

TECNOLOGICO NACIONAL DE MEXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERIA ELECTRICA

REPORTE GENERAL RESIDENCIA

**ELABORACION DE MACRO, PARA DESARROLLO DE AUTOMATISMO PARA
MEMORIA TECNICA DE COORDINACION DE SOBRE CORRIENTE DE LOS
BANCOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LA ZONA TUXTLA**

PRESENTA:

VILLARREAL TAGUA ROGER ALEJANDRO

ASESOR INTERNO:

ING. GILBERTO HERNANDEZ CRUZ

ASESOR EXTERNO:

ING. CÉSAR ANTONIO SÁNCHEZ VELASCO

Periodo:

AGOSTO – DICIEMBRE 2018

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas, septiembre 2018

Contenido

Capítulo 1	3
Generalidades	3
Introducción.....	4
1.1 Antecedentes	4
1.2 Estado del arte	4
1.3 justificación	5
1.4 Objetivo	6
1.4.1 General.....	6
1.4.2 Especifico	6
1.5 Metodología.....	6
Capítulo 2	8
Fundamento teórico	8
2.1 Historia de la Comisión Federal De Electricidad.....	8
2.1.1 Historia de la división de distribución sureste.	11
2.1.2 Zona Distribución Sureste Tuxtla	12
2.2 Coordinación de Protecciones	12
2.2.1 Coordinación restaurador-fusible.....	13
2.2.2 Coordinación fusible-restaurador	15
2.2.3 Coordinación restaurador-seccionadora.....	16
2.2.4 Coordinación restaurador-seccionador-fusible	17
2.2.5 Coordinación restaurador-restaurador	18
2.2.6 Coordinación fusible- interruptor de potencia	19
2.2.7 Coordinación interruptor-restaurador	20
2.2.8 Coordinación fusible-fusible.....	21
2.3 Corto circuito.....	22
2.3.1 Análisis del primer sistema eléctrico por el método de equivalente de Thévenin.	23
2.3.2 Análisis del sistema eléctrico por el método de los MVA.	25
3. Desarrollo	27
3.1 Recopilación de datos de los relevadores	27
3.2 Ordenamiento de datos de los Relevadores	29
3.2.1 Cálculos de ajustes de los relevadores de protección.....	29
3.2.2 Relación de transformación para los esquemas	32
3.2.3 Selección de las curvas de operación y palanca de cada esquema	36
4 Resultados y Conclusiones	39

4.1 Resultados.....	39
.....	40
4.2 conclusión.....	43
Referencia bibliográfica.....	43
Anexo 1	44
.....	44

Capítulo 1

Generalidades

Introducción

1.1 Antecedentes

De todas las formas de energía conocidas en la actualidad, la que más se emplea para la economía y desarrollo de cualquier país, es la energía eléctrica, debido a que esta constituye el pilar fundamental del desarrollo social e industrial de todos los países, así como un elemento esencial para el desarrollo tecnológico. La energía eléctrica es primordial en nuestra sociedad actual, ya que, en las actividades diarias las personas, estas implican la electricidad para uso en cualquier herramienta de trabajo o lugar. Por estos motivos se debe tener en cuenta que los elementos que conforman el sistema eléctrico de potencia nacional (sep.) deben ser cada vez mayor calidad y continuidad.

El presente proyecto a realizar es de utilidad para el ingeniero y el personal técnico relacionado con la planeación, proyecto, operación y mantenimiento de los diferentes transformadores de potencia, tiene como finalidad de proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la manera para realizar los estudios de los tipos de transformadores y características. 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 de distribución

Debido a la actualización continua del catálogo god 3539 seria de mucho trabajo modificar archivo por archivo, todos los datos de cada equipo como son, tipo de protección, marca del equipo del relé, kv, tipo de conexión, potencia, porcentaje de impedancias, todos estos son los datos que requieren actualización de datos, es el motivo por el cual se llevara a cabo la elaboración de una Macro Excel para agilizar todos los datos de los bancos de transformadores de potencia de la zona Tuxtla.

1.2 Estado del arte

En Chile, el uso de la computación en los estudios de operación y contingencia son empleados por la gran mayoría de las empresas eléctricas, principalmente en los departamentos encargados de estudios, departamentos técnicos y comerciales. La universidad de Chile, facultad de ciencias físicas y matemáticas, departamento de ingeniería eléctrica, ha visto la necesidad de realizar un estudio en el diseño de una base de datos para la creación y manejo de archivos estándar de sistemas eléctricos, la evolución de programas computacionales para el uso en cálculos o estudios de sistemas eléctricos de potencia, junto con los distintos métodos de modelación utilizados. [1] Felipe Antonio Carvajal Zuleta, tesis **“diseño de base de datos para creación y manejo de archivos estándar de sistemas eléctricos. Desarrollo de casos prácticos.”**, Chile 2008.

1.3 justificación

El proceso de protecciones es necesario para contar con una base de datos de las características de operación de los transformadores de potencia de la red general de distribución (RGD) tener muy en cuenta todas las características de los transformadores de potencia.

La ejecución de la Coordinación de los Sistemas de Protección eléctricas, para mejores condiciones de seguridad, calidad y costo, incorporando las mejores prácticas, y aplicar los recursos necesarios para su funcionamiento.

Analizar, decidir, comunicar e implementar las acciones de mejora del funcionamiento de la Coordinación de Protecciones de los Sistemas de Protección de las RGD, para lograr la confiabilidad del suministro de energía eléctrica de las Zonas de Distribución y revisar la eficacia del proceso para Garantizar el Abasto del Suministro eléctrico. La presente memoria, se establecen los criterios de aplicación y coordinación de los diferentes dispositivos de protección de sobrecorriente de acuerdo con el procedimiento god 3539 coordinación de protecciones de sobrecorriente en sistemas de distribución.

El documento es de utilidad para el Ingeniero y personal técnico relacionado con la operación y mantenimiento de la instalación de distribución; tiene la finalidad de proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la manera y metodología para realizar los estudios de coordinación y selección de ajustes de protecciones.

1.4 Objetivo

1.4.1 General

Eficientar los tiempos de elaboración y actualización de las memorias de cálculos de los estudios de coordinación de protecciones de sobre corrientes de las subestaciones eléctricas de la zona Tuxtla

1.4.2 Especifico

Buscar la información del marco teórico para fomentar las bases de elaboración de la macro de automatismo

Investigar las curvas de operación de los relevadores sel 351, 387,45, booster 851, ziv-1RX2, siemens 75J82, Pd300, PL300, cooper F6

Integrar las curvas a Excel

Revisar los procedimientos del GOD 3539

Realizar la integración de información en la macro para el automatismo de la memoria de cálculo

Realizar las pruebas de macro para el automatismo de la memoria

Hacer la elaboración de reportes técnicos de mi residencia profesional en tiempo y forma

1.5 Metodología

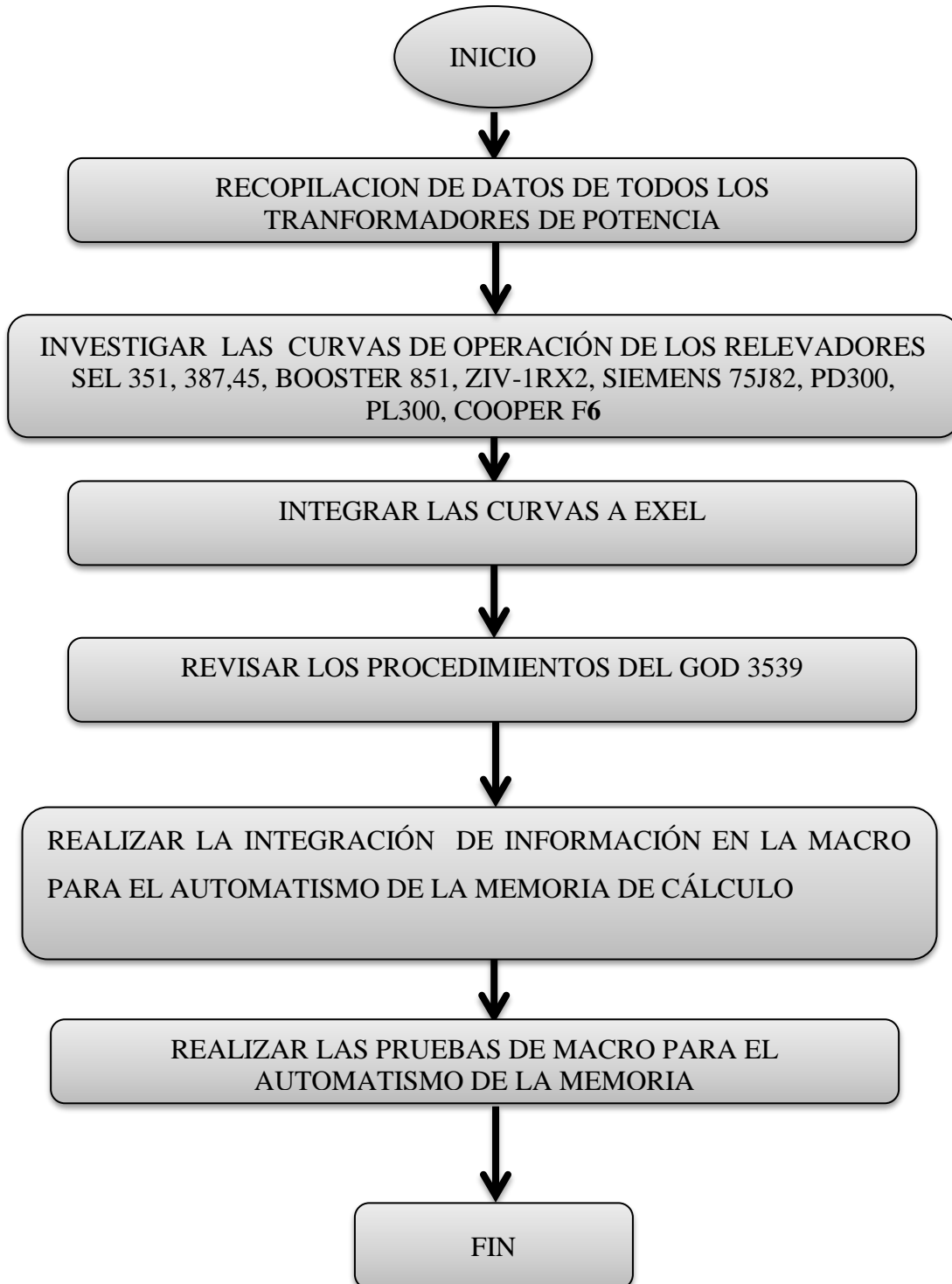


Figura 1: Diagrama de bloques de actividades a realizar

En el diagrama se muestra el proceso secuencial de las actividades a realizar en la recopilación de las características de los transformadores de potencia de las subestaciones (Tuxtla norte, Tuxtla sur, Tuxtla dos, Tuxtla uno, Bochil, Mactumacza, Ocozocoautla, Juy Juy, Villaflores, Soyalo, Cintalapa, Simojovel, Real del bosque, Independencia, Grijalva, Malpaso 3, bombana).

Comenzando con la investigación de las curvas de operación de los relevadores sel 351, 387,45, booster 851, ziv-1rx2, siemens 75j82, pd300, PI300, cooper f6, basado en esas marcas se realizó el anexo de las tablas de valores de las curvas de operación conforme a su tiempo de operación de los diferentes tipos de relé, una vez obtenido los datos de los relevadores se lleva a cabo la consulta del GOOD 3539.

Se toma en cuenta los datos de placas de transformador para sacar los valores del tap, para realizar las los cálculos de nivel de corto circuito, impedancia, tipo de enfriamiento, RTC, disparos de sobre corriente, corriente máxima, para los esquemas de alta se tiene el tiempo un tiempo de operación de 1.2s de falla máxima, para los esquemas de fallas entre fase se encuentra el 51B que tiene un tiempo de operación de 0.7s, los esquemas de protección de tiro de carga descrito como DAC tiene un tiempo de operación en su imite de curva de 0.5s, el 51F Y 51N son los relevadores del circuito y tienen un tiempo de operación de 0.3 s

Capítulo 2

Fundamento teórico

2.1 Historia de la Comisión Federal De Electricidad

La generación de la energía eléctrica inicio en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país fue en el año 1879, estuvo en León Guanajuato y era utilizado por la fábrica textil “la américa”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y publica. En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en

Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica.

No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas “de arco” en la Plaza de la Constitución cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México. Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país., el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la compañía eléctrica de Chapala, en el occidente.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba. The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

En ese periodo se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza

Motriz. Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública.

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas. En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más rentables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de

los intereses generales. (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937.

La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades. Los primeros proyectos de generación de energía eléctrica de CFE se realizaron en Teloloapan (Guerrero), Pátzcuaro (Michoacán), Suchiate y Xia (Oaxaca), y Ures y Altar (Sonora).

El primer gran proyecto hidroeléctrico se inició en 1938 con la construcción de los canales, caminos y carreteras de lo que después se convirtió en el Sistema Hidroeléctrico Ixtapantongo, en el Estado de México, que posteriormente fue nombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán. En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594

kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa.

Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, las cuales operaban con serias deficiencias por la falta de inversión y los problemas laborales. Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

En esa década la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura. Se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal, y se instalaron otras plantas generadoras alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW. Al finalizar esa década se superó el reto de sostener el ritmo de crecimiento al instalarse, entre 1970 y 1980, centrales generadoras que dieron una capacidad instalada de 17,360 MW.

Cabe mencionar que en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz. Esta situación dificultaba el suministro de electricidad, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado.

Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hertz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional. En los años 80 el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendió a 26,797 MW.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 kms, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

2.1.1 Historia de la división de distribución sureste.

Los primeros trabajadores de la División de Distribución Sureste pertenecían al sistema Hidroeléctrica “Bombaná” e inicia sus operaciones como División Sureste el 8 de septiembre de 1954. El equipo de trabajo estaba integrado por 16 personas donde actualmente se localiza la agencia comercial Tuxtla de la Zona de Distribución Tuxtla, cita en la esquina de la Primera Avenida Norte y Tercera calle Oriente de la Ciudad de Tuxtla Gutiérrez Chiapas, encabezados por el Ing. Francisco J, Carreón Maytorena quien fue el primer Gerente.

La división sureste fue formada en su inicio por los sistemas eléctricos ubicados en los estados de Oaxaca, Chiapas, Campeche, Yucatán y Quintana Roo. La sede cambio para el año 1957 ocupando las instalaciones ubicadas en la calle Reforma numero 46 ½ esquina con Humboldt en la Ciudad de Oaxaca de Juárez, Oax, hasta el año de 1979 en que se

trasladó al nuevo edificio localizado en la dirección donde actualmente se encuentra, cita en Manuel Álvarez Bravo número 600, fraccionamiento Colonias de la Soledad., en la Ciudad de Juárez Oaxaca.

2.1.2 Zona Distribución Sureste Tuxtla

La Zona Distribución Tuxtla tiene como sede la Ciudad de Tuxtla Gutiérrez, Chiapas y atiende la Comercialización de la Energía Eléctrica en el área geotérmica de 33 municipios del centro y norte del Estado de Chiapas. Para la atención al público, cuenta con una agencia comercial urbana, tres centros de cobro urbano, un Centro de Servicios al Cliente, 11 agencias comerciales rurales y 3 subgerencias comerciales rurales, con las que se atienden a 429,586 clientes con una demanda máxima de 205 MW que se suministran a través de 21 Subestaciones Reductoras de Distribución.

2.2 Coordinación de Protecciones

En la presente sección se tratará de explicar básicamente la coordinación de los restauradores con los demás elementos de protección de las redes de distribución, puesto que en los cursos de protección con relevadores se estudian los casos convencionales sin tratar normalmente lo referente a los restauradores.

El estudio de Coordinación de Protecciones en un Sistema de Distribución consiste esencialmente de un estudio ordenado tiempo-corriente de todos los dispositivos de protección en serie, desde la carga hasta la Subestación de Distribución.

En este estudio se comparan los tiempos de operación de los diversos dispositivos de protección para ciertos niveles de corriente que pueden circular a través de ellos en algunos tipos de falla.

DIAGRAMA DE BLOQUES PARA EFECTUAR ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

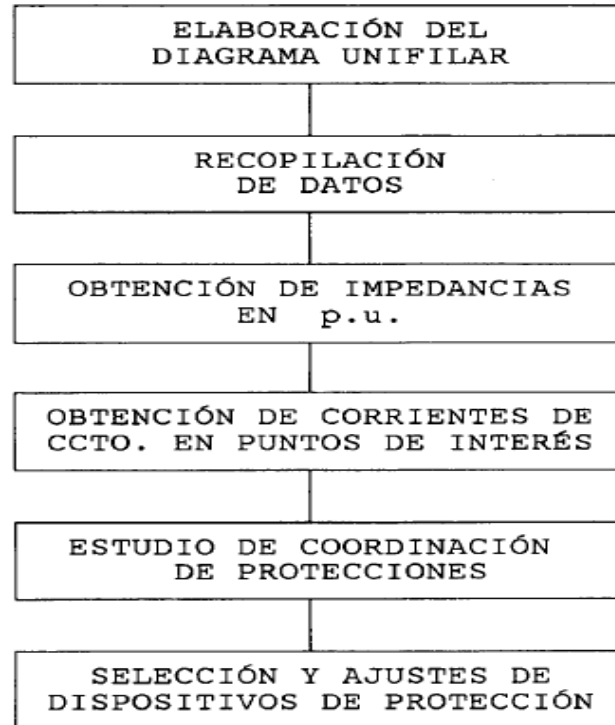


Figura 2: Diagramas de bloques para coordinación de protecciones

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

2.2.1 Coordinación restaurador-fusible

En este caso el fusible se encuentra como protector y el restaurador como respaldo

Sistemas de distribución de energía eléctrica

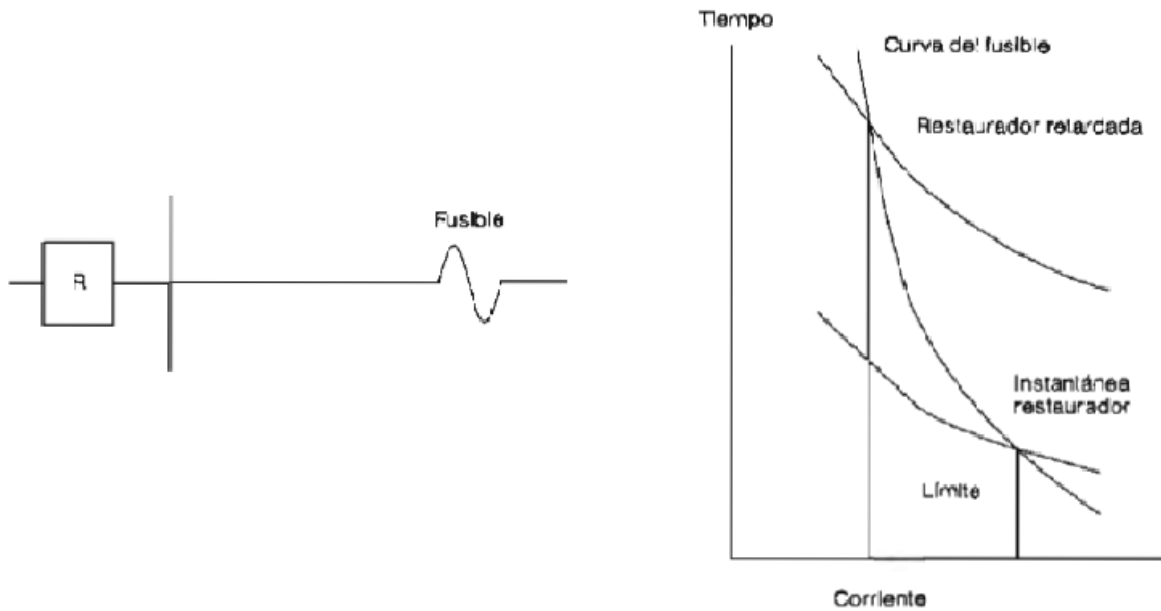


Figura 3: Coordinación restaurador-fusible

La operación de cada uno de los dispositivos de protección debe permitir la liberación de la falla temporal del lado de la carga sin que el fusible se quemé. Cuando ocurre la falla después del fusible, éste se calienta pero no debe fundirse, sino que el restaurador con operación rápida libera la falla. Al recierre del restaurador la falla, si es temporal, se elimina, y todo el sistema vuelve a operar normalmente. En este caso sólo se tiene interrupción muy breve del servicio. Lo anterior significa que el tiempo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de operación rápida del restaurador.

El tiempo mínimo de fusión debe ser mayor o igual que el tiempo de apertura rápida del restaurador multiplicado por un factor que depende del número de operaciones rápidas y de la pausa sin corriente entre dichas operaciones. Otra condición que debe cumplirse es que el tiempo máximo de apertura del fusible no debe ser mayor que el tiempo de apertura del restaurador con operación retardada. Cumpliendo estas dos condiciones se tendrá una coordinación correcta del restaurador con el fusible.

2.2.2 Coordinación fusible-restaurador

Tiempo de recierre del restaurador en ciclos ^t	Operación del restaurador			
	Una rápida		Dos rápidas	
	Promedio	Mínimo	Promedio	Mínimo
25-30	1.3	1.2	2.0	1.8
60	1.3	1.2	1.5	1.35
90	1.3	1.2	1.5	1.35
120	1.3	1.2	1.5	1.35

* El tiempo de recierre de los restauradores varía con el tipo: los RW de Westinghouse y General Electric cierran en 120 ciclos, los 6H de Line Material en 90 ciclos y los 3H en 60 ciclos.

Figura 4: Tiempo de recierre de los restauradores

El fusible instalado del lado de la alimentación protege contra fallas internas en el transformador o fallas en las barras colectoras. En este caso todas las operaciones del restaurador deben ser más rápidas que el tiempo mínimo de fusión del elemento fusible.

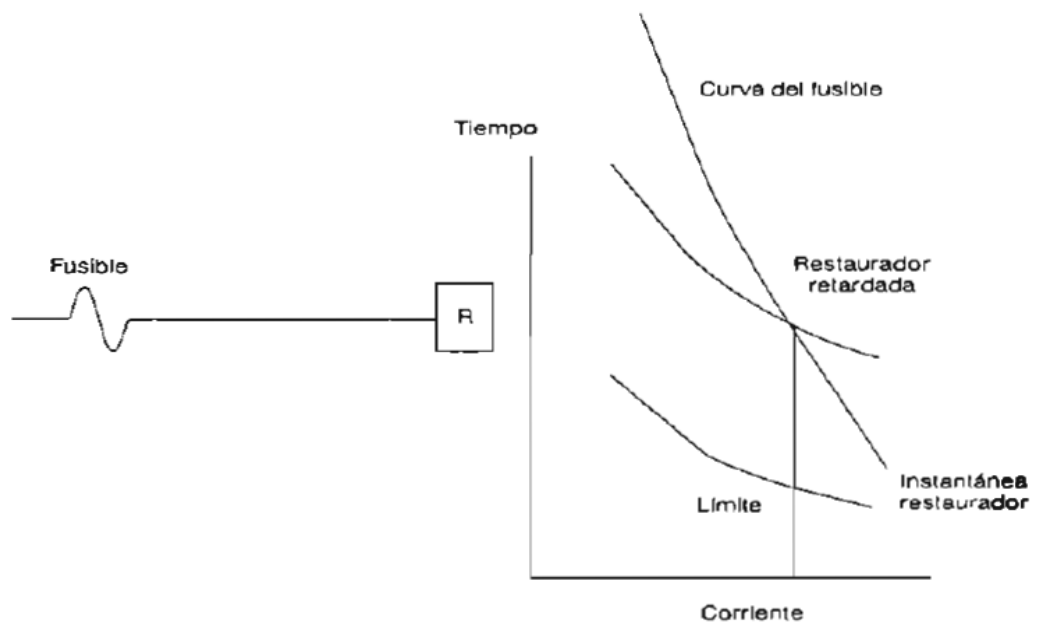


Figura 5: Coordinación fusible-restaurador

El caso crítico se presenta con la falla en el punto de localización del restaurador, ya que se tiene la máxima corriente de corto circuito y el fusible no debe fundirse antes del tiempo total de apertura del restaurador. También en estos casos se utiliza un factor m para fusibles

<i>Tiempo de recierre del restaurador en ciclos*</i>	<i>Operación del restaurador</i>		
	<i>Una rápida</i>	<i>Dos rápidas</i>	<i>Cuatro lentas</i>
25	3.2	2.7	3.7
30	3.1	2.6	3.5
60	2.5	2.1	2.7
90	2.1	1.85	2.2
120	1.8	1.7	1.9
240	1.4	1.4	1.45
600	1.35	1.35	1.35

* El tiempo de recierre de los restauradores varía con el tipo: los RW de Westinghouse y General Electric cierran en 120 ciclos, los 6H de Line Material en 90 ciclos y los 3H en 60 ciclos.

Figura 6: Operación del restaurador

2.2.3 Coordinación restaurador-seccionadora

Para este caso la coordinación queda asegurada si se cumplen las siguientes condiciones:

- 1) El restaurador debe detectar la corriente de corto circuito mínima al final de la zona de protección del restaurador (debe tener la sensibilidad necesaria).
- 2) La corriente de disparo del restaurador debe ser menor que la corriente de corto circuito mínima.
- 3) Los seccionadores se pueden usar en serie entre sí o con fusibles, pero no entre dos restauradores.

Como los seccionadores cuentan los disparos del restaurador, su coordinación se hace ajustando el disparo del seccionador a $n - 1$ disparos del restaurador. Por ejemplo, si el restaurador da 4 disparos, el seccionador opera al tercer disparo del restaurador.

