



**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA**

**PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON FILOSOFÍA DE FALLA
DE INTERRUPTOR**

**ALBERTO CARLOS TAJIBOY SIC
ASESORADO POR: ING. JOSÉ GUILLERMO BEDOYA BARRIOS**

Guatemala, Julio del 2005

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON FILOSOFÍA DE FALLA DE INTERRUPTOR

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADA A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA**

POR

**ALBERTO CARLOS TAJIBOY SIC
AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA
GUATEMALA, JULIO DE 2005**



HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES CON FILOSOFÍA
DE FALLA DE INTERRUPTOR**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica con fecha 4 de marzo de 2,003 Ref. EIME 31.2003

Alberto Carlos Tajiboy Sic

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO:	Ing. Sydney Alexander Samuels Milson
VOCAL I:	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL II:	lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III:	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV:	Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz
VOCAL V:	Br. Elisa Yasminda Vides Leiva
SECRETARIA:	Ing. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO:	Ing. Herbert René Miranda Barrios
EXAMINADOR:	Ing. Angel de Jesús García Martínez
EXAMINADOR:	Ing. Saúl Cabezas Durán
EXAMINADOR:	Ing. Mario Alberto Miranda
SECRETARIA:	Ing. Gilda Marina Castellanos de Illescas

AGRADECIMIENTO

A Dios porque Él da la sabiduría y de Él viene el conocimiento y la inteligencia.

A la señora Margarita Choz por su cariño y sus sabios consejos.

A todas las personas que me brindaron su colaboración, de una u otra forma, para realizar este trabajo de graduación.

A todos mis amigos y compañeros de la Universidad, con quienes pasamos momentos agradables en el camino de nuestra carrera universitaria.

A mis amigos y compañeros de trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTADO DE SÍMBOLOS.....	XI
GLOSARIO.....	XII
OBJETIVOS.....	XV
RESUMEN.....	XVII
INTRODUCCIÓN.....	XIX

1 INTRODUCCIÓN AL PROBLEMA DE PROTECCIÓN DE

TRANSFORMADORES.....	1
1.1 Conceptos básicos.....	1
1.1.1 Transformador de potencia	1
1.1.1.1 Principio de funcionamiento.....	1
1.1.1.2 Diagrama fasorial con carga.....	2
1.2 Estructura básica de un sistema eléctrico de potencia.....	4
1.2.1 Elementos de un circuito eléctrico.....	5
1.2.1.1 Resistencia.....	5
1.2.1.2 Inductancia.....	6
1.2.1.3 Capacitancia.....	6
1.2.2 Modelado de elementos de un sistema de potencia.....	8
1.2.3 Elementos principales que conforman un sistema eléctrico de potencia	9
1.2.3.1 Elementos de red.....	9
1.2.3.1.1 Líneas de transmisión.....	9
1.2.3.1.2 Transformadores.....	10
1.2.3.1.3 Capacitores	11
1.2.3.1.4 Reactores.....	13

1.2.3.2	Elementos de control.....	15
1.2.3.2.1	Generadores.....	15
1.2.3.2.2	Derivaciones de los transformadores.....	15
1.2.3.2.3	Compensadores estáticos de reactivos.....	16
1.2.3.3	Elementos de carga.....	17
1.2.3.3.1	Potencia constante.....	18
1.2.3.3.2	Admitancia constante.....	18
1.2.3.3.3	Corriente constante.....	18
1.2.3.3.4	Dependencia de la frecuencia.....	18
1.3	Diseño y criterio típico para la protección de sistemas de potencia.....	19
1.3.1	Confiabilidad.....	20
1.3.2	Selectividad.....	21
1.3.3	Velocidad.....	22
1.3.4	Simplicidad.....	22
1.3.5	Económico.....	23
1.4	Diseño y criterios típicos para la protección de transformadores.....	24
2	EI PROBLEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES	29
2.1	Conceptos básicos relacionados con la protección de transformadores de potencia.....	7
2.2	Clasificación de mecanismos de protección.....	40
2.2.1	Las protecciones contra sobrecorriente.....	40
2.2.2	La protección contra sobrevoltaje.....	40
2.2.3	La protección contra incendios.....	41
2.2.4	Protección en el momento de trasladar a los transformadores.....	41
2.2.5	Protección en el momento de poner en servicio los transformadores.....	42

2.3	Comportamiento del sistema eléctrico de potencia al quedar fuera un transformador de potencia.....	43
2.3.1	Pérdida de suministro de energía eléctrica.....	43
2.3.2	Reparación del transformador.....	43
2.3.3	Cambio total del transformador por falla.....	43
2.3.4	Cambio de transformador por sobrecarga.....	44
2.4	Prevención de problemas provocados por la salida de un transformador de potencia.....	45
2.4.1	En el momento del diseño y evaluación del problema de la ubicación de un nuevo transformador.....	45
2.4.2	En el momento del traslado de un transformador al lugar en el que será instalado.....	46
2.4.3	En el momento de la instalación.....	46
2.4.4	En el momento de poner en servicio el transformador.....	47
2.4.5	En el momento de estar en servicio.....	47
2.4.5.1	Mantenimiento predictivo.....	48
2.4.5.2	Mantenimiento preventivo.....	48
2.4.5.3	Mantenimiento correctivo.....	49
3	SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.....	51
3.1	Requerimientos de un sistema de protección para transformadores.....	51
3.2	Elementos de un sistema de protección de transformadores.....	53
3.2.1	Relevador de sobrecorriente.....	53
3.2.1.1	Relevador de sobrecorriente de tiempo definido.....	53
3.2.1.2	Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso.....	53
3.2.2	Relevador diferencial.....	54
3.2.3	Relevadores de acumulación de gas y de presión.....	57
3.2.4	Relevador de temperatura.....	57

3.3	Sistemas de protección de transformadores de potencia.....	59
3.3.1	Fusibles.....	59
3.3.2	Interruptores de potencia.....	60
3.4	Función de protección y control.....	61
3.4.1	Control.....	61
3.4.2	Automatización.....	62
3.4.3	Protección.....	62
3.4.4	La combinación de un sistema de automatización y uno de protección para un transformador.....	63
3.5	Modelado de un sistema de protección.....	64
3.5.1	Análisis de flujos de carga.....	65
3.5.2	Análisis de corto circuito.....	65
3.5.3	Análisis de estabilidad.....	66
3.5.4	Análisis de arranque de motores.....	67
3.5.5	Análisis de armónicos.....	68
3.5.6	Análisis de transitorios por maniobras.....	69
3.5.7	Análisis de confiabilidad.....	70
3.5.8	Análisis de red de tierra.....	70
3.5.9	Análisis de coordinación de dispositivos de protección.....	71

4	MÉTODO RECOMENDADO PARA LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	73
4.1	Aplicación de conceptos básicos de protección y control para transformadores... ..	73
4.1.1	Protección de transformadores de potencia de plantas eléctricas	74
4.1.2	Protección de transformadores de potencia de subestaciones de transmisión.....	74
4.1.3	Protección de transformadores de potencia de subestaciones de distribución.....	75
4.1.4	Esquemas lógicos de subestaciones de distribución.....	75

4.2	Comparación del método recomendado los instalados en el sistema nacional interconectado.....	76
4.2.1	Filosofía del método de falla de interruptor	76
4.2.1.1	Falla mecánica del interruptor.....	77
4.2.1.2	Falla eléctrica del interruptor.....	78
4.2.2	Transformador protegido con relevador diferencial y de sobrecorriente.....	78
4.1	Diseño del esquema.....	82
4.3.1	La no apertura del interruptor.....	82
4.3.2	Apertura normal del interruptor.....	82
4.3.3	Elementos necesarios para implementar el esquema de protección.....	82
4.3.4	Parámetros de protección.....	83
4.3.5	Lógica de funcionamiento.....	83
4.1	Acciones correctivas a corto plazo para el método de protección	85
4.1	Acciones correctivas a largo plazo para el método de protección	86

5	APLICACIÓN DEL MÉTODO A UNA SUBESTACIÓN DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DE GUATEMALA.....	87
5.1	Modelado del sistema actual.....	87
5.2	Modelado del sistema nuevo aplicando el sistema propuesto.....	94
5.3	Simulación del sistema en una falla antes y después del cambio de método.....	95
5.3.1	El esquema de protección opera correctamente sin tener el esquema de falla interruptor.....	96
5.3.2	El esquema de protección no opera correctamente sin tener el esquema de falla de interruptor.....	96
5.3.3	El esquema de protección no opera correctamente teniendo el esquema de falla de interruptor.....	97
5.4	Análisis de resultados.....	98

CONCLUSIONES.....	99
RECOMENDACIONES.....	101
BIBLIOGRAFÍA.....	103

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1	Diagrama fundamental del transformador.	2
2	Diagrama vectorial con carga de un transformador.	3
3	Circuito básico de una fuente de tensión y una resistencia, y el comportamiento de la corriente en el momento de cerrar y abrir el circuito por medio de el interruptor.	6
4	Comportamiento de una inductancia cuando se cierra y abre el interuptor.	7
5	Comportamiento de una capacitancia en el momento en que se abre y cierra un interruptor.	7
6	Circuito PI equivalente de una línea de transmisión.	10
7	Circuito equivalente para representar un transformador en un sistema de potencia.	11
8	Representación de un banco de capacitores en serie de una línea de transmisión y un banco de capacitores en paralelo típico de las subestaciones.	13
9	La figura muestra algunas de las aplicaciones de los reactores en un sistema de potencia.	14
10	En la figura se representa un generador y su característica .	15
11	La figura muestra las curvas ANSI para las distintas categorías de transformadores de potencia.	26
12	Esquema de protección de un transformador utilizando fusibles.	51
13	Esquema de protección de transformador con 2 interruptores.	52

14	Curvas de sobrecorriente de tiempo inverso.	54
15	Esquema básico para la protección de un transformador de dos devanados en condiciones normales.	56
16	Esquema básico para la protección de un transformador de dos devanados en condiciones de falla interna.	56
17	Esquema de protección de un transformador.	79
18	Esquema de un unifilar típico en el Sin.	81
19	Operación de la lógica de disparo.	84
20	La figura muestra el diagrama unifilar de las líneas de 69 kV de llegada a la subestación de La Ruidosa.	89
21	Diagrama unifilar de el transformador de potencia de la subestación La Ruidosa.	89
22	Líneas de distribución de la subestación La Ruidosa en 34.5 kV.	90
23	Esquema de conexionado de la protección del transformador de potencia de La Ruidosa.	92
24	Esquema de conexionado de la protección del transformador de potencia de La Ruidosa, con el método propuesto.	95
25	Líneas de distribución de las líneas en la subestación la Ruidosa.	96

TABLAS

I	Límites NEC.	25
II	Tabla de las categorías de los transformadores según sea su capacidad.	25
III	La tabla muestra la forma de cálculo de los puntos de las distintas curvas ANSI para los distintas categorías de transformadores de potencia.	27
IV	Tabla de verificación de las impedancias de los transformadores.	28
V	Tabla de factores por el que se deben de multiplicar los valores de las curvas ANSI.	28
VI	Fuegos de origen eléctrico.	30
VII	Frecuencia de ocurrencia de fallas en las distintas partes de los sistemas de potencia.	30
VIII	Mayores causas de fallas en los Transformadores.	31
IX	Parte de los transformadores que origina la falla.	31
X	Tasa de fallas por tipo de transformación y clase de aislamiento.	33
XI	Tasa de fallas por edad y clase de aislamiento.	33
XII	Influencia del conmutador bajo carga en la tasa de fallas de los transformadores de transmisión.	34
XIII	Intervalo de confianza de la duración media de la indisponibilidad M días con un nivel de confianza del 95 %.	34
XIV	Tasa de fallas y duración media de la falla en días en función de la potencia.	35
XV	Tasa de las fallas en función de la edad y la potencia.	35
XVI	Tasa de fallas en función del voltaje y de la potencia.	35
XVII	Posibles causas de falla.	36
XVIII	Posibles responsables de la falla.	36

XIX	Dicho sector maneja una población de más de 30,000 transformadores distribuidos por potencia de acuerdo a la tabla siguiente.	37
XX	En la tabla que sigue se muestra la tasa de fallas de la población anterior en función de la potencia.	37
XXI	En la tabla que sigue se dan las probables causas de las fallas. Se observa que la mayoría de las fallas se atribuyen a descargas atmosféricas y a fallas de los transformadores.	38

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Amperio
%	Porcentaje
V	Voltio
A-H	Amperios-hora
W	Vatios
°C	Grados Celsius

GLOSARIO

Aislante	Desde el punto de vista eléctrico, es todo material que no conduce corriente eléctrica al aplicársele una diferencia de potencial.
Boquilla	Aislador de constricción especial cuya función es proporcionar una entrada aislada para un conductor energizado al tanque o cámara de un aparato.
Cambiador de derivación	Dispositivo tipo selector, que permite seleccionar una derivación de un devanado de un transformador, con la finalidad de obtener un voltaje de salida deseado.
Capacitancia	Capacidad que posee un capacitor (sistema formado por dos electrodos o placas separadas por un dieléctrico) para almacenar cargas eléctricas en sus placas sometidas a una diferencia de potencial.
Esquema	Modo de operación de un conjunto de elementos que protegen un equipo de potencia.
Disparo	Orden de relevador que opera el mecanismo de apertura o desconexión de un interruptor.

Reconectador	Dispositivo eléctrico cuya función principal es interrumpir corrientes nominales y de cortocircuito en un circuito, y que es capaz de realizar cierres automáticos.
Regulador de voltaje	Dispositivo cuya función es regular el voltaje de salida dentro de ciertos rangos establecidos, sin importar la variación del voltaje de entrada.
Relevador	Equipo de protección empleado para medir los parámetros del sistema; de esta forma desconecta las fuentes de alimentación por medio de los interruptores durante un disturbio que se localice dentro de su zona de operación.
TC	abreviatura para denominar a un transformador de corriente.
TP	Abreviatura para denominar a un transformador de voltaje o potencial.
Transformador	Es un dispositivo eléctrico que consta de dos devanados y un núcleo magnético. Funciona por inducción electromagnética para cambiar valores de voltaje y corrientes a la misma frecuencia entre circuitos.

- Transformadores de corriente** Aparatos que en la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria aunque ligeramente desfasada.
- Transformadores de instrumento** Dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala las magnitudes de tensión y de corriente que se utilizan para la protección y medición.
- Transformadores de potencial** Aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada.

OBJETIVOS

GENERAL

Aplicar la filosofía de falla de interruptor en la protección de transformadores de distribución en las subestaciones del sistema nacional interconectado.

ESPECÍFICOS

1. Definir conceptos básicos relacionados al problema de protección de transformadores y de potencia y el sistema eléctrico nacional
2. Plantear características y modelos adecuados para dispositivos de protección que pueden ser utilizados en la protección de los transformadores, de forma de respaldo local
3. Tomar en cuenta todas las posibilidades de fallas que en un transformador pueden ocurrir, y poder hacer que estas sucedan en un porcentaje mínimo
4. Definir la importancia y conveniencia de la aplicación del método para una protección óptima utilizando recursos y materiales con los que se cuentan en las subestaciones para la protección de los transformadores de potencia

RESUMEN

Para saber cómo realizar mejoras en los sistemas eléctricos de potencia, es necesario, primero saber qué elementos integran las mismas. En una subestación típica, los equipos son: interruptores de potencia, transformadores de potencia, reconectores, reguladores de voltaje, bancos de capacitores, dispositivos electrónicos de protección, así como elementos de menor tamaño como fusibles, transformadores de corriente y voltaje, barras aisladores, pararrayos y seccionadores.

En el sistema nacional interconectando las aperturas de las líneas y los transformadores de potencia, por operaciones equivocadas, y por los efectos de estas operaciones se imponen sanciones a los responsables de dichas aperturas, sumado a lo anterior las aperturas o no aperturas de los sistemas en problemas elevan los costos operativos obligando a maximizar el tiempo de operación de las subestaciones.

El esquema de protección llamado protección de transformador con la filosofía de falla de interruptor, pretende cubrir una necesidad muy grande de protección de respaldo local para el transformador de potencia, cuando su interruptor del lado de salida no funcione adecuadamente.

Los diferentes esquemas de protección que existen en la actualidad para la protección de transformadores, son en su mayoría de los casos unos complementos de otros como lo es en las protecciones de todo equipo eléctrico de potencia. Después de estudiar el caso se llegó a la determinación de que es técnicamente posible y adecuado

implementar el esquema de protección de respaldo local del transformador de potencia, para la falla de interruptor del lado de baja del transformador.

El sistema de Guatemala de Energía eléctrica está constituido por una cantidad grande de subestaciones en las que mínimo, se tiene un transformador de potencia, en las que se hace necesario incorporar el esquema de protección de transformadores de potencia utilizando la filosofía de falla de interruptor. Optimizando los recursos y materiales que se pueden utilizar, los equipos de protección que están instalados actualmente en muchas de las subestaciones pueden ser optimizados al máximo, aplicando el método recomendado.

INTRODUCCIÓN

El transformador es una máquina eléctrica estacionaria que su función primordial es cambiar los niveles de voltaje pero suministrando una cantidad de potencia en la que existen pérdidas mínimas. Los transformadores en sí son parte primordial de las subestaciones ya sean estas de transmisión, generación o distribución, y además de esto son uno de los equipos más costosos de un sistema eléctrico, por lo que es una tarea bastante difícil protegerlo contra todas las posibles fallas que este pueda tener.

En las subestaciones, una apertura por falla de un transformador es muy escasa y oscila entre el 3 y 5 % del total de las aperturas de los reconfiguradores que están en las subestaciones, y son las encargadas de suministrar energía eléctrica para los usuarios, por el contrario los reconfiguradores tienen un índice de falla mayor y el 70 % de estas fallas es transitoria, por lo que en la primera etapa del cierre del reconfigurador el servicio queda normalizado, un 30 % son fallas francas o permanentes en las cuales el servicio queda suspendido hasta que se repare la causa del disturbio.

Los estudios realizados de los problemas que pueden afectar la continuidad del servicio de energía eléctrica son las aperturas equivocadas de interruptores que no debieron operar y otros que no operan en el momento que debieron hacerlo. Sin embargo, no se pueden evitar las aperturas de los interruptores ya que estas suceden en el momento que exista un disturbio, ya que con ese fin es que fueron creados y en conjunto con los esquemas de protecciones.

Es muy interesante comparar los análisis de los diferentes resultados que se obtienen con diferentes tipos de esquemas de protección para los transformadores de potencia, utilizando los sistemas clásicos y el sistema nuevo. Se pueden notar las ventajas que este tiene.

En la medida de lo posible, en que se pueda hacer mejoras en los sistemas eléctricos de potencia haciendo uso óptimo de todos los materiales y recursos de personal técnico y de ingeniería para implementar los esquemas de protección que funcionen como protecciones principales o de respaldo, se deben aplicar para que se tenga una confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico ya que al final de todo, es lo que a las empresas que se dedican a la generación, transporte y distribución interesa.

1. INTRODUCCIÓN AL PROBLEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

1.1 Conceptos básicos

1.1.1 Transformador de potencia

Un transformador de potencia es una máquina Electromagnética Estática, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

Las partes de un transformador son las siguientes:

1. Núcleo
2. Bobina
3. Cambiador de derivaciones

La parte pasiva consiste en el tanque donde se aloja la parte activa. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y accesorios especiales.

1.1.1.1 Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento del transformador, se puede explicar por medio del llamado transformador ideal monofásico, es decir una máquina que es alimentada a través de una corriente alterna monofásica.

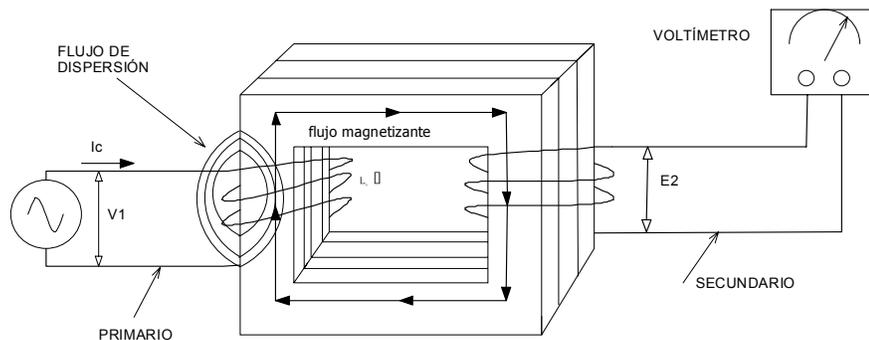
En su concepción básica el transformador está formado por un núcleo de material magnético que forma un circuito magnético cerrado, y sobre sus columnas se encuentran los devanados. Uno es llamado primario porque recibe la energía, y el otro se le conoce

como secundario, y es el que entrega la energía, las dos bobinas se encuentran eléctricamente separadas entre sí.

Como sucede en un generador, en él se induce un voltaje cuando una bobina se mueve a través de un campo magnético o bien cuando el campo producido en los polos en movimiento cortan una bobina estacionaria.

Para los dos casos, el flujo total es sustancialmente constante pero hay un cambio en la cantidad de flujo que eslabona a la bobina. Este mismo principio es válido para el transformador, solamente que, para este caso las bobinas y el circuito magnético son estacionarios, en cambio el flujo magnético varía continuamente.

