



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADOS E
INVESTIGACIÓN

USO DE CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA EN
LA PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

*MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA
ELÉCTRICA*

PRESENTA

ÁNGEL GARCÍA GODÍNEZ



México D. F. 2015



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO
ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 12:00 horas del día 8 del mes de Junio del 2015 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E.-Zacatenco para examinar la tesis titulada:

USO DE CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA EN LA PROTECCIÓN DE FALLAS A TIERRA

Presentada por el alumno:

GARCÍA
Apellido paterno

GODINEZ
Apellido materno

ANGEL
Nombre(s)

Con registro:

A	1	3	0	4	5	8
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones, los miembros de la Comisión manifestaron *APROBAR LA TESIS*, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director(a) de tesis

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR

PRESIDENTE

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS

SEGUNDO VOCAL

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

TERCER VOCAL

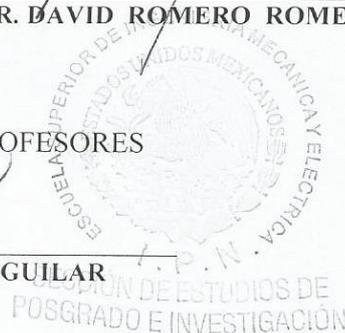
DR. GERMÁN ROSAS ORTIZ

SECRETARIO

DR. DAVID ROMERO ROMERO

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

DR. MAURO ALBERTO ENCISO AGUILAR





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARIA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 08 del mes de Junio del año 2015, el que suscribe Ing. Ángel García Godínez alumno del programa de maestría en ciencias en ingeniería eléctrica con número de registro A130458, adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME unidad Zacatenco, manifiesta que es el autor intelectual de este trabajo de tesis bajo la dirección del Dr. David Sebastián Baltazar , y cede los derechos del trabajo titulado: “Uso de corrientes de secuencia negativa en la protección de fallas a tierra” al Instituto Politécnico Nacional, para su difusión con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin permiso expreso del titular y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: angel.gar.god@outlook.es , dsebasti@hotmail.com.

Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Ángel García Godínez

Nombre y firma

RESUMEN

Las líneas de transmisión abarcan una área geográfica considerablemente grande en las redes eléctricas, por esta situación están expuestas a una gran variedad de riesgos que pueden provocar fallas. Por lo anterior las estadísticas indican que las líneas de transmisión presentan el mayor índice de fallas en un sistema eléctrico, que cualquier otro de sus componentes.

Las líneas de transmisión se construyen de diferentes topologías para cubrir la necesidad de la demanda eléctrica y para satisfacer los criterios operativos de la red. Entre ellas existen topologías, que al presentarse una falla a tierra, los esquemas de protección tradicionales presentan fallas en su operación, particularmente aquellos que utilizan cantidades de operación y de polarización las corrientes y voltajes de secuencia cero, respectivamente.

En esta tesis se analiza el desempeño de las protecciones que se instalan en topologías especiales en las cuales se presentan fallas en la operación, las topologías que se analizan en este trabajo son: acoplamiento entre líneas ya sea porque existe un doble circuito sobre la misma estructura de la torre o por no mantener la distancia mínima requerida entre líneas, la segunda topología hace referencia a un sistema eléctrico no aterrizado y por ultimo redes donde una falla a tierra involucra una alta impedancia.

Los resultados muestran el desempeño de las protecciones basadas en cantidades de secuencia negativa y secuencia cero, mediante la simulación de fallas a tierra en cada una de las topologías antes presentadas, se calculan las corrientes y voltajes de secuencia negativa y secuencia cero, posteriormente se realiza una comparación de la magnitud para cada caso simulado, así como diferencias de potencia en cantidades de secuencia cero y negativa.

Finalmente se presentan los cálculos realizados, para proponer los ajustes de las protecciones que emplean cantidades de secuencia cero, y para los esquemas que emplean cantidades de secuencia negativa, y mediante una comparación de los ajustes de coordinación y los gráficos de coordinación se presenta un resumen particular para cada caso. Los resultados muestran que el ajuste basado en componentes de secuencia negativa, presenta mejor desempeño.

ABSTRACT

Transmission lines cover a considerably large geographic area in electrical networks, this situation are exposed to a variety of risks that can result in malfunctions. Therefore statistics indicate that transmission lines have the highest failure rate in an electrical system, than any of its elements.

The transmission lines are constructed of different topologies to meet the need of electricity demand and to meet the operational requirements of the network. Among them there topologies, upon receipt of a ground fault protection schemes have traditional flaws in its operation, particularly those using amounts of operation and polarization currents and voltages of zero sequence respectively.

In this thesis, the performance of the protections that are installed in special topologies in which failures occur in the operation is analyzed topologies that are discussed in this paper are: coupling between lines either because there is a double circuit on the same structure tower or failure to maintain the minimum required distance between the lines, the second topology refers to an electrical system and ultimately ungrounded networks where a ground fault involves a high impedance.

The results show the performance of the protections based on amounts of negative sequence and zero sequence by simulating ground faults in each of the topologies presented above, the currents and voltages of negative sequence and zero sequence is calculated, then it is done comparing the magnitude for each simulated event and power differences in amounts of zero and negative sequence.

Finally calculations are presented, for proposing the protection settings that use zero sequence quantities, and schemes that employ negative sequence quantities, and by comparing adjustments coordination and coordinating graphics present a summary specific to each case. The results show that based on negative sequence components, set presents better performance.

AGRADECIMIENTOS

A mis padres:

Porque ustedes me han dado lo más importante que se puede pedir en el mundo, la vida. Gracias por su apoyo y su guía en los momentos más difíciles, pero sobre todo gracias por su amor y cariño de siempre.

A mi esposa e hijo

Por estar siempre conmigo en las buenas y en las malas, por entender el tiempo que demandó este trabajo, y sobre todo por ser la razón de mi día a día.

A mis Hermanas & Sobrino

Por qué siempre he contado con ustedes para todo, gracias a la confianza que siempre nos hemos tenido; por su apoyo y amistad.

¡Gracias!

Al Dr. David Sebastián Baltazar

Por su dirección, apoyo, consejos y por sus conocimientos transmitidos para poder llevar a cabo este Trabajo de tesis, pero por sobre todo por esa amistad brindada a lo largo de este tiempo.

A mis maestros de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación les expreso mi gratitud por todas sus enseñanzas.

Al Instituto Politécnico Nacional y en especial a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco

Por darme la oportunidad de formar parte de ellos.

Agradezco al CONACYT por el apoyo económico brindado durante la realización de este proyecto.

¡Gracias!

“Toda persona debe decidir una vez en su vida si se lanza a triunfar, arriesgándolo todo, o si se sienta a ver el paso de los triunfadores”

(Thomas Alva Edison)

CONTENIDO

RESUMEN	4
ABSTRACT	5
AGRADECIMIENTOS.....	6
CONTENIDO	8
ÍNDICE DE FIGURAS	11
ÍNDICE DE TABLAS.....	13

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN	14
1.2 OBJETIVO.....	15
1.3 ANTECEDENTES	15
1.4 ESTADO DEL ARTE.....	17
1.4.1 Antecedentes Externos.....	17
1.4.2 Antecedentes SEPI ESIME Zacatenco.....	18
1.5 JUSTIFICACIÓN	18
1.6 ALCANCE.....	19
1.7 APORTACIÓN	19
1.8 ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	19

CAPÍTULO 2

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA

2.1 INTRODUCCIÓN	21
2.2 PROTECCIÓN POR RELEVADORES.....	21
2.2.1 Sensibilidad	22
2.2.2 Selectividad	22
2.2.3 Rapidez.....	22
2.2.4 Confiabilidad	22
2.2.5 Economía y Simplicidad.....	23
2.3 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN	23
2.3.1 Batería de alimentación.....	23
2.3.2 Transformadores de medición.....	23
2.3.3 Interruptor.....	24
2.3.4 El relevador	24
2.4 RELEVADORES DE PROTECCIÓN PARA FALLAS A TIERRA	25
2.4.1 Protecciones de sobrecorriente.....	25
2.4.2 Protección por sobrecorriente direccional a tierra.....	29
2.5 TIPOS DE ATERRIZAMIENTO DEL NEUTRO.....	35
2.5.1 Neutro aislado.....	35
2.5.2 Neutro aterrizado por impedancia.....	37
Neutro sólidamente aterrizado.....	38
2.6 RELEVADOR DE PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA CON SECUENCIA NEGATIVA.....	39

2.7 COORDINACIÓN DE PROTECCIÓN PARA FALLAS A TIERRA.....	40
2.7.1 Ajuste de las unidades instantáneas.....	40
2.7.2 Ajuste de las unidades con retardo de tiempo.....	41
2.7.3 El ajuste de corriente de arranque.....	42

CAPÍTULO 3

TOPOLOGÍAS DE REDES

3.1 INTRODUCCIÓN	44
3.2 DESCRIPCIÓN DE TOPOLOGÍAS	44
3.2.1 Acoplamiento de secuencia cero.....	44
3.2.2 Fallas con alta impedancia.....	51
3.2.3 Sistemas no aterrizados.....	53

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE TOPOLOGÍAS

4.1 INTRODUCCIÓN	58
4.2 ACOPLAMIENTO DE SECUENCIA CERO	58
4.2.1 Análisis de falla	59
4.2.2 Análisis angular.....	62
4.2.3 Esquemas de protección.....	66
4.2.4 Conclusión particular.....	77
4.3 FALLA CON ALTA IMPEDANCIA (HIF).....	77
4.3.1 Análisis de falla	80
4.3.2 Análisis de potencia de corto circuito.....	85
4.3.3 Esquemas de protección.....	87
4.3.4 Conclusión particular.....	94
4.4 SISTEMAS CON NEUTRO AISLADO	94
4.4.1 Análisis de corrientes de falla.....	95
4.4.2 Representación de fallas en componentes simétricas.....	97
4.4.3 Esquemas de protección.....	99
4.4.4 Conclusión particular.....	103

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 CONCLUSIONES	104
5.2 APORTACIONES	104
5.3 TRABAJOS FUTUROS	105

REFERENCIAS	106
APÉNDICE I	109
USO DE ASPEN ONELINER®	109
APÉNDICE II	116
DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA	116
II.1 SISTEMA ELÉCTRICO ACOPLADO	116
II.2 SISTEMA ELÉCTRICO (HIF)	119
II.2 SISTEMA ELÉCTRICO NO ATERRIZADO	121
III APÉNDICE.....	124
PASOS PARA COORDINAR	124
III.2 CURVAS DEL RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE	127

Figura 44 Sistema de Prueba	95
Figura 45 Circuito para simulación en ASPEN	95
Figura 46 Corrientes de falla	96
Figura 47 Diferencia de corrientes	97
Figura 48 Diagrama unifilar del transformador.....	98
Figura 49 Red de secuencia cero	98
Figura 50 Red de secuencia cero	98
Figura 51 Red de secuencia negativa	99
Figura 52 Ubicación de relevadores	100
Figura 53 Coordinación por secuencia negativa.....	102
Figura I-1 Pantalla de inicio	109
Figura I-2 Diagrama	110
Figura I-3 Parámetros de línea	110
Figura I-4 Impedancia mutua.....	111
Figura I-5 Datos de acoplamiento.....	111
Figura I-6 Selección de relevador de Distancia.....	112
Figura I-7 Ajuste de sobrecorriente.....	112
Figura I-8 Especificación de falla.....	113
Figura I-9 Tipo de falla	113
Figura I-10 Ajustes del relevador.....	114
Figura I-11 Coordinación con relevadores de sobrecorriente.....	115
Figura II-1 Descripción del sistema.....	116
Figura II-2 Descripción del sistema.....	119
Figura II-3 Sistema no aterrizado.....	121
Figura II-4 Sistema de prueba simplificado	122
Figura III-1 Curva MI IEEE.....	127
Figura III-2 Curva I IEEE	128
Figura III-3 Curva EI IEEE	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Polarización para falla a tierra en la fase A.....	34
Tabla 2 Resultados de corriente de falla, en componentes simétricas.....	60
Tabla 3 Resumen de falla.....	63
Tabla 4 Nomenclatura de cargas.....	65
Tabla 5 Cálculos a partir de las cargas.....	66
Tabla 6 Corrientes nominales de líneas y TR.....	66
Tabla 7 Datos para la coordinación.....	67
Tabla 8 Resumen de TC's.....	68
Tabla 9 Resumen de corriente de arranque.....	68
Tabla 10 Datos de coordinación con secuencia cero.....	72
Tabla 11 Coordinación con secuencia negativa.....	74
Tabla 12 Impedancias de falla.....	79
Tabla 13 Corrientes de falla I0 e I2.....	80
Tabla 14 Corrientes de falla 3I0 y 3I2.....	81
Tabla 15 Análisis de voltajes de secuencia.....	84
Tabla 16 Potencias de falla.....	85
Tabla 17 Datos para la coordinación.....	87
Tabla 18 Selección de TC's.....	88
Tabla 19 Cálculos de arranque.....	88
Tabla 20 Cálculos con secuencia cero.....	88
Tabla 21 Cálculos con secuencia negativa.....	89
Tabla 22 Valores para coordinar.....	89
Tabla 23 Tabla de coordinación por secuencia negativa.....	91
Tabla 24 Corrientes de falla.....	96
Tabla 25 Datos para la coordinación.....	100
Tabla 26 Cálculo de TC's.....	100
Tabla 27 Cálculos de corriente instantánea.....	100
Tabla 28 Corriente de activación.....	101
Tabla 29 Cálculo del tap.....	101
Tabla 30 Datos para la coordinación por secuencia negativa.....	101
Tabla II-1 Datos del generador.....	117
Tabla II-2 Datos del Transformador.....	117
Tabla II-3 Tabla de datos de cargas.....	117
Tabla II-4 Tabla de datos de líneas.....	118
Tabla II-6 Tabla de datos de los generadores.....	119
Tabla II-8 Datos de líneas.....	120
Tabla II-9 Datos de transformadores.....	120
Tabla II-10 Datos de cargas.....	120
Tabla II-11 Datos del generador.....	122
Tabla II-12 Datos del transformador.....	122
Tabla II-13 Datos de la línea.....	122
Tabla II-14 Datos de la carga.....	123
Tabla III-1 Valores estandarizados de relación de transformación para TC.....	124
Tabla III-2 Datos del relevador utilizado.....	126

CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El sistema de transmisión eléctrica comprende desde el punto de generación hasta el punto de distribución de la energía, donde uno de sus principales elementos es la línea de transmisión, dichas líneas cubren grandes distancias para cumplir su objetivo de transmitir la energía eléctrica demandada por la carga [1].

Las líneas de transmisión y en general las líneas aéreas tienen cuatro parámetros que afectan su capacidad para cumplir su función (antes mencionada) por lo que han sido ampliamente estudiadas: resistencia, reactancia, conductancia y susceptancia. Aunque todos los parámetros son incluidos en las topologías, la conductancia y susceptancia son de gran interés en el caso de un sistema no aterrizado, donde la única forma de aterrizamiento está directamente relacionada con estos valores.

La importancia de mantener en buenas condiciones de operación un sistema de transmisión es de una gran consideración, razón por la cual el detectar y aislar una falla, es uno de los retos más importantes en las redes de transmisión. La detección de fallas a tierra de alta impedancia en los sistemas eléctricos de potencia es uno de los problemas más difíciles con los que las empresas eléctricas encargadas de la transmisión de energía tienen que lidiar.

Existen métodos para analizar fallas en un sistema eléctrico de potencia como el establecido por el estándar IEC, o el de la VDE, sin embargo el método más empleado es el de la ANSI/IEEE, [3].

EL uso de Componentes Simétricas del Teorema de Fortescue, es un método de transformación lineal que consiste básicamente en descomponer un conjunto de fasores desbalanceados en otro conjunto de fasores de características tales que permitan un análisis de una manera más sencilla que el problema original [3]. En el caso particular de tensiones y corrientes trifásicas desbalanceadas, este método los transforma en tres sistemas de fasores balanceados, conocidos como:

- Componentes de secuencia positiva.
- Componentes de secuencia negativa.
- Componentes de secuencia cero.

El uso de las componentes simétricas permite simplificar el análisis de un sistema desbalanceado.

1.2 Objetivo

Analizar redes eléctricas con topologías especiales en los cuales, los esquemas de protección para fallas a tierra basados en voltajes y corrientes de secuencia cero no proporcionan una protección confiable, y en su caso proponer un esquema de protección alterno, que proporcione una protección adecuada para fallas a tierra.

1.3 Antecedentes

En los sistemas eléctricos de potencia existe una gran posibilidad de que se pierda la continuidad en el suministro de energía debido a sobrecargas ó cortos circuitos ya sea por errores humanos en la operación, condiciones ambientales, falta de mantenimiento ó descargas atmosféricas, entre otras [15].

En el caso del corto circuito, este puede ser clasificado en los siguientes tipos:

1.- Corto circuito sólido ó franco.

Se presenta cuando los conductores de diferente potencial (línea, neutro ó tierra) hacen contacto sólidamente entre sí, de donde resulta una impedancia de cero ohms en dicha conexión por lo que se obtiene la condición de corriente de corto circuito máximo.

2.- Falla por Arco

Sucede entre dos conductores de diferente potencial cercanos pero que no entran en contacto directo.

3.- Falla a Tierra

Ésta se presenta cuando una de las fases del sistema eléctrico entra en contacto directo a tierra o con alguna parte metálica que se encuentre aterrizada.

En particular, en las fallas a tierra se presenta sin excepción el fenómeno de sobretensiones temporales, algunas características son:

Las fallas monofásicas y bifásicas a tierra son las que mayores sobretensiones producen en las fases no falladas. En la mayoría de los casos, la falla monofásica a tierra es considerada como la que mayores sobretensiones generan.

El desbalance trifásico es el fenómeno que ocurre en sistemas trifásicos donde las tensiones o corrientes entre fases consecutivas no son iguales en magnitud y desfasadas por 120 grados en ángulo, el balance perfecto de tensiones es técnicamente inalcanzable.

El cambio continuo de cargas presentes en la red causan un desbalance en la conexión de cargas residenciales de naturaleza monofásica provocan en el sistema trifásico un desbalance entre fases, debido a las caídas de tensión del sistema, dando por resultado niveles de tensión desbalanceados pero tolerables hasta cierto rango. Una carga trifásica simétrica es aquella que genera tres corrientes de magnitudes iguales y ángulos con un desfasamiento de 120 grados eléctricos entre ellas [3].

Los sistemas desbalanceados pueden analizarse a partir de las redes de secuencia (positiva, negativa y cero) donde:

La **secuencia positiva** corresponde al flujo de potencia que proviene de la red hacia la carga, es decir, desde el generador hacia aguas abajo. La potencia suministrada o energía eléctrica generada tiene únicamente representación de secuencia positiva, o sea, no existe generación de secuencia negativa, ni de secuencia cero, en los sistemas de generación simétricos.

La **secuencia negativa**, la componente negativa es una indicación de la medida de desbalance existente en el sistema (trifásico), es decir, de la falta de simetría entre los fasores de tensión en el punto de conexión.

Según la IEC 61000-4-30 – IEEE P1159.1, el desbalance del sistema indicado por la secuencia negativa puede cuantificarse como se muestra en la siguiente ecuación que no es más que el cociente de la componente de tensión de secuencia negativa entre la secuencia positiva.

$$V_d = \frac{V^{(-)}}{V^{(+)}} * 100$$

Por último, la presencia de componentes de **secuencia cero** se vincula a la conexión respecto de tierra. Las corrientes de secuencia cero son aquellas que no cierran el circuito por las fases activas, sino que lo hacen por el neutro, o por tierra, las tensiones de secuencia cero en un sistema estrella se encuentran en el centro de la carga, en cuya magnitud se mide respecto de tierra o del de la conexión en estrella de generación.

A lo largo de los años la protección de fallas a tierra ha sido resueltas de forma correcta y precisa por esquemas de protección bien estudiados, pero en la actualidad la mayoría de los esquemas de protección para fallas a tierra están basados en la componente de secuencia cero (homopolar) el problema viene a darse cuando en cierta topología, la componente de secuencia cero no existe para una falla a tierra o bien la magnitud es muy pequeña para ser detectada como una falla a tierra, y quizá no sobrepase inclusive los valores nominales, un ejemplo de esto son las fallas a tierra que involucran una alta impedancia o las fallas en sistemas no aterrizados, específicamente en las líneas de transmisión cuya longitud y susceptancia es considerablemente grande [1].

Las topologías donde un corto circuito involucra fallas con alta impedancia a tierra, neutro no aterrizado o acoplamiento de secuencia cero, entre otras, son difíciles de tratar y por supuesto los esquemas de protección convencionales deben ser sustituidos por soluciones más eficientes.

1.4 Estado del Arte

Los inicios de la protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se remonta al siglo **XX**, las primeras protecciones fueron a base de fusibles con lo cual se limita la corriente, es decir, son dispositivos de protección de sobrecorriente. Estos dispositivos de protección siguen siendo efectivos y económicos pero tienen desventajas, tales como no discriminar entre fallas presentadas en el lado de la carga o en el lado de generación, y una vez que la falla es liberada, el sistema no puede restaurarse ya que después de cada operación, el fusible tiene que ser reemplazado [34]. El desarrollo tecnológico alcanzado en esta área se debe al crecimiento continuo del SEP y de sus elementos que han determinado la necesidad de protecciones con características mejoradas, así como el desarrollo de la electromecánica, la electrónica, las técnicas de análisis de sistemas de potencia, computación, comunicaciones y procesamiento de señales digitales, todos estos se consideran como elementos importantes en el desarrollo de la tecnología de protección [3, 34].

El desarrollo de los relevadores electromecánicos contribuyó a que la protección del SEP mejorará, ya que estos relevadores proveen medios para controlar los tiempos de operación y habilidad para el recierre de circuitos. Los relevadores de estado sólido se introdujeron en los años 50`s, inicialmente no fueron completamente aceptados por los usuarios porque sus diseños eran inadecuados y los componentes electrónicos tenían un alto índice de falla. Más tarde, se desarrollaron semiconductores con mejores características y esto permitió el uso de ellos. Los avances tecnológicos en el área de circuitos integrados permitieron desarrollar chips de adquisición de datos, entre otros, permitió el desarrollo de los relevadores digitales microprocesados [35].

En lo que respecta a la protección de líneas de transmisión con relevadores de sobrecorriente (regularmente utilizados como protección de respaldo), se tiene que operan correctamente para los casos en donde se tienen líneas que no comparten el mismo derecho de vía, donde las fallas son francas a tierra o donde los sistemas están aterrizados correctamente, en cambio cuando se tienen líneas que comparten el mismo derecho de vía, con fallas de alta impedancia o fallas en sistemas no aterrizados, se tienen problemas en la detección de falla, lo que hace aún más difícil el ajuste y coordinación de las protecciones, por esto muchos investigadores han dedicado tiempo al análisis del fenómeno del acoplamiento mutuo, fallas de alta impedancia y fallas en sistemas no aterrizados en las protecciones por relevadores de sobrecorriente como se muestra a continuación:

1.4.1 Antecedentes Externos

En 1990 El CIGRE publica una guía para la protección de líneas de transmisión complejas, en donde se hace un análisis de la protección de las líneas que se encuentran acopladas magnéticamente [36].

En 1996 HIF grupo de la IEEE, presentó un artículo con las nuevas tecnologías disponibles para la detección de fallas a tierra en caso de alta impedancia [20].

En 1998 Jensen, K.J, presentó un método para la localización de fallas a tierra con alta impedancia en redes de distribución radiales [18].

En 2001 Hector J. Altuve, hacen una recopilación de los métodos para la protección de sistemas aterrizados, no aterrizados y compensados [13].

En el 2009 Lasantha mencionó la operación del relevador direccional para fallas a tierra considerando el acoplamiento mutuo de las líneas [37].

En el 2012. Tanu Rizvi, M. T Deshpande, describe un método de compensación para fallas en sistemas no aterrizados [12].

1.4.2 Antecedentes SEPI ESIME Zacatenco

En la SEPI ESIME Zacatenco se han elaborado trabajos referentes al área de protecciones. Con diversos temas y casos de estudio, algunos de estos trabajos se presentan a continuación:

En 1998, Daniel Álvarez Hernández, propone un modelo computacional que permite realizar el ajuste y coordinación de un sistema de protección adaptable con relevadores de sobrecorriente desde una computadora central [38].

Carlos Moran Ramírez en el 2007, propone un esquema de protección para fallas de alta impedancia en líneas de transmisión de alta tensión [39].

Nájera Guevara Adriel en 2012 presenta el análisis y ajuste de protecciones para líneas acopladas magnéticamente [9].

1.5 Justificación

En general las fallas a tierra son difíciles de detectar en cierto tipo de topologías del sistema eléctrico, ya que las corrientes o tensiones de falla son variaciones mínimas con respecto a las condiciones normales de operación, por ejemplo, una falla de alta impedancia donde los esquemas de protección basados en el uso de secuencia cero no detectan este tipo de falla.

En la actualidad los sistemas de distribución presentan fallas debido a diferentes factores. Sin embargo, la detección de fallas a tierra de alta impedancia en los sistemas de distribución es uno de los problemas más difíciles de resolver [1,2].

De lo anterior, resulta de vital importancia el método de componentes simétricas para el cálculo de fallas a tierra, así como en el diseño de los esquemas de protección, por otro lado, la mayoría de los esquemas de protección generalmente se han desarrollado en base a relevadores de sobrecorriente calibrados por encima de los valores nominales que demandan los equipos que se desea proteger, en particular es difícil discriminar una falla a tierra si esta tiene valores de corriente por debajo de sus valores nominales de carga.

En este trabajo se presentan los casos donde las configuraciones de red como una porción del SEP de Oaxaca o una red de distribución de Perú, que en general emplean información de las cantidades de secuencia cero no distinguen entre una falla y una condición normal de operación.

1.6 Alcance

Las fallas a tierra son las de mayor porcentaje de ocurrencia en los sistemas de distribución a nivel mundial. Por tanto, en esta tesis se estudian tales casos particularmente donde los esquemas de protección basados en la secuencia cero carecen de confiabilidad. En estos casos se evalúa otra alternativa, como es el uso de la componente de secuencia negativa.

1.7 Aportación

La aportación de esta tesis se enfoca en el análisis de fallas en redes con topologías especiales, donde la magnitud de la corriente de falla resulta ser muy pequeña para los fines de establecer los ajustes de una protección común (basada en componentes de secuencia cero), además se presenta el esquema e implementación de una protección por sobrecorriente basada en componentes de secuencia negativa. Se presentan los cálculos para proponer los ajustes de la protección y la simulación de fallas para revisar la coordinación entre las protecciones mediante las curvas de tiempo-corriente.

1.8 Estructura de la tesis

En el capítulo 1 se plantean los objetivos generales, así como la justificación de esta tesis, además se presenta una breve introducción del alcance del trabajo. Por último, se proporciona un panorama de las fallas a tierra, haciendo relevancia en la protección de fallas a tierra por medio de relevadores de sobrecorriente, debidamente coordinados.

En el capítulo 2 se presentan los dispositivos de protección de sobrecorriente, que protegen a un sistema eléctrico de potencia ante fallas a tierra. Se describe el dispositivo de sobrecorriente direccional para fallas a tierra, y la polarización con cantidades de secuencia. Además, se hace referencia a los tipos de aterrizamiento de un sistema eléctrico de potencia, evidenciando de esta manera las configuraciones más importantes para ser estudiadas, como es el caso de un sistema sin aterrizar.

En el capítulo 3 se describen las características de las topologías que han sido escogidas por la particularidad de su comportamiento ante una falla a tierra, entre ellas está la configuración en donde se tiene un sistema o parte del sistema como una isla (no aterrizado) este caso corresponde a una parte de la red de distribución de Perú, y en cuyo caso para una falla a tierra se tiene el problema que no existe un retorno para la corriente de falla. Además se describe un análisis fasorial de corrientes y voltajes de corto circuito de una falla a tierra. Otra topología descrita es la que implica el acoplamiento mutuo de dos líneas que comparten el mismo derecho de vía como ocurre en una porción del SEP de Oaxaca. Se presenta el análisis del efecto de acoplamiento para calibrar los dispositivos de protección que usan cantidades de secuencia cero. Por último, se tiene la topología típica en donde se presentan fallas con alta impedancia, la cual puede ocurrir en cualquier parte del sistema, donde la corriente de falla no siempre es lo suficientemente grande comparado con la corriente nominal de la red.

En el capítulo 4 se presenta el análisis y las simulaciones de topologías de sistemas reales las cuales son protegidas con relevadores de sobrecorriente que emplean las cantidades de secuencia negativa para su operación. Por último y mediante las gráficas de coordinación se obtiene la conclusión particular para cada caso presentado.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones generales deducidas del trabajo desarrollado, además se presentan las observaciones generadas por el uso de la protección por secuencia negativa en sus diferentes variantes de la topología de redes. También se presentan las recomendaciones para trabajos futuros que pueden ser desarrollados en esta misma dirección de investigación.

CAPÍTULO 2

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA FALLAS A TIERRA

2.1 Introducción

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) tiene como función principal el proporcionar energía eléctrica a sus clientes ya sean industriales, residenciales, entre otras. Por tal motivo, la continuidad del sistema es el primer paso para cumplir con dicho objetivo, no obstante esto se complica puesto que todo elemento de un sistema eléctrico está expuesto a fallas, algunos estudios demuestran que las líneas de transmisión son los elementos más propensos a presentar una falla, esto debido a las grandes distancias que abarcan y que están expuestos a las condiciones ambientales.

La necesidad de dispositivos eficientes capaces de proteger al sistema eléctrico es razón suficiente para un estudio en este campo, en esta tesis se abarca la protección de fallas a tierra haciendo uso de las componentes de secuencia negativa y cero [1].

En la actualidad se tiene una gran diversidad de dispositivos de protección para fallas a tierra, este trabajo centra su atención en los relevadores de protección por sobrecorriente y especialmente en los dedicados a la protección para fallas a tierra.

El problema de la protección para fallas a tierra es un problema que data desde los inicios de la comercialización eléctrica y también es la que estadísticamente se reporta con mayor frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia. En general la protección de fallas eléctricas consiste en aislar la falla del resto del sistema. Por otro lado, la selección del esquema de protección para cada caso es el reto fundamental para un especialista en protecciones [3].

La llegada de los relevadores digitales ha sido un gran paso en el desarrollo de las protecciones eléctricas, no solo por su rapidez para identificar y operar ante una falla sino también por la precisión de operación. [3]

2.2 Protección por Relevadores

La incorporación de relevadores de protección en un sistema eléctrico de potencia es muy utilizado no solo por razones económicas, políticas o técnicas si no que conociendo de antemano que es difícil que en un SEP no se produzca una falla, el diseño del sistema eléctrico debe aceptar que se puede producir de manera inesperada y aleatoria una falla en cualquier elemento del sistema, es por esta razón que los SEP's contemplan un sistema de protección para minimizar los efectos producidos por alguna falla de cualquier tipo.

