

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

Reporte de Residencia

Memoria Técnica y Coordinación De Protección, Aumento De Capacidad Del Transformador Subestación Bochil.

Luis Eduardo Espinosa Muñoz 12270623

Ingeniería Eléctrica.

ASESOR INTERNO.

Ing. Jorge Díaz Hernández

ASESOR EXTERNO.

Ing. Cesar Antonio Sánchez Velasco

CFE-Comisión Federal de Electricidad

AGOSTO – DICIEMBRE 2016



Listado de abreviaturas

Kv	Kilo Volts
C.C.	Corto Circuito
HZ	Hertz
TH	Thevenin
Z	Impedancia
3F	3 Fases o Trifásico
1F	1 Fase o Monofásico
FT	Fase-Tierra
T	Transformador
S.E.	Sistema Eléctrico
UM	Unidad de Medición
P.U.	Por Unidad
RTC	Relación de Transformación de Corriente
TC	Transformador de Corriente
TAP	Corriente
PALANCA	Tiempo
MVA's	Mega Volts Ampere
OA	Aislante con Enfriamiento Natural
FA	Aislante con Enfriamiento con Aire Forzado
TCC	Curva-Tiempo-Corriente
Ip	Corriente Primaria
Is	Corriente Secundaria
C	Contacto
BD	Bobina de Disparo
B	Bobina de Operación
BB	Banco de Baterías
51	Protección por sobre corriente
52	Interruptor de Potencia C.A
87	Protección Diferencial

ÍNDICE

Listado de abreviaturas.....	1
1. Introducción	3
1.1 Antecedentes	3
1.2 Estado del arte	4
1.3 Justificación.....	5
1.4 Objetivo.....	5
1.5 Metodología	6
2. Fundamento Teórico	10
2.1 Relevadores	10
2.2 Transformadores	12
2.3 Transformadores de corriente (TC's).....	21
2.4 Estudio de corto circuito	27
3. Desarrollo.....	30
3.1 Recopilación de datos.....	30
3.2 Equivalentes de Thevenin del sistema eléctrico.....	31
3.3 Cálculos de corto circuito y ajustes para las protecciones de BCH-T1,87T,51AT,51BT y 51NT	35
4. Resultados y Conclusiones.....	45
4.1 Resultados	45
4.2 Conclusiones	48
Referencias Bibliográficas	49
Anexos.....	51
Anexo A: Ajustes del relevador 351	51
Anexo B: Esquema de protección con relevadores para el transformador subestación Bochil. ...	53
Anexo C: Zonas de protección de la subestación Bochil.	55
Anexo D: Subestación bochil.....	57
Anexo E: Diagramas trifilares INT.4010, INT.4020, INT.4030.....	58
Anexo F: Diagramas de mandos y alarmas	61

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La coordinación de sobrecorriente es una aplicación sistemática de dispositivos de protección que actúan por corriente en el sistema eléctrico, que en respuesta a una falla o sobrecarga, sacará de servicio sólo una mínima cantidad de equipo. La razón principal será proteger al personal de los efectos de estas fallas, minimizar el daño al equipo eléctrico y reducir los costos por salidas de servicio de la carga asociada.

El estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente consiste en un estudio organizado tiempo – corriente de todos los dispositivos en serie desde la carga hasta la fuente. Este estudio es una comparación del tiempo que toma cada uno de los dispositivos individuales para operar cuando ciertos niveles de corriente normal o anormal pasa a través de los dispositivos de protección.

El motivo de un estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente es determinar las características, valores nominales y ajustes de los dispositivos de protección que aseguren que la mínima carga no fallada se interrumpa cuando los dispositivos de protección aíslan una falla o una sobrecarga en cualquier parte del sistema eléctrico.

Al mismo tiempo, los dispositivos y ajustes de protección deberán proporcionar satisfactoriamente protección contra sobrecargas e interrumpir corrientes de corto circuito tan rápidamente como sea posible. Los estudios de coordinación de protecciones son necesarios para seleccionar o verificar las características de liberación de fallas de los dispositivos de protección tales como fusibles, interruptores y relevadores usados en el esquema de protección.

Adicionalmente, los dispositivos de protección se deben coordinar para interrumpir a pocos clientes o cargas como sea posible. Las características que se deben considerar durante el diseño y coordinación de las protecciones que definen un diseño eficiente del esquema de protecciones de cada sistema eléctrico son: Confiabilidad, rapidez, economía, simplicidad y selectividad.

1.2 Estado del arte

Durante el mes de mayo de 1981, la División Bajío presentó dentro del marco de la Tercera Reunión del Comité de distribución Centro Occidental, el trabajo titulado "Procedimiento para Coordinación de Protecciones en Circuitos de Distribución". En el mes de agosto del mismo año, durante la Tercera Reunión del Comité de Distribución Sur-Sureste, fue presentado por la División Oriente el documento "Conocimientos Mínimos para Ajustes y Coordinación de Protecciones en Subestaciones de Distribución y Circuitos de las mismas".

Al ser complementarios ambos documentos, se consideró que reunían los requisitos necesarios para implantarse como procedimiento, decidiéndose que tomando en cuenta los criterios generales de aplicación de protecciones en sistemas de Distribución, era necesario establecer un procedimiento a nivel nacional; por lo que con la participación de representantes de los tres Comités Regionales de Distribución y de la Gerencia de Distribución, se conformó e implantó en 1983 el "Procedimiento para Coordinación de Protecciones de Sobrecorriente en Sistemas de Distribución".

El documento quedó registrado a partir de Marzo de 1988 con la clave GOM-1520, dentro del manual de procedimientos técnicos del área de Distribución. Durante el tiempo transcurrido desde la implementación de dicho documento, el continuo y rápido desarrollo tecnológico produjo una serie de innovaciones que se reflejaron tanto en la fabricación de nuevos equipos de protección, como en el desarrollo de modernas herramientas (informáticas principalmente), para el análisis de los sistemas eléctricos.

Aunque los criterios de coordinación de protecciones no se modificaron en lo fundamental, se hizo evidente la obsolescencia del procedimiento, por lo que se decidió su revisión y actualización. La presente revisión contó con la participación de ingenieros especialistas en el tema de las Divisiones Jalisco, Bajío, Centro Occidente, Peninsular, Sureste y Golfo Centro así como de la Gerencia de Distribución; incluye además de la actualización, un complemento con algunos tópicos que no se contemplaron en la edición de 1983.

Así mismo fueron suprimidos diversos aspectos que no se relacionaban de manera directa con el tema. Por otra parte fue modificada de manera completa la estructura del procedimiento, conformándose a base de secciones independientes, mediante un sistema de hojas sustituibles que le dará una mayor dinámica en sus aspectos de aplicación, revisión y actualización.

En el presente trabajo se puede observar paso a paso el proceso de análisis para la coordinación de las protecciones, como parte esencial de la memoria técnica que se elaborara para la subestación bochil así también teniendo en consideración el aumento de capacidad del transformador. Tomando en consideración todo lo anterior para que su

elaboración sea de la forma más correcta de esta manera se convertirá en un documento útil para la empresa y una herramienta de ayuda para el que consulte sobre el tema.

1.3 Justificación

Lo que se quiere lograr con la coordinación de las protecciones dentro de un sistema eléctrico es obtener un óptimo funcionamiento de los equipos de este dicho sistema, además de que así se previene futuras fallas o malos manejos de los equipos involucrados. Adicionalmente, los dispositivos de protección se deben coordinar para interrumpir a pocos clientes o cargas como sea posible.

Es de suma importancia contar con los ajustes de los equipos dentro de un sistema eléctrico ya sea para realizar modificaciones futuras o para identificar las conexiones de los mismos, de una manera rápida y eficiente, para el caso de mantenimientos o fallas en dicho sistema. Logrando cumplir con los objetivos y misiones de la empresa que es ofrecer un servicio de calidad de energía y sin interrupción alguna.

La realización de una memoria técnica es de vital utilidad dentro de la empresa ya que en esta contiene los datos y cálculos necesarios de las protecciones utilizadas con el fin de tener un previo conocimiento antes de poner en servicio dichos equipos y así conocer de qué manera se coordinan unos a otros. Este es el motivo y razón por el cual me intereso la realización de este presente proyecto.

1.4 Objetivo

Con bases a los datos obtenidos del transformador realizar una memoria técnica y de esta manera coordinar las protecciones por corriente de tal manera aplicar y ajustar estos valores a los relevadores correspondientes.

Objetivo específicos

Conocer los distintos tipos de protecciones y circuitos involucrados en un sistema eléctrico así como su funcionamiento dentro del propio sistema recalcando el desempeño de cada uno.

Realizar una memoria técnica y coordinación de protecciones para el transformador de 115 Kv/13.8 Kv ubicado en la subestación bochil.

Determinar las características, capacidad y ajustes de los dispositivos de protección por sobrecorriente del sistema para optimizar su funcionamiento, aumentando de esta manera la confiabilidad del sistema.

Realizar cálculos de cortocircuito tanto a transformador como relevadores de este con base a los datos de placa.

Realizar los ajustes necesarios a relevadores de acuerdo con resultados finales.

1.5 Metodología

En general, los estudios que se efectúan a los Sistemas Eléctricos se ajustan a la siguiente secuencia:

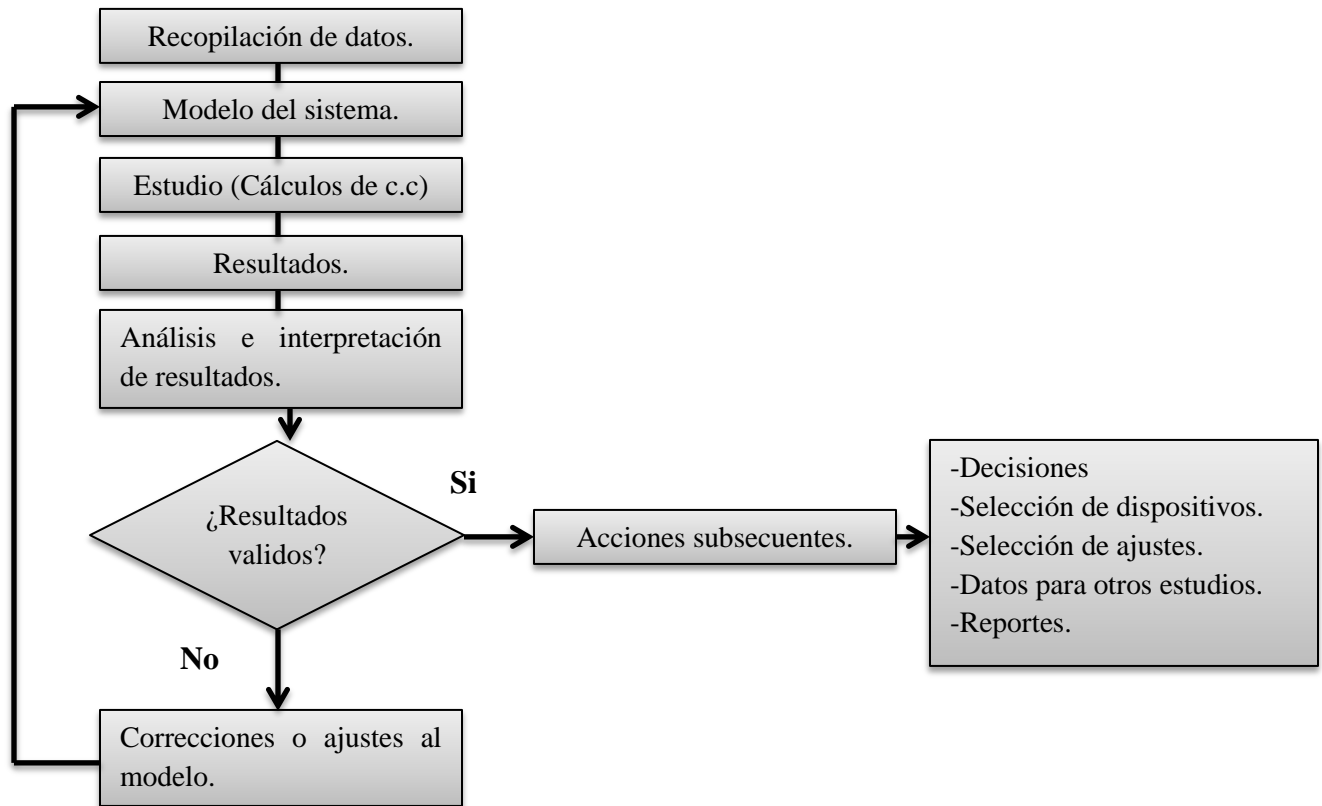


Fig. 1.1 Diagrama de bloques para estudios a sistemas eléctricos.

Recopilación de datos.- El paso inicial para llevar a efecto cualquier estudio a un Sistema Eléctrico es recabar los datos característicos de los elementos que lo componen. Para nuestros propósitos, en esta sección se define la terminología de las cantidades que intervienen y se mencionan los datos necesarios para efectuar los cálculos y/o los estudios requeridos en la coordinación de protecciones en Sistemas de Distribución.

Fuentes de datos.- Las fuentes de datos son:

- ❖ Placas de datos de máquinas
- ❖ Diagramas unifilares
- ❖ Bases de datos físicos de tramos de líneas
- ❖ Bases de datos de ajustes de dispositivos
- ❖ Estadísticas de demandas de Subestaciones

❖ Resultados de cálculos o procesos previos

Es deseable que éstos estén contenidos en archivos de bases de datos para computadora personal de manera que se puedan acceder y obtener selectivamente de acuerdo al cálculo o proceso a efectuar.

Modelo del sistema.- El Sistema de Distribución puede ser representado por medio de un diagrama unifilar en el cual se muestra la conectividad que existe entre los diversos componentes del Sistema. Se mencionan las expresiones matemáticas que describen el comportamiento de los elementos del sistema, tal que puedan ser cuantificadas sistemáticamente y usadas en programas de computadora.

Estudios (cálculos de cortocircuito).- Con los estudios de corto circuito se determinan las corrientes de falla, aportaciones y tensiones en los diversos puntos del sistema. Los estudios y pruebas que se realizan en cálculo de corto circuito y modelado de redes deben estar establecidas por las principales organizaciones que trabajan a nivel internacional sobre el tema de protecciones eléctricas y estudio de coordinación, estas instituciones y/o normas son:

INSTITUCIÓN	SIGLAS
1. AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE	ANSI
2. INSTITUTE of ELECTRICAL and ELECTRONIC	ENGINEERS IEEE
3. NSULATE POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION	IPCEA
4. NATIONAL ELECTRICAL CODE	NEC
5. NATIONAL ELECTRICAL MANUFACTURES ASSOCIATION	NEMA
6. UNDERWRITERS LABORATORIES, INC.	UL
8. SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN NORMA OFICIAL MEXICANA	GOM-152 NOM-001

Resultados.- Los resultados de un estudio de coordinación de protecciones nos indican si con los ajustes y características proporcionados de los dispositivos se tendrá una adecuada selectividad en su operación para las corrientes de corto circuito que se consideraron en los puntos de interés.

En caso de que en los estudios se visualice que no existe la adecuada operación de estos dispositivos, se tendrán que tomar acciones como: cambio de ajustes, cambio de dispositivos (tipo o característica), u otra, según el caso de estudio.

En la tabla 1.1 se indican de manera resumida dependiendo del estudio por realizar, los datos básicos requeridos así como los resultados buscados con cada tipo de estudio o cálculo. Por otra parte se señalan en la última columna, las acciones o estudios subsecuentes por realizar, derivados del primer cálculo o estudio desarrollado.

CALCULO O ESTUDIO.	ELEMENTO.	DATOS BÁSICOS.	RESULTADOS.	ESTUDIO SUBSECUENTE.
REPRESENTACIÓN EN P.U.	MAQUINAS	DATOS DE PLACA. DIAGRAMA UNIFILAR.	IMPEDANCIAS DE SECUENCIA.	ESTUDIOS DE CORTO CIRCUITO.
	CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN	DATOS FÍSICOS DE LOS DIVERSOS TRAMOS DE LÍNEA.		ESTUDIOS DE FLUJOS DE POTENCIA.
CORTO CIRCUITO.	MAQUINAS	DIAGRAMAS EN P. U. IMPEDANCIAS DE SECUENCIA EN P. U.	CORRIENTES Y VOLTAJES DE CORTO CIRCUITO EN PUNTOS DE INTERES.	ESTUDIO DE COORD. DE PROTECCIONES.
	LÍNEAS DE SISTEMA	EQUIVALENTES DE THEVENIN EN P. U. TIPOS DE FALLAS		VERIFICAR CAP. INTERRUPTIVA. ESTUDIO DE REDES DE TIERRA.
COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.	TC'S	MARCA, TIPO, CLASE, RTC'S DISPONIBLES.	RTC RECOMENDADA	INDICA SI SE TIENE O NO UNA ADECUADA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.
	RELEVADORES	MARCA, TIPO, CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN, AJUSTES Y RANGOS DISPONIBLES.	AJUSTES: TAP PALANCA INSTANTÁNEO	
	FUSIBLES	MARCA, TIPO, CAPACIDAD Y CURVA CARACTERÍSTICA.	MARCA, TIPO, CAPACIDAD, CURVA DEL FUSIBLE ADECUADO.	
	RESTAURADORES	MARCA, TIPO, RANGO DE CAPACIDADES, SECUENCIA DE OPERACIÓN, DATOS DEL DISPOSITIVO PARA FALLAS A TIERRA.	CAPACIDAD, SECUENCIA DE OPERACIONES.	
	TRANSFORMADORES	MVA'S, VOLTAJES, IMPEDANCIAS EN P.U. CONEXIÓN.	CURVA DAÑO, CARGA FRÍA, IN-RUSH.	
	SECCIONALIZADORES	MARCA, TIPO, CAPACIDAD Y AJUSTE.	CAPACIDAD, SECUENCIA.	
	CARGA	CARGA OA. CARGA FA2.		
		CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO. CRITERIOS DE COORDINACIÓN	TIEMPOS DE LIBRAMIENTO DE FALLAS.	

Tabla 1.1 Datos, necesarios para los cálculos y estudios requeridos en la coordinación de protecciones.

Para este proyecto solo se tomara en consideración el estudio de la coordinación de protecciones, pero solo en la parte importante del proyecto que es el estudio de transformadores, tc's y relevadores.

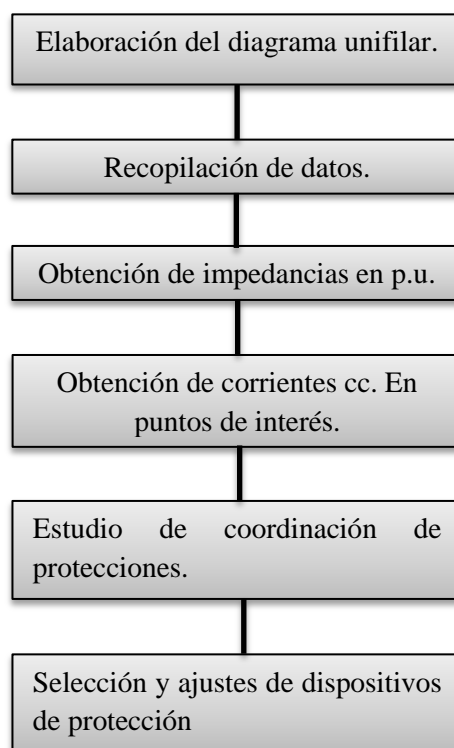


Fig. 1.2 Diagrama de bloques para efectuar estudios de coordinación de protecciones.