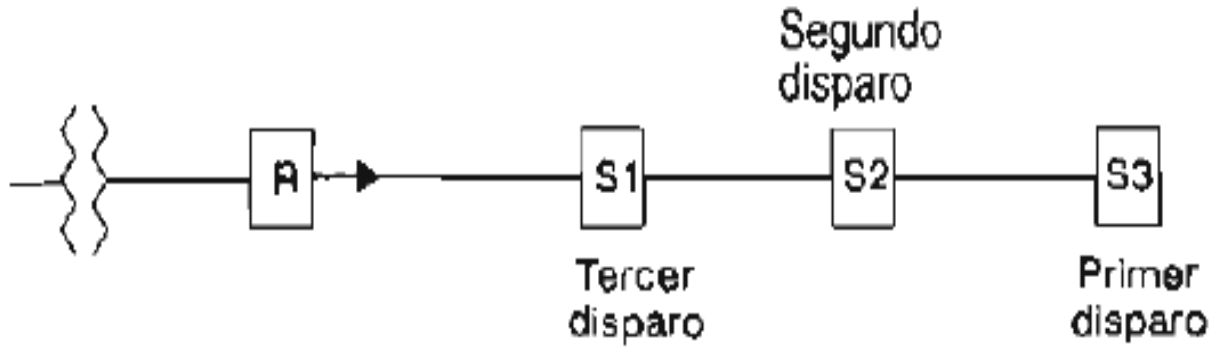


Ilustración 7: coordinación restaurador- seccionadora

2.2.4 Coordinación restaurador-seccionador-fusible

Para este caso se recomienda que el restaurador tenga una secuencia de operación de una



Figura 8: Coordinación restaurador-seccionador-fusible

rápida seguida de tres lentas. El seccionador opera a los tres disparos del restaurador.

Durante la operación rápida el fusible se calienta sin fundirse, y cuando el restaurador abre se enfría, en tanto que el seccionador cuenta. Si la falla es temporal desaparece y se restablece la operación normal. Para la segunda operación el fusible es más rápido que el restaurador y elimina la falla. La seccionadora cuenta la apertura del fusible como la segunda interrupción y el restaurador y el seccionador quedan en servicio.

Con dos operaciones rápidas del restaurador no se puede coordinar porque el seccionador quedaría abierto después de que se funda el fusible.

2.2.5 Coordinación restaurador-restaurador

La coordinación entre restauradores requiere que entre las curvas de disparo de ambos

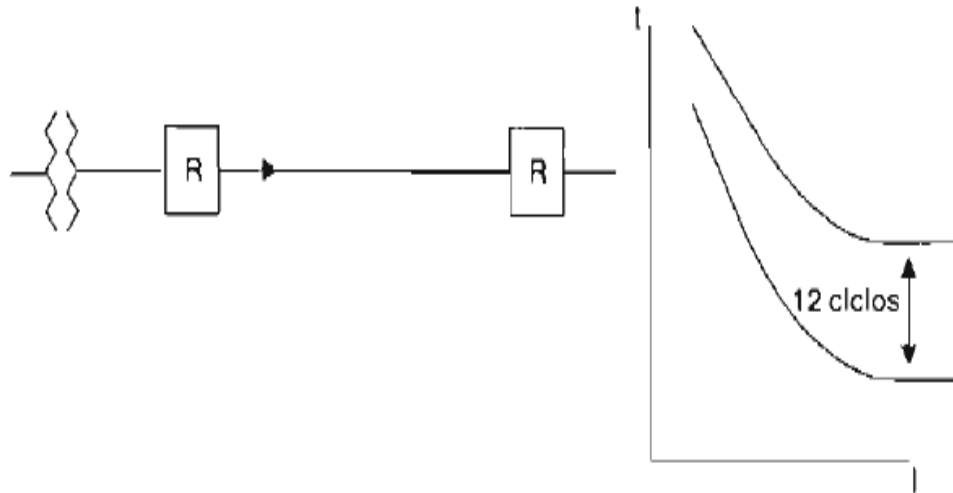


Figura 9: Coordinación restaurador-restaurador

La necesidad de coordinar restauradores entre sí se puede dar por las siguientes situaciones que se pueden presentar en el sistema de distribución:

- 1) Teniendo dos restauradores trifásicos.
- 2) Teniendo dos restauradores monofásicos.
- 3) Teniendo un restaurador trifásico en la subestación y un restaurador monofásico en uno de los ramales del alimentador dado.

Los requerimientos de coordinación entre dos restauradores se pueden cumplir utilizando los siguientes recursos:

- 1) Empleando diferentes tipos de restauradores y algunas mezclas de capacidad en las bobinas y secuencias de operación.

- 2) Utilizando el mismo tipo de restaurador y secuencia de operación, pero usando bobinas de capacidad diferente.
- 3) Empleando el mismo tipo de restaurador y bobinas iguales, pero usando diferente secuencia de operación.

2.2.6 Coordinación fusible- interruptor de potencia

La coordinación de fusible-interruptor de potencia (relevador de sobre corriente) es similar a la coordinación de fusible-restaurador. Sin embargo, el tiempo de recierre del interruptor es normalmente mucho mayor que el del restaurador, por ejemplo 4 seg. Y 2 seg. Respectivamente.

Respectivamente.

Por lo tanto, cuando el fusible se usa como respaldo o como protector no es necesario hacer ajustes de calentamiento o enfriamiento. La coordinación se hace, según la figura IX.10, trazando la curva del fusible y determinando el tiempo mínimo de fusión del fusible bajo la corriente de corto circuito entre fases (k^{\wedge} , del lado secundario). Si el tiempo de fusión del fusible es 135% del tiempo total del interruptor y la protección, la coordinación está plenamente garantizada.

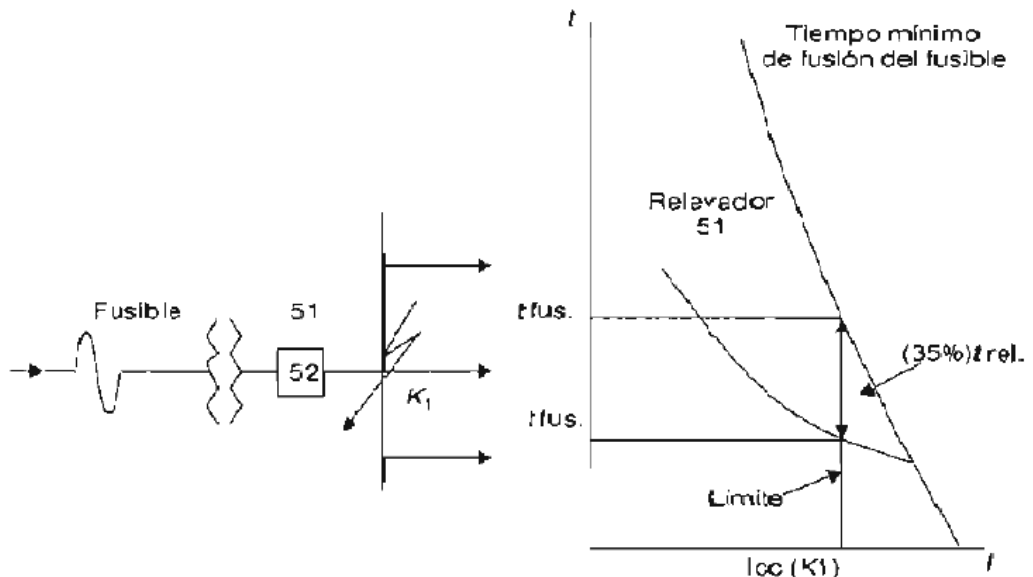


Figura 10: Coordinación fusible-interruptor de potencia

Cuando el relevador es 50 / 51 el fusible debe actuar después del 50 y antes del 51, dejando a éste la protección contra sobrecarga.

2.2.7 Coordinación interruptor-restaurador

Los recierres del restaurador están asociados al interruptor del alimentador a determinados intervalos (por ejemplo 15, 30 o 45 ciclos), después el interruptor será abierto por la protección de sobre corriente. El interruptor de potencia, por lo tanto, debe permitir todas las operaciones del restaurador para lograr que se desconecte sólo en los tramos indispensables del esquema que se está protegiendo. Aun cuando el tiempo de operación del interruptor puede alcanzar varios segundos, el calentamiento de las partes conductoras no es muy elevado, a causa de los periodos sin corriente que hay entre los recierres del restaurador.

Se puede programar el restaurador con un disparo instantáneo inicial, seguido de tres con retardo.

Si la falla es permanente el restaurador queda abierto antes de que opere el interruptor. En estos casos se debe tomar en consideración el desplazamiento del disco del relevador de tiempo inverso, ya que de lo contrario puede producirse un disparo en falso. Esto se debe a que cuando hay corriente de corto circuito el disco del relevador se mueve y cuando se interrumpe la falla continúa moviéndose por inercia, de modo que se puede causar un disparo en falso. El esquema y las curvas de coordinación de este caso se muestran en la figura (11)

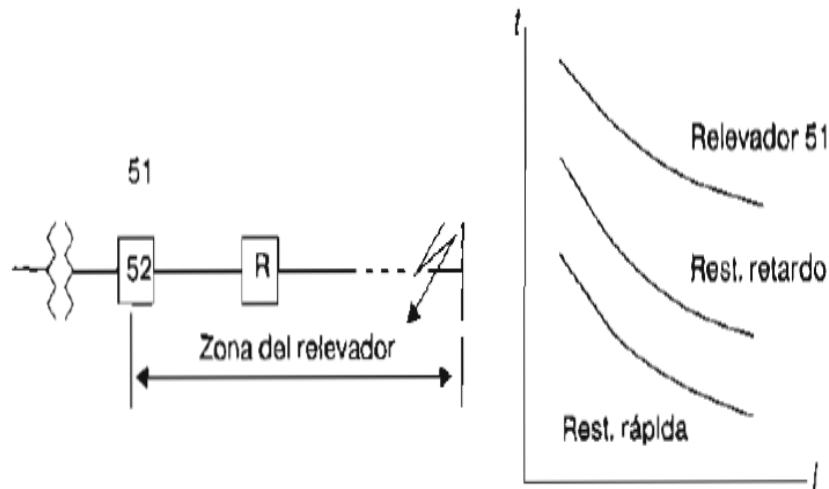


Figura 11: Coordinación interruptor-restaurador

2.2.8 Coordinación fusible-fusible

Con cierta frecuencia se presenta el caso de tener que coordinar fusible con fusible en las redes de distribución y en las plantas industriales. La coordinación se realiza con relativa facilidad, ya que se solicita al fabricante el múltiplo de coordinación entre fusibles. Este múltiplo puede ser desde 2 hasta 8, según los tipos de fusibles. También se puede consultar una tabla en donde se da esta información para los diversos tipos de fusibles, pero no es absolutamente precisa. El cuadro fig. 15 muestra algunos valores para fusibles de baja tensión.

De acuerdo con el cuadro, si se tiene un fusible del lado de la línea de clase L de 1 200 A y del lado de la carga el fusible es de clase K5, el múltiplo de coordinación es 4:1. Entonces la mayor corriente nominal del fusible K5 no debe ser mayor de 300 A para que se tenga disparo selectivo.

En realidad el tiempo de fusión de los fusibles es proporcional a su sección, por lo que se pueden coordinar cuando son del mismo material, por la relación de sus secciones transversales.

2.3 Corto circuito

ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO.

Con los estudios de corto circuito se determinan las corrientes de falla, aportaciones y tensiones en los diversos puntos del sistema.

- 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.

Al ocurrir un corto circuito, la impedancia que se le presenta a la fuente cambia a una de magnitud más pequeña comparada con la de carga normal y lo resultante es que la corriente que fluye en estas circunstancias es una corriente elevada (normalmente varios miles de amperes), esta corriente se denomina corriente de corto circuito.

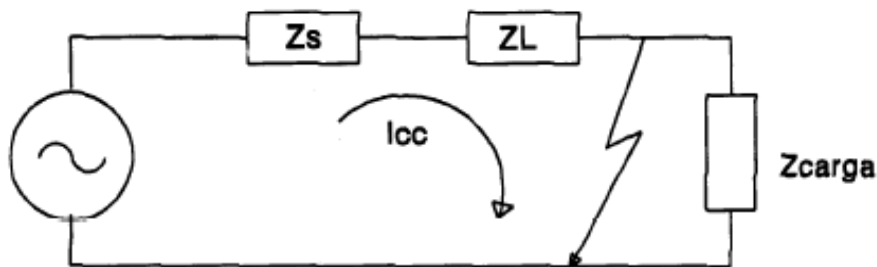


Figura 12: cortó circuito

Durante los primeros ciclos de ocurrencia de la falla, es necesario considerar el fenómeno transitorio debido a un circuito RL, ya que al ocurrir la falla, la impedancia cambia de una

cuya componente resistiva es mayor que la componente reactiva a otra cuya componente reactiva es mayor que la resistiva.

Esto produce una respuesta de corriente amortiguada en el tiempo, lo cual se traduce en una corriente de magnitud mayor durante varios ciclos (lo que dura el efecto transitorio del circuito RL), para después reducir su magnitud a la correspondiente al régimen permanente.

2.3.1 Análisis del primer sistema eléctrico por el método de equivalente de Thévenin.

El teorema de Thevenin tiene como objetivo simplificar los cálculos de un sistema eléctrico complejo por un circuito eléctrico equivalente mucho más simple, constituido por una fuente de tensión y una resistencia, supongamos un circuito eléctrico lineal complejo y queremos establecer el circuito de Thevenin entre los dos terminales A y B.

