potencia. Tomo II Acapulco, Guerrero. Mex. 1994. Pags. 30-33.
- [49] **Digital Protection for Power Systems.** A. T. Johns and S. K. Salman. IEE Power Series 15.
- [50] **Prototipo de una Mini Red Eléctrica.** Órgano informativo de la Universidad Autónoma Metropolitana. Vol. XV; pag. 8-9. Septiembre de 1990.
- [51] **Power Systems Simulator.** Folleto informativo. Nickerson Investments Compañía