Principios básicos para la coordinación de protecciones.- Todos los dispositivos de protección por sobrecorriente tienen una característica de operación determinada por una curva tiempo-corriente (TCC = Time Current Curve), en esta característica el tiempo de respuesta del dispositivo a la corriente que circula por él guardan una relación inversa, esto es, que a mayor corriente, se tendrá menor tiempo de operación y, a menor corriente, mayor tiempo de respuesta. Los fusibles, relevadores de sobrecorriente y restauradores tienen este tipo de curvas características.

Estas curvas siempre son proporcionadas por el fabricante, y en algunos equipos de reciente manufactura, es posible obtener varios tipos de característica, y aún diseñar una curva especial. Existen dos formas básicas de llevar a cabo la coordinación de Protecciones por sobrecorriente en cualquier tipo de sistemas:

- ❖ Coordinación por magnitud de corriente
- ❖ Coordinación por tiempo.

2. Fundamento Teórico

2.1 Relevadores

Los relevadores de protección son dispositivos que identifican 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 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(os) interruptor(es) y otras funciones de control y alarma. En la figura 2.1 se representa en forma elemental un esquema de protección de sobrecorriente. 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 que censa el relevador, "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.

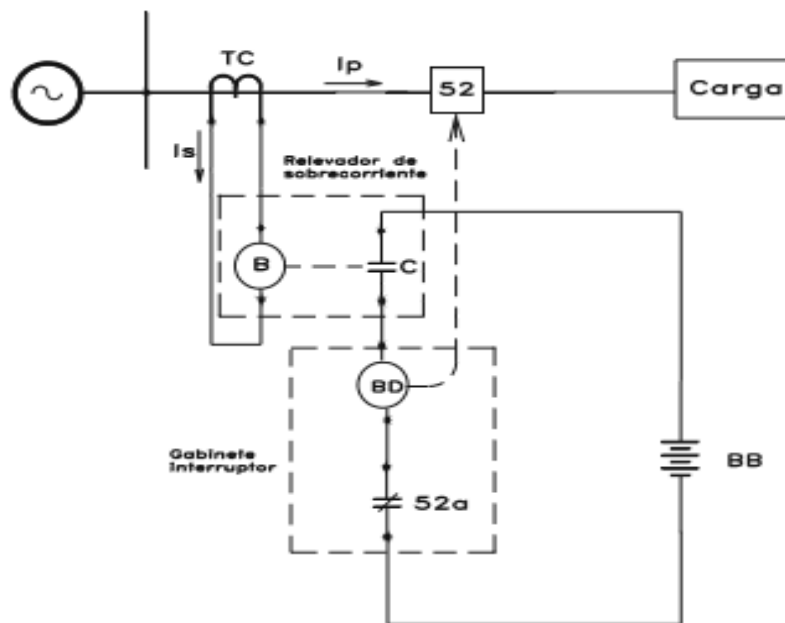


Fig. 2.1 Esquema elemental de protección de sobre corriente.

Tipos de relevadores.-Por sus características de construcción los relevadores de sobrecorriente se pueden clasificar como:

- ❖ *Relevadores electromecánicos.*
- ❖ *Relevadores estáticos.*
- ❖ *Relevadores digitales o micro procesados.*

Por sus características de tiempo-corriente, pueden ser:

- ❖ *Tiempo definido.*
- ❖ *Tiempo inverso.*
- ❖ *Tiempo muy inverso.*
- ❖ *Tiempo extremadamente inverso.*

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

- ❖ *Relevadores de sobrecorriente de fase.*
- ❖ *Relevadores de sobrecorriente de neutro*
- ❖ *Relevadores trifásicos.*

Relevador de Sobrecorriente Instantáneo (50).-Es un relevador con "respuesta instantánea" para un valor pre-determinado de corriente. Su tiempo de respuesta u operación es menor a 35 milisegundos 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 de un valor pre-determinado.

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 de inversidad entre el comportamiento de ambos parámetros.

Relevador de Protección Diferencial (87).-Es un dispositivo microprocesado de protección contra cortocircuitos internos del transformador que se conecta a los circuitos secundarios de los transformadores de corriente (TC's) situados en ambos lados del elemento a transformador y su principio se basa en comparar la magnitud y ángulo de fase de las corrientes que entran y salen del transformador de potencia por medios de sus TC's de alta y baja.

Relevador 49T.- Actúa cuando la temperatura del aceite del transformador rebasa el valor en °C para lo que fue ajustado y envía la señal de alarma al control de supervisión.

Relevador Buchholz.- Opera con el desprendimiento de gases en el interior del transformador.

2.2 Transformadores

Este equipo es el elemento más importante y costoso de una Subestación, se encuentra en todos los niveles de tensión. El diseño de los esquemas de protección de transformadores es un tema bastante amplio y toma en cuenta aspectos propios del equipo como son: capacidad, tensión, tipo, conexión y aplicación, así como el principio para detección de fallas eléctricas, mecánicas y térmicas.

Conexiones de transformadores.- Cuando se realiza un estudio de coordinación de protecciones es necesario considerar la conexión de los transformadores para analizar el comportamiento de las corrientes en el lado primario para fallas secundarias, sobre todo si se cuenta con elementos de protección en el lado de alta tensión del transformador. De igual manera se deben hacer las consideraciones para los diferentes tipos de fallas, en función de la conexión del transformador.

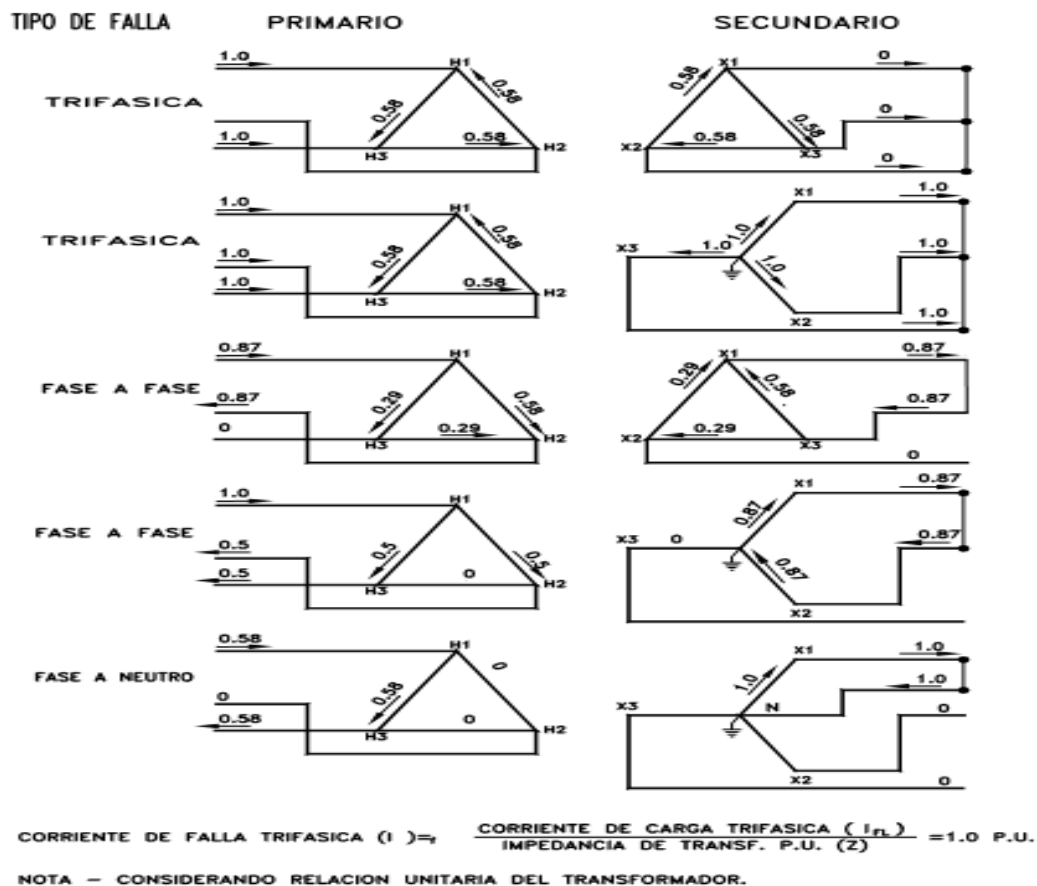


Fig. 2.2 Tipo de fallas en transformadores conexiones delta-estrella.

Curva de daño.-Los criterios para la selección, aplicación y ajustes de la protección por medio de fusibles o relevadores deben considerar que el transformador sea protegido contra el efecto de las corrientes de falla externas que al pasar por el mismo durante un tiempo determinado pueden dañarlo.

El limite teórico para las sobre corrientes que pueden soportar los transformadores se establece en el documento ANSI-C57.92-1962 "Guía para Sobrecarga de Transformadores de Potencia y Distribución Inmersos en Aceite", ésta contiene información acerca de la capacidad de sobrecarga térmica de corto tiempo, la cual no consideraba los efectos mecánicos sobre los devanados de los transformadores, por lo que se decidió trabajar sobre este aspecto.

El documento ANSI-IEEE C57.109-1993 "Guía para la duración de corriente de falla a través de transformadores" considera tanto los efectos mecánicos como los térmicos, siendo los primeros particularmente más significativos en los transformadores mientras mayor sea su capacidad. Se considera para su aplicación 4 categorías de transformadores dependiendo de su capacidad. En la tabla 2.1 se indica dicha clasificación.

CATEGORÍA	CAPACIDAD MÍNIMA EN KVA	
	MONOFÁSICO	TRIFÁSICO
I	5-500	15-500
II	501-1667	501-5000
III	1667-10000	5001-30000
IV	>10000	>30000

Tabla 2.1 Clasificación de los transformadores.

Para propósitos de coordinación y selección de los ajustes de las protecciones antes mencionadas, de acuerdo con la corriente que soportan los transformadores, se aplican las "curvas de daño" las cuales son una representación gráfica de las corrientes y tiempos que soportan los transformadores. En las categorías de transformadores I y IV, solamente una curva representa ambas consideraciones térmica y mecánica.

Para transformadores de categoría II y III se tienen dos curvas, dependiendo del número de ocurrencias de fallas en el transformador, tiempo de vida y niveles de corriente de falla. En las curvas que tienen dos partes, una sólida y una porción punteada, la porción sólida representa la duración de la falla total alcanzada por daño térmico que le puede ocurrir al transformador, la porción punteada refleja los efectos mecánicos.

Los transformadores sujetos a fallas frecuentes deberán ser representados con la combinación de porciones de curva para la parte mecánica y térmica, mientras los transformadores sujetos a fallas no frecuentes son representados con la porción térmica

solamente. La validación de estas curvas límite de daño no puede ser demostrada por pruebas, entonces los efectos son acumulables, disminuyendo el tiempo de vida útil del transformador, basados principalmente en información de ingeniería histórica y experiencia de campo.

Categoría I.-

Los límites recomendados están basados en la curva de la figura 2.3, la cual refleja las consideraciones térmicas y mecánicas, debiendo ser aplicada como una curva de protección para fallas que ocurran ya sea frecuentemente o no. La porción punteada de la curva cubre la variación requerida de la capacidad de cortocircuito que soportan los transformadores de distribución de acuerdo a la norma IEEE Std C57.12.00-1993 que considera 40 veces la corriente nominal.

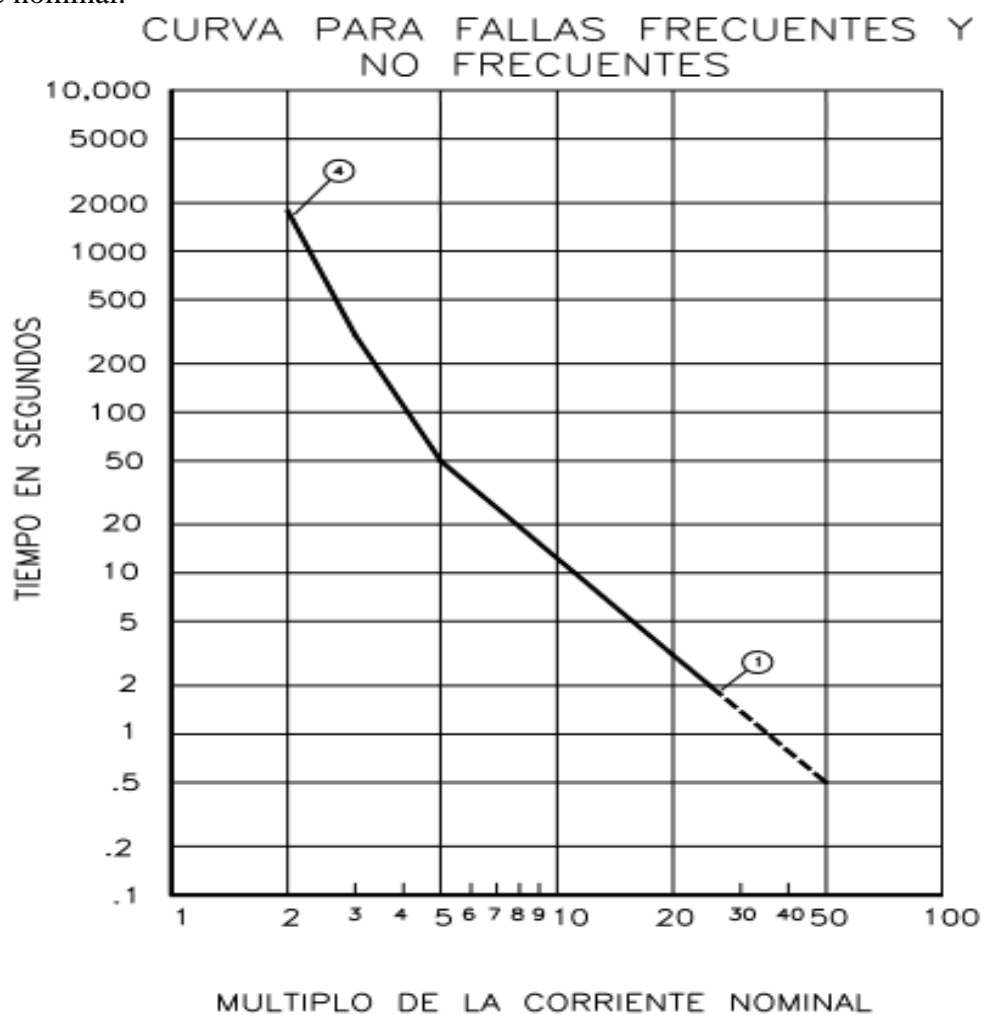


Fig. 2.3 Transformador categoría I.

Categoría II.-

En esta categoría se contemplan dos curvas una para fallas frecuentes (figura 2.4) y otra para fallas no frecuentes (figura 2.5), donde la frecuencia de falla se refiere al número de fallas con magnitud mayor al 70% de la máxima posible. Falla frecuente: Se considera falla frecuente cuando ocurren más de 10 en la vida del transformador. Curva para fallas frecuentes.- Esta curva refleja consideraciones de daño térmico y mecánico, una parte de la curva depende de la impedancia del transformador para fallas superiores al 70% de la máxima.

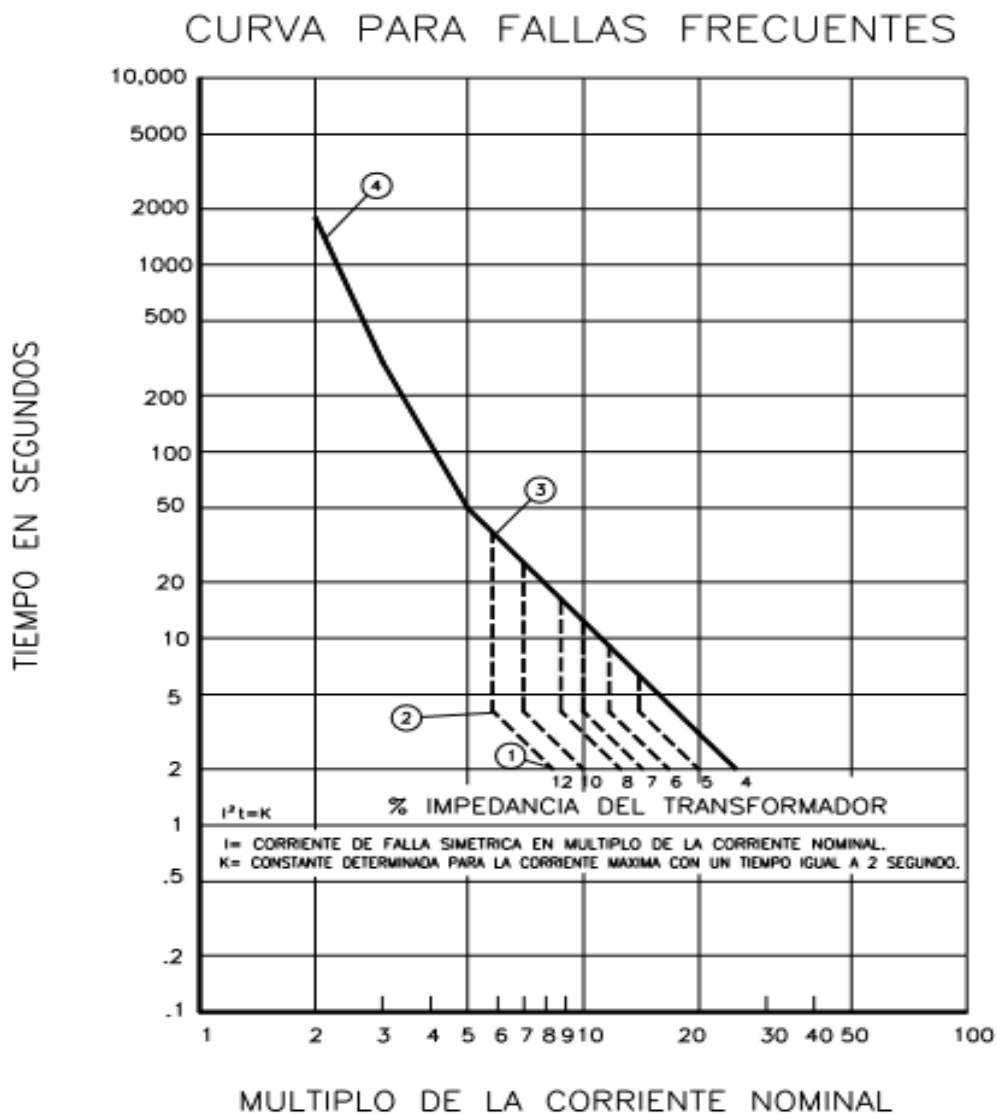


Fig. 2.4 Transformador categoría II.

Curva para fallas no frecuentes.- Esta curva refleja principalmente el daño térmico. No depende de la impedancia del transformador, se puede usar para protección de respaldo donde el transformador es expuesto a fallas frecuentes libradas por relevadores rápidos.