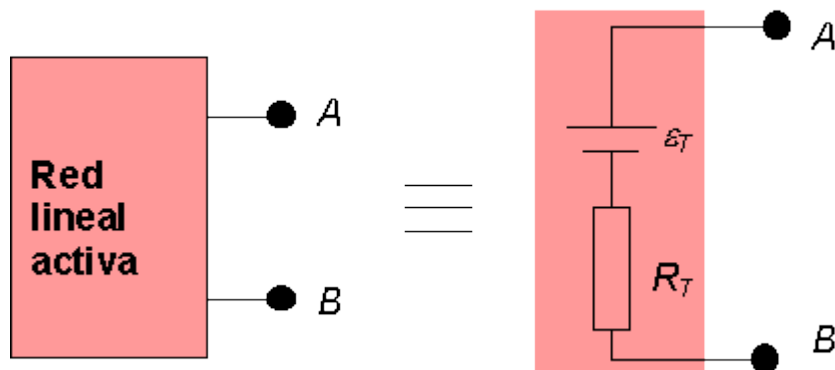


Ilustración 13: Equivalente de thevenin

Decimos que la red lineal activa es una configuración circuital compleja y queremos reemplazarla por un circuito equivalente simple que al conectar una carga entre los

terminales A y B tanto la tensión que cae sobre ella y la corriente que circula es la misma en los dos esquemas circuitales.

Una vez que se obtienen los valores de los elementos en por unidad se traza el diagrama de reactancias. Como se muestra en la figura (14)

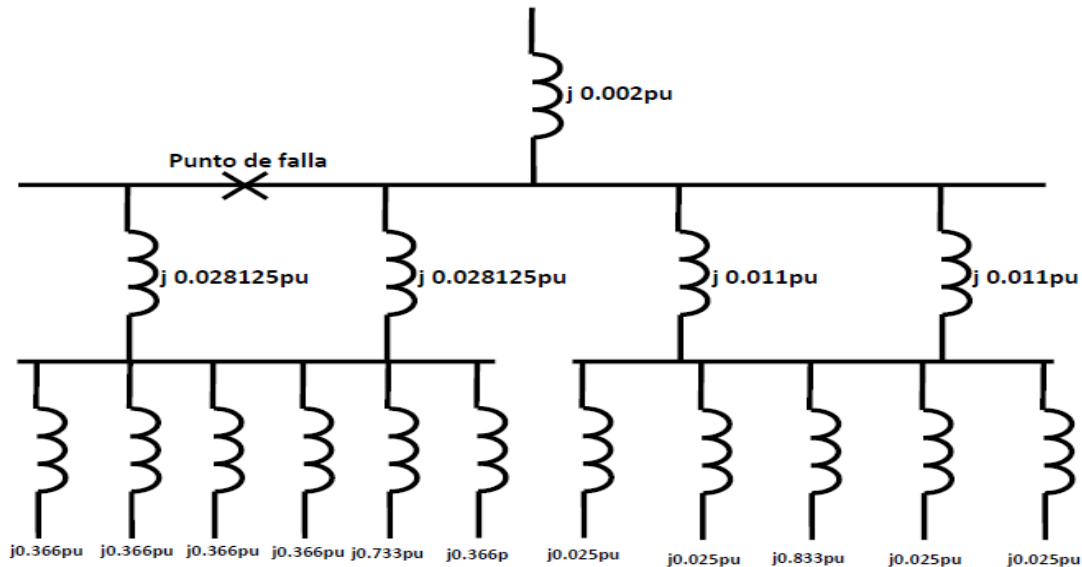


Figura 14: Diagramas de reactancias del sistema eléctrico industrial

Se procede a realizar las reducciones serie y paralelo de las reactancias (descritas en el capítulo 2) hasta obtener el valor de la reactancia total en el punto de falla (X_T).

$$X_T = j 1.66452073745 \times 10^{-3}$$

5. Se calcula la corriente de cortocircuito (I_{CC}) simétrica 3 Φ en el sistema en pu.

$$I_{CC \text{ pu}} = \frac{1}{X_{pu}} = \frac{1}{1.66452073745 \times 10^{-3}} = 600.773530483 \text{ pu}$$

Calculando la corriente base (I_B) se calcula la corriente total de falla en Amperes.

$$I_B = \frac{kVA_B}{\sqrt{3}kV_B} = \frac{10 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 230 \times 10^3} = 25.1021856169 \text{ A}$$

Por lo tanto la corriente simétrica de falla en Amperes es:

$$I_{CC} = I_{CC} pu \times I_B = 600.773530483 \times 25.1021856169 = 15080.7286759A = 15.08kA$$

La potencia de cortocircuito (P_{CC}) simétrica en MVA es:

$$P_{CC} = 3 V_L I_{CC} = 3 \times 230 \times 10^3 \times 15080.7286759 = 6007.735MVA$$

. Se calculan la corriente y potencia de cortocircuito asimétricas considerando un factor de asimetría que supone una condición máxima de asimetría en condiciones de falla.

$$I_{CC} \text{ asimetrtrica} = 1.6 \times I_{CC} = 1.6 \times 15.08kA = 24.128kA$$

$$P_{CC} \text{ asimetrtrica} = 1.6 \times P_{CC} = 1.6 \times 6007.735MVA = 9612.3764MVA$$

2.3.2 Análisis del sistema eléctrico por el método de los MVA.

El método de los MVA para cálculos de cortocircuito Los estudios de cortocircuito como se ha indicado anteriormente, tienen varios objetivos. El método empleado para una solución en particular depende de varias cosas, como son el tamaño del sistema bajo estudio, los resultados esperados y la aplicación de estos. En particular para las instalaciones industriales y los sistemas de distribución. Se pueden emplear métodos relativamente simples, fáciles de aprender y rápidos en su concepción, que permitan al ingeniero o al diseñador resolver un problema en un cierto grado de aproximación sin emplear mucho tiempo y esfuerzo.

Se hace el cálculo de cortocircuito en el mismo punto de falla del mismo sistema eléctrico (bus de 230kV), ahora empleando el método de los MVA.

1.- Primero se hace la conversión de los valores de reactancia de cada elemento a potencia de cortocircuito.

2. Se traza un diagrama similar (figura 15)

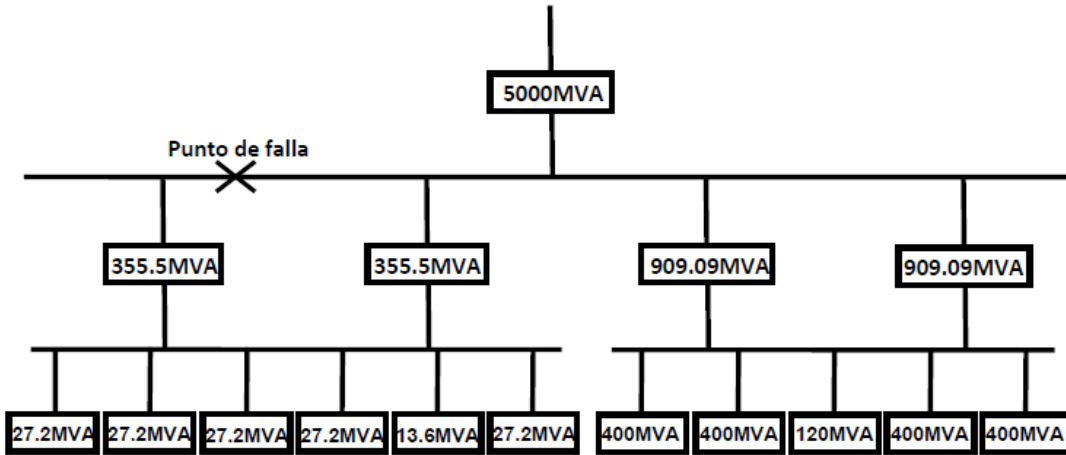


Ilustración 15: Diagrama de MVA del sistema eléctrico industrial

3. Se procede a la reducción de potencias hasta obtener la potencia total de cortocircuito en el punto de la falla y se calculan las corrientes de cortocircuito simétrica y asimétrica, además de la potencia de cortocircuito asimétrica.

Potencia ($MVA_{ACC\ TOTAL}$) y corriente de cortocircuito (I_{CC}) simétricas.

$$MVA_{ACC\ TOTAL} = 6007.7353048 \text{ MVA}$$

$$I_{CC} = \frac{MVA_{ACC}}{\sqrt{3}kV_L} = \frac{6007.7353048}{\sqrt{3} 230 \times 10^3} = 15.08 \text{ kA}$$

Calculando potencia de cortocircuito asimétrica ($MVA_{ACC\ asimétrica}$) y corriente de cortocircuito asimétrica () empleando el mismo valor de asimetría de 1.6 se tiene.

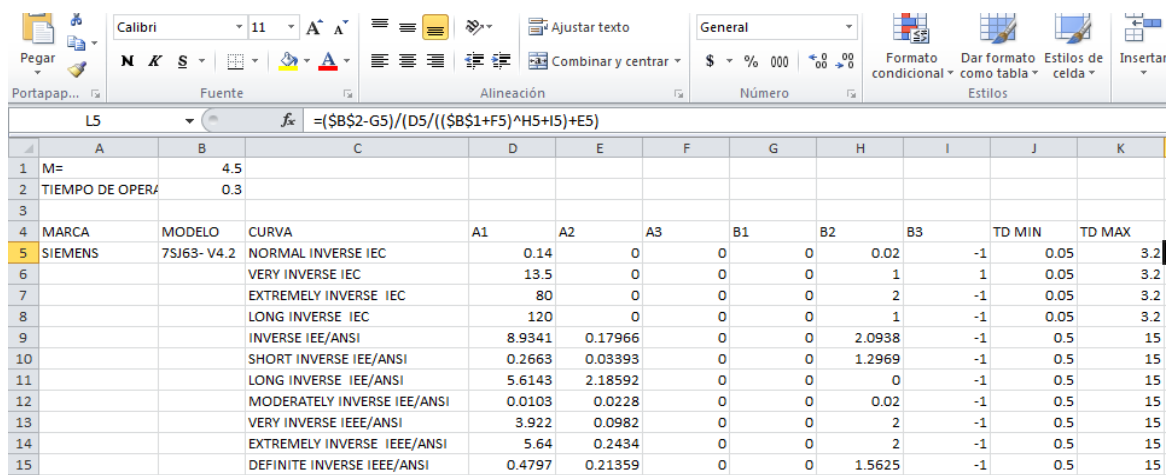
$$MVA_{ACC\ asimétrica} = 1.6 \times 6007.7353048 \text{ MVA} = 9612.3764 \text{ MVA}$$

$$I_{CC\ asimétrica} = 1.6 \times 15.08 \text{ kA} = 24.128 \text{ kA}$$

3. Desarrollo

3.1 Recopilación de datos de los relevadores

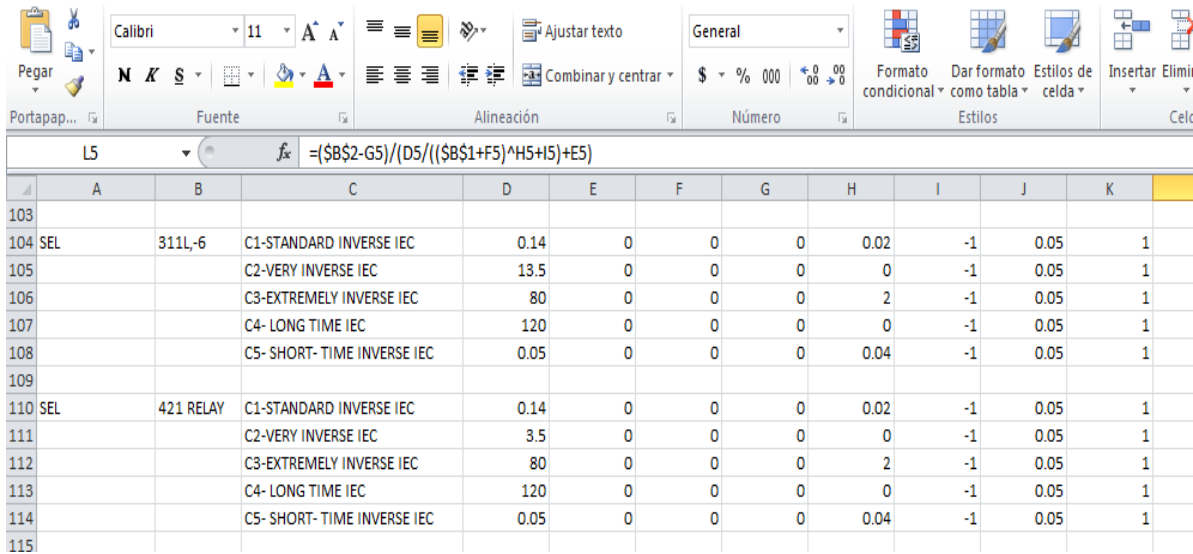
Los datos empleados en la macro Excel son extraídos de manuales que cada proveedor o marca le brinda al usuario en la compra de su equipo, dentro de los catálogos se encuentra la marca SIEMENS modelo 7SJ63- V4.2 con un tiempo de operación mínima de 0.5 a 3.2 de operación máxima y las curvas de ese relevador es de la IEC y IEE/ANSI.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	
1	M=	4.5										
2	TIEMPO DE OPERA	0.3										
3												
4	MARCA	MODELO	CURVA	A1	A2	A3	B1	B2	B3	TD MIN	TD MAX	
5	SIEMENS	7SJ63- V4.2	NORMAL INVERSE IEC	0.14	0	0	0	0.02		-1	0.05	3.2
6			VERY INVERSE IEC	13.5	0	0	0	1		-1	0.05	3.2
7			EXTREMELY INVERSE IEC	80	0	0	0	2		-1	0.05	3.2
8			LONG INVERSE IEC	120	0	0	0	1		-1	0.05	3.2
9			INVERSE IEE/ANSI	8.9341	0.17966	0	0	2.0938		-1	0.5	15
10			SHORT INVERSE IEE/ANSI	0.2663	0.03393	0	0	1.2969		-1	0.5	15
11			LONG INVERSE IEE/ANSI	5.6143	2.18592	0	0	0		-1	0.5	15
12			MODERATELY INVERSE IEE/ANSI	0.0103	0.0228	0	0	0.02		-1	0.5	15
13			VERY INVERSE IEEEE/ANSI	3.922	0.0982	0	0	2		-1	0.5	15
14			EXTREMELY INVERSE IEEEE/ANSI	5.64	0.2434	0	0	2		-1	0.5	15
15			DEFINITE INVERSE IEEEE/ANSI	0.4797	0.21359	0	0	1.5625		-1	0.5	15