Figura 1. Diagrama elemental del transformador



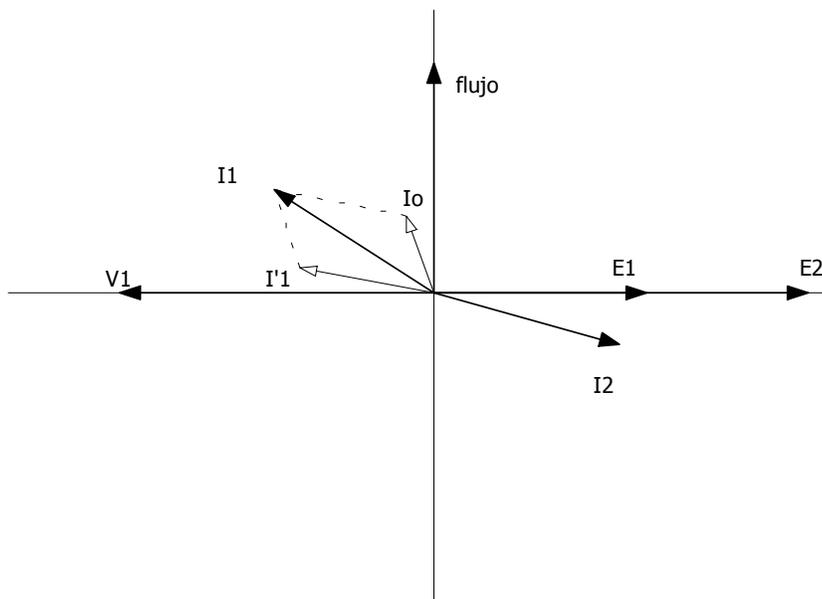
1.1.1.2 Diagrama fasorial con carga

Una forma de comprender claramente el funcionamiento de un transformador, se obtiene analizando lo que ocurre en el transformador cuando se encuentra operando bajo condiciones de carga, en las terminales de su devanado secundario. La corriente que circula a través del devanado secundario, debe circular de tal manera que se oponga al

flujo producido por la corriente primaria. Cuando el voltaje se genera momentáneamente, el voltaje inducido E_1 en el devanado primario también se reduce, produciendo un efecto, que la corriente incremente en el devanado. Este incremento en la corriente, producirá que el flujo se incremente hasta alcanzar su valor original, cuando circula más corriente en el devanado secundario, el proceso se repite y la corriente primaria volverá a incrementarse.

El diagrama muestra la corriente de carga I_2 , la cual se encuentra atrasada con respecto al voltaje inducido E_2 . Ahora bien I_1' es la corriente que circula en el devanado primario para equilibrar el efecto de desmagnetización de I_2 . En virtud de que el flujo Φ permanece constante, I_0 tendrá que ser la misma corriente que energice el transformador en vacío. A causa de esto entonces, la corriente que circula en el devanado primario I_1 , es la suma vectorial de I_1' e I_0 . El diagrama fasorial entonces se representa de la siguiente forma en la figura 2.

Figura 2. Diagrama vectorial con carga de un transformador



1.2 Estructura básica de un sistema eléctrico de potencia

El primer sistema de distribución de potencia en los Estados Unidos fue un sistema de corriente continua a 120 voltios, inventado por Thomas A. Edison para alimentar bombillas incandescentes de alumbrado. La primera central de Edison entro en operación en la ciudad de New York en septiembre de 1,782. Desafortunadamente, este sistema empleaba voltajes de generación y transmisión tan bajos, que se requerían corrientes muy elevadas para suministrar magnitudes significativas de potencia. Las grandes corrientes causaban fuertes caídas de voltaje y grandes pérdidas de potencia en las líneas de transmisión, restringiendo severamente el área servida por cada estación generadora. Para solucionar este problema en los años de 1880 debían ubicarse centrales generadoras cada pocas manzanas, el hecho de que la potencia no pudiera llevarse lejos con sistemas de potencia de corriente continua de bajo voltaje, significo que las centrales generadoras debieran ser pequeñas, restringidas y que fueran relativamente ineficientes.

La invención del transformador y por consiguiente el desarrollo de las fuentes de potencia de corriente alterna eliminaron para siempre estas restricciones sobre el alcance y la magnitud de potencia de los sistemas eléctricos. Un transformador, concebido idealmente, cambia un nivel de voltaje sin alterar la potencia recibida. Si un transformador eleva el voltaje de un circuito, deberá disminuir la corriente para que la potencia que entra al dispositivo se mantenga igual a la que sale de el. Por lo mismo, la potencia eléctrica de corriente alterna permite que sea generada en una central, que sea elevado luego su nivel de voltaje para la transmisión a largas distancias con pérdidas muy pequeñas y por último, que se pueda disminuir su voltaje para su utilización final.

Como las pérdidas de transmisión en las líneas de un sistema de potencia son proporcionales al cuadrado de la corriente que fluye por la línea, al incrementar el voltaje y reducir la corriente en un factor de diez mediante transformadores, reduce las pérdidas en un factor de cien. Sin el transformador, simplemente sería imposible utilizar la energía en muchas de las formas en que se emplea hoy en día.

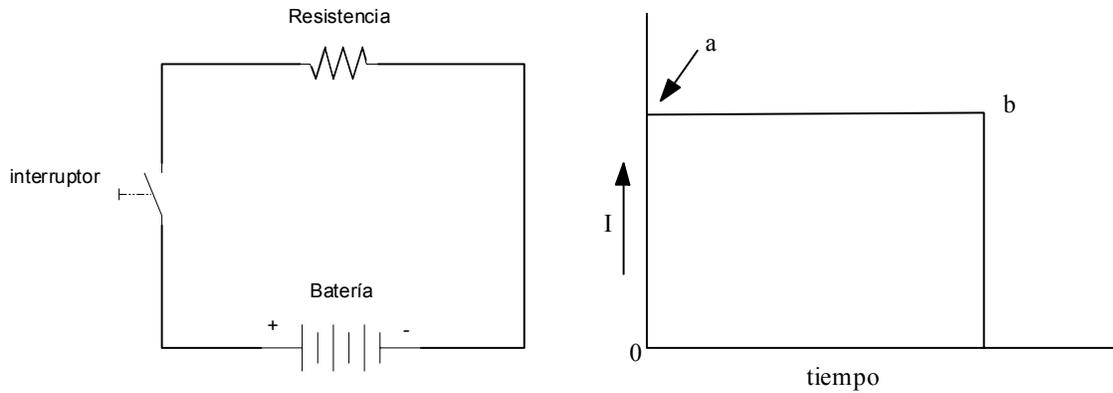
1.2.1 Elementos de un circuito eléctrico

Todos los circuitos eléctricos contienen básicamente tres elementos: resistencia, inductancia y capacitancia, en los circuitos eléctricos la combinación de estos elementos hace que el comportamiento sea singular, dependiendo de la cantidad de cada uno de estos.

1.2.1.1 Resistencia

La resistencia puede ser definida como la propiedad que tienen los cuerpos, a oponerse al paso de la corriente eléctrica, la energía eléctrica que fluye en el circuito que contiene una resistencia es convertida en energía calorífica, proporcional al cuadrado de la corriente que fluye a través de la resistencia, en otras palabras la energía consumida (en watts) en un circuito que contiene una resistencia es igual a la corriente (en amperios) al cuadrado por la resistencia (ohms) o $P = I^2 R$, el comportamiento de la resistencia en un circuito que únicamente tiene una resistencia se muestra en la figura 3. la resistencia de un circuito está afectada por la resistividad del material con el cual está construido, la resistencia es inversamente proporcional a la sección transversal y directamente proporcional a la longitud del conductor, todos los metales son buenos conductores del calor y la corriente eléctrica, otros materiales como madera, vidrio, plástico y la porcelana pueden catalogarse de materiales con una alta resistividad estos se pueden catalogar de materiales aislantes.

Figura 3. Circuito básico de una fuente de tensión y una resistencia, y el comportamiento de la corriente en el momento de cerrar y abrir el circuito por medio de el interruptor.



1.2.1.2 Inductancia

Inductancia se define como la propiedad que tienen los cuerpos para oponerse a los cambios rápidos de corriente eléctrica, que fluyen en un circuito eléctrico. La inductancia almacena la energía en forma de campo magnético. el comportamiento de una inductancia y una resistencia en un circuito se muestra en la figura 4.

1.2.1.3 Capacitancia

Capacitancia se define como la propiedad que tienen los cuerpos para oponerse a los cambios rápidos de voltaje. La capacitancia almacena la energía en forma de campo eléctrico, el comportamiento de una capacitancia se muestra en la figura 5.

Figura 4. La figura muestra el comportamiento de una inductancia, cuando se cierra y abre el interruptor.

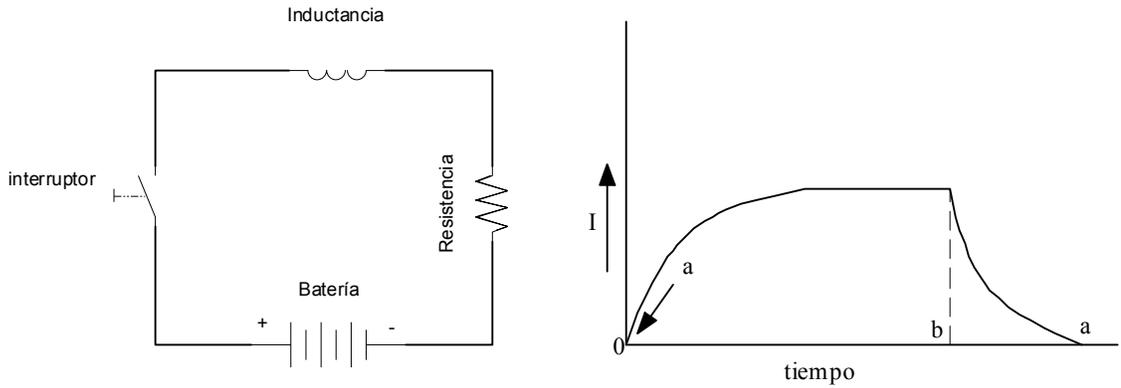
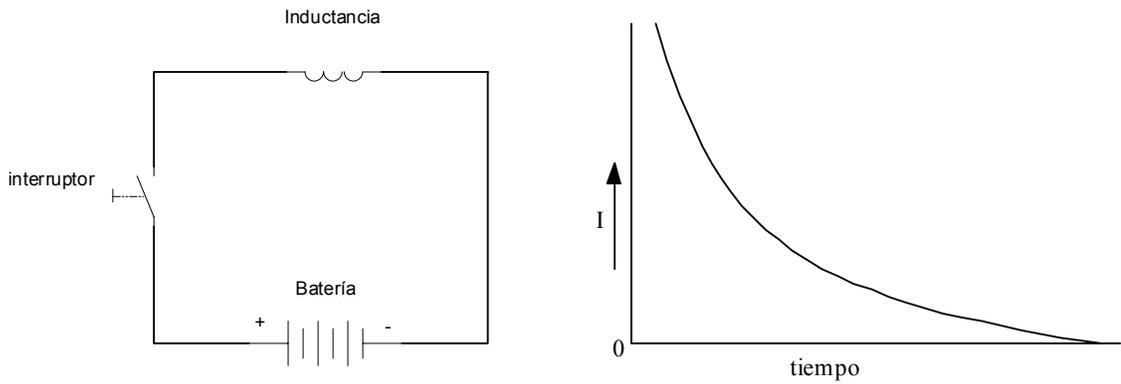


Figura 5. La figura muestra el comportamiento de una capacitancia, cuando se cierra y abre el interruptor.



1.2.2 Modelado de elementos de un sistema de potencia

los sistemas eléctricos de potencia, convierten energía de una forma (principalmente calor), en electricidad, transmitiendo desde los sitios de conversión a los sitios de carga y entregándola a los consumidores. Los generadores y los sistemas de transmisión no están diseñados para almacenar la energía y su operación requiere que la tasa de conversión de energía en las plantas generadoras sea igual, dentro de una tolerancia muy ajustada, a la tasa de consumo de las cargas. El sistema de potencia, no obstante, almacena alguna energía en sus componentes eléctricos y mecánicos.

La energía almacenada en un sistema de potencia, aunque insignificante en relación a las demandas de las cargas, es un factor crítico en el comportamiento dinámico del sistema. Hay tres maneras en que el sistema de potencia almacena la energía.

1. Las inductancias y capacitancias de las líneas de transmisión, transformadores y dispositivos shunt.
2. La inercia rotatoria de las turbina-generadoras y cargas manejadas por motores.
3. Los procesos termodinámicos de los generadores, particularmente dentro de las calderas.

La cantidad de energía almacenada por cada uno de estos fenómenos puede estimarse desde el punto de vista de la longitud de tiempo que su descarga podría mantener las corrientes de plena carga del sistema de potencia.

1.2.3 Elementos principales que conforman un sistema eléctrico de potencia

Elementos de la red

1. Líneas de transmisión
2. Transformadores
3. Capacitores
4. Reactores

Elementos de control

1. Generadores
2. Derivaciones de los transformadores
3. Compensadores estáticos de reactivos

Elementos de Carga

1. Potencia constante
2. Admitancia constante
3. Corriente constante
4. Dependencia de la frecuencia
5. Combinación de ellas

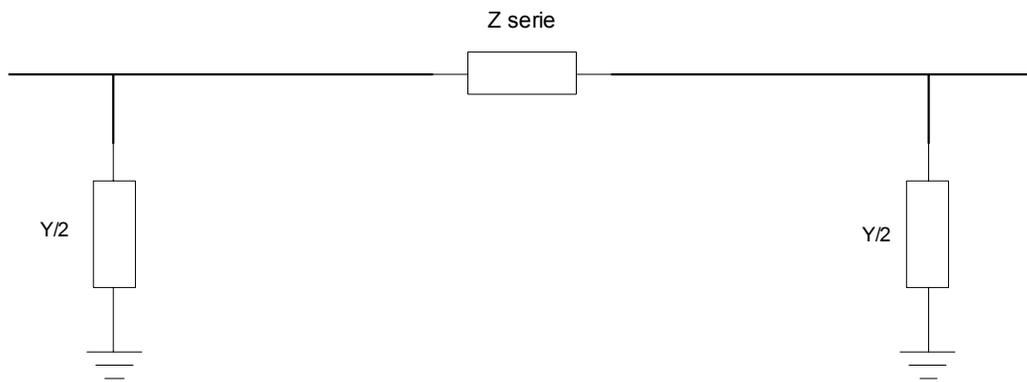
1.2.3.1 Elementos de Red

1.2.3.1.1 Líneas de transmisión (LT's)

Son los elementos que en mayor cantidad integran un sistema eléctrico de potencia y los que están más expuestos a la ocurrencia de fallas. La línea de transmisión se caracteriza por tener efectos inductivo y capacitivo.

El efecto inductivo está determinado por la impedancia serie y en menor grado por la carga. El efecto capacitivo queda determinado por la admitancia en derivación la cual se ve incrementada por el nivel de voltaje y longitud de la línea. En la figura 6 se muestra el circuito eléctrico representativo del modelo matemático de la línea de transmisión (LT).

Figura 6. Circuito pi equivalente de una línea de transmisión.



donde: Z serie representa la impedancia de secuencia positiva.

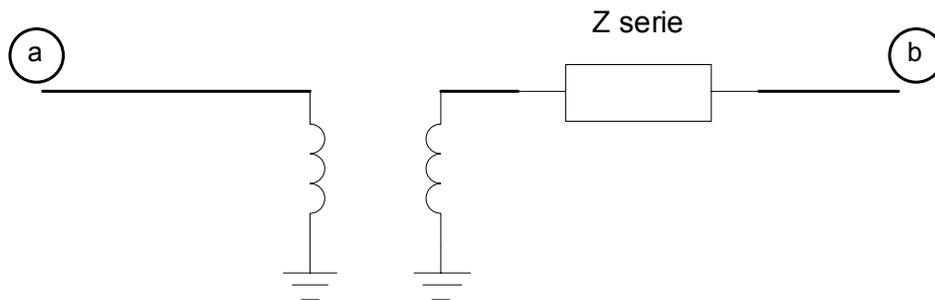
$Y/2$ representa la mitad de la admitancia (capacitancia en derivación).

Los datos generales de líneas de transmisión, se obtienen mas frecuentemente de datos de tablas que proporcionan los fabricantes, expresados en Ohms por fase, por unidad de longitud.

1.2.3.1.2 Transformador

Constituyen los elementos de conexión entre redes eléctricas de diferente nivel de voltaje. Mediante su empleo se tiene control sobre dicho nivel y de la distribución de potencia reactiva (existen transformadores desfasadores que tienen control sobre la potencia activa), sin embargo no es el caso general. En la figura 7 se indica el circuito equivalente del modelo utilizado para representar el transformador en un sistema de potencia.

Figura 7. Circuito equivalente para representar un transformador en un sistema de potencia



1.2.3.1.3 Capacitores

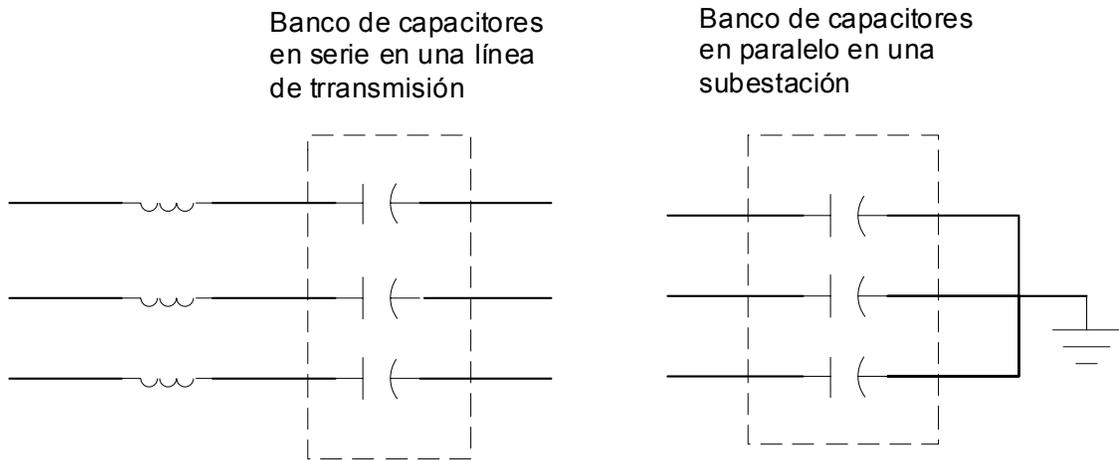
los bancos de capacitores en serie se utilizan en sistemas eléctricos de potencia, en líneas largas de transmisión de alto voltaje esto hace que aumente la capacidad de traslado de potencia y se reduzca la impedancia total que existe entre las fuentes de generación y los puntos de consumo de la energía eléctrica y refuerza la estabilidad. Bancos de capacitores conectados en paralelo se aplican para la reducción en la cantidad de potencia reactiva capacitiva (VARs) requerida por cargas reactivas y para

ayudar en la regulación de voltajes en un sistema eléctrico de potencia, generalmente los bancos de capacitores se localizan en las estaciones de distribución y fuera de los generadores de distribución, el sistema se beneficia al máximo cuando los bancos de capacitores se localizan lo mas cerca posible de los consumidores de potencia reactiva.

Los bancos de capacitores son generadores de VARS y los entregan al sistema generalmente en el orden de MEGAVARES, los Megavares también pueden ser generados por las maquinas sincronas sobreexcitadas. Los condensadores sincronos como se les conoce también proporcionan una cantidad variable de VARS pero a un costo relativamente alto, sin embargo los bancos de capacitores son fijos y en el momento que uno de estos se dañe se cambia; se conectan en periodos largos y se pueden desconectar del sistema cuando se necesite.

la protección primaria de un banco de capacitores es por los fusibles de los capacitores individuales que son parte del banco de capacitores y son proporcionados como parte del banco, esto protege las unidades individuales, pero si existen varios fusibles abiertos, el daño puede afectar a los demás capacitores, es por ello que se protegen también con una protección general, regularmente sobrecorriente de fases y de neutro (51, 51N).

Figura 8. La figura muestra la representación de un banco de capacitores serie, que se utiliza en las líneas largas de transmisión y un banco de capacitores en paralelo que se instalan por lo general en las subestaciones.

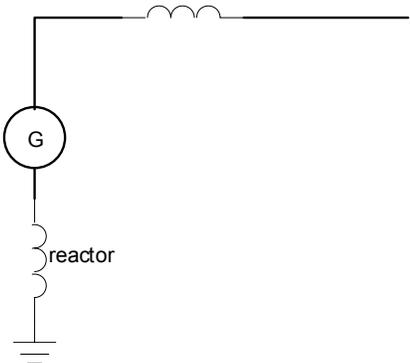


1.2.3.1.4 Reactores

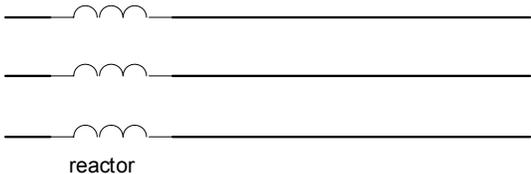
Los reactores se utilizan principalmente en tres aplicaciones en los sistemas eléctricos de potencia, en neutrales conectados con tierra para limitar la corriente de falla, en serie en las fases para reducir la magnitud de las corrientes de falla y para la regulación de voltaje en las líneas largas de transmisión, también son utilizados en bancos de filtros de armónicos.