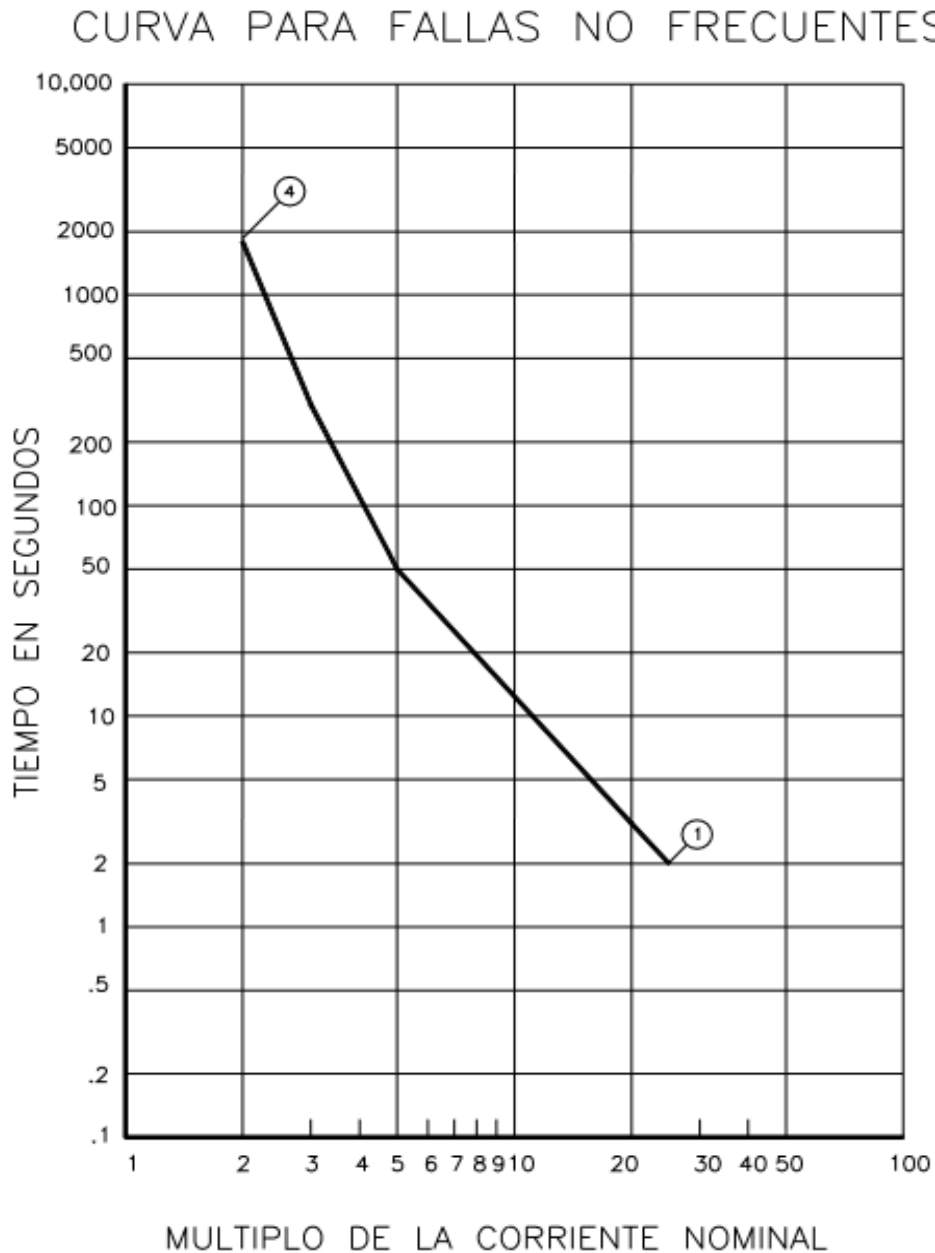


Fig. 2.5 Transformador categoría II.

Categoría III.-

En esta categoría también se consideran dos curvas, una para fallas frecuentes (figura 2.6) y otra para fallas no frecuentes (figura 2.7), en donde frecuencia de falla se considera la ocurrencia de más de 5 en la vida del transformador, con una magnitud mayor al 50% de la

máxima posible. La curva para fallas frecuentes refleja los daños térmicos y mecánicos, en la cual se debe considerar la impedancia del transformador, para fallas superiores al 50% de la corriente máxima posible, donde se obtiene esta parte de la curva para el caso de daño mecánico.

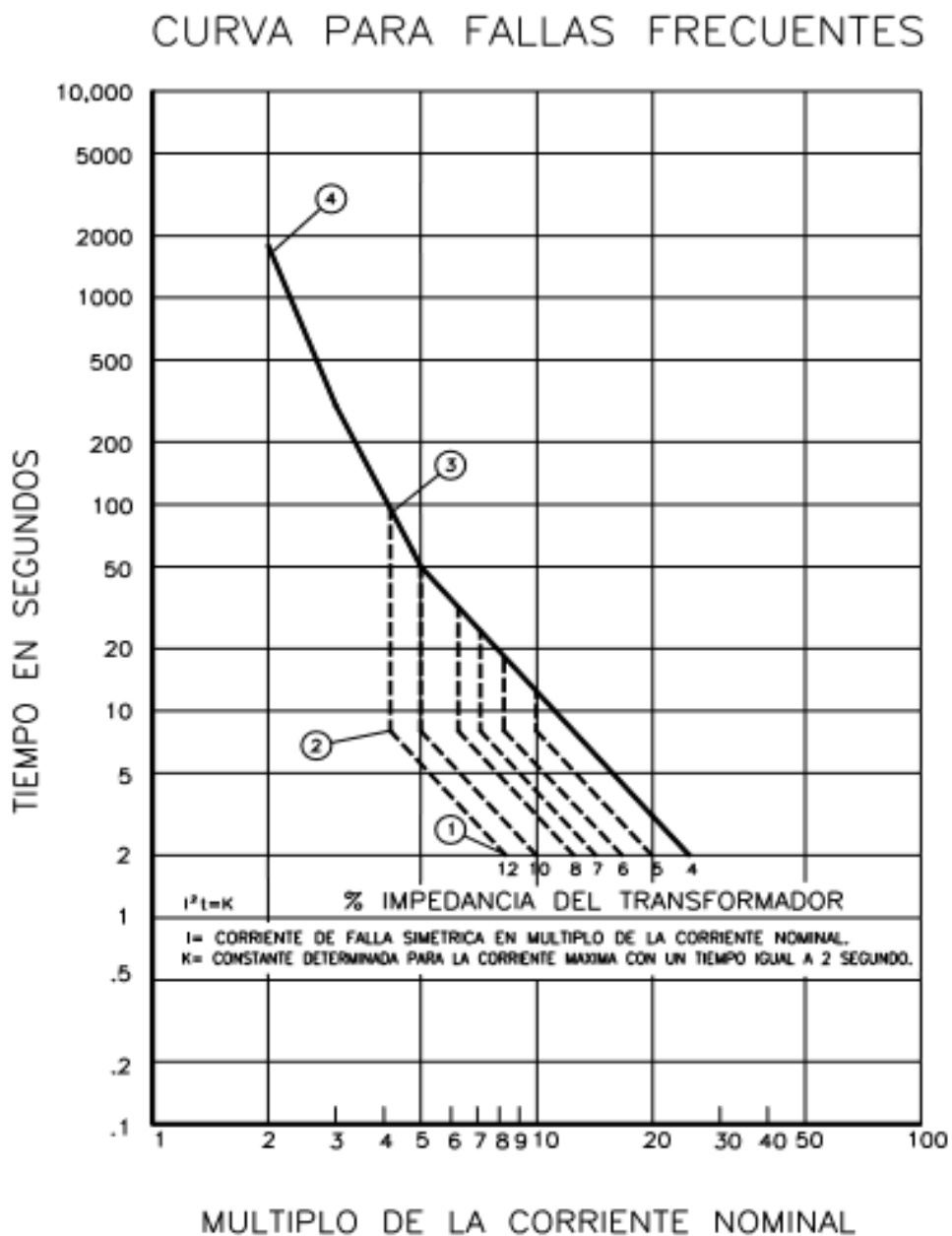


Fig. 2.6 Transformador categoría III.

La curva para fallas no frecuentes refleja solamente los daños térmicos, la cual no depende de la impedancia del transformador. Esta curva puede usarse también para protección de respaldo donde el transformador se expone a fallas frecuentes normalmente libradas por relevadores rápidos.

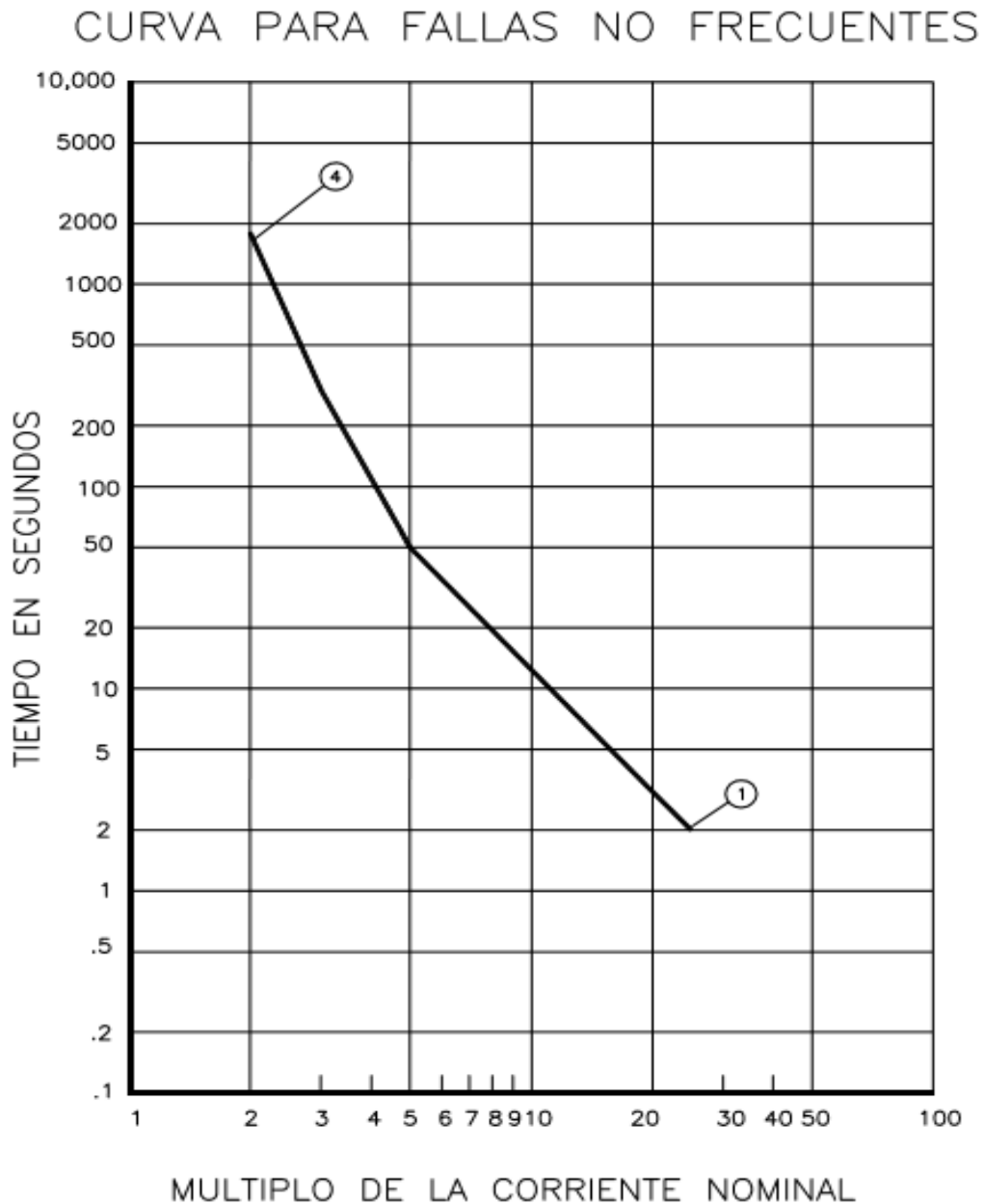


Fig. 2.7 Transformador categoría III.

Categoría IV.-

La curva de la figura 2.8, refleja ambas consideraciones mecánicas y térmicas y deberá aplicarse tanto para fallas frecuentes como para no frecuentes, de forma similar como para la categoría III la parte de la curva mayor al 50% de la corriente máxima posible depende de la impedancia del transformador.

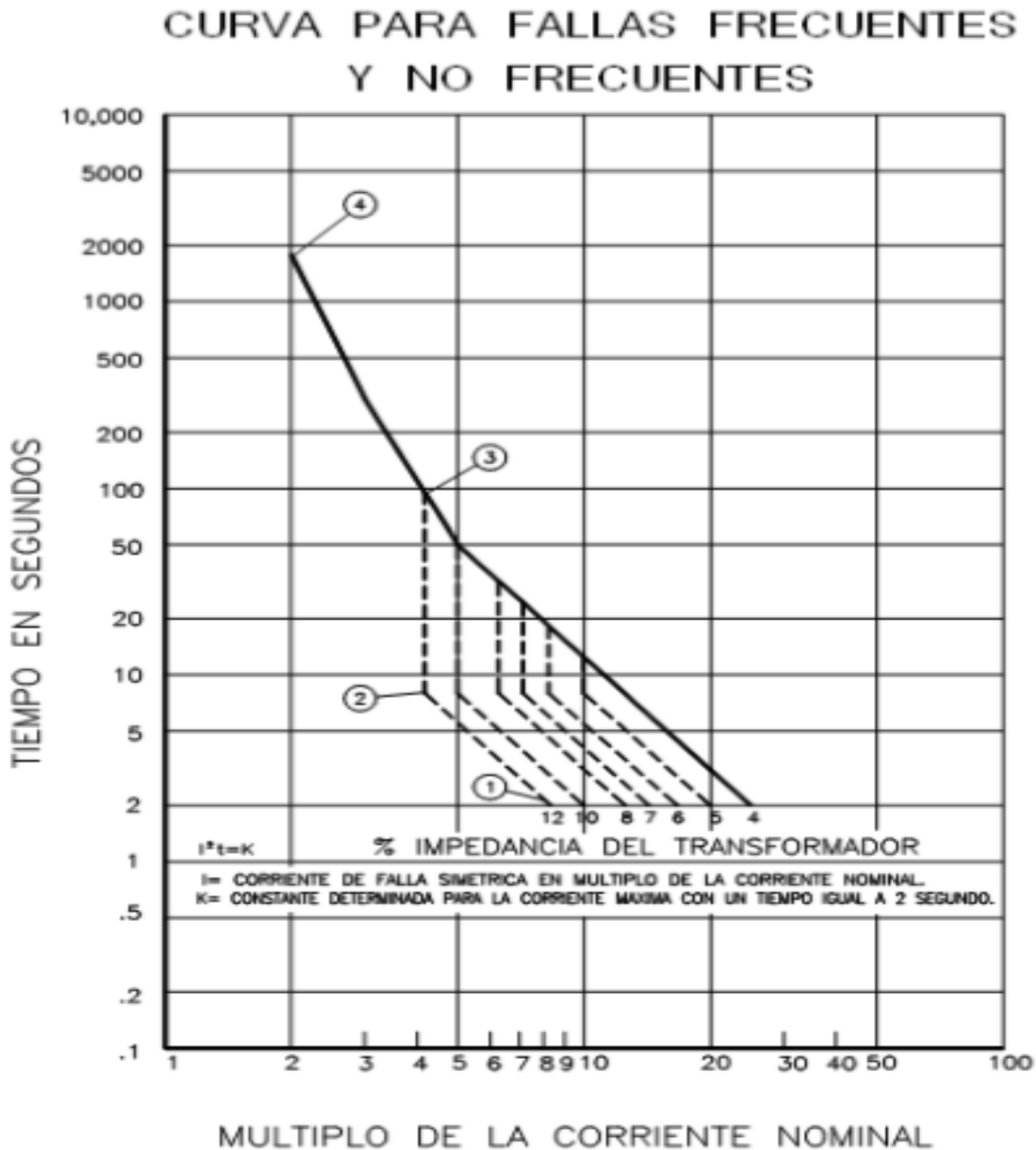


Fig. 2.8 Transformador categoría IV.

Con el objeto de facilitar la representación gráfica de la curva de daño del transformador (o curva ANSI), se han desarrollado ecuaciones que definen dicha curva; la cual puede obtenerse, dependiendo de la categoría, mediante la unión de 2 o 4 puntos. En la tabla 2.2 se muestran dichas ecuaciones con las que se obtienen las coordenadas tiempo-corriente que definen cada punto.

PUNTO	CATEGORÍA	TIEMPO	CORRIENTE
1	I	$T = 1250(Zt)^2$	$I = \frac{In}{Zt}$
	II,III,IV	$T = 2$	
2	II	$T = 4.08$	$I = \frac{In}{Zt} \times 0.7$
	III,IV	$T = 8.0$	$I = \frac{In}{Zt + Zs} \times 0.5$
3	II	$T = 2551 \times (Zt)^2$	$I = \frac{In}{Zt} \times 0.7$
	III,IV	$T = 5000 \times (Zt + Zs)^2$	$I = \frac{In}{Zt + Zs} \times 0.5$
4	I,II,III,IV	$T = 50$	$I = In \times 5$
PARTE DE LA CURVA TÉRMICA	I,II,III,IV	$T = 60$	$I = In \times 5$
		$T = 300$	$I = In \times 3$
		$T = 1800$	$I = In \times 2$

Tabla 2.2 Determinación de puntos coordenados T-I para definir la curva ANSI.

Cabe señalar que las variables involucradas en las expresiones matemáticas de la tabla 2.2, corresponden a lo siguiente:

T=Tiempo en segundos.

I=Corriente en amperes.

Zt=Impedancia del transformador referida a su capacidad OA, expresada en p.u.

Zs=Impedancia equivalente del sistema hasta el punto de conexión de este con el transformador, referida a la capacidad OA del transformador y expresada en p.u.

In=Corriente nominal del transformador en su capacidad OA, expresada en amperes.

2.3 Transformadores de corriente (TC's)

El transformador de corriente es un aparato en donde la corriente secundaria es, dentro de las condiciones normales de operación, prácticamente proporcional a la corriente primaria y está desfasada de esta en un ángulo cercano a cero, para un sentido apropiado de conexiones. Un transformador de corriente o "TC" es el dispositivo que nos alimenta una corriente proporcionalmente menor a la del circuito.

Es de aclarar que un transformador de corriente por su aplicación se puede subdividir en transformador de medición y transformador de protección, no obstante los transformadores se diseñan para realizar ambas funciones y su corriente nominal por secundario puede ser de 1 o 5 Amperios, es decir desarrollan dos tipos de funciones, transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Su principio de funcionamiento puede ser obtenido a través del modelo del transformador ideal, haciendo algunas consideraciones derivadas de su diseño y conexión dentro del sistema.

