



CALCULO DE AJUSTES PARA LA PROTECCION DE LA SUBESTACION TRES MESAS FASE III

OPCION I:

TESIS PROFESIONAL

PARA OTENER EL TITULO DE:

INGENIERO ELECTRICO

PRESENTA:

CARLOS ALBERTO TOLEDO TORRES

HEROICA CIUDAD DE JUCHITAN DE ZARAGOZA, OAXACA, A NOVIEMBRE 2022



Carretera Panamericana Km. 821, C.P. 70000, Hca. Cd. de Juchitán de Zaragoza, Oax.,

Tel. (971) 71-13237 e-mail: dep_istmo@tecnm.mx | tecnm.mx | istmo.tecnm.mx



Classification: Confidential



Heroica Ciudad de Juchitán de Zaragoza, Oax **10 - Octubre - 2022**

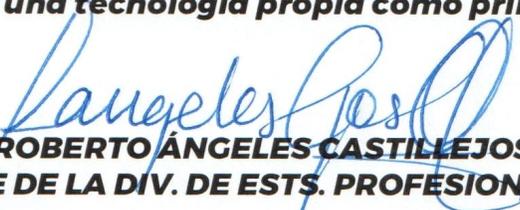
DEPTO.: DIV. DE ESTUDIOS PROFESIONALES.
No. DE OFICIO DEP-05/20

ASUNTO: Se autoriza Impresión de Trabajo Profesional.

C. CARLOS ALBERTO TOLEDO TORRES
PASANTE DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA
PRESENTE.

De acuerdo con el reglamento de Titulación y habiendo cumplido con todos los requisitos e indicaciones que la Comisión Revisora le hizo con respecto a su Trabajo Profesional, la División de Estudios Profesionales a mi cargo le autoriza la impresión del mismo, cuyo tema es: **CALCULO DE AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN TRES MESAS FASE III.**

ATENTAMENTE
Excelencia en Educación Tecnológica®
"Por una tecnología propia como principio de libertad"


LIC. ROBERTO ÁNGELES CASTILLEJOS
JEFE DE LA DIV. DE ESTS. PROFESIONALES



D. c.p. Coordinación de Titulación

RAC/MC/cgb



Carretera Panamericana Km. 821, C.P. 70000, Hca. Cd. de Juchitán de Zaragoza, Oax.,

Tel. (971) 71-13237 e-mail: acad_istmo@tecnm.mx tecnm.mx | istmo.tecnm.mx



2022 Flores
Año de Magón
PRECURSOR DE LA REVOLUCIÓN MEXICANA

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme la vida, la oportunidad de cumplir mi meta, y de tener una familia maravillosa con la que comparto mis logros.

El presente trabajo está dedicado a mi esposa, Selene Reyes Martínez y a mis hijas, Luna y Vania, son mi motivación, las que me impulsaron para concluir con mi carrera profesional.

A mis padres, Sr. Abel Toledo Escobar y Sra. Rosa Torres Vásquez, siempre estuvieron a mi lado, guiándome y dándome consejos para formarme como buen ser humano.

A todos mis maestros, mis agradecimientos por su aportación en mi formación profesional.

A todos los que contribuyeron con su granito de arena, para terminar este proyecto, sin ellos no sería posible.

ÍNDICE CONTENIDO

Notaciones y/o Acrónimos.	I
Lista de Figuras.	II
Lista de Tablas.	III
Lista de Fórmulas.	IV
Resumen.	1

CAPÍTULO 1

1.1 Introducción.	2
1.2 Justificación.	5
1.3 Antecedentes de TM III.	6
1.4 Localización de la Empresa.	11
1.5 Objetivos Generales y Específicos.	11
1.6 Características del área de Trabajo.	12
1.7 Problemas a resolver.	18
1.8 Alcances y Limitaciones.	19

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 Naturaleza y causas de las falla.	20
2.2 Consecuencias de las falla.	21
2.3 Factores que intervienen en la elección de protección de un sistema eléctrico.	22
2.4 Dispositivos de protección contra falla.	24
2.4.1 Protección de un sistema eléctrico.	26
2.4.2 Características de la protección.	27
2.4.3 Principios para la protección de un sistema eléctrico.	28

2.4.4 Función de protección por relevadores.	29
2.5 Definición de relevadores.	31
2.5.1 Clasificación de relevadores.	33
2.5.2 Tipos y características de operación de relevadores de sobrecorriente.	35
2.6 Equipos auxiliares para la detección de fallas y operación de protecciones.	46
2.6.1 Transformadores de corriente.	47
2.7 Carga de un transformador de corriente.	52
2.7.1 Clasificación de la exactitud de los transformadores de corriente para la protección.	53
2.7.2 Efectos de la corriente de falla en los transformadores de corriente.	56
2.7.3 Conexiones de los transformadores de corriente.	57

CAPÍTULO 3
ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

3.1 Cálculo de corto circuito de la subestación Tres Mesas Fase III.	60
3.2 Análisis de la conexión delta-estrella del transformador uno de la subestación Tres Mesas Fase III.	65
3.3 Calculo y determinación de los ajustes de los dispositivos de protección para La subestación Tres Mesas Fase III.	68
3.4 Clasificación y determinación de la curva de daño del transformador de Potencia TM III.	69
3.5 Determinación de las corrientes de energización y de los puntos de carga fría.	71
3.5.1 Corriente de carga fría.	72

CAPÍTULO 4
CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DE AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE
PROTECCIÓN PARA LA SUBESTACIÓN TM III.

4.1 Esquema de protección 51F/51NT en alta tensión TM III-72010.	75
4.2 Esquema de protección 51F/51NT en baja tensión TM III-42010.	80
4.3 Esquema de protección 51F/51N TM III 4010.	84
Conclusión	91
Bibliografía.....	92
Referencias.....	92

NOTACIONES Y/O ACRÓNIMOS

I_p	Corriente primaria
N	Relación de las espiras secundarias a primarias
Z_p	Impedancia arrollamiento primario
Z_e	Impedancia secundaria de excitación
I_e	Corriente secundaria de excitación
E_s	Tensión secundaria de excitación
Z_s	Impedancia propia del devanado de baja tensión.
I_s	Corriente secundaria
V_t	Tensión final secundaria
Z_c	Impedancia de la carga
TC''	Transformador de corriente
BD	Bobina de disparo
BB	Banco de baterías
F	Fuerza
K_1	Constante de conversión de la fuerza.
L^2	Valor eficaz de la corriente al cuadrado.
K_2	Fuerza de la retención (reposición)
$I_{pick-up}$:	Corriente primaria de arranque
RTC :	Relación de transformación de corrientes.
Tap:	Ajuste de corriente secundaria del relevador.
L	Corriente primaria o de falla en amperes
MVA	Mega vols ampers
SEC	Secuencia
C.D	Corriente directa
C1	Curva moderadamente inversa
C2	Curva inversa
C3	Curva muy inversa
C4	Curva extremadamente inversa
TM I	Tres mesas fase I

TM II	Tres mesas fase II
TM III	Tres mesas fase III
CV	Parque Ciudad Victoria
LM	Parque La Mesa

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Elementos de protección de relevadores.....	25
Figura 2.2 Protección por relevador.....	29
Figura 2.3 Esquema Elemental de protección sobrecorriente.....	32
Figura 2.4 Relevadores de atracción electromagnética.....	36
Figura 2.5 Relevador de inducción electromagnética.....	37
Figura 2.6 Relevador de sobrecorriente estático trifásico instantáneo (50) y (51).....	41
Figura 2.7 Relevador digital de sobrecorriente.....	43
Figura 2.8 Relevador sobre corriente a tierra.....	45
Figura 2.9 Diagramas de conexiones de un transformador de corriente.....	47
Figura 2.10 Circuito equivalente de un transformador de corriente.....	49
Figura 2.11 Diagramas esquemáticos de los transformadores de corriente.....	55
Figura 2.12 Conexión monofásica de un transformador de corriente.....	58
Figura 2.13 Conexión trifásica de un transformador de corriente.....	59
Figura 3.1 Diagrama unifilar Tres mesas Fase III.....	60
Figura 3.2 Red de secuencia positiva, negativa y cero.....	63
Figura 3.3 Diagrama del transformador de potencia TM III-T1.....	65
Figura 3.4 Conexión Delta-Estrella.....	66
Figura 3.5 Comportamiento de las corrientes y voltajes Delta-Estrella.....	66
Figura 3.6 Comportamiento de las corrientes para una falla de fase tierra.....	68

Figura 4.1 Corriente de falla monofásica T1.....	89
Figura 4.2 Corriente de falla trifásica T1.....	90

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Cargas de 5 A. una frecuencia de 60H nominales de exactitud para transformadores con corriente nominal secundaria.....	53
Tabla 2.2 Clases de exactitud para protección. Transformador 5 ^a	54
Tabla 3.1 Categoría para fallas frecuentes.....	71
Tabla 3.2 Magnitud de la corriente de magnetización para transformadores.....	72
Tabla 4.1 Relevador Sel 351, Protección 72010 51F.....	78
Tabla 4.2 Relevador Sel 351, Protección 72010 51NT.....	79
Tabla 4.3 Relevador Sel 351, Protección 42010 51F.....	82
Tabla 4.4 Relevador Sel 351, Protección 42010 51N.....	84
Tabla 4.5 Relevador Sel 351, Protección 4010F.....	87
Tabla 4.6 Relevador Sel 351, Protección 4020 51F.....	88

LISTA DE FÓRMULAS

Fórmula	
2.1.....	36
Fórmula 2.2.....	38
Fórmula 2.3.....	39
Fórmula 2.4.....	51
Fórmula 3.1.....	72

RESUMEN

El objetivo principal de este proyecto es librar o minimizar los efectos de las fallas que se presenten en las líneas de distribución del esquema 72010, 42010, 4010, 4020,4030 de la subestación eléctrica tres mesas fase III, debido a la eventualidad de un cortocircuito o una sobre carga en el sistema, ya que al momento de presentarse dicha falla el restaurador telecontrolado opera desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada del equipo de protección.

Se presenta los procedimientos y recomendaciones aplicables a pruebas en campo con el propósito de obtener los resultados para el análisis de los equipos en la subestación tres mesas fase III ya que es una nueva subestación en la zona norte de Tamaulipas, agradeciendo de ante mano a la oficina de protección de Vestas Mexicana del viento que nos brindó la información adecuada para elaborar el siguiente proyecto esperando que las dudas sean aclaradas con la información plasmada en el siguiente apartado.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

La presencia de fallas en todo sistema eléctrico es inevitable ya que se encuentran expuestos a sufrir diferentes tipos de perturbaciones, las cuales pueden llegar a producir inestabilidad en el sistema y son principalmente ocasionados por factores ambientales tales como: descargas atmosféricas, sobre voltajes, cortocircuitos, rupturas de conductores a causa de vientos, caída de árboles, contaminación, etc., produciendo en ellos algún tipo de fallas o daño en sus componentes. Una falla es toda alteración en el funcionamiento de los elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia, cuya presencia puede alterar la estabilidad del mismo, por esto los sistemas de protección resultan de vital importancia para conservar la estabilidad del sistema, ya que están diseñados para detectar cualquier condición anormal existente y ejecutar alguna acción para corregir la situación.

En palabras de Eddie Antonio Pérez Collao (2014), en su libro “Análisis de falla en los Sistemas Eléctricos de Potencia”, es de gran importancia la selección y aplicación del tipo de protección adecuado, para el correcto funcionamiento del mismo. Los disturbios ocurridos unas veces de carácter transitorio y otras permanentes pueden causar daños térmicos y dinámicos a los equipos de la subestación, con objeto de proteger al personal y a los equipos mismos, se adoptan medidas de protección para evitar en lo posible los accidentes o pérdidas de suministro de la energía, según sea el caso. Estas medidas de protección forman parte del diseño de los sistemas e instalaciones eléctricas.¹

Para Ramón M. Mujal (2002), en su libro “Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia”. Se pretende acometer el estudio de los sistemas de potencia, trabajando en régimen transitorio, que pueden ser provocadas por cortocircuitos u otros fallos eléctricos, y con ello permiten proteger y alargar la vida de los componentes eléctricos.²

¹ Eddie Antonio Pérez Collao. (2014). Análisis de falla en los sistemas eléctricos de potencia. Antofagasta, Chile: EPC.

² Ramón M. Mujal. (Septiembre 2002). Protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Catalunya, SL: UPC.

Esta tesis presenta, en términos relativamente simples, el funcionamiento, operación y utilización del relevador SEL-351, en la protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, como solución a los problemas de cómo proteger un equipo durante una falla de red.

Con esto queremos decir, en primer lugar, que el ingeniero eléctrico en su modalidad de protecciones necesita estar más que involucrado en los aspectos de diseño, funcionamiento y tecnología que se requieren para lograr una eficaz protección.

Partimos con el Capítulo 1, con la misión, valores y objetivos de cómo está conformado el proyecto, así como elementos que lo componen, todo esto para tener una visión completa.

El Capítulo 2, presenta los aspectos teóricos de la naturaleza de las fallas, donde describimos la probabilidad de que se presente una falla o una condición anormal en las líneas de energía.

Consecuencias de las fallas:

- Factores que intervienen en la elección de la protección de un sistema eléctrico.
- Dispositivo de protección contra fallas.
- Protección de un sistema eléctrico.

Una vez hecho el análisis de los equipos a utilizar, el Capítulo 3 se enfoca en el diseño de un esquema de protección SEL-351, que satisfaga las especificaciones del mismo y que cumpla con la filosofía de las protecciones basadas en el equipo eléctrico, sus aspectos operativos y de seguridad.

En el Capítulo 4, muestra el análisis y los cálculos realizados para la programación de los relevadores SEL-351 en la subestación Tres Mesas Fase III, contiene las prácticas de laboratorio que se diseñaron para los relevadores buscando que permitan verificar de manera experimental los conocimientos teóricos adquiridos.

Finaliza la tesis varios anexos, en los que se ubican algunos detalles e información técnica para ayudar a una lectura del contenido a lo largo de los diferentes capítulos.

Se busca dejar constancia del trabajo realizado. Con dicho trabajo primeramente se refleja la importancia, la tecnología y las técnicas modernas de este campo.

Por eso en todo sistema eléctrico, es de mucha importancia la selección y aplicación del tipo de protección adecuado, para el correcto funcionamiento del mismo. Los disturbios ocurridos unas veces de carácter transitorio y otras permanentes, pueden causar daños térmicos y dinámicos a los equipos de la subestación, con objeto de proteger al personal y a los equipos mismos, se adoptan medidas de protección para evitar en lo posible los accidentes o pérdidas de suministro de la energía, según sea el caso. Estas medidas de protección forman parte del diseño o proyecto de los sistemas e instalaciones eléctricas y cubren una gama muy amplia en posibilidades por lo que es necesario establecer diferencias básicas que se pueden agrupar como:

a) Protección contra sobretensiones de origen atmosférico o por maniobra de interruptores.

b) Protección contra falla interna en las instalaciones y que son básicamente cortocircuito o condiciones anormales de operación del sistema, este tipo de protección se le conoce como protección por relevadores.

La protección por relevadores establece principalmente que los sistemas eléctricos en principio deben ser suficientemente confiables, es decir deben tener un mínimo de interrupciones de servicio; en otras palabras, los usuarios deben disfrutar de un servicio continuo y de características de calidad (regulación de tensión y variación de frecuencia adecuada).

Para cumplir con lo anterior y partiendo de la base de que los sistemas eléctricos están expuestos a diferentes tipos de fallas de las denominadas internas, se deben diseñar esquemas de protección que sean selectivos, es decir, que en las distintas partes de un sistema se minimice el número de usuarios que se queden sin servicio cuando ocurra un disturbio, pensando en todo esto se pone en servicio y se coordinan varios relevadores para evitar fallas en los circuitos 72010, 42010, 4010 y 4020 de la subestación santo domingo

ingenio, el cual tiene como objetivo librar o minimizar los efectos de las fallas que se presenten en dicho circuito, debido a que es controlado por un relevador microprocesado.

Los beneficios que se obtienen de proteger el sistema son:

- a) Seguridad del sistema.
- b) Estabilidad del sistema.
- c) Disminución en el costo y en el tiempo de reparación de los equipos al reducir los daños en ellos.
- d) Disminuir en la necesidad de inversión en equipos de reserva al ser más corto el tiempo de reposición de los equipos dañados.
- e) Mayor disponibilidad de los elementos, ya que las protecciones desconectaran selectivamente solo los dispositivos necesarios para librar la falla.

1.2 JUSTIFICACIÓN

Debido a que las líneas de distribución están expuestas a diferentes contingencias, tales como sobretensiones debidas a descargas atmosféricas y fallas de cortocircuito entre fases o entre fase y tierra, las cuales representan un enorme riesgo para el sistema, se decide coordinar los relevadores en la subestación Santo Domingo ingenio, el cual es un equipo de protección más confiable ya que dicho relevador al ocurrir una falla permanente en la línea indica el kilometraje, en qué fase y a qué hora ocurre dicha falla para que sea eliminado lo más pronto posible, y así el servicio de energía eléctrica no sea interrumpido por un periodo prolongado de tiempo.

Cuando se trata de una falla transitoria este relevador hace que opere un restaurador que inmediatamente minimizando los efectos de la falla y restableciendo con éxito el servicio de energía después de unos cuantos segundos. La detección de sobre corriente para que opere el restaurador se lleva a cabo por medio de transformadores de corrientes que se encuentran alojados en las boquillas del restaurador y en serie con la línea de distribución de los circuitos.

1.3 ANTECEDENTES DE TM III ³

Desde 1937 la Comisión Federal de Electricidad está a cargo de las distintas actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Para desarrollar sus tareas, cumple una clara misión, buscando alcanzar objetivos estratégicos claros y sustentados en sólidos valores corporativos.

Para desarrollar sus tareas, cuenta con una extensa planta de trabajadores especializados, técnicos y profesionistas en las áreas más diversas: electricidad, finanzas, sistemas, comunicación, administración, etc., conformando un equipo humano que cubre toda la República Mexicana.

Se creó en 1937 con objeto de generar energía para abastecer a un mercado en crecimiento, satisfacer la demanda de los consumidores de bajos ingresos, planear e integrar el servicio eléctrico en México y preparar un esquema que le diera a la nación el control sobre sus recursos energéticos.

Sus primeros proyectos se emprendieron en Teloloapan, Guerrero; Pátzcuaro, Michoacán; Suchiate y Xia en Oaxaca, y Ures y Altar en Sinaloa.

En 1938, la emprendió su primer proyecto de gran escala, Ixtapantongo. Para ese año, la empresa ya tenía una capacidad de 64 kW, y para 1942 llegaba a los 837 kW.

Para 1946 la CFE tenía una capacidad instalada de 45,594 kW e importantes perspectivas de crecimiento.

³ CFE, Comisión Federal De Electricidad (2014) (página web en línea) Disponible: <https://www.cfe.mx/acercacfe/Quienes%20somos/Pages/historia.aspx> (Consulta: 2018, Febrero)

La empresa quedó constituida como un organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propios en 1949, lo que le permitió actuar en áreas como la planeación y ejecución de obras, adquisición de instalaciones, organización de cooperativas de consumidores y electrificación entre otras, para 1950 la CFE tenía una capacidad instalada de 167,126 kW, el 13 % del total del país.

A lo largo de la siguiente década, las empresas privadas sufrieron importantes transformaciones, fusiones y reestructuraciones el estado se vio precisado a adquirir total o parcialmente varias de estas empresas, hasta que a fines de 1960, el Ejecutivo Federal propuso la adición al párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, señalando:

Corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público.

En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares, y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

Comenzó entonces un largo proceso de integración de las empresas existentes. De 1962 a 1972 la CFE adquirió a su estructura 27 empresas regionales, y el proceso continuó hasta 1991.

Un paso importante en el proceso de integración fue la unificación de la frecuencia eléctrica de toda la república a 60 ciclos. A partir de 1972 se inició la modificación de equipos y aparatos electrodomésticos de todos los hogares con frecuencia de 60 ciclos, tarea que se concluyó en un lapso de 4 años, tres antes de lo proyectado originalmente.

En 1975 se fundó el Instituto de Investigaciones Eléctricas, centro encargado de realizar investigación aplicada y apoyar el desarrollo tecnológico de la industria nacional.

Hacia el futuro, la Comisión federal de electricidad continúa su esfuerzo para brindar servicio eléctrico a más del 95 % de la población mexicana, brindando mayores insumos para la comunicación la producción y un alumbrado público cada vez más adecuado, contribuyendo así a elevar el nivel de vida de los mexicanos.

MISIÓN, OBJETIVOS Y VALORES

MISIÓN:

La Subestación Tres Mesas Fase III tiene a su cargo una misión que se expresa en tres puntos fundamentales:

- a) Asegurar el suministro de energía eléctrica en el país, en condiciones adecuadas de cantidad, calidad y precio.
- b) Proporcionar atención esmerada a sus clientes.
- c) Proteger el ambiente, promover el desarrollo social y respetar los valores de las poblaciones donde se ubican las obras de electrificación.