La protección por relevadores tiene por objetivo el aislar del sistema cualquier elemento que esté sujeto a una falla para que de esta manera el sistema no se vea afectado y pueda operar de la manera más estable posible. Una función secundaria pero no menos importante de un relevador, es el indicar el sitio donde la falla fue originada, así como el tipo de falla, esto además de ayudar a la ubicación para la reparación posterior, también

indica la eficiencia de prevención de fallas mediante un análisis de los registros del relevador [2,3].

Un esquema de protección utiliza otros elementos secundarios que le permiten la medición correcta y acciones para la protección, en general los elementos utilizados para la protección por relevadores son básicamente:

- Baterías de alimentación
- Transformadores de medición
- Relevadores
- Interruptores

Aunque los relevadores representan una protección confiable y capaz de proteger cualquier tipo de falla no siempre son utilizados y se prefiere hacer uso de otra protección que cumpla con las necesidades del sistema, por ejemplo; *“Los fusibles se emplean donde los relevadores de protección y los interruptores no son justificables económicamente”* [2].

En general existen cualidades que cualquier protección debe cumplir y por supuesto los relevadores no son la excepción, a continuación se listan estas reglas haciendo una breve mención a lo que dichas reglas se refieren [2,3]:

2.2.1 Sensibilidad

Se refiere a la capacidad del relevador (o cualquier otra protección) para distinguir una condición de falla de otras condiciones hasta cierto punto normales de operación del sistema.

2.2.2 Selectividad

Este punto hace referencia a la capacidad del relevador donde una vez que la falla ha sido detectada, distinguir si la falla se ha producido dentro o fuera de la área que este protege, o en su defecto si ya ha transcurrido el tiempo para que este opere, es decir, puede ser que la protección ha visto la falla pero no ha transcurrido el tiempo para que esta opere, debido a que hay otra protección con una prioridad mayor.

2.2.3 Rapidez

Una falla puede producir efectos negativos en elementos remotos del sistema, extendiendo así los daños y alteraciones al sistema, por esta razón la rapidez de liberación de la falla se convierte en un factor importante que debe tomarse en cuenta. Lo anterior se traduce a minimización de costos y tiempos de restablecimiento para las condiciones normales de operación.

2.2.4 Confiabilidad

Un relevador es confiable si siempre responde de manera correcta ante cualquier disturbio. Esto significa que la protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación que se produzca.

2.2.5 Economía y Simplicidad

La instalación de una protección debe estar justificada tanto por motivos técnicos como económicos. La protección de una línea es muy importante, pero es aún más importante impedir que los efectos de la falla alcancen a las instalaciones alimentadas por la línea o que éstas queden fuera de servicio.

2.3 Elementos de protección

En un sistema de potencia la protección no solo consiste en la calibración adecuada de los relevadores que protegerán cada elemento, sino que además como ya se mencionó existen algunos otros elementos indispensables para la protección como pueden ser:

- Baterías para la alimentación
- Transformadores de medición (TC's y TP's)
- Relevadores (Electromecánicos, digitales, numéricos, etc.)
- Interruptores

A continuación se dará una breve descripción de cada uno de los elementos de protección [1-3]

2.3.1 Batería de alimentación

Un relevador es un equipo eléctrico, por lo cual, necesariamente requiere una fuente de energía, y dado que no se puede conectar directamente desde la línea debido a los altos voltajes y corrientes, comparados con los niveles de operación de los relevadores resulta interesante el uso de una batería ya que este es un elemento que garantiza la continuidad en el suministro de energía al relevador, en el caso hipotético que el relevador estuviese conectado directamente a la línea y ocurriese una falla, este no podría operar adecuadamente ya que podría estar ausente el potencial o la falta de corriente por la línea fallada.

2.3.2 Transformadores de medición

En general, los transformadores de medición proporcionan valores equivalentes que reflejan el estado de operación del elemento que se está protegiendo, se recurre a este tipo de transformadores debido a que las corrientes y voltajes presentes en el sistema de potencia, son cantidades de magnitudes grandes como para usarse en las señales de entrada a un relevador. La función de los transformadores de medición es atenuar las señales a la entrada a un relevador de protección.

2.3.3 Interruptor

Es un dispositivo capaz de abrir o cerrar un circuito está bajo el control un relevador, es decir, está directamente comunicado con el relevador indicando su condición actual (contactos cerrados o contactos abiertos), además el interruptor cuenta con 2 características principales que son:

- La rapidez de separación de los contactos, característica importante de controlar por una protección, la cual debe operar lo más rápido posible para que los elementos que se desean proteger sufran el menor daño posible.
- La capacidad de interrupción, esta característica es importante en la selección de un interruptor para alguna protección, donde se debe cuidar que la capacidad de interrupción esté por arriba de la máxima corriente de corto circuito, la capacidad de interrupción depende del medio dieléctrico presente en el interruptor.

2.3.4 El relevador

Un relevador es un dispositivo electromecánico, microprocesado, y se considera que es el elemento más importante para la protección de algún elemento del SEP, como analogía se puede mencionar que el relevador es el cerebro que procesa información y ejecuta acciones para la protección correcta.

Internamente el relevador microprocesado cuenta con una etapa de acondicionamiento de señales, una digitalización, y método de estimación de fasores; para que al final y mediante un esquema lógico este sea capaz de disparar cuando las condiciones de sistema de potencia así lo requieran. Esta decisión de disparo se lleva a cabo mediante los circuitos auxiliares de control de los interruptores asociados al funcionamiento de la protección. La ejecución se transmite a través de los contactos que energizan los circuitos de disparo de los interruptores que hayan sido definidos por la lógica de disparo antes mencionada.

Una acción secundaria pero no menos importante del relevador es la utilización de otra serie de circuitos auxiliares de control que sirven:

- Para activar alarmas
- Enviar información al despacho central de maniobras

Existen una gran variedad de relevadores digitales que el ingeniero en protecciones deberá elegir dependiendo de las características del mismo y las condiciones de falla que se deberá proteger, donde las perturbaciones más comunes en un SEP son:

- Corto circuito
- Sobrecarga
- Retorno de corriente
- Sobretensión
- Subtensión

La nomenclatura de los relevadores de protección ayudan a su identificación rápida en un diagrama eléctrico, dicha nomenclatura puede basarse en diferentes estándares o normas. [5].

A continuación se presenta una descripción de los relevadores de protección para fallas a tierra, para entender lo que ocurre con estos dispositivos al momento de una falla, y las variables que son tomadas en cuenta para los ajustes.

2.4 Relevadores de protección para fallas a tierra

En la protección del sistema eléctrico existen diferentes esquemas de protección, por esta razón la selección de la protección debe hacerse de manera responsable, empleando la protección que mejor cumpla los requerimientos del sistema. En la protección de fallas a tierra existen algunos relevadores de protección que se emplean en la protección del estator para fallas a tierra, la protección del generador para fallas a tierra, entre otras [5,6].

Además existen diferentes métodos para la detección de fallas a tierra, en esta sección se describen aquellos relevadores que son capaces de proteger contra fallas a tierra, como se presentan a continuación:

- Protección 50N
- Protección 50G
- Protección 51N
- Protección 50Q
- Protección 51Q
- Protección 51G
- Protección 67N
- Protección 67Q
- Protección 59N
- Protección 59Q
- Protección 46Q
- Protección 64

En general el uso de la letra N indica una protección que está basada en la corriente por el neutro de algún transformador en la mayoría de los casos, por otro lado el sufijo G hace referencia a protección basada en la corriente de puesta a tierra y el sufijo Q hace referencia al uso de componentes de secuencia negativa.

2.4.1 Protecciones de sobrecorriente

Las protecciones de sobrecorriente incluyen a los elementos 50/51 ya sea de fase, de falla a tierra o secuencia negativa. Las protecciones por sobrecorriente son las protecciones más sencillas y las de mayor uso en los SEP's, puesto que su operación contempla únicamente la sobrecorriente, es decir, la protección no opera únicamente cuando la entrada de corriente supera un valor previamente establecido, dicho valor debe ser menor a la mínima corriente de falla [5-7].

En general existen dos tipos de relevadores de sobrecorriente como son:

- Protecciones de sobrecorriente instantánea (50)
- Protecciones de sobrecorriente de tiempo definido (51)

Protección 50N/51N

Este tipo de relevadores basan su funcionamiento en la corriente de secuencia cero, al igual que los relevadores de fase 50/51F estos operan cuando el relevador recibe a la entrada una magnitud de corriente mayor a la establecida como mínimo para operar, con cierto retardo de tiempo para la unidad con 51N.

Existen dos métodos principales de monitoreo para una falla a tierra mediante uno de estos relevadores (50N/51N).

- a) Protección residual: comúnmente utilizada en sistemas de media tensión, este método hace uso de los tres TC's interconectados entre sí, como se observa en la Figura 1, de esta manera se obtiene la corriente residual para una falla a tierra, además en condiciones balanceadas esta corriente es igual a cero.

Desventaja

En un sistema de tres hilos-tres fases, una falla entre fases no podrá verse reflejada en la corriente residual, ya que la suma vectorial de los fasores resulta cero.

Ventaja

Una falla de línea a tierra será detectada con facilidad ya que en este caso la suma vectorial de los fasores será diferente de cero.

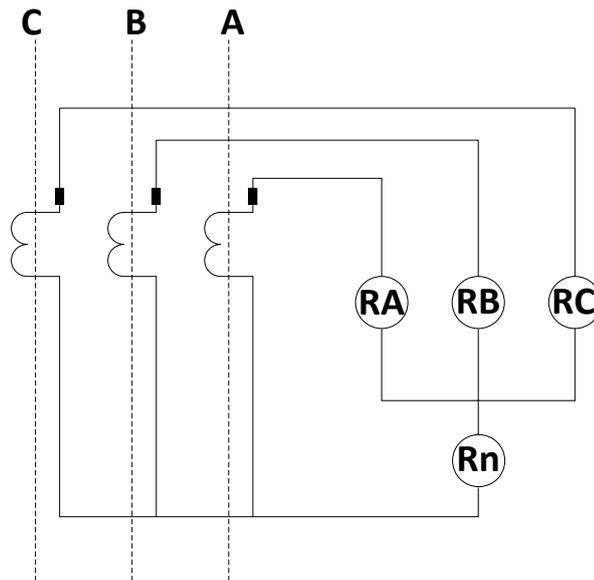


Figura 1 Método Residual.

b) *Núcleo balanceado*

Este método presenta mayor selectividad que el método anterior y está basado en la sumatoria vectorial total de los flujos de corriente, además este método utiliza solo un transformador con el cual se miden las tres fases del sistema y del neutro, si es que este existe.

Ventaja

Este método utiliza un solo TC's de menor capacidad, ya que en el caso anterior los TC's monitorean la corriente de carga de cada fase, sin embargo este se limita a medir corriente solo para los casos de desbalance.

Desventaja

Ante condiciones de fallas entre fases por ejemplo trifásica, la corriente que circula por el TC será de cero, por tanto, la única forma de ver una corriente circulando será ante una falla a tierra como lo muestra la Figura 2.

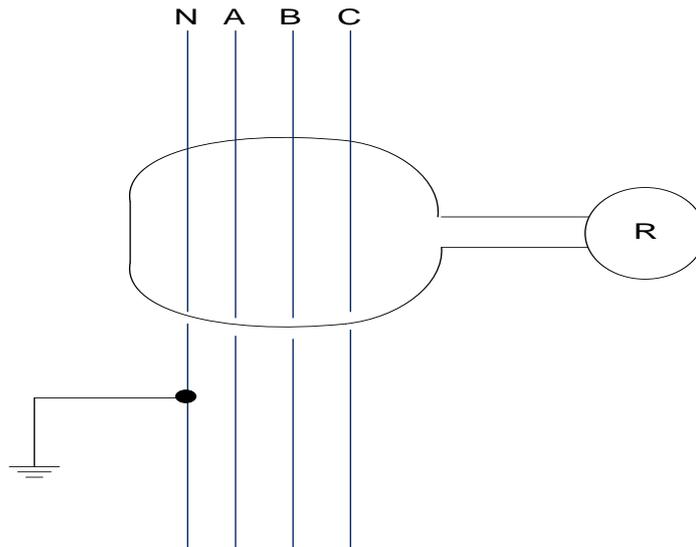


Figura 2 Método de núcleo balanceado

c) Protección de regreso a tierra

Un transformador de corriente con el neutro aterrizado ver Figura 3, este puede proporcionar un método de detección de fallas a tierra de bajo costo, debido que por ahí circulará corriente solamente cuando exista una falla de fase a tierra y al igual que el método anterior, los TC's son especificados en valores bajos en el primario.

Ventaja

Relativamente bajo costo comparado con los anteriores.

Desventaja

Si el sistema eléctrico de potencia no está aterrizado, esto presenta un problema para tratar de utilizar este método.

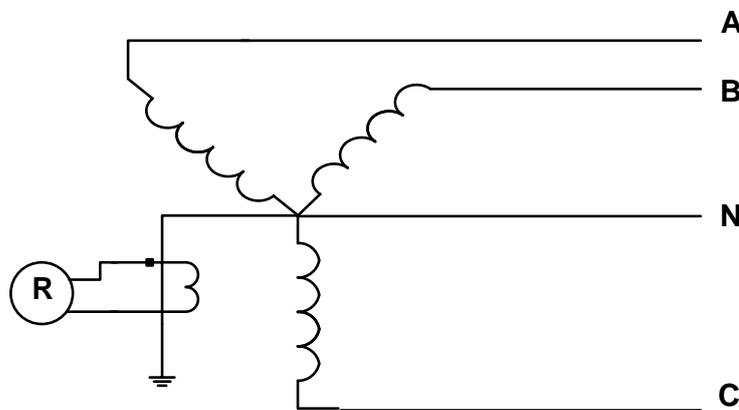


Figura 3 Método regreso a tierra

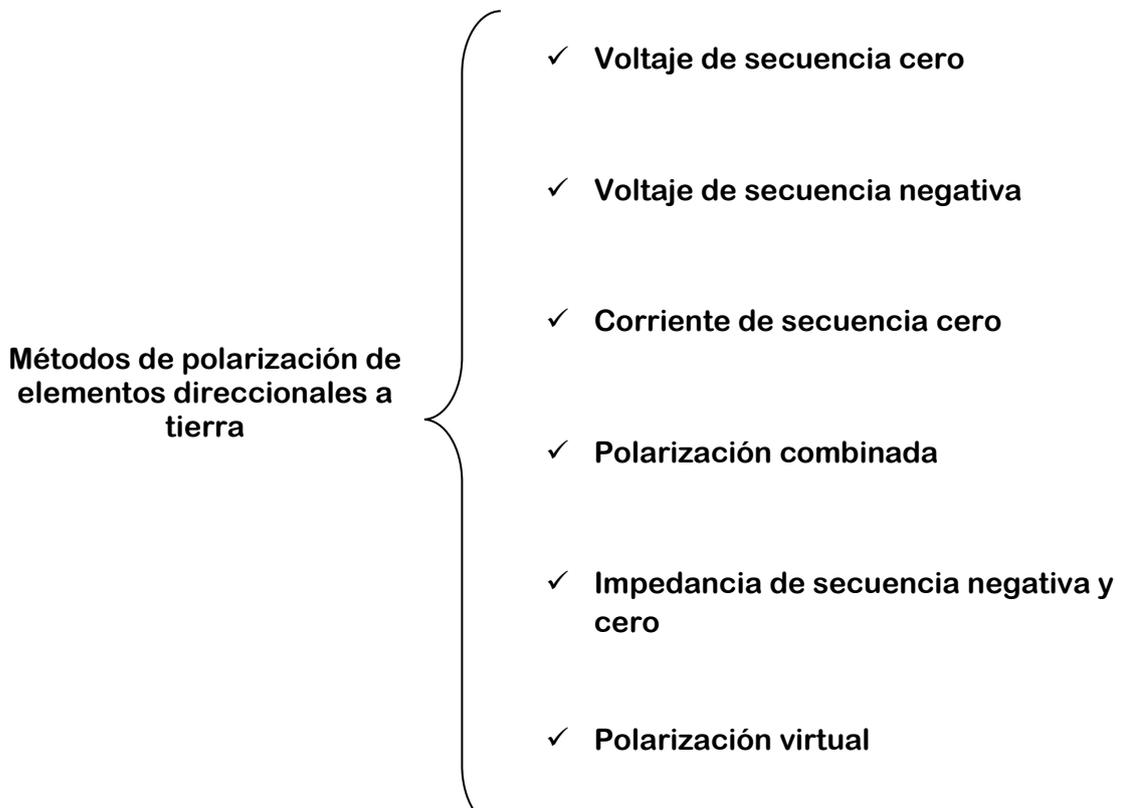
Actualmente los relevadores tiene la capacidad de realizar un gran número de operaciones internamente, entonces la conexión residual que implica el monitoreo de todas las fases, puede ser resuelto en términos de componentes simétricas, es decir, internamente se puede calcular la sumatoria fasorial de las corrientes, o bien obtener las componentes de secuencia negativa para que el relevador que utiliza la corriente residual (50N/51N) puede convertirse en una protección 50Q/51Q de secuencia negativa.

La diferencia entre una protección 50G/51G y 50N/51N, radica en el monitoreo de la corriente de falla, mientras que la protección 50N/51N requiere método de la corriente residual de la falla, la protección 50Q/51Q requiere la corriente medida a través de la impedancia de aterrizamiento o el cable que lo aterriza, para los casos sólidamente aterrizados.

2.4.2 Protección por sobrecorriente direccional a tierra

La protección por sobrecorriente a tierra en sistemas de transmisión o distribución resulta difícil de coordinar cuando se basa únicamente en la magnitud de la corriente de falla. Por esta razón se incluyen los elementos direccionales en la protección, para supervisar a los elementos de sobrecorriente, esta característica de direccionalidad es utilizada para detectar las fallas hacia delante o hacia atrás del relevador de interés. Aunque la forma de polarizar a un elemento direccional tradicionalmente es a partir de cantidades de secuencia cero, esta no es la única forma como se describe a continuación [25].

A continuación se presenta una pequeña reseña de los primeros tres métodos para tener una idea básica de cada método.



2.4.2.1 Polarización por voltaje de secuencia cero

El voltaje residual de una línea trifásica es la suma vectorial de cada uno de sus voltajes de fase, y para el caso balanceado dicha suma es igual a cero. Sin embargo, para un caso desbalanceado como una falla a tierra, entonces se tiene que el voltaje residual será diferente de cero.

Recordando la relación de transformación de componentes de fase y componentes simétricas, el voltaje de secuencia cero se obtiene a partir de la suma vectorial de los voltajes de fase dividida sobre tres, por lo tanto, el voltaje residual es tres veces el voltaje de secuencia cero [5]. El voltaje de secuencia cero se obtiene a partir de un arreglo de transformadores de voltaje como se muestra en la Figura 4.

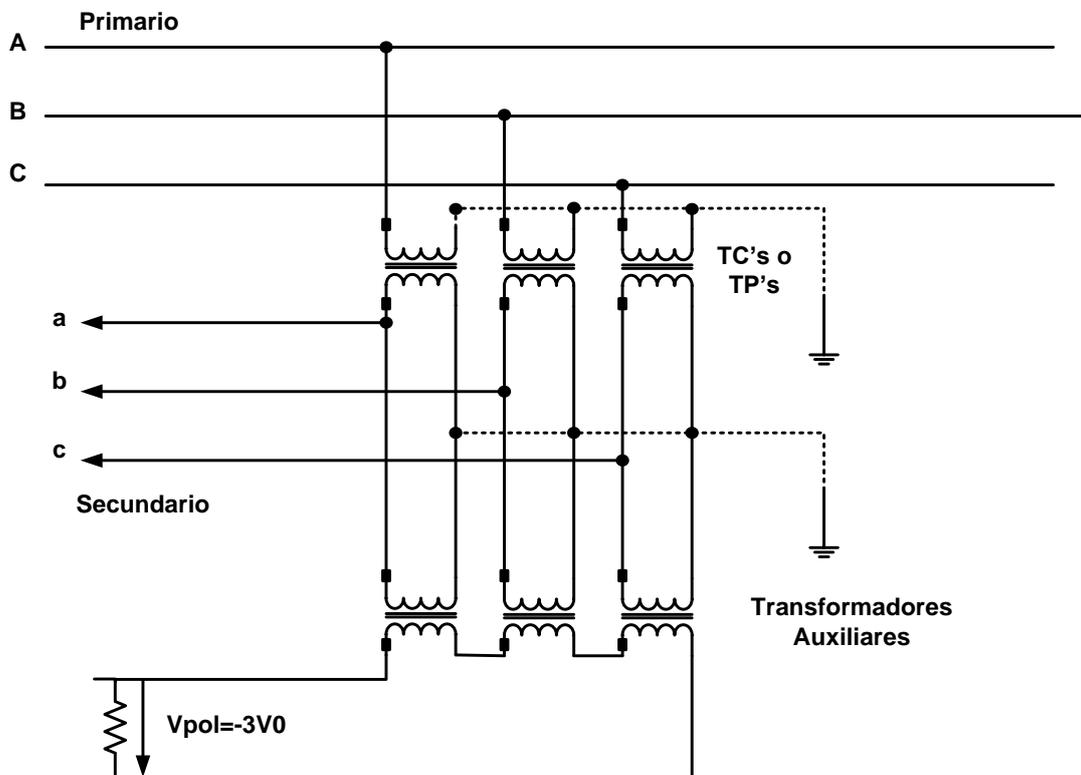


Figura 4 Obtención del voltaje residual o $3V_0$

En la Figura 4 se presenta el arreglo de un conjunto de transformadores de potencial para la obtención del voltaje residual, que es igual a tres veces el voltaje de secuencia cero. Los TC's o TP's conectados directamente a la línea tienen la función de reducir K veces el voltaje o corriente medida, y posteriormente son utilizados para obtener la suma de cada voltaje de fase reducido. Finalmente, se obtiene el voltaje residual y el $3V_0$, este último necesario para la polarización del relevador direccional a tierra [26].

El método consiste básicamente en usar el voltaje de secuencia cero como referencia para la direccionalidad de la protección en base al ángulo que existe entre la referencia y la corriente de falla (3I0), en la Figura 5 se muestra un diagrama fasorial para ilustrar mejor de manera gráfica [25].

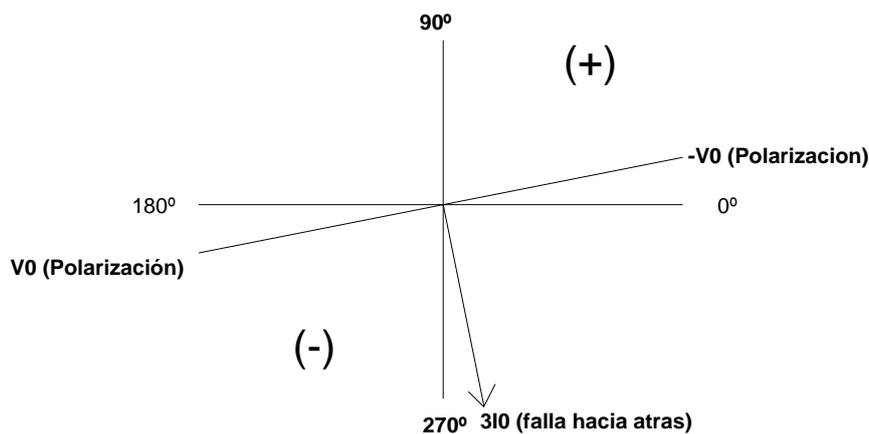


Figura 5 Diagrama fasorial

En la Figura 5 se puede observar que la línea de referencia está establecida por V_0 , esta limita la parte positiva (falla hacia delante) y la parte negativa (falla hacia atrás). Por ejemplo, si se presenta una falla hacia atrás según el diagrama de la Figura 5, se tiene entonces que el relevador verá un ángulo entre la parte baja de la línea de referencia, en la Figura 5 se muestra una falla ubicada cerca de los 270° , en esta parte se tiene la certeza que dicha falla es una falla hacia atrás del relevador.

En general, la zona de operación de un relevador direccional está representada por la mitad del plano limitado por la línea de par cero, extendida en la dirección del valor de polarización. Existen diferentes conexiones o características típicas de los relevadores direccionales [26].

Existen unidades de 0° , 30° , 45° , 60° y 90° nombradas así por la inclinación que presenta la línea de polarización (línea de par cero) con respecto al valor de 0° en un plano fasorial (también llamado ángulo característico), cada una de las diferentes inclinaciones responden mejor a diferentes fallas específicas, es decir, cada inclinación presenta su aplicación donde se puede tener una mejor respuesta [25,26].

2.4.2.2 Polarización por voltaje de secuencia negativa

Como su nombre lo dice, la cantidad de referencia o de polarización es el voltaje de secuencia negativa, así como la cantidad de operación es el $3I_2$ o la corriente de

secuencia negativa. La mayoría de los relevadores polarizados con cantidades de secuencia negativa utilizan como cantidad de operación a la corriente de secuencia negativa, aunque bien podrían usar la corriente de secuencia cero.

Durante una falla a tierra los voltajes y corrientes del sistema de potencia tienen el comportamiento fasorial mostrado en la Figura 6, es este caso la falla tuvo lugar en la fase A, se muestra el diagrama en coordenadas de fase y en componentes simétricas para esta falla [26].

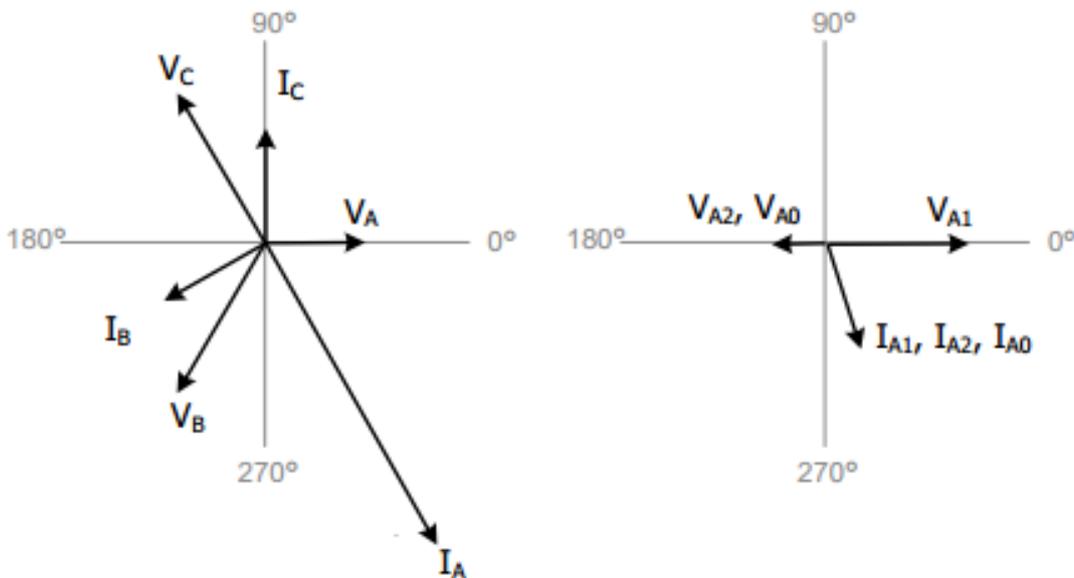


Figura 6 Diagrama fasorial a) Coordenadas de fase b) Componentes simétricas

De la literatura y teoría que engloba a las componentes simétricas se sabe que una falla a tierra, resultará en magnitudes y ángulos iguales para el caso de la corriente de la secuencia positiva, negativa y cero, pero cabe aclarar que esto se cumple solo en el punto de falla. Por otro lado, existen topologías que difieren de los casos típicos de fallas a tierra, como los sistemas con líneas acopladas o fallas con alta impedancia donde de entrada dicha igualdad pudiera no cumplirse, ni siquiera en el punto de falla, este tipo de topologías son las que se estudiarán a lo largo de esta tesis [26,27].

La mayoría de los relevadores tienen un ángulo característico ajustable, con la finalidad de tomar en cuenta el ángulo de la línea, el comportamiento y forma de dar direccionalidad al relevador es idéntica que en el caso anterior, usando cantidades de secuencia cero mostrado en la figura 5.

2.4.2.3 Polarización por corriente de secuencia cero

El método de polarización por medio de la corriente de secuencia cero se caracteriza por el uso de la corriente residual obtenida de un transformador que interactúa en forma directa con la línea a proteger, como ya se ha mencionado la corriente residual es tres veces la corriente de secuencia cero, y aunque la polarización con dicha corriente está limitada a sistemas donde un transformador está ubicado antes o después de una línea de

transmisión o distribución. Existen muchos casos donde su uso está justificado para la determinación de la dirección de la corriente durante una falla [27-29].

A continuación la Figura 7 muestra un esquema típico de protección polarizado con corriente de secuencia cero, para una falla sólida a tierra aplicada en la fase A.

El sistema muestra la conexión de una protección direccional de sobrecorriente polarizada con corriente, se puede observar que esta protección utiliza la corriente del neutro de un transformador trifásico para obtener así la cantidad de polarización.