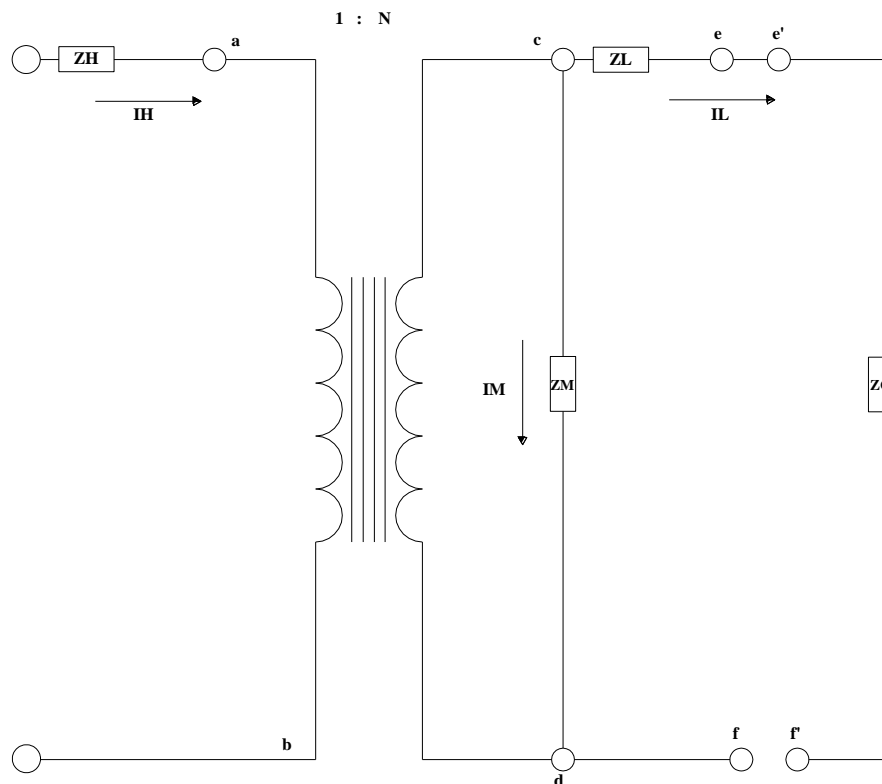


Fig. 2.9 Ejemplo de diagrama equivalente del TC

En el diagrama:

- ZH** = Impedancia propia del devanado de alta tensión.
- ZL** = Impedancia propia del devanado de baja tensión.
- ZM** = Impedancia de magnetización del transformador.
- ZC** = Impedancia de carga en el secundario.
- IH** = Corriente primaria.
- IL** = Corriente que alimenta a la carga.
- IM** = Corriente de magnetización.
- 1: N** = Relación de transformación “RTC”.

Consideraciones:

- ❖ El devanado primario está conectado en serie con la línea o alimentador, por lo que la corriente primaria **IH** es la misma de la línea y la impedancia **ZH** es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.
- ❖ La impedancia de carga **ZC** es la resultante de la conexión en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el “TC” debe alimentar, esta tendrá siempre una magnitud pequeña para ofrecer una oposición mínima al paso de corriente y no sacar al “TC” de sus características de diseño.

La capacidad de transferencia de energía entre el circuito primario y el secundario, depende de las características de diseño y construcción del “TC”, como son: La capacidad de sus conductores, el nivel máximo de voltaje que debe soportar el “TC” entre espiras y las características magnéticas de su núcleo. Como sabemos en todo material magnético la permeabilidad se puede suponer como una función lineal de la densidad de flujo para determinados valores de esta última y que rebasando este rango de valores, varía en forma no lineal haciendo tender la densidad a un máximo dado por las características propias del material.

Tipos de transformadores de corriente según su construcción.- Existen tres tipos de TC según su construcción:

- a) Tipo devanado primario:** este como su nombre lo indica tiene más de una vuelta en el primario, los devanados primario y secundario están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado, esta construcción permite mayor precisión para bajas relaciones.
- b) Tipo barra:** los devanados primarios y secundarios están completamente aislados y ensamblados permanentemente a un núcleo laminado, el devanado primario consiste en un conductor tipo barra que pasa por la ventana de un núcleo.

- c) **Tipo boquilla o Bushing:** el devanado secundario está completamente aislado y ensamblado permanentemente a un núcleo laminado. El conductor primario pasa a través del núcleo y actúa como devanado primario.

Tipos de transformadores según su aplicación.- Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección, mixtos o combinados.

- a) **Transformador de medición:** son los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10% hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.
- b) **Transformador de protección:** son los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal, cuando se trata de grandes redes con altas corrientes puede ser necesario requerir 30 veces la corriente nominal.
- c) **Transformadores mixtos:** en este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión 12 para los circuitos de medición, y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados para los circuitos de protección.
- d) **Transformadores combinados:** son aparatos que bajo una misma cubierta albergan un transformador de corriente y otro de tensión, mayormente usados en estaciones de intemperie fundamentalmente para reducir espacios.

Conexión de los transformadores de corriente.- El transformador de intensidad o de corriente se conecta de la siguiente manera: el bobinado primario en serie con el sistema a medir, el cual será recorrido por la corriente I_1 primaria, el bobinado secundario entregará una corriente I_2 a la impedancia de carga.

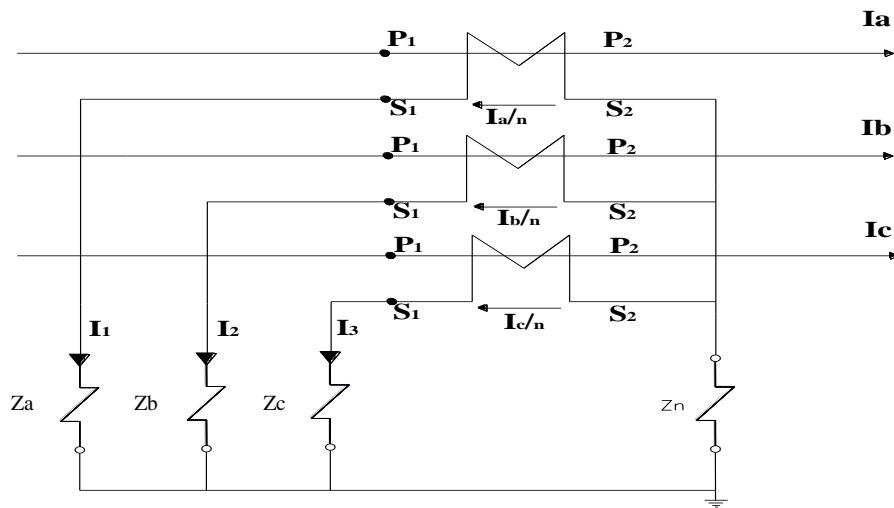
Los transformadores de corriente cumplen con las siguientes funciones:

- ✓ Reduce el nivel de corriente.
- ✓ Aísla el sistema secundario de la red primaria.
- ✓ Permite la medición de la corriente, salvaguardando el sistema de medición.
- ✓ Transmite sobre intensidades, alimentando los sistemas de medición.
- ✓ Soporta las sobretensiones de la línea.
- ✓ Soporta las sobre intensidades de la línea.
- ✓ Pueden subdividirse los secundarios con distintas características ya sea para medición o protección.

Utilizando una sola bobina primaria, se pueden tener dos secundarios o más, uno puede ser para medición y otro para protección con sus propias características cada uno.

Ahora teniendo claro esto vamos aclarar las formas básicas de conexión de transformadores ya sea para medición o para protección, la forma de conexión de un transformador de corriente depende del uso que se le dará a las corrientes secundarias que este proporcionara, sus conexiones comúnmente usadas son la conexión Estrella y Delta.

Conexión estrella.- Debe cuidarse que la dirección de las corrientes, es decir, que la conexión de los puntos de polaridad sea la correcta, pues la inversión de una o dos fases desbalanceara la estrella provocando una señal errónea en los dispositivos conectados al secundario. La inversión de las polaridades de las tres fases, invertirá únicamente la dirección de las corrientes secundarias no importando para esquemas donde solo intervengan el valor de la magnitud de corriente como son los relevadores de sobre corriente no direccionales.



$n = RCT$ Relación de transformación de corriente

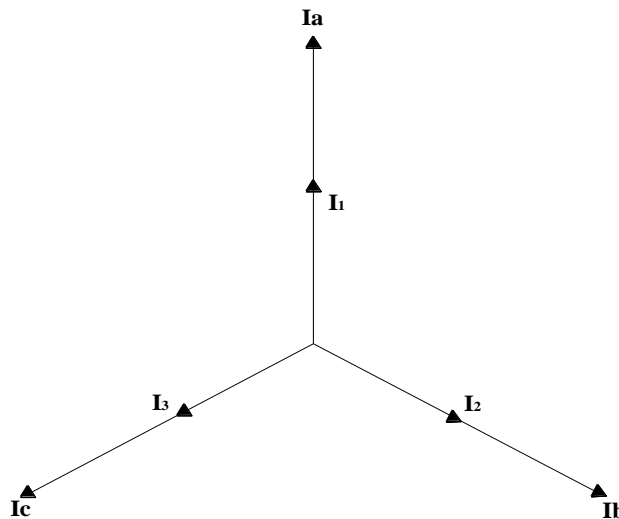


Fig. 2.10 Transformador de corriente conectado en estrella.

Conexión delta.- Como se puede apreciar en los diagramas fasoriales, la conexión delta modifica la relación y ángulo con que la corriente secundaria alimenta a los dispositivos conectados al secundario, el factor por el cual se modifica la relación de transformación es 3. En la conexión deberá verificarse la polaridad de cada uno de los transformadores de corriente, pues la inversión de uno de dos de ellos provocaría un desbalance y por lo tanto una señal equivocada en los dispositivos conectados en el secundario.

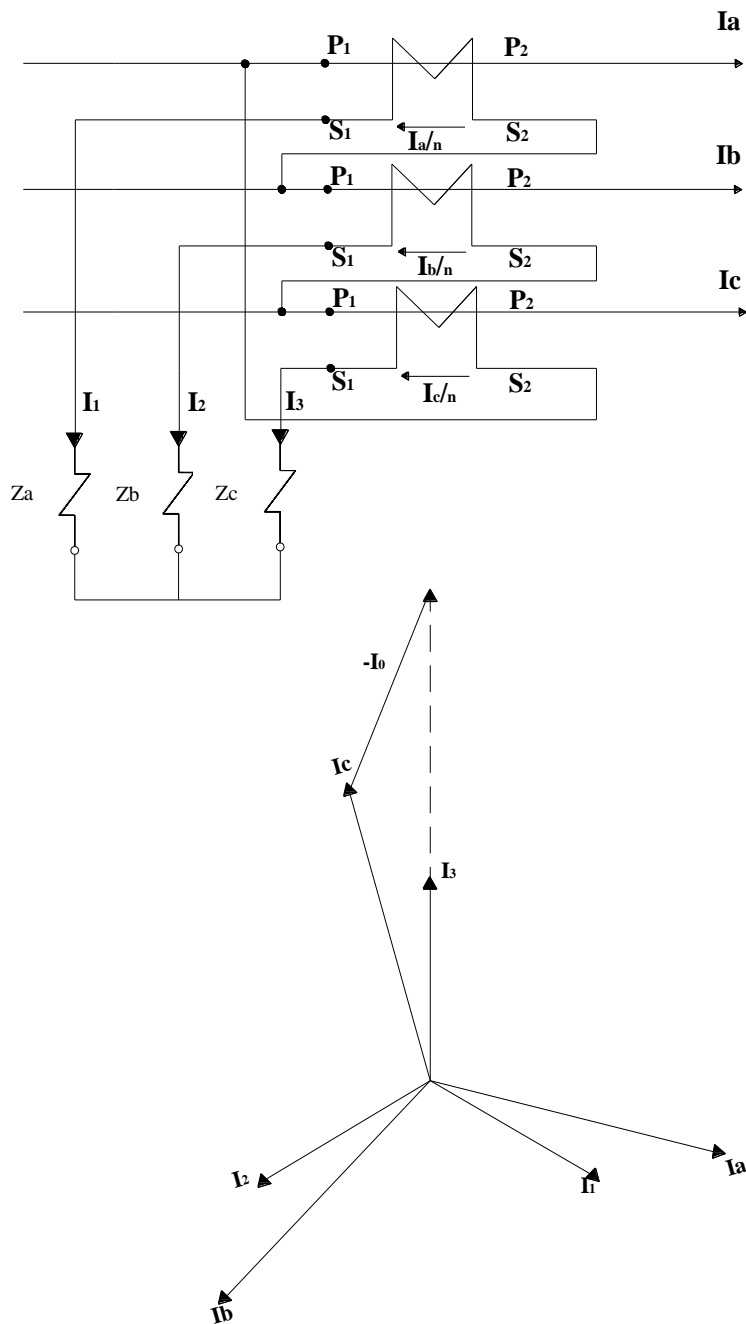


Fig. 2.11 Transformador de corriente conectado en delta.

Potencia y carga admisible para TC.- Según la norma ANSI debe tomarse en cuenta la siguiente tabla donde se especifica según la clase de transformador de corriente un valor normado de Potencia en VA y la carga admisible en Ohmios.

CLASE	POTENCIA (VA)	CARGA ADMISIBLE
C-10	2.5	0.1
C-20	5	0.2
C-50	12.5	0.5
C-100	25	1
C-200	50	2
C-400	100	4
C-800	200	8

Tabla 2.3 Potencia y carga admisible para diversas clases de TC.

Elección de un transformador de corriente.-

- ❖ **Tipo de instalación:** si es de interior o intemperie. Se deberá tener en cuenta la altitud para alturas superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar.
- ❖ **Nivel de aislamiento:** definido por tensión máxima permanente admisible de servicio U_m en kV.
- ❖ **Relación de transformación nominal:** las relaciones de transformación nominal deberán ser normalizadas, tal y como quedan indicadas en la norma IEC. Se recomienda no seleccionar un transformador de corriente con una corriente primaria excesivamente elevada con respecto a la que le corresponda, dado que de ello depende que se mantenga la precisión del transformador.
- ❖ **Clase de precisión:** se seleccionará la clase de precisión en función de la utilización que vaya a recibir el transformador.
- ❖ **Potencia nominal:** según la carga a conectar en el secundario se adoptará uno de los valores de potencia de precisión especificados en la norma. Conviene no sobredimensionar excesivamente la potencia del transformador. Si el secundario tiene una carga insuficiente, se puede intercalar una resistencia para compensar.
- ❖ **Frecuencia nominal:** si no se especifica otra distinta, se tomará por defecto 50 Hz caso contrario 60Hz.
- ❖ **Número de secundarios:** si se desea realizar medida y protección a partir de un mismo transformador, serán necesarios tantos secundarios como usos se deseen obtener del mismo.

2.4 Estudio de corto circuito

La planificación, el diseño y la operación de los sistemas eléctricos, requiere de minuciosos estudios para evaluar su comportamiento, confiabilidad y seguridad. Estudios típicos que se realizan son los flujos de potencia, estabilidad, coordinación de protecciones, cálculo de corto circuito, etc. Un buen diseño debe estar basado en un cuidadoso estudio que se incluye la selección de voltaje, tamaño del equipamiento y selección apropiada de las protecciones.

La mayoría de los estudios necesitan de un complejo y detallado modelo que represente al sistema eléctrico, generalmente establecido en la etapa de proyecto. Los estudios de corto circuito son típicos ejemplos de éstos, siendo esencial para la selección de equipos y el ajuste de sus respectivas protecciones. Las dimensiones de una instalación eléctrica y de los materiales que se instalan, así como la determinación de las protecciones de las personas y bienes, precisan el cálculo de las corrientes de cortocircuito en cualquier punto de la red.

Un estudio de corto circuito tiene la finalidad de proporcionar información sobre corrientes y voltajes en un sistema eléctrico durante condiciones de falla. El principal estudio en la coordinación de protecciones es el corto circuito, con este se establecen los parámetros a los cuales las protecciones deben estar ajustadas para no tener operaciones en falso. Con los estudios de corto circuito se determinan las corrientes de falla, aportaciones y tensiones en los diversos puntos del sistema. La evaluación de corrientes de corto circuito en las diversas partes del sistema nos permite determinar lo siguiente:

- 1) Conocimiento de los valores de corriente de falla a través de cualquier elemento del sistema para analizar su comportamiento bajo esas condiciones.
- 2) Verificar que es adecuada la capacidad interruptiva de los interruptores, restauradores y cortacircuitos.
- 3) Selección de capacidades y ajuste de los dispositivos de protección como relevadores, fusibles, restauradores.
- 4) Dimensionamiento de los conductores de la red de tierras de la Subestación para minimizar los riesgos del personal, que pudiera estar en contacto con aparatos y equipos conectados a dicha red, durante la ocurrencia de fallas de fase a tierra.

Las consideraciones para su cálculo son:

- ❖ Tipos de fallas a calcular: Para el estudio se calculan únicamente las fallas trifásicas y de una fase a tierra. La razón de esto es muy simple son las que nos proporcionan la mayor y menor intensidad de corriente de cortocircuito, y todas las demás se encuentran en medio de estas.

Para calcular la corriente de falla trifásica se toma la formula.

$$I_{cc3f} = \frac{V_{th}}{Z_{1th}} \quad (2.1)$$

Siendo V_{th} igual a $1 \angle 0$ y Z_{1th} en p.u. Para el cálculo de la corriente de falla de fase a tierra se toma la formula.

$$I_{ccft} = \frac{3V_{th}}{2(Z_{1th} + Z_{0th})} \quad (2.2)$$

❖ Equivalentes de Thévenin del sistema.

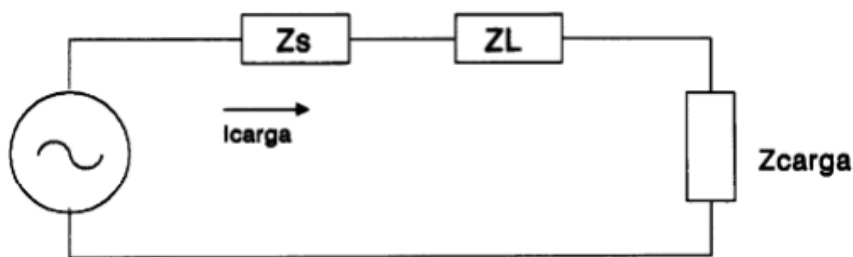


Fig. 2.12 Ejemplo de equivalente de Thevenin de un sistema eléctrico (circuito monofásico).

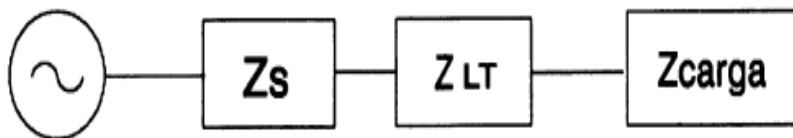


Fig. 2.13 Ejemplo de equivalente de Thevenin de un sistema eléctrico (diagrama unifilar).

La figura 2.12 es conocida como circuito monofásico equivalente, éste es muy útil ya que la solución a las ecuaciones de una sola malla es más fácil de obtener que las correspondientes para la red trifásica. Para determinar la solución completa, solamente es necesario estar conscientes de que las respuestas en las otras fases estarán desfasadas 120 y 240 grados de la fase de referencia, pero que serán de magnitud similar.

La figura 2.13 es conocida como diagrama unifilar, siendo esta la forma más usual de representación de los sistemas eléctricos.