Figura 9. La figura muestra algunas de las aplicaciones de los reactores en un sistema de potencia.

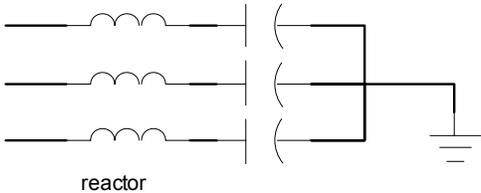
Reactor instalado en el neutro de un generador.



Reactor instalado en serie con una línea de transmisión.



Conjunto de reactores y capacitores, para formar un filtro de corrientes armónicas.

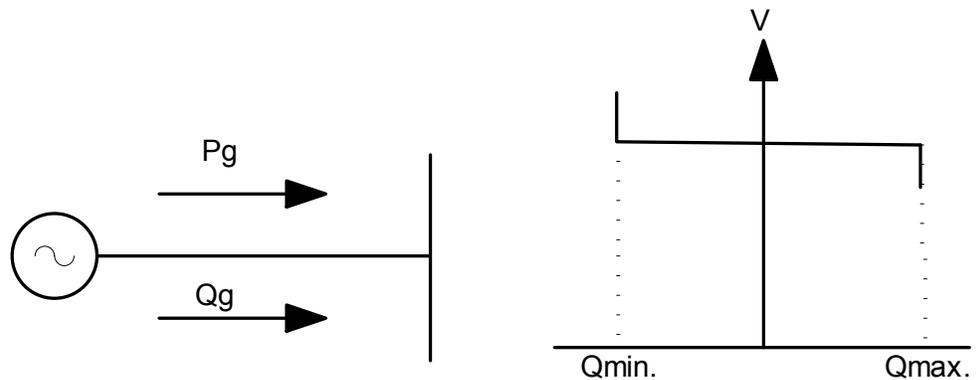


1.2.3.2 Elementos de control

1.2.3.2.1 Generador

Se representa por una fuente de potencia activa constante la cual, siempre mantiene un voltaje especificado según lo permitan sus limites de generación de potencia reactiva, indicados en su curva de operación. En la figura 10 se indica la representación y característica del generador.

Figura 10. En la figura se representa un generador y su característica.



1.2.3.2.2 Derivaciones en los transformadores (TAP's)

Los transformadores con cambiadores de tap constituyen un importante medio para controlar el voltaje a lo largo y ancho del sistema en todos los niveles de tensión. Los autotransformadores con cambiadores de taps bajo carga, permiten el control de voltaje y potencia reactiva en la red de transmisión. Estos transformadores pueden ser controlados manual o automáticamente.

Los cambiadores de tap regulan el voltaje del lado de baja tensión. Por ejemplo, el cambiador de automático tap de un transformador de 500/230 kV puede regular el voltaje de 230 kV, los cambiadores de taps de estos transformadores representan un medio apropiado para controlar el flujo de potencia reactiva entre ambos niveles de tensión. Esta acción puede ser empleada para controlar los perfiles de voltaje y minimizar las pérdidas de potencia activa y reactiva.

1.2.3.2.3 Compensadores estáticos de reactivos

En algunos casos la forma ideal de la compensación puede consistir de una combinación de capacitores conectados en serie y capacitores conectados en paralelo, esta acción permitiría un control independiente de la impedancia efectiva característica y del ángulo de carga δ , un ejemplo de tal aplicación sería una línea larga que requiera una compensación que, además de incrementar el SIL (carga máxima que se puede transferir en una línea de transmisión) efectivo, provoque que el ángulo de fase a través de la línea tome un valor deseado de tal forma que no afecte adversamente los patrones de cargabilidad en líneas paralelas.

Un sistema de compensación estática de VARS es idealmente recomendado para aplicaciones que requieren un rápido control de voltaje. Este sistema tiene una particular ventaja sobre los capacitores conectados en serie en los casos donde la compensación es requerida para prevenir depresiones de voltaje en una barra que involucra múltiples líneas. Debido a que la compensación en paralelo es conectada a la barra y no a líneas particulares, el costo total de la compensación paralelo regulada podría ser significativamente menor que la compensación serie de cada una de las líneas.

Cuando se utiliza compensación estática de VARS para permitir una alta transferencia de potencia sobre una gran distancia, debe de tomarse en cuenta que existe la posibilidad de inestabilidad cuando el compensador estático de VARS es llevado a sus límites. Cuando opera en sus límites capacitivos, el compensador viene a ser un simple capacitor; no ofrece por lo tanto un control de voltaje y su potencia reactiva cae con el cuadrado de su voltaje. Los sistemas altamente dependientes de la compensación en paralelo pueden experimentar una cercanía al colapso instantáneo cuando la cargabilidad excede los niveles para los cuales el compensador fue diseñado.

1.2.3.3 Elementos de Carga

La cargabilidad se define como la cantidad máxima de potencia eléctrica que se puede enviar a través de una línea de transmisión manteniendo sus condiciones normales de operación. El concepto más general sobre cargabilidad o capacidad de transmisión es el criterio del límite o capacidad térmica del conductor, sin embargo, existen algunos otros criterios restrictivos como la caída del voltaje o margen de estabilidad.

La cargabilidad de una línea de transmisión se puede analizar tanto en el ámbito de planificación como de operación del sistema eléctrico de potencia. Para ello se utilizan curvas características correspondientes al comportamiento de las variables que dependen de la cantidad de potencia que se transfiere y valiéndose de un modelo adecuado que tome en cuenta tanto las características de la línea como del sistema eléctrico de potencia para la cuantificación de cargabilidad.

1.2.3.3.1 Potencia constante

Las cargas de potencia constante en los sistemas de potencia, son aquellas que por lo general tienen cargas constantes todo el tiempo, por ejemplo las industrias que tienen gran parte de su potencia conectada todo el tiempo, como industrias cementeras, embotelladoras de bebidas, etc.

1.2.3.3.2 Admitancia constante

La admitancia de un sistema lineal de parámetros constantes, es la razón del equivalente fasor de una corriente de estado estacionario de onda senoidal o cantidad similar, a la corriente del equivalente fasorial de voltaje o tensión correspondiente o cantidad similar al voltaje, es una carga en la que pueden variar los niveles de voltaje pero la admitancia permanece constante, este tipo de carga es útil en la simulación de sistemas de potencia por programas de computadora.

1.2.3.3.3 Corriente constante

Las cargas de corriente constante son aquellas que no varían en gran escala su valor de corriente, cuando ocurre una variación leve de voltaje en el sistema por ejemplo están los banco de capacitores y reactores.

1.2.3.3.4 Dependencia de frecuencia

Las cargas que dependen de la frecuencia, son las que modifican sus componentes de resistencia y reactancia tal es el caso de los Variadores estáticos de reactivos.

1.3 Diseño y criterio típico para la protección de sistemas de potencia

El fundamental y básico objetivo de un sistema de protección, es aislar lo mas rápido posible un área en problema del sistema para que el resto del sistema siga en servicio continuo.

Existen cinco facetas básicas de la protección.

Antes de discutir estas facetas, hay que notar que el uso de el término protección no indica o implica que los equipos de protección puedan prevenir problema. El acto del relevador de protección ocurre solo después de una condición anormal o intolerable, con indicación suficiente para permitir su funcionamiento así “protección” no significa “prevención” si no minimizar la duración del problema, limitar el daño y los problemas relacionados que puedan resultar en otras partes.

Las cinco facetas básicas son:

1. Fiabilidad: convicción que el funcionamiento de la protección se realiza correctamente.
2. Selectividad: la continuidad del máximo servicio y discontinuidad del servicio al mínimo.
3. Velocidad de funcionamiento: que el tiempo de liberación de falla sea el mínimo.
4. Simplicidad: mínimo equipo de protección y circuitos asociados.
5. Económico: protección al máximo y costo al mínimo.

Como estos son los fundamentos subyacentes de toda la protección. La discusión se presenta en orden.

1.3.1 Confiabilidad

la fiabilidad tiene dos aspectos: confiabilidad y seguridad. La confiabilidad se define como “el grado de certeza de que un relevador o un esquema de protección operara correctamente”. Seguridad relaciona el grado de certeza de que un relevador o un esquema no opera incorrectamente, en otras palabras, la confiabilidad indica la habilidad del esquema de protección de realizar correctamente su trabajo cuando se requirió, mientras la seguridad es la habilidad de evitar funcionamiento innecesario día tras día durante el funcionamiento normal, y para las fallas y problemas fuera de la zona designada de funcionamiento, existe a menudo una misma línea de operación y entre los transientes tolerables que el sistema de potencia puede operar exitosamente, y aquellos que operan , como fallas ligeras que pueden crecer y pueden llegar a producir un problema mayor si no es rápidamente aislado. Así la protección debe estar segura (no opere en transientes tolerables), todavía seguro (que opere en transientes intolerable y las fallas permanentes). Son estos requisitos un poco chocantes, junto a un poco de especulación de que el problema puede ocurrir cuando y donde. Esto ayuda a hacer que la protección de sistemas de potencia contenga una técnica y arte mas interesante.

La confiabilidad es fácil de determinar probando el esquema de la protección, para asegurarse que operara cuando intencionalmente los umbrales de operación normal se exceden. En cambio la seguridad es mas difícil determinarla, puede haber una cantidad casi infinita de transientes que podrían perturbar el esquema de protección, y la predeterminación de todas estas posibilidades es difícil o imposible.

Los fabricantes y los usuarios de los relevadores usan a menudo simuladores de sistemas de potencia (programas de computadora), en los que se pueden simular disturbios en un sistema de potencia y estos pueden ser muy semejantes a los que en un sistema real pueden ocurrir.

La seguridad es así muy importante (como es la confiabilidad), cuando se conectan relevadores para la protección de sistemas de potencia, estos son como centinelas silenciosos, esperando condiciones intolerables y no experimentando todos los transientes y los disturbios que no están en su zona de operación. La esperanza es que no ocurra ningún disturbio o las condiciones intolerables para que los relevadores operen.

1.3.2 Selectividad

La selectividad se puede definir como la habilidad de los relevadores y de los sistemas de protección para discriminar entre las fallas dentro de una zona protegida y las fallas externas u otras condiciones de operación del sistema. Los relevadores tienen un área asignada, conocida como zona de protección primaria, pero puede operar apropiadamente en respuesta a las condiciones fuera de la zona de protección, en estos casos los relevadores funcionan como un respaldo para el área fuera de su zona primaria. El relevador que funciona como respaldo no deben de operar si el relevador primario opera correctamente sin embargo en el caso que un relevador primario no opere en el momento del disturbio el relevador que esta funcionando como respaldo es el responsable de operar y liberar el disturbio, es por ello que la selectividad o la coordinación de relevadores de protección es importante.

1.3.3 Velocidad

Si bien es deseable que un esquema de protección tome una acción rápida para aislar o eliminar un disturbio, también es cierto, que el único método conocido para poder obtener un balance adecuado entre confiabilidad y seguridad, consiste en permitir que el esquema analice las variables durante un lapso de tiempo suficiente (por corto que este sea). En protección el adjetivo “instantáneo” se usa para indicar que un elemento, o una parte de un esquema está libre de retrasos intencionales. Obviamente, es deseable que la protección aisle la zona del problema lo mas rápido posible.

Un relevador de alta velocidad es aquel que opera en menos de 50 ms (tres ciclos), en la practica “instantáneo se usa para describir relevadores de protección que operan en 50 ms o menos.

1.3.4 Simplicidad

Un esquema de relevadores de protección debe concebirse simple y sencillo como sea posible, mientras se logren las metas de protección, cada unidad o componente que puede ofrecer un perfeccionamiento para el esquema de protección que no son necesariamente básicos para el esquema debe ser considerado muy cuidadosamente. Cada elemento proporciona una fuente potencial de problema y de mantenimiento, como se ha dado énfasis a un funcionamiento incorrecto y esto puede tener resultados catastróficos.

Los problemas que un esquema de protección pueden tener, ocasionan un gran impacto en el sistema en general, probablemente mas que otros componentes en un sistema de potencia, si alguno de estos esquemas no funciona adecuadamente en el momento puede ocurrir desde la perdida de un equipo hasta un colapso de voltaje del sistema de potencia.

El uso creciente de tecnología digital en la fabricación de relevadores de protección, proporciona muchas posibilidades para la sofisticación en los esquemas de protección, algunos reforzaran la protección y algunos otros agregan variaciones, todos los elementos deben evaluarse cuidadosamente y asegurarse que ellos significativamente contribuyan a un sistema mejorado de protección.

1.3.5 Económico

Es fundamental obtener la máxima protección y el mínimo costo, y el costo siempre es un factor fundamental, el análisis de costo para una protección que se planea poner en servicio por primera vez, si el costo es bajo muchas veces no puede ser el sistema mas fiable, mas allá, puede involucrar dificultades mayores en instalaciones y en funcionamiento, así como costos de mantenimiento mas altos.

Los costos de protección son considerados altos cuando este se considera solo, pero ellos deben evaluarse en comparación con un paro y/o perdida del equipo protegido a través de la protección impropia, ahorrando para reducir los primeros costos pueden producir gastos muchos mas altos para reparar o remplazar equipo dañado o perdido debido a una protección inadecuada.

1.4 Diseño y criterios típicos para la protección de transformadores

Los Transformadores por ser máquinas estáticas, tienen un número de fallas relativamente bajo en comparación con otros elementos del sistema, sin embargo, cuando llega a fallar, esta puede ser aparatosa y grave, llegando inclusive a presentarse el caso de incendio.

Es frecuente también que la magnitud de las corrientes de falla interna, sea baja en comparación con la corriente nominal o de plena carga, por lo que la protección requiere de una alta sensibilidad y rapidez de operación.

Protección de transformadores en instalaciones industriales de mas de 600 V. En general, este tipo de transformadores requiere por norma de la protección contra sobrecorriente. Esto se aplica a transformadores trifásicos o a bancos de tres transformadores monofásicos. La protección primaria por lo general se hace con fusibles su capacidad se designa con aproximadamente 150% de la corriente nominal o de plena carga en el primario del transformador, la norma permite usar el valor del fusible comercial inmediatamente superior al calculado. Con interruptores su valor nominal no debe de ser mayor del 300% de la corriente nominal primaria.

El National Electric Code (NEC) proporciona los limites máximos requeridos para la protección de transformadores. En la tabla I se resumen estos limites en porcentaje, tomando como base la corriente nominal del transformador.

Tabla I. Limites NEC

	Primario			Secundario		
				Arriba de 600 V	600 V ó menos	
Impedancia del transformador	Voltaje	Ajuste interruptor (%) Ipc	Capacidad fusible (%)	Ajuste interruptor (%)	Capacidad fusible (%)	Interruptor o fusible (%)
$Z\% \leq 6$	Arriba de 600	600	300	300	250	125*
$6 < Z\% \leq 10$		400	300	200	225	125*

* En lugares con supervisión este limite puede ser de hasta se 250 %

La curva ANSI representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un cortocircuito. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar a los transformadores en categorías como se muestra en la tabla II.

Tabla II. Tabla de las categorías de los transformadores según sea su capacidad

KVA nominales de placa		
Devanado principal		
Categoría	Monofásicos	Trifásicos
I	5-500	15-150
II	501-1667	501-5000
III	1668-10000	5001-30000
IV	Arriba de 10000	Arriba de 30000

La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI como se muestra en la figura 11 y los puntos deberán calcularse como se indica en la tabla III.

Figura 11. La figura muestra las curvas ANSI para los distintas categorías de transformadores de potencia.

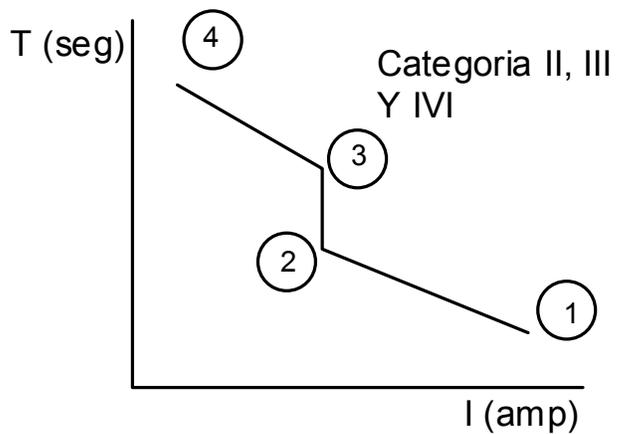
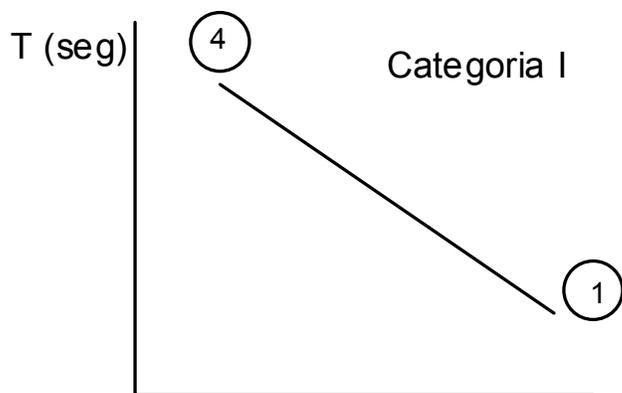


Tabla III. La tabla muestra la forma de calculo de los puntos de las distintas curvas ANSI para las distintas categorías de transformadores de potencia

PUNTOS DE		CURVA ANSI	
Punto	Categoría del transformador	Tiempo (segundos)	Corriente (Amperios)
1	I	$1.250 * (Z_t)^2$	I_{pc} / Z_t
	II	2	I_{pc} / Z_t
	III, IV	2	$I_{pc} / (Z_t + Z_s)$
2	II	4.08	$(0.7 * I_{pc}) / Z_t$
	III, IV	8	$(0.5 * I_{pc}) / (Z_t + Z_s)$
3	II	$2.551 * (Z_t)^2$	$(0.7 * I_{pc}) / Z_t$
	III, IV	$5.000 * (Z_t)^2$	$(0.5 * I_{pc}) / (Z_t + Z_s)$
4	I, II, III, IV	50	$5 * I_{pc}$

Donde:

Z_t = Impedancia del transformador en por unidad en base a los kVA con enfriamiento.

Z_s = Impedancia de la fuente en por unidad en base a los kVA de transformador con enfriamiento OA.

I_{pc} = Corriente de Amperios a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

Al calcular los puntos de la curva ANSI es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la tabla IV, además dependiendo de la conexión del transformador los valores de las curvas se deben multiplicar por el factor ANSI de la tabla V.

Tabla IV. Tabla de verificación de las impedancias de los transformadores

Impedancias mínimas		
Monofásico kVA	Trifásico kVA	Impedancia mínima Z_t en por unidad en base a los kVA del transformador
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	122.5-300	0.0286
167-500	500	0.0400

Tabla V. Tabla de factores por el que se deben de multiplicar los valores de las curvas ANSI

Conexión del transformador	Factor ANSI
Delta-Delta	0.87
Delta-Estrella (solidamente aterrizado)	0.58
Delta-Estrella	1.00
Estrella aterrizada-Estrella	1.00
Estrella aterrizada-Estrella aterrizada	1.00
Estrella-Estrella aterrizada (tipo núcleo)	0.67
Estrella-Estrella (tipo acorazado)	1.00
Estrella-Estrella	1.00
Estrella aterrizada-Delta	1.00
Estrella-Delta	1.00

Para las protección de transformadores hay que tomar en cuenta estos límites que se describen con anterioridad.

Los criterios típicos que se describieron con anterioridad sufren algunas variantes dependiendo de las condiciones a que los transformadores se encuentran, el cual no es el caso de este estudio.

2. EL PROBLEMA DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

2.1 Conceptos básicos relacionados con la protección de transformadores de potencia.

La función de un transformador es suministrar la energía en el momento, lugar y condiciones deseadas, función que realiza muy bien año tras año requiriendo muy poca atención y con un rendimiento frecuentemente superior al 99.5%, sin embargo cuando un transformador falla o debe ser remplazado resultan serios inconvenientes:

- Cortes de servicio
- Sobrecargas con pérdida de vida de otros equipos
- Pérdida de utilidades

Las fallas se pueden clasificar en:

- Fallas Menores: Implica quitar el transformador de servicio y es reparable en el mismo sitio
- Fallas mayores: Implica quitar el transformador de servicio y solo es reparable en fábrica o en lugares específicos para ello.