OBJETIVOS:

La organización ha sido creada y opera buscando satisfacer siete objetivos estratégicos:

- a) Satisfacer la demanda de energía eléctrica.
- b) Conformar una organización eficaz y productiva, administrada con modernos criterios empresariales.
- c) Crear y proyectar una imagen corporativa de eficiencia y calidad en el suministro de servicio.
- d) Asegurar la disponibilidad de recursos humanos calificados y promover su desarrollo profesional y personal
- e) Operar con criterios de rentabilidad económica y financiera.
- f) Proteger el ambiente y promover el bienestar social.

VALORES CORPORATIVOS:

Finalmente, el sustento de todas sus acciones son los valores corporativos que le han permitido crear una cultura de trabajo compartida por toda su gente:

- a) Sentido de misión y dirección
- b) Liderazgo participativo
- c) Calidad total.
- d) Servicio excelente para el cliente.
- e) Ambiente laboral estimulante.
- f) Trabajo en equipo.
- g) Capacitación y desarrollo
- h) Comunicación organizacional.
- i) Uso eficiente de nuestros recursos.
- j) Respeto al entorno

ESTRUCTURA ORGÁNICA DE LA EMPRESA:

Con la finalidad de asegurar el suministro de la energía eléctrica de una manera confiable, en la región norte de Tamaulipas, se creó en esta región la zona de distribución.

La cual se encarga de la distribución y comercialización de energía eléctrica en el territorio comprendido hasta el límite del estado de Tamaulipas con el estado de Veracruz, colindando con la zona de distribución, por la zona norte hasta los límites con el estado de Veracruz hacia la ciudad de Acayucan y hasta la población de María Lombardo de Caso hacia la ciudad de Tuxtepec, colindando en ambos lado con la zona de distribución Coatzacoalcos, por el lado de la ciudad de Oaxaca los límites de la zona abarca hasta la población de las Margaritas distrito de Yautepec, por el rumbo de salina cruz hacia la costa abarca hasta la población de Santiago Astata, colindando con la zona de distribución Huatulco.

Con el fin de mantener una operatividad más confiable y segura, así como la rápida atención.

1.4 LOCALIZACIÓN DE EMPRESA

Las Oficinas de la Comisión Federal de Electricidad, División Zona Norte, se encuentra en la ciudad de Tamaulipas, ubicada en el Kilómetro 82 llera de canales.

1.5 OBJETIVOS GENÉRALES Y ESPECÍFICOS DEL PROYECTO.

OBJETIVOS GENÉRALES

Minimizar los efectos de las fallas que se presenten en las líneas de distribución del esquema 72010,42010,4010,4020,4030 de la subestación eléctrica tres mesas fase III, debido a la eventualidad de un cortocircuito o una sobre carga en el sistema, ya que al momento de presentarse dicha falla el restaurador telecontrolado opera desconectando selectivamente la parte fallada con la rapidez adecuada, el cual llega a operar debido a que es controlado por medio de un relevador digital microprocesado tipo SEL 351, en combinación con unos transformadores de corriente que detectan la sobre corriente en el sistema.

OBJETIVO ESPECÍFICOS

El objetivo específico del presente proyecto es:

- a) No interrumpir el suministro de la energía eléctrica a los usuarios por periodos de tiempo prolongado cuando se presenta alguna anomalía en el sistema.
- b) Prevenir daños a los equipos de la subestación.
- c) Reducir al máximo las situaciones peligrosas para el personal.
- d) Reducir el número de fallas permanentes.
- e) Aislar rápidamente la porción afectada del sistema, mientras se mantiene normal el servicio para el resto del sistema.

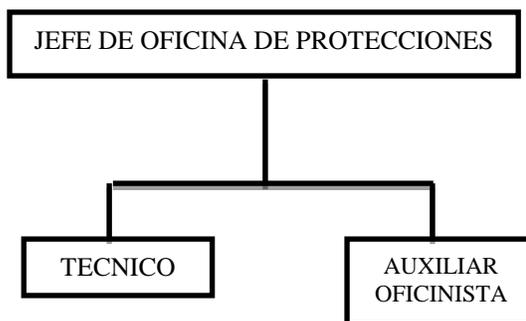
1.6 CARACTERÍSTICAS DEL ÁREA DE TRABAJO

La oficina de protecciones colabora de la misma manera que las áreas de distribución en la planeación operativa de la zona norte, contribuyendo a la organización, a partir de la planeación estratégica, sus objetivos y planes, así como la forma en que da seguimiento a su cumplimiento, Esta oficina establece objetivos, metas y planes de acción para los distintos procesos y sistemas con participación del personal en la definición, evaluación y seguimiento de los planes definidos, que aseguran la consistencia, integración y congruencia entre los distintos procesos y niveles.

Por lo antes expuesto la oficina de protecciones de la zona Norte ha fijado sus objetivos en la planeación, control y administración de los recursos humanos, materiales y tecnológicos para operar y conservar sus instalaciones en óptimo estado y para proporcionar un servicio de energía eléctrica a nuestros clientes con un alto grado de calidad, La oficina de protecciones es parte integral de la organización de la zona Norte, siendo esta oficina directamente la encargada y responsable de mantener la continuidad en el suministro de energía eléctrica a los 4 diferentes áreas de distribución en las cuales se encuentran conectados nuestros clientes, esto se lleva a cabo por medio de mantenimiento y pruebas a los equipos eléctricos para su buen funcionamiento.

La oficina de protecciones está integrada por el siguiente personal:

- 1.- Jefe de Oficina
- 2.- Técnico de protecciones
- 3.- Auxiliar oficinista.



La oficina de protecciones se encarga de darle el mantenimiento adecuado a los equipos de las 8 subestaciones Reductororas con nivel de operación de 115 kV, y 4 Subestaciones Reductororas más con nivel de operación de 34.5 kV, las cuales son :

S.E TRES MESAS III (TM III-115 kV)

S.E TRES MESAS II (TM II-115kV)

S.E LA MESA (LM-115 kV)

S.E CIUDAD VICTORIA (cV-115 kV)

La oficina de protecciones contribuye llevando a cabo el proceso administrativo en las partes técnicas y operativas de la zona, en la construcción, mejoramiento y atención de las instalaciones, para garantizar la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica a nuestros clientes basados en cinco objetivos estratégicos que se mencionan a continuación:⁴

- Lograr la satisfacción del cliente externo.
- Lograr la satisfacción del cliente interno.
- Operar con criterios de rentabilidad.
- Consolidar una cultura de calidad total.
- Resultados de clase mundial.

Todos los recursos humanos y materiales con los que se dispone se deben aprovechar al máximo para lograr estos objetivos.

⁴ C.F.E. (2005). “Protección de Sistemas Eléctricos”. Limusa S.A de C.V segunda edición.

- **LOGRAR LA SATISFACCIÓN DEL CLIENTE EXTERNO**

Para cumplir con este objetivo se realizan las siguientes actividades:

Elevar el % de Libramiento de Eventos Correctos al 100 %, tanto en 115, 34.5 y 13.8 kV, las cuales se cumplen de acuerdo con las siguientes programas.

- a) Programa de coordinación de protecciones en los troncales de los diferentes circuitos de distribución.
- b) Programa de actualización de los niveles de cortocircuito en los diferentes nodos de los troncales de los circuitos de distribución.

Reducir el Número de Libramiento de Eventos Incorrectos a cero

- a) Programa de pruebas de resistencia de aislamiento a cables de control.
- b) Programa de prueba de relación de transformación y saturación a los TC's de protección y de medición.
- c) Programa de pruebas de curvas características de los relevadores de sobre corriente, de sobre corriente direccional y de distancia.
- d) Actualización de los diagramas de control y protección de los circuitos de distribución.
- e) Programa de coordinación de protecciones de las subestaciones eléctricas en forma global y por circuito.
- f) Programa de actualización de los niveles de cortocircuito en las diferentes subestaciones eléctricas.

• **LOGRAR LA SATISFACCIÓN DEL CLIENTE INTERNO EN LOS SIGUIENTES PUNTOS**

1. Capacitación en el puesto

Programas de capacitación.

2. Capacitación en el puesto inmediato superior

Programas de capacitación.

Capacitación en áreas de distribución, así como en las otras especialidades.

3. Capacitación y reuniones de seguridad en el trabajo

Programa de reuniones semanales y mensuales.

4. Formación de grupos de mejoras

Programa de reuniones semanales y mensuales.

5. Proporcionar instalaciones en óptimas condiciones

Programas de mejoras continuas.

6. Reconocimiento a los trabajadores que realizan aportaciones sustanciales

Programas de entrega de diplomas e incentivos.

7. Proporcionar al personal el 100 % de equipo y herramienta para la ejecución de sus actividades.

Programa mensuales de revisión de herramientas.

- **OPERAR CON CRITERIO DE RENTABILIDAD**

1. Lograr el 115 % de productividad del personal

Programas de reuniones mensuales con el personal de campo.

2. Lograr el 70 % de eficiencia del personal.

Programas de reuniones mensuales con el personal de campo.

3. Retiro de instalaciones no útiles

Programa de retiro de equipos y materiales.

4. Niveles óptimos de operación de existencias de materiales y equipos en bodega.

Programa de existencias en las áreas de distribución.

5. Tener cero accidentes en el trabajo

Programas de reuniones semanales con el personal de campo.

- **CONSOLIDAR UNA CULTURA DE CALIDAD TOTAL**

1. Mantener la certificación ISO- 9002 en el ámbito de la oficina de protecciones de Zona.

Programa de seguimiento a las estrategias para mantener la certificación.

- **RESULTADOS DE CLASE MUNDIAL**

1. Aplicación de la normatividad y procedimientos actuales vigentes.

Programas de verificación a los procedimientos.

RESULTADOS IMPORTANTES DE LA OFICINA DE PROTECCIONES DE LA ZONA NORTE

Las áreas de trabajo donde se concentran sus objetivos son:

- a) Coordinación de cursos de capacitación y programas de seguridad e higiene, para la eliminación de los accidentes.
- b) Cumplir al 100 % los programas de mantenimiento de los esquemas de protecciones, control y medición de los diferentes circuitos de distribución en las subestaciones eléctricas ya mencionadas para dar una mejor confiabilidad en la operación de los mismos.
- c) Reducir el número de libramientos de eventos incorrectos en el SEP.
- d) Cumplir con los estándares de los compromisos de servicio.
- e) Incrementar la eficiencia y productividad del personal de mantenimiento.
- f) Optimizar los costos de mantenimiento
- g) Supervisar la construcción, mejoramiento y atención de las instalaciones, para garantizar la continuidad y calidad del servicio de energía eléctrica a nuestros clientes.
- h) Mejorar la capacitación del personal del área técnica y de campo.
- i) Mantener la utilización de equipo PCM de vanguardia.
- j) Mantener la máxima existencia de materiales útiles.
- k) Retirar las instalaciones y/o equipos que no sean útiles
- l) Actualización permanente a los planes de contingencias.

1.7 PROBLEMAS A RESOLVER

Durante la realización de este proyecto los problemas a resolver principalmente son los siguientes:

Llevar a cabo una perfecta coordinación de los relevadores, así mismo del gabinete del relevador, para asegurarse que los cables estén bien conectados y no tengan falso contacto, el cual resultaría un problema al momento de ponerlo en servicio.

Realizar las pruebas de campo correctamente de los transformadores de corriente, verificando que los resultados de dicha pruebas sean las correctas; para que puedan censar las sobre corrientes que se presenten en el sistema provocado por una falla.

Comprobar que los contactos del relevador estén en buen estado para que puedan mandar la señal.

Verificar en el momento de hacer la prueba de apertura y cierre al restaurador telecontrolado que el relevador tipo SEL-351 este en buen estado, es decir, que le mande la señal adecuada a dicho restaurador para energizar su bobina y con ello cerrar sus contactos para tener éxito en la apertura.

Asegurarse que los puentes de conexión entre el restaurador y las líneas al cual se va a proteger (TM III 72010) se encuentren bien sujetos y conectados.

Verificar en el momento de energizar el relevador (puesta en servicio) que no exista alguna anomalía.

Todo esto aunado a una revisión general del restaurador telecontrolado que se va a poner en servicio, esto con la finalidad de no llevar a cabo una mala instalación del mismo y evitar así mismo que la bobina de operación del restaurador llegue a quemarse ya que esto le seria muy costoso a la C.F.E.

1.8 ALCANCES Y LIMITACIONES

Con el presente proyecto se tiene un sistema de distribución más confiable, para proporcionar un servicio de energía continuo y de calidad a los usuarios que son abastecido por el circuito tres mesas III (TM III 72010), ya que este equipo de protección tiene como objetivo, minimizar o librar los efectos de las fallas que se presenten en el circuito y con ello proteger a los equipos de la subestación, para que el sistema no se altere debido a las altas corrientes que se presentan en el momento de la falla.

Al desarrollar este proyecto no se tuvo limitaciones, ya que se contó con todo el material necesario para realizar el proyecto, considerando equipos, herramientas y los diagramas proporcionadas por el fabricante.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

2.1 NATURALEZA Y CAUSAS DE LAS FALLAS ⁵

Una falla es simplemente una condición anormal que ocasiona una reducción de la resistencia del aislamiento básico, ya sea entre los conductores de las fases, entre los conductores de las fases y la tierra o entre cualquiera de las mallas a tierra que rodeen a los conductores. En realidad, la reducción del aislamiento no se considera como falla, hasta que produce algún efecto en el sistema, es decir, hasta que provoca un exceso de corriente o la reducción de la impedancia entre los conductores o entre los conductores y la tierra, a un valor inferior al de la impedancia de carga mínima normal para el circuito.

La probabilidad de que se presente una falla o una condición anormal en las líneas de energía es mayor simplemente por su longitud y exposición a la atmósfera es mayor.

Antes de proceder al estudio de las diversas causas de falla, conviene clasificarlas en función de su origen:

a) La interrupción puede ocurrir con voltaje normal a causa del deterioro del aislamiento y el daño debido a hechos impredecibles, como el que se posee en pájaros sobre las líneas, los cortocircuitos accidentales ocasionados por ramas de árboles, etc.

b) La interrupción puede ocurrir por voltajes anormales, ya que el aislamiento sólo puede soportar el voltaje normal. Esto sucede ya sea por variaciones ocasionado por los interruptores o por variaciones causadas por rayos.

La resistencia del aislamiento disminuye con la acumulación de contaminantes sobre una fila de aisladores que se origina por la sal que deposita la brisa marina en las áreas costeras.

⁵ Causas de las fallas (página web en línea) Disponible:

<https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros.htm> (Consulta: 2007, Febrero 17)

Inicialmente, esta disminución en la resistencia del aislamiento sólo ocasiona pequeñas fugas de corriente, pero a la larga esto acelera el deterioro. Otra causa de la falla en los aislamientos, es la formación de huecos en el compuesto aislante de los cables.

Este deterioro se debe a que los cambios de temperatura provocan que dichos cables se dilaten y contraigan de manera irregular.

El aislamiento de las líneas y los aparatos puede estar sujeto a sobre voltajes transitorios debidos al funcionamiento de los interruptores. El voltaje que se eleva con rapidez, puede alcanzar un valor máximo de aproximadamente el triple del voltaje entre fase y neutro. En estos casos, se prevé inicialmente un nivel de aislamiento más alto. Un sistema podrá soportar estos continuos sobre voltajes, si los niveles de aislamiento han sido escogidos correctamente y no han sido alterados por algunas de las causas descritas en el inciso A. Sin embargo, si por alguna causa el aislamiento se ha debilitado, es de esperarse que ocurra alguna falla en el momento que los interruptores empiecen a funcionar.

2.2 CONSECUENCIAS DE LAS FALLAS

El fuego es la consecuencia más grave de una falla mayor no eliminada, ya que puede no sólo dañar la parte en que se originó, sino extenderse al sistema y ocasionar su destrucción total. El tipo de falla más común y también el más peligroso, es el cortocircuito, el cual puede ocasionar cualquiera de las siguientes fallas:

1. Gran reducción del voltaje de la línea en una parte importante del sistema, Esto conduce a la interrupción del suministro eléctrico a los consumidores y puede ocasionar fugas en la producción.
2. Daños a los elementos eléctricos del sistema.
3. Daños a otros aparatos del sistema, debido a sobrecalentamiento y a fuerzas mecánicas anormales.
4. Perturbaciones en la estabilidad del sistema eléctrico, que incluso pueden ocasionar un par un paro completo del sistema de potencia.
5. Marcada reducción en el voltaje, que a veces puede ser tan grande que hace que fallen los relevadores que tiene bobinas de presión.

6. Considerable reducción en el voltaje de los alimentadores en buen estado conectados al sistema que está fallando. Esto puede ocasionar ya sea que los motores absorban cantidades anormales de energía o que entren en funcionamiento las bobinas de voltaje nulo o “no voltaje” de los mismos.

2.3 FACTORES QUE INTERVIENEN EN LA ELECCIÓN DE LA PROTECCIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO.

Desde el punto de vista de las redes eléctricas que por lo general se le da una importancia notable en la planeación, diseño, construcción y operación a la generación, transformación y generación debido a que se requiere tener altos índices de confiabilidad en el transporte y generación de la energía eléctrica y con este mismo criterio se establecen los esquemas de protección y la inversión que se hace en estos esquemas es decir, que en la elección de la protección que debe llevar un sistema eléctrico interviene factores que en un momento dado fijan el criterio a seguir y que en particular para los sistemas de distribución se pueden mencionar los siguientes:

- a) Magnitud de la carga, grado de importancia y características de la misma.
- b) Tipos de fallas a que se puede ver expuesta la instalación.
- c) Costos de las posibles alternativas de protección en función del grado de confiabilidad deseada.
- d) Dispositivo de protecciones usadas.

Para el caso de las redes de distribución aérea se mencionan como típicas las siguientes fallas:

1. Flameos externos y fallas de aislamiento debidas a descargas atmosféricas.
2. Fallas debidas a problemas de contaminación ambiental.
3. Envejecimiento de aislamientos por calentamiento excesivo.
4. Sobretensiones por maniobra de interruptores o debidas al fenómeno de ferresonancia.
5. Fenómeno de corrosión en aislamientos.

6. Ruptura de conductores, aisladores y postes a causa de choques automovilísticos, sismos, caída de árboles, vientos, etc.
7. Errores humanos en construcción y operación.

Dependiendo de la naturaleza de las fallas se pueden clasificar como:

TEMPORALES

Son aquellas que se pueden interrumpir en periodos de tiempo breves antes de que puedan causar daños, esta interrupción se hace normalmente con dispositivos de protección. Algunas de las causas que provocan estas fallas temporales son: Flameos de aisladores debido

Descargas atmosféricas, caída de ramas de árbol sobre los conductores, contacto entre conductores, arqueos por contaminación, etc. Este tipo de falla temporales es típica de las redes de distribución y se debe contar con los elementos de protección apropiados para aislarlas, de otra manera pueden resultar permanentes.

PERMANENTES

Corresponden a este tipo de fallas las que prevalecen sin que influya la rapidez de desconexión de los dispositivos de protección o las maniobres que se realicen para restablecer el servicio cuando se presentan las desconexiones temporales, en las redes de distribución aéreas caen dentro de esta categoría la caída de conductores, el contacto entre los conductores de fases distintas, etc.

Es conveniente considerar en la selección del tipo de protección por aplicar en una red de distribución dos aspectos importantes:

- a) El tipo de carga e importancia de la red de distribución.

El tipo de carga e importancia de la red de distribución es un aspecto relacionado con el tipo de usuario y la importancia que tiene la continuidad en el suministro de la energía eléctrica o sea que puede tener un criterio diferente de diseño y protección usuarios de tipo residencial

(casa habitación y fraccionamientos), edificios públicos, hospitales, centro comerciales, áreas industriales, etc., dependiendo de esto, también depende el valor de la corriente de cortocircuito.

b) La función de los dispositivos de protección y la política económica.

La función de los dispositivos de protección y la política económica tiene relación con la estadística que se lleva de la naturaleza de las fallas en las redes de distribución, especialmente en el caso de las redes de distribución aéreas se sabe que del orden del 80 % de las fallas son temporales por lo que la rápida restauración del servicio debería ser importante normalmente, esto significa que se requeriría de restauradores, sin embargo su costo es elevado y probablemente no se justificará en ciertas redes de distribución en donde la economía de la instalación es importante por el tipo de usuario a que se presta servicio ya que es necesario considerar la inversión en las instalaciones en función del tipo de usuario, cosa que desde el punto de vista social no debería suceder ya que en teoría todo mundo debería tener el mismo tipo de servicio.