Las restricciones para llevar a cabo estas consideraciones son las siguientes:

1. El sistema debe ser simétrico, incluyendo a los dispositivos de seccionalización e interrupción.
2. Si el sistema pierde simetría en alguna de las fases, es necesario utilizar otra herramienta para su análisis y solución.

Representación Del Sistema Eléctrico-Para representar los elementos de un sistema en pu, se sigue la siguiente secuencia:

- Recabar los datos de placa de los equipos, y obtener las impedancias de la línea.
- Seleccionar los MVA base(100 MVA 'S).
- Determinar los valores base del sistema.
- Obtener los valores de las impedancias de secuencia tanto de todo el sistema en p.u.
- Elaborar los circuitos equivalentes monofásicos del sistema para cada red de secuencia.

Un aspecto importante a considerar en la operación y planificación de los sistemas eléctricos es su comportamiento en condiciones normales, sin embargo también es relevante observarlo en el estado transitorio; es decir, ante una contingencia. Esta condición transitoria en las instalaciones se debe a distintas causas y una gran variedad de ellas está fuera del control humano.

Ante ello los equipos y/o sistemas pueden sufrir daños severos temporales o permanentes en condiciones de falla. Por lo tanto, es necesario definir equipos y esquemas de protección adecuados al momento de diseñar las instalaciones, de tal forma que se asegure el correcto desempeño de la red eléctrica, apoyada por los dispositivos de monitoreo, detección y señalización.

Debido a lo indicado, se hace indispensable realizar estudios de corto circuito para determinar los niveles de corriente ante fallas, las cuales permiten obtener información necesaria para seleccionar correctamente la capacidad de los equipos en función de los requerimientos mínimos que deben cumplir y así soportar los efectos de las contingencias.

Sin embargo, la presencia de fallas es una situación indeseable en un sistema eléctrico, pero lamentablemente no se pueden prever pues se presentan eventualmente teniendo diversos orígenes, por lo que ante estas condiciones, se debe estar en posibilidad de conocer las magnitudes de las corrientes de corto circuito en todos los puntos de la red.

Entendiendo que la duración del corto circuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de falla se presenta en el sistema. El fuerte incremento de calor generado por tal magnitud de corriente, puede destruir o envejecer los aislantes del sistema eléctrico, por lo tanto, es de vital importancia reducir este tiempo al mínimo mediante el uso de las protecciones adecuadas.



Fig. 3.1 Foto de transformador que se colocara en la Subestación Bochil.

Como se puede apreciar en la fig. 3.1 el transformador es de un tamaño mayor dado por su mayor capacidad de entregar potencia a la subestación a la que está destinada.

Por lo cual es de suma importancia realizar la coordinación de las protecciones y cambiar ajustes de los relevadores de manera que así trabaje el transformador eficazmente con el menor número de fallas posibles.

3.2 Equivalentes de Thevenin del sistema eléctrico

De los datos del sistema se tiene, primeramente el nodo suministrador de energía MMT hacia el bus de 115 Kv , el transformador de la S. E. Bochil T1 y por último el bus de 13.8 Kv el cual se deriva a otros circuitos (se presenta un diagrama representando todo el sistema en la figura 3.1):

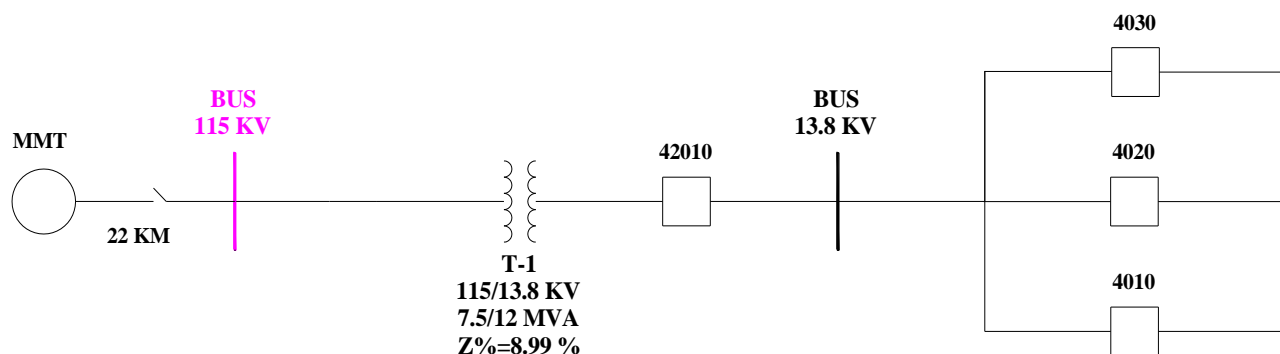


Fig. 3.2 S. E. Bochil (diagrama unifilar).

		SECUENCIA (+)			SECUENCIA (0)	
		LONG	RESIS.	REAC.	RESIS.	REAC.
MMT	TAP BCH	20.2	0.0205	0.07367	0.05771	0.2429
TAP BCH	SYL	2.29	0.00219	0.00827	0.00709	0.0269
MMT	SYL	22.49	0.02269	0.08194	0.0648	0.2698
SYL	CRI	38.52	0.03897	0.14026	0.11019	0.46335

Tabla 3.1 Secuencias positivas (+) y secuencias cero (0) de subestaciones.

Los datos obtenidos de la tabla 3.2 me fue suministrado por la empresa Comisión Federal de Electricidad por lo que para la realización de esos cálculos no pude tener acceso, por el motivo de ser información importante de la empresa. Pero los estos datos son actualizados cada año por tanto la tabla anterior así como su información son correctos utilizarlos para los demás cálculos.

Datos para la línea identificada como L1:

Calibre del conductor: AG5/16.

Distancia desde MMT hasta bus 115 Kv: 22 Km.

Impedancia de secuencia positiva (Z_1): 0.0205+ 0.07367 j p.u

Impedancia de secuencia cero (Z_0): 0.05771+0.2429 j p.u

A continuación se muestra el dato del transformador así como la forma de obtener la impedancia positiva e impedancia cero de este.

			CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO	
ÁREA	SUBESTACIÓN	BUS AT EN KV	3 F	1 F
BOCHIL	BCH	115	3711	2444

Tabla 3.2 Corrientes de corto circuito en bus de alta tensión.

Utilizando como apoyo el diagrama unifilar de la fig. 3.1 y la tabla 3.2, se procederá a realizar el cálculo de corriente base correspondiente al bus de 115 Kv del S.E BCH, para de esta manera poder obtener el equivalente de Thevenin del transformador, cabe recalcar que la tabla anterior es propiedad de la empresa Comisión Federal de Electricidad por tanto los cálculos del bus de 115 Kv son los más actualizados.

La corriente base para el bus de 115 Kv (AT) es el siguiente:

El KVA_B (kilo-volt-ampere base) a considerar es de 100 MVA=100000 KVA. En CFE, es común seleccionar como base 100 MVA, ya que esto simplifica los cálculos, además se seleccionan los KV base, estos son los nominales de la parte del sistema en que está conectado el elemento, de ellos se derivan las demás cantidades base como impedancia y corriente.

La corriente base para nivel de voltaje de 115 Kv se obtiene de la fórmula:

$$I_B = \frac{KVA_B}{\sqrt{3} * KV_B} \quad (3.1)$$

Por tanto

$$I_{B115} = \frac{100000 Kva}{\sqrt{3} * 115Kv} = 502.043 Amp$$

Con estos datos se puede obtener las impedancias equivalentes del sistema para el transformador, utilizando las formulas siguientes:

$$Z_{1s} = \frac{V_{th}}{\frac{I_{cc3ft}}{I_b}} \quad (3.2)$$

$$Z_{0s} = \frac{3V_{th}}{\left(\frac{I_{cc3ft}}{I_b}\right) - 2Z_{1s}} \quad (3.3)$$

Donde $V_{th} = 1 < 0$

Por tanto:

$$Z_{1s} = \frac{1 < 0}{\frac{3711}{502.043}} = 0 + j 0.1353$$

$$Z_{0s} = \frac{3 * (1 < 0)}{\frac{2444}{502.043} - 2(0 + j 0.1353)} = 0 + j 0.3457$$

Ya con estos datos procederemos a obtener las impedancias del transformador en p.u. Para poder dibujar los diagramas de secuencia positiva y de secuencia cero, con esto poder calcular el corto circuito en los puntos de interés.

Cálculo para BCH – T1.-

$$Z_{T1} = Z\% \left(\frac{KV_N}{KV_B} \right)^2 \left(\frac{MVA_B}{MVA_N} \right) \quad (3.4)$$

Por tanto:

$$Z_{T1} = \left(\frac{8.99}{100} \right) \left(\frac{115KV}{115KV} \right)^2 \left(\frac{100MVA}{7.5 MVA} \right) = 1.1986 p. u$$

En transformadores se utilizan las siguientes fórmulas para obtener su impedancia de secuencia positiva y su impedancia de secuencia cero:

$$Z_1 = Z_{T1} + Z_{1s} \quad (3.5)$$

$$Z_0 = Z_{T1} \quad (3.6)$$

Por tanto:

$$Z_1 = 0 + j1.1986 + (0 + j 0.1353) = 0 + j 1.333$$

$$Z_0 = 0 + j 1.1986$$

Teniendo todos los valores necesarios, se procede a realizar los diagramas de impedancias de secuencia. Los cuales son:

Diagrama de secuencia positiva (+)

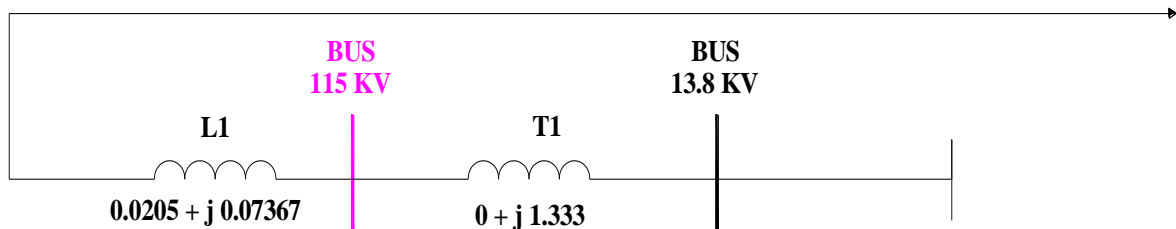


Diagrama de secuencia cero (0)

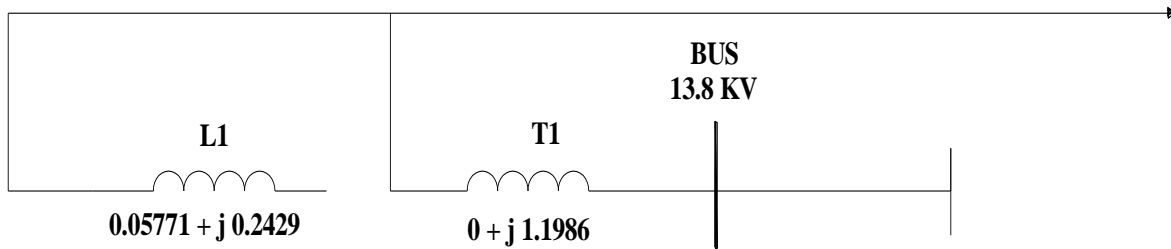


Fig. 3.3 Diagramas de secuencia positiva y secuencia cero

Las equivalentes de Thevenin en por unidad en cada punto son:

UBICACIÓN	Z1	Z0
L1	0.0205+j 0.07367	0.05771+j 0.2429
T1	0+j1.333	0+j1.1986

Tabla. 3.3 Resultados obtenidos del equivalente de Thevenin

3.3 Cálculos de corto circuito y ajustes para las protecciones de BCH-T1,87T,51AT,51BT y 51NT

A continuación se procederá a realizar el cálculo de corto circuito, correspondientes al Bus 13.8 KV de la S. E. Bochil, Bco. 1. La cual se encuentra representada por el diagrama de la fig. 3.2.

Corriente base en el bus de 13.8 Kv:

Utilizando la fórmula 3.1, la corriente base para el nivel de voltaje de 13.8 KV es:

$$I_{B13.8} = \frac{100000Kva}{\sqrt{3} * 13.8Kv} = 4183.69 \text{ Amp}$$

Análisis de corto circuito en el bus 13.8 Kv:

Para la corriente de falla I_{cc3f} se utilizara la fórmula 2.1 descrita en el fundamento teórico acerca del análisis de un corto circuito. Siendo V_{th} igual a 1<0 y Z_{1th} en p.u.

$$I_{cc3f} = \frac{1 < 0}{0 + j1.333} = 0.75018 \text{ p. u.}$$

$$I_{cc3f} = (0.75018) \times (I_b) = (0.75018) \times (4183.69) = 3138.52 \text{ Amp}$$

Para la corriente de falla I_{ccft} se utilizara la fórmula 2.2 descrita en el fundamento teórico acerca del análisis de un corto circuito. Siendo V_{th} igual a $1 < 0$, Z_{1th} y Z_{0th} en p.u.

$$I_{ccft} = \frac{3(1 < 0)}{2[(0 + j1.333) + (0 + j1.1986)]} = 0.77627 \text{ p. u.}$$

$$I_{ccft} = (0.77627) * (I_b) = (0.77627) * (4183.69) = 3247.67 \text{ Amp}$$

La siguiente tabla nos muestra los niveles de corto circuito en los puntos establecidos.

UBICACIÓN	I_{cc3f}	I_{CCFT}
Bus 115 Kv	3711	2444
Bus 13.8 Kv	3138	3247

Tabla. 3.4 Resultados obtenidos de cálculos de corto circuito.

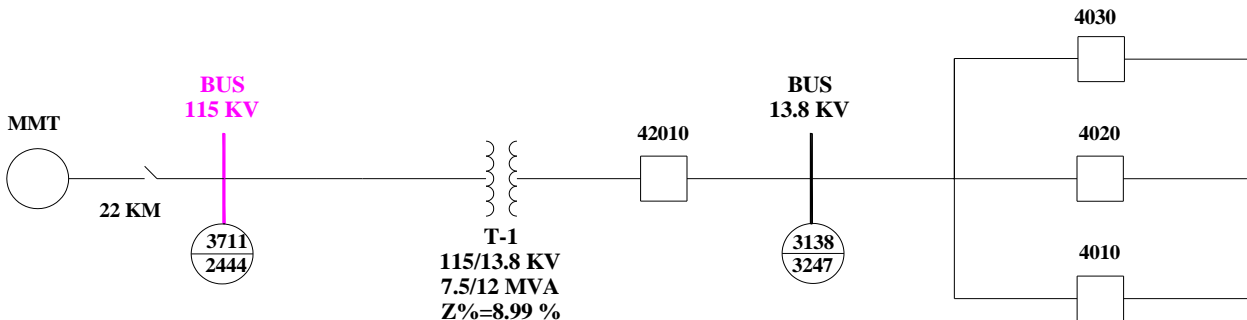


Fig. 3.4 Diagrama de puntos establecidos de corto circuito 3f y de fase a tierra.

Ajustes Para Las Protecciones BCH – T1.-

El siguiente paso es graficar la curva de daño de cada transformador para proceder a coordinar las protecciones. Para BCH – T1 el transformador tiene una capacidad FA de 12 MVA's, cae dentro la categoría IV para definir la curva de daño del transformador por lo que la curva se determina por:

La corriente nominal a 12 MVA's es igual a:

$$\frac{12000Kva}{(\sqrt{3})(13.8Kv)} = 502.04 \text{ Amp}$$

La máxima corriente de falla es igual a:

$$\frac{I_n}{Z_t} = \frac{502.04 \text{ Amp}}{0.0899} = 5584.42 \text{ Amp}$$

Las Ecuaciones para obtener los puntos de la curva de daño de un transformador fue explicado en la tabla 2.2 en el apartado de fundamento teórico en el subtema “Transformadores”.

La curva de daño graficada del transformador así como la tabla de resultados, se explicara más adelante en el tema de resultados y conclusiones

Ajustes Para La Protección Diferencial 87T.-

A continuación se debe determinar la relación de transformación para los TC's, para BCH – T1. Por lo que, se tiene las siguientes corrientes nominales para el lado de baja y alta en relación con la capacidad OA y FA (de 7.5 y 12 MVA's), con lo que la RTC para el lado de alta y baja está dado por:

Relación con la capacidad OA:

$$I_{NH} = \frac{7500Kva}{(\sqrt{3})(115Kv)} = 37.65 \text{ Amp}$$

$$I_{NL} = \frac{7500Kva}{(\sqrt{3})(13.8Kv)} = 313.77 \text{ Amp}$$

Relación con la capacidad FA:

$$I_{NMAXH} = \frac{12000Kva}{(\sqrt{3})(115Kv)} = 60.24 \text{ Amp}$$

$$I_{NMAXL} = \frac{12000Kva}{(\sqrt{3})(13.8Kv)} = 502.04 \text{ Amp}$$

La RTC se debe seleccionar para la capacidad FA y debe cumplir que para la corriente de falla máxima la corriente en el secundario de los TC's no debe ser mayor a 100 Amp. para evitar la saturación de los mismos, por lo que:

$$I_H = \frac{(3711 \text{ amp}) * 5}{100} = 185.55 \text{ Amp}$$

$$I_L = \frac{(3136 \text{ amp}) * 5}{100} = 156.80 \text{ Amp}$$

Tenemos que, la RTC para el lado de alta debe ser mayor a 185.55 y para baja de 156.80. Por lo que las RTC's serían de:

$$\begin{array}{cc} \mathbf{RTC_H} & \mathbf{RTC_L} \\ 400/5 = \mathbf{80} & 600/5 = \mathbf{120} \end{array}$$

Para la protección diferencial se tiene que las corrientes en el secundario de los TC's, se obtiene por las siguientes formulas:

$$I_{PKH} = \frac{I_H}{RTC} \quad (3.6)$$

$$I_{PKL} = \frac{I_L}{RTC} \quad (3.7)$$

Por tanto:

$$I_{PKH} = \frac{60.24 \text{ amp}}{80} = \mathbf{0.75 \text{ Amp}}$$

$$I_{PKL} = \frac{502.04 \text{ amp}}{120} = \mathbf{4.18 \text{ Amp}}$$

La relación de corrientes de los secundarios de los TC's es:

$$Relación = \frac{I_{PKH}}{I_{PKL}} \quad (3.8)$$

Por tanto:

$$Relación = \frac{0.75}{4.18} = \mathbf{0.179}$$

Para estas corrientes se tendría un tap del relevador para alta de 0.75, y para baja de 4, la relación para estos tap's es de:

$$Relación = \frac{0.75}{4} = \mathbf{0.187}$$

El error MISMATCH en estado permanente es:

$$\varepsilon = \frac{0.187 - 0.179}{0.179} \times 100 = \mathbf{4.16\%}$$

Como el valor del MISTMATCH es menor al 5%, los ajustes se pueden tomar como válidos, el siguiente paso es calcular el SLOPE. El valor seleccionado para este, no debe exceder la suma del error MISTMATCH, más el por ciento que representa la relación de transformación más alejada del TAP central de ajuste del transformador, más un 10 a 15% de margen de seguridad debido a la magnetización y saturación de los TC's. Debido a estas consideraciones se tendría un por ciento de pendiente de:

$$\% \text{ de pendiente} = 4.16\% + 10\% + 8.11\%$$

$$\% \text{ de pendiente} = 22.2681\%$$

Como el valor de la suma de los errores nos da un por ciento de la pendiente mayor al 20% se escogerá el ajuste a un valor de 30% de la pendiente.