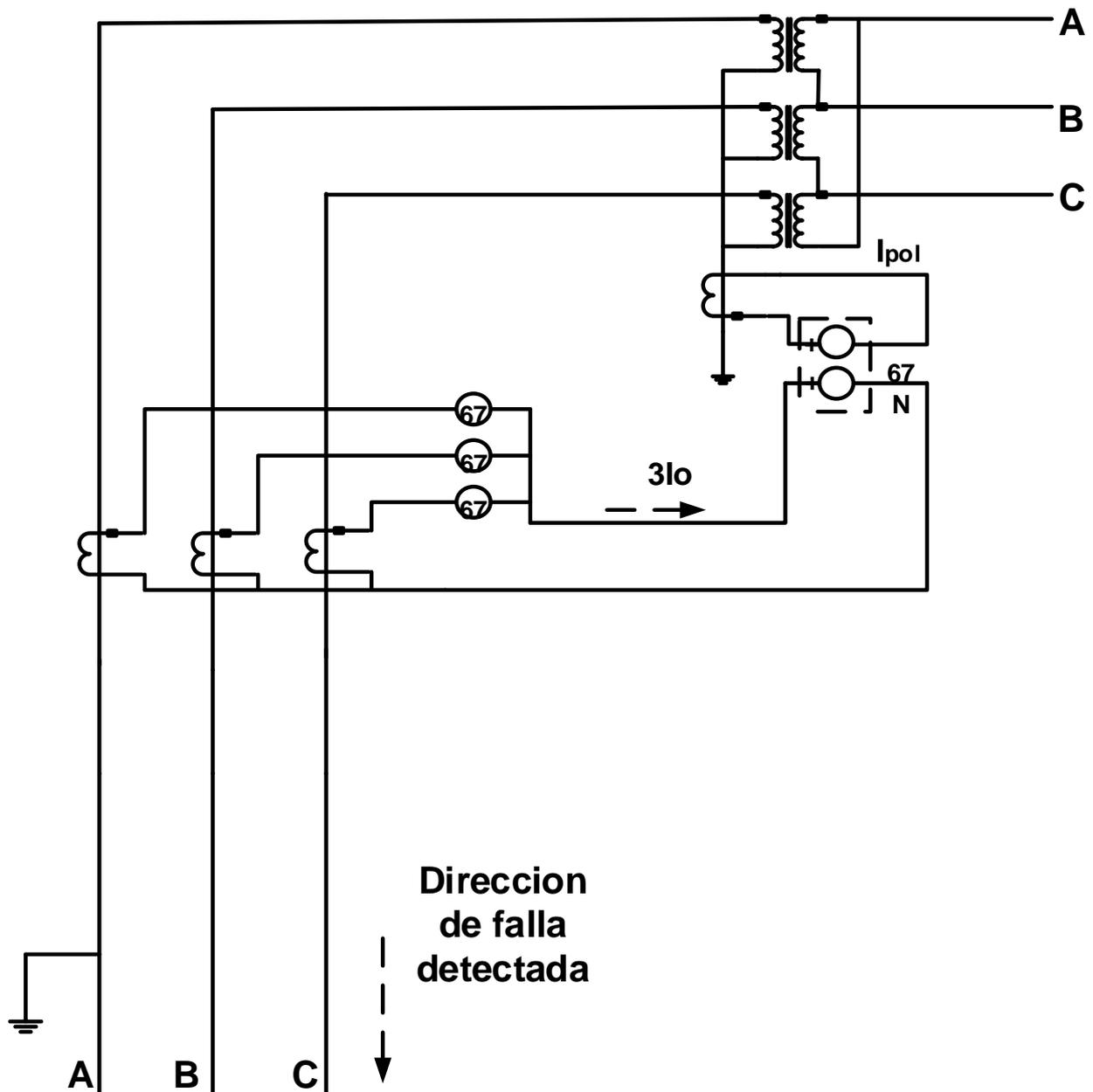


Figura 7 Esquema de protección polarizado por corriente [25]

La corriente que fluye en la línea fallada (I_a) está en fase con la corriente que fluye por el neutro del transformador, este hecho produce el máximo torque de operación en el relevador a tierra, cual se activa si la magnitud de corriente supera a la corriente de ajuste.

2.4.2.3 Ecuaciones de par para elementos direccionales

Adicionalmente a la existencia de elementos gráficos, ver Figura 8 para la polarización correcta de los relevadores direccionales a tierra, existen fórmulas que ayudan determinar, mediante una ecuación la dirección de una falla.

La Tabla 1 muestra las ecuaciones utilizadas por algunos fabricantes para el cálculo de la fuerza de par en los relevadores de sobrecorriente direccionales. Además se muestra de forma matemática sin gráficas como obtener la dirección de una falla por medio de cantidades de secuencia positiva, negativa, entre otras [40].

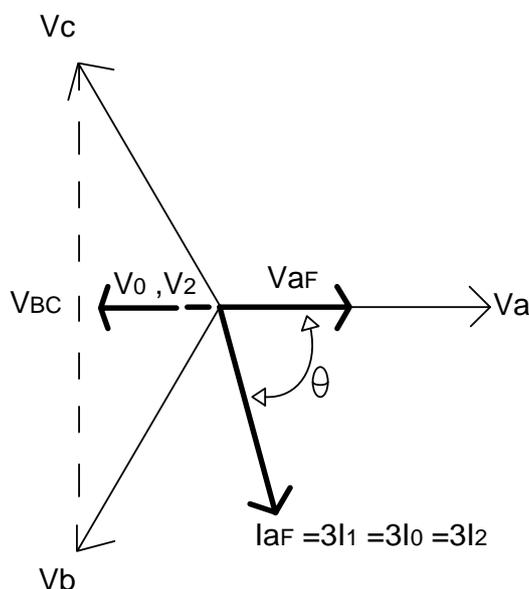


Figura 8 Diagrama fasorial de referencia

Tabla 1 Polarización para falla a tierra en la fase A

Polarización	Ecuación de par
Cruzada	$T32 = I_a V_{ab} \cos(\angle jV_{ab} - (\angle I_a + \theta))$
Secuencia Negativa	$T32 = 3I_2 3V_2 \cos(\angle -3V_2 - (\angle 3I_2 + \theta))$
Secuencia Cero	$T32 = 3I_0 3V_0 \cos(\angle -3V_0 - (\angle 3I_0 + \theta))$
Corriente	$T32 = 3I_0 I_{pol} \cos(\angle I_{pol} - 3I_0)$

2.5 Tipos de aterrizamiento del neutro

La forma de aterrizar un sistema eléctrico es una decisión que debe ser afrontada por el ingeniero en planeación del sistema eléctrico, el aterrizamiento de un sistema es recomendado aunque existen ciertas excepciones, existen varios métodos y criterios para el aterrizamiento de un sistema.

Por ejemplo, un sistema industrial con generadores es un caso típico en donde el sistema debe estar aterrizado para que los voltajes del generador se mantengan sobre la misma referencia que los voltajes de la red y de esta manera se asegura que el neutro no está flotado [22].

Un sistema eléctrico de potencia puede tener hasta tres diferentes tipos de conexión del neutro en generadores y transformadores, y la protección correcta depende del tipo de conexión en el neutro como son:

- Neutro aislado
- Neutro aterrizado por impedancia
- Neutro sólidamente aterrizado

2.5.1 Neutro aislado

Hoy en día los sistemas eléctricos de potencia están equipados empleando el estado del arte y dispositivos de protección sofisticados para mantener al sistema totalmente seguro y confiable en un rango previamente establecido.

Un sistema eléctrico de potencia no aterrizado tiene la característica que ante una falla de fase a tierra, este no produce o representa algún flujo de sobrecorriente en el sistema, así el sistema puede mantenerse operando bajo esta condición de operación. El problema real está dado por la sobretensión en el sistema, la cual causa problemas en las fases no falladas debido a un incremento en 1.73 veces su voltaje nominal de operación y por consecuencia esto puede ser sumamente dañino para los elementos del sistema conectados a dichas fases [21].

En la Figura 9 se muestra la conexión de un sistema con neutro no aterrizado y a la derecha se observa el diagrama de corrientes de secuencia cero, esta conexión se deberá tomar en cuenta para un estudio de corto circuito, y aún más en los esquemas de protección.

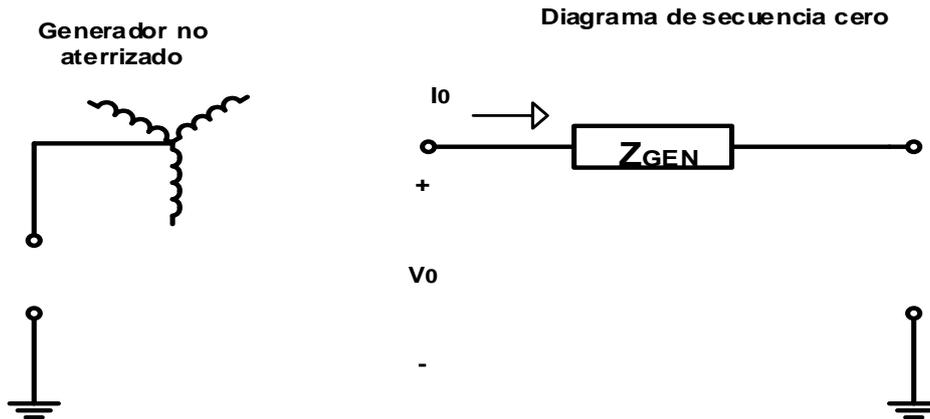


Figura 9 Sistema no aterrizado [23]

En el caso de una falla a tierra, las líneas no falladas contribuirán a la falla por medio de su acoplamiento capacitivo, es decir, en las líneas no falladas fluirá una corriente capacitiva sumamente pequeña y despreciable.

Explicado de otra forma, se tiene que a medida que la longitud de la línea aumenta los valores transversales como son la conductividad y susceptancia de la línea aumentan, lo cual provoca que exista un retorno por acoplamiento capacitivo en caso de una falla a tierra.

La corriente capacitiva en una fase dentro en un sistema con neutro aislado está dada por la siguiente fórmula:

$$I_c = \frac{V_{LL}}{(X_C)(\sqrt{3})}$$

Donde V_{LL} es el voltaje entre fases y X_C representa la impedancia capacitiva que hay entre la línea aérea y el suelo, estos valores suelen encontrarse entre los datos de las líneas, donde además de dar valores de resistencia y reactancia, también es común encontrar valores de susceptancia y conductancia para ciertas condiciones de operación [22].

Problemas en la protección

Una falla de fase a tierra en un sistema con neutro no aterrizado crea flujos de corrientes a través de todas las líneas y los voltajes de fase a neutro de las líneas no falladas sufren un incremento en los voltajes de fase (en 1.73 veces), cualquier línea no fallada en operación contribuirá a la falla con su propia corriente capacitiva.

Un relevador que utiliza cantidades de secuencia cero no podrá distinguir una condición de falla, dado que las fallas a tierra en un sistema con neutro no aterrizado producen una corriente muy pequeña que podría caer dentro de los rangos nominales de operación del sistema. En la actualidad se han implementado varias formas de resolver este problema como aquel que hace uso de elementos direccionales de sobrecorriente, esta tesis pretende presentar una solución alternativa al implementar un método en base al uso de cantidades de secuencia negativa [21,22].

2.5.2 Neutro aterrizado por impedancia

En un sistema con neutro aterrizado a través de una impedancia, los voltajes de línea a tierra que existen durante una falla monofásica son cercanamente iguales a los que se presentan en un sistema no aterrizado [23].

Un sistema correctamente aterrizado mediante una impedancia no está sujeto a voltajes transitorios destructivos, además la corriente de falla correspondiente es mucho menor que la usada normalmente como criterio para la selección de la impedancia de aterrizamiento.

A continuación se presentan las razones principales por la cual se debe aterrizar un sistema mediante una impedancia:

- Reducir el calentamiento y esfuerzo mecánico del equipo (transformadores, cables, motores, entre otras.) ante una falla a tierra
- Para reducir el peligro de los choques eléctricos al personal por las corrientes de falla a tierra en la trayectoria de retorno a tierra.
- Para reducir el arco eléctrico en caso de producirse y así proteger al personal cercano a la falla eléctrica.

El aterrizamiento por impedancia se muestra la Figura 10 donde se puede apreciar el tipo de conexión, cabe recordar que dentro de esta clasificación entran el aterrizamiento por resistencia o por reactancia.

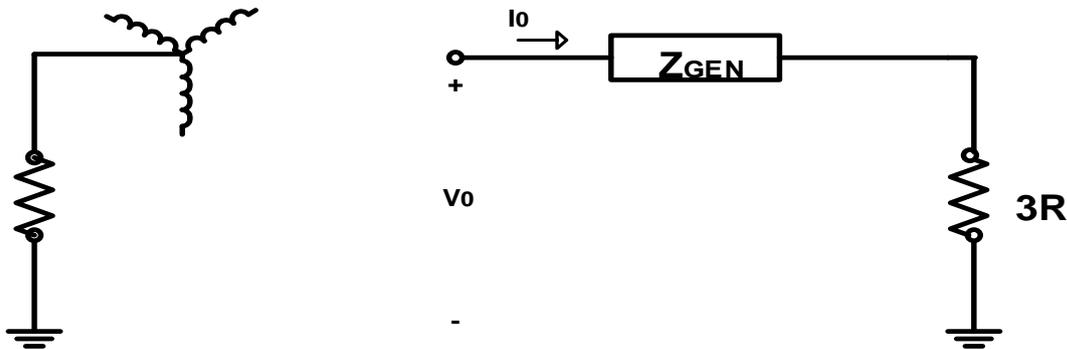


Figura 10 Sistema aterrizado por resistencia [23]

El la Figura 10 se muestra un sistema aterrizado por resistencia. A continuación se muestra en la Figura 11 un sistema aterrizado por reactancia, nótese que, en general, el diagrama de secuencia cero es topológicamente parecido.

**Generador
Aterrizado por reactancia**

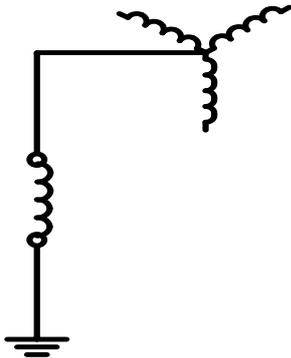


Diagrama de secuencia cero

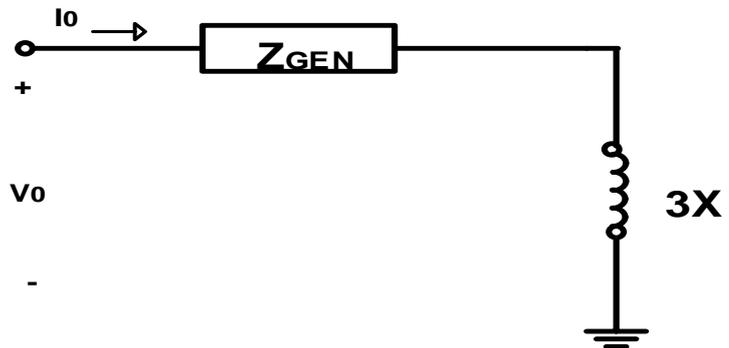


Figura 11 Sistema aterrizado por reactancia [23]

Ambos métodos son implementados para limitar los sobrevoltajes transitorios a un nivel seguro, sin embargo, el método de aterrizamiento por resistencia (en especial la alta resistencia) no requieren de la eliminación inmediata de la corriente de falla, ya que la corriente de falla está limitada a un valor muy bajo [24].

En general se debe evitar el uso de aterrizamiento por una alta resistencia en sistemas donde la corriente de línea a tierra exceda los 10A, debido a la gran probabilidad de formar un arco eléctrico en un espacio limitado [24].

Neutro sólidamente aterrizado

Un sistema sólidamente aterrizado se refiere a la conexión intencional del neutro de un generador, un transformador, directamente a tierra sin algún tipo de impedancia, un sistema sólidamente aterrizado no proporciona alguna impedancia de secuencia cero en el neutro del circuito.

Raramente se cumple que la impedancia de secuencia cero sea más grande que la impedancia de secuencia positiva, la mayoría de las impedancias de secuencia cero de los generadores en un sistema comercial e industrial, generalmente dicho valor es menor que la impedancia de secuencia positiva de los mismos generadores, la impedancia de secuencia cero de un transformador delta-estrella generalmente no rebasa su impedancia de secuencia positiva.

Sin embargo, existen condiciones bajo las cuales la impedancia de secuencia cero sea más grande, una de estas condiciones, ocurre cuando se tiene un sistema alimentado por varios generadores o transformadores en paralelo y al menos uno esté aterrizado [21-23].

A continuación se muestra la en la Figura 12 la conexión de un sistema sólidamente aterrizado, también se muestra el diagrama de secuencia cero.

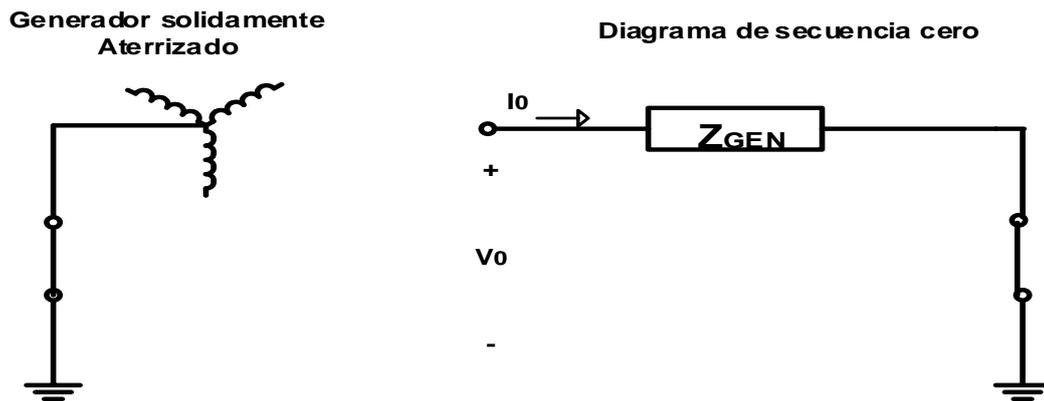


Figura 12 Sistema Sólidamente aterrizado

En el estándar IEEE Std. 142-1991 se pueden encontrar de manera detallada los métodos de aterrizamiento de un sistema eléctrico, además se explica bajo qué condiciones del sistema se deberá usar una u otra configuración de aterrizamiento.

2.6 Relevador de protección de falla a tierra con secuencia negativa

Los métodos tradicionales para detección de fallas a tierra por medio de relevadores de sobrecorriente están basados principalmente en el uso de corriente y voltajes de secuencia cero como cantidades de polarización, aunque en casos tales como los que esta tesis presenta (líneas acopladas, fallas con alta impedancia y sistemas sin neutro) la polarización con cantidades de secuencia cero resulta inadecuada y poco efectiva.

La medición de las cantidades de polarización con voltajes de secuencia cero, se obtienen a partir de la medición de los voltajes de fase, ya que esta cantidad no se puede obtener a partir de una medición de voltajes de línea como se muestra a continuación [28].

A partir de las ecuaciones de transformación de cantidades fasoriales a componentes de secuencia.

$$V_A = V_1 + V_2 + V_0$$

$$V_B = a^2 V_1 + a V_2 + V_0$$

$$V_C = a V_1 + a^2 V_2 + V_0$$

Dónde:

a	Fasor operador ($1 \angle 120^\circ$)
a²	Fasor operador al cuadrado ($1 \angle -120^\circ$)
V_A	Voltaje de fase A
V_B	Voltaje de fase B
V_C	Voltaje de fase C
V₁, V₂, V₀	Voltajes de secuencia
V_{AB}	Voltaje de línea AB

Con esto se tiene que:

$$V_{AB} = V_A - V_B = (V_1 + V_2 + V_0) - (a^2V_1 + aV_2 + V_0)$$

Reduciendo la expresión anterior se tiene:

$$V_{AB} = V_1(1 - a^2) - V_2(1 - a)$$

De lo anterior se muestra que V_{AB} no contiene componentes de secuencia cero y mediante un análisis similar se puede demostrar que tanto V_{BC} como V_{CA} tampoco contienen componentes de secuencia cero, entonces se puede decir que los voltajes de línea no son utilizados para monitorear una falla a tierra por razones antes mencionadas.

Por otro lado, los voltajes de secuencia negativa están presentes en los voltajes de línea a línea como puede verse en la demostración anterior, esto es cierto siempre que exista una condición de desbalance, por ejemplo, si la falla a tierra ocurre en las 3 fases bajo condiciones similares los voltajes de secuencia negativa no se verán reflejados [28].

2.7 Coordinación de protección para fallas a tierra

Los altos niveles de corriente en los sistemas eléctricos de potencia son generalmente causados por fallas en el sistema. Estas corrientes pueden ser usadas para determinar la presencia de fallas y hacer que los dispositivos de protección operen. De manera general, los ajustes que se deben establecer en la protección son para las unidades instantáneas y los ajustes para las unidades con retardo de tiempo, a continuación se presentan una breve descripción.

2.7.1 Ajuste de las unidades instantáneas

Las unidades instantáneas son más eficientes cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que van a ser protegidos son grandes en comparación con la impedancia de la fuente. Se ofrecen dos ventajas fundamentales:

- Reducen el tiempo de operación de los relevadores para fallas críticas en el sistema.
- Evitan la pérdida de la selectividad en un sistema de protección que consta de relevadores con diferentes características, mediante el ajuste de las unidades instantáneas, de tal manera que estas unidades operen antes que se crucen las características de operación de los relevadores.

Los criterios para ajustar las unidades instantáneas varían dependiendo de la ubicación, y del tipo de elemento del sistema que va ser protegido. Tres grupos de elementos pueden ser definidos: líneas entre las subestaciones, líneas de distribución y transformadores.

(a) Líneas entre las subestaciones

El ajuste de las unidades instantáneas se logra tomando al menos el 125 % de la corriente rms simétrica, para el nivel de falla máxima en la subestación remota.

El procedimiento debe iniciarse en la subestación más alejada, luego debe continuarse moviéndose hacia la fuente. Cuando las características de dos relevadores se cruzan para un nivel particular de falla del sistema, se dificulta la coordinación y es necesario ajustar la unidad instantánea del relevador que se encuentra más lejos de la fuente, a un valor tal que el relevador opere para un nivel inferior de corriente al cruce, evitando así la pérdida de la selectividad. Un 25 % de margen evita el traslape de las unidades instantáneas aguas abajo.

(b) Líneas de distribución

El ajuste del elemento instantáneo de los relevadores en las líneas de distribución que alimentan a transformadores monofásicos MV/LV, dado que estas líneas están al final del sistema MV. Por lo tanto, no se requiere satisfacer las condiciones de coordinación que se tiene para líneas entre las subestaciones, así que puede utilizarse cualquiera de los dos valores siguientes:

1. 50 % de la corriente máxima de corto circuito en el punto de conexión del TC que alimenta al relevador.
2. Entre 6 y 10 veces la capacidad máxima del circuito.

(b) Unidades transformadoras

Las unidades instantáneas de los relevadores de sobrecorriente instaladas en el lado primario de los transformadores, deben tener un valor de entre 125 y 150 % de la corriente de corto circuito existente en la barra del lado de bajo voltaje, referido al lado de alto voltaje.

Este valor es más alto que los mencionados previamente y es para evitar la pérdida de coordinación, debido a las altas corrientes del inrush magnético, presente cuando se energiza el transformador. Si las unidades instantáneas de protección de sobrecorriente en el devanado secundario del transformador y los relevadores en los alimentadores están sujetas al mismo nivel de corto circuito, entonces las unidades instantáneas de transformador requieren ser deshabilitadas para evitar la pérdida de selectividad, a menos que existan canales de comunicación entre estas unidades que permitan deshabilitar la protección de sobrecorriente instantánea del transformador para fallas detectadas por la protección de sobrecorriente instantánea en los alimentadores.

2.7.2 Ajuste de las unidades con retardo de tiempo

El tiempo de operación del relevador de sobrecorriente tiene que ser suficiente para asegurar que, en presencia de una falla, el relevador no dispare antes que otra protección situada más cerca de la falla. Los relevadores de tiempo definido y de tiempo inverso puede ser ajustados mediante la selección de dos parámetros, esto es, el ajuste de tiempo o palanca de tiempo, y la corriente de activación o de arranque o ajuste de arranque (ajuste tap).

2.7.3 El ajuste de corriente de arranque

El ajuste de la corriente de arranque, es usado para definir la corriente de activación o de arranque del relevador, y las corrientes de falla vistas por el relevador expresados en múltiplos de TAP. Este valor es usualmente referido como el ajuste multiplicador (PSM), el cual está definido como la relación de la corriente de falla en amperes secundarios entre el ajuste del relevador. Para los relevadores de fase, el ajuste de arranque está determinado por un margen de sobrecarga que esté por arriba de la corriente nominal, como la expresión:

$$I_{\text{arranque}} = (\text{OLF} \cdot I_{\text{nom}}) / \text{RTC}.$$

Donde OLF=factor de sobrecarga, el cual depende del elemento que se está protegiendo, I_{nom} = rango de corriente nominal, RTC= relación del TC. El factor de sobrecarga recomendado para los motores es 1.05. Para líneas, transformadores y generadores está normalmente dentro del rango de 1.25 a 1.5.

En los sistemas de distribución donde es posible incrementar la carga, esto es en alimentadores durante condiciones de emergencia, el factor de sobrecarga puede ser del orden de 2. En cualquier caso I_{nom} tiene que ser inferior a la capacidad de los TC y la capacidad térmica del conductor; de cualquier manera el valor más pequeño tiene que ser tomado en cuenta para calcular el ajuste de arranque.

Para relevadores de falla a tierra, el ajuste de activación está determinado tomando en cuenta el desbalance mínimo que puede existir en el sistema bajo condiciones normales de operación. Un rango de desbalance del 20% es permitido, por lo tanto la expresión en la ecuación se convierte en:

$$I_{\text{arranque}} = (0.2 \cdot I_{\text{nom}}) / \text{RTC}.$$

En las líneas de transmisión de HV el desbalance permitido podría ser tan bajo como 10 %, mientras que en los alimentadores en la distribución rural este puede ser tan alto como 30 %.

Ajuste de dial de tiempo

Al ajuste del retardo de tiempo antes que el relevador opere cada vez que la corriente de falla alcance un valor igual, o mayor a la corriente de ajuste. En los relevadores electromecánicos, el retardo de tiempo es alcanzado mediante el ajuste de la distancia física entre los contactos fijos y móviles; una menor distancia de ajuste resulta en tiempos de operación más cortos. El ajuste de tiempo también es conocido como el ajuste de multiplicador de tiempo.

Los criterios y procedimientos para calcular el ajuste de tiempo, para obtener la protección y coordinación adecuada para un sistema, se consideran a continuación. Estos criterios son principalmente aplicables a los relevadores de tiempo inverso, aunque la misma metodología es válida para los relevadores de tiempo definido.

Un margen de discriminación de tiempo que se usa comúnmente entre dos características de tiempo/corriente sucesivas es del orden de 0.25 a 0.4s. Este valor evita la pérdida de selectividad, debido a uno o más de los siguientes factores.

- Tiempo de apertura del interruptor.
- Tiempo de sobrecarrera del relevador después de que la falla haya sido eliminada
- Variaciones en los niveles de falla, desviaciones de las curvas de los relevadores (por ejemplo, debido a las tolerancias de fábrica), y errores en los transformadores de corriente.

En los relevadores numéricos no existe la sobrecarrera, y por lo tanto, el margen puede ser escogido tan bajo como 0.2 s

Las fallas monofásicas en el lado de la estrella de un transformador con conexión delta-estrella, no se ven en el lado de la delta. Por lo tanto, cuando se ajustan los relevadores de falla a tierra, puede ser aplicado el menor de ajuste de tiempo disponible a los relevadores en el lado de la delta, lo cual hace posible reducirlos ajustes y por lo tanto, los tiempos de operación de los relevadores de falla a tierra cercanos al alimentador.

CAPÍTULO 3 TOPOLOGÍAS DE REDES

3.1 Introducción

En general, se le denomina red eléctrica a todo el conjunto de elementos que hacen posible que la energía generada en las centrales pueda ser utilizada en los lugares de consumo [3].

Es común para el ingeniero en protecciones encontrarse alguna vez con alguna topología donde el comportamiento de la corriente de falla a tierra no sea el que normalmente se esperaría, por ejemplo, cuando se tiene un sistema sin neutro y ningún elemento que pueda aterrizar, entonces ante una falla a tierra y analizando las cantidades de secuencia cero indicarán la ausencia siempre de fallas a tierra, así que normalmente este problema resulta complicado en la protección convencional, una alternativa para este caso se previene usando relevadores de sobre voltaje.

En este capítulo se presentarán diferentes tipos de redes que serán descritas como una introducción a las topologías con las que se va a trabajar, dichas topologías posteriormente serán analizadas mediante un software comercial para el análisis y coordinación de protección.

Las diferentes topologías que están presentes en un sistema eléctrico de potencia a lo largo de diferentes etapas de transmisión, presentan características conocidas para una falla a tierra y de esta manera la protección es ajustada, pero existen algunas donde la protección convencional de sobrecorriente no proporciona la efectividad que se esperaría.

Las topologías aquí presentadas fueron elegidas debido a la complejidad que éstas presentan para ser protegidas por los relevadores de sobrecorriente ante una falla a tierra. Posteriormente se analizará cada topología por medio de software, tratando de coordinar mediante el uso de cantidades de secuencia negativa y cero, por lo que en este capítulo solo se limitará a presentar el comportamiento de dichas redes ante fallas a tierra.

3.2 Descripción de topologías

A continuación se describen tres topologías principales, las cuales presentan dificultades para desempeñar adecuadamente su función de protección debido a las características de las corrientes de falla ante una falla a tierra.

3.2.1 Acoplamiento de secuencia cero

El acoplamiento mutuo entre las líneas de transmisión es conocido por afectar de distintas formas a las líneas de transmisión, particularmente cuándo se analiza el desempeño y ajuste de la protección por relevadores de sobrecorriente y el relevador de distancia para fallas a tierra, porque en estos dispositivos el efecto del acoplamiento tiene mayor impacto.

Uno de los problemas que tiene el acoplamiento de secuencia cero sobre el relevador de sobrecorriente para falla a tierra es que dicho acoplamiento puede causar la apertura accidental de la protección, sin embargo, aún se tiene poca investigación acerca de este fenómeno, contrario a la protección de distancia donde dicho efecto ya se tiene bien documentado.

El fenómeno del acoplamiento ocurre cuando dos o más líneas comparten la misma torre o cuando no guardan una distancia de separación adecuada, ya que la magnitud de acoplamiento es proporcional a la distancia de separación de las líneas.

Es común que se construyan dos líneas sobre la misma estructura y como ya se mencionó el resultado de esto cuando no hay una separación adecuada, es la presencia del acoplamiento mutuo. Si una falla ocurre en alguna de las líneas del par acoplado, ésta inducirá suficiente corriente a la línea no fallada ocasionando un disparo falso de la línea sana [25].

Las líneas de transmisión abarcan grandes zonas por la naturaleza de la transmisión de la energía eléctrica, por otro lado, existen varios tipos de configuraciones adecuadas para los niveles de voltaje de transmisión, y para las zonas que cruzan dichas líneas. Las líneas han sido clasificadas a través de los años por su tipo de configuración (radiales, anilladas, paralelas, entre otras.) en esta sección se analizará las líneas paralelas, sus efectos y las complicaciones para su misma protección mediante relevadores de protección por sobrecorriente.

Una de las tareas difíciles para los ingenieros en protecciones consiste en la protección de líneas de transmisión en paralelo, debido a la presencia del efecto mutuo que complican los cálculos de sobrecorriente, entre otras cosas, dicho efecto denominado impedancia mutua afecta la operación correcta de las protecciones de los sistemas eléctricos de potencia.

En general, si las líneas de transmisión están relativamente cercanas una de otra, entonces existe algún acoplamiento mutuo de secuencia cero, este acoplamiento dependerá de la cercanía que tengan las líneas de transmisión, así como del voltaje al cual estén operando.

El efecto por tener dos líneas en paralelo como anteriormente se mencionó provoca el fenómeno de impedancia mutua, lo cual ocasiona que los valores de perfiles de voltaje, así como las corrientes medidas por los relevadores se vean modificados [10].

Los relevadores que usan las cantidades de secuencia cero en la protección de fallas a tierra no son la excepción. El efecto no deseado para el relevador ante una falla a tierra en este tipo de topologías es el efecto del acoplamiento mutuo, el cual puede reducir la sensibilidad de los elementos de sobrecorriente para detectar una falla remota al final de la línea protegida.

De lo anterior, se puede decir que el acoplamiento mutuo entre dos líneas trae como consecuencia una reducción de la corriente de secuencia cero en cada una de las líneas para fallas al final de las mismas [8].