Los dispositivos de protección contra sobre corrientes en las redes de distribución están diseñados no solo para interrumpir corrientes de cortocircuito, también desempeñan otras funciones como la interrupción de corrientes de sobrecarga con la función primordial de aislar las fallas permanentes de las áreas no falladas.

2.4 DISPOSITIVO DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS

Se puede afirmar que mucha de las fallas que se presentan en las instalaciones eléctricas son prácticamente inevitable, no solo desde un punto de vista técnico, también económicamente las soluciones que se adoptan resultarían prohibitivas desde un punto de vista económico razón por la que es necesario considerar que no es posible evitar con certeza las presencia de fallas por lo que para evitar en lo posible las fallas y disminuir sus efectos es necesario disponer de los dispositivos de protección apropiados.

En general cualquier dispositivo de protección a base de relevadores consta de los elementos que se indican a continuación.

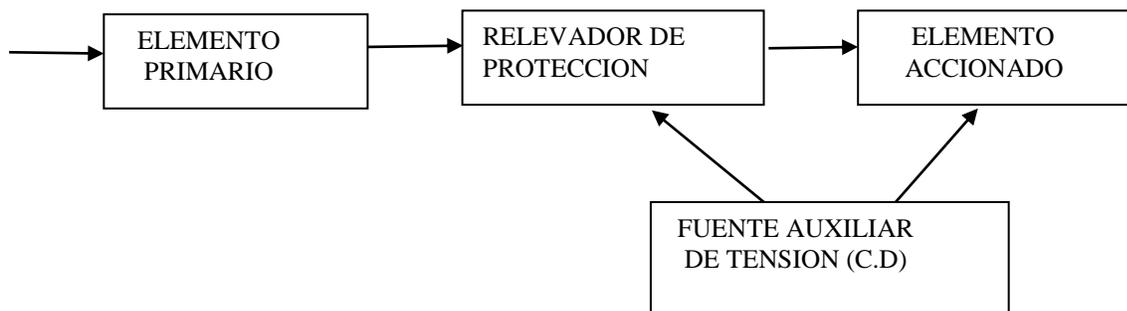


Figura 2.1. Elementos de protección de relevadores

ELEMENTO PRIMARIO.- Este elemento es por lo general el que detecta las señales precedentes de la falla (corriente voltaje, etc.) y las convierte en valores aptos para alimentar al relevador de protección es decir una baja tensión y una potencia por lo general también baja, por lo general estos elementos primarios están constituidos por transformadores de corriente las cuales además constituyen el medio de aislamiento eléctrico entre las partes de alta tensión y baja tensión de la instalación eléctrica.

RELEVADOR DE PROTECCIÓN .- El relevador de protección constituye de hecho el principal de los dispositivos de protección contra fallas y es por decirlo así “el alma” de cualquier esquema de protección, pero a grandes rasgos se puede decir que cualquiera que sea el tipo de relevador de que se trate, funcionalmente está constituido por: un órgano de conversión que es el encargado de convertir las señales de entrada procedente del elemento primario, con frecuencia este elemento físicamente no existe y el relevador usa directamente la señal proveniente del elemento primario; un órgano de medida que constituye de hecho la parte más importante del relevador ya que aquí se miden las señales procedentes de los otros órganos y se decide de acuerdo con el valor de la medida cuando entra en función del dispositivo de protección. El órgano de salida que representa el elemento intermedio entre el dispositivo propiamente dicho y los elementos que son accionados por este dispositivo, por lo general este órgano amplifica la señal del órgano de medida, estos órganos de salida pueden ser amplificadores para el caso de relevadores electrónicos a bien contactores en el caso de relevadores electromagnético.

ELEMENTO ACCIONADO.- El elemento accionado está constituido por lo general por aquel elemento al cual llega la señal del relevador y es por lo general la bobina de disparo de los interruptores o restauradores telecontrolado.

FUENTE AUXILIAR DE TENSIÓN.- Normalmente en todas las instalaciones de protección a base de relevadores se debe tener una fuente auxiliar de tensión en corriente directa (c.d), que por lo general está constituida por un banco de baterías (acumuladores) a voltajes bajos.

2.4.1 PROTECCIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

La función principal de un sistema eléctrico es suministrar energía eléctrica con una adecuada calidad de servicio, cuyos elementos básicos son:

- a) Control de la frecuencia.
- b) Regulación de voltaje.
- c) Continuidad del servicio.

Para poder cumplir adecuadamente con estos requisitos es indispensable realizar estudios sobre el sistema que nos permitan predecir su comportamiento bajo distintos estados de operación, Los dispositivos de protección tienen la finalidad de mantener tanto la seguridad de los equipos e instalaciones, como de las personas que se encuentran en su entorno, garantizando la continuidad en el suministro de la energía eléctrica.

Un sistema de protección, se establece bajo la premisa de la existencia de fallas o disturbios originados por agentes internos o externos al sistema, y su objetivo no es evitar tales fenómenos, sino minimizar sus efectos sobre el sistema.

La adecuada selección y coordinación de los dispositivos de protección, es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de protección y por consecuencia para la operación confiable del sistema.

2.4.2 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN

La estabilidad del sistema dependerá de gran medida de la rapidez con que los sistemas de protección conjuntamente con los interruptores de potencia operen para eliminar la falla; pero también son necesarias otras características para que realmente exista un buen funcionamiento como son:

Sensibilidad.- Según sus características, un relevador debe ser capaz de detectar y operar con señales pequeñas.

Selectividad.- Cuando un sistema se presenta una falla debe operar la protección más cercana a la falla, sin interrumpir la energía que alimenta otras áreas del sistema, seleccionando los dispositivos necesarios que libren la falla.

Velocidad.- La característica de velocidad es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla y además para evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.

Confiabilidad.- La Confiabilidad del sistema de protecciones es su habilidad para no tener operaciones incorrectas y es función de dos componentes: “Dependibilidad” y “seguridad”. “Dependibilidad” es la certeza para la operación correcta de la protección en respuesta de un problema del sistema (probabilidad de no tener una falla de operación cuando se le requiere). “seguridad” es la habilidad del sistema para evitar la incorrecta operación con o sin falla (habilidad para no tener una operación indeseada o no requerida).

Economía.- El costo de una protección es un factor relativamente poco importante, si se compara con el costo del resto del equipo del sistema, por lo que se debe tratar de adquirir la mejor calidad posible.

2.4.3 PRINCIPIOS PARA LA PROTECCIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO ⁶

Las condiciones de operación anormales contra las que se deben proteger los sistemas eléctricos, son el cortocircuito (falla severa), circuito abierto, bajo voltaje, sobre voltajes, baja frecuencia, sobre frecuencia, y las sobrecargas. El cortocircuito puede tener su origen en distintas formas, por ejemplo fallas de aislamiento, fallas mecánicas en el equipo por sobrecargas excesivas, etc. Las sobrecargas se pueden presentar por causas muy simples, como pueden ser instalaciones inapropiadas, operación incorrecta del equipo, por ejemplo arranques frecuentes de motores, ventilación deficiente, períodos largos de arranque de motores, etc.

En el diseño de los sistemas eléctricos, se han desarrollado varias técnicas para minimizar los efectos de las anomalías que ocurren en el mismo, de tal forma, que se diseña el sistema para que sea capaz de:

- a) Aislar rápidamente la porción afectada del sistema, de tal forma que se minimice el efecto y mantenga el servicio tan normal como sea posible.
- b) Reducir tanto como sea posible el valor de la corriente de cortocircuito para reducir los daños potenciales al equipo o partes de la instalación.
- c) Proveer al sistema siempre que sea posible, de medios de recierre automático, para minimizar la interrupción del servicio durante fallas de tipo transitorio.

De acuerdo a lo anterior, la función de un sistema de protección, se puede definir como: “La detección y pronto aislamiento de la porción afectada del sistema, ya sea que ocurra un cortocircuito, o bien otra condición anormal que pueda producir daño a la parte afectada, al personal o a la carga que alimenta”.

Los medios más adecuados para prevenir las anomalías o fallas en un sistema eléctrico son:

- a) Aislamiento adecuado.
- b) Red de tierras.
- c) Pararrayos.

⁶ COES. (2008). Principios para la Protección de un Sistema Eléctrico. En Criterios de ajustes y coordinación de los sistemas de protección del Sein. (4-10). México: Limusa S.A de C.V.

- d) Hilos de guarda (blindaje).
- e) Mantenimiento adecuado.

Para corregir las condiciones anormales o fallas del sistema se deben considerar los siguientes medios de protección:

- a) Relevadores de protección.
- b) Reguladores.
- c) Apartarrayos
- d) Interruptores.
- e) Fusibles.

2.4.4 FUNCIÓN DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES

La función de la protección por relevadores es originar el retiro rápido del servicio de cualquier elemento de un sistema de potencia, cuando esto sufre un cortocircuito o cuando empieza a funcionar en cualquier forma anormal que pueda originar daño o interfiera de otra manera con el funcionamiento eficaz del resto del sistema. El equipo de protección está ayudado, en esta tarea, por interruptores que son capaces de desconectar el elemento defectuoso cuando el equipo de protección se los manda, tal como se muestra en la figura siguiente.

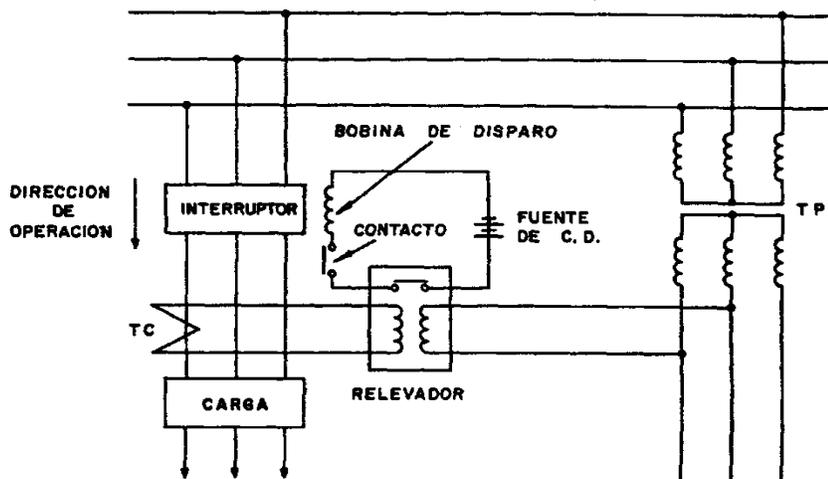


Figura 2.2. Protección por relevador

Los interruptores están localizados de tal manera que cada generador, transformador, barras colectoras, líneas de transmisión, etc., pueda desconectarse por completo del resto del sistema. Estos interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente la corriente máxima de cortocircuito que puede fluir a través de ellos, e interrumpir entonces esta corriente. Aunque la función principal de la protección por relevadores es reducir los efectos de los cortocircuitos, surgen otras condiciones anormales de funcionamiento que también necesitan esta protección.

Una función secundaria de la protección por relevadores es indicar el sitio y el tipo de falla. Dichos datos no sólo ayudan en la reparación oportuna, sino que también, por comparación con las observaciones humanas y con los registradores de eventos.

Dentro de esta idea general de los llamados principios fundamentales de la protección por relevadores se tienen:

- a) Protección primaria.
- b) Protección de respaldo.
- c) Protección auxiliar.

PROTECCIÓN PRIMARIA.- Una zona de protección por relevadores denominada como primaria es una zona de protección separada y establecida alrededor de cada elemento del sistema con propósitos de selectividad, para que los interruptores sean conectados en la unión de cada dos elementos.

PROTECCIÓN DE RESPALDO.- Esta protección tiene la función principal de actuar como sustituta de la protección primaria. Cuando por alguna circunstancia esta falta ya sea por falla o por mantenimiento, por razones de tipo económico, para determinados elementos de un circuito se usa solamente contra cortocircuito. En el caso de que se prevea, posibilidad de falla en los circuitos de alimentación, puede ser práctica común alimentar los relevadores de respaldo con fuentes independientes.

PROTECCIÓN AUXILIAR.- La protección auxiliar tiene la función como multiplicador de contactos, señalización, temporización, etc.

2.5 DEFINICIÓN DE RELEVADORES

Los relevadores de protección son dispositivos que identifican o detectan condiciones anormales de operación del sistema. Estos son ajustados para operar bajo condiciones de falla, abriendo o cerrando contactos propios o de sus auxiliares, para desconectar automáticamente los interruptores o restauradores tele controlados asociados al equipo fallado. Los relevadores proporcionan una indicación de su operación mediante banderas o señales luminosas.

Los relevadores auxiliares se utilizan para disparar o bloquear el cierre de algún interruptor y otras funciones de control y alarma.

La función principal de los relevadores usados para protección es determinar lo más pronto posible la existencia de cortocircuito en el sistema por lo que la mayoría de los relevadores opera en más o menos un ciclo de la frecuencia del sistema (0.017 seg. a 60 Hz), por lo que puede enviar la señal de disparo a los interruptores correspondientes, esta función difícilmente podría ser realizada por un operador humano en forma tan confiable, rápida y económica.

En la figura siguiente se representa en forma elemental un esquema de protección de sobre corriente. El relevador recibe en su bobina de operación "B" la señal de corriente secundaria "Is" del transformador de corriente "TC". Esta corriente es proporcional a la corriente primaria "Ip". Cuando la corriente "Is" es mayor al valor de arranque (puesta en operación, "Pick up", su contacto "C" puede cerrarse en un tiempo instantáneo o retardado, y energizar la bobina de disparo "BD" del interruptor de potencia "52", para abrir y aislar del sistema la zona afectada. El contacto auxiliar (normalmente abierto) "52a", es utilizado para desenergizar la bobina de disparo una vez que éste ha ocurrido. El banco de baterías "BB" proporciona la energía confiable para abrir el interruptor.

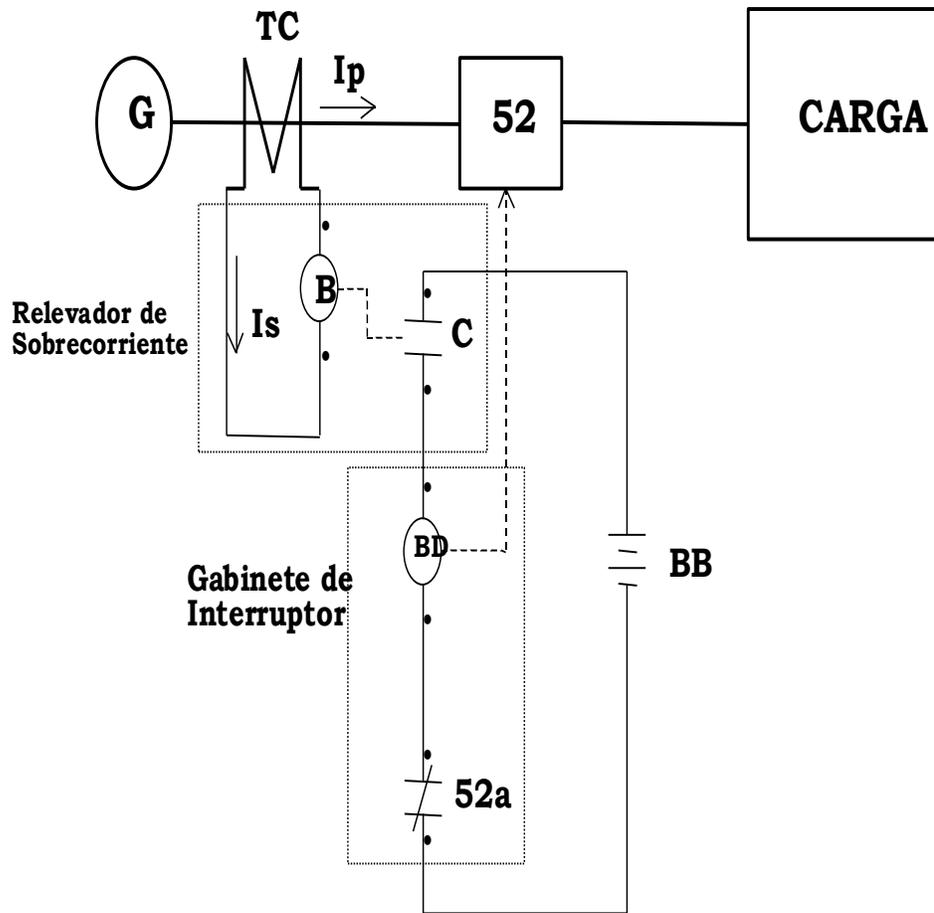


Figura 2.3. Esquema elemental de protección de sobre corriente

2.5.1 CLASIFICACIÓN DE LOS RELEVADORES

Existen diferentes tipos de relevadores usados en la protección de los sistemas de potencia, normalmente accionados por señal eléctrica y eventualmente por algún tipo de elemento como son los relevadores accionados por presión o temperatura, en particular para los sistemas de potencia se emplean relevadores accionados eléctricamente.

Los relevadores se pueden clasificar de acuerdo a diferentes formas:

a) De acuerdo a la naturaleza de la cantidad actuante a la cual el relevador responde: De corriente, voltaje, reactancia, impedancia, frecuencia y la dirección de estos responde a una señal específica.

Relevador de corriente.- Estos relevadores actúan por la acción de la intensidad de la corriente que circula a través de ellos razón por la que también se conocen como relevadores del tipo amperímetro y pueden ser de máxima corriente en cuyo caso operan cuando la corriente del elemento protegido excede a un cierto valor previamente establecido o de mínima corriente que operan cuando el valor de la corriente en el sistema protegido se encuentra debajo de un cierto valor también previamente establecido.

Relevador de voltaje.- Este tipo de relevador opera bajo el principio del voltámetro y actúan por la acción del voltaje al cual se ven sometidos, es de máxima tensión cuando la tensión alcanza un valor superior al previamente fijado y de mínima tensión cuando la tensión se encuentra debajo de un valor previamente fijado.

Relevadores de cociente.- Este tipo de relevadores operan cuando el cociente de dos magnitudes eléctricas (por lo general voltaje y corriente) llega a cierto valor previamente fijado, a este tipo corresponde los denominados relevadores de mínima impedancia que actúan cuando la impedancia del relevador dada por la relación $Z = V / I$ se encuentra por debajo de un valor prefijado.

Relevadores de frecuencia.- Estos relevadores operan cuando el valor de la frecuencia en el sistema al cual se encuentran conectados varía con relación a una cantidad previamente establecida, dada la característica operativa de estos relevadores por lo general son del tipo inducción.

a) De acuerdo al método por el cual el relevador actúa sobre el interruptor pueden ser de acción directa cuyos elementos actúan directamente en forma mecánica para operar al interruptor y de acción indirecta cuyo elemento de control actúa sobre una fuente auxiliar para operar al interruptor.

b) De acuerdo a la función del esquema de protección los relevadores se pueden clasificar como principales y auxiliares.

Relevadores auxiliares: operan en respuesta a la apertura o cierre de un circuito de operación (primario) para complementar su función con otro relevador o circuito.

c) De acuerdo a la conexión de sus elementos de detección los relevadores primarios son aquellos cuyos elementos de detección se conectan directamente en el circuito o elementos que protegen y relevadores secundarios aquellos que se conectan a través de transformadores de potencial o de corriente. En la protección de sistemas eléctricos de potencia de alta tensión normalmente se emplean relevadores secundarios debido a que se conectan en sistemas de alta tensión que requieren de aislamiento a través de transformadores de potencial o de corriente.

2.5.2 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE

Por sus características de construcción los relevadores de sobre corriente se pueden clasificar como:

- a) Relevadores electromecánicos.
- b) Relevadores estáticos.
- c) Relevadores digitales o micro procesados.

Por sus características de tiempo de operación pueden ser

- a) Relevadores de sobre corriente instantánea 50
- b) Relevadores de tiempo 51

Por sus características de tiempo - corriente pueden ser:

- a) Tiempo definido
- b) Tiempo inverso
- c) Tiempo muy inverso
- d) Tiempo extremadamente inverso

Por sus características de rango de corriente y forma de conexión, pueden ser:

- a) Relevadores de corriente de fase
- b) Relevadores de corriente de neutro
- c) Relevadores trifásicos

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ELECTROMECAÁNICO.

Por su principio de funcionamiento se clasifican en:

- a) Atracción electromagnética.
- b) Inducción electromagnética.

RELEVADOR DE ATRACCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.