La compensación de magnitud se establece por:

$$M_H = \frac{(RTC_H * KV_H)}{(RTC_L * KV_L)} \quad (3.9)$$

$$M_H = \frac{(80 * 115)}{(120 * 13.8)} = 5.55$$

$$M_L = \frac{(RTC_L * KV_L)}{(RTC_L * KV_L)} \quad (3.10)$$

$$M_L = \frac{(120 * 13.8)}{(120 * 13.8)} = 1$$

La compensación de magnitud para los TC's de alta es de 5.55 y para baja de 1; a continuación se escoge el margen del devanado de referencia:

$$M_{Ref} = \frac{RTC_H}{IN_H} \quad (3.11)$$

$$M_{Ref} = \frac{80}{37.65} = 2.12$$

$$M_{Ref} = \frac{RTC_L}{IN_L} \quad (3.12)$$

$$M_{Ref} = \frac{120}{502.04} = 0.239$$

Cálculos Para Los Ajustes De La Protección De Sobrecorriente 51AT.-

El primer paso es calcular la corriente nominal para el 200% de la capacidad OA del transformador.

$$I_{NH} = \frac{7500Kva}{(\sqrt{3})(115Kv)} = 37.65 \text{ Amp}$$

$$I_{PKH} = 210\% * I_{NH} \quad (3.13)$$

$$I_{PKH} = 210\% * 37.65 \text{ amp} = 79.065 \text{ Amp}$$

El siguiente paso es seleccionar las RTC's, para la corriente de carga máxima, es decir para su capacidad FA II. Se debe considerar también que para la máxima corriente de falla. La corriente en los devanados secundarios de los TC's no sea mayor de 100 Amp. por lo que tenemos:

$$I_{NMAX} = \frac{12000 \text{ Kva}}{(\sqrt{3})(115 \text{ Kv})} = 60.24 \text{ Amp}$$

$$RTC = \frac{I_{CC3f}}{100} = \frac{3711}{100} = \frac{37.11}{1} = \frac{185.55}{5} \text{ Amp}$$

$$RTC = \frac{400}{5} = 80$$

$$\frac{60.24 \text{ amp}}{80} = 0.75 \text{ Amp}$$

$$\frac{3711 \text{ amp}}{80} = 46.38 \text{ Amp}$$

Para seleccionar el TAP, se encuentra la corriente de arranque en el secundario de los TC's, esto es:

$$TAP = \frac{I_{PKH}}{RTC} = \frac{79.065 \text{ amp}}{80} = 0.98 \text{ Amp}$$

Se elige un TAP de 0.9, por lo que la corriente de arranque sería de 72 Amp. que corresponde a:

$$\frac{72}{37.65} * 100 = 191.23 \%$$

El TAP escogido corresponde al 191.23 % de la corriente nominal del transformador lo cual es aceptable.

El siguiente paso es determinar la palanca con la cual va a operar la protección, esta se calcula para relevador de la marca SEL-351A (PROTECTION SYSTEM), cuyas ecuaciones para los ajustes de la protección para una curva muy inversa son:

$$T_r = TD * \left(\frac{3.88}{1-M^2}\right) \quad (3.14)$$

$$TD = T_p * \frac{M^2-1}{0.0963(M^2-1)+3.88} \quad (3.15)$$

El valor de “M” es calculado por el usuario como:

$$M = \frac{I_{MAX}}{I_{Pk}} \quad (3.16)$$

Donde:

M = Multiplos de tap.

T_p = Tiempo de operación.

TD = Palanca.

T_r = Tiempo de reposición.

Por tanto:

$$M = \frac{3711}{79.065} = 46.93$$

El tiempo de operación para maximo nivel de falla se permite hasta 1.5 seg, pero se recomienda 1.2 seg.

Aplicando la formula 3.15 se procedera a obtener la palanca:

$$TD = 1.2 \text{ seg} * \frac{(46.93)^2 - 1}{0.0963((46.93)^2 - 1) + 3.88} = 12.23 \text{ seg.}$$

Utilizando la formula 3.14 se obtiene el tiempo de reposicion para una palanca (TD) de 12.23 seg:

$$T_r = 12.23 \text{ seg} * \left(\frac{3.88}{1 - 46.93^2} \right) = -0.021 \text{ seg}$$

A continuación se calculan los tiempos de operación, para una curva muy inversa, con una palanca de 12.33 seg. para comprobar si efectivamente el tiempo de operación propuesto era el adecuado, por lo que la ecuación para determinar la curva es:

$$T_p = TD * \left(0.0963 + \frac{3.88}{M^2 - 1} \right) \quad (3.17)$$

$$T_p = 12.23 \text{ seg} * \left(0.0963 + \frac{3.88}{46.93^2 - 1} \right) = 1.19 \text{ seg}$$

Cálculos Para La Protección De Sobrecorriente 51BT.-

El primer paso es calcular la corriente nominal para el 200% de la capacidad OA del transformador.

$$I_{NL} = \frac{7500 \text{Kva}}{(\sqrt{3})(13.8 \text{Kv})} = 313.77 \text{ Amp}$$

$$I_{PKL} = 200\% * 313.77 \text{ amp} = 627.54 \text{ Amp}$$

Las RTC's, se calculan para la corriente de falla máxima(falla trifásica en el lado de baja), la corriente en los devanados secundarios de los TC's no sea mayor de 100 Amp. por lo que tenemos:

$$I_{NMAX} = \frac{12000 \text{ Kva}}{(\sqrt{3})(13.8 \text{ Kv})} = 502.04 \text{ Amp}$$

$$RTC = \frac{I_{CC3f}}{100} = \frac{3136 \text{ amp}}{100} = \frac{31.36 \text{ amp}}{1} = \frac{156.8}{5} \text{ Amp}$$

$$RTC = \frac{600}{5} = 120$$

$$\frac{502.04 \text{ amp}}{120} = 4.18 \text{ Amp}$$

Para seleccionar el TAP, se encuentra la corriente de arranque en el secundario de los TC's, esto es:

$$TAP = \frac{I_{PKL}}{RTC} = \frac{627.54 \text{ amp}}{120} = 5.22 \text{ Amp}$$

Se elige un TAP de 5, por lo que la corriente de arranque sería de 600 Amp. que corresponde a:

$$\frac{600}{313.77} * 100 = 191.22 \%$$

El TAP escogido corresponde al 191.22 % de la corriente nominal del transformador lo cual es aceptable.

Ahora se procedera a calcular los multiplos de tap para poder obtener posteriormente el tiempo de dispaor o palanca. Por tanto:

$$M = \frac{3136}{627.54} = 4.99$$

El tiempo de operación estara en coordinación con el 51AT, respetando los tiempos de coordinación de 0.3 a 0.4 seg.

Aplicando la formula 3.15 se procedera a obtener la palanca:

$$TD = 0.9 \text{ seg} * \frac{(4.99)^2 - 1}{0.0963((4.99)^2 - 1) + 3.88} = 3.47 \text{ seg.}$$

Utilizando la formula 3.14 se obtiene el tiempo de reposicion para una palanca (TD) de 3.47 seg:

$$T_r = 3.47 \text{ seg} * \left(\frac{3.88}{1 - 4.99^2} \right) = -0.56 \text{ seg}$$

A continuación se calculan los tiempos de operación, para una curva muy inversa, con una palanca de 3.47 seg para comprobar si efectivamente el tiempo de operación propuesto era el adecuado, por lo que la ecuación para determinar la curva es:

$$T_p = 3.47 \text{ seg} * \left(0.0963 + \frac{3.88}{4.99^2 - 1} \right) = 0.89 \text{ seg}$$

Cálculos Para La Protección De Sobrecorriente 51NT.-

El primer paso es calcular la corriente nominal para el 35% de la corriente de arranque de la protección 51BT.

$$I_{PKL} = 35\% * 627.54 \text{ amp} = 219.63 \text{ Amp}$$

Las RTC's, se calculan para la corriente de falla máxima(falla trifásica en el lado de baja), la corriente en los devanados secundarios de los TC's no sea mayor de 100 *Amp*. por lo que tenemos:

$$RTC = \frac{I_{cc3ft}}{100} = \frac{3246 \text{ amp}}{100} = \frac{32.46 \text{ amp}}{1} = \frac{162.3}{5} \text{ Amp}$$

$$RTC = \frac{400}{5} = 80$$

Selección del tap:

$$TAP = \frac{I_{PKL}}{RTC} = \frac{219.63 \text{ amp}}{80} = 2.74 \text{ Amp}$$

Seleccionamos un TAP de 2, con lo que tendríamos una corriente de arranque de 160 *Amp*.

Ahora se procedera a calcular los multiplos de tap para poder obtener posteriormente el tiempo de dispaor o palanca. Por tanto:

$$M = \frac{3136}{219.63} = 14.27$$

El tiempo de operación para el 51 NT puede ser hasta 1.5 seg, se recomienda el 1.2 seg.

Aplicando la formula 3.15 se procedera a obtener la palanca:

$$TD = 1.2 \text{ seg} * \frac{(14.27)^2 - 1}{0.0963((14.27)^2 - 1) + 3.88} = 12.22 \text{ seg.}$$

Utilizando la formula 3.14 se obtiene el tiempo de reposicion para una palanca (TD) de 3.47 seg:

$$T_r = 12.22 \text{ seg} * \left(\frac{3.88}{1 - 14.27^2} \right) = -0.23 \text{ seg}$$

A continuación se calculan los tiempos de operación, para una curva muy inversa, con una palanca de 12.22 seg para comprobar si efectivamente el tiempo de operación propuesto era el adecuado, por lo que la ecuación para determinar la curva es:

$$T_p = 12.22 \text{ seg} * \left(0.0963 + \frac{3.88}{14.27^2 - 1} \right) = 1.41 \text{ seg}$$

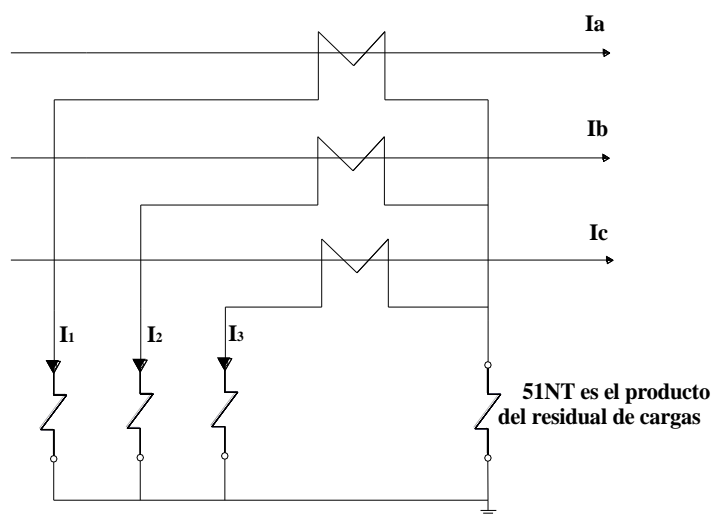
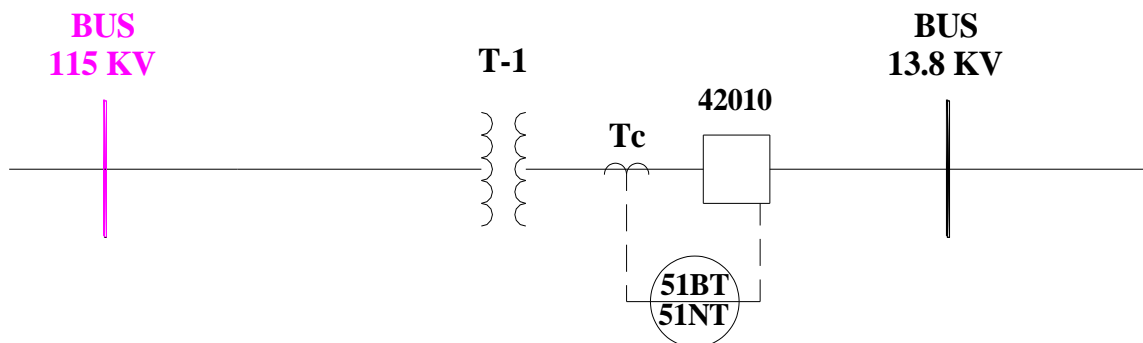


Fig. 3.5 Diagramas esquemáticos de conexión al sistema eléctrico de los relevadores 51BT y 51NT

4. Resultados y Conclusiones

4.1 Resultados

Los datos mostrados en la siguiente tabla resultan de las ecuaciones que se utilizan para graficar la curva de daño de un transformador.

puntos	tiempo	corriente
1	2.00 Seg.	5584.46844 Amp.
2	8.00 Seg.	2792.2342 Amp.
3	40.41 Seg.	2792.2342 Amp.
4	50.00 Seg.	2510.2186 Amp.

Tabla. 4.1 Resultados obtenidos curva de daño del transformador.

La figura 4.1 nos muestra la gráfica de la curva de daño del transformador que se utilizara para la subestación bochil.

CURVA DE DAÑO

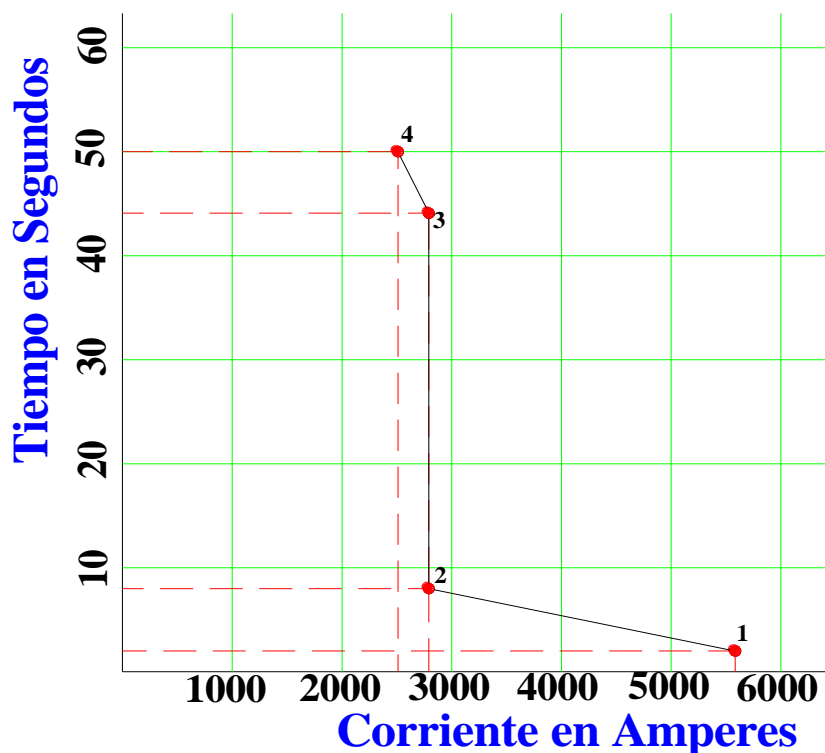


Fig. 4.1 Curva de daño del BCH-T1.

Como se mencionó anteriormente para propósitos de coordinación y selección de los ajustes de las protecciones, de acuerdo con la corriente que soportan los transformadores, se aplican las "curvas de daño" las cuales son una representación gráfica de las corrientes y tiempos que soportan los transformadores.

Tal y como se observa en la figura anterior, esta curva de daño corresponde a una curva de categoría IV, por tanto esta grafica refleja las consideraciones mecánicas y térmicas y aplica tanto para fallas frecuentes como para no frecuentes, la parte de la curva mayor al 50% de la corriente máxima posible depende de la impedancia del transformador instalado.

Resumen de ajustes de relevadores.-

En resumen los ajustes para la **51AT BCH-T1** es: **RTC = 80; Tap = 0.9; Palanca = 12.23 seg; curva muy inversa.**

En resumen los ajustes para la **51BT BCH-T1** es: **RTC = 120; Tap = 5; Palanca = 3.47 seg; curva muy inversa.**

En resumen los ajustes para la **51NT BCH-T1** es: **RTC = 80; Tap = 2; Palanca = 12.22 seg; curva muy inversa.**

Resumen de los ajustes para la protección diferencial **87T del BCH – T1.**

AJUSTES ALTA	AJUSTES BAJA
$I_{CC3F} = 3711$	$I_{CC3F} = 3136$
$I_{CCFt} = 2444$	$I_{CCFt} = 3246$
$RTC = 400/5 = 80$	$RTC = 600/5 = 120$
$I_{PK} = 0.75$	$I_{PK} = 4.18$
$SLOPE = 30\%$	
$M = 5.55$	$M = 1$
$M_{ref} = 2.12$	$M_{ref} = 0.23$
$\phi = 0^\circ$	$\phi = -30^\circ$

4.2 Conclusiones

Como se ha recalcado muchas veces en este documento que es de suma importancia contar con los ajustes correctos de los equipos dentro de un sistema eléctrico ya sea para realizar modificaciones futuras o para identificar las conexiones de los mismos, de una manera rápida y eficiente, para el caso de mantenimientos o fallas en dicho sistema. Las características que se consideraron durante el diseño y coordinación de las protecciones que definen un diseño eficiente del esquema de protecciones de cada sistema eléctrico fueron: Confiabilidad, rapidez, economía, simplicidad y selectividad.

El motivo de realizar un estudio de coordinación de protecciones de sobrecorriente fue el determinar las características, valores nominales y ajustes de los dispositivos de protección de mayor importancia para la protección del transformador de la subestación bochil de tal manera que aseguren que la mínima carga no fallada se interrumpa cuando los dispositivos de protección aíslen una falla o una sobrecarga en cualquier parte del sistema eléctrico de este.

De la misma manera que se realizó un minucioso estudio para las protecciones de importancia como lo fueron los relevadores de sobre corriente tanto en el lado de alta como el lado de baja, también se realizaron cálculos de protección para el propio transformador de potencia ya que este equipo es el elemento más importante y costoso dentro de una Subestación. El diseño de los esquemas de protección de transformadores tomo en cuenta aspectos propios del equipo como son: capacidad, tensión, tipo, conexión y aplicación, así como el principio para detección de fallas eléctricas, mecánicas y térmicas estos se vio con el cálculo de la curva de daño.

Debido a que los equipos pueden sufrir daños severos temporales o permanentes en condiciones de falla, se hizo indispensable realizar estudios de corto circuito para poder determinar los niveles de corriente ante fallas, las cuales me permitieron obtener información necesaria para seleccionar correctamente la capacidad de los equipos en función de los requerimientos mínimos que deben cumplir y así soportar los efectos de las contingencias.

Por tanto, durante el transcurso de aprendizaje realizando este proyecto me pude dar cuenta la importancia de realizar una correcta coordinación de protecciones además de la utilidad de cada uno de los equipos dentro de la subestaciones abastecedoras de energía. Adicionalmente, como un dato importante, los dispositivos de protección se deben coordinar para interrumpir a pocos clientes o cargas como sea posible. Logrando así cumplir con los objetivos y misiones propuestos por la empresa que es ofrecer un servicio de calidad de energía y sin interrupción alguna.