Los consultores realizan anualmente encuestas entre sus clientes para llevar estadísticas de las causas de fallas en las instalaciones eléctricas de potencia y en particular, en transformadores. A continuación se presentan algunos de los resultados mas importantes:

Tabla VI Fuegos de origen eléctrico

	Por Cantidad (%)	Por Costo (%)
Cableado	30.5	40.9
Motores	13.0	5.4
Elementos Resistivos	9.6	8.3
Tableros	6.2	7.6
Lámparas	5.4	11.4
Controladores	5.3	8.8
Transformadores	3.4	2.3
Interruptores	2.3	1.7
Generadores	0.7	0.4

Tabla VII Frecuencia de ocurrencia de fallas en las distintas partes de los sistemas de potencia

Líneas Aéreas	50%
Equipos de Maniobra	15%
Transformadores	12%
Cables	10%
Equipos de Control	3%
Transformadores de Instrumento	2%
Otros	8%

Tabla VIII Mayores causas de fallas en los Transformadores

Aislamiento	33%
Cortocircuito	14%
Conmutadores	10%
Fabricación	10%

Tabla IX Parte de los transformadores que origina la falla

Bobinado de Alta Tensión	55%
Bobinado de Baja Tensión	20%
Conexiones	7%
Aisladores	5%
Conmutadores	5%

Esto implica entonces que la tasa de fallas en función del tiempo sigue una curva del tipo “Bathtub Curve” presentando una tasa de fallas más elevado al comienzo y al final de la vida del equipo.

Entre las posibles causas de fallas prematuras podemos citar:

- Defectos en procesos de fabricación o materiales de mala calidad
- Técnicas de transporte inadecuadas
- Instalación negligente
- Optimización de los diseños. Por razones económicas se bajan los márgenes de seguridad en el diseño
- Condiciones de servicio inadecuadas

El costo de los transformadores es elevado constituyendo normalmente del orden del 50%, del costo de los equipos de la subestación y el tiempo necesario para su reparación o sustitución se mide en días o meses, resulta entonces esencial tomar los cuidados y precauciones suficientes durante la instalación, la operación y el mantenimiento de modo de asegurar con alta probabilidad una larga vida libres de fallas.

Tasa de Fallas

Para determinar la tasa de fallas de una cierta población de transformadores, en un periodo determinado se aplica la siguiente fórmula:

$$\lambda(\%) = 100 \frac{\sum_{i=1}^{ny} n_i}{\sum_{i=1}^{ny} N_i}$$

Siendo :

$\lambda(\%)$ = Tasa de fallas en el periodo considerado

ny = Número de años del periodo considerado

n_i = Número de transformadores que fallaron en el año i

N_i = Número de transformadores en servicio en el año i

Fuente “An international survey on failures in large power transformers in service” Electra No. 88, May 1983, pp 21-48.

Se puede decir entonces que la tasa de fallas en un periodo determinado de años nos da el porcentaje, de fallas con relación a la cantidad de unidades-año en servicio durante dicho periodo. La tasa de fallas debe calcularse para diferentes poblaciones en función del rango de voltaje, el tipo y la edad del transformador así como la presencia de cambiador de derivaciones bajo carga.

Tasa de fallas según la CIGRE

En el año de 1983 el CIGRE (International Council on Large Electric Systems), publicó en la Electra los resultados de una encuesta realizada en 1978 sobre fallas de transformadores instalados en sistemas de generación transmisión y distribución, con clase de aislamiento no menor de 72.5 kV, sin límite de potencia, con edades menores o iguales a 20 años, en el periodo comprendido entre los años 1963 y 1978.

Resultados de la Encuesta de Fallas del CIGRE

Tabla X. Tasa de fallas por tipo de transformación y clase de aislamiento:

Clase de Aislamiento (kV)	Tipo		
	Transformadores de Generación	Transformadores de Transmisión	Autotransformadores
60-<100	1.52 %	2.07 %	Sin datos
100-<300	2.30 %	2.23 %	0.56 %
300-<700	3.12 %	2.16 %	3.02 %

Tabla XI Tasa de fallas por edad y clase de aislamiento:

Edad (años)	Clase de aislamiento (kV)		
	60-<100	100-<300	100-<700
0-5	2.79 %	1.68 %	1.92 %
>5-10	2.06 %	1.91 %	2.53 %
>10-20	1.71 %	2.23 %	2.16 %

Tabla XII Influencia del conmutador bajo carga en la tasa de fallas de los transformadores de transmisión:

Tipo	Clase de Aislamiento (kV)		
	60-<100	100-<300	100-<700
Con OLTC	2.09 %	2.34 %	2.42 %
Sin OLTC	0.78 %	0.56 %	1.38 %
Todos	2.07 %	2.23 %	2.16 %

Tabla XIII Intervalo de confianza de la duración media de la indisponibilidad M días con un nivel de confianza del 95 %.

Clase de Aislamiento (kV)	Transformadores		Autotransformadores	
	Con OLTC	Sin OLTC	Con OLTC	Sin OLTC
60-<100	35<M<57	Sin datos	Sin datos	Sin datos
100-<300	46<M<76	29<M<63	Sin datos	Sin datos
300-<700	Sin datos	Sin datos	30<M<150	45<M<120

Tasa de fallas según la IEEE

En el año de 1979 la IEEE realizó una encuesta sobre fallas de transformadores instalados en sistemas industriales y comerciales y cuyos resultados fueron publicados en 1983. Por el tipo de instalaciones encuestadas, la clase de aislamiento raramente supera los 36 kV, las potencias son en general inferiores a los 10000 kVA, los transformadores en general no están equipados con conmutadores bajo carga, y la alimentación es por lo general cable subterráneo.

Resultados de la Encuesta de Fallas de la IEEE

Tabla XIV Tasa de fallas y duración media de la falla en días en función de la potencia:

Tipo	Tasa de Fallas (%)	Duración media de la falla (días)	
		Reparación	Reemplazo
300-10000 kVA	0.59	12.4	3.3
>10000 kVA	1.53	49.1	8.0
Todos	0.62	14.8	3.5

Tabla XV Tasa de las fallas en función de la edad y la potencia:

Edad (años)	Potencia (kVA)	
	300-10000	>10000
1-10	0.72 %	Sin datos
11-25	0.53 %	2.46 %
>25	0.60 %	1.26 %

Tabla XVI Tasa de fallas en función del voltaje y de la potencia:

Voltaje (kV)	Potencia (kVA)	
	300-10000	>10000
0.6-15	0.52 %	Sin datos
>15	1.10 %	1.84 %

Tabla XVII Posibles causas de las fallas:

Aislamiento	51 %
Cortocircuito	16 %
Aisladores pasantes	14 %
Conexiones	7

Tabla XVIII Posibles responsables de las fallas:

Defecto de Fabricación	33 %
Mantenimiento Inadecuado	26 %
Instalación Inadecuada	6 %
Operación Inadecuada	4%

Tasa de fallas según la UTE

De acuerdo al informe “Transformadores fallados-Situación actual” de la UTE, se concluye que la tasa de fallas general de transformadores para el sector distribución y comercial es del orden de 1.90 %.

Tabla XIX Dicho sector maneja una población de más de 30000 transformadores distribuidos por potencia de acuerdo a la tabla siguiente:

Potencia (kVA)	Cantidad	%
$P \leq 50$	21050	66
$50 < P \leq 160$	3930	12
$160 < P \leq 315$	3367	11
$315 < P \leq 630$	2898	9
$630 < P \leq 1000$	274	1
$P > 1000$	179	1
Todos	31698	100

Tabla XX En la tabla que sigue se muestra la tasa de fallas de la población anterior en función de la potencia:

Potencia (kVA)	Cantidad	Tasa de Fallas (%)
$P \leq 50$	21050	2.68
$50 < P \leq 315$	7297	0.33
$P > 315$	3351	0.72
Todos	31698	1.94

Cabe resaltar que la mayoría de los transformadores con potencia menores o iguales a 50 kVA, son los de 15 kV y están alimentados por líneas aéreas. Para todos los transformadores de mas de 50 kVA se obtiene una tasa de fallas de 0.45 %.

Tabla XXI En la tabla que sigue se dan las probables causas de las fallas. Se observa que la mayoría de las fallas se atribuyen a descargas atmosféricas y a fallas de los transformadores.

Tormenta / rayo	34 %
Falla del Transformador	13 %
Perdidas de Aceite	5 %
Falla de las protecciones	5 %

Con lo anterior expuesto se puede llegar a las siguientes conclusiones:

Las encuestas de la IEEE y del CIGRE, son complementarias ya que abarcan tipos de transformadores diferentes, sin embargo es interesante observar que la encuesta del CIGRE para transformadores de transmisión sin cambiador de taps bajo carga en el rango de 90-100 kV, da una tasa de fallas de 0.78 % que es muy similar a la tasa de fallas de global obtenida por la IEEE del 0.62 %.

La tasa de fallas de la UTE para transformadores de más de 50 kVA de 0.45 % es del orden del valor obtenido por la IEEE, para transformadores de menos de 10000 kVA que es de 0.59 %.

Surge también del análisis de las diversas encuestas que la tasa de fallas global tiene un valor muy relativo y que es necesario clasificar la población de transformadores de acuerdo a los siguientes criterios:

- Monofásico o trifásico
- Potencia
- Voltaje
- Tipo de alimentación (línea o cable)

- Fabricante

La tasa de fallas y el tiempo medio de falla son valores muy importantes que nos permiten entre otras cosas:

- Justificar piezas de repuesto
- Justificar alimentaciones redundantes
- Evaluar el mantenimiento
- Evaluar a los fabricantes
- Evaluar las protecciones
- Evaluar la confiabilidad del sistema eléctrico

2.2 Clasificación de los mecanismos de protección.

Los mecanismos existentes para la protección de transformadores de potencia se pueden numerar de la siguiente manera:

- Las protecciones contra sobrecorriente.
- La protección contra sobrevoltaje
- La protección contra incendios
- Protección en el momento de trasladar los transformadores
- Protección en el momento de poner en servicio un transformador de potencia

2.2.1 Las protecciones contra sobrecorriente

La protección mas importante utilizada en los transformadores de potencia son los de sobrecorriente, que principalmente esta encargada de que cuando ocurra una sobrecorriente en cualquier parte del transformador este sea liberado para que el transformador no sufra daños eléctricos y/o mecánicos, con este principio se han implementado también la protección diferencial y la imagen térmica y la temperatura del devanado que básicamente miden y comparan corrientes eléctricas.

2.2.2 La protección contra sobrevoltaje

Un transformador puede estar sujeto a severos voltajes de rayo como consecuencia de una descarga directa a las terminales del mismo, a la barra adyacente o a la línea de transmisión. Pueden resultar voltajes menos severos por descargas que ocurran en una parte distante del sistema o por descargas a tierra cerca del sistema. Como el voltaje de rayo puede sobrepasar la resistencia del aislamiento del transformador, es necesario tener una protección. Es por ello que los transformadores se deben proteger contra voltajes que pueden ocasionar destrucción de los componentes de los transformadores.

2.2.3 La protección contra incendios

Los transformadores de potencia son parte de los equipos más costosos en plantas de generación o subestaciones. Conteniendo una gran cantidad de combustible, puede derramar el fuego a instalaciones vecinas, es por ello que se debe de dar una atención especial a su protección. Las protecciones eléctricas operan correctamente la mayor parte del tiempo y envían una señal al interruptor del transformador, en muchos casos desafortunadamente la explosión no es evitada, ni siquiera con sistemas de última tecnología, en los que los interruptores son capaces de abrir el circuito en menos de 50 milisegundos.

La explosión e incendio de un transformador resulta generalmente de una falla de aislamiento, esto puede ser causado por sobrecargas, maniobras o descargas electroatmosféricas, deterioro gradual del aislamiento, nivel de aceite bajo, moho, presencia de ácido en el aceite o falla del equipamiento asociado como el cambiador de taps o los bushings de aislamiento.

2.2.4 Protección en el momento de trasladar los transformadores

Los transformadores se procesan, prueban e inspeccionan antes de su embarque, los transformadores pequeños se embarcan cargados con su aceite y totalmente ensamblados cuando los espacios de embarque y los pesos lo permiten. Para la mayoría de los transformadores de potencia grandes, tienen que desmontarse los componentes externos, como los radiadores y bushings para cumplir con las dimensiones de embarque. Además se saca el aceite para reducir el peso, y se asegura el transformador en gas seco.

Los cables con que se levante se deben mantener separados por una pieza para evitar dañar los bushings u otras partes, los transformadores pueden moverse sobre

trineos o sobre rodillos, siempre que se tenga cuidado de que no se incline el transformador o se dañe la base, los transformadores deben desplazarse en posición vertical, excepto que la unidad haya sido diseñada para embarque horizontal, en los planos de contornos y los de ensamble externo indican los puntos de donde debe levantarse, en donde pueden ponerse gatos o de donde puede jalarse el transformador. Nunca intente levantar o mover un transformador de cualquier parte que no sean los accesorios que se proporcionen para tal objeto.

2.2.5 Protección en el momento de poner en servicio un transformador de potencia

Los procedimientos de instalación y ensamble final varían con la capacidad y complejidad del transformador, deben revisarse las instrucciones del fabricante antes de hacer la instalación, los procedimientos son normalmente como sigue: se lleva el transformador a su posición sobre la base preparada en la subestación y se comprueba que la base este nivelada, se deben instalar calzas bajo la base del transformador si es necesario. Cuando se abra un transformador debe tenerse precauciones, para evitar que entre humedad o suciedad al transformador o que se condense humedad en su interior. Nunca se debe romper el vacío con aire atmosférico, se debe utilizar siempre aire seco o nitrógeno seco, no abrir el transformador y dejar abierto en condiciones de tiempo que cambien con rapidez, excepto que la abertura esté completamente protegida contra la intemperie. Se debe terminar el ensamble siguiendo las instrucciones del fabricante. Los bushings que se separaron para el embarque deben permanecer en las estructuras en las que se embarcaron hasta que se necesiten para su colocación. Estas son algunas de las recomendaciones para la protección del transformador para su instalación antes de ponerse en servicio eléctrico.

2.3 Comportamiento del sistema eléctrico de potencia al quedar fuera un transformador de potencia

2.3.1 Pérdida de suministro de energía eléctrica.

No existe la continuidad del servicio, la principal causa de que los transformadores salgan de servicio por una falla momentánea, es en la mayoría de los casos por una mala coordinación de los dispositivos de protección, y en un segundo lugar el no accionamiento de los reconectores de la empresa suministradora de la energía eléctrica.

2.3.2 Reparación del transformador.

Cuando ocurre una falla la cual puede originar una destrucción de partes importantes del transformador (bushings, pararrayos, transformadores de corriente, etc.) y se pueden cambiar en el mismo lugar, esto nos obligaría a tener un amplio stock de repuestos para transformadores de distintas características. Esto implicaría que el tiempo que este fuera el transformador no sería muy largo.

2.3.3 Cambio total del transformador por falla.

Si la falla es muy severa, el transformador tendría que ser cambiado, por uno de las mismas características, mientras se repara el dañado, en el caso de que la reparación llevara mucho mas tiempo y no se podría dejar a los usuarios este tiempo sin servicio.

2.3.4 Cambio de transformador por sobrecarga.

En un sistema de potencia en el cual los consumidores aumentan gradualmente y los transformadores llegan a dar toda su potencia nominal, es necesario cambiarlos por otros de mayor capacidad o agregar otro transformador en paralelo en la subestación que presenta el problema de sobrecarga. En el mayor número de casos se cambia por uno de mayor potencia. Los problemas a los que conducen un transformador sobrecargado es el acortamiento de la vida útil del transformador, el decaimiento del voltaje de servicio, etc.

En algunos casos de cambio de un transformador de una subestación que se encuentra sobrecargado, el transformador no se encuentra en el mismo lugar, si no en otro lugar esto implica tener mucho cuidado en el transporte del mismo, ya que se pueden ocasionar daños en la estructura del transformador como por ejemplo radiadores, paneles de control y en el peor de los casos daños en las bobinas del transformador. También se debe tener muy en cuenta el cuidado del aceite para que este no se contamine y conserve sus propiedades dieléctricas.

2.4 Prevención de problemas provocados por la salida de un transformador de potencia.

Se deben de tomar en consideración los siguientes aspectos desde el lugar donde será instalado hasta la coordinación de las protecciones.

2.4.1 En el momento del diseño y evaluación del problema de la ubicación de un nuevo transformador.

En el momento de hacer los estudios del comportamiento de un sistema eléctrico de potencia, como lo son los análisis de flujos de carga y generación mínima, y la carga y generación máxima del sistema y los análisis de corto circuito.

Estos estudios dan una pauta para que los ingenieros encargados de la planificación y ampliaciones del sistema eléctrico puedan reacomodar el sistema para que se tenga mejor distribuida la carga ya que la generación no es tan fácil de ubicarla en el lugar donde mas se necesita, estas se construyen en lugares donde para las empresas generadoras tienen mejor acceso a los recursos que utilizan (agua, diesel, bunker, etc.). Esto implica la construcción de nuevas líneas de transmisión de diferente nivel de voltaje, la construcción de bancos de capacitores, bancos de reactores, la ubicación de nuevos bancos de transformación y cambios de transformadores por otros de mayor o menor capacidad según sean los resultados de los estudios obtenidos.

Los estudios son realizados por medio de programas de computadora que hacen específicamente simulaciones de un sistema eléctrico de potencia, estos programas de computadora pueden ser encontrados en el mercado, por ejemplo se tienen el ASPEN ONLINER y PSSE entre otros.

2.4.2 En el momento del traslado de un transformador al lugar en el que será instalado.

Una vez realizado los estudios y se llega a conocer los lugares, en los cuales es una necesidad instalar las nuevas unidades de transformación se deben de trasladar con mucho cuidado ya que estas unidades de transformación pueden tener accidentes de tipo interno, lo cual dañaría por completo la unidad, esto implicaría que en el momento de hacerle un protocolo de pruebas al transformador estas sean negativas.

2.4.3 En el momento de la instalación.

Cuando se instale el transformador en la subestación esta debe contar con las pruebas de campo las cuales se efectúan cuando la subestación ha sido completamente instalada en el lugar de operación y antes de la puesta en servicio del equipo. Incluyen básicamente las siguientes inspecciones:

- Aisladores de entrada y salida del transformador de potencia fisurados, astillados o muy contaminados.
- Pararrayos de entrada y salida del transformador de potencia fisurados, astillados o muy contaminados.
- Silica húmeda .
- Estado de conectores y puentes del transformador de potencia
- Estado de conexión a tierra del transformador de potencia.
- Estado de ventiladores del transformador de potencia
- Estado de la resistencia de calefacción del panel de control del transformador.
- Nivel de aceite del transformador de potencia

- Estado de los transformadores de instrumento, de corriente de protección y medición del transformador de potencia.
- Estado de termómetros de aceite y devanado.
- Operación de partes, mecánicas y bloqueos.
- Continuidad y aislamiento de los cables de control.

2.4.4 En el momento de poner en servicio el transformador.

En esta etapa final de la puesta en servicio de un transformador de potencia, se llega a la protección del mismo por medio de los relevadores de protección, estos deben de ser coordinados perfectamente, si por algún motivo las inspecciones anteriores descritas no se llegara a determinar y esto cause algún tipo de desperfecto que hiciera que la unidad fallara, las protecciones liberarían la falla y se analizaría el motivo que provocara la falla y el accionamiento del o de los interruptores que protegen el transformador.

2.4.5 En el momento de estar en servicio.

Actualmente se conoce una gran variedad de tipos de mantenimiento con su definición respectiva, así como su muy particular filosofía para el mantenimiento de los transformadores de potencia, cuando estos se encuentran en servicio. Como sería muy largo enumerarlos y más aún el describirlos con propiedad, es necesario manejar fácilmente el tipo de mantenimiento que requieren los transformadores de potencia.

2.4.5.1 Mantenimiento predictivo

Este tipo de mantenimiento tiene como finalidad combinar los dos tipos de mantenimiento preventivo y correctivo, para lograr el máximo tiempo de operación del transformador y eliminar el trabajo innecesario. Esto exige técnicas de revisión y

pruebas mas avanzadas para determinar con mejor certeza la condición del transformado y un control mas riguroso para lograr la planeación correcta y efectuar las revisiones verdaderamente necesarias. En conclusión, puede decirse también que el mantenimiento predictivo es aquel en el cual no es necesario desenergizar el transformador al cual se le harán determinadas pruebas. Para visualizar mejor el concepto, a continuación se enuncian algunas actividades que forman parte del mantenimiento predictivo:

- a) Inspecciones visuales
- b) Análisis termográfico
- c) Cromatografía de gases disueltos en el aceite
- d) Pruebas físico-químicas del aceite

2.4.5.2 Mantenimiento preventivo

Este tipo de mantenimiento tiene como objetivo prevenir las interrupciones y fallas al mismo tiempo que prolongar los tiempos de operación por medio de inspecciones programadas y revisiones periódicas del equipo. En general, logra su objetivo, pero actualmente se considera que los costos de este tipo de mantenimiento son relativamente elevados.

A continuación se describen algunas actividades que se clasifican dentro de este concepto.

- a) Pruebas de aislamiento y relación de transformación a transformadores de potencia
- b) Pruebas a los relevadores de protección
- c) Pruebas de protección por medio de las apertura por alta temperatura del aceite, devanado, bucholz etc.

2.4.5.3 Mantenimiento correctivo

Es el tipo de mantenimiento mas antiguo, puesto que permite operar el transformador hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere de poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes sistemas eléctricos y con normas establecidas, ya que todo el trabajo es hecho sobre una base de emergencia, la cual resulta en un insuficiente empleo de la mano de obra, en excesivas interrupciones y en un elevado costo del mantenimiento.