Figura 16: Valores de operación del relevador siemens

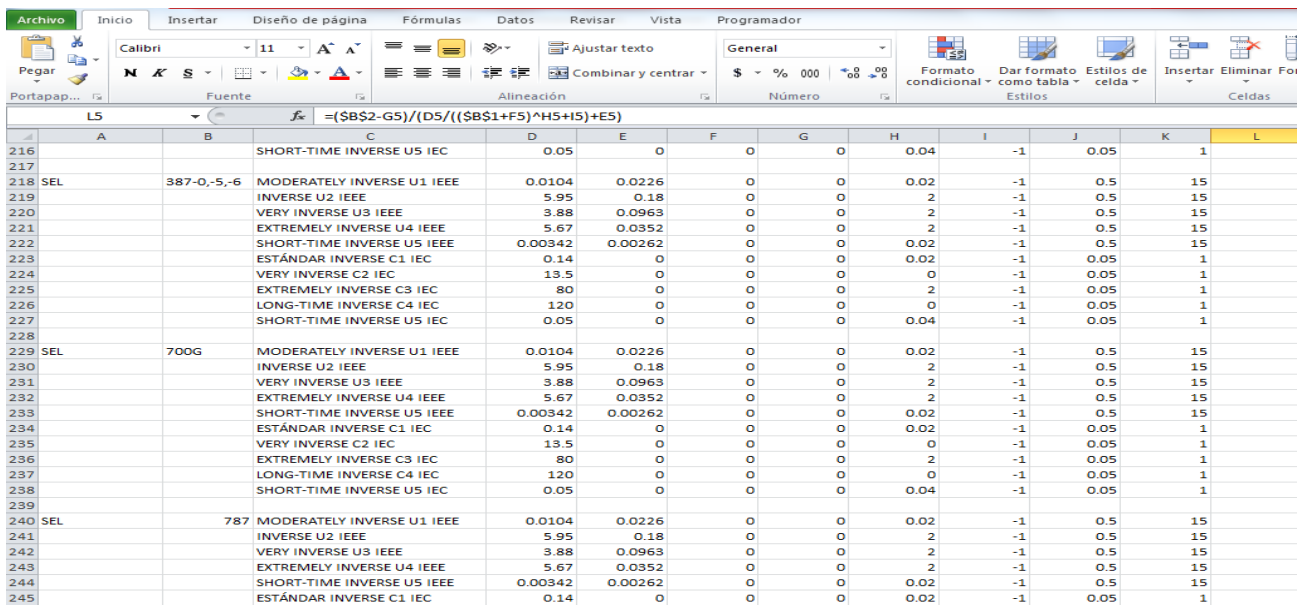
Así también la marca SEL 311L, SEL421 con un tiempo de operación mínima de 0.01 a 1 de operación máxima por lo regular para todas las marcas SIEMENS y SEL es el mismo valor de tiempo de operación mínima y máxima y los tipos de curvas están dados por la norma IEC



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
103											
104	SEL	311L,-6	C1-STANDARD INVERSE IEC	0.14	0	0	0	0.02	-1	0.05	1
105			C2-VERY INVERSE IEC	13.5	0	0	0	0	-1	0.05	1
106			C3-EXTREMELY INVERSE IEC	80	0	0	0	2	-1	0.05	1
107			C4- LONG TIME IEC	120	0	0	0	0	-1	0.05	1
108			C5- SHORT- TIME INVERSE IEC	0.05	0	0	0	0.04	-1	0.05	1
109											
110	SEL	421 RELAY	C1-STANDARD INVERSE IEC	0.14	0	0	0	0.02	-1	0.05	1
111			C2-VERY INVERSE IEC	3.5	0	0	0	0	-1	0.05	1
112			C3-EXTREMELY INVERSE IEC	80	0	0	0	2	-1	0.05	1
113			C4- LONG TIME IEC	120	0	0	0	0	-1	0.05	1
114			C5- SHORT- TIME INVERSE IEC	0.05	0	0	0	0.04	-1	0.05	1
115											

Figura 17: Valores de operación del relevador SEL

Como podemos observar en la imagen el modelo del relevador SEL 387-0-5-6, SEL 700G y SEL 787 cambian sus valores de operación en las curvas de la IEEE con un valor mínimo de 0.5 a un valor máximo de 15.



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
216			SHORT-TIME INVERSE U5 IEC	0.05	0	0	0	0.04	-1	0.05	1	
217												
218	SEL	387-0,-5,-6	MODERATELY INVERSE U1 IEEE	0.0104	0.0226	0	0	0.02	-1	0.5	15	
219			INVERSE U2 IEEE	5.95	0.18	0	0	2	-1	0.5	15	
220			VERY INVERSE U3 IEEE	3.88	0.0963	0	0	2	-1	0.5	15	
221			EXTREMELY INVERSE U4 IEEE	5.67	0.0352	0	0	2	-1	0.5	15	
222			SHORT-TIME INVERSE U5 IEEE	0.00342	0.00262	0	0	0.02	-1	0.5	15	
223			ESTÁNDAR INVERSE C1 IEC	0.14	0	0	0	0.02	-1	0.05	1	
224			VERY INVERSE C2 IEC	13.5	0	0	0	0	-1	0.05	1	
225			EXTREMELY INVERSE C3 IEC	80	0	0	0	2	-1	0.05	1	
226			LONG-TIME INVERSE C4 IEC	120	0	0	0	0	-1	0.05	1	
227			SHORT-TIME INVERSE U5 IEC	0.05	0	0	0	0.04	-1	0.05	1	
228												
229	SEL	700G	MODERATELY INVERSE U1 IEEE	0.0104	0.0226	0	0	0.02	-1	0.5	15	
230			INVERSE U2 IEEE	5.95	0.18	0	0	2	-1	0.5	15	
231			VERY INVERSE U3 IEEE	3.88	0.0963	0	0	2	-1	0.5	15	
232			EXTREMELY INVERSE U4 IEEE	5.67	0.0352	0	0	2	-1	0.5	15	
233			SHORT-TIME INVERSE U5 IEEE	0.00342	0.00262	0	0	0.02	-1	0.5	15	
234			ESTÁNDAR INVERSE C1 IEC	0.14	0	0	0	0.02	-1	0.05	1	
235			VERY INVERSE C2 IEC	13.5	0	0	0	0	-1	0.05	1	
236			EXTREMELY INVERSE C3 IEC	80	0	0	0	2	-1	0.05	1	
237			LONG-TIME INVERSE C4 IEC	120	0	0	0	0	-1	0.05	1	
238			SHORT-TIME INVERSE U5 IEC	0.05	0	0	0	0.04	-1	0.05	1	
239												
240	SEL	787	MODERATELY INVERSE U1 IEEE	0.0104	0.0226	0	0	0.02	-1	0.5	15	
241			INVERSE U2 IEEE	5.95	0.18	0	0	2	-1	0.5	15	
242			VERY INVERSE U3 IEEE	3.88	0.0963	0	0	2	-1	0.5	15	
243			EXTREMELY INVERSE U4 IEEE	5.67	0.0352	0	0	2	-1	0.5	15	
244			SHORT-TIME INVERSE U5 IEEE	0.00342	0.00262	0	0	0.02	-1	0.5	15	
245			ESTÁNDAR INVERSE C1 IEC	0.14	0	0	0	0.02	-1	0.05	1	

Figura 18: Valores de operación SEL 387-0-5-6, SEL 700G, SEL 387

3.2 Ordenamiento de datos de los Relevadores

Para llevarse a cabo este proyecto se realizó una tabla en Excel la cual se elaboró por medio de datos de los relevadores con los los diferentes manuales de cada equipo. Como primer paso a realizar es seleccionar la subestación en la que vamos a elaborar los ajustes de protección.

La subestación seleccionada es BCH (BOCHIL) T1 (TRANSFORMADOR) tomando en cuenta los datos de placas de transformador de potencia, interruptores, datos de los relevadores de protección y el interruptor de alta 72010, interruptor de baja 42010 y el alimentador 4010

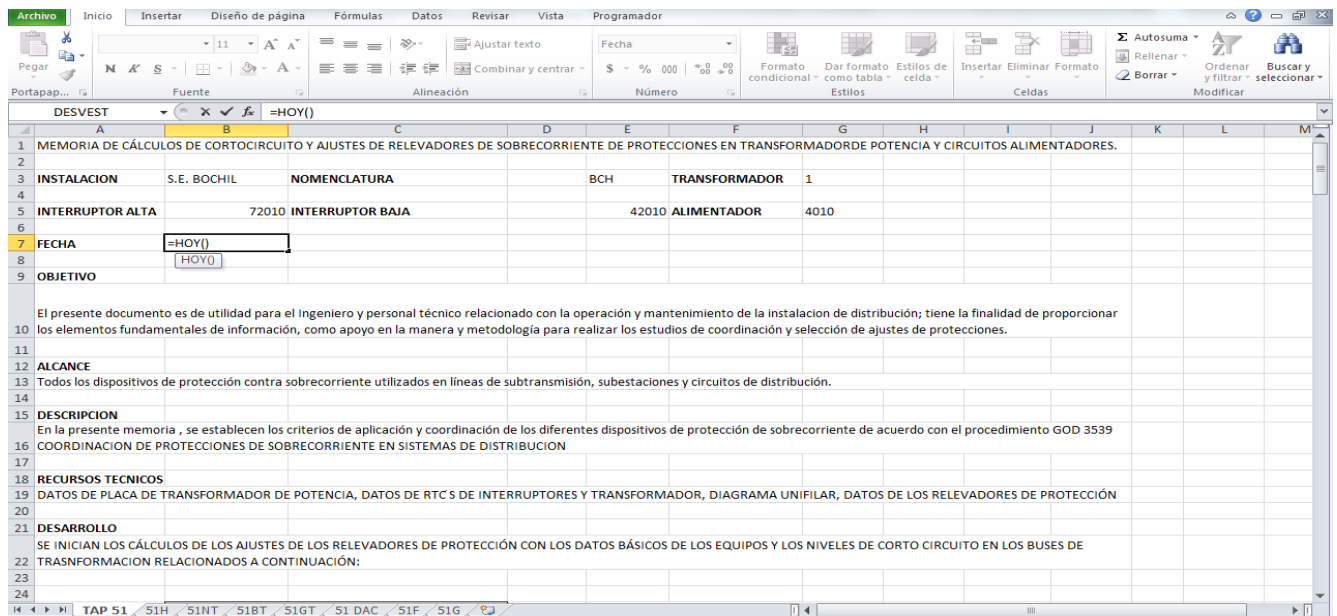
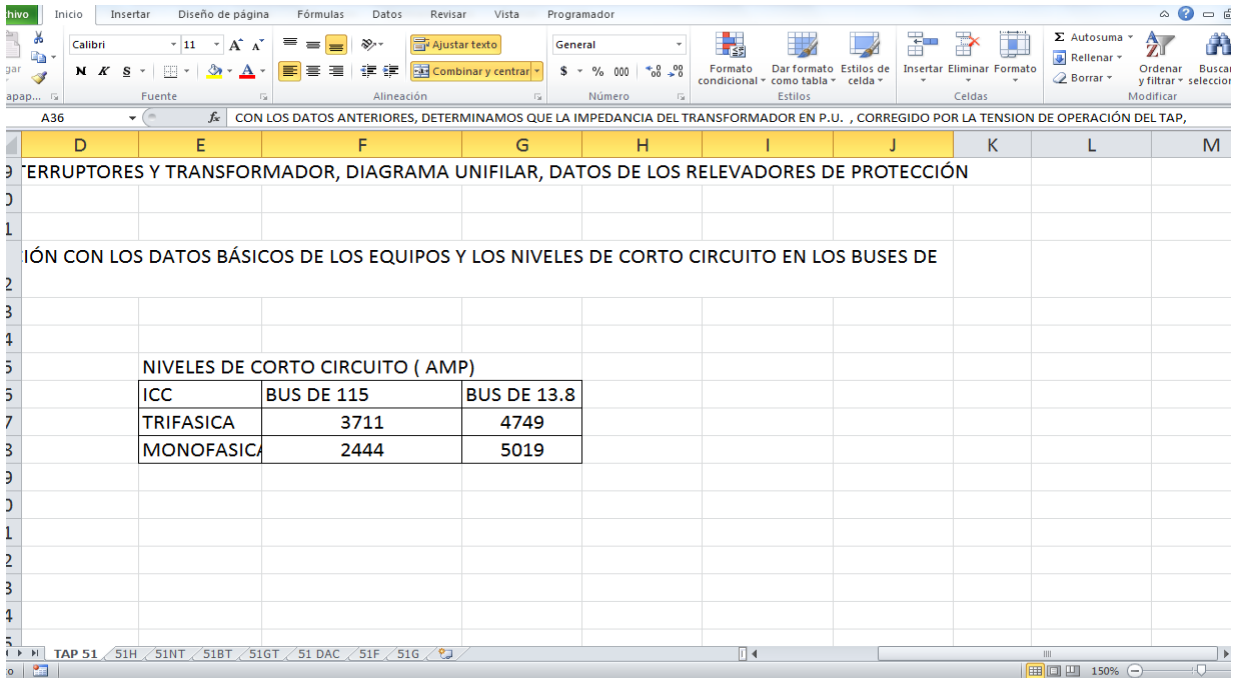


Figura19: Ordenamiento de datos

3.2.1 Cálculos de ajustes de los relevadores de protección

Niveles de corto circuito:

para llevarse a cabo el nivel de corto circuito, con la ayuda de una tabla asignada por el ingeniero se tomó los valores de corto circuito en el bus de 115 trifásica (3711), bus de 13.8 trifásica (4749), para los niveles de corto circuito en monofásica del bus de 115 es de 2444, y para el bus de 13.8 es de 5019.