3.2.1.1 Tipos de líneas con acoplamiento mutuo

Dentro de la literatura se encuentra la clasificación de las líneas con acoplamiento mutuo en tres tipos principales, cada una de estas es presentada a continuación [8,9]:

a) Tipo I

La primera clasificación corresponde a las redes tipo I cuya característica implica fuentes de secuencia positiva y secuencia cero en común, nótese en la Figura 13 que ambos transformadores están aterrizados por lo que presentan corrientes de secuencia cero en caso de una falla en cualquiera de las líneas.

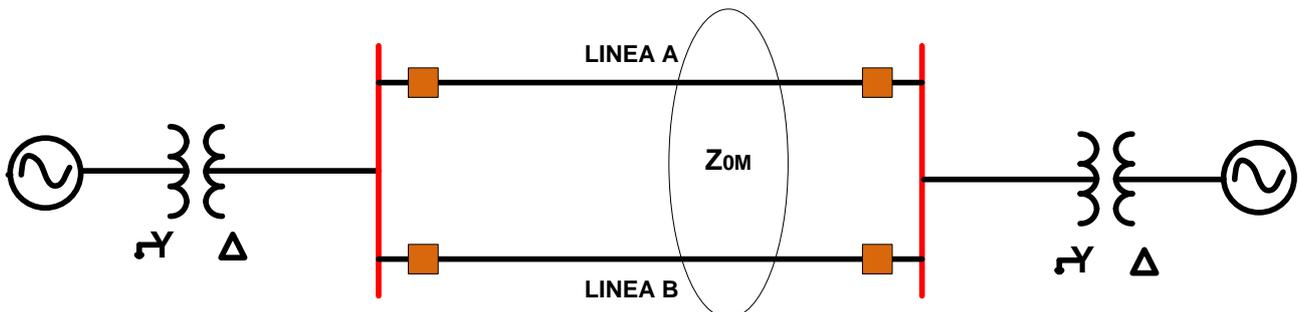


Figura 13 Red tipo I

b) Tipo II

En esta clasificación entran dos configuraciones de líneas, la primera se define como las líneas con fuentes comunes de secuencia positiva pero con diferentes fuentes de secuencia cero como lo muestra la Figura 14.

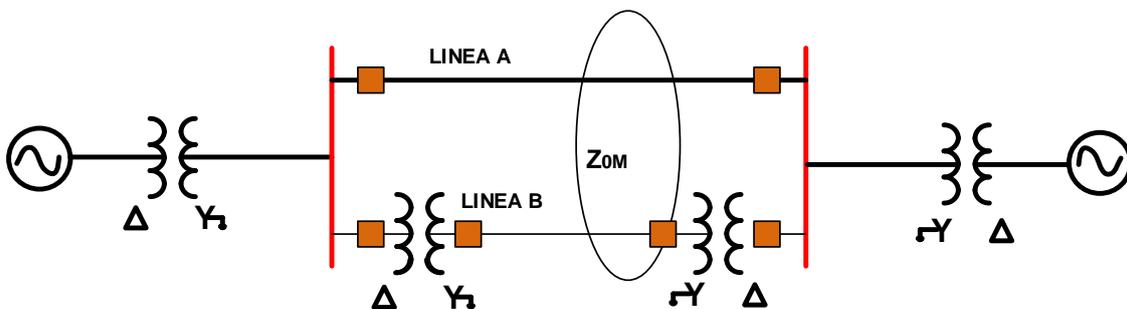


Figura 14 Red tipo II-1

Para red tipo II-2 se menciona que dentro de ellas se incluye a todas las redes acopladas que cuentan con un solo bus en común como lo muestra la Figura 15.

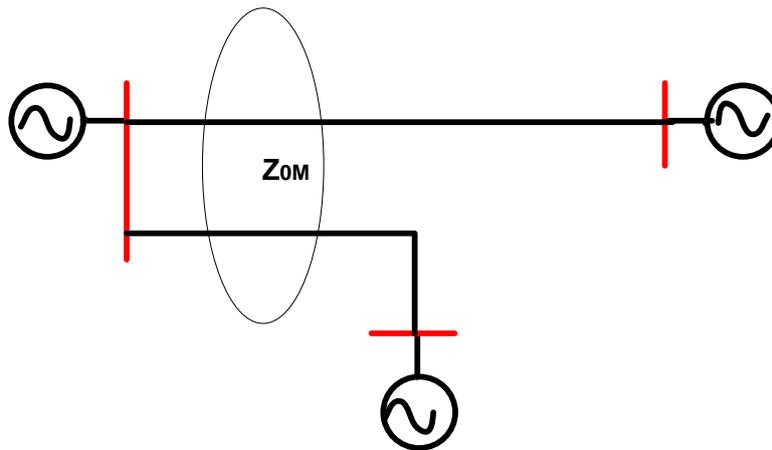


Figura 15 Red tipo II-2

c) Red tipo III

Dentro de esta clasificación se abarcan a todas aquellas líneas acopladas que cuentan con fuentes de secuencia positiva y cero distintas, como lo muestra la Figura 16.

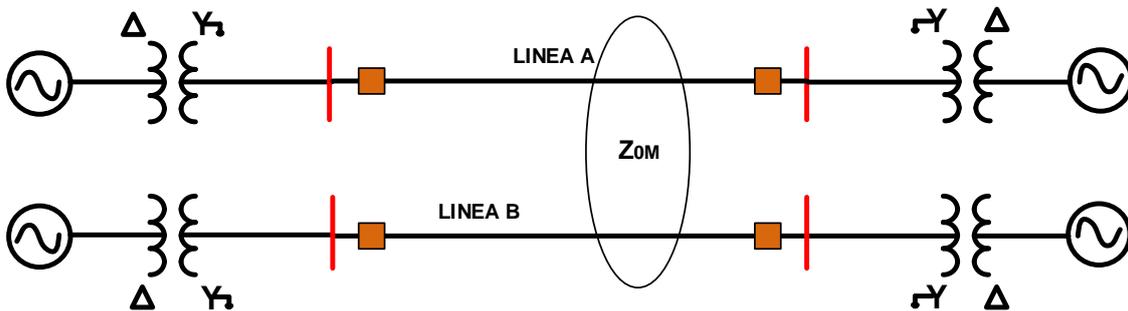


Figura 16 Red tipo III

Existe otro tipo de clasificación que no involucra fuentes [10], pero no son discutidas en este trabajo.

La medición de corriente de secuencia cero realizada por un relevador de sobrecorriente ante topologías donde está presente el acoplamiento puede presentar información poca precisa y en algunos casos hasta errónea, esta no solo se refleja en el circuito fallado si no que sus efectos también abarcan el circuito sano [9,10].

3.2.1.2 Análisis de líneas acopladas

El análisis común de una sola línea en coordenadas de fase se desarrolla considerando que la línea ha sido debidamente transpuesta, para que de esta manera desaparezca el acoplamiento mutuo en su representación de componentes simétricas, y así solo esté

presente la impedancia propia de secuencia positiva, negativa y cero. Con estos resultados en componentes simétricas se simplifica los estudios de planeación, análisis de redes, así como también protección de las líneas de transmisión o distribución [30].

A continuación se muestra la matriz de impedancia en coordenadas de fase para una sola línea de transmisión debidamente transpuesta.

$$Z_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix}$$

Donde:

Z_{ii}= impedancia propia del elemento

Z_{ij}= impedancia mutua entre el elemento i & j

Realizando la transformación a componentes simétricas se tiene:

$$Z_{012} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix}$$

Como se puede ver Z_{012} no presenta acoplamiento alguno entre una secuencia y otra, por lo que el sistema se reduce a tres sistemas monofásicos sin acoplamiento.

La obtención de la impedancia en componentes simétricas a partir de líneas acopladas se muestra de manera detallada considerando los conceptos para el caso trifásico:

$$V_{abc} = [T]V_{012}$$

$$V_{012} = [T]^{-1}V_{abc}$$

Ahora bien, para un caso de N fases dichas matrices quedan como:

$$V_{abc}(Nx1) = \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ \vdots \\ V_z \end{bmatrix}; \quad V_{012}(Nx1) = \begin{bmatrix} V_0 \\ V_1 \\ \vdots \\ V_{N-1} \end{bmatrix}$$

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & a^{(N-1)} & a^{(N-2)} & \dots & a \\ 1 & a^{(N-2)} & a^{(N-4)} & \dots & a^2 \\ 1 & a^{(N-3)} & a^{(N-6)} & \dots & a^3 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 1 & a & a^2 & \dots & a^{(N-1)} \end{bmatrix};$$

$$T^{-1} = \frac{1}{N} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & \dots & 1 \\ 1 & a & a^2 & \dots & a^{N-1} \\ 1 & a^2 & a^4 & \dots & a^{2(N-1)} \\ 1 & a^3 & a^6 & \dots & a^{3(N-1)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 1 & a^{(N-1)} & a^{2(N-1)} & \dots & a^{(N-1)(N-1)} \end{bmatrix}$$

Aplicando el análisis lo anterior al caso de dos líneas o circuitos (a, b, c, a', b', c') no se obtiene una simplificación en componentes simétricas semejante al caso de una sola línea, pese a que la transformación sea correcta y con las técnicas apropiadas de reducción de matrices, la impedancia mutua de secuencia cero no desaparece de la matriz como puede observarse.

$$Z = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} & Z_{aa'} & Z_{ab'} & Z_{ac'} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} & Z_{ba'} & Z_{bb'} & Z_{bc'} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} & Z_{ca'} & Z_{cb'} & Z_{cc'} \\ Z_{a'a} & Z_{a'b} & Z_{a'c} & Z_{a'a'} & Z_{a'b'} & Z_{a'c'} \\ Z_{b'a} & Z_{b'b} & Z_{b'c} & Z_{b'a'} & Z_{b'b'} & Z_{b'c'} \\ Z_{c'a} & Z_{c'b} & Z_{c'c} & Z_{c'a'} & Z_{c'b'} & Z_{c'c'} \end{bmatrix}$$

Donde:

Z Matriz en coordenadas de fase de ambos circuitos

Transformando a continuación la matriz Z para dos circuitos a componentes simétricas se tiene:

$$Z_{012} = \begin{bmatrix} Z_{00} & 0 & 0 & Z_{0m} & 0 & 0 \\ 0 & Z_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{22} & 0 & 0 & 0 \\ Z_{0m} & 0 & 0 & Z_{00'} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{11'} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & Z_{22'} \end{bmatrix}$$

Como puede observarse en la matriz Z_{012} para dos líneas, la transformación de coordenadas de fase a componentes simétricas no simplificó en su totalidad este problema en particular, puesto que el efecto de acoplamiento mutuo en secuencia cero sigue presente [31].

Dado que los enlaces de flujo magnético dependen del flujo de corriente, se puede decir que los efectos de la corriente de secuencia positiva y negativa son despreciables, no así para la componente de secuencia cero, donde los efectos del flujo de corriente presentan el efecto de un acoplamiento de secuencia cero en una magnitud considerable.

El número de transposiciones a lo largo de la línea no es factor para que dicho efecto desaparezca, entonces se puede decir que el acoplamiento de secuencia cero no depende del número de transposiciones a lo largo de la línea.

El efecto físico como se muestra en la Figura 17 debe ser considerado por los esquemas de protección. Aunque actualmente se están utilizando relevadores específicos para la protección de circuitos dobles no siempre son económicamente viables, dado que estos necesitan la medición de 6 corrientes y 3 voltajes para su operación correcta, lo cual eleva el costo en el esquema de protección.

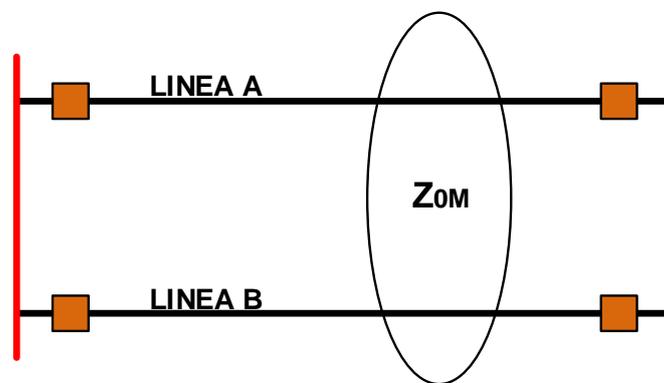


Figura 17 Representación física del acoplamiento de líneas

3.2.1.3 Efecto del acoplamiento en los relevadores de protección para fallas a tierra

El fenómeno de la inductancia mutua en las líneas paralelas complica la protección correcta de las mismas mediante relevadores de sobrecorriente ya que pueden causar disparos en falso. Cuando se presenta una falla en una línea produce efectos en la otra línea no fallada debido al acoplamiento de secuencia cero, ocasionando una perturbación en las corrientes de la línea no fallada que podrían producir un disparo en falso [30,31].

Por otra parte, los esquemas tradicionales basados en relevadores de distancia y de sobrecorriente direccionales a tierra, aún son utilizados porque representan una buena opción de protección en diversos casos, a continuación se da una breve descripción de estos.

Relevador de distancia: La problemática presente en los relevadores de distancia radica en la pobre precisión que se tiene ante la medición de la impedancia de falla.

Relevador direccional de sobrecorriente: Estos elementos son más sensibles que los de distancia, además estos pueden ser usados dentro de un esquema de hilo piloto.

Si los elementos direccionales son incluidos en los relevadores ubicados en las terminales de la línea, entonces al momento de una falla interna se comparan las mediciones de

ambos relevadores y si ambas coinciden hacia la terminal opuesta entonces se puede concluir que se tiene una falla interna de la línea, de otro modo no operan.

Los elementos direccionales a tierra típicos son aquellos polarizados con cantidades de secuencia cero, esto puede afectar el buen desempeño de los elementos direccionales que a su vez se vería reflejado en la comparación de direcciones.

El uso de relevadores polarizados con cantidades de secuencia negativa ha sido utilizado en esquemas para la protección de líneas, siendo más utilizados en aquellas líneas que comparten el mismo derecho de vía (líneas paralelas) esto debido a que el acoplamiento de secuencia cero no afecta a la red de secuencia negativa, y suponiendo que las líneas han sido debidamente transpuesta entonces la impedancia mutua de secuencia negativa es cero, como se mencionó anteriormente [32]

3.2.2 Fallas con alta impedancia

Una falla a tierra en las líneas con alta impedancia HIF (High Impedance Fault) por sus siglas en inglés, se da cuando una línea es aterrizada mediante algún elemento cuya impedancia es de gran magnitud, por ejemplo: un árbol, alguna estructura o equipo, etc.

Otra característica de HIF son las corrientes tan pequeñas que produce la falla, y lo complicado que resulta detectar la falla para los elementos de sobrecorriente convencionales.

En la IEEE existe un grupo de reconocidos investigadores trabajando dentro de un comité llamado "The IEEE Power System Relay Committee" quienes engloban a este tipo de fallas en lo que ellos denominan HIF, también la definen como a aquellas fallas incapaces de producir suficiente corriente para ser detectada por los relevadores de sobrecorriente convencionales [16].

Para una falla del tipo HIF solo los algoritmos con alta sensibilidad pueden detectar las corrientes de falla muy pequeñas, el problema de estos tipos de elementos con alta sensibilidad es que pueden ocasionar disparos en falso, lo que daría como resultado a un sistema con baja seguridad y alta probabilidad a interrupciones del servicio eléctrico, es decir proporcionar una baja confiabilidad [17].

Generalmente las fallas HIF ocurren cuando un conductor aéreo se rompe y cae a tierra, el alto voltaje y la poca conductividad de algunos suelos provoca que se dé el fenómeno de una falla HIF. Dicho ejemplo fue reproducido por la universidad de Texas cuyo resultado pude observarse en la Figura 18.



Figura 18 Experimento de falla a tierra realizado por la Universidad de Texas

3.2.2.1 Características de una HIF

Los métodos tradicionales para la detección de fallas a tierra radican en el uso de protecciones de sobrecorriente, donde una de las razones principales resulta en la protección del sistema eléctrico. En una falla a tierra la corriente excesiva puede dañar los elementos conectados al sistema a medida que el tiempo transcurra y dicha falla no se libere.

Si la magnitud de la corriente de falla no fuera de gran magnitud, esta quizá no dañaría instantáneamente a los elementos conectados al sistema pero si llevaría a la operación del sistema forma anormal y con el tiempo dañar los elementos, lo cual también debe cuidarse [20].

En general, la mayoría de las fallas a tierra resulta en un incremento en la corriente en el punto de falla y algunas trayectorias de contribución a la falla, por muchos años se ha usado la protección por sobrecorriente como elemento de protección, ya que proporciona buenos resultados usándolo para detectar fallas de baja impedancia [16].

A medida que se comenzó a investigar más en el campo de las fallas a tierra se observó que existen HIF, las cuales no resultan en un incremento sustancial de corriente de falla, y que no son fácilmente detectadas por los métodos convencionales.

Por muchos años la búsqueda de una solución a este problema orilló a los investigadores a mejorar algoritmos, desarrollar nuevos métodos, ya que este tipo de fallas aparte de mostrar una corriente de falla de baja magnitud, también muestra un comportamiento aleatorio en condición inestable, esto complica aún más el desarrollo de una solución.

La mayoría de los investigadores en el área de HIF se enfocaron en el desarrollo de detectores sensitivos para tales fallas, en tal desarrollo hay detectores que se instalan directamente en subestaciones para tomar las variables de entrada directamente desde ahí, y algunos otros requieren de equipo especial para ayudar a dichos detectores, la

evolución histórica de los detectores ha sido debidamente documentado en un reporte de la IEEE [17,20].

La presente tesis pretende implementar la coordinación de dispositivos de sobrecorriente utilizando cantidades de secuencia negativa para protección de una falla HIF.

3.2.3 Sistemas no aterrizados

Un sistema no aterrizado no tiene una conexión intencional a tierra para cumplir con los requerimientos del sistema, lo cual genera algunas ventajas y desventajas frente a las fallas a tierra y algunas otras condiciones de operación.

En general para una falla a tierra en este tipo de sistemas, la única trayectoria que tiene el flujo de corriente hacia tierra es a través de la capacitancia distribuida a lo largo de la línea de transmisión, entonces resulta importante conocer las variantes que presenta un sistema no aterrizado [12].

Los sistemas no aterrizados normalmente presentan efectos en cualquier elemento del sistema, en esta tesis solo se consideran los efectos en las líneas y la falta de aterrizamiento se debe a diferentes realidades, por ejemplo, cuando en el secundario de un transformador se tiene una configuración delta donde no existe forma de aterrizar el neutro, debido a que no existe un neutro.

3.2.3.1 Análisis de una red no aterrizada

A continuación se presenta el análisis de forma fasorial para un sistema no aterrizado, también de la operación de un relevador funcionando bajo cantidades de secuencia cero. En la Figura 19 se muestran ambos análisis, nótese la nomenclatura empleada.

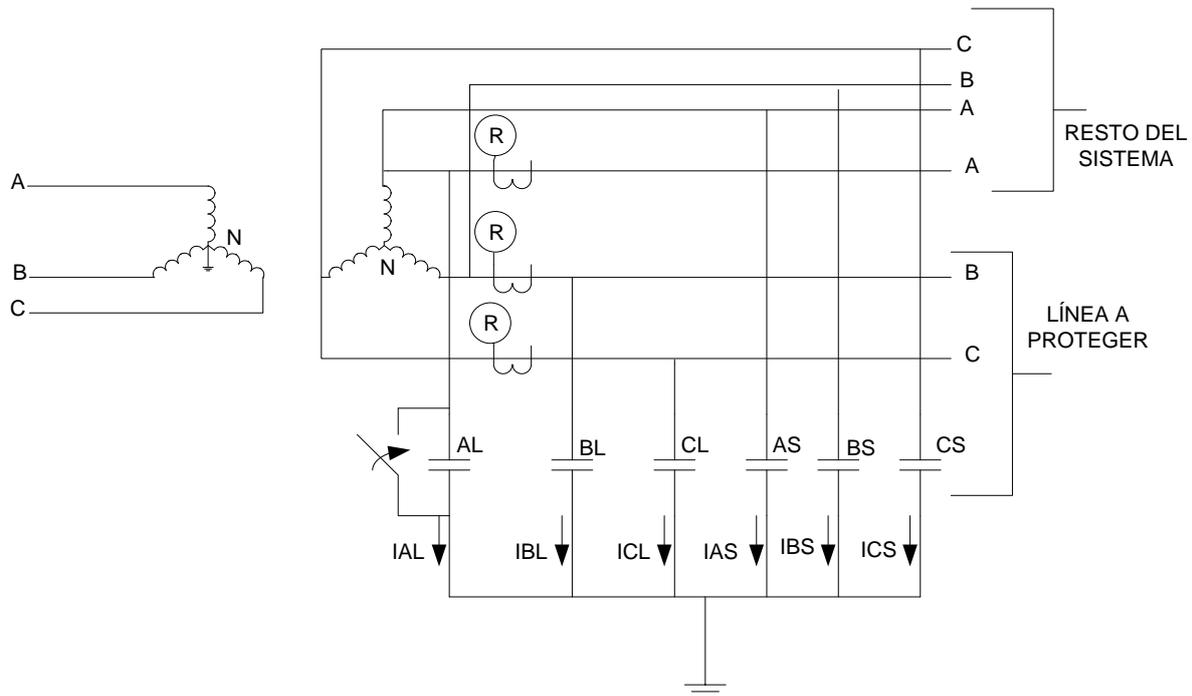


Figura 19 Representación simplificada de una red trifásica no aterrizada

En la Figura 19 se muestra el efecto capacitivo presente en la línea de transmisión donde se muestra la línea protegida y el resto del sistema, también se muestran los relevadores para fallas a tierra en este sistema [13].

En la Figura 19 las variables C_{AL} , C_{BL} y C_{CL} representan las capacitancias de fase a tierra de la líneas protegida y de manera análoga C_{AS} , C_{BS} y C_{CS} representan las capacitancias del resto del sistema, cabe mencionar que existe una capacitancia de fase a fase que no está representada en la Figura 19, ya que para el análisis deseado no influyen en la corriente residual, que es la parte central de este análisis.

En el análisis se asume que las fuentes son ideales, que se tiene una frecuencia nominal y voltaje estable, de esta manera el análisis se centra únicamente en el flujo de la corriente residual [13,15].

Análisis fasorial

De la Figura 19 se realiza la sumatoria de corrientes y se tiene que:

$$I_{AL} + I_{BL} + I_{CL} + I_{AS} + I_{BS} + I_{CS} = 0$$

Por otro lado, al momento de una falla de fase a tierra el relevador mide tres veces la corriente de secuencia cero, la cual queda representada como:

$$3I_{0L} = I_{AL} + I_{BL} + I_{CL} = -(I_{AS} + I_{BS} + I_{CS})$$

Si se asume que la falla tuvo lugar en la fase A, entonces la corriente de falla se puede representar como:

$$I_F = I_{AL} = -(I_{BL} + I_{CL} + I_{AS} + I_{BS} + I_{CS})$$

De la ecuación anterior se puede observar que la corriente residual medida por el relevador es la suministrada por el resto del sistema además de la corriente de las fases no falladas, en base a esto se puede decir que si el sistema solo está formado por $I_{AL} + I_{BL} + I_{CL}$ (eliminado la porción resto del sistema), entonces se puede decir que:

$$I_F = I_{AL} = -(I_{BL} + I_{CL})$$

Esto también muestra que si la línea protegida es el único alimentador conectado al bus, entonces la corriente residual medida por el relevador será igual a cero esto es:

$$3I_{0L} = I_{AL} + (I_{BL} + I_{CL})$$

Entonces se puede decir que en un sistema simétrico sin falla, la corriente residual para la línea protegida es $3I_{0L} = 0$, para este tipo de topologías la forma común de detectar la fallas a tierra es mediante los elementos de sobre voltaje como se explica a continuación.

Además la corriente residual es igual a cero para un sistema simétrico sin falla, se tiene que el neutro también tiene un voltaje de cero, por otro lado, en la Figura 20 puede observarse que los voltajes sufren cambios. A continuación se describen los cambios que presentan el sistema ante una falla a tierra:

- A) El voltaje de la fase fallada es igual a cero.
- B) El voltaje de las fases no falladas se incrementa por un factor de 1.73
- C) Los voltajes $V_{BG}=V_{BA}$ y $V_{CG}=V_{CA}$

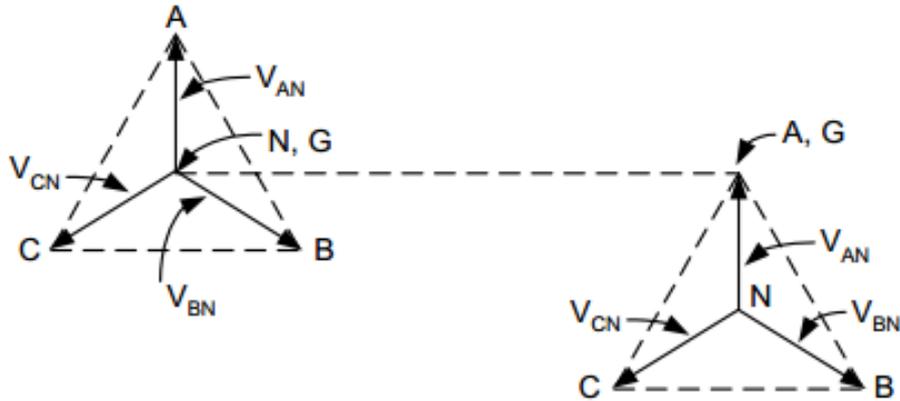


Figura 20 a) Sistema sin falla. b) Sistema con falla s333ida en la fase A.

An333lisis del desempe333o del relevador de sobrecorriente que procesa cantidades de secuencia cero.

Los m333todos para la detecci333n de fallas a tierra usualmente est333n basados en cantidades de secuencia cero, por esta raz333n resulta importante un an333lisis en componentes sim333tricas para comprender lo que "ve" un relevador de sobrecorriente en estas condiciones de falla. Este an333lisis tambi333n es 333til para seleccionar la relaci333n de los TC's, con la finalidad de que sean m333s sensible en la medici333n.

La impedancia de secuencia cero para un sistema no aterrizado es de gran magnitud, esto permite ignorar las impedancias de secuencia positiva y negativa, sin una p333rdida significativa en la precisi333n para fallas a tierra [13].

La Figura 21 muestra una representaci333n de la red de secuencia cero de la Figura 19 en donde se muestra la conexi333n del relevador direccional encargado de las mediciones, as333 como su polaridad.

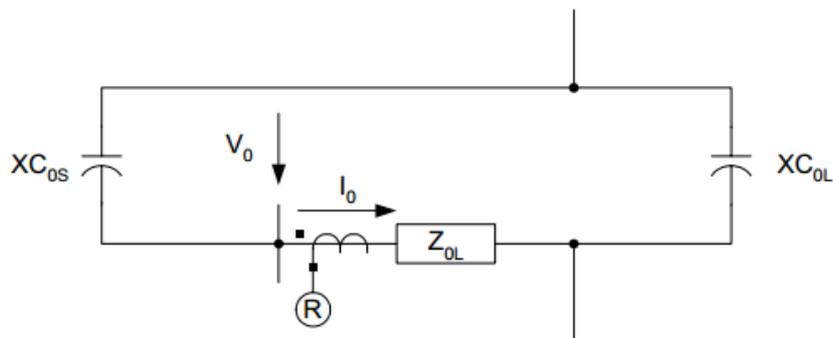


Figura 21 Red de secuencia cero ante una falla hacia adelante

En la Figura 22 se tiene a XC_{0S} donde este est333 definido como $XC_{0S}=XC_{AS}=XC_{BS}=XC_{CS}$, an333logamente se tiene que, $XC_{0L}=XC_{AL}=XC_{BL}=XC_{CL}$. Otra consideraci333n es que el voltaje de prefalla es igual al nominal, tambi333n se debe notar que el relevador mide el voltaje V_0 a

través de la impedancia $X_{C_{0S}}$, donde $X_{C_{0S}}$ es la impedancia puramente capacitiva que representa al resto del sistema.

Si la corriente I_0 es la misma para todo el circuito, entonces se puede afirmar lo siguiente:

$$V_0 = -I_0(-jX_{C_{0S}}) = I_0(jX_{C_{0S}})$$

De lo anterior se puede calcular la impedancia de secuencia cero como sigue:

$$Z_0 = \frac{Re[3V_0(1 < \theta_{I_0} \times 3I_0) *]}{|3I_0|^2}$$

Entonces se tiene que $Z_0 = X_{C_{0S}}$ esto quiere decir que la impedancia será positiva, mientras que para una falla hacia atrás, esto no ocurre como se puede ver en la Figura 22.

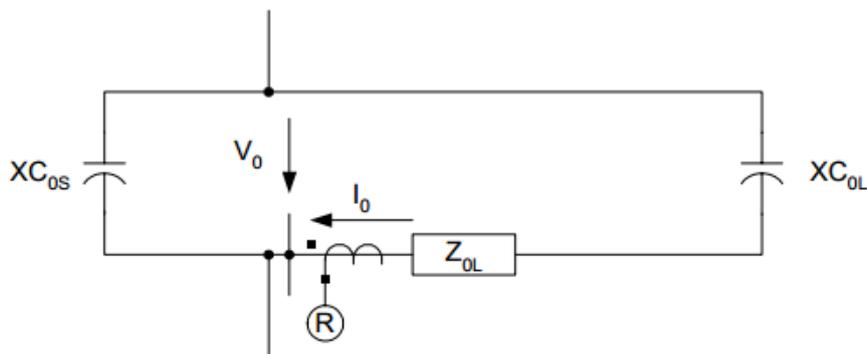


Figura 22 Red de secuencia cero para una falla hacia atrás del relevador

En la Figura 22 cabe destacar que Z_{0L} representa a la impedancia de secuencia cero de la línea, el resto es igual que en el caso de la figura 21, a excepción de la dirección de la corriente I_0 , esta vez el cálculo de V_0 estará dado por la siguiente ecuación:

$$V_0 = I_0(Z_{0L} - jX_{C_{0S}})$$

De la ecuación anterior y considerando que $X_{C_{0S}} \gg Z_{0L}$, entonces se puede despreciar el término de Z_{0L} y así se llega a la siguiente expresión:

$$Z_0 = -jX_{C_{0S}}$$

Entonces el elemento direccional de falla a tierra opera ante fallas a tierra, ya sea hacia atrás o hacia delante, de manera correcta mediante cantidades de secuencia cero

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS Y SIMULACIÓN DE TOPOLOGÍAS

4.1 Introducción

En el capítulo 3 se describieron cada una de las topologías desde un enfoque teórico, en este capítulo se presenta una serie de simulaciones de dichas topologías para mostrar su efecto en la protección ante fallas de corto circuito a tierra. También se presenta un análisis completo del fenómeno eléctrico involucrado y se analiza la aplicación de los esquemas típicos de protección para fallas a tierra. Los resultados se obtuvieron haciendo uso del software comercial ASPEN Inc. Este fue seleccionado entre DigSilent, PSS, y ETAP, entre otras características por las funciones que ofrece en el área de protecciones.