Se utiliza básicamente en la construcción de relevadores de sobre corriente instantáneos. Generalmente es un electroimán cuya bobina es alimentada por un transformador de corriente. El émbolo construido de material ferromagnético, es atraído por el flujo en el entrehierro ó mantenido en reposo (restricción) por la acción de un resorte ó gravedad, como lo indica la figura 2.4

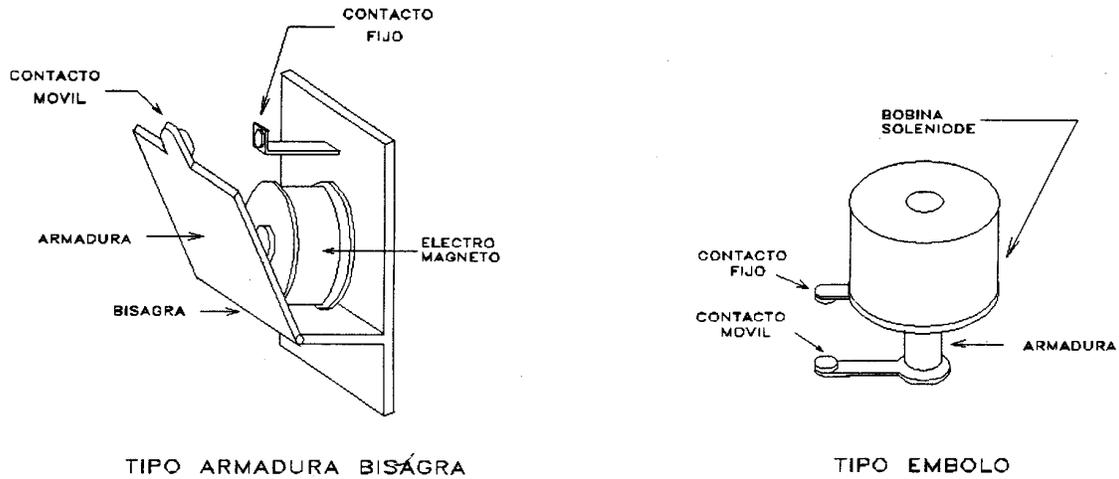


Figura 2.4. Relevadores de atracción electromagnética

La fuerza de atracción del elemento móvil, es proporcional al cuadrado del flujo en el entrehierro. La fuerza actuante total puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$F = K_1 I^2 - k_2 \quad (2.1)$$

De donde:

F = Fuerza neta (operación).

K_1 = Constante de conversión de la fuerza.

I^2 = Valor eficaz de la corriente al cuadrado.

K_2 = fuerza de la retención (reposición)

El contacto N. A. que cierra durante la puesta en operación (pick-up) del relevador es utilizado para el control de apertura o disparo de uno o varios interruptores. En los relevadores de sobre corriente instantáneo (50), existe un tornillo de ajuste alojado en la parte superior.

Variando la separación o altura del entrehierro se modifica la fuerza actuante. La operación del relevador se identifica por medio de una bandera coloreada, cuyo color depende de la marca del fabricante.

RELEVADOR DE INDUCCIÓN ELECTROMAGNÉTICA.

El relevador de sobre corriente de inducción electromagnética es un motor de inducción de fase auxiliar con contactos. La fuerza actuante se desarrolla en un elemento móvil, que es un disco de material no magnético conductor de corriente, por la interacción de los flujos electromagnéticos con la corriente parásita (de Eddy) que se inducen en el rotor por estos flujos.

Los relevadores más utilizados tienen la estructura del tipo wathorímetro. El rotor que es un disco, en su flecha se encuentra alojado un contacto móvil, en el armazón del relevador se localiza el contacto fijo. La mayor ó menor separación de los contactos se obtienen ajustando el ó la palanca y por consiguiente el tiempo de operación de los relevadores (ver figura 2.5)

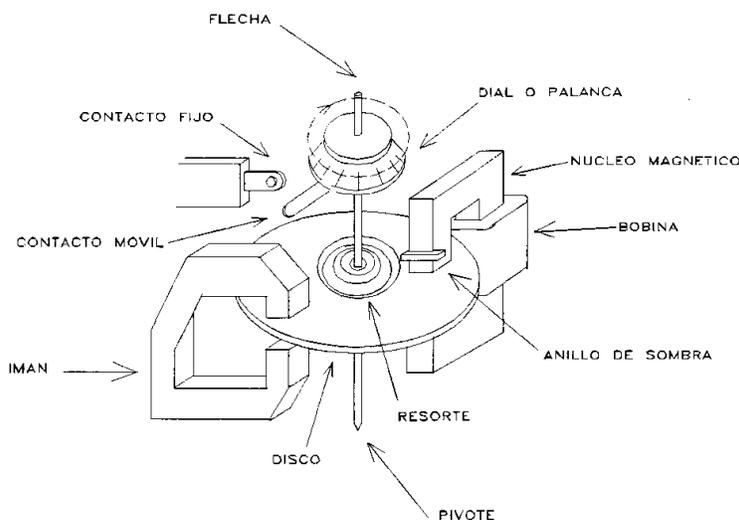


Figura 2.5. Relevador de inducción electromagnética

Un resorte en forma de espiral, cuyos extremos se encuentran, fijados a la flecha ó disco y a una sección estática del relevador, proporciona al disco un par de reposición antagónico. Cuando el par de reposición del disco es ligeramente menor al par producido por la corriente que alimenta al relevador, el disco se “arranca”. Al valor de ésta corriente expresada en amperes es conocido como el “pick-up” del relevador.

Por otra parte este tipo de relevadores tienen disponible un rango de Taps o derivaciones de la bobina de corriente. La regleta de Taps alojada en la parte superior del relevador, tiene un número determinado de orificios con rosca. Uno para cada derivación de la bobina que es conectada al TC.

Por medio de un tornillo se selecciona el Tap del relevador, y el valor de éste representa la corriente mínima de operación. Es decir, el Tap seleccionado corresponde a la corriente secundaria capaz de “arrancar” al relevador.

La corriente primaria de arranque es el producto de:

$$I_{\text{pick-up}} = \text{Tap} \times \text{RTC} \quad (2.2)$$

Donde:

$I_{\text{pick-up}}$: Corriente primaria de arranque

RTC : Relación de transformación de corrientes.

Tap: Ajuste de corriente secundaria del relevador.

Aunque la mayoría de los relevadores dispone de un amplio rango de Taps, se recomienda hasta donde sea posible no ajustar al relevador en un Tap mayor de 5 amperes, en razón de proteger el circuito secundario del TC, al prevenir su saturación evitando la circulación de corrientes superiores a la nominal secundaria durante periodos prolongados de tiempo. De esta manera el TC queda protegido por el propio relevador.

Montado sobre el eje del disco se encuentra el contacto móvil. En la parte superior de eje, se tiene fijado un dial numerado de 0 a 10 (dependiendo del fabricante la numeración también puede ser de 0 a 11, o de 0 a 1.0)

La posición del dial determina la separación entre los contactos (fijo y móvil) de relevador. A este ajuste se le conoce como “PALANCA” y permite establecer un juego de curvas tiempo-corriente similares.

Los ajustes de tiempo y corriente pueden ser determinados en las gráficas tiempo-múltiplo tap (corriente). Estas gráficas son familias de curvas proporcionados por el fabricante del relevador indican el tiempo requerido en cerrar sus contactos para cada posición del dial, cuando la corriente es referida como múltiplo del tap seleccionado.

El múltiplo de Tap es obtenido de la siguiente relación

$$M_{\text{Tap}} = \frac{I/RTC}{\text{Tap relevador}} \quad (2.3)$$

Tap relevador

Siendo:

L = Corriente primaria o de falla en amperes

RTC= Relación de transformación del TC en P. U.

Tap= Derivación de ajuste de corriente del relevador en amperes.

Resumiendo los dos últimos incisos, se puede generalizar al relevador de sobre corriente electromecánico como un relevador monofásico, alojado en una caja con tapa transparente y desmontable, en el interior se aloja una unidad de sobre corriente instantánea (50) ó una unidad de sobre corriente de tiempo (51) ó ambas unidades (50/51) con características de tiempo-corriente propias del relevador que no pueden ser modificadas. La unidad ó unidades operadas son señalizadas por medio de banderas.

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE ESTÁTICO.

Los primeros diseños de relevadores estáticos se desarrollaron en la década de los 70's, fueron basados en la alta confiabilidad del transistor planar de silicio, esto marcó el inicio para el desarrollo de los circuitos integrados, compuertas digitales y circuitos lógicos; le siguieron circuitos digitales y más tarde memorias y microprocesadores.

Con estos componentes se mejoraron las características de velocidad, sensibilidad, inmunidad a vibraciones, reducción en sus dimensiones y libre de mantenimiento.

Las funciones de estos relevadores son semejantes a las obtenidas con los del tipo electromecánico, a pesar de que los relevadores estáticos carecen de partes móviles, la terminología relativa al ajuste y operación es similar a la empleada en los relevadores electromecánicos.

Los relevadores de sobre corriente utilizan los siguientes circuitos básicos

- a) Rectificador, cuya función es convertir una entrada de corriente alterna en una señal de voltaje, capaz de ser medida y comparada.
- b) Detector de nivel, el cual compara una entrada analógica con un nivel prefijado, el cual responde con una salida analógica cuando este nivel es excedido.
- c) Temporizadores para demorar a manera constante ó proporcional la entrada analógica de corriente.

Cada uno de estos circuitos, configura una parte de los relevadores de sobre corriente con retardo de tiempo, ilustrado en el diagrama de bloques de la figura 2.6.

La corriente alterna que alimenta el relevador es convertida en voltaje de C.D. por medio de un transformador de corriente, un puente rectificador y una resistencia de carga conectada en paralelo, este voltaje es comparado con un nivel prefijado en el detector de nivel No. 1, el cual genera un pulso al temporizador cuando el nivel es excedido.

El temporizador responde a un tiempo (en segundos). En el caso de relevadores de tiempo, es proporcional a la magnitud de la corriente de entrada. Para este caso, un circuito de forma es requerido.

Generalmente el temporizador carga un capacitor, de manera que al alcanzar al valor prefijado en el detector de nivel No. 2, se genera un pulso de salida. Los pulsos para la operación del elemento instantáneo son obtenidos por medio del detector de nivel No. 3. El cual opera al pasar por alto al temporizador.

Diodos emisores de luz (led's) son utilizados para abanderar la operación de los relevadores, los cuales están normalmente apagados. Se iluminan cuando uno de los valores de ajuste (pick-up) es superado. Pulsando el botón "Reset" se repone.

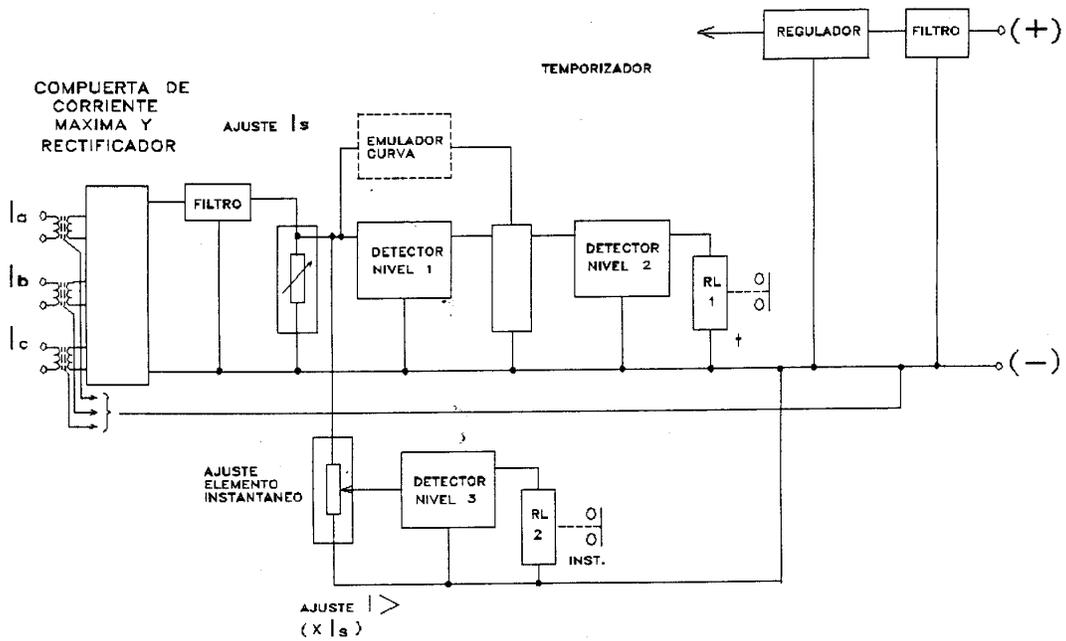


Figura 2.6. Relevador de sobre corriente estático trifásico instantáneo (50) y (51)

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DIGITAL (NUMÉRICO O MICROPROCESADO)

Con la aplicación de microprocesadores se han desarrollado relevadores que además de cumplir con las funciones de protección, efectúan otras adicionales como son medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografía.

Lo anterior se realiza mediante el muestreo y manipulación de los parámetros eléctricos, los cuales son utilizados en forma numérica para resolver cada uno de los algoritmos que calcula el microprocesador para cumplir con las tareas anteriormente descritas.

Estos relevadores son trifásicos y en un solo módulo están contenidas las unidades de fase y de neutro, reduciendo considerablemente sus dimensiones y el espacio ocupado por ellos en los tableros de control, medición y protección.

Los relevadores microprocesados están constituidos básicamente de la siguiente manera:

- a) Unidades de entrada analógicas: corriente.
- b) Unidades de entrada digitales: contactos del interruptor, etc.
- c) Filtro pasa bajas.
- d) Fuente de alimentación.
- e) Microprocesador para funciones de protección.
- f) Microprocesador para funciones de medición.
- g) Memoria RAM para registro de eventos.
- h) Memoria EEPROM para grabar ajustes.
- i) Unidades de salida: contactos de disparo y alarma.
- j) Puertos de comunicación.
- k) Display y teclado.
- l) Leds para señalización de banderas y piloto de encendido.
- m) Unidad de autodiagnóstico y monitoreo

En la figura 2.7 se presenta un relevador digital en forma esquemática.

Las curvas características de operación de los relevadores digitales son seleccionables y responden a ecuaciones matemáticas, las cuales han sido estandarizadas internacionalmente por la norma ANSI C57 11.

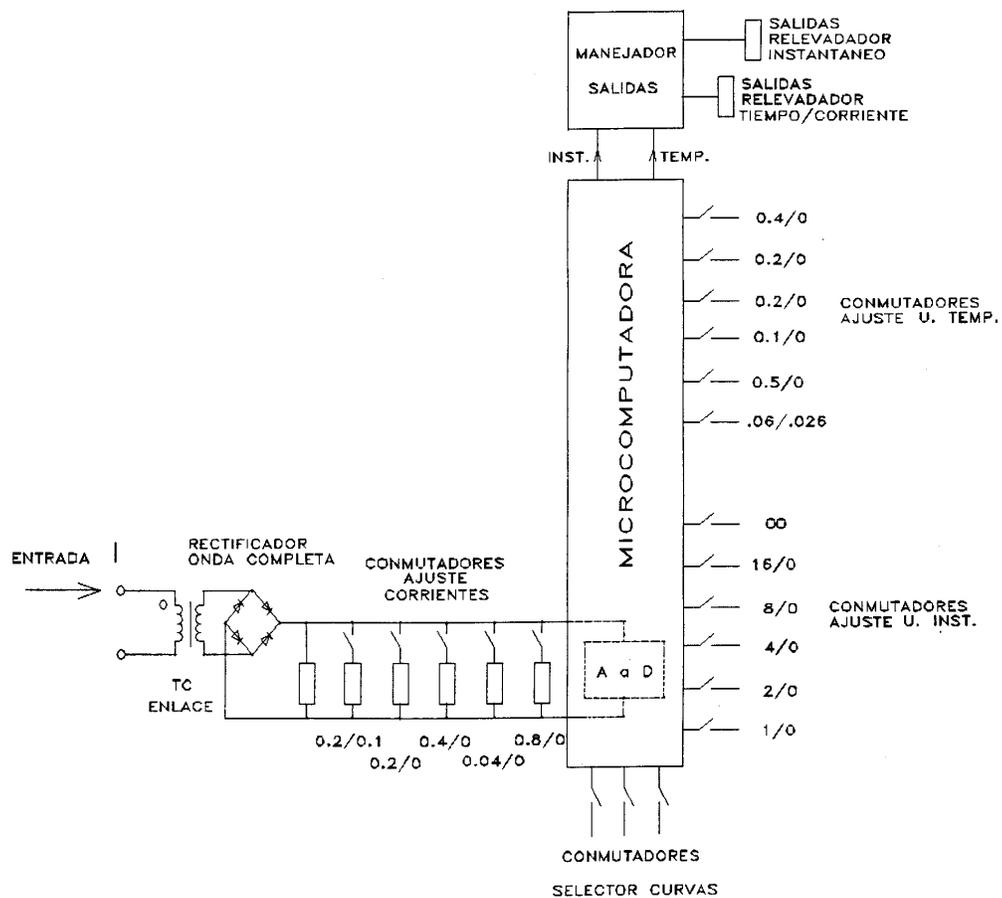


Figura 2.7. Relevador digital de sobre corriente

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO (50)

Si el relevador opera instantáneamente sin ningún retardo intencional en el tiempo se denominan instantáneos y esta característica se puede lograr por medio de relevadores del tipo de armadura de atracción no polarizada, tiene la ventaja de reducir el tiempo de operación a un mínimo para fallas muy cercanas a la fuente cuando la corriente de falla es muy grande y es efectivo solo cuando la impedancia entre el relevador y la fuente es pequeña con la impedancia de la zona por proteger.

En pocas palabras el relevador de sobre corriente instantánea es un relevador con “respuesta instantánea” para un valor predeterminado de corriente. Su tiempo de respuesta u operación es menor a 3 ciclos (0.05 segundos)

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO DE TIEMPO (51)

Es un relevador con una “respuesta retardada” la cual se ajusta a una curva característica de tiempo-corriente definida o inversa que funciona cuando la corriente en el circuito excede un valor predeterminado.

Se conoce como tiempo inverso a la característica de tiempo-corriente en que a mayor corriente, menor es el tiempo de “respuesta del relevador”; y consecuentemente a menor corriente, mayor será el tiempo de operación del relevador. Es decir, existe una relación inversada entre el comportamiento de ambos parámetros. Las diferentes características de estos relevadores que se deben considerar son las siguientes

a) TIEMPO DEFINIDO. Los relevadores con este tipo de característica se aplican en donde no existe la necesidad de coordinar con otros dispositivos y en donde la corriente de falla prácticamente no varía entre una condición de máxima y mínima, o bien entre una falla local o un bus remoto.

b) TIEMPO INVERSO. En las instalaciones eléctricas, en donde por cambios en la potencia suministrada o modificaciones en los elementos del circuito (conexión y desconexión de elementos) se presentan variaciones importantes en la corriente de falla, es recomendable la utilización de esta característica de los relevadores de sobre corriente.

c) **TIEMPO MUY INVERSO.** En instalaciones eléctricas, en donde para fallas pequeñas existen variaciones de corriente y el tiempo de interrupción es pequeño, o bien se requiere coordinar con las curvas de fusible, esta característica.

d) **TIEMPO EXTREMADAMENTE INVERSO.** Esta característica es recomendable en las redes de distribución de las compañías eléctricas, ya que es la que mejor se coordina con restauradores y fusibles de un mismo circuito, que es una aplicación típica de las redes de distribución aéreas.

RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE A TIERRA (DE NEUTRO)

Cuando un relevador de sobre corriente se conecta en el punto neutro de sus transformadores de corriente solo es sensitivo a las fallas a tierra. Dado que tales relevadores a tierra no son sensitivos a las corrientes balanceadas de línea, no detectan corrientes de carga y por lo tanto se pueden ajustar para operar a valores mucho más bajos de corriente que los relevadores de fase, esto conduce en gran medida más rápida que la lograda con los relevadores de fase.

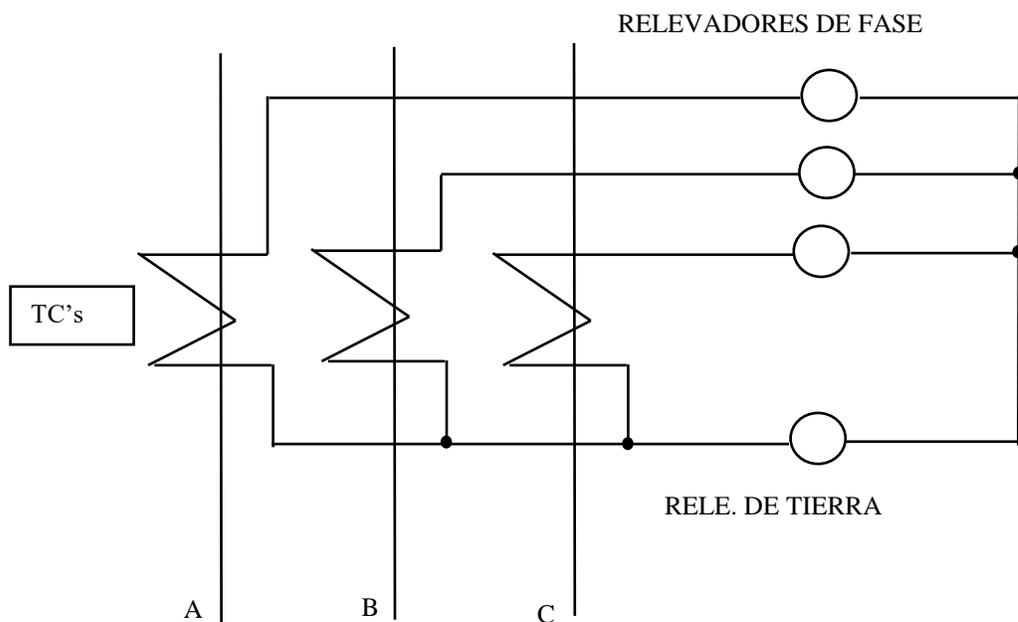


Figura 2.8. Relevador de sobre corriente a tierra.