CON LOS DATOS ANTERIORES, DETERMINAMOS QUE LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR EN P.U. , CORREGIDO POR LA TENSION DE OPERACIÓN DEL TAP,

INTERRUPTORES Y TRANSFORMADOR, DIAGRAMA UNIFILAR, DATOS DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

CIÓN CON LOS DATOS BÁSICOS DE LOS EQUIPOS Y LOS NIVELES DE CORTO CIRCUITO EN LOS BUSES DE

NIVELES DE CORTO CIRCUITO (AMP)		
ICC	BUS DE 115	BUS DE 13.8
TRIFASICA	3711	4749
MONOFASICA	2444	5019

Ilustración 20: Niveles de corto circuito

Calculo de impedancia para el transformador:

Con los datos anteriores, determinamos que la impedancia del transformador en p.u. , corregido por la tensión de operación del tap, considerando 100 mva base, y 115 kv base se lleva acabo el cálculo de impedancia con la formula

$$8.99 \frac{(100)(112.125)}{100(12)(115)} = 0.7304375$$

Z P.U.	0.7304375
--------	-----------

Carga máxima del transformador: la carga máxima del transformador de potencia queda definida de acuerdo con el procedimiento god 3539 coordinación de protecciones de

sobrecorriente en sistemas de distribución capítulo 6 , que por la capacidad del enfriamiento del transformador , la capacidad máxima sería: con una condición si el tipo de enfriamiento es mayor de 2 su capacidad de enfriamiento sería al 200% y si es menor su tipo de enfriamiento sería 150%

42								
43		EL 200% DE SU CAPACIDAD EN OA		CAPACIDAD 200%		DE		12 MVA
44								
45		CAPACIDAD DISPONIBLE EN MVA				24 MVA		<input type="text"/>
46								

Figura 21: Carga máxima del transformador

f_x	=SI(C31>2,"EL 200% DE SU CAPACIDAD EN OA"," EL 150% DE SU CAPACIDAD EN OA")
----------------------	---

Ilustración 22: Formulas ingresadas a Excel

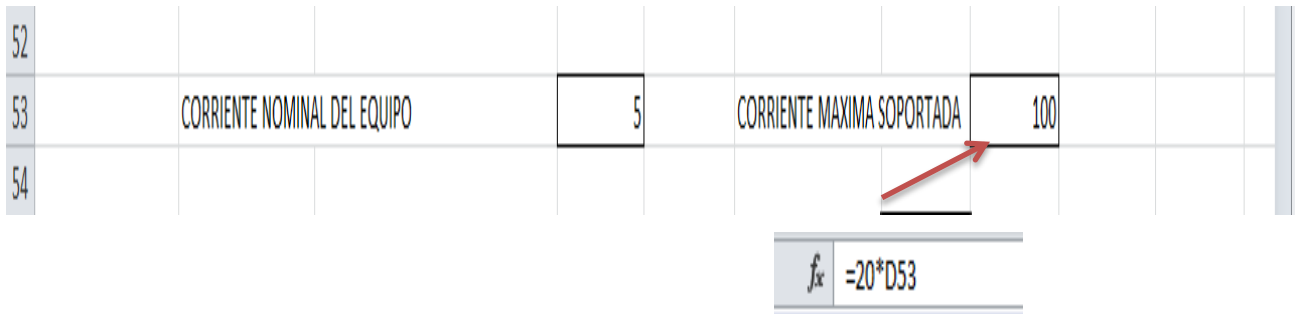
En el caso de los alimentadores, la capacidad máxima de estos no debe de superar 5 mva de capacidad, así también estos deben de tener la capacidad de poder realizar transferencias de carga entre ellos, por lo que la potencia nominal del circuito de distribución, queda definida en capacidad nominal 5 y capacidad máxima 10 MVA

	CAPACIDAD NOMINAL		5	CAPACIDAD MAXIMA	<input type="text" value="10"/>	MVA

Figura 23: Capacidad máxima de MVA

f_x	=E49*2
----------------------	---------------

Con las consideraciones antes mencionadas, referente a la selección de la relación de transformación de los instrumentos de corriente para cada uno de los esquemas de protección, en el caso de alta tensión tenemos que de acuerdo a la especificación cfe-g0000-62, el esquema de protección de sobre corriente debe de ser capaz de soportar 20 la corriente nominal del equipo, por lo tanto $5 \times 20 = 100$ eso sería su capacidad de corriente máxima soportada.



3.2.2 Relación de transformación para los esquemas

Por lo que bajo las condiciones expuestas definimos que la relación de transformación para los esquemas se calcula por medio de los valores del bus de 115 trifásica entre la corriente máxima soportada $3711 \div 100 = 37.11$ *por falla* y para la corriente por carga se hace el cálculo tomando en cuenta los 12 MVA y así también su capacidad de enfriamiento al 200% por 1000 base entre la raíz de 3 por 115 de tensión en alta entre el 5

de la corriente nominal del equipo $\frac{(12)(200)(1000)}{\sqrt{3}(115)/5} = 24.10$ *por carga*

Portapap...	Fuente	Alineación	Número	Estilos	Celdas	Modificar					
D58	$f_x = (C28 * F58 * 1000 / (1.732 * C32)) / D53$										
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
56											
57			POR FALLA	POR CARGA							
58	CORRIENTE EN	BCH 72010 51H	37.11	24.10							
59	TRANSFORMADOR	BCH 72010 51NT	50.19	100.41							
61	DE INSTRUMENTO	BCH 42010 51BT	50.19	200.82							
62		BCH 4010 51FN	50.19	83.68							

Figura 24: Corriente de transformador de instrumento (por falla y por carga)

Con los datos calculados anteriormente, podemos definir la relación de transformación teórica para cada esquema, obteniendo los siguientes valores se toma el valor de la corriente en el transformador de instrumentos para la multiplicación de la corriente nominal del equipo $37.11(5) = 18.55 \sqrt{5}$ *por falla*, igual se hace el mismo cálculo para la relación de transformador por carga $24.10(5) = 120.49 \sqrt{5}$ *por carga*

65				
66			POR FALLA	POR CARGA
67	RELACION DE	BCH 72010 51H	185.55 / 5	120.49 / 5
68	TRANSFORMADOR	BCH 72010 51NT	250.95 / 5	502.06 / 5
70	DE INSTRUMENTO	BCH 42010 51BT	250.95 / 5	1004.12 / 5
71	TEORICA	BCH 4010 51FN	250.95 / 5	418.38 / 5

Figura 25: Relación de transformador de instrumento teórica (por falla y por carga)

Por los datos de placa, la selección de relación de transformación queda para los equipos de la siguiente manera, si la relación de transformador por falla es mayor que la relación de transformación por carga entonces se da la misma relación de transformación por falla de lo contrario si el valor por carga es mayor tomara ese valor.

f_x =SI(C67>E67,C67,E67)

			RTC	RTC DEFINITIVA
75				
76	RELACION DE	BCH 72010 51H	185.55	300 / 5
77	TRANSFORMADOR	BCH 72010 51NT	502.06	600 / 5
79	DE INSTRUMENTO	BCH 42010 51BT	1004.12	1200 / 5
80	DEFINIDA	BCH 4010 51F	418.38	500 / 5

Figura 26: Relación de transformador de instrumento definida

Con las condiciones por la selección de relación de transformación para los equipos, las corrientes a las que los equipos estarían expuestos bajo condiciones de carga máxima, quedarían de tal manera que la relación de transformador de instrumento definido se divide

entre la corriente nominal $\frac{185.55}{5} = 37.11$ por lo cual se toma un valor de RTC de 60, para corriente primaria se toma el valor de MVA por el tipo de enfriamiento que es de 200 por 1000 entre raíz de 3 por los 115 de tensión en alta $\frac{12 \times 200 \times 1000}{\sqrt{3}(115)} = 120.49$, y para corriente secundaria se adquiere el valor de corriente primaria entre el valor de RTC $\frac{120.29}{60} = 2.01$ para sacar los MVA requerido de multiplica los 12 MVA base por el tipo de enfriamiento al 200% nos da el resultado de 24 MVA.

		RTC	CORRIENTE PRIMARIA	CORRIENTE SECUNDARIA	MVA
84					
85	BCH 72010 51H	60	120.49	2.01	24
86	BCH 42010 51BT	240	1004.12	4.18	24
87	BCH 4010 51F	100	418.38	4.18	10

Figura 27: Relación de transformación

Para protección de sobrecarga del transformador, ajustamos una curva de sobre corriente en un porcentaje de la capacidad máxima del transformador de potencia, así como también una alarma que se ajustaran de la siguiente forma para el disparo de sobre carga se le da un valor de 94% de la máxima nominal y un total de 22.56 MVA y para la alarma de sobre carga se pone una condición.

DISPARO DE SOBREC	94% DE LA MAXIMA NOMINAL	22.56 MVA
ALARMA SOBRE CAF	20.00 MVA	

Figura 28: Ajuste de curva de sobre corriente

f_x	<code>=SI(C30>C29,C30,C29)</code>	f_x	<code>=F45*C91</code>
-------	--------------------------------------	-------	-----------------------

Figura 29: Formula para el ajuste de curva de sobre corriente

Estos ajustes quedan definidos en el relevador de baja tensión, quedando con el siguiente ajuste, se toma los valores anteriores de relación de transformación de 240, para la corriente primaria se calcula mediante los 22.56 MVA por 1000 entre 13.8 ($\sqrt{3}$),

$$\frac{22.56 \times 1000}{\sqrt{3}(13.8)} = 943.87$$

94						
95		RTC		CORRIENTE PRIMARIA	CORRIENTE SECUNDARIA	MVA
96	BCH 42010 DAC	240.00	943.87	3.93	22.56	
97	BCH 42010 AAC	240.00	836.76	3.49	20.00	

$$f_x = D96/C96$$

Una vez definidos los ajustes de los arranques de los elementos de protección de sobre corriente de fases, definiremos los arranques de los elementos de tierra en función de un porcentaje respecto a los elementos de fases, estos se definen de la siguiente manera con los valores de relación de transformación entre la corriente nominal del equipo de tal manera queda así porcentaje asignado por la corriente primaria $33 \times 1004.12 = 331.96$, para el calculo de corriente secundaria se adquiere los valores de RTC anteriores entre la

corriente primaria de la primer tabla $\frac{331.36}{120} = 2.76$


$f_x = D77/D53$	$f_x = D86 * C104$	$f_x = E104/D104$	$f_x = E104 * 13.8 * 1.732 / 1000$
-----------------	--------------------	-------------------	------------------------------------

102						
103		%	RTC	CORRIENTE PRIMARIA	CORRIENTE SECUNDARIA	MVA
104	BCH 72010 51NT	33%	120	331.36	2.76	7.92
105	BCH 42010 51GT	30%	240	301.24	1.26	7.20
106	BCH 4010 51G	35%	100	146.43	1.46	3.50

Figura 30: Ajustes de protección sobre corriente de fases

En base a los ajustes definidos en los arranques de los esquemas de los relevadores de protección de sobrecorriente y los niveles de corto circuito en las barras de transformación, tenemos que los múltiplos de tap para dichos niveles son adquiridos por cada uno de los relevadores con el valor el mismo valor de corriente de corto circuito máxima así sucesivamente para RTC, I PICK UP, y para el que cambia es M que se calcula con el valor de corto entre los RTC el resultado entre I PICK UP y el resultado es de eso es el múltiplo de tap para nivel de corto circuito M

$$f_x = (C111/D111)/E111$$



	ICC MAX	RTC	I PIK UP	M
BCH 72010 51H	3711.00	60	2.01	30.798
BCH 72010 51NT	5019.00	120	2.76	15.147
BCH 42010 51BT	4749.00	240	4.18	4.730
BCH 42010 DAC	4749.00	240.00	3.93	5.031
BCH 42010 51GT	5019.00	240	1.26	16.661
BCH 4010 51F	4749.00	100	4.18	11.351
BCH 4010 51G	5019.00	100	1.46	34.275

Figura 31: Ajustes definidos en los arranques de esquemas

3.2.3 Selección de las curvas de operación y palanca de cada esquema

Con los datos obtenidos, realizaremos la definición de los tiempos de operación para cada esquema, la selección de las curvas de operación y definiremos las palancas de cada esquema el cual su tiempo de operación para corriente de falla máxima es de 1.1 segundos y el equipo instalado de acuerdo al tiempo de operación así que automáticamente selecciona el tipo de curva, equipo y el tiempo de palanca, para los esquemas 51 H y 51 NT son curva de relevador de alta y sus tiempo de operación es de 1s.