La descripción de la topología de las redes de prueba utilizadas en este capítulo se encuentra en el Apéndice II de esta tesis, en este apéndice se presentan los datos de los elementos eléctricos, entre otras cosas. Además cabe mencionar que algunas de estas redes corresponden a porciones del sistema eléctrico nacional. Se modificó alguna configuración dada para cumplir ciertos requerimientos para estudiar y evaluar los objetivos de esta tesis.

Una vez simulada y analizada cada una de las topologías, posteriormente se propuso un esquema de protección confiable como una alternativa a los esquemas de protección convencionales donde sus resultados muestran que no son completamente confiables. Los esquemas propuestos se basan en el uso de cantidades de secuencia negativa como principio de operación, aunque existen otros esquemas que igualmente cumplen con los requerimientos del sistema.

Primeramente se presenta la topología con efecto de acoplamiento de secuencia cero cuyas características, así como su clasificación ya fueron descritas en el capítulo 3, la segunda topología presentada es la denominada por la IEEE como HIF que hace referencia a las fallas con alta impedancia, por último y no menos importante se presenta la topología de un sistema no aterrizado.

4.2 Acoplamiento de secuencia cero

Para esta simulación se utilizó la topología presente en el sistema eléctrico de prueba que se utilizó en la tesis de 2010 [9]. Con datos actualizados al 2014 cuyo acoplamiento entre líneas presenta las condiciones necesarias para el estudio y análisis de fallas a tierra, con el fin de proponer un esquema de protección confiable.

En el apéndice II.1 se presenta la descripción y datos del sistema de prueba, a continuación se limitará a tratar el sistema dando por hecho que ya se conocen las características y datos del mismo, centrándose como objetivo principal la simulación y análisis del desempeño de la protección de sobrecorriente.

El sistema de prueba que a continuación se presenta es un equivalente al sistema original utilizado en la tesis mencionada en [9], en general el sistema está formado por un total de 11 nodos, 1 transformador, 1 generador, 7 cargas y 10 líneas, entre las cuales existe un par de líneas acopladas entre el bus B y el bus E, en la Figura 23 se puede ver el diagrama unifilar del sistema antes descrito.

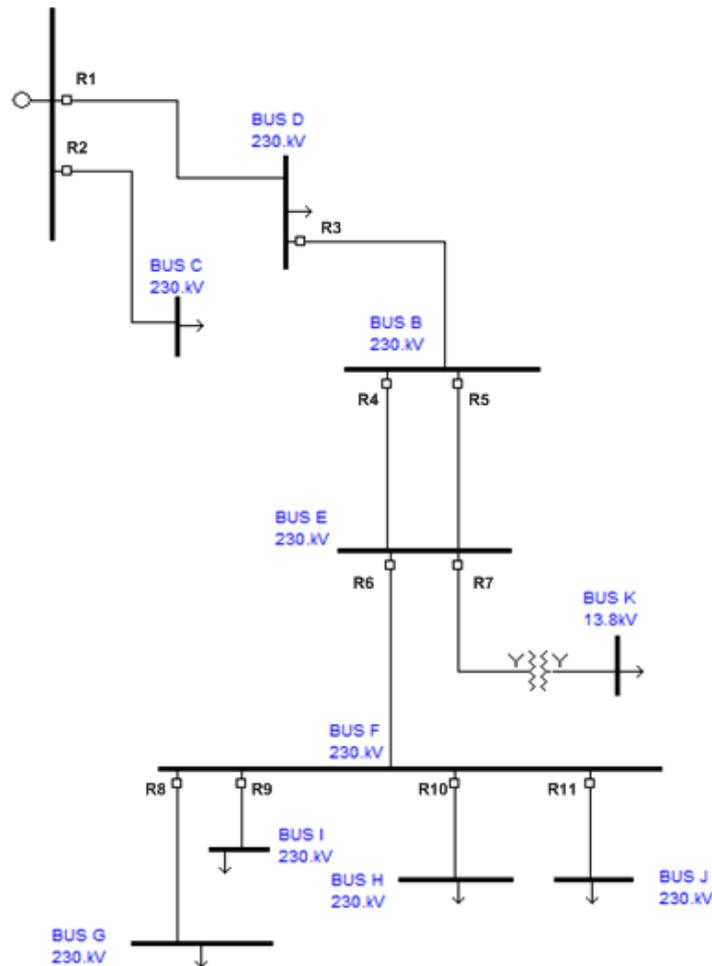


Figura 23 Sistema de prueba

La clasificación de la línea acoplada corresponde al tipo I, según se describe en el capítulo 3, cuya característica principal es que ambas líneas tienen la misma fuente de secuencia positiva y cero para su análisis en componentes simétricas.

4.2.1 Análisis de falla

A continuación se presenta en la

Tabla 2 las corrientes de secuencia para una falla en la línea L_{EF} estas corrientes se utilizan para analizar el desempeño del relevador R5, asociado a la protección de la línea acoplada (lado derecho).

Tabla 2 Resultados de corriente de falla, en componentes simétricas

Porcentaje de la falla	I_0 [Amperes]	I_2[Amperes]
0.0	109.6	139.0
10.0	106.3	136.0
20.0	102.6	132.0
30.0	99.33	129.0
40.0	96.00	126.0
50.0	93.00	123.0
60.0	90.00	120.0
70.0	87.33	117.0
80.0	85.00	115.0
90.0	82.33	112.0
100.0	80.33	110.0

En la

Tabla 2 se observa que la magnitud de la corriente de secuencia negativa es mayor a la corriente de secuencia cero, independientemente del punto donde se simula falla en la línea L_{EF} .

Las fallas simuladas corresponden a una falla franca a tierra en la fase A, una de estas fallas está al 50% de la línea L_{EF} y se tiene la corriente de la fase A I_A igual a 462A para el relevador que aparece en el diagrama unifilar de la Figura 23, por otro lado, para la misma falla se tiene una corriente de secuencia cero I_0 de 124A y una corriente de secuencia negativa I_2 de 172 A.

El análisis por componentes simétricas determina que la corriente de falla a tierra está dada por $3I_0$ y para este caso en particular resulta de 372A, por otro lado, si en lugar de usar la corriente de secuencia cero se utiliza la corriente de secuencia negativa se tiene que la corriente de falla $3I_2$ que resulta en un valor de 516A, se observa que la corriente de la fase A calculado de $3I_0$ resulta ser 90A por debajo de la corriente de falla en la fase A, sin embargo, calculado como $3I_2$ resulta ser 54A por arriba de la corriente de falla de la fase A.

En conclusión, se tiene que la corriente de secuencia negativa resulta ser considerablemente más sensible para la protección de sobrecorriente que la corriente de secuencia cero, obtenido de la simulación de una falla de fase a tierra.

A continuación se presenta una gráfica donde son presentadas las corrientes tanto de secuencia cero como negativa, solo para fines comparativos, el análisis realizado en p.u. permite ver que efectivamente la corriente de secuencia negativa para este caso de estudio, presenta una mayor ventaja en cuanto a la sensibilidad, para el caso de una falla a tierra con líneas acopladas.

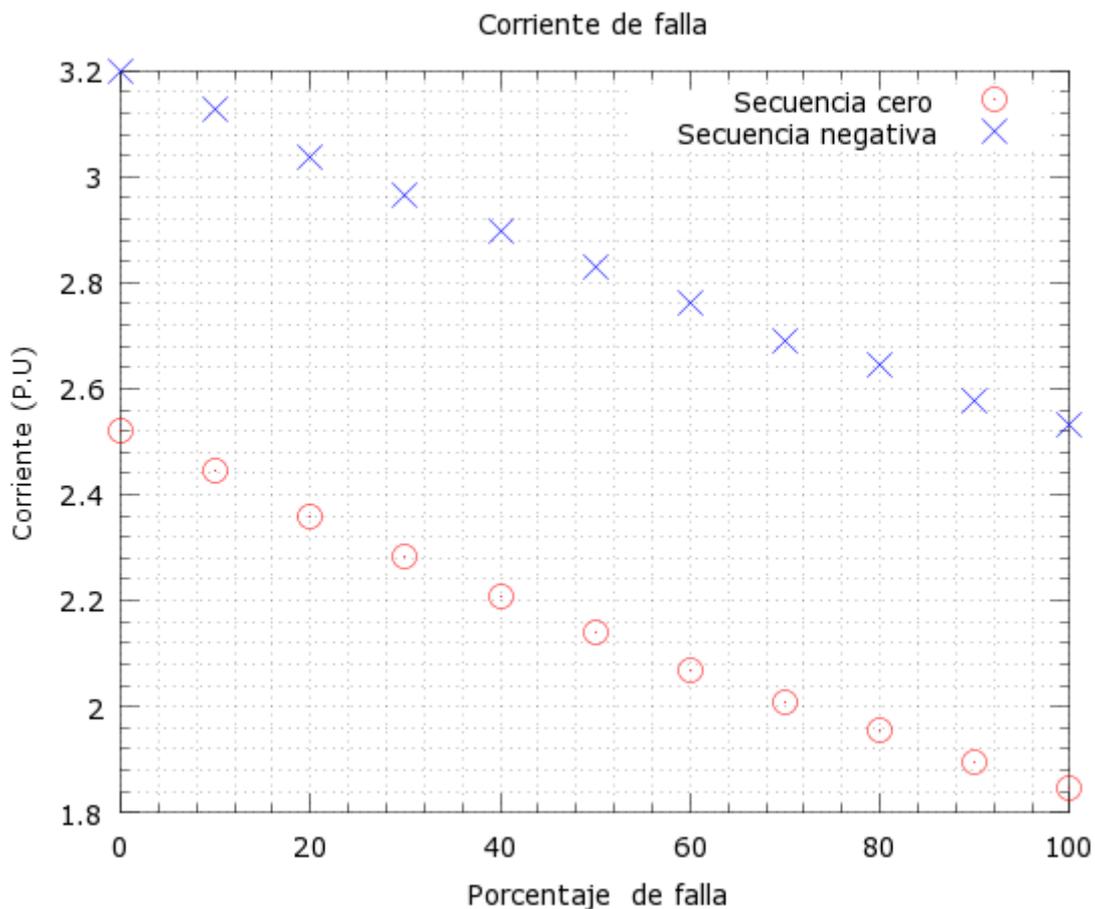


Figura 24 Comparación de corrientes

En la Figura 24 se observa como la corriente de secuencia negativa efectivamente presenta una mayor sensibilidad para la protección de sobrecorriente, independientemente de donde se presente la falla, además como ya se mencionó anteriormente la corriente de falla calculada con la componente de secuencia cero resulta en una magnitud menor a la corriente de falla en la fase A.

Nótese además que la diferencia entre las corrientes de secuencia negativa y cero parece ser constante como se aprecia en la Figura 24, aunque en realidad existen puntos donde la diferencia de corriente no guarda esta relación lineal del todo, como se puede ver en la Figura 25, donde se puede concluir que la diferencia en magnitud de la corriente de secuencia negativa y la cero no guarda una relación constante y dependerá en cierto modo de la localización del punto de falla.

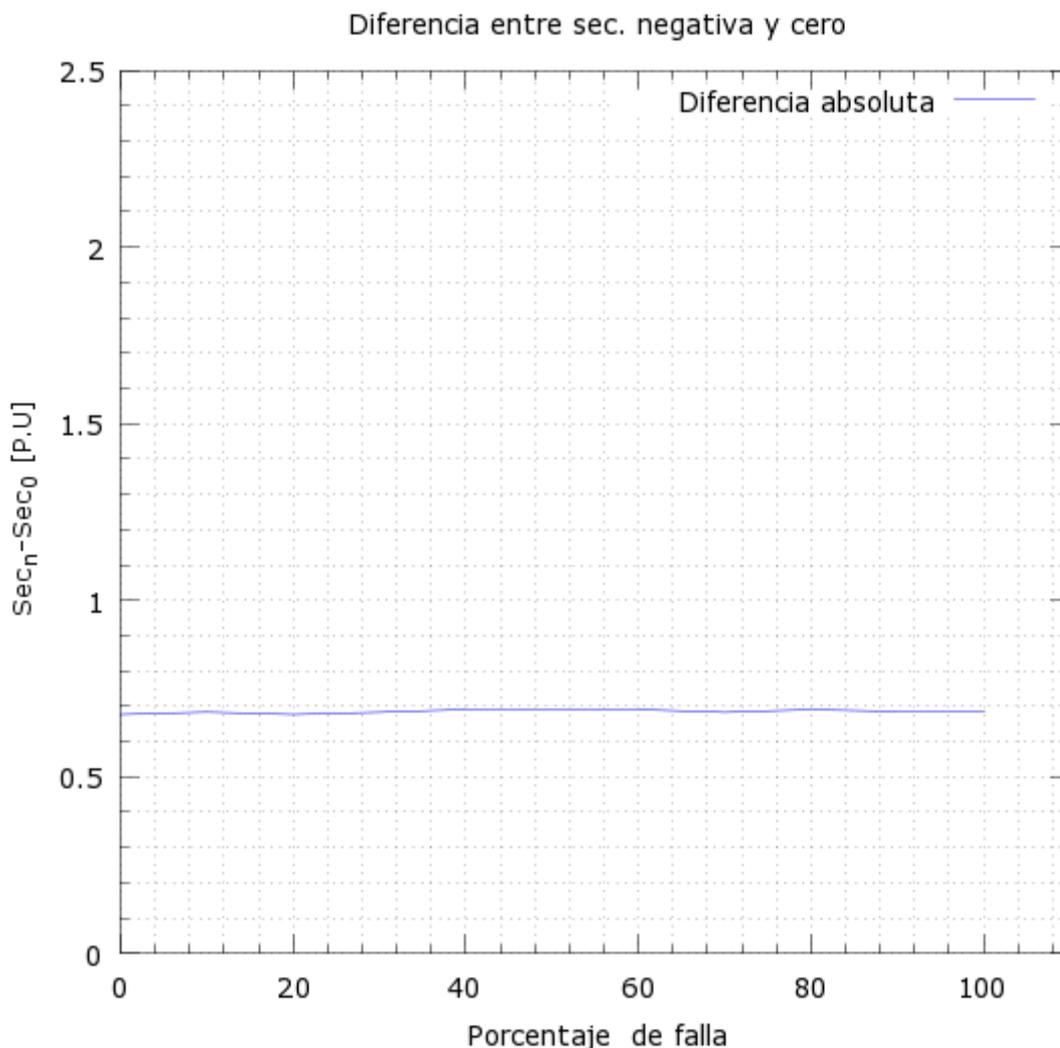


Figura 25 Diferencia de corrientes

El papel que desempeña la diferencia de ángulos ya sea de voltajes o corriente de secuencia cero y negativa es sumamente importante, tal como se mostró en la sección 2.4.2, donde la polarización de las protecciones de sobrecorriente direccionales a tierra (67N) utilizan estas cantidades para determinar la dirección de la falla. En sistemas con líneas acopladas el problema principal es la evaluación de la direccionalidad, ya que presenta errores para las protecciones de sobrecorriente a tierra.

4.2.2 Análisis angular

En la sección 2.4.2 se mostró de manera resumida algunas ecuaciones de polarización para los relevadores de sobrecorriente direccional utilizando cantidades de secuencia cero, así como cantidades de secuencia negativa, donde se tiene que el ángulo de los voltajes se establecen como referencia, además los valores de corriente de secuencia se utilizan para determinar la dirección de la falla.

A continuación se muestra en la Tabla 3 el resumen de ángulos de voltajes y de corrientes presentados en cantidades de secuencia negativa y cero.

Tabla 3 Resumen de falla

Falla(%)	I₀(mag)	I₀(ang)	I₂(mag)	I₂(ang)	V₀(mag)	V₀(ang)	V₂(mag)	V₂(ang)
0.0	109.6	-81.0	139.0	-75.0	32.11	-177.0	17.44	-178.0
10.0	106.3	-82.0	136.0	-74.0	31.11	-178.0	17.01	-177.0
20.0	102.6	-82.0	132.0	-74.0	30.05	-178.0	16.56	-177.0
30.0	99.33	-82.0	129.0	-74.0	29.06	-178.0	16.13	-177.0
40.0	96.00	-82.0	126.0	-74.0	28.12	-178.0	15.74	-177.0
50.0	93.00	-82.0	123.0	-74.0	27.24	-178.0	15.36	-177.0
60.0	90.00	-82.0	120.0	-74.0	26.41	-179.0	15.01	-177.0
70.0	87.33	-83.0	117.0	-74.0	25.62	-179.0	14.68	-177.0
80.0	85.00	-83.0	115.0	-74.0	24.87	-179.0	14.36	-177.0
90.0	82.33	-83.0	112.0	-73.0	24.16	-179.0	14.07	-176.0
100.0	80.33	-83.0	110.0	-73.0	23.52	-179.0	13.80	-176.0

**Nota: Todas las corrientes están dadas en Amperes, así mismo los voltajes están dados en kilovolts y todos los ángulos están dados en grados.

En la tabla 3 se tienen los ángulos y magnitudes de los voltajes y corrientes tanto de secuencia cero, como de secuencia negativa, para fallas localizadas a lo largo de la línea L_{EF}, estos resultados ayudan a tener una idea numérica de la variabilidad que presenta el polarizar con secuencia negativa o cero.

La protección de sobrecorriente direccional a tierra que utiliza el voltaje de secuencia cero como polarización también le sirve de referencia y la diferencia angular la proporciona el ángulo la corriente de secuencia cero, y evaluando la ecuación correspondiente se define la dirección de la falla.

Por otro lado, la protección de sobrecorriente direccional a tierra que utiliza la corriente de secuencia cero como polarización, se utilizan sus cantidades fasoriales como son la magnitud y el ángulo, la magnitud debe llegar a cierto umbral el cual indica que la falla ha pasado los límites establecidos para que la protección actúe, previamente ajustados por el ingeniero de protecciones, y al igual que el caso anterior, mediante la evaluación de la ecuación correspondiente, el resultado positivo o negativo, en general el resultado positivo indica una falla hacia adelante.

Una vez conocida la dirección de la falla el relevador deberá elegir si la protección debe operar o no, tomando en cuenta si fue sobrepasado o excedido el umbral establecido en el ajuste por el ingeniero de protecciones.

Dado que la polarización no siempre se hace en base a cantidades de secuencia cero, como se ha venido explicando a lo largo de esta tesis, a continuación se presenta en la Figura 26 donde se muestran los ángulos de las corrientes de secuencia negativa y cero, para las fallas simuladas en la línea L_{EF}.

En la parte izquierda de la Figura 26 se muestra la diferencia en ángulos de la corriente de falla en secuencia cero y secuencia negativa, donde puede observarse que entre más lejana está la falla, dichos ángulos medidos desde los relevadores comienzan a separarse.

En la parte derecha se tiene la comparación de ángulos para los voltajes de secuencia cero y negativa, donde se puede ver que la diferencia entre ángulos se hace más notoria, con respecto a que proporcionan corrientes, y dado que el ángulo del voltaje establece la referencia de polarización, entonces este es un punto relevante porque que influye en la direccionalidad del dispositivo de protección.

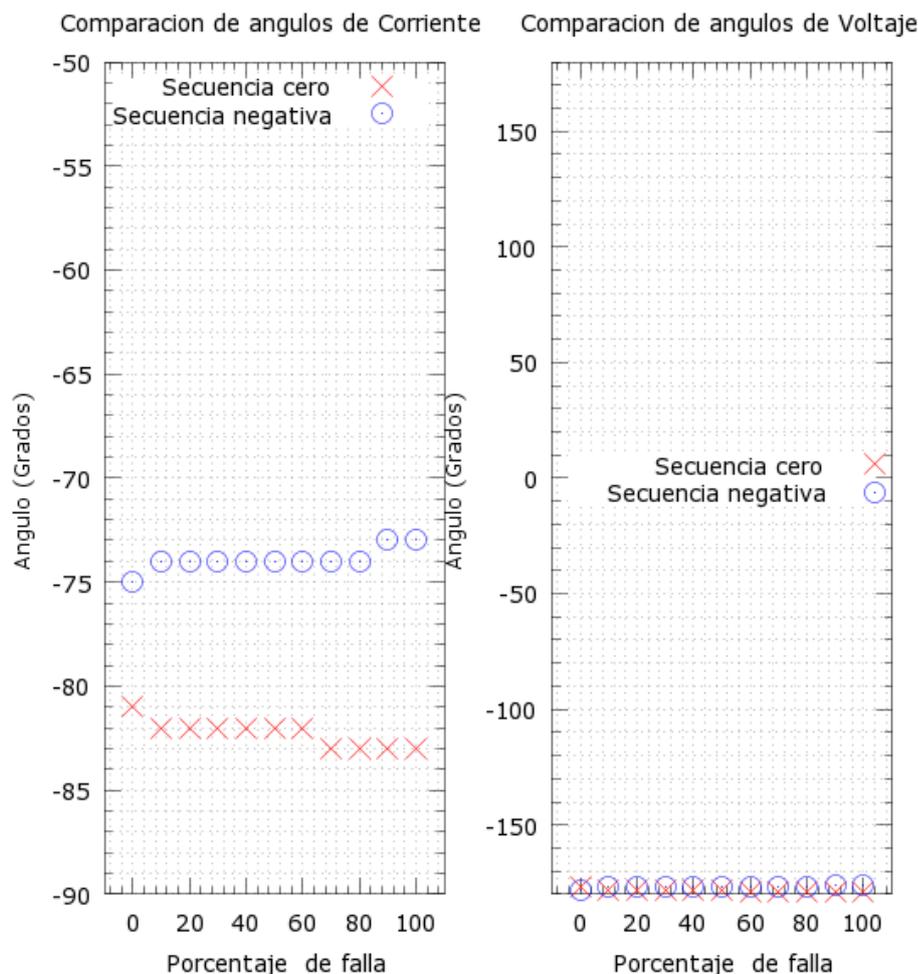


Figura 26 Comparación de ángulos

Adicionalmente, si se obtiene la diferencia de ángulos en valores absolutos entonces una representación gráfica como se muestra en la figura 27.

En la parte derecha de la Figura 27 se muestra la diferencia absoluta entre los ángulos de secuencia negativa de corriente contra los ángulos de secuencia cero, se observa que dicha diferencia angular se incrementa conforme la distancia de la falla se aleja, también

se observa a medida que la falla se aleja, la pendiente que indica el crecimiento se hace más marcado, por lo tanto la diferencia de ángulos se hace más grande. Por otro lado, se tiene que la diferencia angular en voltaje es mayor en comparación con los resultados de la Figura 26, igual que el caso anterior aumenta, conforme la falla simulada se lejana del relevador de referencia (R4 o R5).

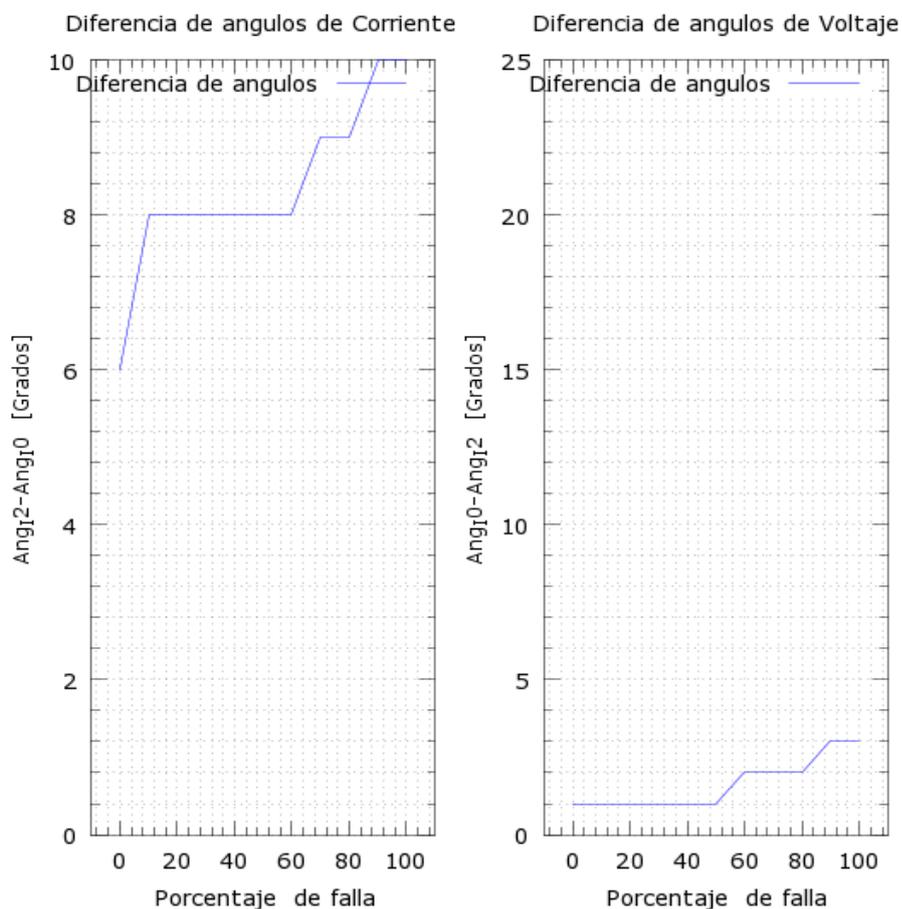


Figura 27 Diferencia de ángulos

En el apéndice II.1 se especifican los datos del sistema de la Figura 23 como es la potencia real y reactiva de las cargas, entre algunos otros datos, a continuación se muestra en la Tabla 4 un resumen de la nomenclatura de las cargas presentes en el sistema.

Tabla 4 Nomenclatura de cargas

Carga	Bus
1	C
2	D
3	K
4	I
5	G
6	H
7	I

Según la nomenclatura anterior, en la Tabla 5 presenta el resumen de la potencia, corriente y factor de potencia de las cargas.

Tabla 5 Cálculos a partir de las cargas

Carga	Potencia (MVA's)	Corriente (A)	Factor de potencia
1	48.20	208.784	0.875
2	13.933	60.578	0.861
3	4.085	295.986	0.859
4	19.666	85.503	0.839
5	20.847	90.640	0.887
6	15.419	67.037	0.805
7	25.046	108.894	0.878

Como puede observarse en la Tabla 5 la carga con un factor de potencia menor es la carga 6 conectada al bus 8, también se puede apreciar que la carga que más corriente demanda es la conectada al bus 3, cabe mencionar que este bus está en secundario de un transformador, por lo que al reducir el voltaje de 230 a 13.8 kV, entonces la corriente se ve aumentada a una razón de 230/13.8. Esta corriente vista desde el lado de alta del transformador es igual a $(295.986)(13.8/230)=17.759$ A, a continuación se muestra un resumen de las corrientes que fluyen por cada línea.

Tabla 6 Corrientes nominales de líneas y TR

Línea	Corriente nominal (A)
FJ	108.894
FH	67.037
FI	85.5031
FG	90.6396
EF	352.074
TR(EK)	17.7591
BE(1,2)	184.916
DB	369.833
AD	430.411
AC	208.784

4.2.3 Esquemas de protección

En la Tabla 7 se presentan los datos para la coordinación, en la columna de Relevador, se presentan la numeración de relevadores en base a la Figura 23, en base a dicha nomenclatura se muestran los datos de potencia de carga, corriente nominal de carga, así como las corrientes de corto circuito en secuencia negativa y cero:

Tabla 7 Datos para la coordinación

Relevador	Potencia(MVA) de carga	Inominal (A) de carga	$3I_2$	$3I_0$
1	98.996	248.324	3517.3	3517.3
2	48.020	120.541	3357.6	3357.6
3	85.063	213.523	1875.1	1875.1
4	42.531	106.761	819.97	643.0
5	42.531	106.761	819.97	643.0
6	80.978	203.270	1114.7	1114.7
7	4.085	10.253	743.7	743.7
8	20.847	52.331	815.6	815.6
9	19.666	49.365	774.2	774.2
10	15.419	38.703	817.6	817.6
11	25.046	62.869	770.8	770.8

El cálculo de la relación de los TC's se debe determinar de tal forma que se cumplan 2 restricciones para asegurar la operación correcta de los TC's como se describen a continuación:

- El lado primario del TC deberá ser mayor a la corriente nominal.
- Corriente máxima de cortocircuito, no debe saturar al TC. Para lograr esta condición, y asumiendo que se usa un TC de clase C100 y que la resistencia total es de 1Ω entonces $I_{cc}(5/X) \leq 100$ Amperes secundarios, ($I_{cc}/RTC \leq 100$ A), donde I_{cc} : es la corriente de corto circuito.

Teniendo presente los criterios antes mencionados, el cálculo del lado primario del TC (x) para el relevador 1 es de:

$$x = \frac{5I_{cc}}{100}$$

Dado que la corriente de corto circuito que ve el relevador 1 para una falla monofásica de fase a tierra es de 3517.5 Amperes primarios, entonces se tiene que:

$$\frac{5(3517.5)}{100} = 175.17$$

Como es de suponerse no existe un TC con valor exacto de 175.17 por lo que se selecciona el valor mayor más próximo al calculado, en esta caso es 200, y para corroborar inciso b, se tiene que la corriente nominal es de 248.32 por lo finalmente, la RTC queda en el valor estandarizado (ver apéndice III) de 250 el cual cumple con ambas restricciones.

A continuación se muestra en la Tabla 8 el resumen de los TC's seleccionados para cada relevador.

Tabla 8 Resumen de TC's

Relevador	Inominal(A)1Φ	Primario del TC	RTC
1	248.324	175.875	300:5
2	120.541	167.88	200:5
3	213.523	93.755	300:5
4	106.761	32.15	200:5
5	106.761	32.15	200:5
6	203.270	55.73	300:5
7	10.253	37.18	40:5
8	52.331	40.78	75:5
9	49.365	38.31	50:5
10	38.703	40.88	50:5
11	62.869	38.54	75:5

Para el cálculo del ajuste de la corriente de arranque se debe asegurar que la protección permita un máximo de 20% de desbalance, por ejemplo el ajuste para el relevador 6, tiene que utilizarse la ecuación siguiente

$I_{arranque} = (0.2 \cdot I_{nom}) / RTC$ con lo que se tiene:

$$I_{arranque_6} = \frac{0.2(203.27)}{60} = 0.6775$$

Lo cual se redondea al número mayor más próximo disponible en el relevador (ver apéndice III), y resulta el siguiente:

$$I_{arranque_6} = 2.0$$

A continuación se presenta en la Tabla 9 de los resultados de la corriente de activación para cada relevador.

Tabla 9 Resumen de corriente de arranque

Relevador	RTC	I arranque amperes secundarios
1	300:5	2.0
2	200:5	2.0
3	300:5	2.0
4	200:5	2.0
5	200:5	2.0
6	300:5	2.0
7	40:5	2.0
8	75:5	2.0
9	50:5	2.0
10	50:5	2.0
11	75:5	2.0

Como se puede observar en la Tabla 9 los resultados para la corriente de arranque se presentan valores secundarios.

Para llevar a cabo la coordinación de las protecciones de sobrecorriente, se propone trazar posibles trayectorias sobre sistema de prueba de la Figura 23. Se tiene que existen un total de 6.0 trayectorias diferentes (tomando solo una línea en acoplamiento) para coordinar, a continuación se enlistan:

Trayectoria 1: relevador 7, relevador 5, relevador 3, relevador 1.