Referencias Bibliográficas

- [1] ELECTRICAL DISTRIBUTION - SYSTEM PROTECTION. Copper Power Systems 3rd. Edition 1990.
- [2] MANUAL ELÉCTRICO. Industrias Conelec, S.A. 3a. Edición 1981
- [3] IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR POWER SYSTEM ANALYSIS .IEEE STD 399-1980 IEEE- Wiley & Sons Inc.
- [4] OVERCURRENT PROTECTION FOR DISTRIBUTION SYSTEMS APLICATION MANUAL General Electric, Co.
- [5] IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR PROTECTION AND COORDINATION OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS STD. 242-1986 (IEEE BUFF BOOK)
- [6] EL ARTE Y LA CIENCIA DE LA PROTECCIÓN POR RELEVADORES C. Rusell Mason Editorial Continental, S.A. Octava Impresión 1980
- [7] ANALISIS DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA William D. Stevenson, Jr. 2ª. Edición, Editorial. McGraw-Hill
- [8] PROTECTIVE RELAYING THEORY AND APPLICATIONS ABB Power T & D Company Inc. First Edition 1994
- [9] ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ELÉCTRICA Comisión Federal de Electricidad Primera Edición 1981
- [10] PROTECCIÓN DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA E INTERRUPTORES B. Ravindranath, M. Chander Editorial Limusa Primera Edición 1980
- [11] PROTECTIVE RELAYING SYSTEMS - IEEE STANDARDS COLLECTION Intitute of Electrical and Electrions Engineers, Inc. Edition 1995
- [12] DIAGRAMAS UNIFILARES DE ARREGLOS PARA SUBESTACIONES Comisión Federal de Electricidad CFE 00200-02 1995
- [13] TENSIONES DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, SUBTRANSMISIÓN Y TRANSMISIÓN Comisión Federal de Electricidad CFE L0000-02 1985
- [14] ESQUEMAS NORMALIZADOS PARA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y CIRCUITOS ALIMENTADORES EN

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN Comisión Federal de Electricidad CFE G0000-62 1995

[15] GUÍA DE CONSULTA PARA INGENIEROS DE DISTRIBUCIÓN SOBRE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Comisión Federal de Electricidad Comité de Distribución Región Sur-Sureste 1983

[16] ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA EL PROGRAMA CORDINA Comisión Federal de Electricidad - Instituto de Investigaciones Eléctricas 1989

[17] PROGRAMA PARA CALCULO DE IMPEDANCIAS DE LÍNEAS Y CORTOCIRCUITO DE CIRCUITOS RADIALES Comisión Federal de Electricidad - División Golfo Centro - Ing. Sixto Rivas Castillo 1997.

[18] DISTRIBUTION OVERCURRENT PROTECTION PHILOSOPHIES Transmission and Distribution Conference and Exposition IEEE / PES 1996

[19] STANDARDIZATION OF BENCHMARKS FOR PROTECTIVE DEVICE TIME-CURRENT CURVES Conrad R. St. Pierre, Tracey E. Wolny General Electric Company IEEE 1985

[20] PROTECTIVE RELAYING THEORY AND APPLICATIONS. 2ª Edition, Walter A. Elmore

[21] SISTEMAS DE POTENCIA ANALISIS Y DISEÑO 3ª Edición, J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma

[22] NIVELES DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y MONOFASICO DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL 230 Y 115 KV PARA MAXIMA DISPONIBILIDAD DE GENERACION Y RED ELECTRICA Comisión Federal de Electricidad Subdirección de Transmisión 2016

Anexo A: Ajustes del relevador 351

A continuación se muestra las formas de cambiar los ajustes al relevador 351

CAMBIOS DE AJUSTE VÍA PANEL FRONTAL.-El botón SET del panel frontal de relé, proporciona acceso sólo a los ajustes de Relé, Globales, y de Puertos.

CAMBIOS DE AJUSTE VÍA PUERTO SERIAL.- Para cambiar un ajuste específico, se ingresa el comando:

SET n m s TERSE

donde n = L, G, R, T o P (el parámetro n no se ingresa en los ajustes del Relé). m = grupo (1....6) o puerto (1....3).

El relé selecciona el grupo activo o el puerto, si m no está especificado. s = nombre del ajuste específico que se desea cambiar o desde el cual se desea iniciar la parametrización. Si S no se ingresa, el relé parte desde el primer ajuste. TERSE = instruye al relé para saltarse el despliegue de ajustes SHOWSET, después de ingresado el último ajuste. Usar este parámetro para lograr mayor velocidad en la parametrización vía comando SET. Si se desea revisar los ajustes antes de salvarlos, no se usa la opción TERSE.

Cuando se ejecuta el comando SET, el relé presenta una lista de ajustes, uno a la vez. Se ingresa el nuevo ajuste o presiona <ENTER> para validar el ajuste existente.



Fig. 4.2 Panel frontal SEL 351.

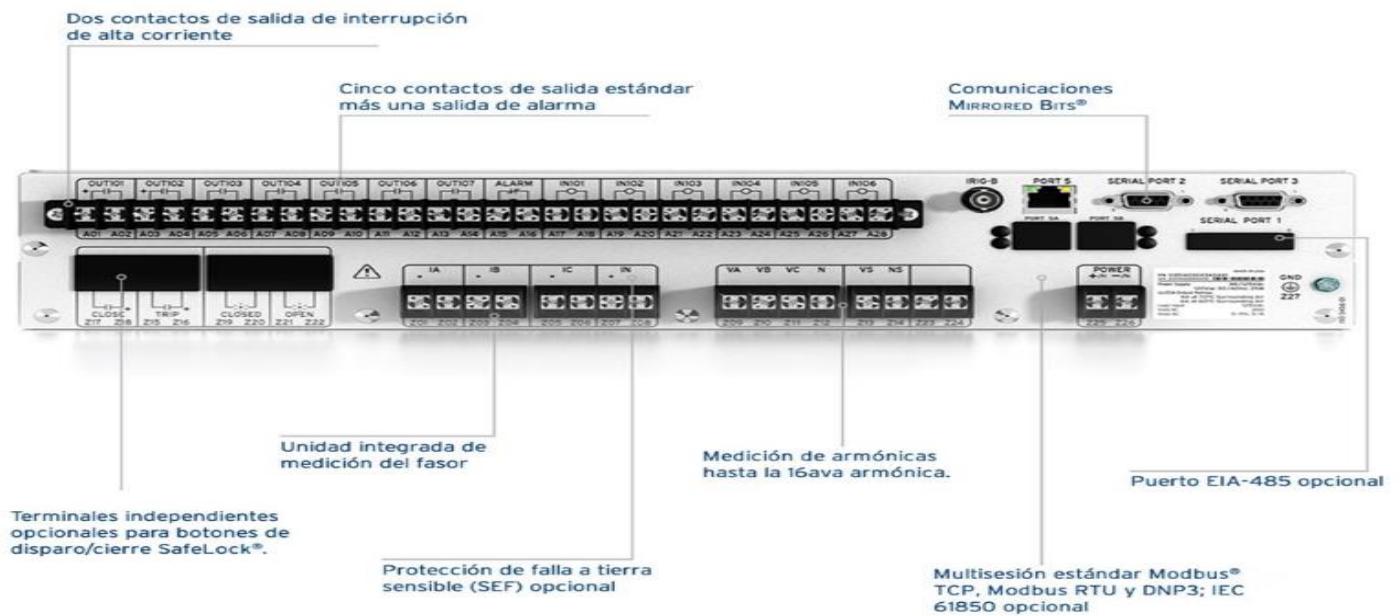


Fig. 4.3 Parte trasera SEL 351.

El software EnerVista UR Setup, sirve para la comunicación con el rele. para realizar cambios en los ajustes del rele, dichos cambios pueden ser realizados de tres maneras:

- ✓ En el modo fuera de servicio (off-line mode, rele desconectado) el cual se utiliza para crear o editar archivos de ajustes para luego descargarlo al rele.
- ✓ Cuando el rele se encuentra conectado a través del sistema de comunicaciones para modificar directamente cualquier ajuste de rele por medio de la ventana de visualización de datos, y luego guardarlos en el rele.
- ✓ Escribiendo los ajustes creados o editados directamente en el rele mientras la interfaz esta conectada al rele.

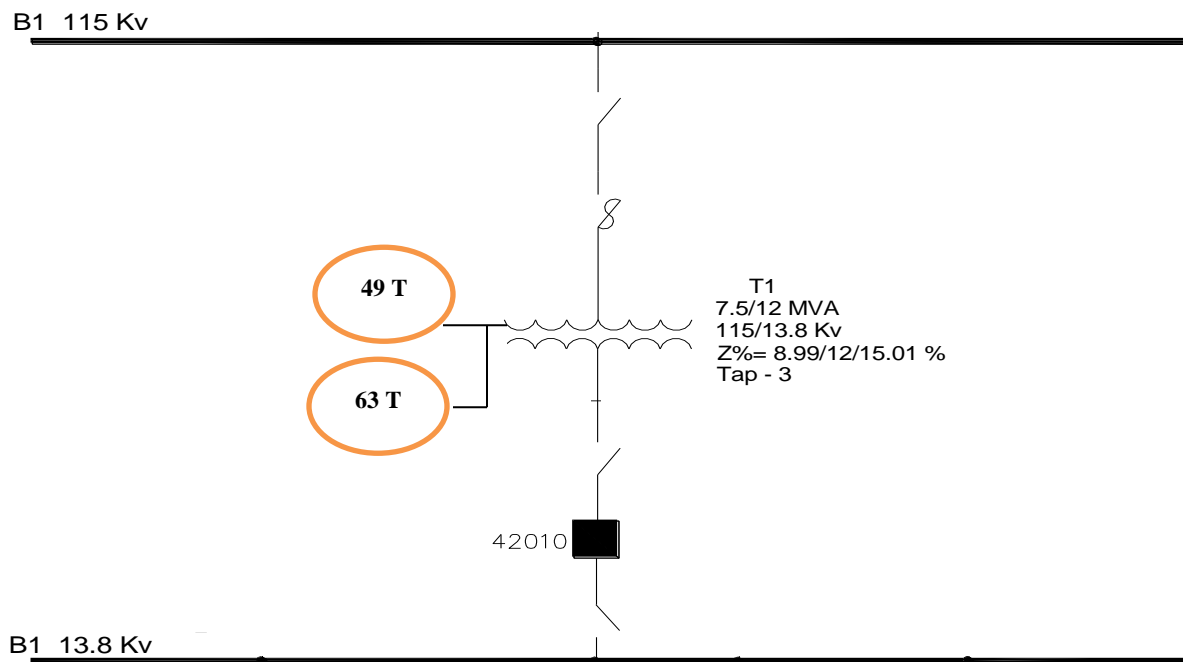
Anexo B: Esquema de protección con relevadores para el transformador subestación Bochil.

Los relevadores actúan sobre interruptores, los cuales son los que desconectan el elemento defectuoso cuando reciben la señal de disparo de dichos relevadores, los interruptores están localizados de tal manera que cada uno de los elementos del sistema pueden desconectarse por completo del resto del sistema. Los interruptores deben tener la capacidad suficiente para que puedan conducir momentáneamente e interrumpir la máxima corriente de cortocircuito que pueda fluir a través de ellos.

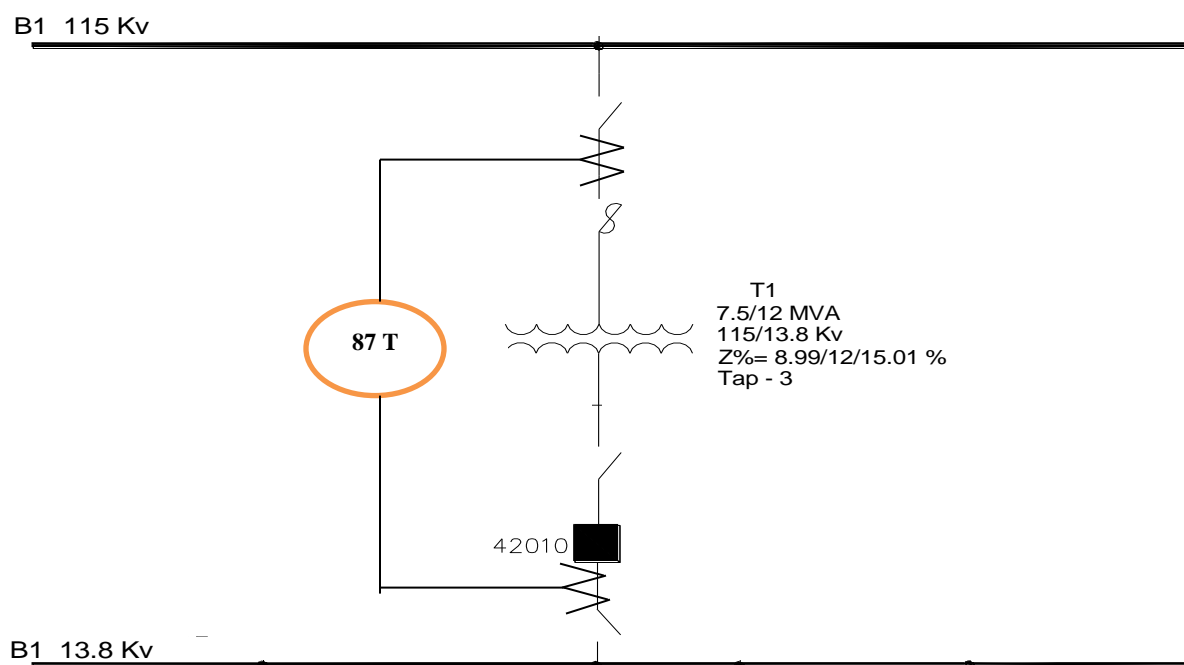
El relevador 49T actúa cuando la temperatura del aceite del transformador rebasa el valor en °C para lo que fue ajustado y envía la señal de alarma, al control de supervisión.

La protección de la válvula de sobrepresión (VSP ó 63T) generalmente opera cuando la presión en el interior del transformador es mayor a 10 lb/plg² y puede deberse a:

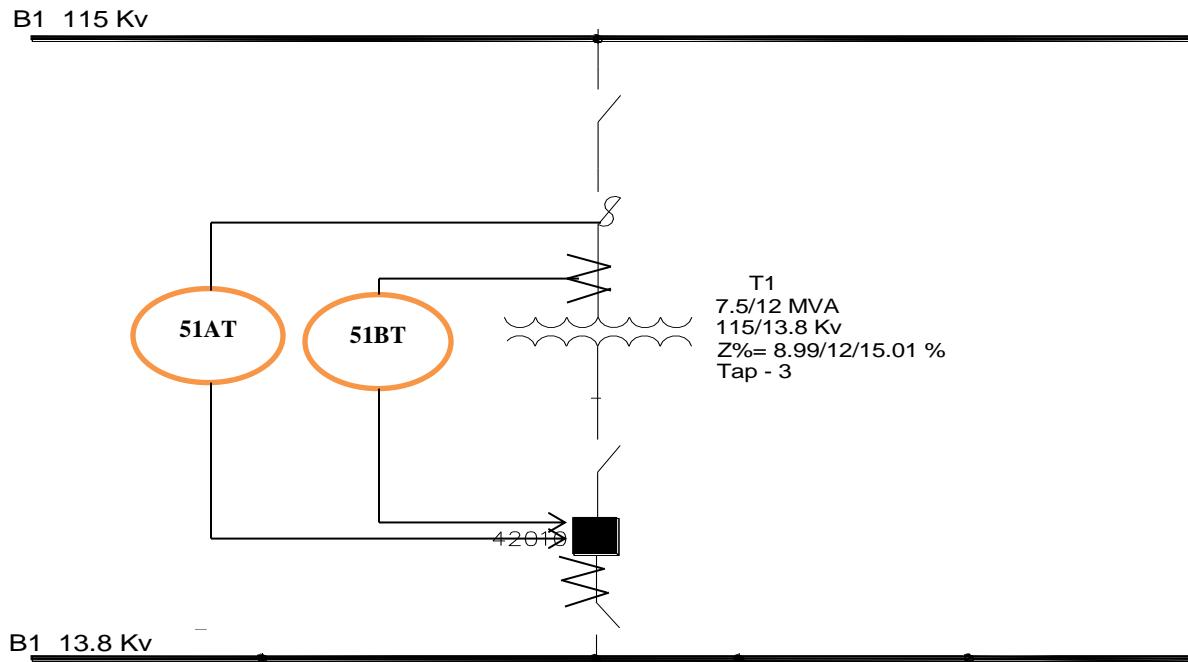
a) Falla interna del transformador. b) Falla en equipo inerte. c) Fallas en cable de control.



La protección diferencial (87T) es la principal del transformador y su operación se origina al presentarse falla en la zona comprendida entre los interruptores de A.T. y B.T., incluyendo a estos al transformador y a todo el equipo instalado entre los interruptores mencionados.



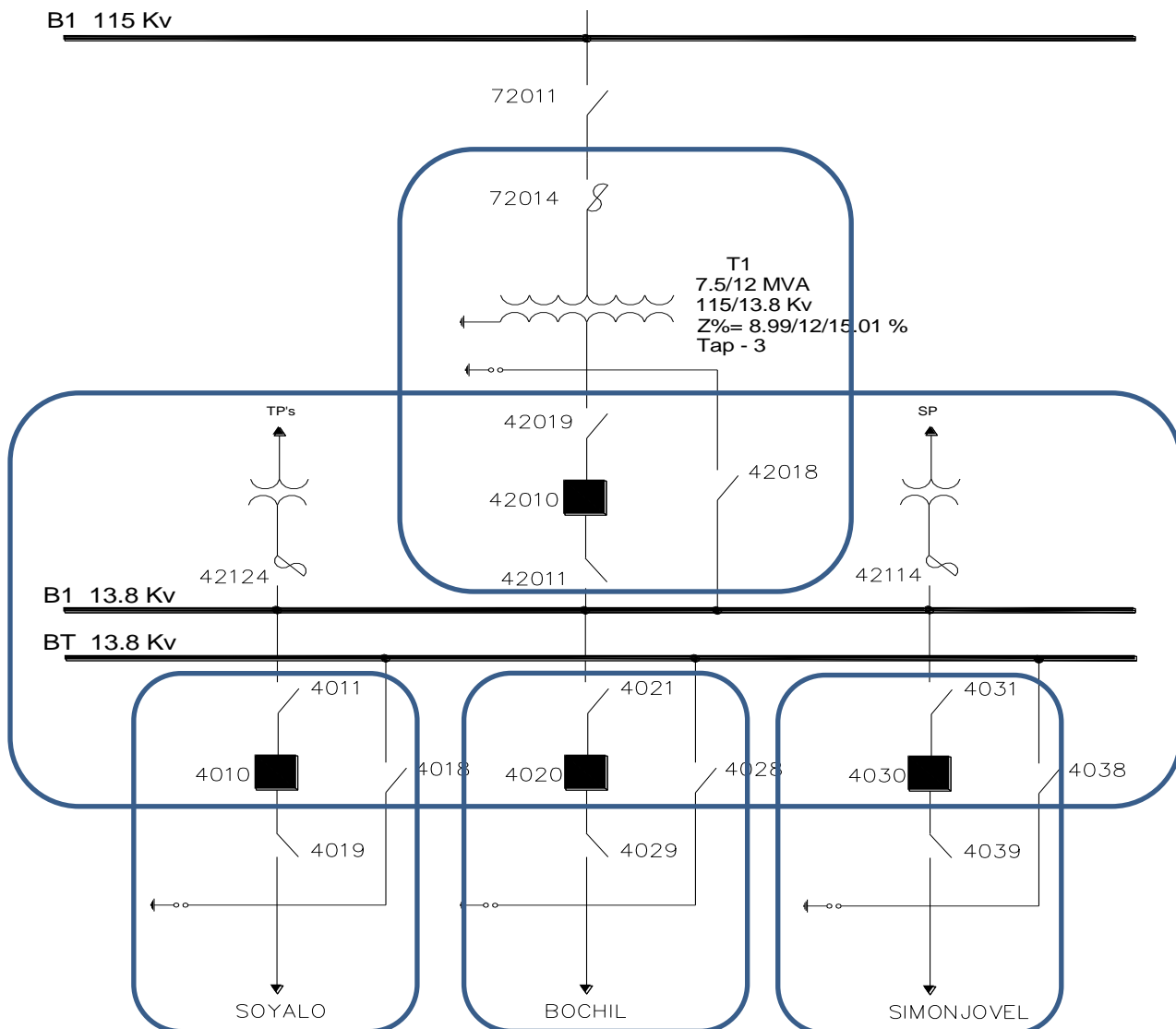
La protección de respaldo de fase 51AT, se considera de respaldo por su operación puede deberse a: a) Falla en la zona comprendida entre las terminales de salida del interruptor de B.T. y los interruptores de línea de B.T. (alimentadores). b) Sobrecarga cuando la demanda rebasa la I de pick up (amperes para comenzar a operar del relevador 51F) c) Al no operar en forma correcta las protecciones de fase de los interruptores en línea de B.T. Para la protección 51BT: La protección 51 BT puede disparar el interruptor de AT.