2.6 EQUIPOS AUXILIARES PARA LA DETECCIÓN DE FALLAS Y OPERACIÓN DE PROTECCIONES

En la aplicación y diseño de los sistemas de protección, es necesario utilizar algunos equipos auxiliares que resultan indispensables e importantes para el buen funcionamiento de los equipos de protección, entre los que están los transformadores de instrumentos, los detectores de fallas y los registradores de disturbios.

Siempre que los valores de voltaje y corriente en un circuito de potencia sean altos para permitir la conexión directa de los instrumentos de medición o protección, es necesario realizar el acoplamiento por medio de transformadores de instrumentos, llamados así porque su aplicación es exclusivamente para propósitos de medición y/o protección de los sistemas de potencia mediante instrumentos.

La definición o nombre de “transformadores de instrumento” es una clasificación general para transformadores de corriente o de potencial (voltaje) y son dispositivos para modificar y transformar en forma precisa la corriente o el voltaje u otro valor menor, por las siguientes razones:

- a) Para reducir en forma precisa, por medio de la transformación la magnitud de la corriente o el voltaje del circuito primario a valores más manejables que sean de uso en las salidas por lo general 120 V o 115 V (en voltaje) y 5A (en corriente).
- b) Para aislar el equipo secundario (instrumento de medición y/o protección) de los voltajes primarios que son peligrosos
- c) Para dar a los usuarios mayor flexibilidad en la utilización del equipo, en aplicaciones tales como: medición y protección.
- d) Para permitir a los usuarios su uso y a los fabricantes su fabricación menos costosa, mediante el uso de componentes estándares para mayor economía y flexibilidad de aplicación.

El uso de los detectores de fallas y registradores de disturbios en los sistemas de protección, aumentan el nivel de seguridad de los sistemas de protección y por lo tanto de la red eléctrica total.

2.6.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los transformadores de corriente se conectan con su devanado primario en serie con el circuito que se quiere proteger y puesto que las corrientes primarias son relativamente grandes, éste tiene muy pocas espiras; generalmente el devanado primario está formado por un solo conductor el cual pasa a través de un núcleo en forma de anillo alrededor del cual se devana el secundario como un toroide uniforme, como se muestra en la figura 2.9.

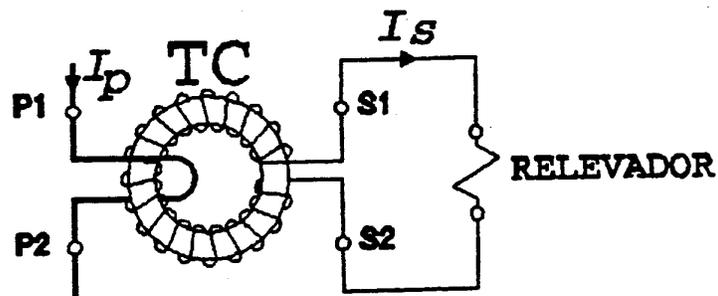


Figura 2.9. Diagrama de conexiones de un transformador de corriente

La función principal del TC's es transformar o cambiar un valor de corriente de un circuito a otro que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general es de 5 Amp. En todos los transformadores de corriente hay un estado de equilibrio entre la intensidad de corriente, el flujo magnético y la tensión, parte de la intensidad de corriente primaria produce el flujo magnético, el cual a su vez genera la tensión en el devanado secundario, y parte es para balancear los ampere-espiras secundarios.

Es necesario mantener siempre el secundario de un transformador de corriente en cortocircuito a través de una impedancia relativamente baja, debido a que en circuito abierto toda la corriente primaria actúa de magnetización, y por consiguiente la tensión secundaria viene a ser peligrosa; la saturación magnética del núcleo de hierro no limita la tensión de circuito abierto, puesto que ésta es proporcional a la relación de cambio máximo de flujo, lo que ocurre cuando el flujo pasa a través de cero.

Los transformadores de corriente para protección, a diferencia de los que se utilizan exclusivamente para medición, en la mayor parte de sus aplicaciones deben de dar una respuesta adecuada en condiciones de falla del circuito principal, de aquí que sus requerimientos de exactitud se refieren a esas condiciones.

En la aplicación adecuada de los transformadores de corriente para protección se deben considerar varios requerimientos tales como: variación de transformación, clase de exactitud, condiciones de servicio, clase y nivel de aislamiento, corriente térmica de cortocircuito, corriente dinámica de cortocircuito y construcción mecánica.

Las funciones básicas del transformador de corriente son:

- a) Proveer aislamiento adecuado entre el voltaje pleno del sistema y los instrumentos que normalmente operan a voltajes bajos que no representen peligro para los equipos ni para el personal
- b) Reducir en forma proporcional los valores de corriente del sistema, para que sean utilizados por los dispositivos de protección y medición.

Un transformador de corriente trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador ideal. Refiriéndose a la figura 2.10 pueden establecerse las siguientes consideraciones.

- a) El devanado primario está conectado en serie con la línea ó alimentador y muchas veces es ésta misma, por lo que la " I_p " es la misma de la línea y la impedancia primaria Z_p , es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.
- b) La impedancia de carga Z_c es la resultante de la corriente de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el TC debe alimentar, su magnitud debe ser pequeña para ofrecer, una mínima oposición al paso de la corriente " I_s ".

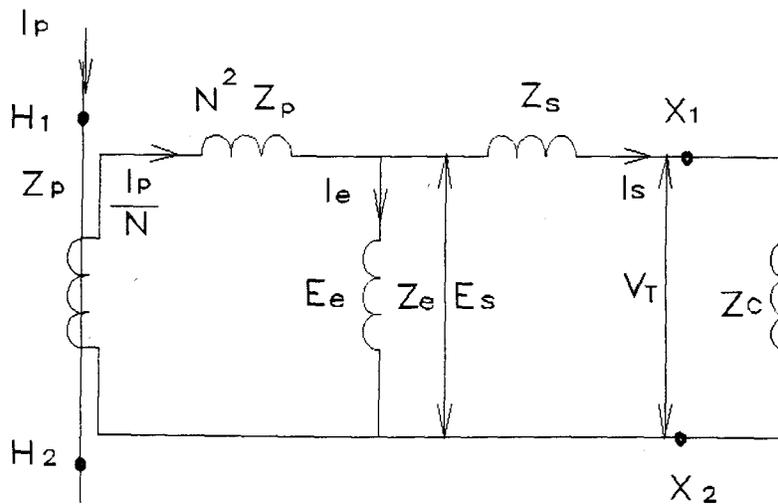


Figura 2.10 Circuito equivalente de un transformador de corriente.

En esta figura se identifican las siguientes magnitudes:

- I_p (Corriente primaria)
- N (Relación de las espiras secundarias a primarias)
- Z_p (Impedancia arrollamiento primario)
- Z_e (Impedancia secundaria de excitación)
- I_e (Corriente secundaria de excitación)
- E_s (Tensión secundaria de excitación)
- Z_s (Impedancia propia del devanado de baja tensión)
- I_s (Corriente secundaria)
- V_t (Tensión final secundaria)
- Z_c (Impedancia de la carga)

La corriente primaria se transforma sin error de relación ó de ángulo de fase a una corriente I_p/N , “conocida como corriente primaria referida al secundario”. Parte de esta corriente es consumida por la excitación del núcleo (I_e), la restante (I_s) es la verdadera corriente secundaria.

La corriente de excitación del núcleo es una función de la tensión secundaria de excitación (E_e) y de la impedancia secundaria de (Z_e). La gráfica que relaciona el voltaje de excitación con la corriente de excitación es conocida como curva de saturación de un TC.

Las curvas de saturación de un TC tipo boquilla, son proporcionadas por el fabricante o determinadas mediante pruebas de campo. El efecto presentado por la disminución de la impedancia de magnetización del núcleo de TC, se observa con un aumento no proporcional en la corriente secundaria de excitación (localizada arriba de la rodilla de la curva de saturación).

Este efecto es conocido como SATURACIÓN. Cuando se presenta, provoca en la mayoría de los casos un retraso en la operación de las protecciones de sobrecorriente.

De lo explicado anteriormente puede analizarse el comportamiento de un TC ante diferentes situaciones, como las descritas a continuación:

a) La corriente primaria es demasiado grande.

La corriente primaria " I_p " crece, la corriente I_p/N crecerá proporcionalmente a la primera. Supongamos que la corriente " I_p ," es mayor a la especificada en el diseño de TC, las corrientes secundarias de excitación (I_e) y carga (I_s), crecerán también.

Al crecer la " I_e ", la excitación del núcleo será mayor y como ya habíamos dicho, el efecto que se presentará será similar a la disminución de la impedancia secundaria de magnetización (Z_e), provocando un crecimiento mayor de la corriente I_e que de la " I_s ".

El aumento de la " I_e " presenta el efecto de la histéresis del núcleo magnético, traerá consigo un calentamiento y por lo mismo un daño si la exposición es prolongada.

b) La impedancia de carga es demasiado grande.

Cuando la impedancia de carga (Z_c) tiene una magnitud mayor a la que el TC puede alimentar, la tensión final secundaria (V_T) será mayor para el valor de I_p que el transformador normalmente puede soportar sin problemas. Al ser mayor V_T , la corriente de magnetización crecerá, logrando un efecto similar al anterior.

c) El circuito secundario es abierto.

Cuando el circuito secundario abierto, toda la corriente primaria servirá para magnetizar el núcleo, provocando que el voltaje secundario “ V_t ” crezca hasta un valor dado por:

$$V_T = I_p (Z_c / N) \quad (2.4)$$

Que normalmente es lo suficiente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras, explosión del TC ó daños al personal.

2.7 CARGA DE UN TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.⁷

Las consideraciones de la exactitud de un transformador de corriente requieren del conocimiento de la carga conectada a sus bornes secundarios. La carga del transformador de corriente es la impedancia que se conecta a sus bornes secundarios, ésta generalmente se expresa en términos de impedancia así como de sus componentes de resistencia e inductancia.

Las publicaciones de los fabricantes de instrumentos dan los valores de las cargas individuales de los relevadores, medidores, etc., de los cuales en conjunto con la resistencia de las terminales de unión se puede calcular la carga total conectada al secundario del transformador.

La impedancia de la carga de un transformador de corriente disminuye conforme aumenta la corriente secundaria, debido a la saturación de los circuitos magnéticos de los relevadores y otros dispositivos, de aquí que, el valor de una carga dada solo se puede aplicar para un valor específico de la corriente secundaria.

CARGAS NOMINALES DE EXACTITUD.

Con el objeto de normalizar la fabricación de los transformadores de corriente, se han establecido normas donde se indican las cargas nominales para la verificación de su exactitud y se muestran en la tabla 2.1.

Si un transformador de corriente está normalizado para una corriente nominal secundaria diferente a 5A. Las especificaciones de la carga se pueden deducir multiplicando la resistencia y la inductancia dadas en la tabla 2.1 por $[5/(\text{amperes nominales})]^2$; la carga en VA y su correspondiente factor de potencia permanecen sin cambio. Por ejemplo para un transformador de corriente nominal secundaria de 1A. La carga B1, tendrá una resistencia

⁷ VESTAS (2005). "Procedimientos de pruebas de campo para el equipo Primario de Subestación de Distribución." Limusa S.A de C.V segunda edición.

igual a $0.5 (5/1)^2 = 12.5 \Omega$, una inductancia igual a $2.3(5/1)^2=57.5 \text{ mH}$ y una impedancia igual a $1(5/1)^2 = 25 \Omega$

Carga	Características de la carga			Potencia aparente VA	Factor de potencia
	Impedancia Ω	Resistencia Ω	Inductancia mH		
B0.1	0.1	0.09	0.116	2.5	0.9
B0.2	0.2	0.18	0.232	5.0	0.9
B0.5	0.5	0.45	0.580	12.5	0.9
B1	1.0	0.5	2.3	25.0	0.5
B2	2.0	1.0	4.6	50.0	0.5
B4	4.0	2.0	9.2	100.0	0.5
B8	8.0	4.0	18.4	200.0	0.5

Tabla. 2.1

Cargas de 5 A. a una frecuencia de 60 h nominales de exactitud para transformadores con corriente nominal secundaria.

2.7.1 CLASIFICACIÓN DE LA EXACTITUD DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA LA PROTECCIÓN.

Las normas nacionales clasifican la exactitud de los transformadores de corriente que se utilizan en los sistemas de protección eléctrica, considerando que los transformadores suministran 20 veces la corriente nominal secundaria a una carga nominal de exactitud específica, y se clasifican en base al valor de la tensión eficaz máxima que pueden mantener en sus bornes secundarios sin que el error de relación sea mayor de 10%.

Las clases de exactitud se designan por dos símbolos, una letra y un número, los cuales describen las características del transformador.

Las letras utilizadas son la “C” y la “T”. La clasificación “C”, cubre los transformadores de corriente del tipo toroidal, boquilla o dona, con su devanado secundario distribuido uniformemente y cualquier otro tipo de transformador en el que el flujo de dispersión en el

núcleo tenga un efecto despreciable sobre el error de relación, dentro de los límites de corriente y carga establecidos en las normas. La clasificación “T”, cubre los transformadores en los que el flujo de dispersión tiene un efecto apreciable en el error de relación. Un efecto apreciable se define como una diferencia de 1% entre el valor de la corrección real de la relación y el valor de la corrección calculada de la relación.

El número indica la tensión eficaz máxima que el transformador desarrolla en sus bornes secundarios con una carga nominal de exactitud específica, cuando por ella circula una corriente igual a 20 veces la corriente nominal secundaria, sin que el error de relación sea mayor del 10%

En la figura 2.11 se muestran en forma esquemática los transformadores clasificados como “C” y “T”.

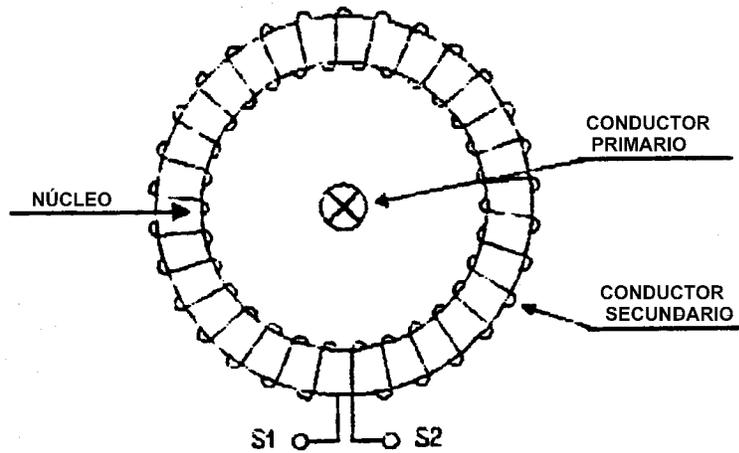
En la tabla 2.2 se da la clasificación de las clases de exactitud normalizadas para protección, para transformadores de corriente.

CLASIFICACION DE LA EXACTITUD		TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA	CARGA NOMINAL DE EXCATITUD
C	T	V	
C10	T10	10	B0.1 Ω
C20	T20	20	B0.2 Ω
C50	T50	50	B0.5 Ω
C100	T100	100	B1 Ω
C200	T200	200	B2 Ω
C400	T400	400	B4 Ω
C800	T800	800	B8 Ω

Tabla 2.2
Clases de exactitud para protección.
Transformador 5A

En la tabla las tensiones nominales secundarias están basadas en una corriente nominal secundaria de 5 A. La clasificación de la exactitud para protección, para transformadores

tipo boquilla con relación múltiple y derivaciones en el secundario, se aplica solamente cuando se usa el devanado completo.



Transformador de corriente con clasificación "C"

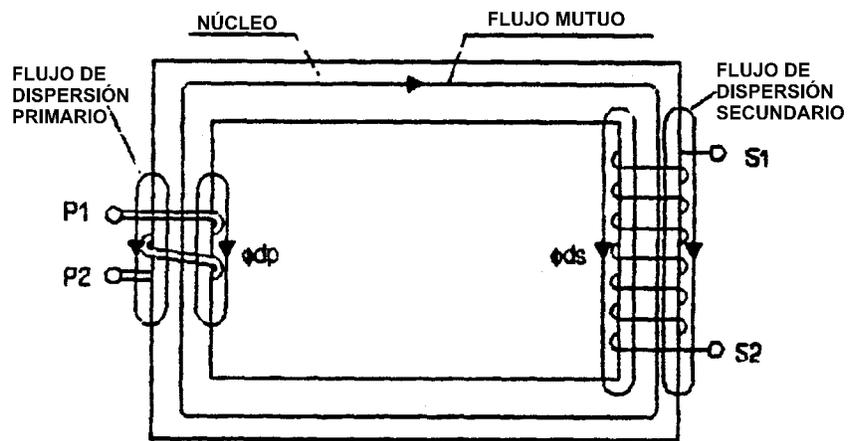


Figura 2.11. Transformador de corriente con clasificación "T"
Diagramas esquemáticos de los transformadores de corriente.

2.7.2 EFECTOS DE LAS CORRIENTES DE FALLA EN LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

De la misma manera que las corrientes de falla afectan a equipos eléctricos tales como transformadores, conductores, etc.; los transformadores de corriente deben seleccionarse adecuadamente para evitar su daño o el causar problemas a los relevadores de protección.

Las normas ANSI C57 e IEC 44 indican que los transformadores de corriente para aplicación en sistemas de protección, deben ser clase C; siendo por tanto despreciable las pérdidas de flujo.

Esta clase de transformadores de corriente tienen un error de relación menor del 10% hasta 20 veces la corriente nominal.

Por estar conectadas en serie en las líneas y redes de distribución, los transformadores están sometidos a las mismas sobretensiones y sobrecorrientes que existen en el sistema.

En general las sobrecorrientes son considerablemente superiores a las corrientes nominales de los transformadores de corriente y originan efectos térmicos dinámicos que pueden dañar a estos equipos.

La corriente de corto circuito crean problemas tanto térmicos como dinámicos a los transformadores de corriente, debiendo ser estos capaces de soportar su intensidad de calentamiento nominal, sin que la temperatura de los arrollamientos sobrepase el valor admisible según la clase de aislamiento.

Se considera que todo el calor producido queda almacenado en el conductor primario, cuyo calentamiento máximo se determina en cada norma.

De acuerdo con las normas ANSI solo se admiten dos tipos de transformadores de corriente, desde el punto de vista de calentamiento: los de clases 55 y 30 grados centígrados respectivamente.

Lo anterior da como resultado que los valores de intensidad de calentamiento sean de acuerdo a normas de 1.00, 1.33, 1.50, 2.00, 3.00 y 4.00; además la normativa mencionada especifica que cada una de estas clases una variación de intensidad límite térmica (r.f.)

Los esfuerzos dinámicos o mecánicos son funciones del valor máximo de cresta de la corriente de corto circuito. La intensidad dinámica de corto circuito se obtiene a partir de la térmica, teniendo en cuenta que ésta viene dada en valor eficaz y aquella en valor de cresta máxima. Por lo tanto, la resistencia mecánica de los TC's al corto circuito está dada en función de la intensidad del límite térmico y dinámico.

Para el caso en C.F.E., y de acuerdo a la normativa internacional vigente, se ha establecido que los TC's soporten hasta 20 veces su corriente nominal sin ningún problema. Por tanto, en el lugar donde se instalen este tipo de equipos, el nivel de corto circuito por ningún motivo debe de superar 20 veces la corriente nominal primaria del transformador de corriente.

2.7.3 CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Los tipos de conexiones de TC's más usados en los esquemas de protección por sobrecorriente son:

- a) Conexión monofásica.
- b) Conexión estrella.

La conexión monofásica se emplea para conducir las corrientes de secuencia cero ($3I_0$) que circulan a través del neutro de un transformador. Esta corriente es censada por un relevador de sobrecorriente a tierra como se muestra en la figura 2.12.