A continuación se describen ejemplos de mantenimiento correctivo.

- a) Emergencias atendidas por falla definitiva de algún equipo en la subestación incluyendo el transformador de potencia
- b) Cambio del transformador de potencia

3. SISTEMAS DE PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES

3.1 Requerimientos de un sistema de protección para transformadores

El tipo y magnitud de la protección para transformadores usados en la industria y las compañías que se dedican al transporte y conversión de energía eléctrica, depende de la importancia que tiene para ellos la unidad transformadora. La sensibilidad, rapidez y coordinación es un problema que se ve contra el costo del esquema de protección.

Los esquemas que se presentan a continuación, representan una practica general de los esquemas mas utilizados comúnmente para la protección de transformadores.

Figura 12 Esquema de protección de un transformador utilizando fusibles en el lado de alta tensión y un interruptor en el lado de baja tensión que opera por medio del relevadores de sobrecorriente.

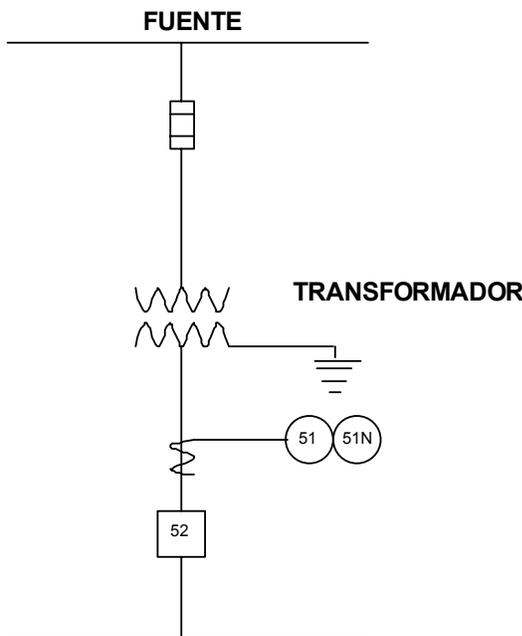
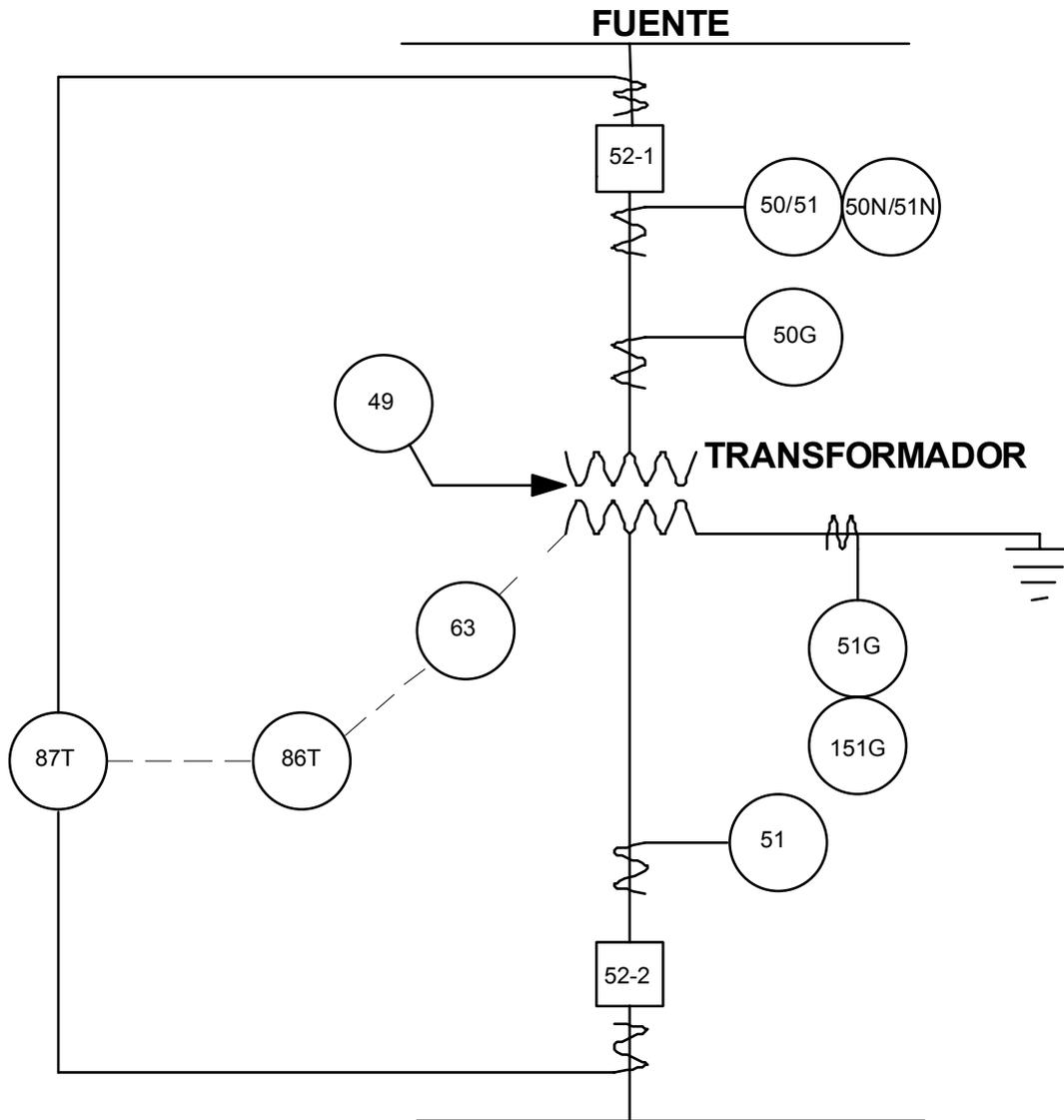


figura 13. Esquema de protección de un transformador, utilizando interruptor tanto en el lado de alta tensión como en el lado de baja tensión. Accionados por relevadores de sobrecorriente, diferencial, temperatura, etc.



3.2 Elementos de un sistema de protección de transformadores

3.2.1 Relevador de sobrecorriente

Es un dispositivo que se utiliza para detectar corrientes con valores por encima de lo que se considera aceptable, y cuando esto sucede inicia la operación para aislar el área correspondiente.

3.2.1.1 Relevador de sobrecorriente de tiempo definido (50)

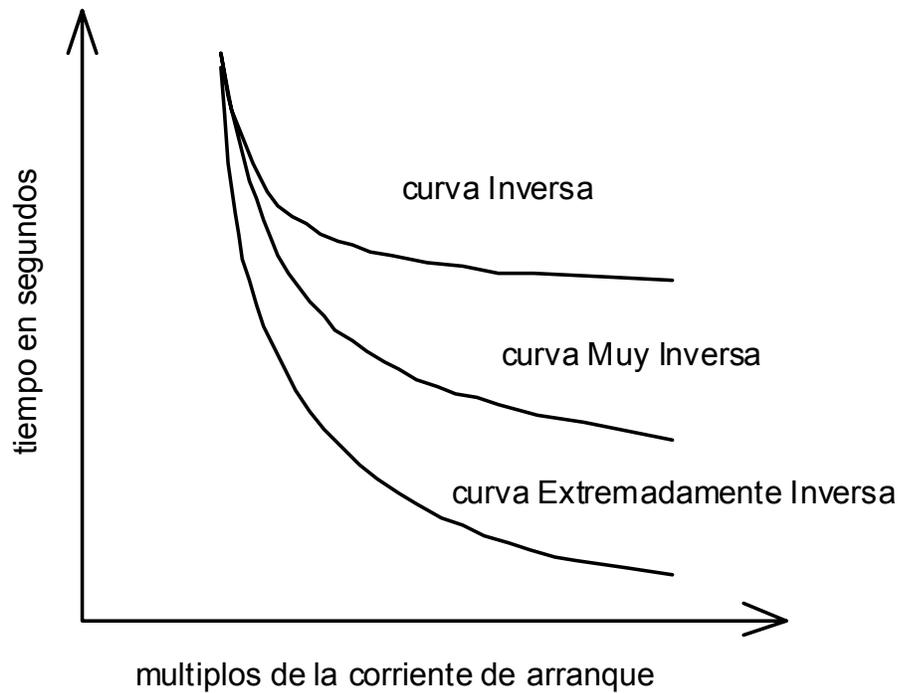
Es un relevador que opera cuando la corriente llega a un valor determinado y tarda un tiempo definido para operar sin tomar en cuenta el valor de corriente, por ejemplo: un relevador de este tipo ajustado para que opere en tres segundos cuando la corriente tenga valores por arriba de 500 Amperios operará en 3 segundos siempre que la corriente este por encima de 500 Amperios sin importar si son 800 ó 20000 los Amperios que circulan.

3.2.1.2 Relevador de sobrecorriente de tiempo inverso (51)

Es un relevador que opera cuando la corriente llega a un valor predeterminado, sin embargo, tiene la característica que conforme crece el valor de corriente, se reduce el tiempo de operación.

Las curvas de tiempo-corriente las suministra el fabricante. Las formas de las curvas disponibles esencialmente son tres: Inversa, Muy Inversa y Extremadamente Inversa, la diferencia entre las diferentes curvas es la pendiente de las mismas.

Figura 14. La figura muestra los tres tipos de curva elementales, de los relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso.



3.2.2 Relevador diferencial (87)

Normalmente los disturbios en los devanados se inician como un disturbio monobásico, y posteriormente involucra a mas de un devanado. La protección diferencial se utiliza para detectar disturbios que involucran mas de una fase del transformador, y el principio de funcionamiento simplemente tiene que ver con la ley de la conservación de la energía “ lo que entra al transformador, tiene que salir, si no sucede as, existe algún problema en los devanados del transformador”.

Las conexiones de los transformadores de corriente se hacen de tal manera que la suma vectorial de las corrientes de los secundarios sea aproximadamente cero, para que el relevador diferencial no opere en condiciones normales. En fallas de alta magnitud fuera del área de protección del transformador existe la posibilidad de, la saturación del los transformadores de corriente en la salida , ocasionando de esta manera que la suma vectorial no precisamente sea cero, por lo que el relevador envía así una apertura incorrecta de los interruptores (una falla que deba ser liberada por la protección de líneas de transmisión por ejemplo). Para evitar este tipo de problemas se utiliza la protección diferencial de porcentaje.

El relevador diferencial deberá hacer funcionar un relevador auxiliar de reposición manual (86T), el cual envía la orden de apertura de todos los interruptores del transformador, la característica de reposición manual es para disminuir la probabilidad de que el interruptor se cierre en forma inadvertida, sujetando así al transformador a un daño adicional innecesario.

La protección diferencial es universalmente aplicable a todas las partes de un sistema de potencia; generadores, motores, barras colectoras, líneas de transmisión, bancos de capacitores, bancos de reactores y muchas veces las combinaciones de estos, y a menudo es la opción para la protección primaria.

Figura 15. Esquema básico para la protección de un transformador de dos devanados en condiciones normales.

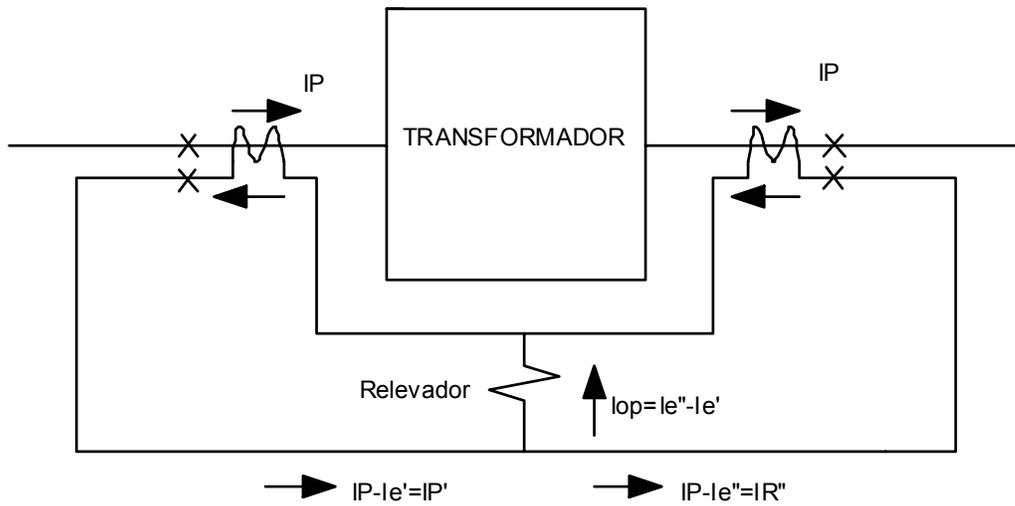
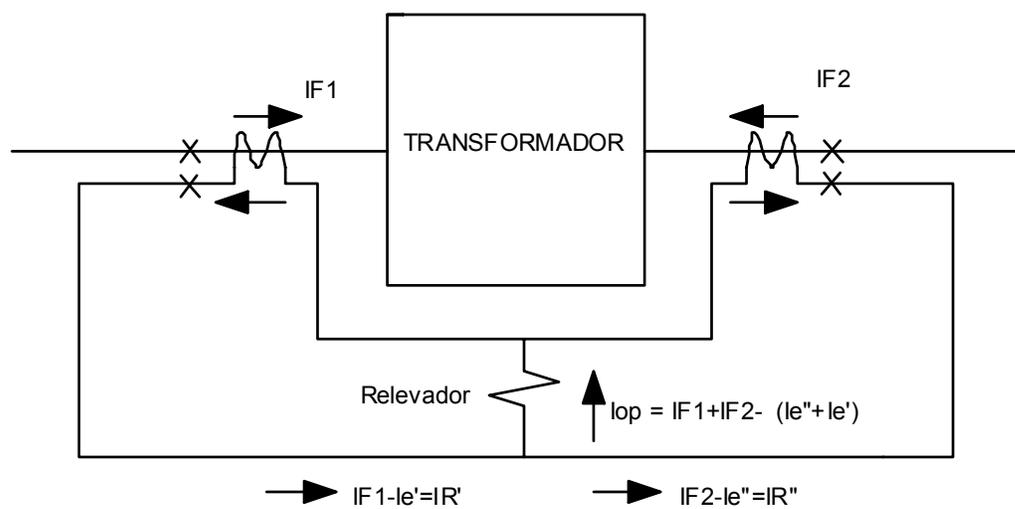


Figura 16. Esquema básico para la protección de un transformador de dos devanados en condiciones de falla interna.



3.2.3 Relevadores de acumulación de gas y de presión (63)

Una combinación de relevador de gas y del de presión, conocida como relevador “Buchholz”, apellido de su inventor, ha prestado servicio satisfactorio por muchos años, este relevador sólo se aplica a los transformadores tipo conservador, en que el tanque del transformador esta completamente lleno de aceite, y un tubo une dicho tanque a uno auxiliar, o conservador, que actúa como cámara de expansión. En la tubería entre el tanque principal y el conservador están los dos elementos del relevador. Un elemento es una cámara de recolección de gas en la que se acumula el gas originado por la desintegración de o descomposición lenta del aislamiento en presencia de un pequeño arco eléctrico; cuando se ha acumulado una cierta cantidad de gas se cierra un contacto, para dar una señal de alarma y cuando la cantidad de gas es mayor se cierra otro contacto que hace que los interruptores del transformador se abran. El otro elemento contiene una válvula que se hace funcionar por el paso de aceite a través de la tubería cuando ocurre una falla severa, y que cierra los contactos que disparan los interruptores del transformador.

3.2.4 Relevador de temperatura

Son dispositivos eléctricos que están constituidos por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que su función es limitar la amplitud de las sobretensiones, originadas por descargas atmosféricas, operación de los interruptores de potencia o desbalance de sistemas. Este debe comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, y convertirse en conductor al alcanzar este valor de tensión y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es el disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan las carcasas de los equipos eléctricos , los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas que componen los pórticos de las subestaciones que deben estar a potencial de tierra.

Todos los pararrayos deben de cumplir las siguientes funciones

1. Descargar sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de las tensión disruptiva de diseño.
2. Conducir a tierra las corrientes de descargas producidas por las sobretensiones.
3. Debe de desaparecer la corriente de descargas producidas por las sobretensiones.
4. No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
5. La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los equipos que protegen.

3.3 Sistemas de protección de transformadores de potencia.

Los sistemas de protección de transformadores se dividen en dos grupos, los que están protegidos con fusibles de potencia, y los que tienen interruptor los que obedecen las ordenes de un relevador de protección.

3.3.1 Fusibles

Son dispositivos de protección eléctrica de una red o de una subestación. En subestaciones se emplean para proteger transformadores de potencia en aquellas partes en que los relevadores y los interruptores de potencia no se justifican económicamente. Su función es la de interrumpir el circuito o el transformador cuando se produce en ellos una sobrecorriente de falla y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Un conjunto de fusibles de alta tensión, está formado por tres polos. Cada uno de ellos esta formado por una base metálica, dos aisladores de porcelana o sintéticos cuyas dimensiones determina el nivel básico de impulso que trabaja el sistema.

De acuerdo con la capacidad de ruptura, lugar donde será colocado y el costo, se pueden utilizar diferentes tipos de fusibles, los más conocidos son los siguientes:

1. Expulsión.
2. Limitador de corriente.
3. Vacío.

3.3.2 Interruptores de Potencia

Los interruptores de potencia están hechos para el cierre y la apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como en condiciones de falla, siendo esta última su función principal. Los interruptores y los transformadores de potencia, son los dispositivos más importantes de la subestaciones. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

La parte activa de un interruptor está constituida por las cámaras de extinción de arco eléctrico, que soportan los contactos móviles. La parte pasiva está formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de gas, aceite, etc., en los que se aloja la parte activa, la cual protege eléctrica y mecánicamente, el interruptor, ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor y soporta los gabinetes de mecanismos y relevadores.

Entre los tipos de interruptores se puede encontrar los siguientes:

1. Gran volumen de aceite.
2. Pequeño volumen de aceite.
3. Hexafluoruro de azufre (SF₆).
4. Vacío.

3.4 Funciones de control y protección

En las subestaciones hace mucho tiempo que el control y protección están íntimamente ligados, esto es el resultado de una gran conveniencia que existen entre estos dos. Un sistema de información y control local de una subestación, debe permitir la operación local y remota de los equipos, así como la integración de las funciones de información, supervisión, protección, medición, registro de eventos de fallas y comunicaciones. Es por ello que se busca un óptimo rendimiento del equipo que se encuentra en las subestaciones de los sistemas eléctricos, en la actualidad se pueden encontrar subestaciones completamente automatizadas que no es necesario que se tenga una persona para verificar estados de los interruptores o estado de los cambiadores de taps de los transformadores de potencia, como se encuentran las protecciones si estas están en funcionamiento o si se encuentran defectuosos, y es preciso repararlos o cambiarlos definitivamente, por medio de las comunicaciones y de los centralizadores de las subestaciones se puede lograr lo que se describe y mucho más.

3.4.1 Control

Se denomina a la función de manejar los diferentes equipos de alta tensión como de baja tensión por medio de dispositivos de menor voltaje. Los equipos principales que se manejan en una subestación son por ejemplo los interruptores de potencia, seccionadores, cambiadores de taps, habilitar o bloquear sistemas de protección entre otras. Este control se puede hacer, ya sea en el lugar donde se encuentren los equipos, o en lugar remoto (centro de control del sistema), y los medio de comunicación pueden ser microonda, teléfono, fibra óptica.

3.4.2 Automatización

La automatización de los equipos que se encuentran en la subestación ya no se limitan a solo operar los dispositivos de alta tensión, si no ahora también integran los dispositivos electrónicos inteligentes (IED'S) que son el medio para obtener diferentes parámetros de medición de los diferentes campos que se encuentran en una subestación, como por ejemplo las mediciones de indicación, las mediciones de la facturación de las empresas encargadas para este fin. Los dispositivos electrónicos inteligentes se integran a centralizadores de información que recopila de estos y la muestra por medio de una impresión en forma de textos, tablas, curvas, en las pantallas de las computadoras que maneja el personal encargado de controlar no una subestación si no todo un sistema integrado.

3.4.3 Protección

Las protecciones de los sistemas de potencia se pueden integrar también a los sistemas de automatización, una vez integrados los sistemas de protección a los centralizadores de una subestación, se logra tener toda la información que estos dispositivos de protección arrojan en el momento que se presente una falla, en los dispositivos de protección se les puede indicar que muestre alarmas, e indicaciones de los disparos de los interruptores a los que se esta asociado, se puede obtener la información de que dispositivo fue el que se activo, si fue correcta su operación o no.

Algo muy importante para los sistemas de protección de los sistemas eléctricos de potencia es tener acceso remoto de toda la información que los relevadores de protección tienen en el momento que se quieran consultar, el personal encargado de los análisis de las fallas que ocurren en los diferentes campos de una subestación no tienen que trasladarse a la subestación donde se encuentra el relevador que opero, si no solo tiene que comunicarse con el equipo por medio de una línea de teléfono o cualquier otro

sistema que este implementado, con lo que también puede cambiar los parámetros de los relevadores.