Trayectoria 2: relevador 8, relevador 6, relevador 4, relevador 3, relevador 1.

Trayectoria 3: relevador 9, relevador 6, relevador 4, relevador 3, relevador 1.

Trayectoria 4: relevador 10, relevador 6, relevador 4, relevador 3, relevador 1.

Trayectoria 5: relevador 11, relevador 6, relevador 4, relevador 3, relevador 1.

Trayectoria 6: relevador 2.

Como regla básica en la coordinación de protecciones, debe seleccionarse la trayectoria correcta o principal, y esta se selecciona bajo la premisa de que debe seleccionarse la trayectoria en la cual se tenga la corriente de falla más grande a lo largo de una trayectoria. En la Tabla 7 puede revisarse las corrientes de falla en secuencia negativa y cero, además si al final se llega a una buena coordinación, entonces para el resto de las trayectorias no será necesario realizarlas completamente, a continuación se presentan algunas de las posibles trayectorias en la Figura 28, posteriormente se muestra en tablas y cálculos que fueron necesarios realizar para lograr la coordinación de protecciones de sobrecorriente a partir de este criterio.

En la Figura 28 se muestran las trayectorias 2(Azul), 3(Verde), 4(Roja), y 5(Amarilla) entre las cuales, la trayectoria 4 es la que presenta una mayor corriente de falla tanto en componentes de secuencia cero como de secuencia negativa, elemento a elemento. Esta trayectoria consta de los relevadores 10, 6, 4, 3 y 1, recordando que debe iniciarse por la protección más alejada de la fuente. En este caso es el relevador 10, para el cual el mínimo dial disponible es 0.5, esto es $Dial_{10}=0.5$, según el apéndice III, además debe mencionarse que la curva propuesta para esta coordinación es la curva moderadamente inversa de la IEEE.

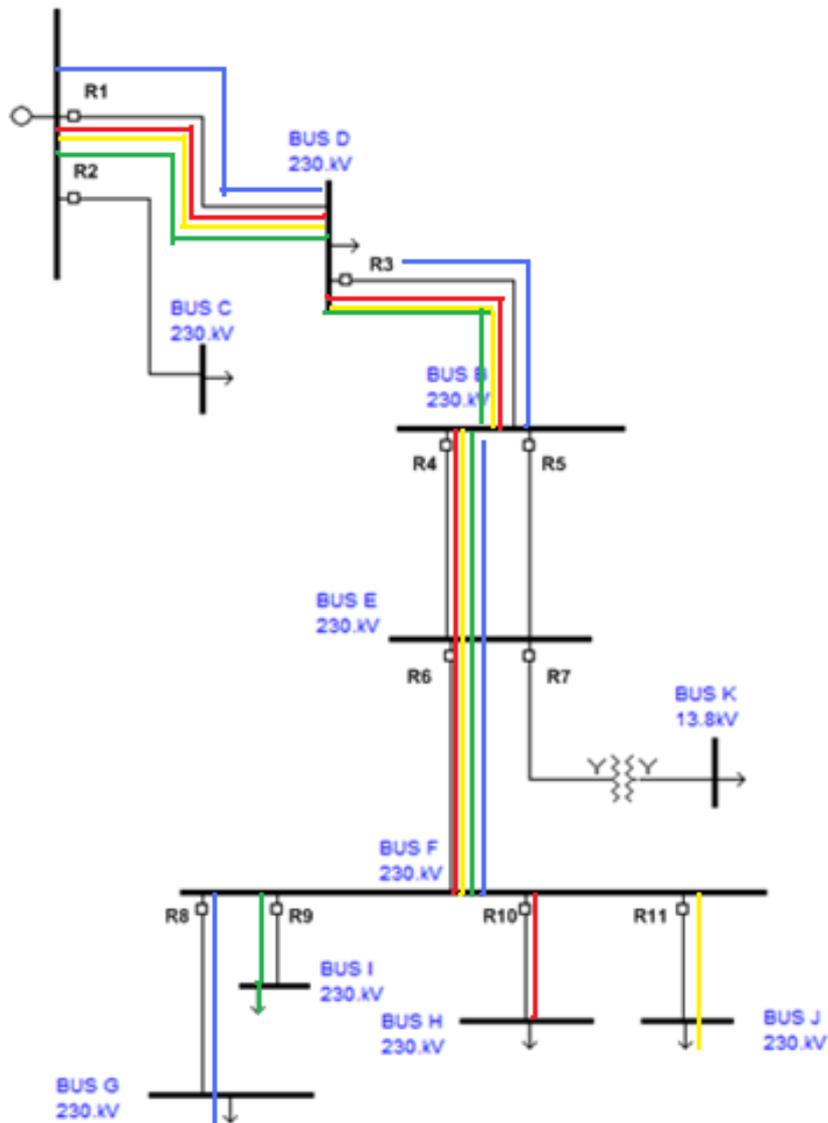


Figura 28 Trayectorias de coordinación

El ajuste de los relevadores comienza por el relevador más remoto a la fuente [2, 3, 8] en este caso dicho relevador es el relevador 10, para este relevador se elige el dial mínimo disponible del relevador según apéndice III, el cual corresponde a un valor de 0.5 como ya se había mencionado, ahora bien el cálculo del tap se muestra a continuación:

$$Tap = \frac{I_{FS}}{I_s}$$

Donde:

I_{FS} = Corriente de falla secundaria

I_s = Corriente de arranque secundaria

Sustituyendo se tiene:

$$I_{FS} = \frac{I_{falla}}{RTC} = \frac{817.6}{10} = 81.76 \text{ A sec}$$

$$Tap_{10} = \frac{I_{FS}}{I_s} = \frac{81.76}{2A} = 40.88$$

El cálculo del tiempo de operación [41] se puede calcular a partir de:

$$Top = \left(\frac{dial}{7}\right) \left(\frac{0.0515}{tap^{0.02} - 1}\right) + 0.0114$$

Sustituyendo se tiene:

$$Top_{.6} = \left(\frac{0.5}{7}\right) \left(\frac{0.0515}{40.88^{0.02} - 1}\right) + 0.0114 = 0.05589s$$

Para el tap calculado y el dial elegido, el tiempo de operación resulta de 0.05589s, posteriormente se debe coordinar el relevador 10 y el relevador 6 según la trayectoria, deberá satisfacer que para una falla de 817.6 el relevador 6 deberá operar en un tiempo de 0.05589s más el tiempo de discriminación de 0.2s, es decir el relevador 6 deberá operar en un tiempo de 0.25589s, (t_{op6}) para la misma corriente de falla que el relevador 10. La selección del dial para el relevador 6, se realiza calculando un Tap_6 el cual está definido como:

$$Tap_{.6} = \frac{IFalla_{10}/RTC_6}{I_s arranque_6} = \frac{817.6/60}{2} = 6.8$$

El cálculo de este $tap_{.6}$, se sustituye en la ecuación utilizada para calcular el tiempo de operación anterior, sola que en este caso despejando el dial de dicha ecuación, el resultado de dicho despeje se muestra a continuación:

$$Dial_{.6} = 7(top_{.6} + \Delta t - 0.0114) \left(\frac{Tap_{.6}^{0.02} - 1}{0.0515}\right)$$

Donde:

$$\Delta t = \text{tiempo de discriminacion} = 0.2s$$

Sustituyendo se tiene que:

$$Dial_{.6} = 7(0.25589 - 0.0114) \left(\frac{6.8^{0.02} - 1}{0.0515}\right) = 1.2988$$

Por lo que se escoge el dial mayor más próximo al calculado, que basados en el apéndice III, dicho valor es de 1.5, esto es $Dial_{.6}=1.5$ con lo que se tiene ya una coordinación entre los relevadores 10 y 6.

Posteriormente, se calcula de forma similar la coordinación entre el relevador 6 y el relevador 4, en la Tabla 10 se muestran los valores obtenidos de los cálculos de las coordinaciones de los relevadores

Tabla 10 Datos de coordinación con secuencia cero

Resumen de coordinación			
Relevador	Tap	Dial	I arranque Amperes primarios
10	40.88	0.5	20
6	9.29	1.5	120
4	8.04	3.5	80
3	15.63	4	120
1	29.31	6	120

El tiempo de discriminación propuesto fue de 0.2 segundos, además se observa que el mínimo dial (para R10) es de 0.5, este valor se encuentra muchas veces en la literatura como palanca de tiempo, aunque depende del fabricante y curva elegida y de la tecnología empleada por el relevador de sobrecorriente.

Como ya se mencionó, se utiliza una curva moderadamente inversa para la coordinación, el fabricante proporciona las curvas (Apéndice III) al igual que la fórmula para obtener la curva.

Las fórmulas proporcionadas por el fabricante están caracterizadas en el software ASPEN, esto es ASPEN presenta curvas bien establecidas según la marca y modelo del relevador. A continuación se presenta la coordinación con los datos ya presentados en la Tabla 10.

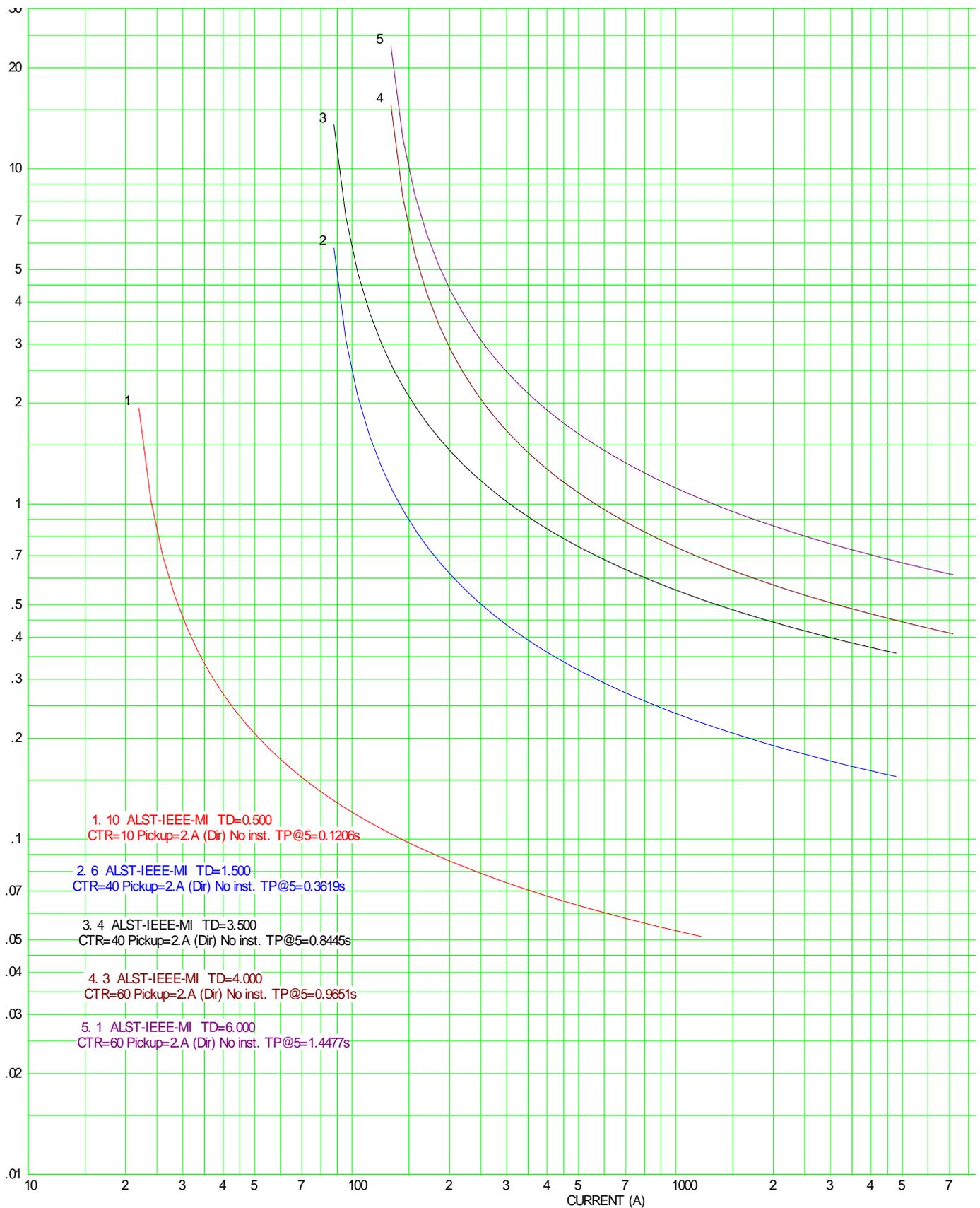


Figura 29 Coordinación con secuencia cero

De manera análoga al trabajo realizado para con la coordinación con secuencia cero ahora se presenta el resumen de la coordinación considerando las cantidades de secuencia negativa.

La Tabla 11 muestra las cantidades de ajuste que permiten tener una coordinación adecuada para los relevadores.

Tabla 11 Coordinación con secuencia negativa

Resumen de coordinación			
Relevador	Tap	Dial	I arranque
10	10.4	0.5	20
6	3	1.5	120
4	5.6	3.5	80
3	4	4.5	120
1	7.5	7.0	120

A continuación se muestra la coordinación por sobrecorriente utilizando al igual que en la Figura 29 el simulador ASPEN, y también se utiliza la curva moderadamente inversa de los relevadores de sobrecorriente.

Como puede observarse en la Figura 30 la coordinación es similar a la coordinación presentada en la Figura 29. Sin embargo, el incremento de corriente de la secuencia negativa comparado con la corriente de secuencia cero, esto propicia que la palanca de ajuste se incremente para algunos casos, entonces la coordinación con secuencia negativa tendrá curvas ligeramente más arriba que las curvas obtenidas con la coordinación de secuencia cero.

Cabe mencionar que ambas coordinaciones aparentemente protegen el sistema, por otro lado, en el análisis con coordenadas de fase se obtuvo que los valores de corriente de corto circuito para una falla de fase a tierra podría estar dada como tres veces la corriente de secuencia negativa, ya que utilizando la corriente de secuencia cero, se obtuvieron valores por debajo de la corriente de corto circuito de fase a tierra, dado este análisis podría concluirse que la coordinación de la Figura 29 no son del todo confiable para la coordinación.

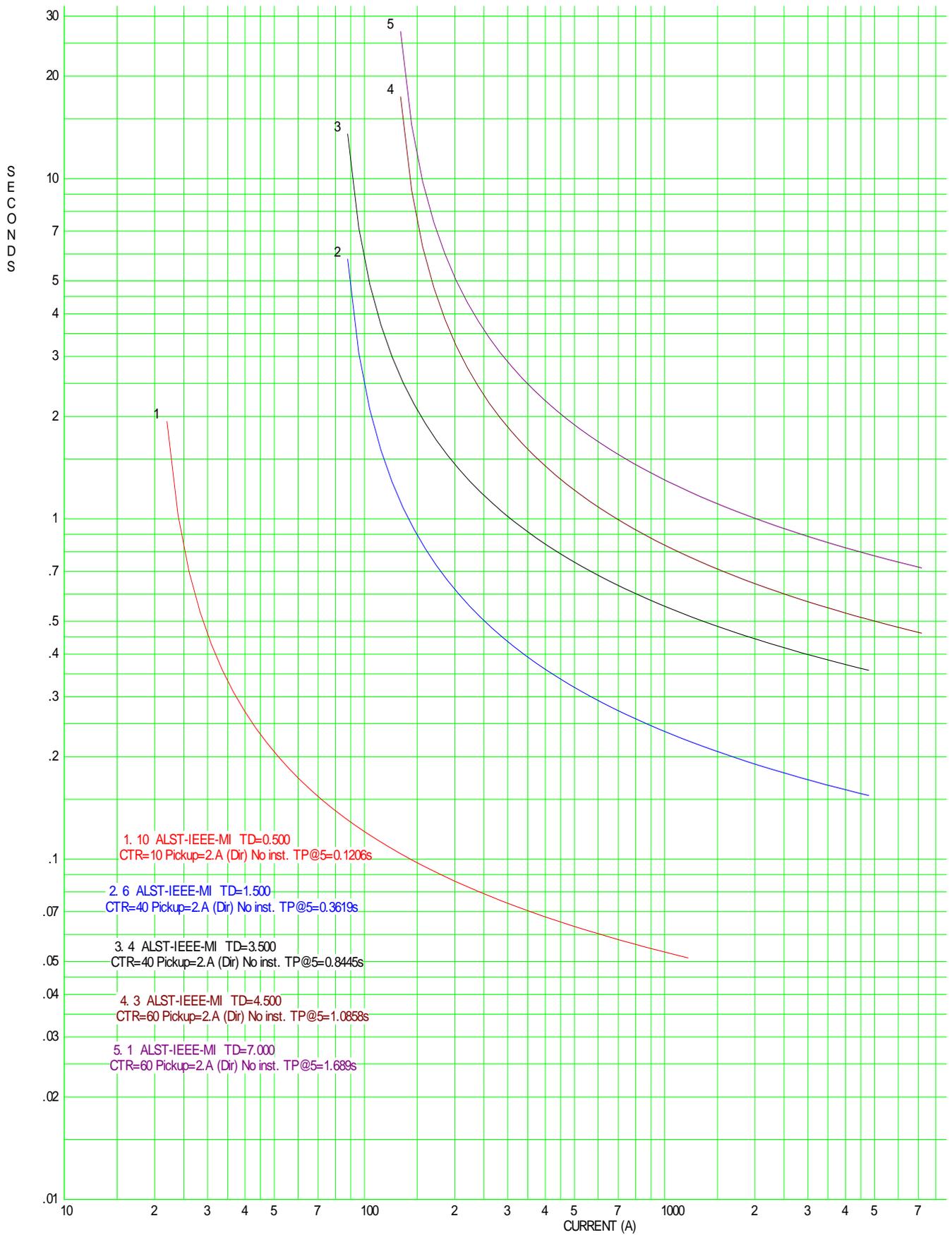


Figura 30 Coordinación con secuencia negativa

En la Figura 31 se muestra la diferencia de ajustes para el relevador 1 donde la curva en azul o superior representa los ajustes de secuencia cero, y curva roja o inferior representa los ajustes de secuencia negativa.

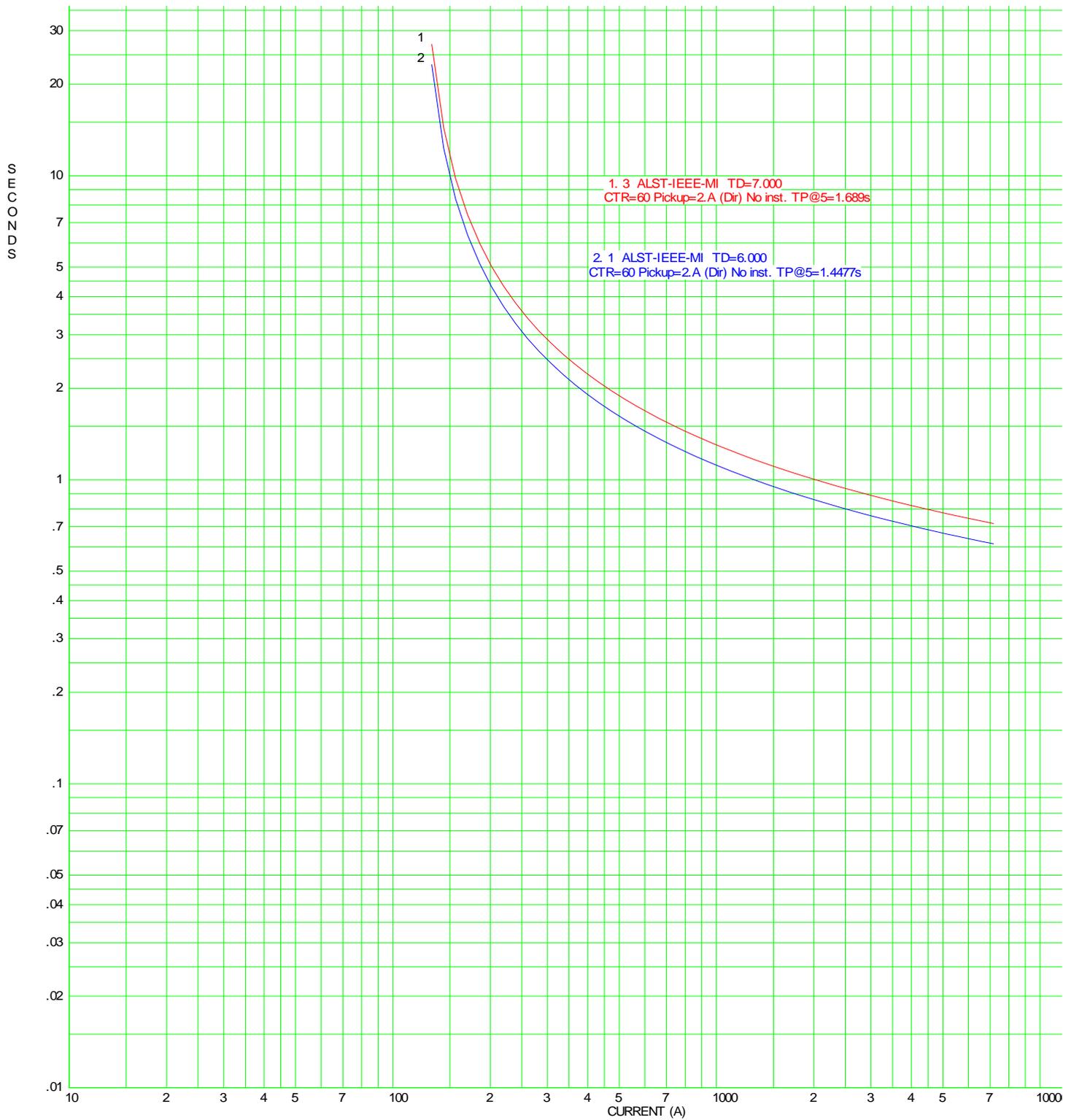


Figura 31 Comparación de curvas

4.2.4 Conclusión particular

Para el caso del acoplamiento de líneas se concluye que una razón importante para poner atención a esta topología resulta en los disparos en falso para las protecciones de sobrecorriente en la línea no fallada debido a que se involucra el acoplamiento, aunque solo se mencionaron los efectos, para un par de líneas acopladas presenta problemas para la protección de fallas monofásicas, lo cual permitió utilizar una protección alternativa utilizando los relevadores de sobrecorriente, polarizando con voltajes y corrientes de secuencia negativa, lo cual mediante un análisis y coordinación de protecciones, se demostró que es una alternativa viable ante este tipo de configuraciones de red.

Particularmente se mostró como en las líneas acopladas las cantidades de secuencia cero resultan en cantidades menores que las cantidades de secuencia negativa, mediante gráficas y tablas se demostró que el problema de acoplamiento se debe tomar en cuenta en el esquema de protección, también se menciona que según la clasificación realizada en el capítulo 3, el sistema de prueba pertenece a la clasificación de tipo I.

Finalmente, en esta sección en particular, se analizó y demostró que la coordinación con secuencia negativa mostrada en la Figura 30 resulta en una mejor coordinación que la realizada con la secuencia cero mostrada en la Figura 29 y esto se sustenta en que los tiempos de discriminación que guardan una mejor relación en el caso. El esquema basado en la secuencia negativa esto también indica una mejor selectividad.

4.3 Falla con alta impedancia (HIF)

La simulación y análisis de una topología de la red ante una condición de falla con alta impedancia, se analiza el comportamiento de la corriente y el voltaje. Este tipo de topologías en esta sección tiene como característica principal una baja corriente de falla, la cual dificulta de cierta manera operación de la protección.

En la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco del IPN, se tiene un antecedente de una tesis de grado para este caso de estudio realizado por **Carlos Moran Ramírez** en octubre del 2007 donde plantea el problema de las fallas con alta impedancia que tienen lugar en las líneas de 230 kV que atraviesan la sierra de Guerrero.

Dichas líneas presentan problemas como aterrizamiento por medio de árboles, quema de maleza, e incluso documenta casos en los que la línea es aterrizada en alguna zona árida de Guerrero por medio de un quiote [39].

Como trabajador de CFE en el área de protecciones, documentó cada caso de falla con alta impedancia desde 1996 hasta 2007 con lo que determinó un intervalo de impedancia de falla, la frecuencia de las fallas, entre algunos otros datos, mediante un análisis encontró que las cantidades de secuencia negativa podrían dar mejores resultados y aumentar la confiabilidad de la protección dado que tradicionalmente se usaba la secuencia cero, como cantidad de operación.

En su tesis plantea el uso de un esquema de comparación direccional de secuencia negativa mediante un relevador 67Q, los resultados fueron favorables, por lo que la protección fue implementada en el sistema real de G. En aquella tesis se tiene un sistema grande con varias unidades de generación por lo que la aportación de corriente podría llegar de uno u otro lado de la línea de 230 kV planteada en su investigación [39].

En la presente tesis se muestra la solución para un sistema radial con una sola trayectoria de contribución a la falla por lo que el uso de relevadores direccionales están por demás, dado que el problema puede ser resuelto mediante un relevador de sobrecorriente tradicional sin comparación direccional, además mientras que en la tesis de Carlos Moran se basa más en un estudio de polarización y análisis de voltajes, esta tesis hace especial enfoque en lo que ocurre con las corrientes en el punto de falla y posteriormente se propone el esquema de protección más adecuado.

En el apéndice II.2 se presentan la descripción y datos del sistema de prueba, en esta sección solo se presentan los resultados de la simulación y el análisis correspondiente de las corrientes y voltajes de falla.

Brevemente se describe el sistema de transmisión utilizado como red de prueba, el cual consta de 2 generadores de 100 MVA, 2 transformadores de 13/132kV's, 2 líneas de 70 km (BC) y 17 km, por último se tienen dos cargas y un total de 5 buses, los valores y descripción más detallada de este sistema se puede encontrar en el apéndice II.2 [33].

Primeramente se analiza el efecto sobre la corriente y voltaje de falla al presentarse una falla incluyendo cierta impedancia de falla, posteriormente se va incrementando gradualmente al punto de obtener el comportamiento de la topología tipo HIF.

Las fallas simuladas serán al 50% de la línea entre el nodo C y el nodo D, la falla simulada es una falla de línea a tierra y el valor de impedancia es variable.

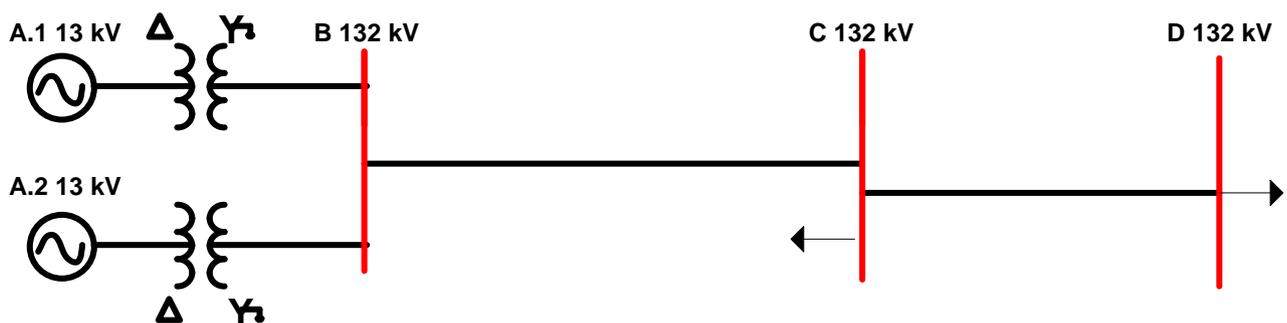


Figura 32 Sistema de prueba

Los resultados de las corrientes de falla se muestran a continuación en la Tabla 12.

Tabla 12 Impedancias de falla

Impedancia	Corriente
0 Ω	2953 A
10 Ω	2111 A
100 Ω	626 A
1000 Ω	60 A
10000 Ω	6 A

A continuación se muestra en la Figura 33 una gráfica para valores distintos de impedancia de falla, se puede apreciar el efecto producido por impedancias de diferentes valores sobre los resultados de corrientes de corto circuito para la fase A.

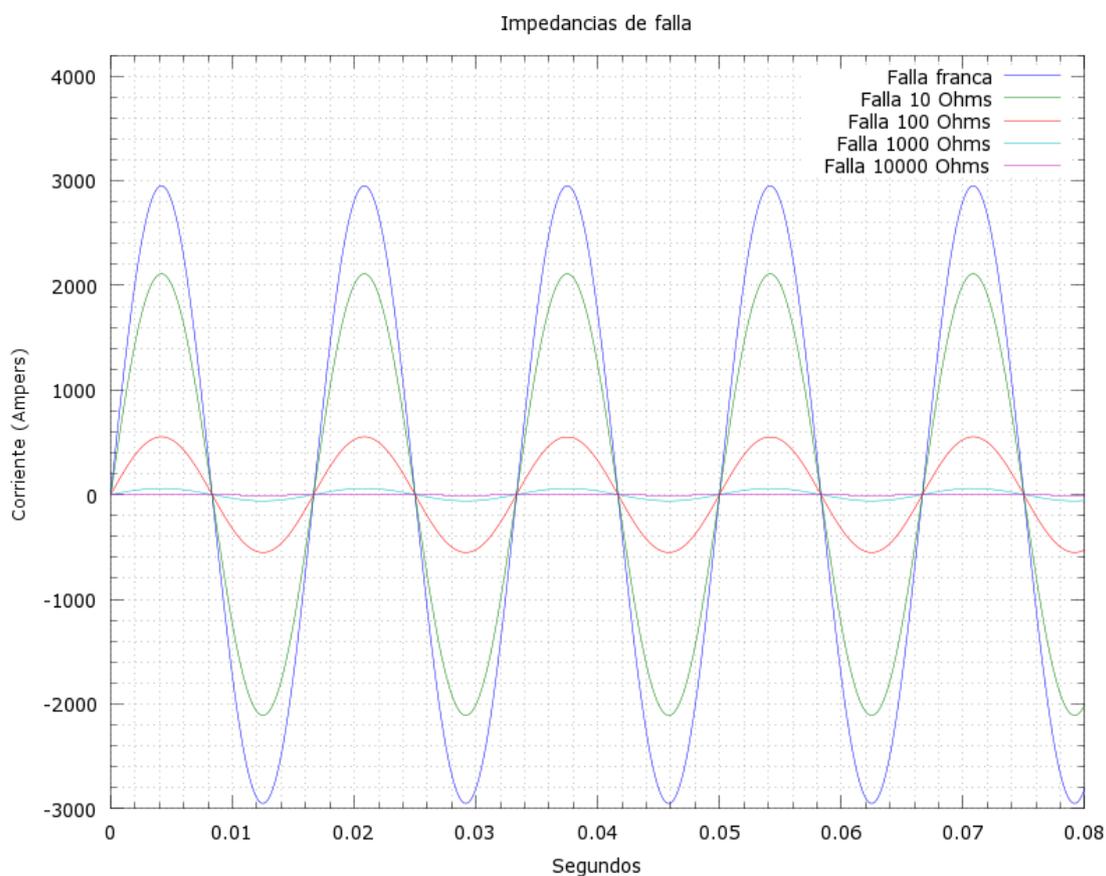


Figura 33 Impedancias de falla

Los gráficos de la Figura 33 se muestra que entre más alta es la impedancia de falla, menor será la corriente de falla. Los resultados de baja magnitud de corriente de difícilmente podrán ser utilizados para detectar, o bien una respuesta tardía debido a la respuesta de una curva inversa o extremadamente inversa de operación del relevador de sobrecorriente.