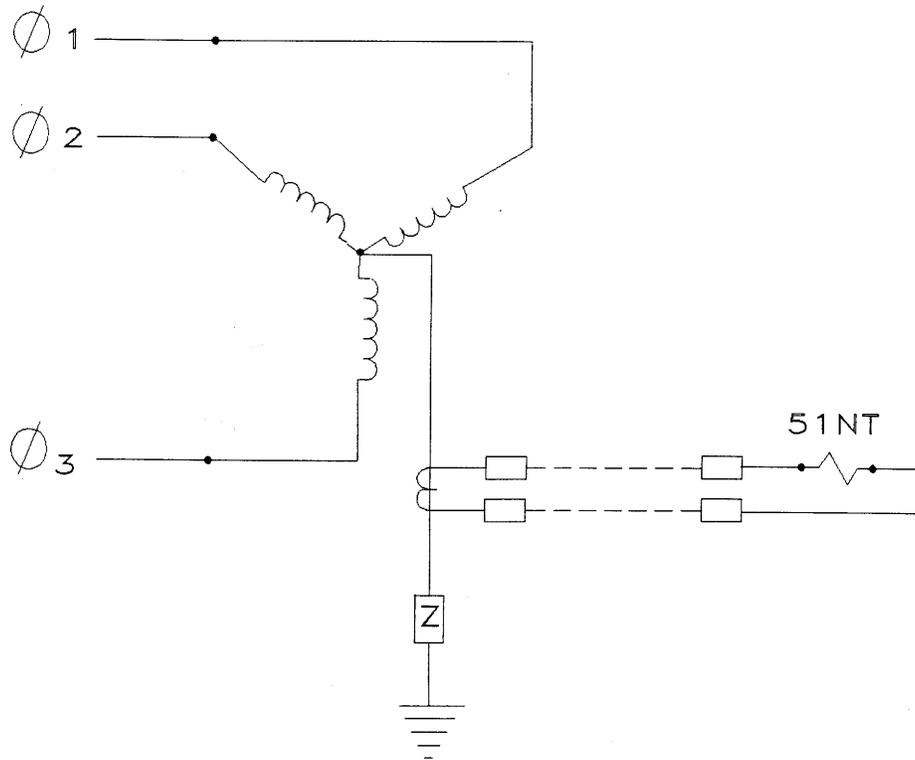


Figura 2.12. Conexión monofásica de un transformador de corriente

La conexión estrella es usada en sistemas trifásicos. La corriente secundaria de cada fase es conducida y conectada en serie con los circuitos de relevadores de fase, que al igual que los devanados de los secundarios están conectados en estrella. Según el tipo de protección empleada, se puede contar o no con un relevador en el neutro (ver figura 2.13)

Debe cuidarse que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta para las 3 fases. La inversión de una o dos fases desbalanceará la estrella, provocando una corriente residual en el neutro.

La inversión de las polaridades de las 3 fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias. Esta acción no afecta a los esquemas de protección por sobrecorriente no direccionales.

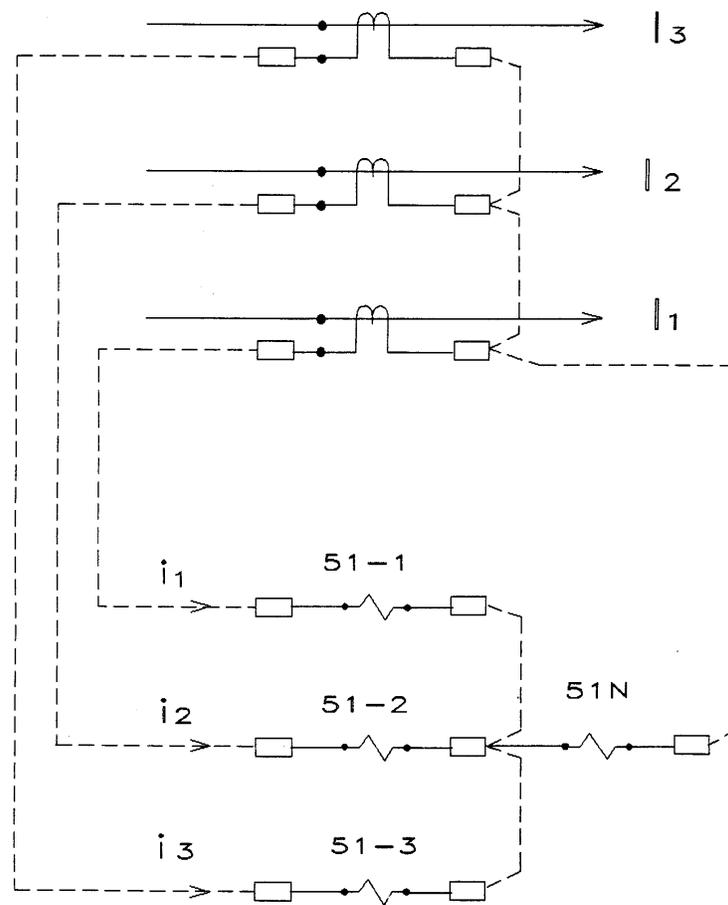


Figura 2.13. Conexión trifásica de transformadores de corriente

CAPÍTULO 3

ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

3.1 CÁLCULO DE CORTO CIRCUITO DE LA SUBESTACIÓN TRES MESAS FASE III, TRANSFORMADOR UNO (TM III-T1).⁸

Los datos utilizados para este cálculo de corto circuito son tomados de acuerdo al diagrama unifilar de la S.E TRES MESAS FASE III, Transformador de Potencia Uno de la figura 3.1.

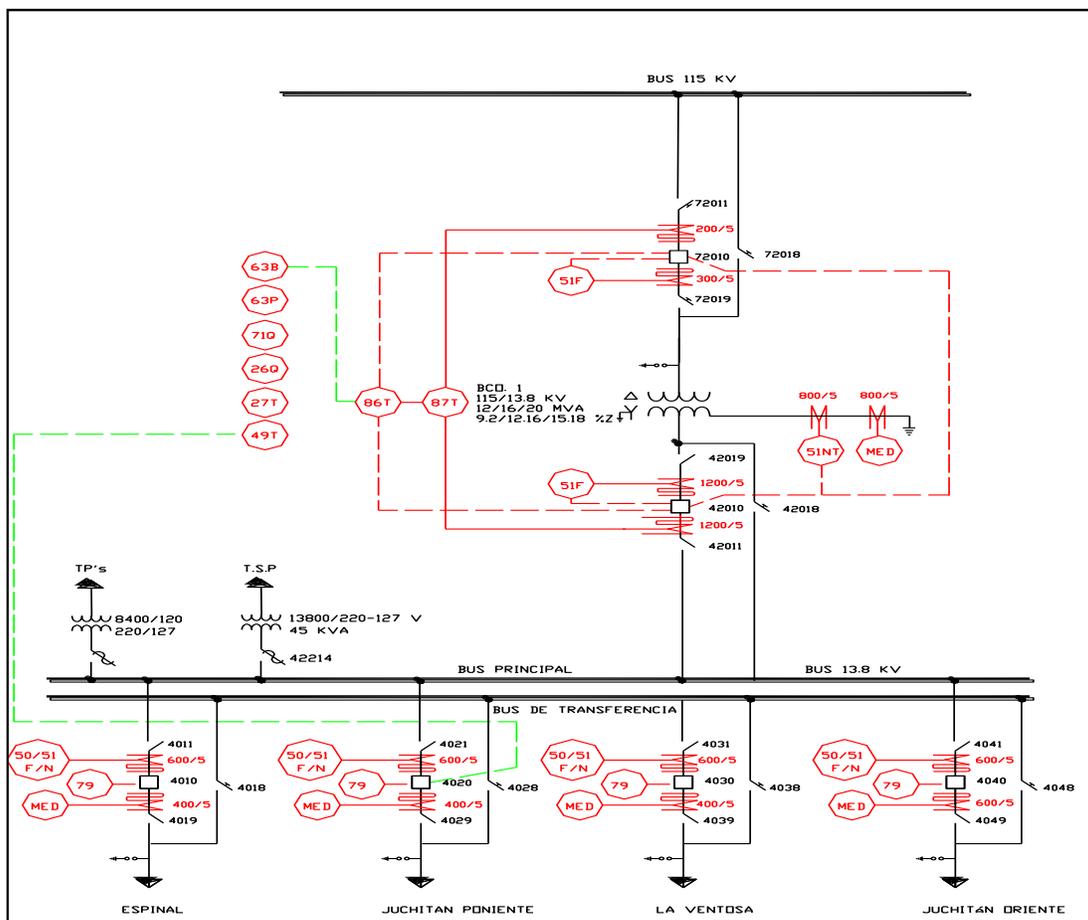


Figura 3.1. Diagrama unifilar S.E. Tres Mesas.

⁸ VESTAS (2005). “Procedimientos de pruebas de campo para el equipo Primario de Subestación de Distribución”. Limusa S.A de C.V segunda edición.

DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA T1

Capacidad: 7.5/9.38 MVA

% Z = 9.27 a 7.5 MVA

Relación 115 / 13.8 kV

Conexión. Delta - Estrella Aterrizada

Nota: Las impedancias equivalentes del Sistema de la Subestación Santo domingo ingenio fueron proporcionadas por Oficinas Divisionales del Depto. de Protecciones.

Las impedancias equivalentes del sistema en Ohms en el Bus de 115 kV (B1-115 kV) son:

$$Sec(+)=3.16113+j14.9748 \Omega$$

$$Sec(0)=10.2608+j34.908 \Omega$$

$$I_{cc3LG}=4338 \text{ Amperes}$$

$$I_{cc1LG}=2975 \text{ Amperes}$$

Selección de los MVA base: $MVA_B=100$

Voltajes base: $kV_{B1}=115$, $kV_{B2}=13.8$

Calculo de impedancias base

$$Z_{base}=\frac{(KV_{B1})^2}{MVA_B} \quad Z_{base\ 115}=\frac{(115)^2}{100}=132.25 \Omega$$

$$Z_{base\ 13.8}=\frac{(13.8)^2}{100}=1.9044 \Omega$$

Obtenemos las impedancias de secuencias en p.u. del equivalente de Thevenin del sistema.

Para la secuencia positiva y negativa tenemos:

$$Z_{p.u.} = \frac{Z_{\Omega}}{Z_{BASE}}$$

$$Z_{p.u.} = \frac{3.16113 + j14.9748}{132.25} \quad \therefore \quad Z_{p.u.} = 0.0239 + j0.11323 \text{ p.u.}$$

Para la secuencia cero tenemos:

$$Z_{p.u.} = \frac{10.2608 + j34.908}{132.25} \quad \therefore \quad Z_{p.u.} = .07759 + j0.26395 \text{ p.u.}$$

Obtención de las impedancias del transformador.

$$Z_{1T} = Z_{2T} = Z_{0T}$$

La magnitud de la impedancia del transformador en su propia base a 12 MVA y referido a 115 kV es:

$$Z_{p.u.} = \frac{9.27}{100} = 0.092 \text{ p.u.}$$

y dado que es una reactancia:

$$Z_{p.u.} = j0.092 \text{ p.u.}$$

Para efectuar la conversión de la magnitud de la impedancia a la nueva base, se utiliza la sig. Fórmula:

$$Z_n = Z_v \left(\frac{KV_v}{KV_n} \right)^2 \left(\frac{MVA_n}{MVA_v} \right)$$

$$MVA_v = 7.5$$

$$kV_v = 115$$

$$Z_v = 0.092$$

$$MVA_n = 100$$

$$kV_n = 115$$

Sustituyendo en la fórmula anterior tenemos:

$$Z_{T p.u.} = 0.092 \left(\frac{115}{115} \right)^2 \left(\frac{100}{7.5} \right)$$

$$\therefore Z_{T p.u.} = j1.2266 p.u.$$

Los circuitos equivalentes monofásicos del sistema para cada red de secuencia son los mostrados en las siguientes figuras:

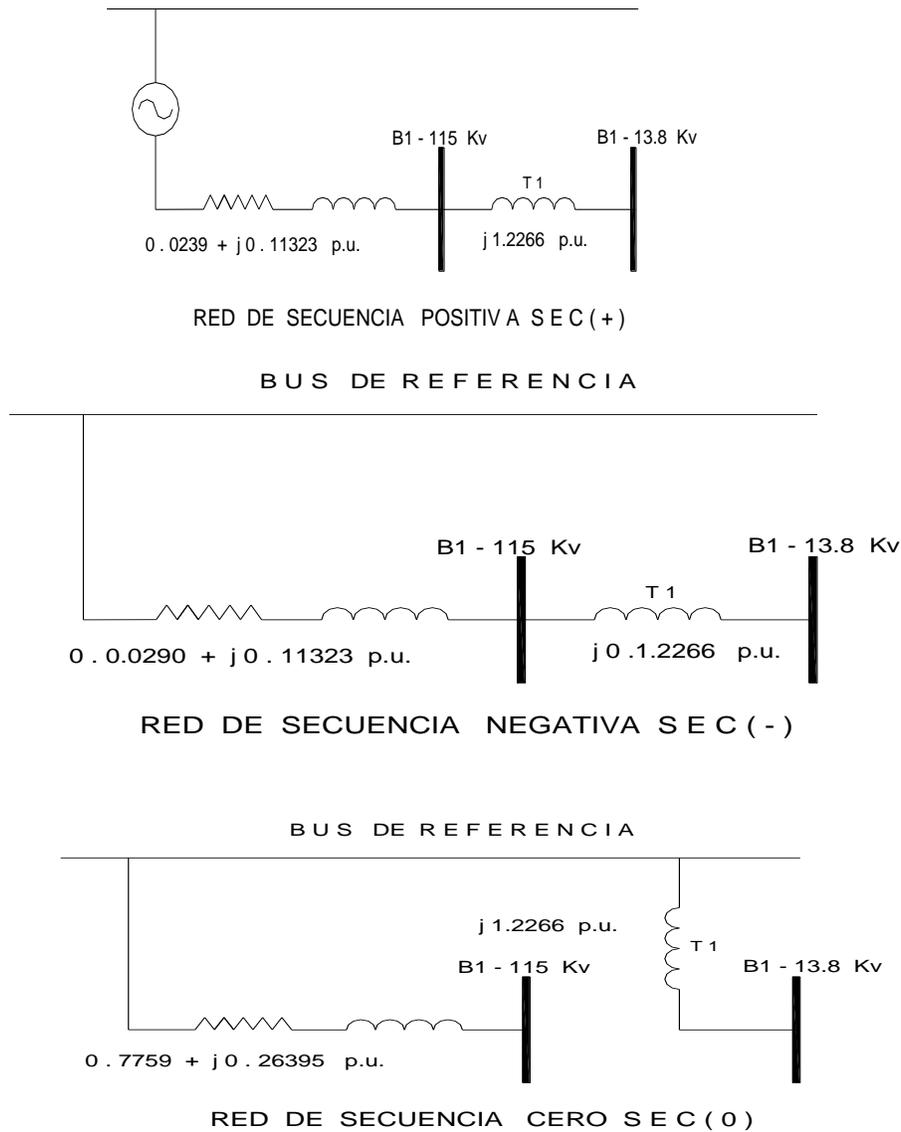


Figura 3.2. Red de secuencia positiva, negativa y cero

Ahora se calculan las fallas trifásicas y de una fase a tierra en el punto B1-13.8 kV del diagrama unifilar.

La corriente de cortocircuito en el punto B1-13.8 kV es:

$$Z_{1Th} = 0.0239 + j0.11323 + j1.2266 = 0.0239 + j1.3371 = 1.3373 \angle 88.97$$

$$Z_{0Th} = 0.00 + j1.2266 \text{ p.u.} = 1.2266 \angle 90$$

Corriente de falla trifásica:

$$I_{cc3\phi} = \frac{V_{Th}}{Z_1}$$

$V_{th} = 1.0 \angle 0^\circ$ p.u., entonces:

$$I_{cc3\phi} = \frac{1.0 \angle 0^\circ}{1.3373 \angle 88.97} = 0.7477 \angle -88.97 \text{ p.u.}$$

I_{base} A 100 MVA Y 13.8 kV:

$$I_{BASE} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4183.69 \text{ Amp.}$$

$$\text{Amperes p.u.} = \frac{\text{Amperes actuales}}{\text{Amperes base}}$$

$$\text{Amperes Actuales} = \text{Amperes p.u.} \times \text{Amperes Base}$$

$$I_{CC3\phi} = (0.7477 \angle -88.97) (4183.69)$$

$$I_{CC3\phi} = 3128.14 \angle -88.97 \text{ Amp.}$$

Corriente de falla de fase a tierra.

$$I_{cc1\phi} = \frac{3V_{Th}}{2Z_1 + Z_0}$$

$V_{Th} = 1.0 \angle 0^\circ$ p.u., entonces:

$$2Z_1 + Z_0 = 2(0.0239 + j1.3371) + j1.2266 = 0.0478 + j3.9008 = 3.9011 \angle 89.29 \text{ p.u.}$$

$$I_{cc1\phi} = \frac{(3)(1 \angle 0^\circ)}{3.9011 \angle 89.29} = 0.769013 \angle -89.29 \text{ p.u.}$$

I_{BASE} A 100 MVA Y 13.8 kV:

$$I_{BASE} = \frac{100 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 13.8} = 4183.69 \text{ Amp.}$$

$$I_{CC1\phi} = (0.769013 \angle -89.37) (4183.69)$$

$$I_{CC1\phi} = 3217.31 \angle -89.29 \text{ Amp.}$$

3.2 ANÁLISIS DE LA CONEXIÓN DELTA-ESTRELLA DEL TRANSFORMADOR UNO DE LA SUBESTACIÓN TRES MESAS III.

de conexión DELTA-ESTRELLA del Transformador
Uno de la Subestacion Santo Domingo (STD-T1)

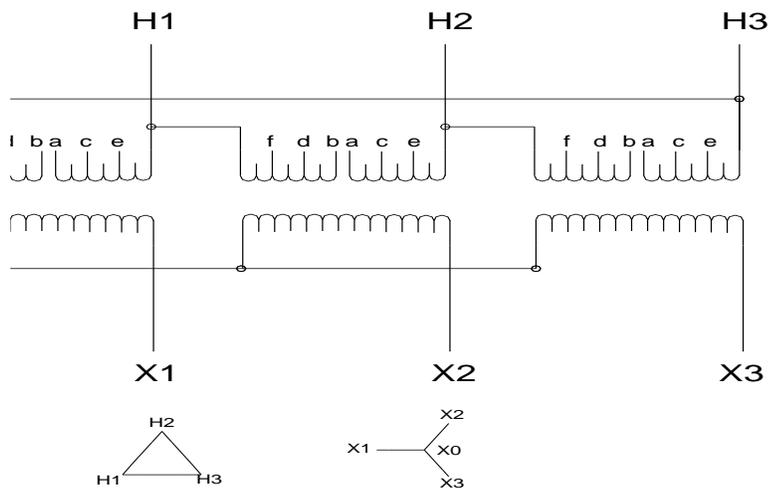


Figura 3.3. Diagrama de conexión del Transformador de Potencia TM III-T1

En una carga equilibrada conectada en DELTA la tensión de línea y la tensión de fase son iguales, es decir $V_{línea} = V_{fase}$ y la corriente de línea es $\sqrt{3}$ la corriente de fase.

En una carga equilibrada conectada en estrella la corriente de línea es igual a la corriente de fase. La corriente en el neutro es cero y la tensión de línea es $\sqrt{3}$, mayor que la tensión de fase, es decir, $V_{línea} = \sqrt{3}V_{fase}$ de acuerdo a la figura 3.3.

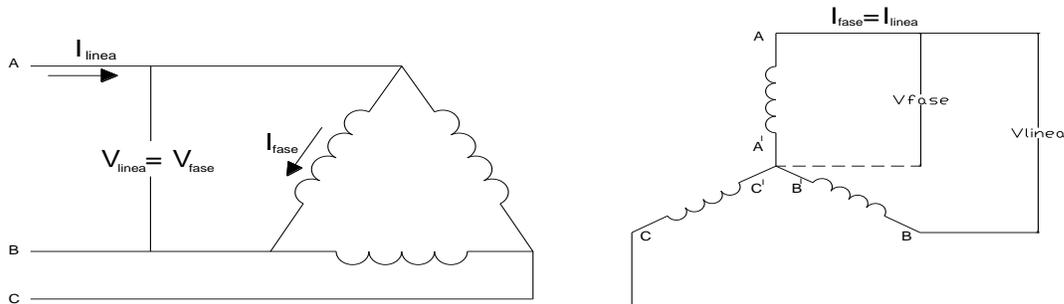


Figura 3.4. Conexión DELTA-ESTRELLA

Cálculo de las corrientes en la conexión Delta-Estrella del Transformador de Potencia Uno de la S.E Tres Mesas fase III (TMIII-T1)

Datos del Transformador: (Ver diagrama unifilar figura 3.1)

Capacidad del Transformador: 7.5 / 9.38 MVA

Relación de Transformación: 115 / 13.8 kV

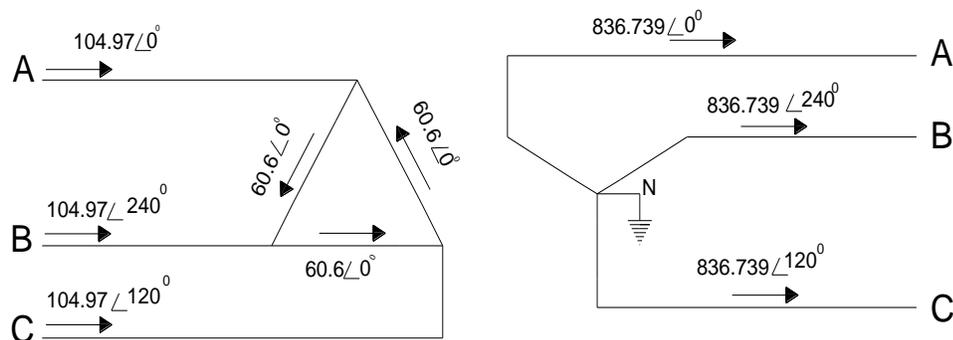


Figura 3.5. Comportamiento de las corrientes y voltajes Delta -Estrella

Se supone una demanda de 9.38 MVA que corresponde a la capacidad del transformador.