121	ESQUEMA BCH 72010 51H		
122	de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6 ,EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL		
123	ESQUEMA DE PROTECCION DE FASES EN ALTA, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA		
124			
125	BCH 72010 51H TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA		1.1 SEGUNDOS
126			
127	EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE		
128			
129	RELE/CURVA	SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE	<input type="button" value="v"/>
130			
131	PALANCA		<input type="button" value="v"/>
132	10.96		

Figura 32: Tiempo de operación para cada esquema

De acuerdo con el procedimiento coordinación de protecciones de sobre corriente en sistemas de distribución capítulo 6, el tiempo de operación para el esquema de protección de fase a tierra en el neutro del transformador, se sugiere de 1 a 1.2 segundos para falla

134			
135	ESQUEMA BCH 72010 51NT		
136			
137	de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6 ,EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL		
138	ESQUEMA DE PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA		
139			
140	BCH 72010 51NT TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA		1.1 SEGUNDOS
141			
142	EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE		
143			
144	RELE/CURVA	SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE	<input type="button" value="v"/>
145			
146	PALANCA		<input type="button" value="v"/>
147	9.71		

Figura 33: Esquema 51 NT de fase a tierra

para los esquemas de protección 51GT Y 51BT se tiene un tiempo de operación de 0.7s para los esquemas de fallas entre fase

152									
153	ESQUEMA BCH 42010 51BT								
154	de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE								
155	PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA								
156									
157	BCH 42010 51BT	TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA	0,7 SEGUNDOS						
158									
159	EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE								
160									
161	RELE/CURVA	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE							
162									
163	PALANCA								
164	3,96								
165	Total general								

Figura 34: Esquema 51 BT lado de baja del transformador

Los esquemas de protección de tiro de carga descrito como DAC tiene un tiempo de operación en su imite de curva de 0.5s, el 51F Y 51N son los relevadores del circuito y tienen un tiempo de operación de 0.3 s

167	ESQUEMA BCH 42010 DAC								
168	de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE								
169	PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA								
170									
171	BCH 42010 DAC	TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA	0,5 SEGUNDOS						
172									
173	EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE								
174									
175	RELE/CURVA	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE							
176									
177	PALANCA								
178	4,30								
179	Total general								

Figura 35: Esquema de protección DAC tiro de carga

4 Resultados y Conclusiones

4.1 Resultados

Con los datos adquiridos de los manuales de los relevadores se llevó a cabo la realización de la memoria de cálculo para los ajustes de protección, el cual es muy útil para el ingeniero y para el personal de campo, este proyecto se realizó por a petición del ingeniero la cual no contaban con una memoria de cálculo para los transformadores de potencia, ya con la memoria elaborada facilitará la elaboración de ajustar las protecciones, modelos de relevador, palanca, impedancia, automáticamente mediante los cálculos.

A continuación se obtiene la memoria de cálculo elaborada



MEMORIA DE CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO Y AJUSTES DE RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE DE PROTECCIONES EN TRANSFORMADOR DE POTENCIA Y CIRCUITOS ALIMENTADORES.

INSTALACION	S.E. BOCHIL	NOMENCLATURA	BCH	TRANSFORMADOR	1
INTERRUPTOR ALTA		72010 INTERRUPTOR BAJA	42010	ALIMENTADOR	4010
FECHA	18 de diciembre de 2018				
OBJETIVO					

El presente documento es de utilidad para el Ingeniero y personal técnico relacionado con la operación y mantenimiento de la instalación de distribución; tiene la finalidad de proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la manera y metodología para realizar los estudios de coordinación y selección de ajustes de protecciones.

ALCANCE

Todos los dispositivos de protección contra sobrecorriente utilizados en líneas de subtransmisión, subestaciones y circuitos de distribución.

DESCRIPCION

En la presente memoria, se establecen los criterios de aplicación y coordinación de los diferentes dispositivos de protección de sobrecorriente de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

RECURSOS TECNICOS

DATOS DE PLACA DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA, DATOS DE RTC'S DE INTERRUPTORES Y TRANSFORMADOR, DIAGRAMA UNIFILAR, DATOS DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN

DESARROLLO

SE INICIAN LOS CÁLCULOS DE LOS AJUSTES DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN CON LOS DATOS BÁSICOS DE LOS EQUIPOS Y LOS NIVELES DE CORTO CIRCUITO EN LOS BUSES DE TRANSFORMACION RELACIONADOS A CONTINUACIÓN:

BCH T1		NIVELES DE CORTO CIRCUITO (AMP)		
MVA	12	ICC	BUS DE 115	BUS DE 13,8
MVA F1	16	TRIFASICA	3711	4749
MVA FA2	20	MONOFASICA	2444	5019
TIPO DE ENFRIAMIENTO	3			
TENSION EN ALTA	115			
TENSION EN BAJA	13,8			
TAP DE OPERACIÓN	3			
TENSION OPERACIÓN DEL TAP	112,125			
Z %	8,99			

CON LOS DATOS ANTERIORES, DETERMINAMOS QUE LA IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR EN P.U., CORREGIDO POR LA TENSION DE OPERACIÓN DEL TAP, CONSIDERANDO 100 MVA BASE, Y 115 KV BASE

Z P.U.	0,7304375
--------	-----------

LA CARGA MAXIMA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA QUEDA DEFINIDA de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, QUE POR LA CAPACIDAD DEL ENFRIAMIENTO DEL TRANSFORMADOR, LA CAPACIDAD MAXIMA SERIA:

EL 200% DE SU CAPACIDAD EN OA	CAPACIDAD 200%	DE	12 MVA
CAPACIDAD DISPONIBLE EN MVA			24 MVA

EN EL CASO DE LOS ALIMENTADORES, LA CAPACIDAD MAXIMA DE ESTOS NO DEBE DE SUPERAR 5 MVA DE CAPACIDAD, ASI TAMBIEN ESTOS DEBEN DE TENER LA CAPACIDAD DE PODER REALIZAR TRANSFERENCIAS DE CARGA ENTRE ELLOS, POR LO QUE LA POTENCIA NOMINAL DEL CIRCUITO DE DISTRIBUCION, QUEDA DEFINIDA EN

CAPACIDAD NOMINAL	5	CAPACIDAD MAXIMA	10 MVA
-------------------	---	------------------	--------

CON LAS CONSIDERACIONES ANTES MENCIONADAS, REFERENTE A LA SELECCIÓN DE LA RELACION DE TRANSFORMACION DE LOS INSTRUMENTOS DE CORRIENTE PARA CADA UNO DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION, EN EL CASO DE ALTA TENSION TENEMOS QUE De acuerdo a la especificación CFE-G0000-62, el esquema de protección DE SOBRECORRIENTE DEBE DE SER CAPAZ DE SOPORTAR 20 LA

CORRIENTE NOMINAL DEL EQUIPO	5	CORRIENTE MAXIMA SOPORTADA	100
------------------------------	---	----------------------------	-----

POR LO QUE BAJO LAS CONDICIONES EXPUESTAS DEFINIMOS QUE LA RELACION DE TRANSFORMACION PARA LOS ESQUEMAS

		POR FALLA	POR CARGA
CORRIENTE EN TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO	BCH 72010 51H	37,11	24,10
	BCH 72010 51NT	50,19	100,41
	BCH 42010 51BT	50,19	200,82
	BCH 4010 51FN	50,19	83,68

CON LOS DATOS CALCULADOS ANTERIORMENTE, PODEMOS DEFINIR LA RELACION DE TRANSFORMACION TEORICA PARA CADA ESQUEMA, OBTENIENDO LOS SIGUIENTES VALORES

		POR FALLA	POR CARGA
RELACION DE TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO TEORICA	BCH 72010 51H	185,55 / 5	120,49 / 5
	BCH 72010 51NT	250,95 / 5	502,06 / 5
	BCH 42010 51BT	250,95 / 5	1004,12 / 5
	BCH 4010 51FN	250,95 / 5	418,38 / 5

POR LOS DATOS DE PLACA, LA SELECCIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION QUEDA PARA LOS EQUIPOS DE LA SIGUIENTE MANERA:

		RTC	RTC DEFINITIVA
RELACION DE TRANSFORMADOR DE INSTRUMENTO DEFINIDA	BCH 72010 51H	185,55	300 / 5
	BCH 72010 51NT	502,06	600 / 5
	BCH 42010 51BT	1004,12	1200 / 5
	BCH 4010 51F	418,38	500 / 5

Figura 36: Resultados

CON LAS CONDICIONES POR LA SELECCIÓN DE RELACION DE TRANSFORMACION PARA LOS EQUIPOS, LAS CORRIENTES A LAS QUE LOS EQUIPOS ESTARIAN EXPUESTOS BAJO CONDICIONES DE CARGA MAXIMA, QUEDARIAN

	RTC	CORRIENTE PRIMARIA	CORRIENTE SECUNDARIA	MVA
BCH 72010 51H	60	120,49	2,01	24
BCH 42010 51BT	240	1004,12	4,18	24
BCH 4010 51F	100	418,38	4,18	10

PARA PROTECCION DE SOBRECARGA DEL TRANSFORMADOR, AJUSTAMOS UNA CURVA DE SOBRECORRIENTE EN UN PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD MAXIMA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA, ASI COMO TAMBIEN UNA ALARMA QUE SE AJUSTARAN DE LA SIGUIENTE FORMA

DISPARO DE SOBRECARGA	94%	DE LA MAXIMA NOMINAL	22,56 MVA
ALARMA SOBRE CARGA	20,00	MVA	

ESTOS AJUSTES QUEDAN DEFINIDOS EN EL RELEVADOR DE BAJA TENSION, QUEDANDO CON EL SIGUIENTE AJUSTE

	RTC	CORRIENTE PRIMARIA	CORRIENTE SECUNDARIA	MVA
BCH 42010 DAC	240,00	943,87	3,93	22,56
BCH 42010 AAC	240,00	836,76	3,49	20,00
EL RELEVADOR	BCH 42010 DAC	ESTA PROGRAMADO PARA DISPARAR POR ALIVIO DE CARGA		BCH 4010

UNA VEZ DEFINIDOS LOS AJUSTES DE LOS ARRANQUES DE LOS ELEMENTOS DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE DE FASES, DEFINIREMOS LOS ARRANQUES DE LOS ELEMENTOS DE TIERRA EN FUNCION DE UN PORCENTAJE RESPECTO A LOS ELEMENTOS DE FASES, ESTOS SE DEFINEN DE LA SIGUIENTE MANERA:

	%	RTC	CORRIENTE PRIMARIA	CORRIENTE SECUNDARIA	MVA
BCH 72010 51NT	33%	120	331,36	2,76	7,92
BCH 42010 51GT	30%	240	301,24	1,26	7,20
BCH 4010 51G	35%	100	146,43	1,46	3,50

EN BASE A LOS AJUSTES DEFINIDOS EN LOS ARRANQUES DE LOS ESQUEMAS DE LOS RELEVADORES DE PROTECCION DE SOBRECORRIENTE Y LOS NIVELES DE CORTO CIRCUITO EN LAS BARRAS DE TRANSFORMACION, TENEMOS QUE LOS MULTIPLS DE TAP PARA DICHS NIVELES SON:

	ICC MAX	RTC	I PIK UP	M
BCH 72010 51H	3711,00	60	2,01	30,798
BCH 72010 51NT	5019,00	120	2,76	15,147
BCH 42010 51BT	4749,00	240	4,18	4,730
BCH 42010 DAC	4749,00	240,00	3,93	5,031
BCH 42010 51GT	5019,00	240	1,26	16,661
BCH 4010 51F	4749,00	100	4,18	11,351
BCH 4010 51G	5019,00	100	1,46	34,275

CON LOS DATOS OBTENIDOS, REALIZAREMOS LA DEFINICION DE LOS TIEMPOS DE OPERACIÓN PARA CADA ESQUEMA, LA SELECCIÓN DE LAS CURVAS DE OPERACIÓN Y DEFINIREMOS LAS PALANCAS DE CADA ESQUEMAS.