En capítulos anteriores se ha tratado el tema de las fallas con alta impedancia a manera de introducción y se ha mencionado que este problema ya ha sido atacado de múltiples formas, una de las cuales toma medidas mediante la modificación del algoritmo de los relevadores que protegen dichas líneas. Otros sin embargo, toman en cuenta la protección mediante la medición del voltaje, e inclusive se discutió que existe actualmente un grupo de expertos en el campo trabajando en lo que ellos denominan HIF (High Impedance Fault por sus siglas en inglés) quienes pertenecen a la IEEE [20].

En esta sección se presenta un análisis en componentes simétricas de las corrientes de falla de secuencia cero y secuencia negativa, recordando que las cantidades de secuencia negativa manifiestan el desbalance presente en el sistema, siendo la principal aportación de esta tesis, el uso de cantidades de secuencia negativa para la protección de fallas a tierra con alta impedancia.

4.3.1 Análisis de falla

En la Tabla 13 se presentan las corrientes de fallas en componentes simétricas de secuencia cero y negativa, para este caso en particular, se analizará el comportamiento de las corrientes de falla, para una falla al 90% en la línea CD cuya impedancia abarca desde 100 a 1000 Ohms, en incrementos de 100 Ohms.

Tabla 13 Corrientes de falla I0 e I2

Ohms	Ampers		P.U.	
	I0	I2	I0	I2
100	180.33	195	0.412	0.445
200	98	106	0.224	0.242
300	67	73	0.154	0.166
400	51.3	55	0.117	0.127
500	41.3	45	0.094	0.102
600	34.6	37	0.079	0.086
700	30	32	0.068	0.074
800	26	28	0.06	0.065
900	23	25	0.053	0.058
1000	21	23	0.048	0.052

La observación que se deriva de estos resultados es que las corrientes de secuencia negativa siempre permanece un tanto mayor a la corriente de secuencia cero, lo cual representa una ventaja para la protección de fallas a tierra. También es importante resaltar que las corrientes expresadas en p.u. llegan a ser muy pequeñas. Por ejemplo, cuando una falla se presenta a través de una impedancia de 1000 Ohms se produce una corriente de secuencia cero de tan solo el 4.8% de la corriente nominal, y con respecto a la corriente de secuencia negativa es del 5.2% de la corriente nominal.

Los resultados anteriores muestran lo pequeñas que son las corrientes en componentes simétricas en comparación con la corriente nominal, aun cuando la corriente de la fase fallada representa tres veces la corriente de secuencia cero o en secuencia negativa. La Tabla 14 presenta las corrientes en secuencia negativa y cero.

Tabla 14 Corrientes de falla 310 y 312

OHMS	AMPERS		P.U.	
	I0	I2	I0	I2
IMPEDANCIA				
100	540.99	585	1.236	1.335
200	294	318	0.672	0.726
300	201	219	0.462	0.498
400	153.9	165	0.351	0.381
500	123.9	135	0.282	0.306
600	103.8	111	0.237	0.258
700	90	96	0.204	0.222
800	78	84	0.18	0.195
900	69	75	0.159	0.174
1000	63	69	0.144	0.156

Los resultados presentados en la tabla 14, permiten calcular el porcentaje que representa en comparación con la corriente nominal, si las corrientes están expresadas en p.u. para el caso de componentes de secuencia cero es 14.4% y en secuencia negativa es de 15.6% con respecto a la corriente nominal, esto es importante ya que con estos valores se trabaja a la hora de establecer los ajustes de los relevadores de sobrecorriente a tierra. De forma gráfica los valores de corriente de secuencia cero y negativa en base a la Tabla 14, se muestran en la figura 34 en donde se resalta que para todas las fallas simuladas, de corriente de secuencia negativa es mayor que la secuencia cero.

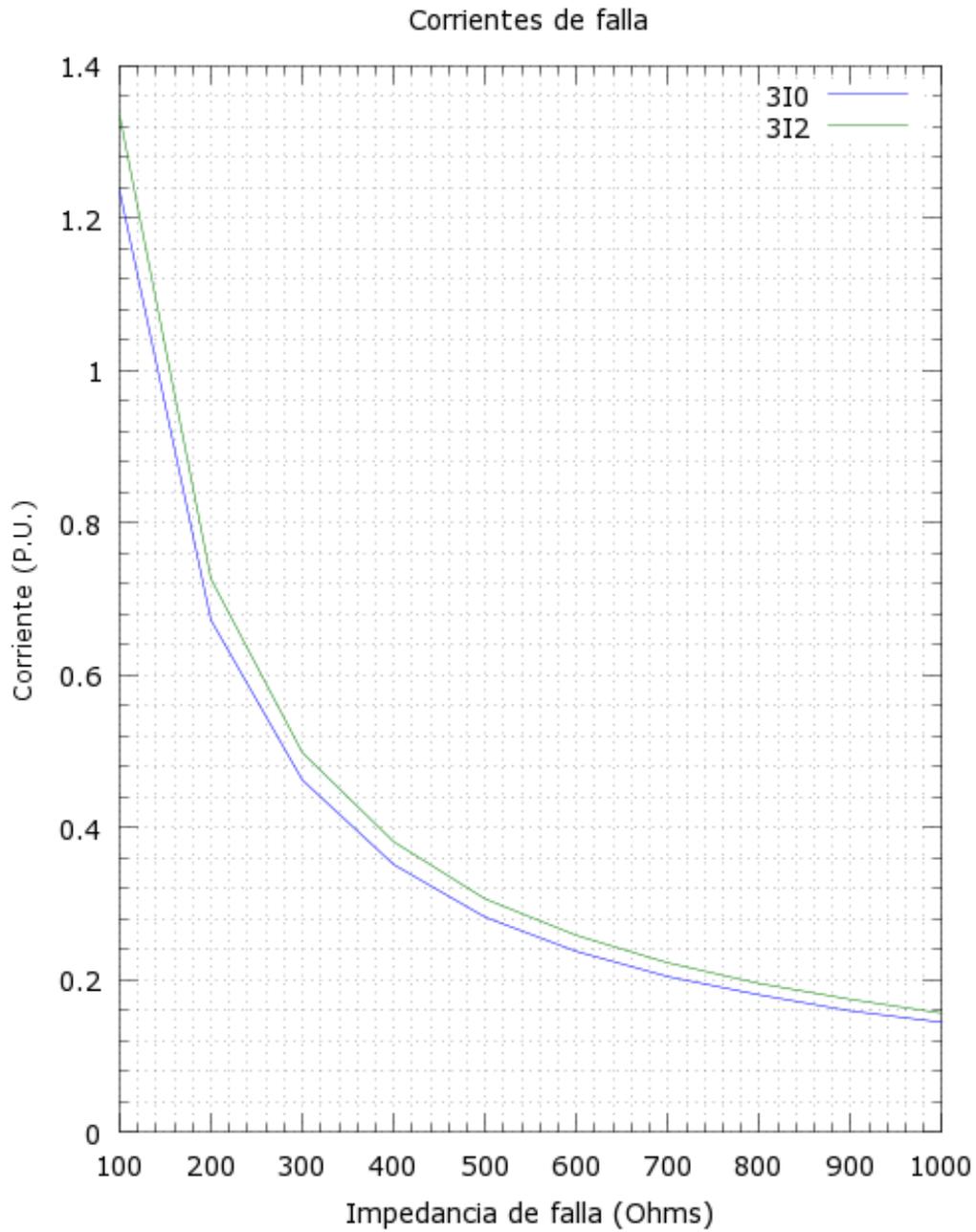


Figura 34 Gráfico comparativo

En la Figura 35 se muestra en esencia lo mismo que en la Figura 34, solo que ahora las corrientes están expresadas en Amperes, con esto se puede apreciar los valores físicos del sistema para las distintas fallas simuladas. También se confirma que las corrientes de mayor magnitud corresponden a la corriente de secuencia negativa.

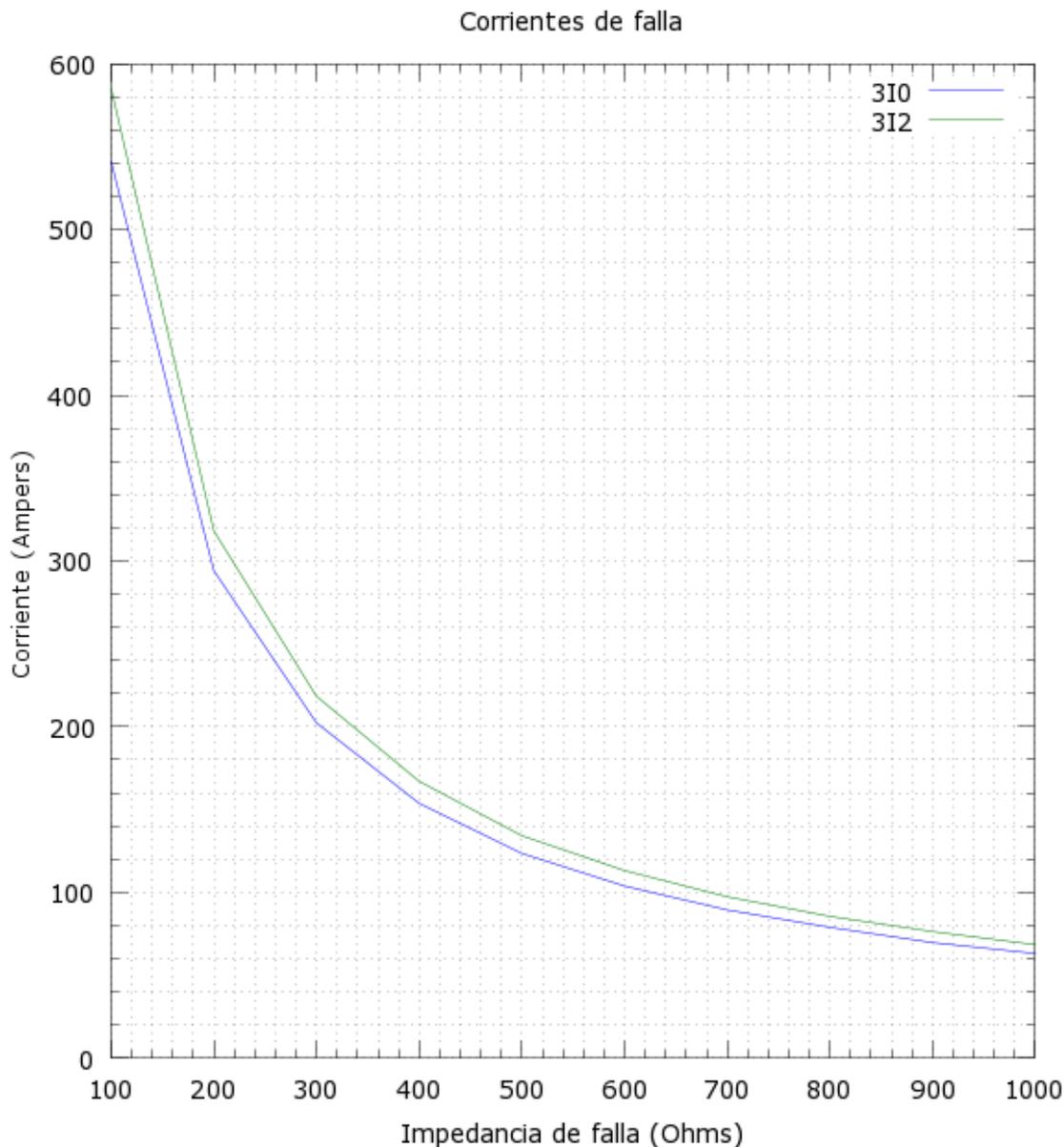


Figura 35 Gráfico comparativo

Estos resultados muestran que es posible utilizar las cantidades de secuencia cero para la protección de este sistema, sin embargo un punto relevante es mencionar que en la realidad existen topologías con estas características donde la corriente de secuencia negativa sea mayor a la corriente de secuencia cero, y esto se cumple en sistemas donde existen líneas largas o en su caso medianas.

El sistema de prueba empleado para esta topología tipo HIF satisface la características donde la corriente de secuencia negativa presenta mayor sensibilidad que la secuencia cero, y básicamente se debe a que las líneas BC y CD son líneas medianas (80 km-240 km), por esta razón puede asegurarse que cualquier falla con alta impedancia, resultará una magnitud I_2 mayor que I_0 .

Por otro lado, analizando los voltajes de falla expresados en por unidad y cantidades físicas, también se obtiene que la magnitud de secuencia negativa siempre es mayor a la magnitud de secuencia cero, como se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15 Análisis de voltajes de secuencia

Ohms	kVolts		P.U.	
	V0	V2	V0	V2
Impedancia				
100	4.43	4.77	0.052	0.056
200	2.39	2.57	0.031	0.034
300	1.64	1.76	0.019	0.021
400	1.11	1.2	0.016	0.018
500	1	1.08	0.012	0.013
600	0.75	0.81	0.01	0.011
700	0.64	0.7	0.009	0.01
800	0.56	0.61	0.007	0.008
900	0.5	0.55	0.0078	0.0071
1000	0.45	0.49	0.007	0.006

Los resultados presentados en la tabla 15 muestran una ventaja apreciable a la hora de establecer los ajustes de los relevadores de sobrecorriente, a continuación se muestra la representación gráfica en la figura 36 y figura 37 de los valores mostrados en la Tabla 15.

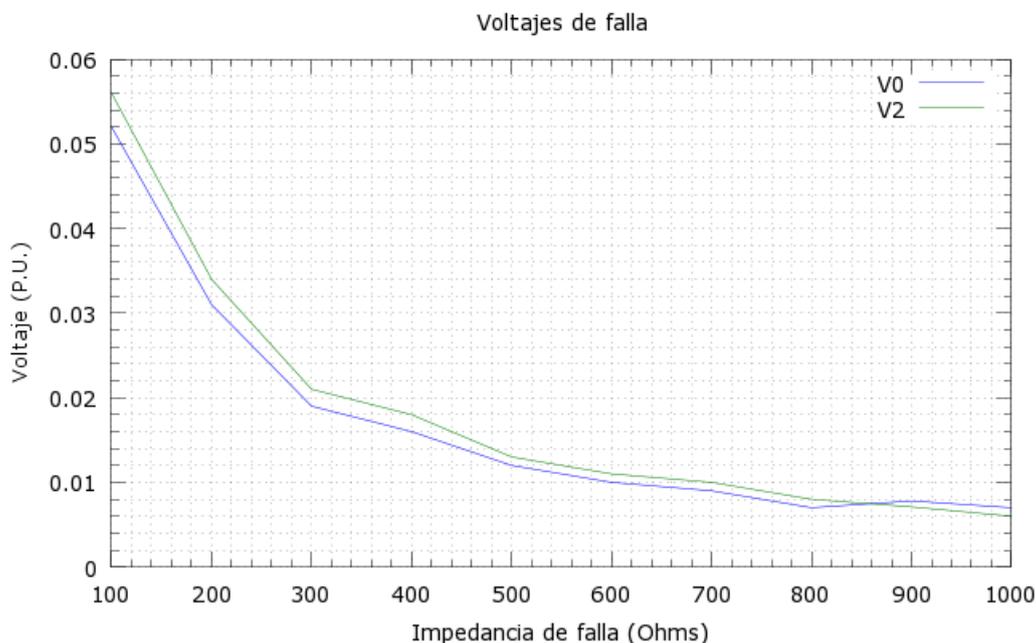


Figura 36 Voltajes de falla (P.U.)

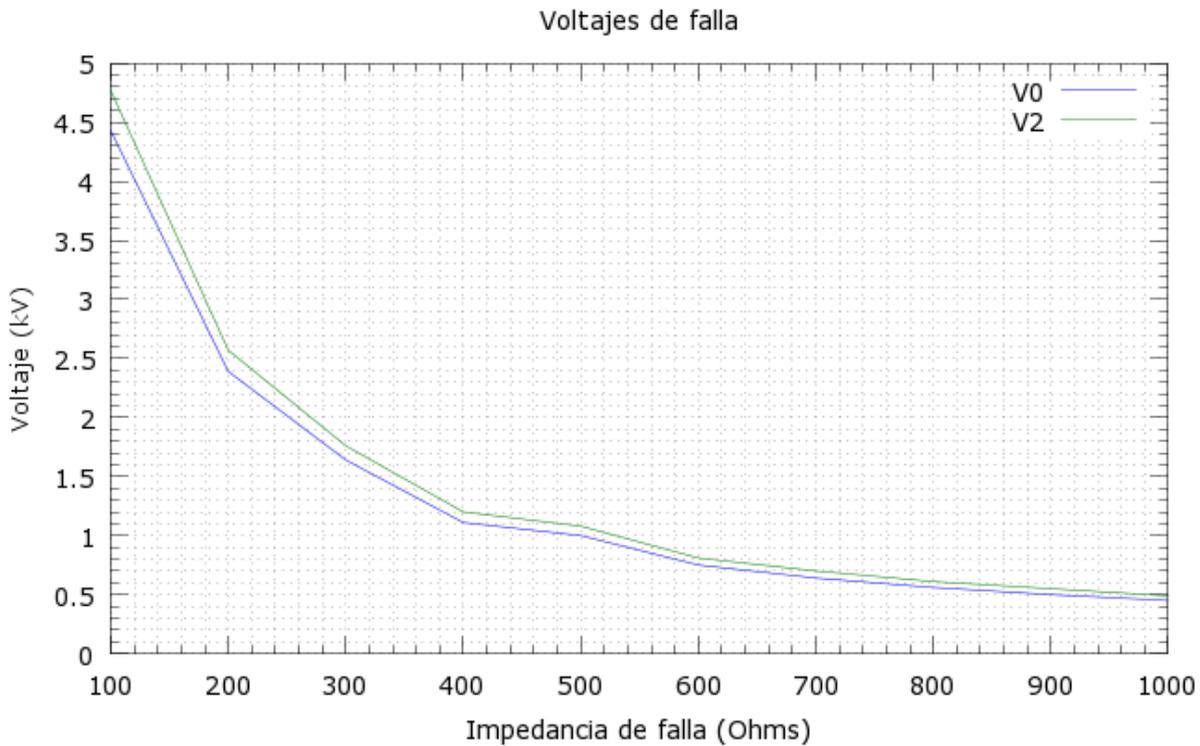


Figura 37 Voltajes en kV.

4.3.2 Análisis de potencia de corto circuito

En la sección anterior se analizó el comportamiento de la corriente y del voltaje de corto circuito para fallas a tierra a través de una alta impedancia de falla en comparación con una falla franca. Sin embargo, la variable que presenta de manera conjunta la información acerca de lo dañino de las fallas para el sistema eléctrico es revisar la potencia de corto circuito, a continuación se muestra en la Tabla 16 los valores de la potencia de corto circuito en componentes simétricas.

Tabla 16 Potencias de falla

Ohms	Potencia (MVA's)		Potencia (P.U.)	
	P0	P2	P0	P2
Impedancia				
100	2.3965857	2.79045	0.064272	0.07476
200	0.70266	0.81726	0.020832	0.024684
300	0.32964	0.38544	0.008778	0.010458
400	0.170829	0.198	0.005616	0.006858
500	0.1239	0.1458	0.003384	0.003978
600	0.07785	0.08991	0.00237	0.002838
700	0.0576	0.0672	0.001836	0.00222
800	0.04368	0.05124	0.00126	0.00156
900	0.0345	0.04125	0.0012402	0.0012354
1000	0.02835	0.03381	0.001008	0.000936

De la misma manera que en los casos anteriores donde se mostró de manera gráfica los voltajes y corrientes de falla, también se presentan en la Figura 38 los valores de la potencia de corto circuito en términos de componentes simétricas en unidades de MVA. Por otro lado, la Figura 39 muestra estas potencias de corto circuito en componentes simétricas pero en valores en por unidad, considerando como potencia base de 100 MVA.

En general, se observa que la potencia de corto circuito son cantidades pequeñas, sin embargo, mientras que exista una potencia de corto circuito va a existir un daño a los equipos eléctricos que forman parte del sistema.

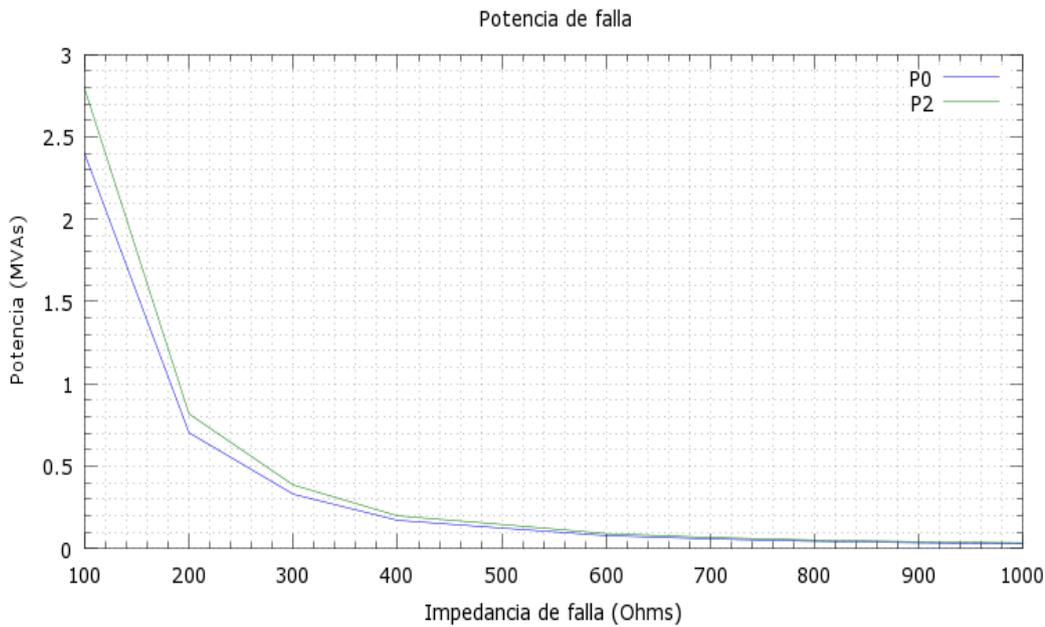


Figura 38 Potencia (MVA's)

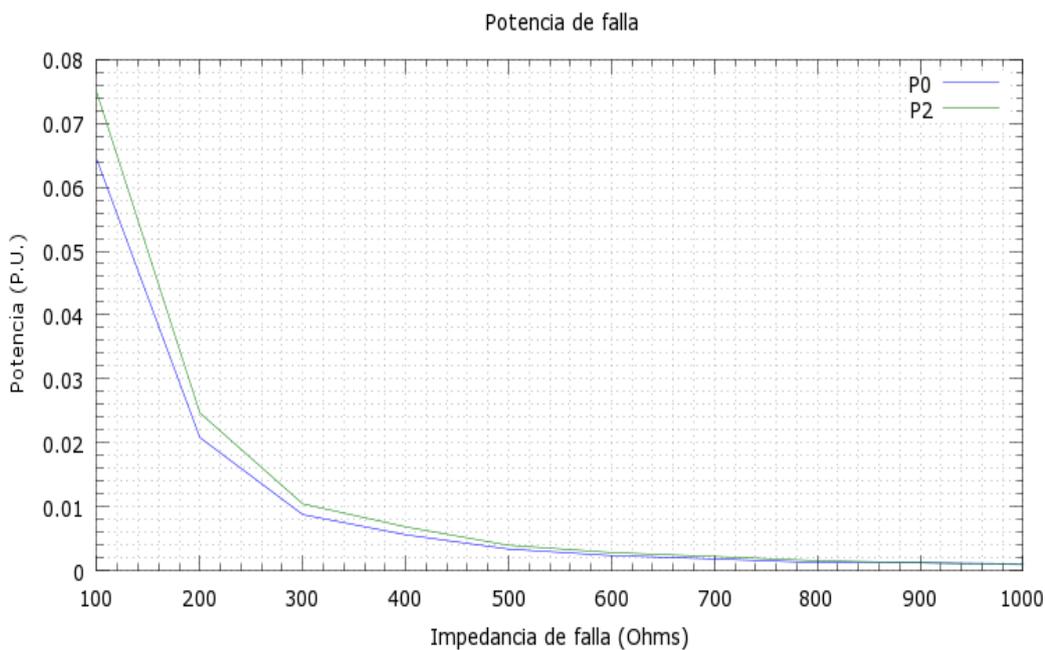


Figura 39 Potencia de falla (P.U.)

4.3.3 Esquemas de protección

Para iniciar con la implementación de un esquema de protección se debe contar con el diagrama unifilar especificando los puntos a proteger, en la Figura 40 se muestra la ubicación de 4 relevadores de sobrecorriente que protegerán este sistema de prueba.

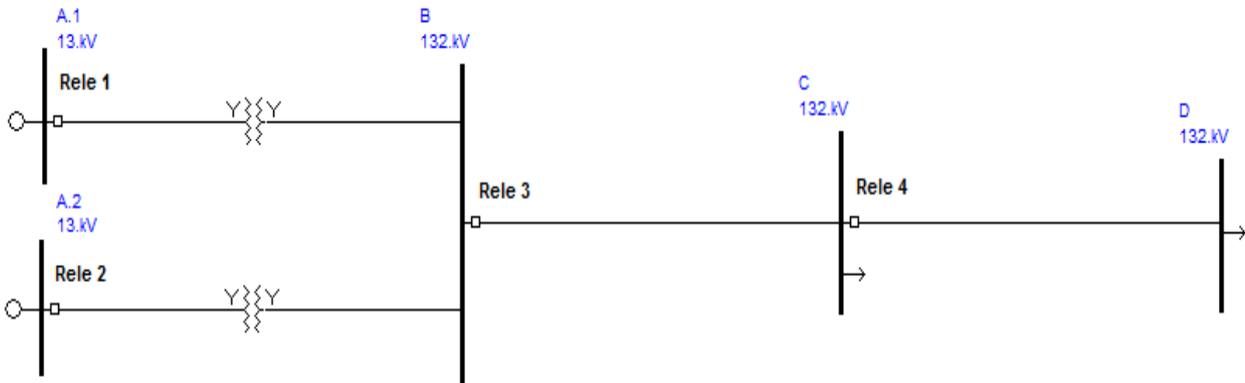


Figura 40 Ubicación de relevadores

Además en la coordinación de las protecciones de sobrecorriente es necesario contar con los datos del sistema como se muestra a continuación en la Tabla 17, donde se presentan valores de potencias nominales, corrientes nominales y factores de potencia para cada uno de los buses.

Tabla 17 Datos para la coordinación

Relevador	Potencia(MVA)3Φ	Inom(A)1Φ	Icc(A)1Φsec 0	Icc(A)1Φsec -
1	42.38	185.36	142.96	180.16
2	40.02	175.04	142.96	180.16
3	47.4	213.523	123	155
4	33.5	146.52	122.041	153.75

** Los valores de corriente de los generadores están referidos al lado de alta del transformador.

Los datos que se establecen en la Tabla 17 son resultados de una falla monofásica cuya resistencia de falla es de 500 Ohms, por lo que las corrientes de falla son notoriamente pequeñas, en el caso del relevador 3 y el relevador 4 se aprecia que la corriente de falla, es incluso menor a la corriente nominal.

La selección de la relación de los TC's se realizó a partir de los criterios que fueron descritos en la sección 4.2.3. La Tabla 18 presenta la relación de los TC's seleccionados para este caso de estudio.

La nomenclatura de los TC's está en base en los relevadores presentados en la Figura 40. Además los resultados de la corriente de corto circuito es sin duda menor a la corriente nominal, al menos así resultan para este caso, entonces la forma de calcular los TC's se ajustó solo para este estudio en particular, ya que en general la relación de transformación de los TC's debe ser capaz de soportar corrientes de corto circuito trifásica o bifásica.

Tabla 18 Selección de TC's

TC's	Inom (A)	TC Seleccionado	RTC
1	185.36	200/5	40
2	175.04	200/5	40
3	213.523	250/5	30
4	146.52	150/5	30

En la Tabla 19 se muestran los valores de la corriente de arranque, calculados de la misma manera que mostró anteriormente. Los resultados de la corriente de arranque se muestran en Amper secundario (arranque_B) y también en Amperes primarios (arranque_A).

Tabla 19 Cálculos de arranque

Arranque	Calculada	Arranque_B	Arranque_A
1	5.5608	6	240
2	5.2512	6	240
3	8.54092	9	270
4	5.8608	6	180

Los valores de arranque calculados fueron redondeados al número entero más próximo superior del cálculo obtenido.

El cálculo del arranque para unidades instantáneas, se tomó en cuenta el corto circuito con la impedancia de 500 ohms. Existen dos formas para calcular el ajuste del arranque de la unidad instantánea, una de ellas es considerar 10 veces la corriente nominal, y otra es considerar el 50% de la corriente de corto circuito. La Tabla 20 presenta los valores de la corriente de ajuste de la unidad instantánea de los relevadores de sobrecorriente.

Tabla 20 Cálculos con secuencia cero

Relevador	Cálculo	linst_A	linst_B
1	71.48	72	1.8
2	71.48	72	1.8
3	61.5	62	2.067
4	61.02	62	2.067

De forma análoga a la cálculos realizados para obtener los resultados de la tabla 20, se obtiene la corriente de arranque de la unidad instantánea pero en términos de la corriente de secuencia negativa, estos ajustes se presentan en la Tabla 21, para obtener estas corrientes de ajuste se tomó como referencia los resultados de corto circuito dados en componentes de secuencia negativa, estas cantidades de ajuste son ligeramente mayores a los presentados en la Tabla 20.

Tabla 21 Cálculos con secuencia negativa

Relevador	Calculada	linst_A	linst_B
1	90.08	91	2.275
2	90.08	91	2.275
3	77.5	78	2.6
4	76.875	77	2.567

Una vez conocida la corriente de ajuste para cada relevador de tiempo inverso, se puede entonces calcular a partir de la definición (I_f/I_s) el valor del tap para cada uno de los relevadores. Los resultados se presentan en la Tabla 22.

Para la coordinación por secuencia cero se observa en la Tabla 22 todos los valores para el ajuste, y posteriormente se presenta las gráficas de las curvas de protección.

Tabla 22 Valores para coordinar

Relevador	TC Elegido	RTC	Tap (0)	Dial
1	200	40	0.35	2
2	200	40	0.35	2
3	250	30	0.33	1
4	150	30	0.34	0.5

En la Figura 41 se presentan las curvas en base a los ajustes presentados en la Tabla 22, cabe resaltar que los valores para el relevador 1 y el relevador 2 son los mismos por lo que solo se presenta la curva del relevador 1.