3.4.4 La combinación de un sistema de automatización y de uno de protecciones para un transformador.

El control de los transformadores en el sistema eléctrico de potencia, es de alta importancia ya que por medio de el se puede regular el voltaje, con los cambiadores de taps o derivaciones. Este procedimiento se puede hacer automáticamente o de forma manual, esto significa que dependiendo de los niveles de voltaje que el transformador entrega se puede aumentar o disminuir.

La sobrecarga de un transformador es muy importante ya que si esta permanece durante mucho tiempo se daña y su vida útil disminuye, por lo que el monitoreo de la carga y las alarmas con las que se cuentan deben de llegar hasta la persona que toma las decisiones para trasladar carga a otros transformadores.

Las protecciones del transformador tienen un papel muy importante en los sistemas de integración, por lo que se debe de controlar cuales son los motivos de los disparos, ya sea una sobrecarga, desbalance, disparo por buchoolz, por temperatura de devanado, por temperatura de aceite, por incendio, la protección diferencial o un esquema de rechazo de carga por baja frecuencia. Es de suma importancia que estas indicaciones lleguen a los controladores del sistema para tener en cuenta que tan grave o no es el problema del transformador.

3.5 Modelado de sistemas de protección

Las computadoras digitales ofrecen a los ingenieros una herramienta poderosa para ejecutar estudios de sistemas eficientes, las computadoras permiten diseños óptimos a costos mínimos, sin importar la complejidad del sistema. Avances en la tecnología computacional, permiten la introducción de computadoras personales con sus excelentes capacidades gráficas, habiendo no únicamente reducido los costos de la computadora sino también el tiempo empleado por el ingeniero para usar los programas.

Las principales aplicaciones de los programas de computadora para hacer las simulaciones de un sistema completo se numeran a continuación.

- a) Análisis de flujos de carga
- b) Análisis de corto circuito
- c) Análisis de estabilidad
- d) Análisis de arranque de motores
- e) Análisis de armónicas
- f) Análisis de transitorios por maniobras
- g) Análisis de confiabilidad
- h) Análisis de ampacidad de cables
- i) Análisis de red de tierra
- j) Análisis de coordinación de dispositivos de protección

3.5.1 Análisis de Flujos de Carga

Los estudios de flujos de carga determinan el voltaje, la corriente, potencia activa, potencia reactiva y el factor de potencia de un sistema de potencia. Los estudios de flujo de carga son una herramienta para la planeación del sistema, un número de procedimientos de operaciones pueden ser analizados, incluyendo condiciones de contingencia, tales como pérdidas de un generador, una línea de transmisión, un transformador o una carga. Estos estudios alertan al ingeniero a condiciones de sobrecargas de equipos o niveles de voltaje pobres, los estudios de flujos de carga pueden ser usados para determinar el dimensionamiento óptimo o localización de capacitores para mejorar el factor de potencia. También, ellos son muy útiles para determinar condiciones de voltaje en el sistema cuando se tienen desconexiones de cargas súbitas, los resultados de un estudio de flujos de carga son también punto de arranque para estudios de estabilidad, las computadoras son muy usadas en estudios de flujos de carga debido a la complejidad de los cálculos involucrados.

3.5.2 Análisis de Corto Circuito

Los estudios de corto circuito son hechos para determinar la magnitud de las corrientes que fluyen a través del sistema de potencia en distintos intervalos de tiempo después de ocurrir una falla, esta magnitud varía con el tiempo hasta alcanzar su condición de estado estable. Este comportamiento es debido a las características y a la dinámica del sistema, durante este tiempo, el sistema de protección es llamado para detectar, interrumpir y aislar las fallas, El esfuerzo impuesto sobre los equipos es dependiente de la magnitud de la corriente, la cual depende del tiempo de la ocurrencia de la falla, este es hecho para varios tipos de fallas (trifásica, fase a fase, doble fase a tierra y fase a tierra) en diferentes lugares a lo largo del sistema, la información se utiliza para seleccionar capacidades de fusible, interruptores y cuchillas o seccionadores además para ajustar relevadores de protección.

La modelación es hecha usando componentes simétricas y con acoplamiento mutuo, los programas de computadora que usan componentes simétricas son especialmente útiles para analizar sistemas grandes y complejos.

3.5.3 Análisis de Estabilidad

La habilidad de un sistema de potencia, que contiene dos o mas máquinas síncronas, para continuar operando después de que ocurre un cambio en el sistema es una medida de estabilidad, los problemas de estabilidad tienen básicamente dos formas: estado estable y estado transitorio. La estabilidad de estado estable puede ser definida como la habilidad de un sistema de potencia para sincronismo entre máquinas con el sistema siguiendo relativamente lentos cambios de carga. La estabilidad transitoria es la habilidad del sistema para permanecer en sincronismo bajo condiciones transitorias, esto es, fallas, operaciones de maniobra, entre otras.

En un sistema de potencia, la estabilidad envuelve a las plantas generadoras y uno ó mas generadores o motores síncronos en las plantas. Las contingencias, tales como el rechazo de carga, pérdida súbita de generación o los enlaces con las plantas generadoras, arranque de motores grandes o fallas (y su duración), tienen un impacto sobre la estabilidad del sistema. Los esquemas de corte de carga y los tiempos de libramiento de falla críticos pueden ser determinados para seleccionar los ajustes adecuados para los relevadores de protección. Estos tipos de estudios son probablemente los mas complejos de hacer sobre un sistema de potencia, una simulación incluirá modelos de generadores síncronos con sus controles, esto es , reguladores de voltaje, sistemas de excitación y reguladores de velocidad, los motores son algunas veces representados por sus características dinámicas así como los compensadores estáticos de VARs y relevadores de protección.

3.5.4 Análisis de Arranque de Motores

La corriente de arranque de muchos motores de corriente alterna es varias veces la corriente de plena carga, los motores síncronos y de inducción pueden llevar de 5 a 10 veces la corriente de plena carga cuando arrancan. El par de arranque varía directamente con el cuadrado del voltaje aplicado, si la caída de voltaje en terminales es excesiva, el motor no puede tener el suficiente par de arranque para acelerar hasta alcanzar su velocidad de trabajo, los motores en operación pueden frenarse debido a la excesivas caídas de voltaje, o los relevadores de protección contra bajo voltaje pueden operar, además, si los motores son arrancados frecuentemente, el abatimiento de voltaje en la fuente podría causar parpadeos objetables en el sistema de alumbrado.

Utilizando técnicas de estudios de arranque de motores, estos problemas pueden predecirse antes de la instalación de los grandes motores, si un dispositivo de arranque es necesario, sus características y rangos pueden ser fácilmente determinados. Un programa de computadora típico calculara la velocidad, deslizamiento, par eléctrico de salida, corriente de carga y voltaje en terminales en intervalos de tiempo discretos desde la condición de rotor bloqueado hasta velocidad de plena carga, también voltajes en lugares importantes en el sistema durante el arranque pueden ser monitoreados. El estudio puede ayudar a seleccionar el mejor método de arranque, el diseño adecuado del sistema requerido para minimizar el impacto del arranque del motor sobre todo el sistema.

3.5.5 Análisis de Armónicos

Una carga que produce armónicos puede afectar a otras cargas si causa distorsiones significantes de voltaje, la distorsión de voltaje causada por la carga productora de armónicos es una función de la impedancia del sistema y la cantidad de inyección de corriente armónica, la factibilidad de que una corriente de carga dada este distorsionada no siempre puede causar efectos indebidos sobre otros consumidores de potencia. Si la impedancia del sistema es baja, la distorsión del voltaje es normalmente despreciable en ausencia de resonancia armónica, sin embargo, la resonancia armónica prevalece, el resultado son valores armónicos intolerables.

Algunos de los efectos primarios de la distorsión de voltaje son:

- 1) Interferencia en los sistemas de control/computadoras
- 2) Calentamiento de máquinas rotatorias
- 3) Calentamiento o falla de banco de capacitores

Cuando las corrientes armónicas son altas y viajan en una trayectoria con significativa exposición a circuitos de comunicación paralelos, el efecto principal de la interferencia telefónica, este problema depende de la trayectoria física del circuito así como de la frecuencia y magnitud de las corrientes armónicas, las corrientes armónicas también causan pérdidas adicionales en líneas y pérdidas por dispersión en transformadores.

Los errores de los Watthorímetros son muchos, relacionadas con problemas de armónicos, a frecuencias armónicas el medidor puede registrar mas o menos dependiendo de los armónicos presentes y la respuesta del medidor a estas armónicas, afortunadamente, este error es normalmente pequeño.

Análisis son comúnmente hechos para predecir niveles de distorsión por la adición de un nuevo banco de capacitores o carga productora de armónicos, el procedimiento general es primero desarrollar un modelo que pueda simular exactamente la respuesta a las armónicos del sistema actual y entonces agregar un modelo del nuevo elemento. Análisis es también comúnmente hecho para evaluar alternativas para la corrección de problemas encontrados por mediciones. Muy pocos circuitos deben ser analizados efectivamente sin un programa de computadora, típicamente un programa de computadora para el análisis de armónicos debe proveer al ingeniero con la capacidad de calcular la respuesta a la frecuencia del sistema de potencia y desplegarlo en números de formas gráficas útiles. Los programas proporcionan la capacidad de predecir la distorsión real basados en modelos de convertidores, hornos de arco y otras cargas no lineales.

3.5.6 Análisis de Transitorios por Maniobras

Los transitorios por maniobras lo suficientemente severos para causar problemas en los sistemas de potencia son muchas veces asociados con inadecuado o mal funcionamiento de interruptores o seccionadores y el switcheo de bancos de capacitores y otras cargas switcheadas frecuentemente. El sistema de horno de arco es el mas frecuentemente estudiado debido a su alta frecuencia de switcheo y al uso relativo de bancos de capacitores.

Con el uso adecuado de programas de computadora , estos problemas pueden ser detectados en la etapa del diseño, además de este tipo de problemas de transitorios por maniobras, los programas de computadora pueden ser usados para analizar otras anomalías del sistema tales como operación de pararrayos, ferresonancia, corte virtual de corriente y voltajes de recuperación transitorio de interruptores.

3.5.7 Análisis de confiabilidad

Los estudios de ampacidad de cables calculan la capacidad de transportar corriente (ampacidad) de los cables de potencia en instalaciones aéreas o subterráneas, la ampacidad es determinada por la temperatura del conductor máxima permitida, de hecho, esta temperatura es dependiente de las pérdidas en el cable, ya sea por I^2R y dieléctrico, y el acoplamiento térmico entre los componentes productores de calor y la temperatura ambiente. Los cálculos de ampacidad son extremadamente complejos, esto es debido a muchas consideraciones: la transferencia de calor a través del aislamiento y malla del cable, y en el caso de instalaciones subterráneas, la transferencia de calor al ducto o a la tierra, así como el banco de ductos a tierra son ejemplos de las consideraciones térmicas involucradas. Otras consideraciones incluyen los efectos de las pérdidas causadas por los efectos proximidad y piel. Además, el sistema de malla de cable puede introducir pérdidas adicionales dependiendo de la instalación, el análisis envuelve la aplicación de equivalentes térmicos de las leyes de Ohm y Kirchoff para un circuito térmico.

3.5.8 Análisis de Red de Tierra

Bajo condiciones de falla a tierra, el flujo de corriente resultará en gradientes de voltaje dentro y alrededor de la subestación, no únicamente entre las estructuras y vecindades de la tierra, si no también a través de la superficie de la tierra, en una sistema diseñado adecuadamente, este gradiente no debe exceder los límites que pueden ser tolerables por el cuerpo humano.

El propósito de un estudio de la red de tierras es proporcionar la seguridad de cualquier persona que pueda estar expuesta a las diferencias de potencial que puedan existir en una subestación durante una falla severa.

Algunos de los factores que son considerados en un estudio de red de tierra son:

- 1) Magnitud y duración de la corriente de falla
- 2) Geometría del sistema de tierra
- 3) Resistividad del terreno
- 4) Probabilidad de contacto
- 5) Factores humanos tales como
 - a) Resistividad del cuerpo
 - b) Suposiciones estándares de las condiciones físicas del individuo

3.5.9 Análisis de la Coordinación de Dispositivos de protección

Como se ha dicho el objetivo de un esquema de protección en un sistema de potencia es minimizar riesgos al personal y al equipo tratando de causar la menor interrupción del servicio de energía, los estudios de coordinación son requeridos para seleccionar o verificar las características de libramiento de los dispositivos tales como fusibles, interruptores y relevadores usados en el esquema de protección. Estos estudios son también necesarios para determinar los ajustes de los dispositivos de protección que proporcionan aislamiento de fallas en forma selectiva, en un sistema coordinado adecuadamente, una falla resulta en la interrupción de únicamente la mínima cantidad de equipo necesario para aislar la parte del sistema fallado, la alimentación de energía a las cargas en el sistema de potencia restante debe ser mantenida, la meta es lograr un balance óptimo entre la protección del equipo y el aislamiento de las fallas en forma selectiva lo cual es consistente con los requerimientos de operación del sistema de potencia total.

Los cálculos de corto circuito son un prerrequisito para el estudio de coordinación, los resultados de corto circuito establecen los niveles de corrientes máximas y mínimas en los cuales la coordinación puede ser lograda y ayuda en los ajustes o selección de dispositivos para la protección adecuada, tradicionalmente, los estudios de coordinación

han sido ejecutados gráficamente por el dibujo manual de las características de operación tiempo-corriente de fusibles, interruptores y relevadores, junto con las curvas de daños de cables y transformadores todas en serie desde el punto de falla a la fuente, las escalas logarítmicas son usadas para dibujar las magnitudes de corriente contra tiempo, estas curvas de coordinación muestran gráficamente la calidad de protección y la coordinación posible con el equipo disponible, ellas también permiten la verificación y/o confirmación de las características de los dispositivos de protección, ajustes y rangos para proporcionar un sistema protegido y coordinado adecuadamente.

Con la llegada de la computadora, se reemplaza la tabla iluminada para la coordinación de dispositivos de protección con programas de computadora, algunos de los programas utilizan gráficas para proporcionar una representación visual de la coordinación de los dispositivos. En el futuro, se espera que los programas de computadora usen sistemas expertos basados en algoritmos de coordinación prácticos para ayudar aún mas a los ingenieros de protección.

4. MÉTODO RECOMENDADO PARA LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

4.1 Aplicación de conceptos básicos de protección y control para transformadores.

Tradicionalmente la protección de transformadores de potencia ha estado delegada a la aplicación de relevadores diferenciales para transformadores y relevadores de sobrecorriente para brindar protección contra cortocircuitos. Con el advenimiento de los modernos conjuntos de multifunción para transformadores, las protecciones diferencial y de sobrecorriente son ahora solo dos de las numerosas funciones lógicas y protectoras que pueden incorporarse en el conjunto de protección de transformadores realzando su valor para el usuario.

Otras funciones protectoras incluyen la protección contra sobreexcitación, contra sobrevoltaje de neutro, diferencial de tierra, separación de cargas por baja frecuencia y bajo voltaje. Actualmente muchas de estas funciones son manejadas por relevadores discretos, o no se aplican por razones de economía. Los requisitos para la protección varían también la ubicación del transformador en el sistema eléctrico como por ejemplo plantas eléctricas, plantas industriales, subestaciones de transmisión y subestaciones de distribución.

Como los requisitos para la protección varían de acuerdo a la aplicación, los usuarios generalmente sólo desean aquellas funciones necesarias para su aplicación específica, para lograr esta funcionalidad especificada, la selección de las funciones de protección de transformadores debe de ser determinada por el usuario y no por los fabricantes.

Asimismo, el uso de lógica programable expande los beneficios de la protección de multifunción digital de transformadores, especialmente con aplicaciones de transformadores de distribución. Se han desarrollado esquemas lógicos para la protección contra fallas en la barra de distribución, la protección de respaldo con relevadores digitales a alimentadores, y la separación (el rechazo) de cargas en subestaciones de distribución con dos bancos de transformación.

4.1.1 Protección de transformadores de potencia de plantas eléctricas.

Las protecciones que se deben de tomar en cuenta para las estaciones generadoras son las siguientes:

- a) Sobreexcitación y restricción diferencial
- b) Protección contra fallas a tierra en transformadores tipo unidad elevadora para generador
- c) Protección de transformadores auxiliares de arranque e industriales

4.1.2 Protección de transformadores de potencia de subestaciones de transmisión.

Las protecciones que se deben de tomar en cuenta para las estaciones generadoras son las siguientes:

- a) Protección contra sobreexcitación (V/Hz)
- b) Bloqueo del relevador de cambio repentino de la presión.

4.1.3 Protección de transformadores de potencia de subestaciones de distribución.

Las protecciones que se deben de tomar en cuenta para las estaciones de distribución son las siguientes:

- a) Separación de carga por bajo voltaje
- b) Separación de carga por baja frecuencia

4.1.4 Esquemas lógicos de subestaciones de distribución.

Algunos de los esquemas se mencionan a continuación

- a) Lógica de fallas en la barra de distribución
- b) Lógica de respaldo de alimentadores
- c) Separación de cargas en subestaciones con dos bancos de transformación

La función de un transformador es suministrar la energía en el momento, lugar y condiciones deseadas, función que realiza muy bien año tras año requiriendo muy poca atención y con un rendimiento frecuentemente superior al 99.5 %, sin embargo cuando un transformador falla o debe ser remplazado resultan serios inconvenientes:

- Cortes de servicio
- Sobrecargas con pérdida de vida de otros equipos
- Pérdida de utilidades

En los sistemas eléctricos de potencia, la coordinación de las protecciones es de vital importancia, para que los relevadores de protección funcionen, la continuidad del servicio debe ser de un porcentaje alto, en las empresas que suministran.

4.2 Comparación del método recomendado y los instalados en el sistema nacional interconectado.

Los esquemas de protección que son usados en la protección de transformadores, varían dependiendo de los equipos de protección utilizados. A continuación se enuncian los esquemas utilizados para en la protección de transformadores del sistema nacional interconectado específicamente de la empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica del INDE.

4.2.1 Filosofía del método de falla de interruptor

Protección de interruptor automático

En años recientes se ha puesto gran atención en la necesidad de contar con una protección de respaldo en el caso de que un interruptor falle, en el momento de tener que abrir una sección de servicio para normalizar un disturbio, la orden de desconexión que proviene de relevadores de protección el cual detecta el disturbio. Para cualquier falla los relevadores de protección operan para desconectar los interruptores necesarios. Además estos mismos relevadores de protección, junto con relevadores detectores de falla de interruptor, energizaran un temporizador para iniciar el esquema de falla de interruptor. Si cualquier interruptor no normaliza la falla, los relevadores de protección enviaran permanentemente una señal de apertura, lo que permite que los temporizadores lleguen al final del intervalo de retardo y desconecten los interruptores necesarios para normalizar la falla.

Una falla de interruptor puede ser ocasionada por pérdidas de alimentación de corriente directa en el circuito de desconexión, fusibles del circuito de desconexión quemados, falla de la bobina de desconexión, falla de los eslabones de desconexión del interruptor o falla del mecanismo de interrupción de corriente del interruptor automático. Los dos tipos básicos de fallas son 1) mecánica y 2) eléctrica del interruptor automático para normalizar la falla.

4.2.1.1 Falla mecánica del interruptor

La falla mecánica ocurre cuando el interruptor no mueve la siguiente recepción de una orden de desconexión, como resultado de la pérdida de alimentación de corriente directa de desconexión, falla de la bobina de desconexión o falla de el eslabón de desconexión.

4.2.1.2 Falla eléctrica del interruptor

La falla eléctrica ocurre cuando el interruptor se mueve en el intento de despejar una falla, al recibir la orden de desconexión pero no corta la corriente de falla ocasionada por la operación defectuosa del interruptor de corriente en sí.