Para la conexión DELTA que se muestra en la figura 2.5. se tiene:

-Se calcula la I_{linea} .

$$S_T = \sqrt{3} V_{linea} I_{linea} \quad \text{Donde } S_T \text{ es la potencia que se demanda.}$$

$$\text{La } I_{linea} = \frac{S_T}{\sqrt{3} V_{linea}} = \frac{9380}{\sqrt{3} (115)} \quad \therefore I_{linea} = 47.09 \angle 30^\circ \text{ Amp.}$$

$$\text{La } I_{fase} = \frac{I_{linea}}{\sqrt{3}} = \frac{47.09}{\sqrt{3}} \quad \therefore I_{fase} = 27.18 \text{ Amp.}$$

Como la $V_{linea} = V_{fase} = 115 \text{ kV}$

Para el caso de la conexión ESTRELLA se observa en la figura 2.5. que:

$$V_{linea} = 13800 \text{ Volts}$$

$$\text{El } V_{fase} = \frac{V_{linea}}{\sqrt{3}} = \frac{13800}{\sqrt{3}} \quad \therefore V_{fase} = 7967.43 \text{ Volts.}$$

Ahora se calcula la I_{linea}

$$S_T = \sqrt{3} V_{linea} I_{linea}, \text{ donde la } I_{linea} = \frac{S_T}{\sqrt{3} V_{linea}} = \frac{9380}{\sqrt{3} (13.8)} \quad \therefore I_{linea} = I_{fase} = 392.46 \text{ Amp.}$$

$$\text{La relación de transformación es } \frac{V_{linea A.T}}{V_{linea B.T}} = \frac{115 \text{ kV}}{13.8 \text{ kV}} = 8.33$$

La $I_{base} = 392.46 \text{ Amp. en } 13.8 \text{ kV}$

La $I_{base} = 47.09 \text{ Amp. en } 115 \text{ kV}$

La figura 3.6 muestra una *falla de fase a tierra* en el lado de la ESTRELLA (secundario), se consideran las I_{linea} y $I_{fase} = 1.0 \text{ p.u.}$, considerando relación unitaria del transformador.

Cuando la falla es en X1 la corriente circula por la fase y el neutro, esta falla se refleja en lado de la DELTA (primario) en H1 y H3 en un 58% de la corriente en la ESTRELLA o que es lo mismo $\frac{1}{\sqrt{3}}$, mientras que en las demás fases la corriente es igual a cero.

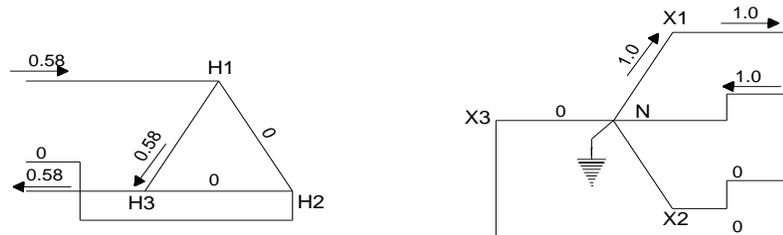


Figura 3.6. Comportamiento de las corrientes para una falla de fase a tierra.

3.3. CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DE LOS AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA LA SUBESTACIÓN TRES MESAS FASE III.

Según cálculos de corriente de corto circuito en la sección anterior, se obtienen los siguientes datos:

Corrientes de corto circuito en el Bus de 115 kV

$$I_{cc3\phi} = 4338 \text{ Amperes.}$$

$$I_{cc1\phi} = 2975 \text{ Amperes.}$$

Corrientes de corto circuito en el Bus de 13.8 kV

$$I_{cc3\phi} = 3100 \text{ Amperes.}$$

$$I_{cc1\phi} = 3190 \text{ Amperes.}$$

3.4. CLASIFICACIÓN Y DETERMINACIÓN DE LA CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA TM III-T1.

El transformador de potencia STD-T1 que actualmente opera en la subestación SANTO DOMINGO tiene una capacidad de 7.5/9.38 MVA y según la tabla de Clasificación de los Transformadores de Potencia este transformador pertenece a la categoría III.

Para hacer el trazo de esta curva se utiliza la corriente nominal del transformador referida a 13.8 kV.

$$I_n = \frac{(MVA \times 1000)}{\sqrt{3} \times kV}$$
$$I_n = \frac{(7.5 \times 1000)}{\sqrt{3} \times 13.8} = 313.80 \text{ Amperes}$$

Entonces los puntos de la curva de daño del transformador STD-T1 son:

DATOS:

$$I_n = 313.80 \text{ Amperes}$$

$$Z_t = 0.092 \text{ p.u.}$$

$$Z_s = 0$$

Se considera un bus infinito es decir, la impedancia del sistema igual con cero ya que con este método se obtienen resultados de las condiciones máximas de respuesta (corrientes) a las que el transformador estará sometido.

PUNTO 1:

$$T = 2 \text{ Seg.}$$

$$I = \frac{I_n}{Z_t} = \frac{313.80}{0.092} = 3410.86 \text{ Amp.}$$

PUNTO 2:

$$T = 8 \text{ Seg.}$$

$$I = \left(\frac{In}{Z_t + Z_s} \right) (0.5) = \left(\frac{313.80}{0.092} \right) (0.5) = 1705.43 \text{ Amp.}$$

PUNTO 3:

$$T = 5000 x (Z_t + Z_s)^2$$

$$T = 5000 x (0.092 + 0)^2 = 5000 x 0.008464 = 42.32 \text{ Seg.}$$

$$I = \left(\frac{In}{Z_t + Z_s} \right) (0.5) = \left(\frac{313.80}{0.092} \right) (0.5) = 1705.43 \text{ Amp.}$$

PUNTO 4:

$$T = 50 \text{ Seg.}$$

$$I = In x 5$$

$$I = 313.80 x 5 = 1565 \text{ Amp.}$$

PARTE DE LA CURVA TERMICA

PUNTO 5:

$$T = 60 \text{ Seg.}$$

$$I = In x 4.75$$

$$I = 313.80 x 4.75 = 1490.55 \text{ Amp.}$$

PUNTO 6:

$$T = 300 \text{ Seg.}$$

$$I = In x 3$$

$$I = 313.80 x 3 = 941.4 \text{ Amp.}$$

PUNTO 7:

$$T = 1800 \text{ Seg.}$$

$$I = In x 2 \quad I = 313.80 x 2 = 627.6 \text{ Amp.}$$

TIPO DE CURVA: ANSI

Categoría III para fallas frecuentes

CURVA DE DAÑO DEL TRANSFORMADOR STD-T1

Punto	Tiempo(seg)	Corriente (Amp.)
1	2	3410.80
2	8	1705.43
3	42.32	1705.43
4	50	1565
5	60	1490.55
6	300	941.4
7	1800	627.6

Tabla 3.1.

Categoría para fallas frecuentes

3.5 DETERMINACIÓN DE LAS CORRIENTES DE ENERGIZACIÓN Y DE LOS PUNTOS DE CARGA FRIA.

CORRIENTE DE ENERGIZACIÓN Ó MAGNETIZACIÓN.

Adicionalmente a la curva ANSI del transformador, el punto de corriente de magnetización, es una referencia importante, sobre todo al considerar la operación de dispositivos de protección de sobre corriente como son fusibles o relevadores.

La corriente de magnetización de un transformador depende de los siguientes factores y su duración se considera típicamente de 0.1 segundos.

Capacidad del transformador.

Magnetismo residual o remanente del núcleo.

Punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización.

Ubicación del transformador dentro del sistema eléctrico.

El valor máximo de esta corriente de magnetización se puede obtener de la tabla 3.2 y debe considerarse para prevenir operaciones de la protección en falso al energizar el transformador.

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	CORRIENTE DE MAGNETIZACIÓN O INRUSH(rms)
500 a 200	(8)(I nom.)
MAYOR DE 2500	(10 – 12)(I nom.)

Tabla 3.2.
Magnitud De La Corriente De Magnetización Para Transformadores.

La corriente de magnetización para el transformador STD -T1 de acuerdo a la tabla es de 10 a 12 veces la corriente nominal en este caso se calcula la corriente nominal a su mayor capacidad de 20 MVA:

$$I_{nom} = \frac{9380}{(\sqrt{3})(13.8 \text{ kV})} = 392.24 \text{ Amp.} \quad (3.1)$$

Por lo tanto la corriente de energización es:

$$(7.5)(392.24 \text{ Amp.}) = 2941.8 \text{ Amp. en un tiempo de 0.1 seg.}$$

3.5.1 CORRIENTE DE CARGA FRÍA

Aunque esta corriente no depende de las características del transformador, es importante tomarla en consideración con el objeto de evitar operaciones en falso de la protección, cuando se alimenta súbitamente una carga por parte del transformador.

La denominada “cold load” o carga fría, depende fundamentalmente de la naturaleza y características de la carga; pudiendo considerarse para fines prácticos en la aplicación de transformadores, que varía desde 1 x I nom. para cargas puramente resistivas, hasta 6 x I nom. para cargas altamente inductivas.

En cuanto al tiempo promedio de duración de esta corriente transitoria, puede tomarse con bastante exactitud un valor de 1 segundo.

Para este transformador se consideran cargas predominantemente inductivas en el cálculo de la corriente de carga fría de esta manera se obtiene la condición más crítica, de igual manera se considera la capacidad mayor del transformador es decir 20 MVA para el cálculo de la corriente nominal.

$$I_{nom} = \frac{9380}{(\sqrt{3})(13.8 KV)} = 392.24 \text{ Amp.} \quad (3.2)$$

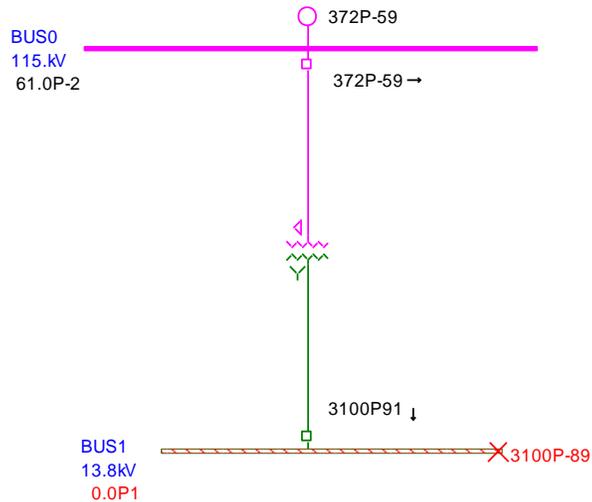
Por lo tanto la corriente de carga fría es:

$$(6)(392.24 \text{ Amp.}) = 2353.44 \text{ Amperes en un tiempo de 1 Seg.}$$

El relevador (72010) que protege el lado de alta tensión del transformador se coordina con el relevador (42010) que protege el lado de baja tensión y este a su vez se coordina con los relevadores que protegen los interruptores de circuito (4010, 4020,..etc.), estos deben cumplir con los tiempos de coordinación señalados relevador-relevador que indica que debe existir un margen mínimo en tiempo de coordinación de 0.3 a 0.4 segundos entre las curvas características de Tiempo-Corriente.

CAPITULO 4

CÁLCULO Y DETERMINACIÓN DE LOS AJUSTES DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA LA SUBESTACIÓN TM III



De acuerdo a los cálculos de corriente de corto circuito en el programa ASPEN ON LINER, se obtienen los siguientes datos:

Corrientes de corto circuito en el Bus de 115 kV

I_{cc} 3φ= 4338 Amperes

I_{cc} 1φ= 2975 Amperes

Corrientes de corto circuito en el Bus de 13.8 kV

I_{cc} 3φ= 3100 Amperes

I_{cc} 1φ= 3190 Amperes

4.1 ESQUEMA DE PROTECCIÓN 51F/51NT EN ALTA TENSIÓN TM III-72010

CÁLCULO DE AJUSTES DEL RELEVADOR DE FASE 51F

Para calcular la protección de fase se requiere conocer el valor de la corriente nominal del transformador en 115 kV primeramente para el T1.

Capacidad del transformador T1 = 7.5/9.38 MVA

Relación = 115 / 13.8 kV = 8.33

Conexión. Delta - Estrella Aterrizada

La In del transformador se calcula en base a la capacidad OA:

$$I_n = \frac{(MVA \times 1000)}{\sqrt{3} \times kV}$$
$$I_n = \frac{(7.5 \times 1000)}{\sqrt{3} \times 115} = 37.65 \text{ Amp.}$$

Los relevadores de fase deberán ajustarse a un TAP que permita llevar el 210% de la corriente nominal.(Dato practico).

$$(210\%)(I_n) = 2.1 \times 37.65 \text{ Amp.} = 79.06 \text{ Amp.}$$

Selección de la Rtc

Para la selección de la RTC se deben cumplir las siguientes condiciones:

a) Se requiere que a corriente máxima de falla la corriente secundaria no sea mayor a 20 veces la corriente nominal (100 Amperes.)

b) A corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 Amperes.

Probamos la primera condición.

$$\frac{I_{cc3\phi \max}}{RTC} \text{ Menor que } 100$$

$$RTC = \frac{4338}{100} = 43.38/1 = 216.9/5$$

Seleccionamos la $RTC = 300/5 = 60/1$

Probamos la segunda condición

$$I_{sec \max} = I_{\max} \text{ Carga} / RTC$$

$$I_{sec \max} = \frac{79.06}{60} = 1.32 \text{ AMP}$$

Como el valor de la corriente calculada no es mayor que 5 Amp. y cumple con las condiciones 1 y 2 la RTC seleccionada es de 300/5

Selección del Tap.

TAP = corriente de arranque (pick up)

$$\frac{79.06}{60} = 1.32 \text{ Amp.}$$

TAP = $I_{carga \max} / RTC =$

Si se selecciona este valor de TAP la protección en el lado de alta tensión del transformador estará muy limitada debido a que al obtener los MVA con los que opera el relevador con este valor se encuentra que son:

$$MVA = TAP \times RTC \times \sqrt{3} \times 115 \text{ kV}$$

$$MVA = 1.32 \times 60 \times \sqrt{3} \times 115 \text{ KV} = 0.3976$$

Por lo tanto seleccionaremos un TAP de 1.32 considerando que es el único transformador con relación de 115/13.8 kV's por lo tanto no necesitamos ajustar a mayor capacidad el transformador por transferencias de carga.

Selección de la Palanca.

Para la selección de la palanca se utiliza el múltiplo de TAP (MT)

Como se va a coordinar en el lado de 13.8 kV se refieren los valores a este lado

$$MT = \frac{I_{cc} \text{ máx } 3\phi_{13.8KV}}{(TAP \times RTC \times RTT)}$$

$$MT = \frac{3100}{1.32 \times 60 \times 8.33} = 4.69$$

Se propone el uso de una curva I.E.C (Extremadamente Inversa C3) del manual del relevador marca SEL 311C se obtiene la siguiente formula:

$$TRIP TIME = TD(80.0/(M^2 - 1))$$

Considerando el procedimiento el Trip Time de 1 segundos y utilizando los vales anteriormente calculados obtenemos el siguiente valor:

$$1 = TD(80.0/4.69^2 - 1)$$

$$1 = TD(80.0/20.9961)$$

$$1 = TD(3.8102)$$

$$TD = \frac{1}{3.8102}$$

$$TD = 0.26$$

Obteniendo como resultado para un Múltiplo de TAP (MT) de 4.69 y para que opere en un tiempo de 1 seg. Una palanca de 0.26, el relevador opera para falla máxima de 3100 amperes trifásica en el bus de 13.8 kV:

RELEVADOR SEL 351: STD 72010 PROTECCIÓN 51F

TAP: 1.32 PAL: 0.26 RTC: 300/5 CURVA: EXT INVERSA C3

Tabla 4.1

Relevador Sel 351, Protección 72010 51F

CÁLCULO DEL AJUSTE DEL RELEVADOR DE FASE A TIERRA 51NT

Para este caso la protección es 51 NT STD T1

Se utiliza una RTC: 1200/5, esto con el fin de proteger al T.C. en caso de falla

Selección del TAP

Por experiencia del personal del Departamento de Protecciones se puede decir que el TAP del relevador de neutro puede ser entre el 10 y el 70% del valor del TAP del revelador de fase.

Para este caso, considerando un desbalance de carga alto, se considera un 30% de la I pickup del revelador de fase.

$$I \text{ pick up fase} = 1.32 \times 60 = 79.2$$

$$I \text{ pick up neutro} = 79.2 \times 0.3 = 23.76$$

Es necesario considerar que la protección 51F-72010 está en el lado de 115 kV y que la protección 51NT está conectada en el lado de 13.8 kV en el neutro de la estrella del transformador, por lo que habrá que referir esta corriente al lado de 13.8 kV.

$$\text{Relación} = 115/13.8 = 8.33$$

Entonces esta corriente referida al Bus de 13.8 kV es de:

$$23.76 \times 8.33 = 197.92 \text{Amp.}$$

$$TAP = \frac{I_{ajuste}}{RTC} = \frac{197.92}{240}$$

$$TAP = 0.82$$

Selección de la palanca.

La palanca se determina calculando el M.T. para el valor de falla monofásica máxima en el bus de 13.8 kV, con un tiempo de despeje de la falla no mayor a un segundo.

$$MT = \frac{I_{cc} F_{max}}{TAP \times RTC}$$

$$MT = \frac{3190}{0.82 \times 240}$$

$$MT = 16.20$$

Se propone el uso de una curva I.E.C Muy Inversa del manual del relevador marca SEL 351 se obtiene la siguiente formula:

$$1 = TD(13.5/M - 1)$$

$$1 = TD (13.5/16.20 - 1)$$

$$1 = TD (0.8881)$$

$$TD = \frac{1}{0.8881}$$

Resolviendo la ecuacion resulta

$$TD = 1$$

Obteniendo como resultado para un múltiplo de TAP de 16.20 y para que opere en un tiempo de 1 seg. Una palanca de 0.82, el relevador opera para falla máxima de 3190 amperes en el bus de 13.8 kV.

RELEVADOR SEL 351: TM III 72010 PROTECCIÓN 51NT			
TAP: 0.82	PAL: 1	RTC: 1200/5	CURVA: MUY INVERSA C2

Tabla 4.2

Relevador Sel 351, Protección 72010 51NT

4.2 ESQUEMA DE PROTECCIÓN 51F/N EN BAJA TENSIÓN STD-42010 CÁLCULO DE AJUSTES DEL RELEVADOR DE FASE 51F

Para calcular la protección de fase se requiere conocer el valor de la corriente nominal del transformador en 13.8 kV.

Capacidad del transformador T1 = 7.5 / 9.38 MVA.

Relación = 115 / 13.8 kV = 8.33

La In del transformador se calcula en base a la capacidad OA:

$$I_n = \frac{(MVA \times 1000)}{\sqrt{3} \times KV}$$
$$I_n = \frac{(7.5)(1000)}{\sqrt{3} \times 13.8} = 313.80 \text{ Amp.}$$

Los relevadores de fase deberán ajustarse a un TAP que permita llevar el 205% de la corriente nominal (205%) (In) = 2.05 x 313.80 Amp. = 643.29 Amp.

Selección de la RTC

Para la selección de la RTC se deben cumplir las siguientes condiciones:

- 1.- Se requiere que a corriente máxima de falla la corriente secundaria no sea mayor a 20 veces la corriente nominal (100 Amperes.)
- 2.- Se requiere que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 Amperes.