ESQUEMA BCH 72010 51H

de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE PROTECCION DE FASES EN ALTA, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA

BCH 72010 51H TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA **1,1** SEGUNDOS

EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE

RELE/CURVA SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE

PALANCA 10,96

ESQUEMA BCH 72010 51NT

de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA

BCH 72010 51NT TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA **1,1** SEGUNDOS

EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE

RELE/CURVA SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE

PALANCA 9,71

ESQUEMA BCH 42010 51BT

de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA

BCH 42010 51BT	TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA	0,7 SEGUNDOS
----------------	--	---------------------

EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES **SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE**

RELE/CURVA	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE
------------	-------------------------------

PALANCA	▼
----------------	---

3,96

Total general

ESQUEMA BCH 42010 DAC

de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA

BCH 42010 DAC	TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA	0,5 SEGUNDOS
---------------	--	---------------------

EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES **SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE**

RELE/CURVA	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE
------------	-------------------------------

PALANCA	▼
----------------	---

4,30

Total general

ESQUEMA BCH 42010 51GT

de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA

BCH 42010 51GT	TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA	0,7 SEGUNDOS
----------------	--	---------------------

EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES **SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE**

RELE/CURVA	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE
------------	-------------------------------

PALANCA	▼
----------------	---

9,97

Total general

ESQUEMA BCH 4010 51F

de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA

BCH 4010 51F	TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA	0,3 SEGUNDOS
--------------	--	---------------------

EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES **SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE**

RELE/CURVA	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE
------------	-------------------------------

PALANCA	▼
----------------	---

8,69

Total general

ESQUEMA BCH 4010 51G

de acuerdo con el procedimiento GOD 3539 COORDINACION DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION CAPITULO 6, EL TIEMPO DE OPERACIÓN PARA EL ESQUEMA DE PROTECCION DE FASE A TIERRA EN EL NEUTRO DEL TRANSFORMADOR, SE SUGIERE DE 1 A 1.2 SEGUNDOS PARA FALLA MAXIMA

BCH 4010 51G	TIEMPO DE OPERACIÓN PARA CORRIENTE DE FALLA MAXIMA	0,3 SEGUNDOS
--------------	--	---------------------

EL EQUIPO INSTALADO Y LA CURVA SELECCIONADA ES **SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE**

RELE/CURVA	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE
------------	-------------------------------

PALANCA	▼
----------------	---

11,04

Total general

CON LO ANTERIOR CALCULADO, SE ANEXAN LAS CURVAS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES GENERADAS EN EL SOFTWARE ASPEN EN DONDE SE VISUALIZAN LAS CURVAS DE TIEMPO-CORRIENTE DE CADA DISPOSITIVO.

EQUIPO	RTC	TAP	TD	CURVA	CORRIENTE	MVA
BCH 72010 51H	60,00	2,01	10,96	SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE	120,494	24
BCH 72010 51NT	120,00	2,76	9,71	SEL 351 VERY INVERSE U3 IEEE	331,359	7,92
BCH 42010 51BT	240,00	4,18	3,96	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE	1004,117	24
BCH 42010 DAC	240,00	3,93	4,30	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE	943,870	22,56
BCH 42010 51GT	240,00	1,26	9,97	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE	301,235	7,20
BCH 4010 51F	100,00	4,18	8,69	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE	418,382	10
BCH 4010 51G	100,00	1,46	11,04	SEL 351A VERY INVERSE U3 IEEE	146,434	3,50

4.2 conclusión

La ejecución de la Coordinación de los Sistemas de Protección eléctricas, para mejores condiciones de seguridad, calidad y costo, incorporando las mejores prácticas, y aplicar los recursos necesarios para su funcionamiento.

Se implementó las acciones de mejora del funcionamiento de la Coordinación de Protecciones de los Sistemas de Protección de las RGD, para lograr la confiabilidad del suministro de energía eléctrica de las Zonas de Distribución y revisar la eficacia del proceso para Garantizar el Abasto del Suministro eléctrico.

El documento es de utilidad para el Ingeniero y personal técnico relacionado con la operación y mantenimiento de la instalación de distribución, tiene la finalidad de proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la manera y metodología para realizar los estudios de coordinación y selección de ajustes de protecciones la cual es necesario para contar con una base de datos de las características de operación de los transformadores de potencia de la red general de distribución (RGD) lo cual les facilita hacer los cálculos mediante la hoja de cálculo y no estar buscando en los documentos impresos y tener muy en cuenta todas las características de los transformadores de potencia.

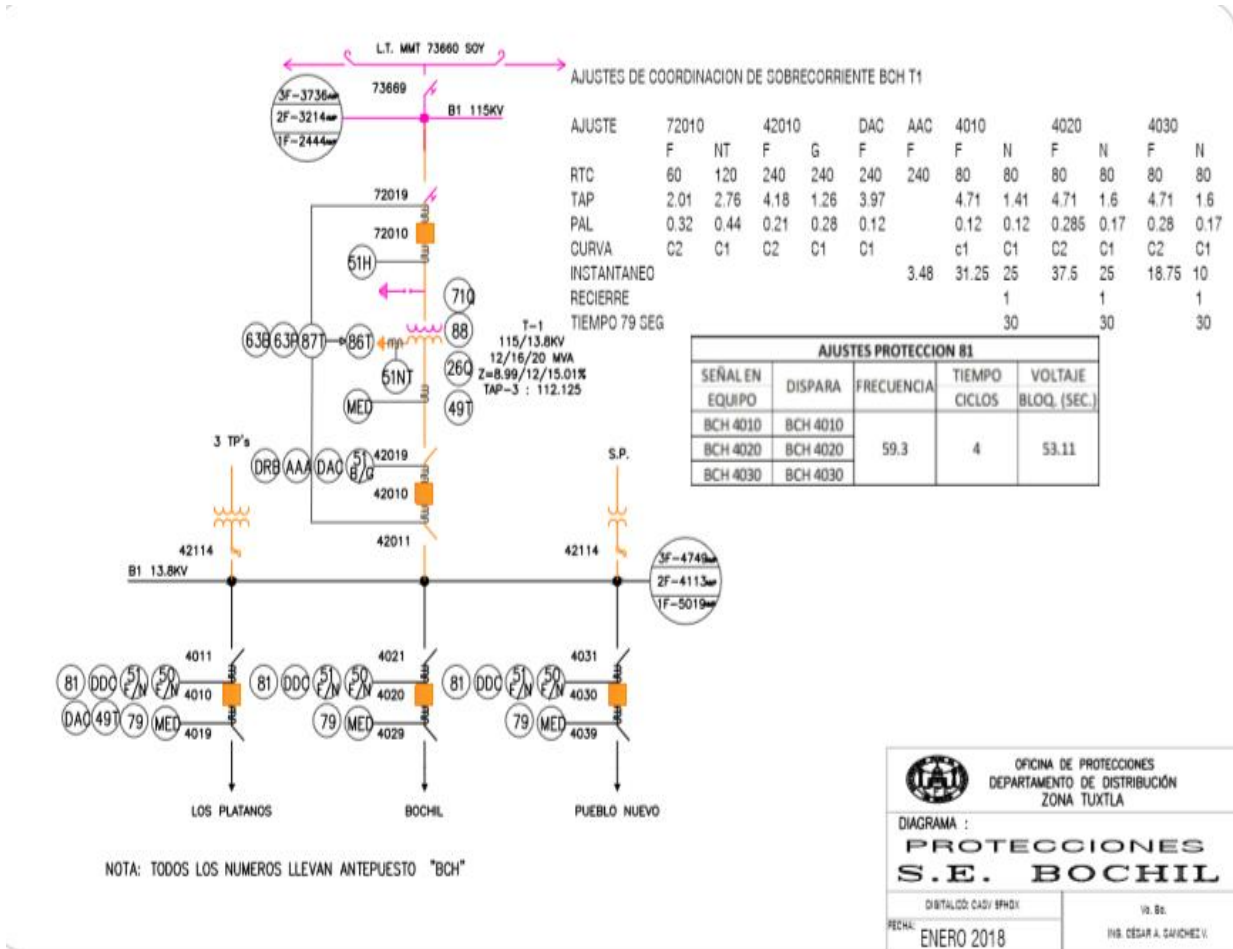
Referencia bibliográfica

- [1] Protección de sistemas eléctricos de potencia e interruptores B. Ravindranath, M. Chander Editorial Limusa Primera Edición 1980
- [2] Esquemas normalizados para protección de transformadores de potencia y circuitos alimentadores en subestaciones de distribución Comisión Federal de Electricidad CFE G0000-62 1995
- [3] Lazar Irwin, “Análisis y diseño de sistemas eléctricos”, 1990, Edit. Limusa
- [4] Elementos de protección de sistemas eléctricos, Teoría y Práctica, Gilberto Enríquez Harper EDITORIAL Limusa.
- [5] T. Gonen, Electric Power Distribution System Engineering. McGraw-Hill, New York, 1986.

[6] Overcurrent protection for distribution systems Application manual General electric, co.

[7] Diagramas unifilares de arreglos para subestaciones Comisión federal de electricidad Cfe 00200-02 1995

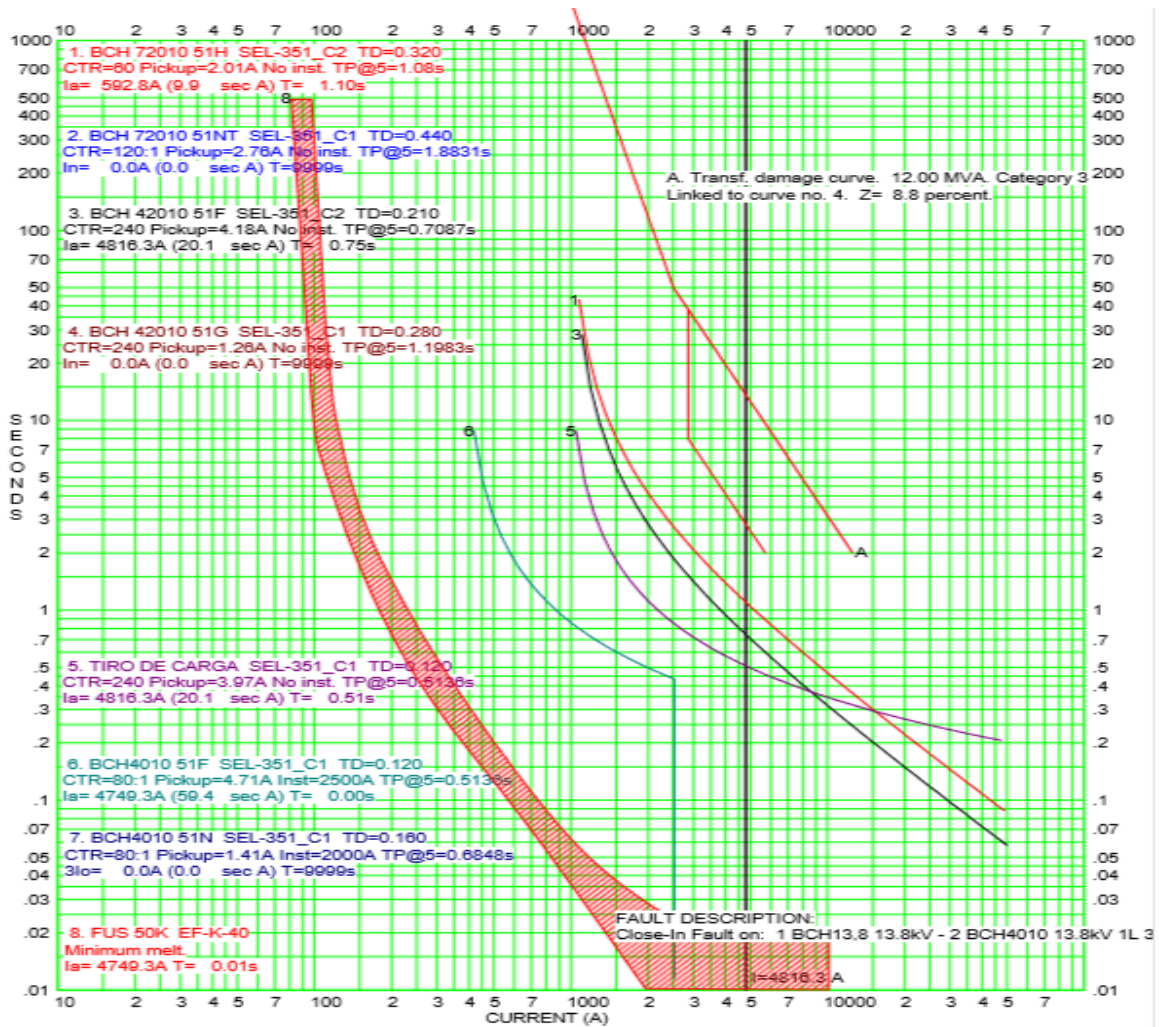
Anexo 1



Se reviso el diagrama de ajustes de proteccion de la subestacion bochil del transformador de potencia 1 y identificamos los tipos de protecciones, interruptores de alta y baja para poder llevarse acabo la memoria de coordinacion .

Identificamos de igual manera con la ayuda del diagrama de curvas de los relevadores obtuvimos las curvas de cada uno de los relevadores y su tiempo de operación 51H curva

de relevador en alta, 51NT fallas de fase a tierra , 51F relevadores del circuito, 51B falla entre fases



TIME-CURRENT CURVES @ Voltage 13.8		By
For	COORDINACION DE SOBRECORRIENTE DE FASES	CASV
Comment	S.E. BOCHIL BCH 4010 FUSIBLE 40K	No. 1/2
		Date JUN 2017