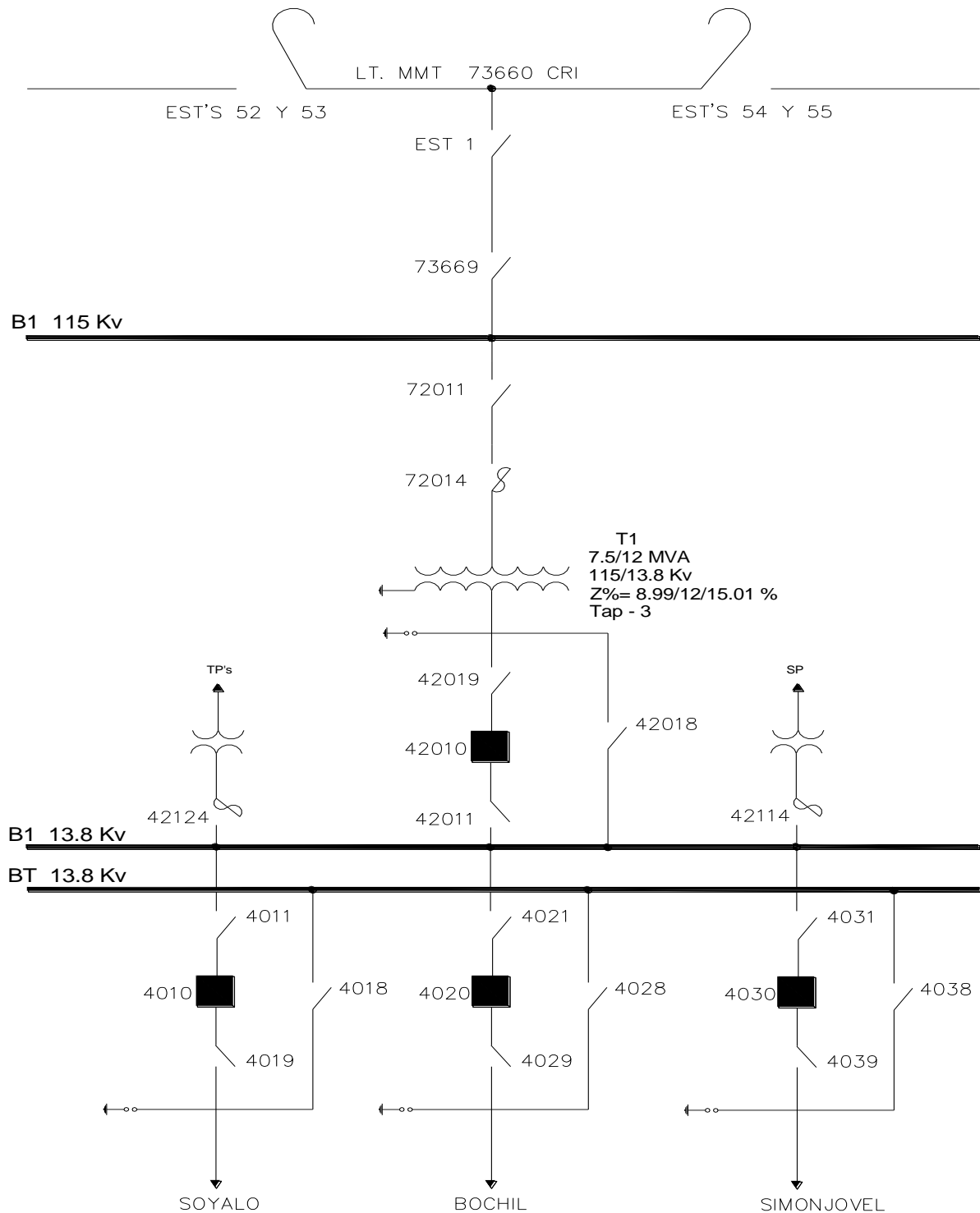
Anexo C: Zonas de protección de la subestación Bochil.

Cosas a considerar:

- Todos los elementos deben quedar dentro de una zona de protección
- Las zonas se deben traslapar para que todo el sistema quede protegido y además se obtenga un respaldo remoto
- El traslape de las zonas se realiza alrededor de los breakers.

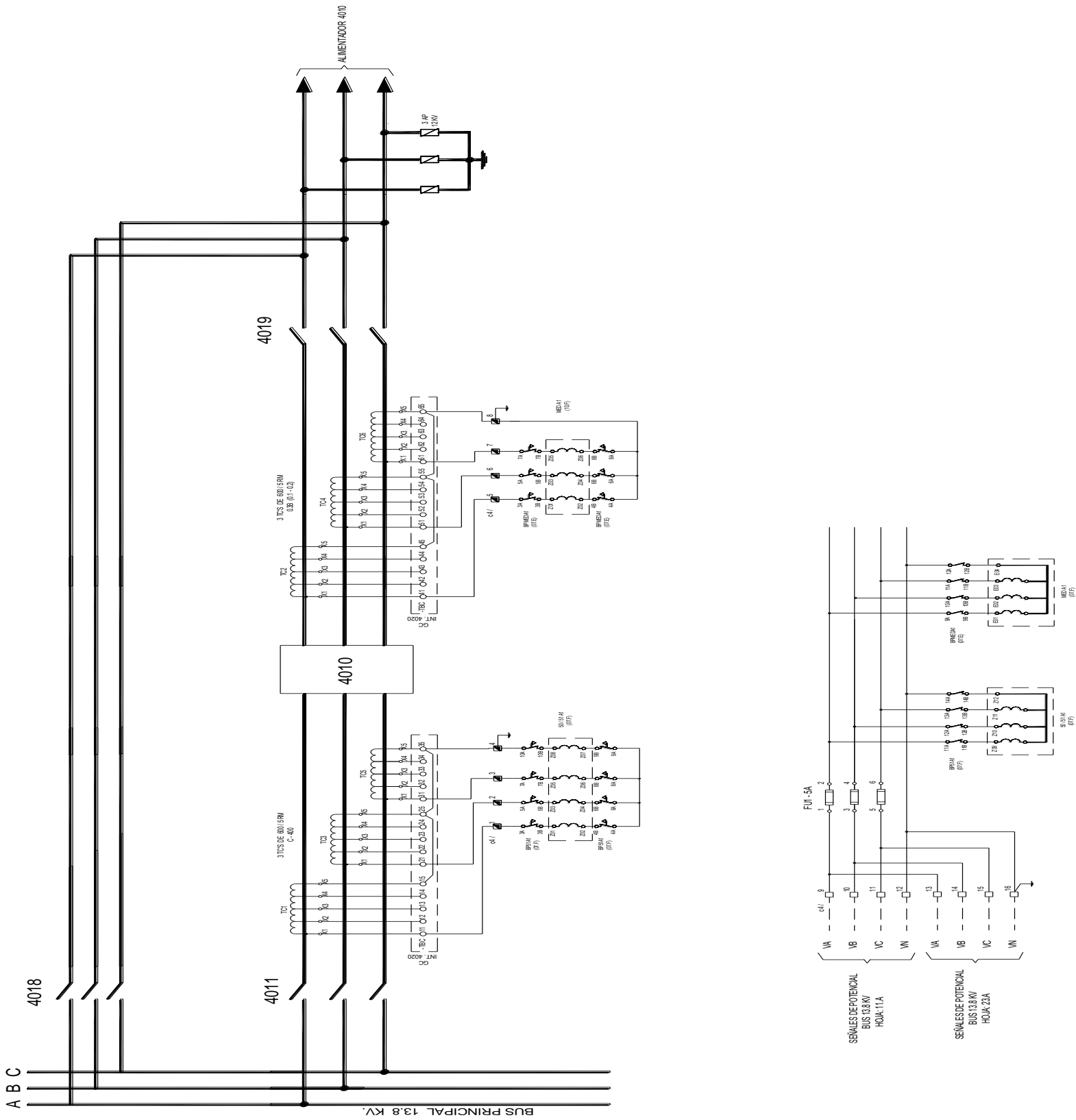


Anexo D: Subestación bochil

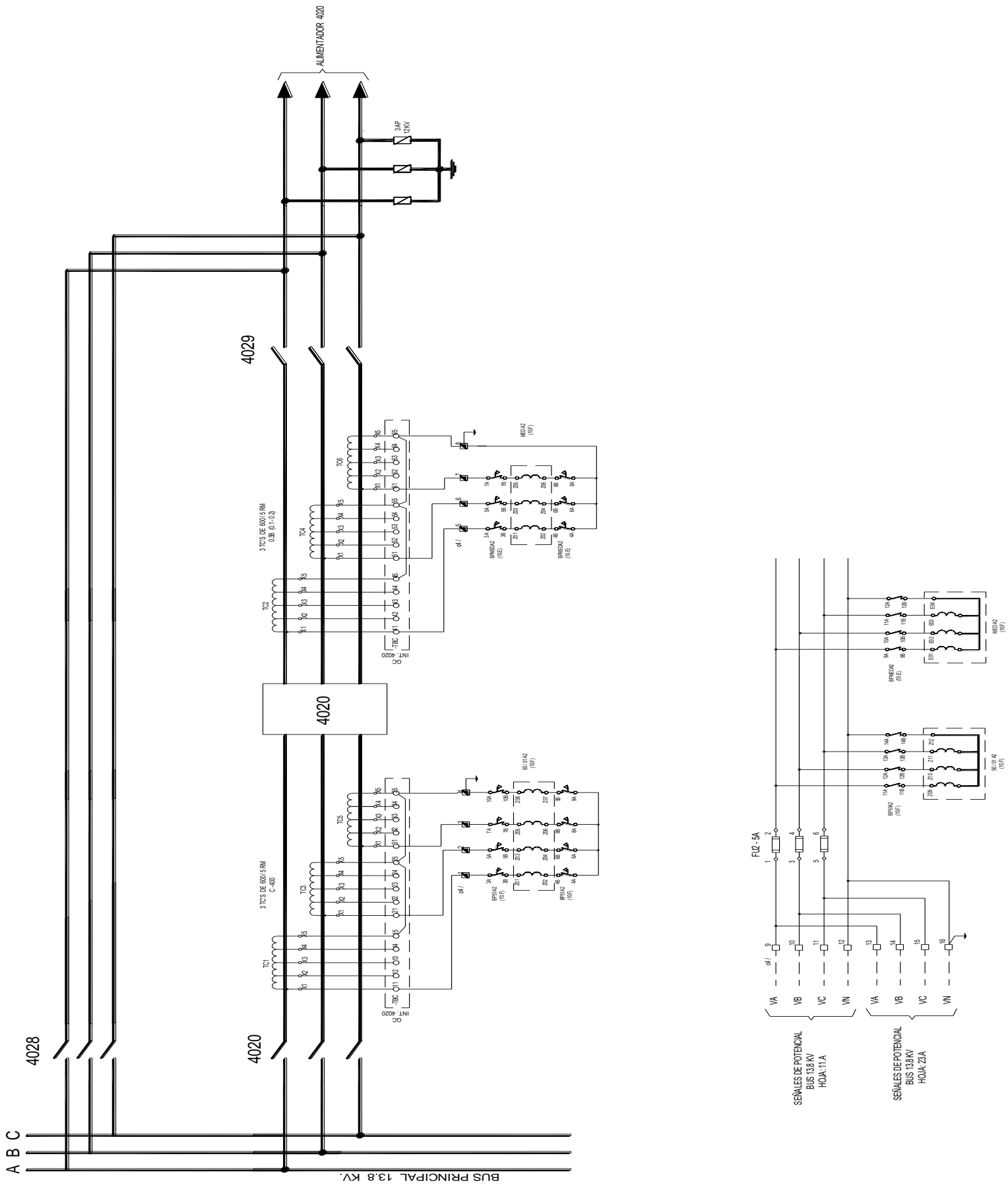


NOTA: TODOS LOS NUMEROS LLEVAN ANTEPUESTO "BCH"

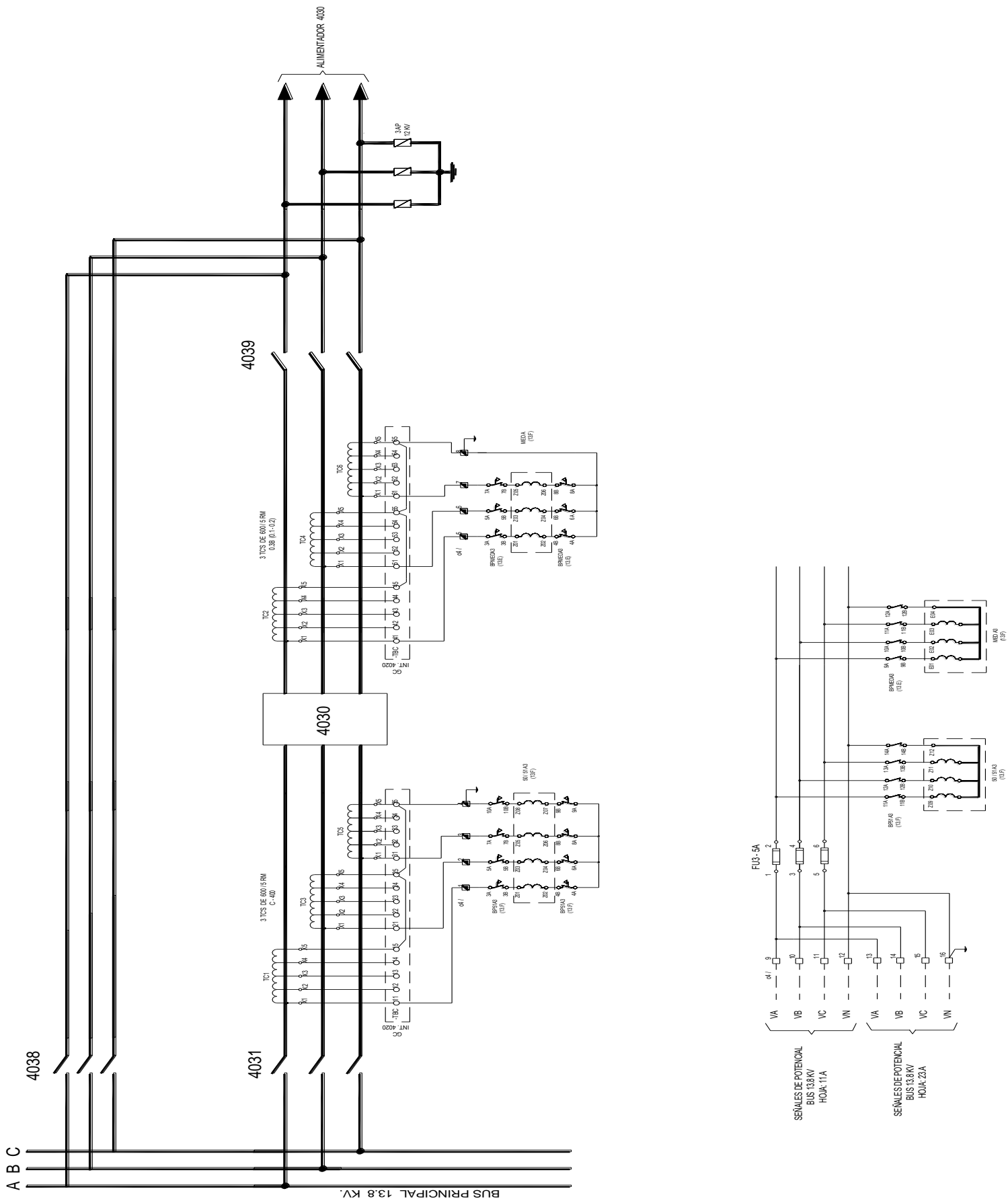
Anexo E: Diagramas trifilares INT.4010, INT.4020, INT.4030



MEMORIA TÉCNICA Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN, AUMENTO DE CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN BOCHIL.



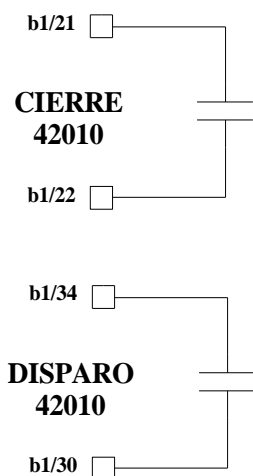
MEMORIA TÉCNICA Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN, AUMENTO DE CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN BOCHIL.



MEMORIA TÉCNICA Y COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN, AUMENTO DE CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN BOCHIL.

Anexo F: Diagramas de mandos y alarmas

DIAGRAMA DE MANDOS 42010



b1/27	1	(+) COMUN
b1/28	2	(-) COMUN
b1/29	3	CIERRE REMOTO
b1/36	4	DISPARO REMOTO 1
b1/39	5	DISPARO REMOTO 2
	6	52B DISPARO 1
	7	52B DISPARO 2
b1/68	8	(+) COMUN
b1/31	9	MECANISMO BLOQUEADO 42010
b1/48	10	FALTA VCA 42010
b1/49	11	FALTA VCD 42010
b1/69	12	LOCAL/REMOTO
b1/32	13	52 A
b1/33	14	52 B

DIAGRAMA DE MANDOS INT.4010,4020,4030