Probamos la primera condición

$$\frac{I_{cc3\phi \max}}{RTC} \text{ Menor que } 100$$
$$RTC = \frac{3100}{100} = 31/1 = 155/5$$

Seleccionamos la RTC = 200/5 = 40/1

Probamos la segunda condición

Isec máx. = I máx. Carga / RTC

$$I_{sec\ max} = \frac{634.29}{40} = 15.85$$

Como el valor de la corriente calculada es mayor que 5 Amp. seleccionamos el valor de RTC con el cual la Isec max no sea mayor a 5 Amp.

$$I_{sec\ max} = \frac{634.29}{240} = 2.64\ \text{amp.}$$

Por lo tanto la RTC seleccionada es de 1200/5 ó 240/1

Selección del TAP.

TAP = corriente de arranque o pick up

$$\text{TAP} = I_{\text{carga max}} / \text{RTC} = \frac{634.29}{240} = 2.64$$

Se utilizará un relevador marca SEL tipo 351 .Se propone el uso de una curva muy inversa.

Selección de la palanca.

Para la selección de la palanca se utiliza el múltiplo de TAP (MT)

$$\text{MT} = \frac{I_{cc\ \text{máx}}\ 3\phi_{13.8\ \text{KV}}}{(\text{TAP} \times \text{RTC})}$$

$$\text{MT} = \frac{3100}{2.64 \times 240}$$

$$\text{MT} = 4.89$$

La siguiente formula se obtiene del manual del relevador marca SEL tipo 351

$$TRIP TIME = TD(80.0/M^2 - 1)$$

Donde M es el múltiplo de TAP, TD es la palanca y TRIP TIME es el tiempo de operación
Para un tiempo de operación del relevador de 0.6 segundo se obtiene una palanca de:

$$0.6 = TD(80.0/4.89^2 - 1)$$

Resolviendo la ecuacion resulta

$$TD=0.17$$

Obteniendo como resultado para un Múltiplo de TAP de 4.89 y para que opere en un tiempo de 0.6 seg una palanca aproximada de 0.17 el relevador opera para falla máxima 3100 amperes Con este valor se tiene el rango de coordinación entre relevador-relevador de fase, en este caso SEL 351. Este rango de coordinación es de 0.3 a 0.4

Para este caso se tiene un rango de coordinación de: $1 - 0.6 = 0.4$ seg.

RELEVADOR SEL-351: TM III T1 42010 PROTECCIÓN 51F			
TAP: 2.64	PAL: 0.17	RTC: 1200/5	CURVA: EXT INVERSA C3

Tabla 4.3

Relevador Sel 351, Protección 42010 51F

CÁLCULO DEL AJUSTE DEL RELEVADOR DE FASE A TIERRA 51N

Para este caso la protección es 51 N STD-T1

Se utiliza la misma RTC que se obtuvo para la protección 51F 42015 es decir una RTC:
1200/5

Selección del TAP

Por experiencia del personal del departamento de protecciones se puede decir que el TAP del relevador de neutro puede ser entre el 10 y el 70% del valor del TAP del revelador de fase.

Para este caso, considerando un desbalance de carga alto, se considera un 30% de la I pickup del revelador de fase.

$$I \text{ pick up fase} = 2.64 \times 240 = 633.6$$

$$I \text{ pick up neutro} = 633.6 \times 0.3 = 190.08$$

$$TAP = \frac{I \text{ max}}{RTC} = \frac{190.08}{240} = 0.792$$

Selección de la palanca.

La palanca se determina calculando el M.T. para el valor de falla máxima en el bus de 13.8 kV, con un tiempo de despeje de la falla de 0.6 segundos.

$$MT = \frac{I_{cc} F_{max}}{TAP \times RTC}$$

$$MT = \frac{3190}{0.792 \times 240}$$

$$MT = 16.78$$

Se propone el uso de una curva I.E.C Muy Inversa del manual del relevador SEL 351 se obtiene la siguiente formula:

$$TRIP \ TIME = TD \left(0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right)$$

Donde M es el múltiplo de TAP, TD es la palanca y TRIP TIME es el tiempo de operación
Para un tiempo de operación del relevador de .6 segundo se obtiene una palanca de:

$$0.6 = TD(13.5/M - 1)$$

Resolviendo la ecuacion resulta

$$TD=0.70$$

Obteniendo como resultado para un Múltiplo de TAP de 16.78 y para que opere en un tiempo de 0.6 seg una palanca aproximada de 0.70, el relevador opera para falla máxima en 0.6 seg. Con este valor se tiene el rango de coordinación entre relevador-relevador de neutro, en este caso SEL 351. Este rango de coordinación es de 0.3 a 0.4

Para este caso se tiene un rango de coordinación de:

$$1 - 0.6 = 0.4 \text{ seg.}$$

RELEVADOR SEL: TM III 42010 PROTECCIÓN 51N			
TAP: 0.79	PAL: 0.70	RTC: 1200/5	CURVA: MUY INVERSA C2

Tabla 4.4

Relevador Sel 351, Protección 42010 51N

4.3 ESQUEMA DE PROTECCIÓN 50/51 F/N STD -4010

CÁLCULO DE LA PROTECCIÓN 51F

Si tomamos en cuenta la potencia OA del transformador de potencia y que tenemos 4 circuitos de distribución para este banco de transformación, se tomara como carga máxima, a ésta potencia para casos de emergencia o por maniobra que deberá soportar cualquiera de los otros dos circuitos de distribución.

a) Se requiere que a corriente máxima de falla la corriente secundaria no sea mayor a 20 veces la corriente nominal (100 Amperes.)

b) Se requiere que a corriente máxima de carga, la corriente secundaria no sea mayor de 5 Amperes.

Probamos la primera condición

$$\frac{I_{cc3\phi \max}}{RTC} \text{ Menor que } 100$$
$$RTC = \frac{3100}{100} = \frac{31}{1} = 155/5$$

Seleccionamos la $RTC = 100/5 = 20/1$

Si la corriente máxima considerando que cada circuito su carga máxima será de 5 MVA y que cada circuito podrá llevar por lo menos un circuito mas por condiciones de transferencia o falla se calcularan a 10 MVA.

$$I_{pick \ up} = \frac{10000}{\sqrt{3} \times 13.8}$$

$I_{pick \ up} = 418$ amperes

Considerando que el calibre de los circuitos cuenta con cable ACSR 3/0 y que su capacidad de corriente es de 315 amperes sin que sufra daño, se considera como máximo una corriente de 300 amperes de marca máxima.

Probamos la segunda condición

$$I_{sec \ max.} = I_{\max. \ Carga} / RTC$$

$$I_{sec \ max} = \frac{300}{20} = 15$$

No cumple la segunda condición, y se selecciona otro valor de TC.

$$I_{sec \ max} = \frac{300}{120} = 2.5$$

Para cuyos valores escoge una RTC de 600/5 ó 120/1

Teniendo en cuenta que para el valor de falla máximo no debe de exceder de 100 Amperes secundarios

Selección del TAP.

$$TAP = \frac{300}{120} = 2.5$$

Por lo tanto se escoge un TAP de 2.5 Amperes.

Para este valor de TAP se tiene una corriente de arranque de 300 Amperes.

Selección de la palanca.

$$MT = \frac{I_{cc \text{ F max}}}{TAP \times RTC}$$

$$MT = \frac{3100}{2.5 \times 120}$$

$$MT=10.33$$

Se propone el uso de una curva I.E.C Extremadamente Inversa del manual del relevador SEL se obtiene la siguiente formula:

$$0.2 = TD(80.0/m^2 - 1)$$

$$0.2 = TD (80.0/10.33^2 - 1)$$

Resolviendo la ecuacion resulta

$$TD=0.26$$

Obteniendo como resultado para un Múltiplo de TAP de 2.5 y para que opere en un tiempo de 0.2 seg una palanca aproximada de 0.26, el relevador opera para falla máxima en 0.20 seg. Con este valor se tiene el rango de coordinación entre relevador-relevador de fase, en este caso SEL 351. Este rango de coordinación es de 0.3 a 0.4, Para este caso se tiene un rango de coordinación de:

$$0.6 - 0.2 = 0.4 \text{ seg.}$$

RELEVADOR SEL351: TM III 4010 PROTECCIÓN 51F

TAP: 2.5 PAL: 0.26 RTC: 600/5 CURVA: EXT INVERSA C3

Tabla 4.5
Relevador Sel 351, Protección 4020 51F

CÁLCULO DE LA PROTECCIÓN TM III 4010 51N

El Cálculo de protección de este circuito se hace en un 40% del valor pick up del de fase.

$$I_{\text{pick up}} = 300 \times 0.40 = 120$$

Se utiliza la misma RTC que se obtuvo para la protección 51F es decir una RTC: 600/5

Para el valor de falla máximo no debe exceder de 100 amperes secundarios. De manera que si el valor máxima de falla monofásico en este punto es de 3190 Amperes, entonces

$$I_{\text{sec falla máxima}} = \frac{3190}{120} = 26.58$$

Selección del tap

$$TAP = \frac{120}{120}$$

$$TAP = 1$$

Por lo tanto se escoge un TAP de 2 Amperes.

Para este valor de TAP se tiene una corriente de arranque de 120 Amperes

Selección de la palanca

$$MT = \frac{I_{cc \text{ F max}}}{TAP \times RTC}$$

$$MT = \frac{3190}{1 \times 120} = 26.58$$

$$MT = 26.58$$

Se propone el uso de una curva I.E.C Muy Inversa del manual del relevador SEL 351 se obtiene la siguiente formula:

$$0.2 = TD(13.5/26.58 - 1)$$

Resolviendo la ecuacion resulta

$$TD= 0.37$$

Obteniendo como resultado para un Múltiplo de TAP de 26.58 y para que opere en un tiempo de 0.2 seg una palanca aproximada de 10.4 el relevador opera para falla máxima en 0.2 seg. Con este valor se tiene el rango de coordinación entre relevador-relevador de neutro, en este caso SEL 351. Este rango de coordinación es de 0.3 a 0.4

Para este caso se tiene un rango de coordinación de:

$$0.6 - 0.2 = 0.4 \text{ seg.}$$

RELEVADOR SEL 351: TM III 4010 PROTECCIÓN 51N			
TAP: 1.5	PAL: 0.37	RTC: 600/5	CURVA: MUY INVERSA C2

Tabla 4.6

Relevador Sel 351, Protección 4020 51N

COORDINACIÓN PARA UNA FALLA MONOFASICA T1

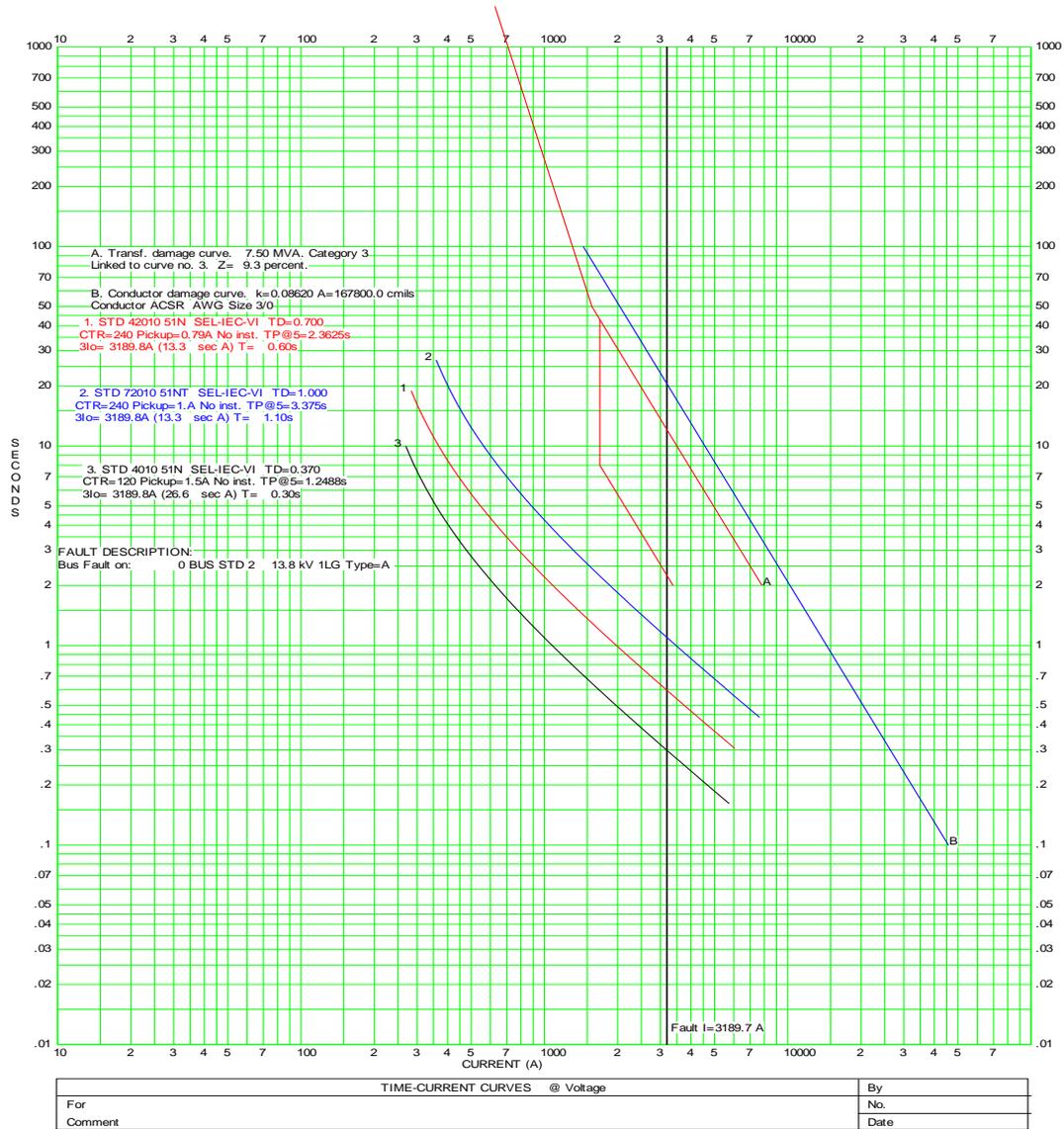


Figura 4.1. Corriente de falla monofásica T1

COORDINACIÓN PARA UNA FALLA TRIFASICA T1

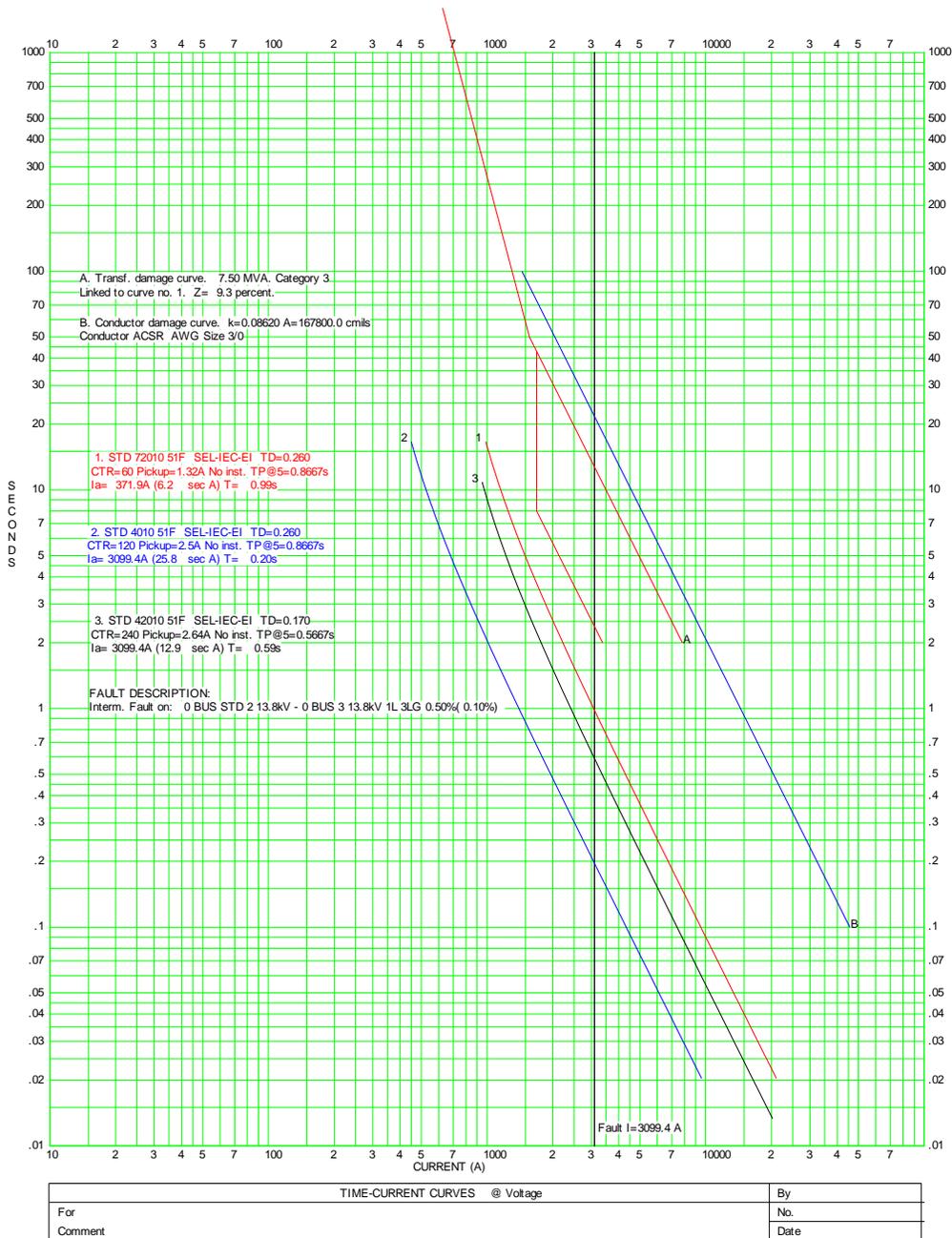


Figura 4.2. Corriente de falla trifásica T1

CONCLUSIÓN

El trabajo presentado tiene como finalidad obtener los ajustes de cálculos de protección de relevadores sel 351 para instalación del mismo en la nueva subestación debe cumplir con valores aceptables que se menciona siendo una base para decidir su puesta en servicio, la importancia de entender el comportamiento de las fallas ya que de ahí surgen la importancia de coordinar los relevadores para detectar una falla que se pueda ocasionar en los circuitos 72010, 42010, 4010, 4020, 4030, 4040. Ya que estos serán puestos a prueba con los cálculos mencionados en la subestación Tres Mesas Fase III.

La importancia de entender los comportamientos de la electricidad y cuáles son sus aplicaciones hoy en día es un hecho que todo se ve involucrado de cualquier modo con electricidad tanto en las casas como en las subestaciones de ahí surge la importancia de dicha coordinación ya que estamos englobados en la electricidad.

Se concluye que este tipo de coordinaciones nos ayuda a que si una falla ocurre sea detectada rápidamente y así no tengamos problemas ya sea en las subestaciones que nos suministran la electricidad a nuestras casas.

BIBLIOGRAFÍA

- 1.- Isidro castillo Toledo “Curso de estabilidad de sistemas eléctricos de potencia”, FING Tesis doctoral. Cinvestav-IPN, Gdl, Dicimbre 2002
- 2.- Guía de consulta para ingenieros de distribución sobre Coordinación de Protecciones. Limusa, S.A de C.V Segunda edición 2004.
- 3.- Gilberto Enríquez Harper. “Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas”. Editorial Limusa, S.A de C.V Segunda edición 2004.
- 4.- Gilberto Enríquez Harper.” Introducción de Análisis de Redes Eléctricas en Sistemas de Potencia” Editorial Limusa S.A de C.V predicción 1981.

REFERENCIA

- 1.- Eddie Antonio Pérez Collao. (2014). Análisis de falla en los sistemas eléctricos de potencia. Antofagasta, Chile: EPC.
- 2.- Ramón M. Mujal. (Septiembre 2002). Protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia. Catalunya, SL: UPC.
- 3.- CFE, Comisión Federal De Electricidad (2014) (página web en línea) Disponible: <https://www.cfe.mx/acercacfe/Quienes%20somos/Pages/historia.aspx> (Consulta: 2018, Febrero)
- 4.- C.F.E. (2005). “Protección de Sistemas Eléctricos”. Limusa S.A de C.V segunda edición.
- 5.- Causas de las fallas (página web en línea) Disponible: <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sisspot/Libros.htm> (Consulta: 2007, Febrero 17)
- 6.- COES. (2008). Principios para la Protección de un Sistema Eléctrico. En Criterios de ajustes y coordinación de los sistemas de protección del Sein(4-10). México: Limusa S.A de C.V..
- 7.- C.F.E. (2005). “Procedimientos de pruebas de campo para el equipo Primario de Subestación de Distribución”. Limusa S.A de C.V segunda edición.