Para normalizar fallas por estos dos tipos de falla del interruptor, se pueden utilizar dos esquemas diferentes de protección. Los esquemas mas convencionales de falla de interruptor consisten en utilizar detectores instantáneos de falla operados por corriente, mismos que se activan para iniciar un temporizador cuando operen los relevadores de falla. Si no opera el interruptor automático para normalizar la falla, el temporizador llega al final del intervalo de retardo y desconecta los interruptores automáticos necesarios para normalizar la falla. Sin embargo, si opera correctamente el interruptor automático para normalizar la falla, debe darse tiempo suficiente en el ajuste del temporizador para garantizar el restablecimiento del relevador detector de falla. Los

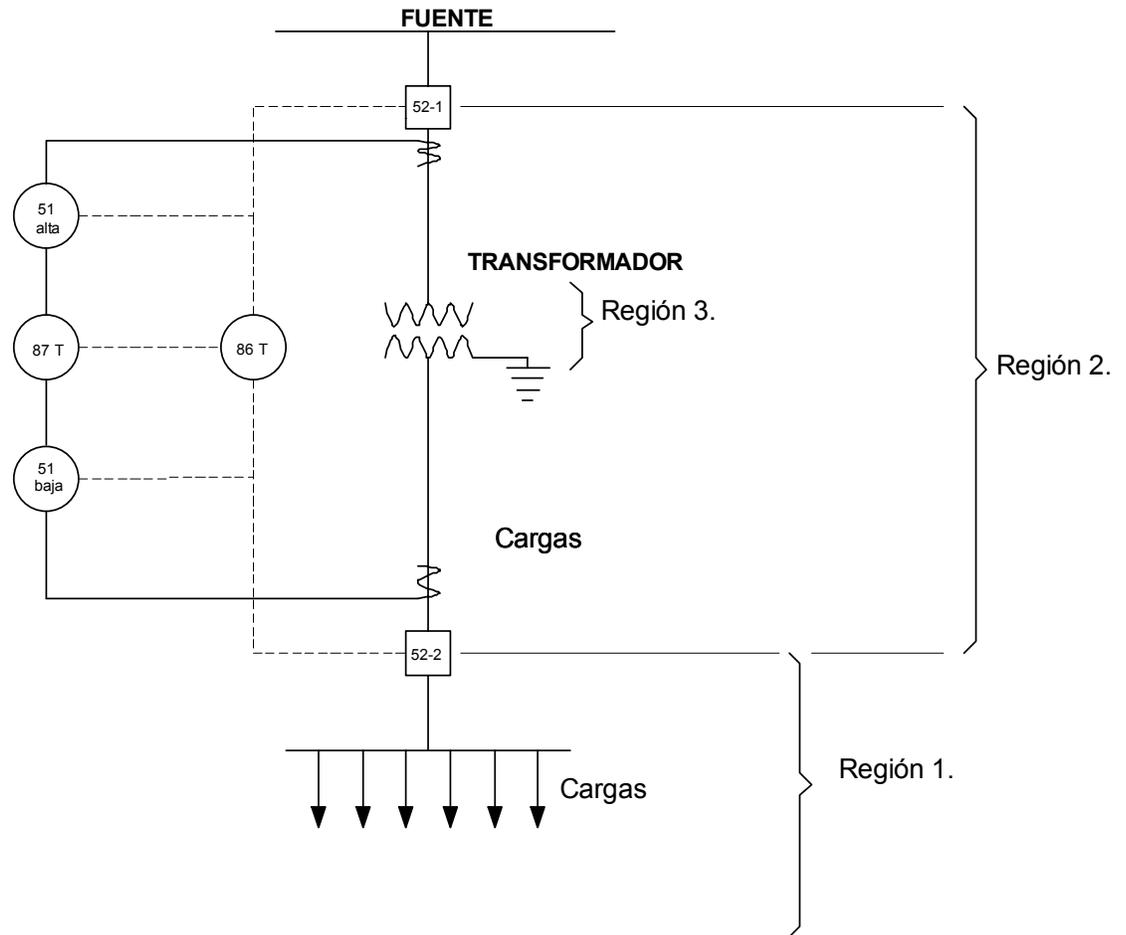
tiempos totales de normalización en las subestaciones que utilicen este esquema son muy rápidos, y por lo general tardan de 10 a 12 ciclos a partir del momento de la falla hasta que ésta quede normalizada.

Para aquellas fallas donde ocurra una falla mecánica de los interruptores, se encuentra en uso un esquema aún mas rápido. Este esquema depende del conjunto de contactos auxiliares de interruptor (por lo general un contacto de tipo abierto, 52 A) para iniciar un temporizado rápido. Los contactos auxiliares del interruptor auxiliar está especialmente ubicado para operar desde eslabones de desconexión del interruptor automático, para captar el movimiento real del mecanismo del interruptor automático, si la falla de este último es mecánica. El temporizador de falla de interruptor automático se acciona a través del interruptor auxiliar cuando operen los relevadores de protección. La ventaja del uso del interruptor auxiliar es el tiempo de restablecimiento extremadamente rápido del temporizador de falla del interruptor automático, que puede alcanzarse cuando el interruptor automático opera correctamente. Los esquemas en uso con el circuito rápido de falla del interruptor automático pueden lograr tiempos totales de normalización de 7.5 ciclos cuando ocurra una falla del interruptor automático.

4.2.2 Transformador protegido con relevador diferencial y de sobrecorriente

El Transformador esta protegido por un relevador diferencial, un relevador de sobrecorriente que se instala en la parte de alta tensión, y un relevador que se instala en el lado de baja tensión. El funcionamiento del esquema es el siguiente:

Figura 17 Esquema de protección de un transformador



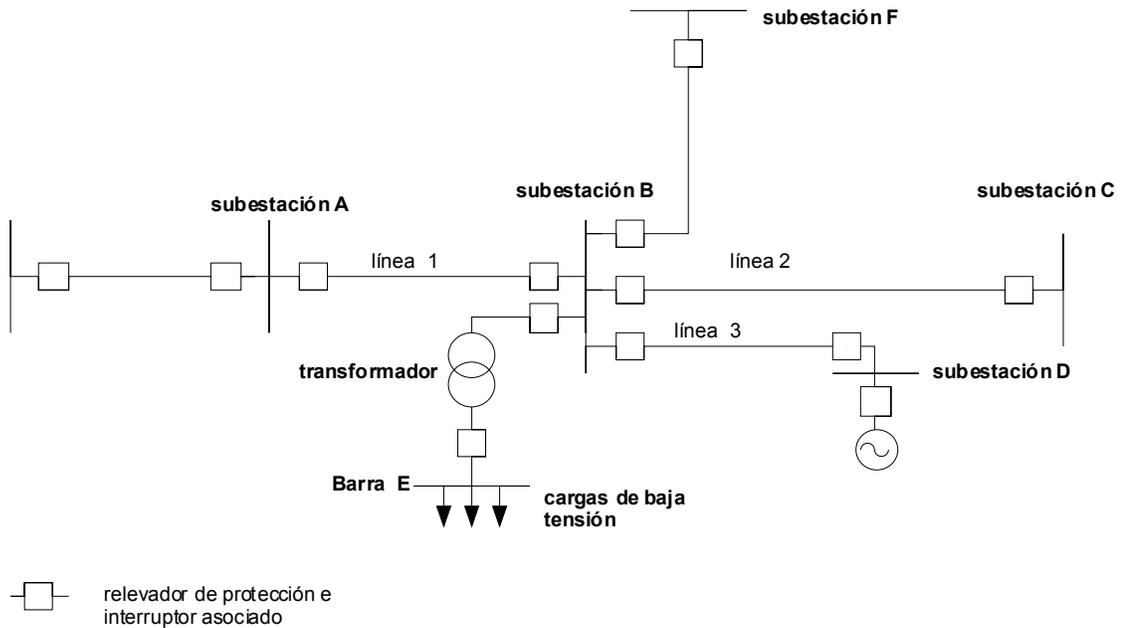
Para disturbios en la región uno de la figura 17, el disturbio es detectado por los relevadores de sobrecorriente (de fase y de neutro) la coordinación que tienen los relevadores hacen que, el relevador de sobrecorriente del lado de baja tensión actúe mas rápido para la activación de las ordenes de apertura por disturbio. El relevador de sobrecorriente del lado de baja tensión abre el interruptor del lado de baja tensión dejando el transformador libre de la falla.

Para disturbios en la región dos, los disturbios son detectados por el relevador de sobrecorriente, del lado de alta tensión este envía sus ordenes de apertura a los interruptores del lado de alta y baja tensión al mismo tiempo, liberando el transformador del disturbio.

Para disturbios en la región tres, los disturbios en esta región básicamente son liberados por el relevador diferencial este al igual que el relevador de sobrecorriente de alta tensión envía ordenes de apertura a los interruptores de alta y baja tensión simultáneamente. Sin embargo, este acciona un relevador auxiliar para transformador (86T) que no es mas que un medio de seguridad, que deja aperturas directas a los interruptores, para poder normalizar estos interruptores es necesario restaurar el relevador auxiliar del transformador (86T). Esto se hace de esta manera, ya que cuando el relevador diferencial actúa, es por fallas internas en el transformador, es por ello que se debe tener cuidado cuando una falla de este tipo se presenta.

De acuerdo, con lo antes descrito todas las regiones de protección están cubiertas, cuando los interruptores funcionan adecuadamente en el momento en que se presenta una falla. Cuando se tiene una configuración de la red como la de la figura 18. El esquema es un tanto mas complejo que el esquema mostrado anteriormente, por lo que se puede decir que una falla en la barra E del lado de baja tensión del transformador que no sea liberada, por la sencilla razón que el interruptor no opera, la falla la registrarían los relevadores de distancia que están en las subestaciones A (línea 1), C (línea 2), D (línea 3). Estos relevadores que están colocados en dichas subestaciones protegen las líneas, los relevadores pueden llegar a ocasionar una apertura de la línea por la falla que se da en el lado de baja tensión en el transformador de la subestación B.

Figura 18. Esquema de un unifilar típico en el SNI



Se supondría que la falla debería ser detectada por el relevador de sobrecorriente que está colocado en el lado de alta tensión del transformador, pero las magnitudes de corriente de las fallas del lado de baja tensión disminuyen en el lado de alta tensión, y el relevador tiene una curva de acción que depende de la magnitud de corriente para enviar su orden de apertura para el interruptor asociado. En la mayoría de casos los tiempos son altos (entre 0.9 y 3 segundos), mientras que los relevadores de distancia tienen tiempos de retardo de acción de 0, 0.4, 0.8, y 1.2 segundos, para las zonas 1, 2, 3, y 4 respectivamente, esto hace que los relevadores de distancia se activen antes que el relevador de sobrecorriente, lo cual hace que los relevadores de distancia abran antes los interruptores asociados que el relevador de sobrecorriente, y en consecuencia se perdería no solo el transformador si no también las cargas y las fuentes de generación para las demás subestaciones.

4.3 Diseño del Esquema

Objetivos del esquema de protección.

1. Aislar la falla de la barra del lado de baja tensión del transformador del sistema eléctrico, en el caso de que el interruptor tenga alguna falla.
2. Aislar la falla de la barra si el interruptor opera correctamente y la falla persiste.

4.3.1 La no apertura del interruptor

El interruptor no abre y por lo tanto no libera la falla del lado de baja tensión del transformador, el interruptor no abre por fallas que se indican en las secciones anteriores.

4.3.2 Apertura normal del interruptor

La apertura del interruptor es enviada por el relevador de protección, sin embargo la falla persiste, esto hace que la falla lo detecten otros dispositivos de protección del sistema eléctrico.

4.3.3 Elementos necesarios para implementar el esquema de protección

El equipo de protección para implementar el esquema lógico de protección para transformador es el siguiente:

1. Un relevador de protección de sobrecorriente de fases.
2. Un relevador de protección de sobrecorriente de Neutro.
3. Relés de tiempo de alta velocidad.

4.3.4 Parámetros de Protección

El relevador de corriente para fase tiene una condición de arranque, un índice de tiempo y una curva de operación. La condición de arranque también llamada “pick-up” (corriente mínima de disparo) es por lo general del 15% al 20% mas de la corriente nominal a plena carga del transformador, en el lado de baja tensión. El índice de tiempo y el tipo de curva son calculados para proteger el transformador.

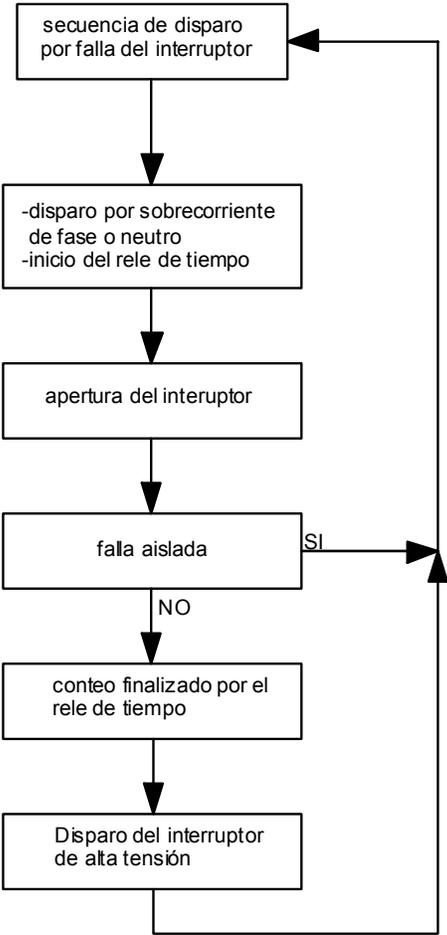
El relevador de sobrecorriente para neutro tiene una condición de arranque (corriente mínima de disparo) que por lo general es del 20% al 40 % de la corriente nominal a plena carga del transformador. El índice de tiempo y el tipo de curva son calculados para proteger el transformador, el calculo de las mismas no es el objetivo de este estudio.

4.3.5 Lógica de funcionamiento

La secuencia de disparo del interruptor de baja tensión se inicia , al momento que el relevador de sobrecorriente de fase o neutro detectan una falla, en este momento se envía una señal de apertura para el interruptor de baja tensión y al mismo tiempo se activa un rele de tiempo de alta velocidad que tiene un ajuste de tiempo específico, si la falla persiste después del tiempo que el rele de tiempo esta ajustado este envía una orden de apertura al interruptor de alta tensión que alimenta el transformador de potencia.

Si la falla desaparece en el momento que el relevador de protección envía la orden de apertura, el rele de tiempo se detiene y queda listo para la siguiente operación, la figura 19 describe la secuencia del esquema de protección.

Figura 19 operación de la lógica de disparo



4.4 Acciones correctivas a corto plazo para el método de protección

Los relevadores de sobrecorriente que se están implementando para la protección de los transformadores son en su mayoría de tipo digital, una de las ventajas de este tipo de equipo de protección son las distintas funciones que las integran, a continuación se numeran algunas de estas funciones:

1. Variables lógicas que se pueden conjugar para que ejecuten una acción específica.
2. Variables lógicas temporizadas.
3. Contactos secos que se pueden programar para que se cierren o abran, según el esquema lógico que tengan.
4. Entradas de señales de voltaje que pueden ser utilizadas para las lógicas de protección.

Con estos elementos descritos y las funciones de sobrecorriente que están integradas en los relevadores se pueden hacer funciones lógicas de cierre y apertura de interruptores o enviar señales de alarma a un panel de alarmas y una señal audible.

Lo interesante de todas estas funciones, con que las contamos en los relevadores que se están instalados o instalándose, es el fácil manejo de ecuaciones lógicas que se pueden armar y con ello hacer que el relevador tenga un funcionamiento de mas beneficio para la protección.

Ejemplo de ello es que si tenemos temporizadores y contactos secos en el relevador que se pueden programar, para que en el momento que aparezca una falla envíe una orden de disparo a el interruptor de baja tensión, y al mismo tiempo arranque un temporizador que es el encargado de enviar la orden de disparo para el interruptor de alta tensión si la falla permanece durante un tiempo definido. Esto nos lleva entonces a economizar los reles de tiempo y los reles de alta velocidad que se necesitarán conectar.

Esto se lograría elaborando y una lógica adecuada para la situación que se quiere implementar.

Una de las acciones que se puede tomar en los lugares donde se cuenta con relevadores de protección de sobrecorriente digitales en el lado de baja tensión de los transformadores, es hacer un análisis de el esquema de protección utilizado. Esto conlleva a verificar que el relevador cuente con contactos secos programables disponibles (como mínimo un contacto) ya que por medio de este se enviara una señal de apertura para el interruptor de alta tensión y si es necesario hacer algunas modificaciones en los esquemas de cableado.

4.5 Acciones correctivas a largo plazo para el método de protección

En las subestaciones donde se protegen los transformadores con equipo de protección electromecánicos, y/o con dispositivos analógicos que no cuentan con las funciones de temporizadores y variables programables, es necesario que se instalen los temporizadores y reles de alta velocidad para implementar este esquema de protección. Esto llevaría algún tiempo, para el análisis de los relevadores de protección y la instalación de los temporizadores y los reles de alta velocidad.

Sin embargo la tendencia nos lleva a cambiar los relevadores electromecánicos y analógicos por relevadores digitales, con lo que en el momento de que estos se remplacen se implemente también el esquema de protección del transformador con la filosofía de falla de interruptor.

5. APLICACIÓN DEL MÉTODO A UNA SUBESTACIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO DE GUATEMALA

Para el método de modelado del sistema actual de una subestación, tomaremos como ejemplo la subestación de la Ruidosa que se encuentra conectada en el sistema oriental de ETCEE-INDE, dicha subestación es una de las que presenta una configuración ideal para la aplicación de este esquema de protección.

5.1 Modelado del sistema actual

La subestación de La Ruidosa, que se encuentra instalada en el municipio de Morales del departamento de Izabal, consta de cuatro campos de entrada de línea de 69 kV como se muestra en la figura 20, las cuales son:

Línea Mayuelas

Línea Genor

Línea Río Bobos

Línea Río Dulce

Línea Mayuelas:

Esta línea de 76 km de longitud, en un nivel de tensión 69 kV, es la que alimenta las subestaciones de distribución que se encuentran en esta región del país, la cual parte de la subestación de Panaluya y pasa por la subestación de Mayuelas alimentando dos subestaciones y llega finalmente a la subestación de La Ruidosa.

Línea Genor:

Una línea de 45 km de longitud, que alimenta a la subestación de Puerto Barrios, posando antes por la subestación de la empresa de Generación de Energía Eléctrica del Norte GENOR, una línea muy importante ya que existe generación que aporta energía al sistema desde esta región, dicha energía es absorbida por las subestaciones que se encuentran por el sector o es transportada a otros lados del sistema eléctrico.

Línea Río Bobos:

Línea que se conecta a la subestación de la planta de generación de energía eléctrica Río Bobos, esta línea tiene una longitud de 22 km y principalmente su función es transportar la energía generada en la planta al sistema eléctrico ya que esta no tiene subestaciones intermedias de distribución.

Línea Río Dulce:

Esta línea que se conecta a la subestación de Río Dulce tiene una longitud de 34.5 km, que conecta la subestación de La Ruidosa con la subestación de Río Dulce, y que básicamente alimenta a esta subestación de distribución y otras líneas que parten de esta subestación como lo son la subestación de Poptun y El Estor que son básicamente de distribución.

Esta subestación cuenta con un transformador de distribución de 14 MVA de potencia nominal el diagrama unifilar se presenta en la figura 21, y voltajes de 69/34.5 kV, el cual surte de energía eléctrica a las poblaciones que se encuentran conectadas a los ramales de distribución de Morales, Río Dulce y Bandegua como se muestra en la figura 22, en un nivel de voltaje de 34.5 kV

Figura 20. La figura muestra el diagrama unifilar de las líneas de 69 kV de llegada a la subestación de La Ruidosa.

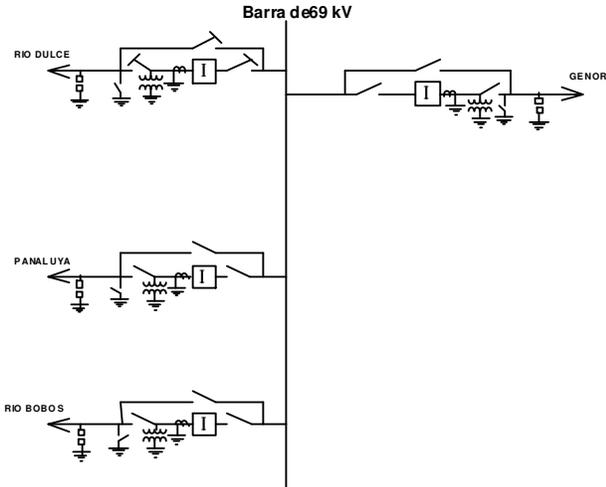


figura 21. La figura muestra el diagrama unifilar de el transformador de potencia de la subestación La Ruidosa.

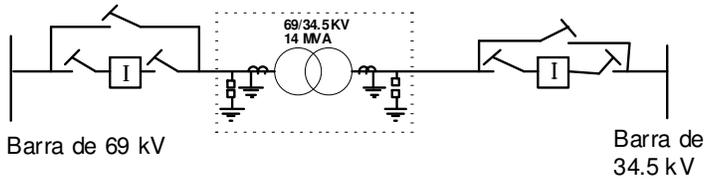
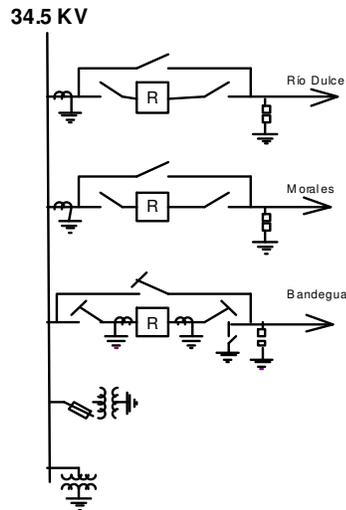


Figura 22. La figura muestra las líneas de distribución de la subestación La Ruidosa, en 34.5 kV



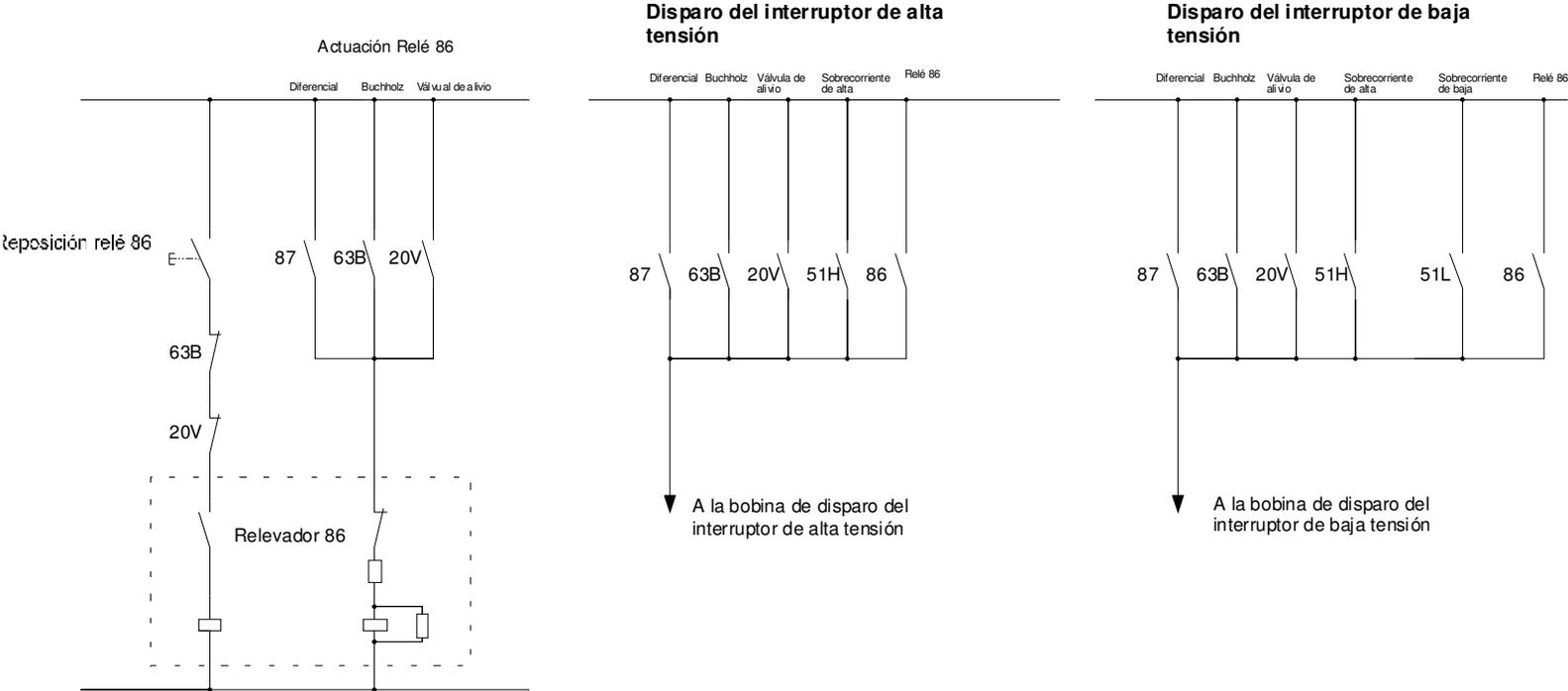
La configuración del sistema de protección para el transformador, como se encuentra en la actualidad se protege contra sobrecargas, entre fases y neutro por el lado de baja tensión, protege por sobrecarga de fases en el lado de alta tensión, cuenta con la protección diferencial, también cuenta con el disparo por Buchholz y la válvula de alivio de presión.

La protección de sobrecorriente de fases y neutro de baja tensión, únicamente abre el interruptor de baja tensión. Cuando la protección de sobrecorriente de alta, el diferencial, el Buchholz y la válvula de alivio se activan para enviar una orden de disparo, estos abren los dos interruptores de alta y de baja tensión, el disparo por diferencial, por Buchholz y la válvula de alivio activan el relevador auxiliar 86 del transformador (86T), y este mantiene los disparos activos hasta el momento en que se

reestablezca el mismo. Sin embargo el disparo por sobrecorriente de fases del lado de alta tensión no activa este mecanismo por lo cual no es necesario restablecerlo.

En condiciones normales los interruptores abren sin ningún problema, cuando se presenta una falla en cualquier parte de las áreas protegidas. El esquema de protección se presenta en la figura 23.

Figura 23. Esquema de conexionado de la protección del transformador de potencia de La Ruidosa



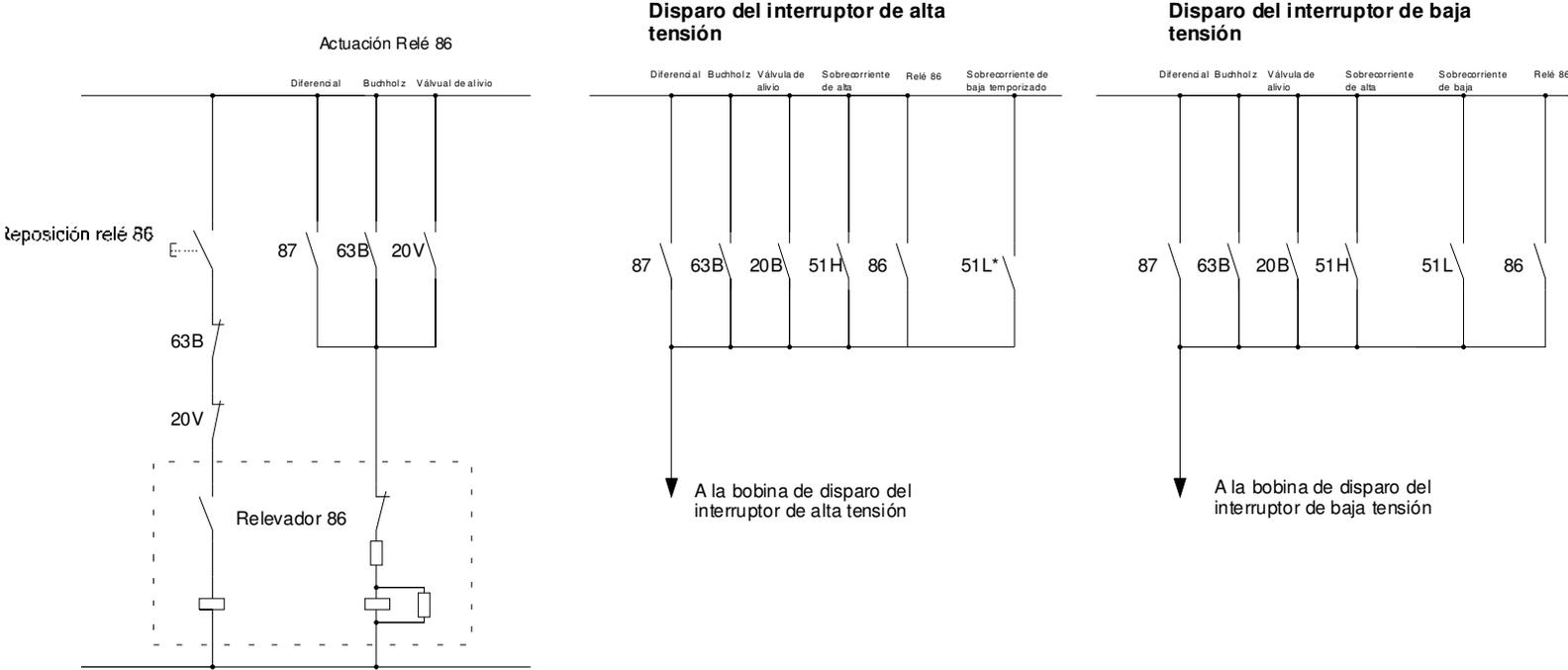
5.2 Modelado del sistema nuevo aplicando el método propuesto

En el sistema de alta tensión de la subestación no es necesario hacer ningún cambio, sin embargo en los esquemas de cableado de las ordenes de apertura de los interruptores si se hacen algunos cambios que corresponden al sistema propuesto, de tal manera que cuando ocurra una falla y se deba de liberar por el interruptor de baja tensión sea liberado sin ningún contratiempo, pero si el interruptor no se abre por las razones que ya se han expuesto con anterioridad, entonces funciona el método de falla de interruptor, dejando fuera totalmente el transformador y el sistema eléctrico sin ningún daño mayor al sistema eléctrico de alta tensión.

En la figura 24 se muestran los cambios hechos en los cableados en las aperturas de los interruptores de alta y baja tensión, que es una modificación de la figura 23 en la cual se agregan un disparo con retardo al interruptor de alta tensión, dicho retardo es el que se toma desde que el relevador de sobrecorriente de baja tensión envía la orden de disparo por sobrecorriente de fase o de neutro.

En los esquemas de protección de cualquier equipo de alta tensión, se cuenta con cuadros de alarmas que su única función es: que en el momento que ocurre una falla el relevador que detecta la anomalía envía también una señal de alarma que indica que sección fue la que tuvo la falla y que relevador actuó y que fenómeno fue el que ocurrió, en el caso de la falla de interruptor del lado de baja tensión se identificara este como tal en el cuadro de alarmas, por ejemplo se pondría los anuncios como actuó el relevador de sobrecorriente de baja tensión y falla de interruptor.

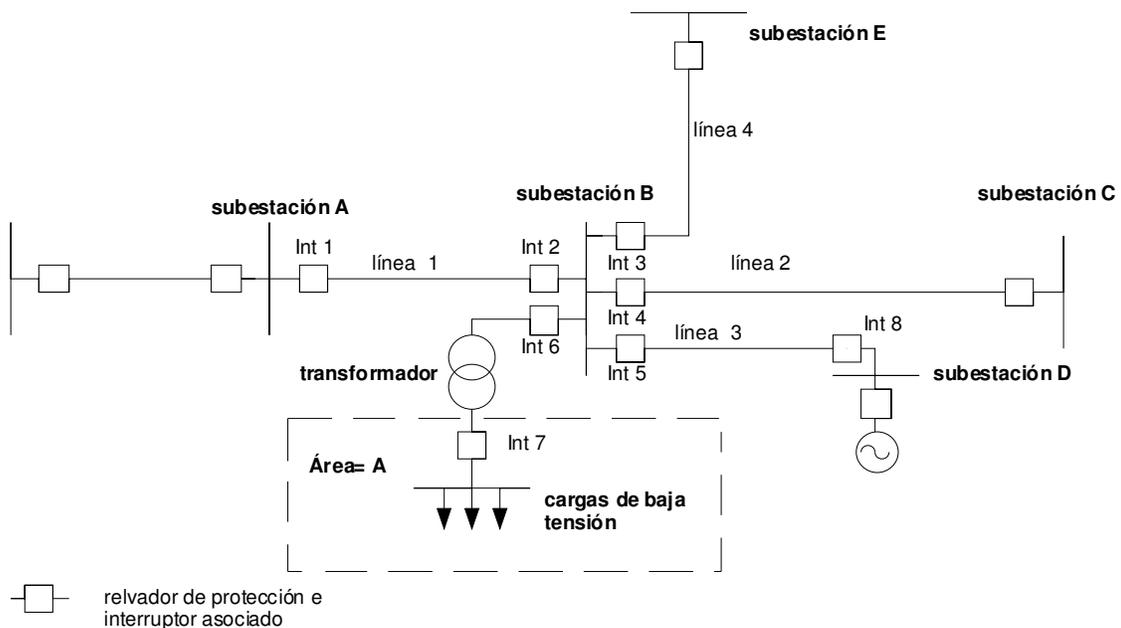
Figura 24. Esquema de conexionado de la protección del transformador de potencia de La Ruidosa, con el método propuesto.



5.3 Simulación del sistema en una falla antes y después del cambio de método

En el sistema eléctrico de potencia de Guatemala que pertenece al INDE, es común encontrar, un diagrama unifilar típico como se presenta en la figura 25, el cual consta de una línea de transmisión que llamaremos línea 1 que parte de la subestación de nombre A, que alimenta a una subestación que llamaremos B, esta subestación alimenta a un transformador que llamaremos 1, en esta misma subestación se conectan otras subestaciones por medio de líneas de transmisión, la subestación C que es alimentada por la línea de transmisión que llamaremos 2, la subestación D que alimenta la subestación B por medio de la línea de transmisión que llamaremos 3, ya que esta es una planta de generación de energía eléctrica, y finalmente la subestación E que es alimentada por la línea de transmisión que llamaremos 4.

Figura 25. La figura muestra las líneas de distribución de la subestación La Ruidosa, en 69 kV (marcada como la subestación B)



5.3.1 El esquema de protección opera correctamente sin tener el esquema de falla de interruptor

Cuando se da un problema en el área marcada con línea punteada y con el nombre de área A en la figura 25, el relevador de sobrecorriente de baja tensión detecta la anomalía como también los relevadores de distancia de los interruptores de línea que aportan potencia eléctrica a la falla, el relevador de sobrecorriente envía una señal de disparo al interruptor, que alimenta la barra de distribución se abre el interruptor marcado como Int 7, la operación es la correcta el interruptor abre y aísla la falla. Los campos en las subestaciones cercanas no sufren de ningún cambio.

5.3.2 El esquema de protección no opera correctamente sin tener el esquema de falla de interruptor

Para una falla en el área marcada con línea punteada y con el nombre de área A en la figura 25, el relevador de sobrecorriente detecta la falla, envía la orden de disparo al interruptor marcado como Int 7, el interruptor no abre la falla permanece, en el momento de la falla los relevadores de distancia detectan la falla en una zona de protección (zona tres) que tiene un retardo de tiempo antes de mandar una señal para abrir el interruptor que tiene asociado, si la operación del interruptor del lado de baja tensión se diera correctamente como en el caso anterior, el tiempo que duraría la falla no sería el suficientemente grande para que los relevadores de distancia actuaran, y la falla no afectaría las subestaciones que aportan potencia eléctrica, en este caso el interruptor de baja tensión no abre y el tiempo sigue corriendo hasta que el primer interruptor de línea se abra y así sucesivamente todas las líneas que aportan potencia eléctrica a la falla, en la figura 25 únicamente tienen aporte de potencia las líneas 1 y 3, entonces los interruptores que se abrirían serán el interruptor marcado con Int 1 y el Int 8. Esto dejaría sin tensión a las subestaciones B, C y E, también con ello a los usuarios que están alimentados por dichas subestaciones.

5.3.3 El esquema de protección si opera correctamente teniendo el esquema de falla de interruptor

Ocurre una falla en el área marcada con línea punteada y con el nombre de área A en la figura 25, el relevador de sobrecorriente de baja tensión detecta la anomalía en este preciso instante el esquema de protección contra falla de interruptor comienza a medir el tiempo de duración de la falla, así como los relevadores de distancia de los interruptores de línea que aportan potencia eléctrica a la falla como lo son el interruptor marcado como Int 1 de la subestación A y el Int 8 de la subestación D, el relevador de sobrecorriente envía una señal de disparo al interruptor, que alimenta la barra de distribución se abre el interruptor marcado como Int 7, la operación es la correcta el interruptor abre y aísla la falla. Tanto los tiempos del esquema de protección de falla de interruptor y el de los relevadores de distancia no se cumplen ninguno de los dos ejecuta ninguna acción.

5.3.4 El esquema de protección no opera correctamente teniendo el esquema de falla de interruptor

Para la misma falla en el área marcada con línea punteada y con el nombre de área A en la figura 25, el relevador de sobrecorriente detecta la falla, envía la orden de disparo al interruptor marcado como Int 7, el interruptor no abre, la falla permanece, en el instante que aparece la falla el esquema de protección contra falla de interruptor comienza a medir el tiempo que dura la falla, la falla permanece por un tiempo mayor al que esta en el esquema de falla de interruptor, entonces el relevador de sobrecorriente envía una señal de apertura al interruptor marcado como Int 6, que es el interruptor de alta tensión del transformador de potencia, esto hace que el transformador quede fuera de servicio por la falla que existió en la región de protección. Los relevadores de las líneas que aportan potencia eléctrica para la falla no ejecutan ninguna acción ya que la falla desaparece en un tiempo corto.

5.4 Análisis de resultados

Se simularon 4 casos diferentes en los que se obtuvieron los resultados siguientes:

- En el primer caso donde la protección es la que comúnmente se encuentra colocada en los transformadores, y el interruptor actúa correctamente, con estas condiciones todo es normal y no hay ningún inconveniente.
- En el segundo caso el interruptor no abre por algún problema que se presente o abre pero la falla se da en la parte del sistema que no queda protegida por el interruptor, y además no tiene el esquema de falla de interruptor, y con ello arrastraría a las protecciones de respaldo que se encuentran en las otras subestaciones, teniendo como resultado el corte de la alimentación de la subestación de todas las subestaciones que específicamente aportan potencia eléctrica, en general el esquema funciona incorrectamente.
- En la tercera parte, el relevador de sobrecorriente ya tiene instalado el esquema de protección de falla de interruptor, sin embargo no opera por las condiciones que se dan en el caso, el esquema primario de la protección opera correctamente dejando aislada la falla.
- En la cuarto y último caso, el esquema primario funciona correctamente, pero el interruptor no abre, sin embargo el esquema de protección de falla de interruptor funciona correctamente y abre el interruptor de alta tensión y este aísla la falla, el sistema funciona correctamente y se cubre todo el transformador en el momento de las fallas ya sea que funcione el interruptor de baja tensión o no.

La subestaciones del sistema oriental del INDE que se recomiendan para la aplicación del método de protección ya que constan con los relevadores recomendados son: La Pastoría, Salama, La Ruidosa, Puerto Barrios, Shoropín, San Julián, Santa Elena, Sanarate, Panaluya y Quezaltepeque.

CONCLUSIONES

1. El uso de los materiales, recursos, equipos de protección y el personal Técnico e ingeniería, calificado en el tema de subestaciones y protecciones de sistemas de potencia, es de vital importancia para que se tengan los costos mínimos en la aplicación de nuevos esquemas de protección.
2. Los esquemas de protección de transformadores en las subestaciones del sistema nacional interconectado está en desarrollo, ya que en muchas subestaciones no se tienen dispositivos digitales, por lo que se deben aplicar los métodos o sistemas novedosos de protección.
3. El método de falla de interruptor es técnicamente factible de aplicarlo en las subestaciones del sistema nacional interconectado, para la protección de transformadores con la filosofía de falla de interruptor.

BIBLIOGRAFÍA

1. **APPLIED protective relaying.** 2da. Edición. Estados Unidos: Ed Westinghouse Electric Corporation, 1976.
2. BLACKBURN, J. Lewis. **Protective Relaying.** Estados Unidos: Ed Marcel Dekker, 1987.
3. Fink Donal G, y H Wayne Beaty. **Manual de Ingeniería Eléctrica.** México: McGraw-Hill, 1996.
4. Gilberto Enríquez Harper. **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales.** México: LIMUSA 1994.
5. GRAINGER, John y Willian Stevenson, jr. **Power system analysis.** Estados Unidos: Editorial Mc Graw-Hill, 1994.
6. **Installation and mantenance of transformer.** GEK-5655 B. Estados Unidos: 1980.
7. Martín, José Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas.** México: McGraw-Hill, 1987.
8. **Reguladores de voltaje.** Información de servicios S225-10-10S. Estados Unidos: Cooper Power Sistems, 1997.

RECOMENDACIONES

1. A los equipos que se encuentran instalados en una subestación, se les debe hacer pruebas de operación y funcionamiento cada año, mínimo.
2. Se deben realizar pruebas a los relevadores con equipo especial para ello y determinar que se encuentran en óptimas condiciones.
3. Que el personal encargado de las inspecciones visuales a todos los equipos en las subestaciones tengan conocimiento técnico calificado para detectar un problema latente.
4. con respecto a las protecciones se deben de hacer rutinas de pruebas por lo menos una vez al año para determinar si los esquemas y conexiones funcionan perfectamente, esto realizado por personal calificado.
5. Si se toma la decisión de implementar el esquema de protección de transformador con la filosofía de falla de interruptor, se debe tener un registro de cuántas veces funcionó este esquema para comparar la incidencia de los interruptores en la red.
6. El esquema de protección propuesto se puede aplicar a cualquier esquema de protección de transformador, siempre y cuando el relevador de sobrecorriente o diferencial sean digitales.
7. Se deben tener las estadísticas de fallas de los interruptores, para tener una idea de qué tan frecuentemente ocurre, como también las características de falla de interruptor con el método propuesto.

BIBLIOGRAFÍA

1. **APPLIED protective relaying.** 2da. Edición. Estados Unidos: Ed Westinghouse Electric Corporation, 1976.
2. BLACKBURN, J. Lewis. **Protective Relaying.** Estados Unidos: Ed Marcel Dekker, 1987.
3. Fink Donal G, y H Wayne Beaty. **Manual de Ingeniería Eléctrica.** México: McGraw-Hill, 1996.
4. Gilberto Enríquez Harper. **Protección de instalaciones eléctricas industriales y comerciales.** México: LIMUSA 1994.
5. GRAINGER, John y Willian Stevenson, jr. **Power system analysis.** Estados Unidos: Editorial Mc Graw-Hill, 1994.
6. **Installation and mantenance of transformer.** GEK-5655 B. Estados Unidos: 1980.
7. Martín, José Raúl. **Diseño de subestaciones eléctricas.** México: McGraw-Hill, 1987.
8. **Reguladores de voltaje.** Información de servicios S225-10-10S. Estados Unidos: Cooper Power Sistems, 1997.