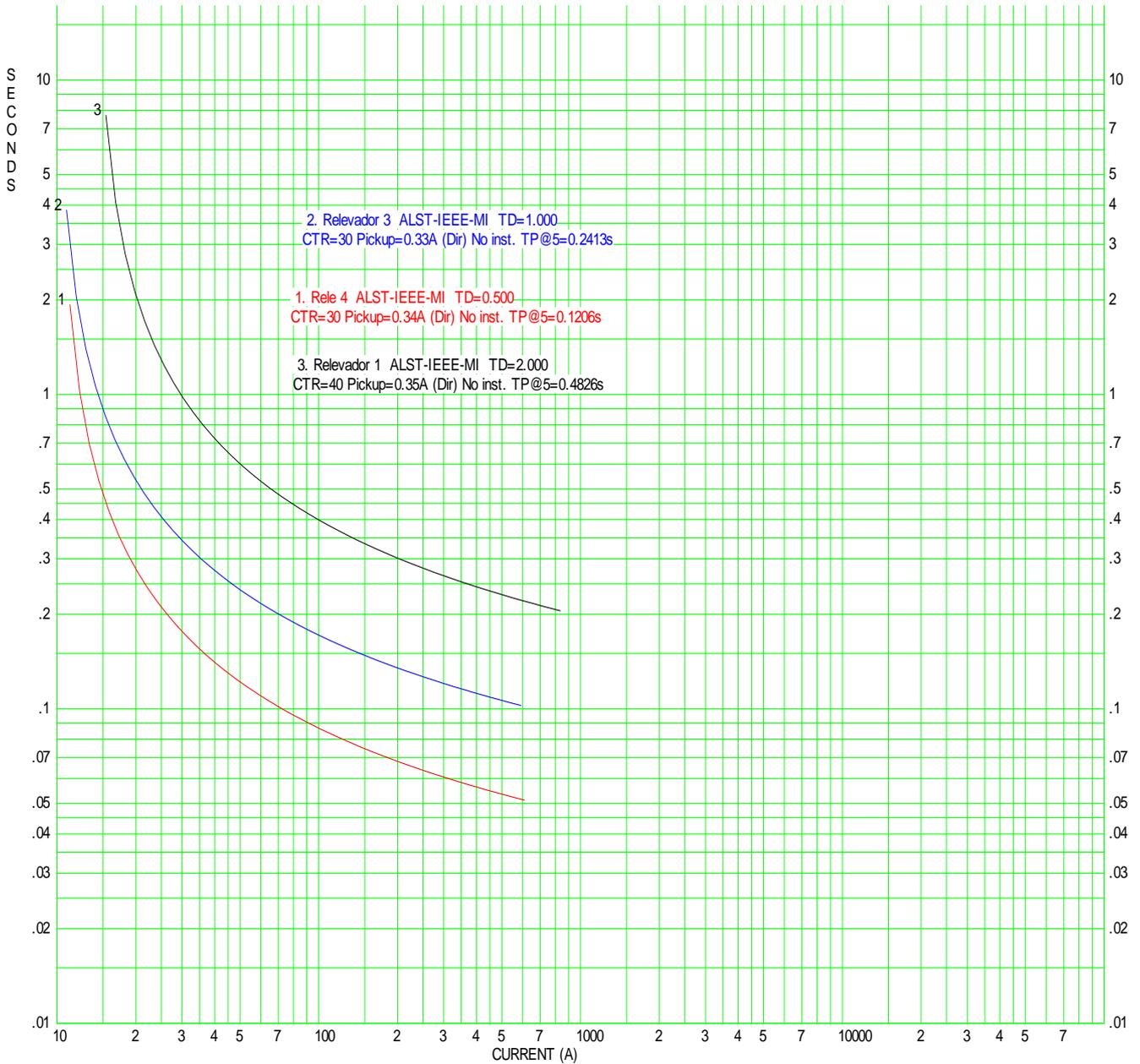


Figura 41 Coordinación con secuencia cero

Como puede observarse la protección operará para valores muy pequeños de corriente de secuencia negativa, por lo que se tiene que la protección permitirá una corriente de desbalance entre 12 a 15 Amperes, lo que representa aproximadamente el 10% de desbalance. Cabe mencionar que estos ajustes no interfieren con la corriente nominal, porque cuando el sistema se encuentra sin falla y en estado estable o en condiciones balanceadas, la corriente de secuencia cero y de secuencia negativa ambas son mínimas, a menos que se presente una falla a tierra o un desbalance, respectivamente.

A continuación en la Tabla 23 se presentan los datos para la coordinación por secuencia negativa.

Tabla 23 Tabla de coordinación por secuencia negativa

Relevador	TC Elegido	RTC	Tap(-)	dial
1	200	40	3.41	2.0
2	200	40	3.41	2.0
3	250	30	2.60	1.0
4	150	30	1.00	0.5

La coordinación de estos elementos de protección en base al uso de secuencia negativa, no posible la aplicación del elemento instantáneo o por lo menos para el modelo que se utilizó (AREVA) no se tiene disponible esta unidad, entonces solo se presentan las curvas con retardo de tiempo.

A continuación se presenta en la Figura 42 la coordinación de los relevadores con secuencia negativa, tomando los valores de ajuste presentados en la Tabla 23.

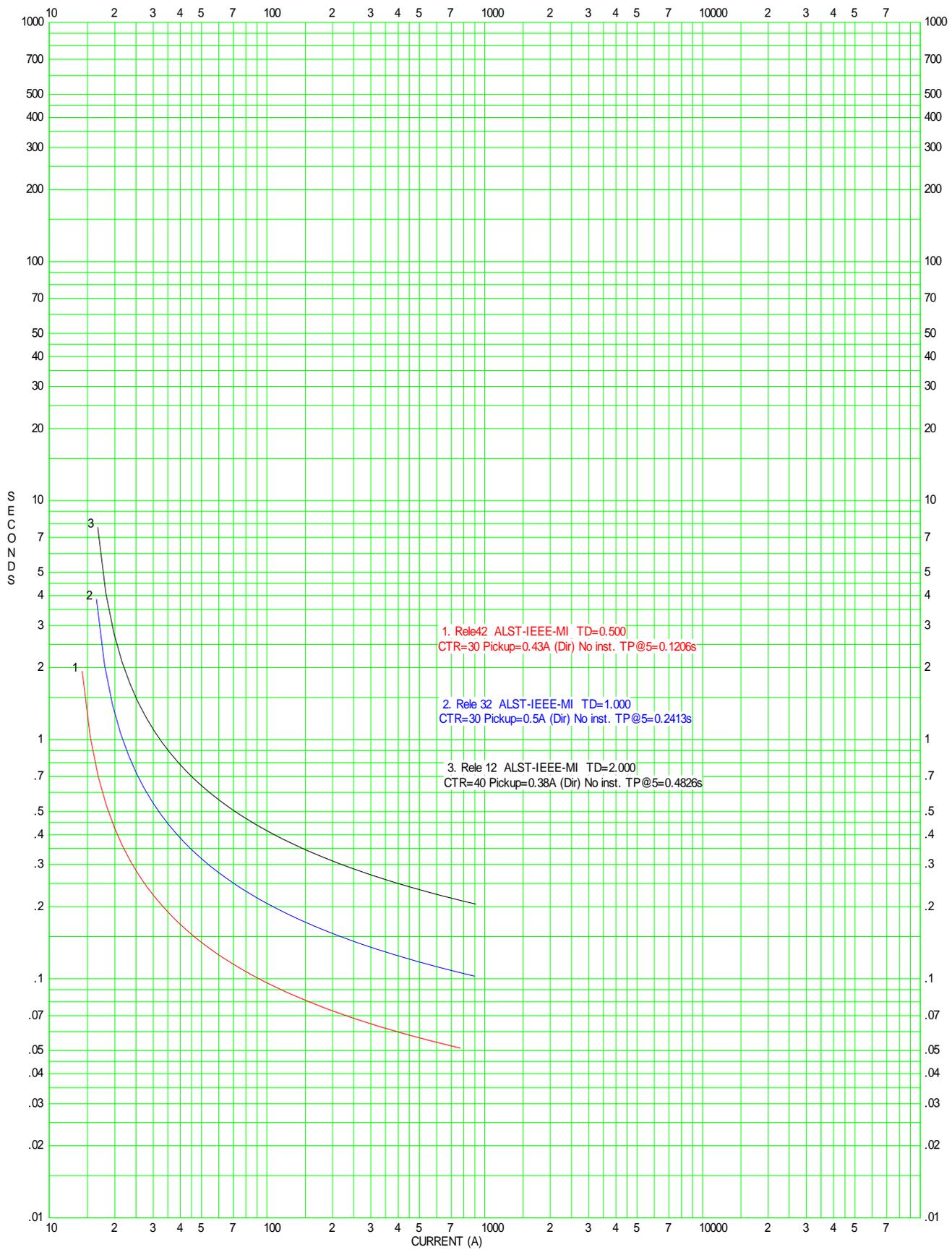


Figura 42 Curvas de coordinación con secuencia negativa

A continuación se presenta una comparación de las curvas de secuencia cero y negativa para el relevador 4 en la Figura 43, en general la corriente de secuencia negativa presenta una mejor discriminación que la corriente de secuencia cero, y aunque con ajustes se puede proteger el sistema, lo cierto es que en un análisis en coordenadas de fase se nota como la corriente de secuencia negativa es prácticamente igual a la corriente de falla, no así para la corriente de secuencia cero, donde existe una discrepancia mayor.

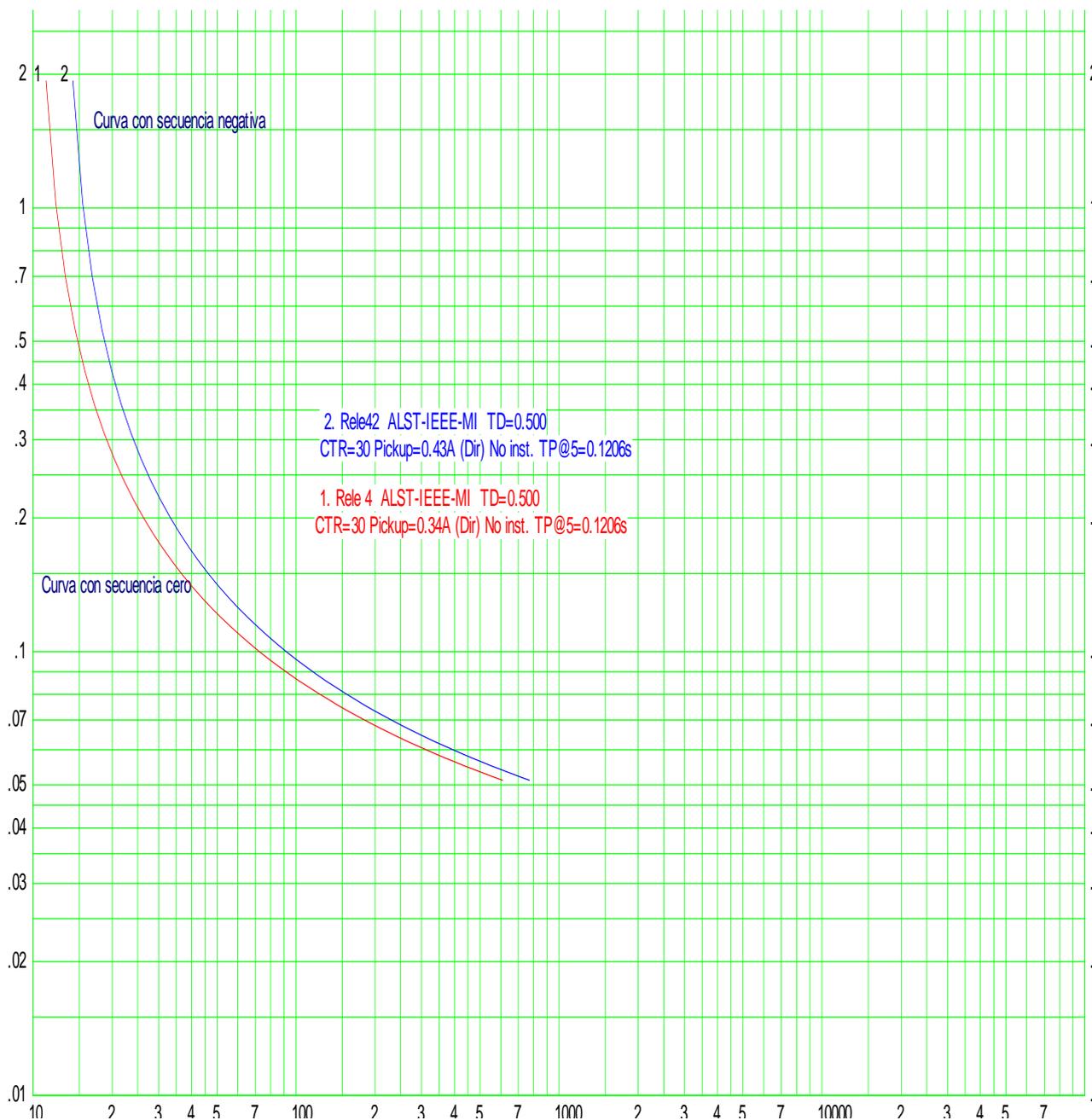


Figura 43 Coordinación con secuencia negativa

4.3.4 Conclusión particular

Para el caso de la red con falla de alta impedancia, se realizó un análisis en el cual se mostraron varios casos con diferentes impedancias de falla, ya que en la literatura se menciona que no existe un valor de impedancia con el cual se asegure que se tiene una alta impedancia, sino más bien que al tener una falla con cierta impedancia, donde ésta resulte en corrientes menores a la nominal, entonces se puede decir que se tiene una falla de alta impedancia.

Con lo anterior en mente se seleccionó una falla con impedancia de 500 ohms, además de ver los valores de voltajes y corrientes con este valor de impedancia, también se analizaron las potencia de corto circuito, lo que arrojó resultados favorables para la tesis, dado que en todos estos análisis las cantidades de secuencia negativa resultaban en valores mayores en comparación con las cantidades de secuencia cero.

Por último, se tiene que la coordinación realizada para este caso de estudio se mostró que la protección con secuencia negativa resultó en un esquema de protección adecuado, este resultado se obtuvo después de analizar ambas curvas de protección. Se tiene que la protección con secuencia cero mostrada en la Figura 41 presenta curvas muy a la derecha de la gráfica lo que indica que aunque en tiempos muy largos, esta protección operará aun sin respetar el 20% de desbalance permitido, lo cual no se puede permitir, el valor de corriente de desbalance mayor oscila entre los 15 Amperes por lo que la protección con secuencia negativa mostrada en la Figura 42, cumple esta restricción sin ningún problema.

4.4 Sistemas con neutro aislado

Un sistema eléctrico sin ninguna conexión intencional del neutro a tierra, tiene varias características y cambian dependiendo el enfoque que se le dé, en lo particular y para los fines de esta tesis se expone el caso de las corrientes de falla a tierra.

Como sistema de prueba se presenta una parte del sistema de distribución de Lima, Perú donde se presenta la particularidad de tener un sistema con neutro aislado, como ya se ha explicado anteriormente, este sistema de prueba al igual que los anteriores está descrito en el apéndice II de esta tesis.

En general el sistema cuenta con un generador, un transformador, siete cargas y tres nodos como se muestra en la Figura 44, y para propósitos de simulación, las siete cargas son representadas por una sola carga equivalente.

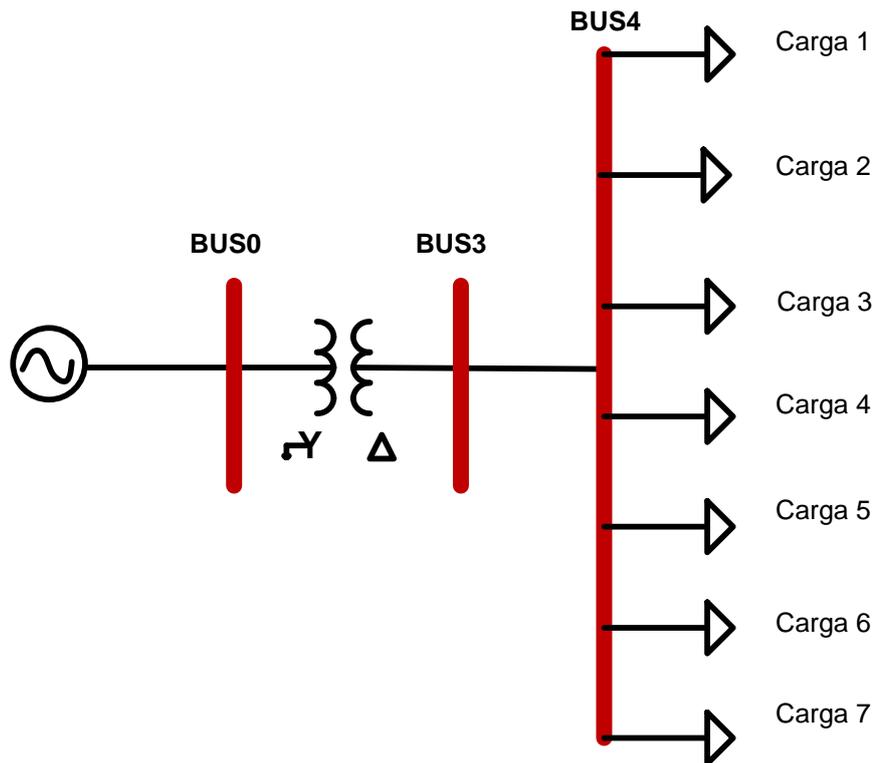


Figura 44 Sistema de Prueba

En la Figura 45 se tiene el sistema simulado en Aspen OneLiner, se observan el nombre de los nodos que son necesarios para ubicar los elementos de la red.

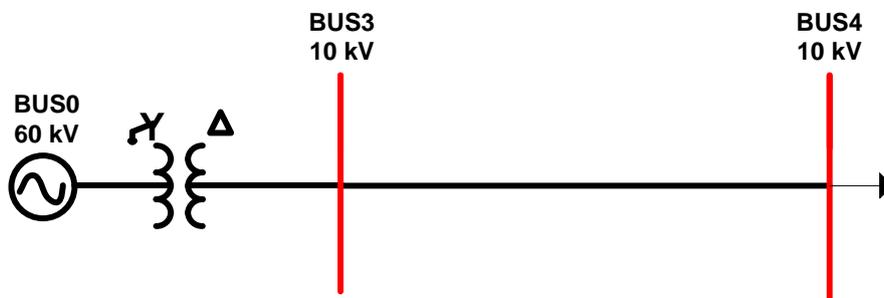


Figura 45 Circuito para simulación en ASPEN

4.4.1 Análisis de corrientes de falla

En la Tabla 24 se muestran los valores de la corriente de falla, para las fallas simuladas a diferentes porcentajes de la línea que está entre los BUS3 y BUS4, donde una falla al 0% indica una falla en el BUS3 y el 100% indica una falla en el BUS4, también se presenta la corriente en la fase A, las corrientes en secuencia cero y secuencia negativa.

Los resultados de las fallas simuladas muestran que los voltajes y corrientes de secuencia cero no presentan valores o presentan valores nulos. Lo que muestra que al utilizar una protección de sobrecorriente basada en componentes de secuencia cero, para estos sistemas no se identificará la presencia de una falla.

Tabla 24 Corrientes de falla

FALLA	CORRIENTE EN AMPERES.			VOLTAJE P.U.	
	3I0	3I2	Ia	V0	V2
% DE FALLA					
10	0	255	250	0	0.3
20	0	126	85	0	0.01
30	0	84	61	0	0.01
40	0	63	42	0	0.01
50	0	51	34	0	0.01
60	0	42	28	0	0.009
70	0	36	24	0	0.007
80	0	11	22	0	0.005
90	0	10	20	0	0.003
100	0	9	18	0	0.002

En la Figura 46 se presenta una gráfica de la corriente de falla en componentes de secuencia cero y secuencia negativa, así como la corriente de la fase A. Se observa que la corriente de secuencia negativa predomina. Además se nota que la componente de secuencia cero es nula, esto debido a que no hay camino de retorno para la falla a tierra, es decir, en un análisis de la red de secuencia cero se tiene un circuito abierto, dado por la conexión delta del transformador.

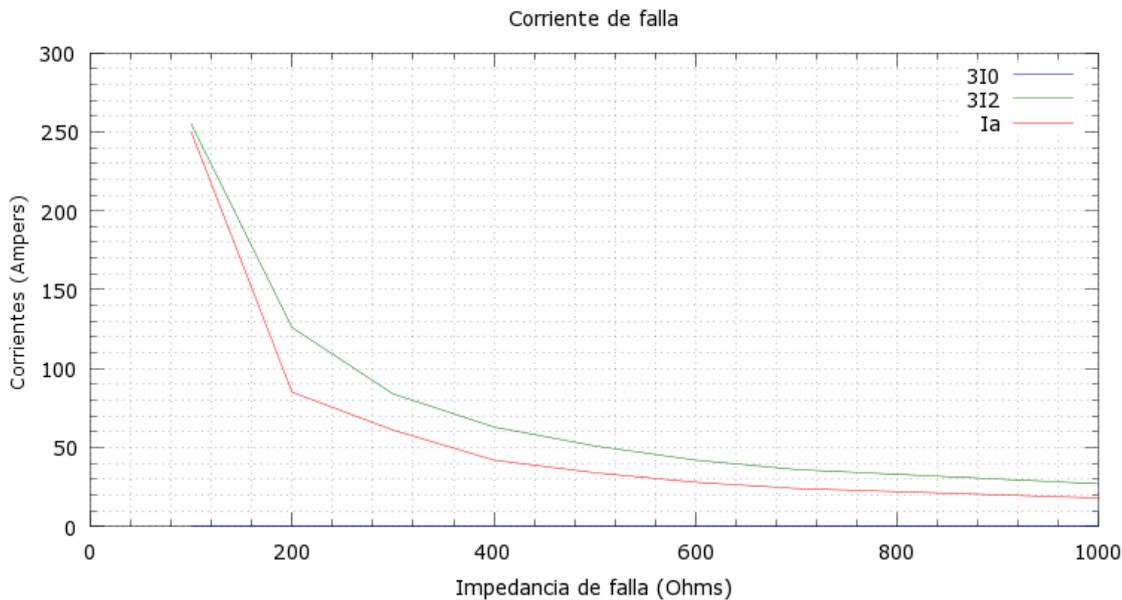


Figura 46 Corrientes de falla

En la Figura 47 se muestran las diferencias entre corrientes de secuencia negativa y de la fase A y como puede observarse la corriente de secuencia negativa presenta magnitudes mayores para una falla de fase a tierra, por lo tanto, con respecto a la sensibilidad, se tiene que la corriente de secuencia negativa es por mucho mayor que la de secuencia cero y muy parecida a la de la fase A.

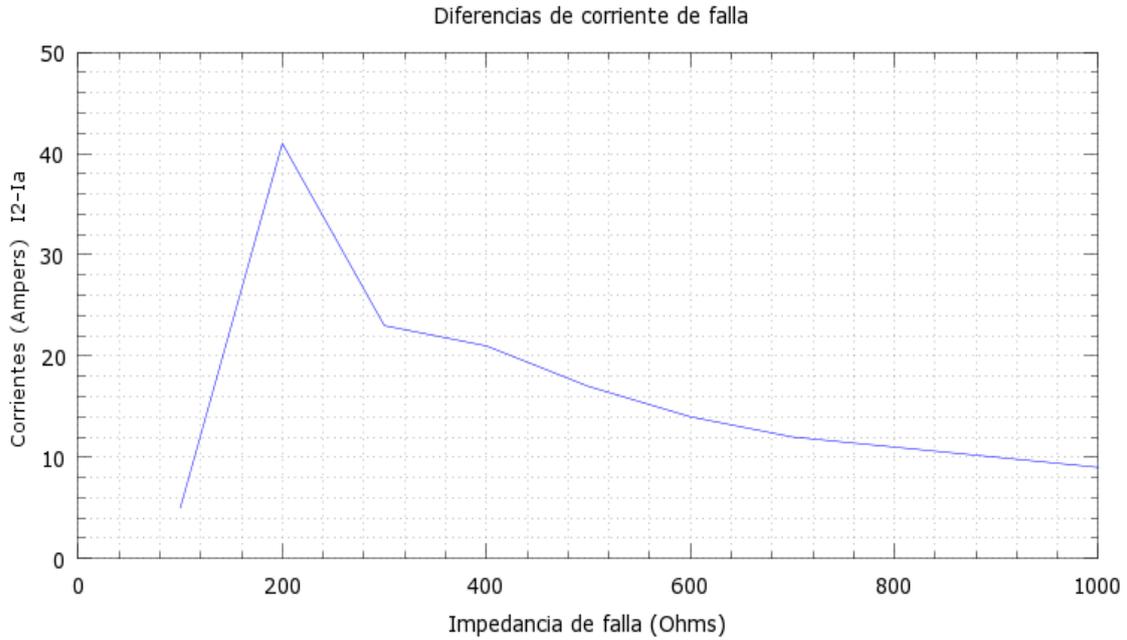


Figura 47 Diferencia de corrientes

4.4.2 Representación de fallas en componentes simétricas

Básicamente se analiza la representación de una falla monofásica a tierra, y como primer paso debe generarse los diagramas de secuencia, esto implica colocar cada elemento con su valor de impedancia de secuencia, tomado en cuenta las conexiones para cada elemento.

El tipo de conexión del transformador en la red de secuencia cero, está basada en la conexión que tenga en los devanados estrella o en delta, y del aterrizamiento, si es que este existe. En este caso de estudio se tiene un transformador con una conexión estrella aterrizada – delta.

Primeramente la conexión de este transformador es una atípica, ya que por lo general se tiene una conexión a tierra, con lo cual no se presentan islas eléctricas de los elementos en la red de secuencia cero. Por otro lado, las cargas conectadas a la red no están aterrizadas como se muestra en la Figura 44. Esto genera una isla eléctrica en la red de secuencia cero, a continuación se presenta la conexión del transformador en el diagrama unifilar en la Figura 48.

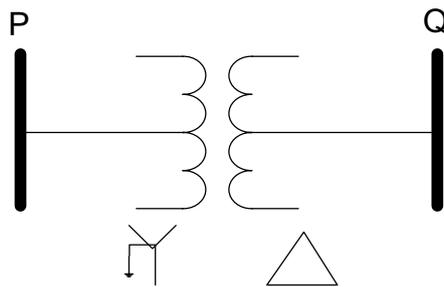


Figura 48 Diagrama unifilar del transformador

Como puede apreciarse en la Figura 48 la parte no aterrizada (el lado Q) tiene una conexión delta, y como ninguna de las siete cargas está aterriza entonces se tiene una isla electricamente hablando, a continuación se presenta el esquema de secuencia cero en la Figura 49 para un transformador de este tipo.

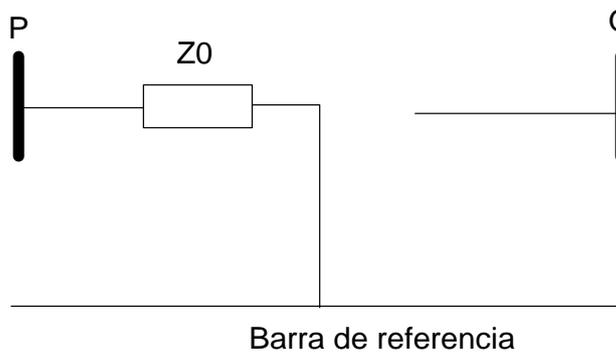


Figura 49 Red de secuencia cero

Como puede observarse no existe continuidad entre P y Q, por lo que se dice entonces que el sistema del lado derecho está eléctricamente aislado, en la Figura 50 se aprecia mejor, la isla está formada por red de la secuencia cero.

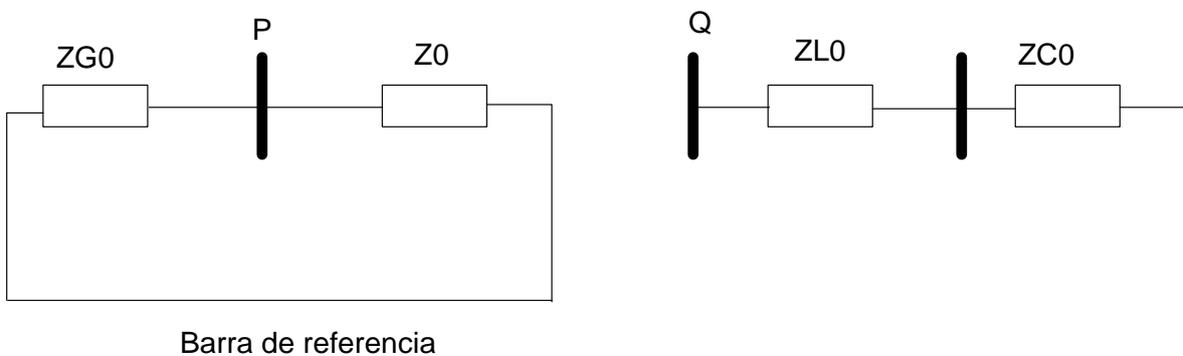


Figura 50 Red de secuencia cero

Al no tener corriente de secuencia cero, entonces no se puede coordinar las protecciones basadas en componentes de secuencia cero, tal como lo muestran los resultados de la Tabla 24, donde la corriente como el voltaje de secuencia cero, no presentan valores.

Sin embargo, las corrientes de secuencia negativa o positiva están disponibles para los relevadores de sobrecorriente, dado que en este caso la corriente de secuencia negativa es la que se propone como alternativa, entonces se tiene un valor de corriente para hacer operar el relevador.

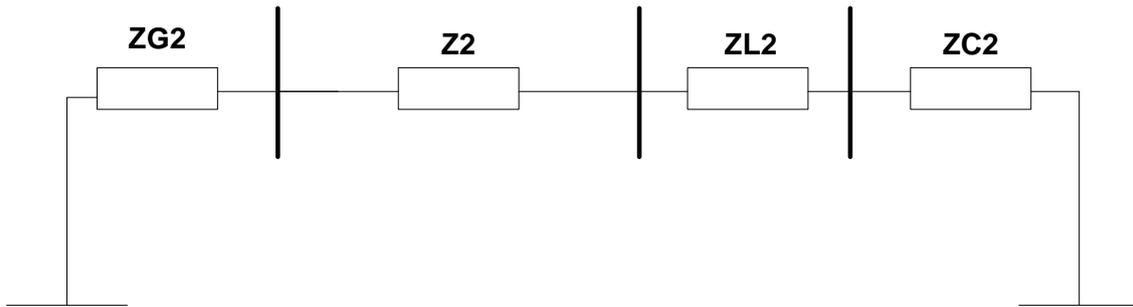


Figura 51 Red de secuencia negativa

En la Figura 51 se muestra la red de secuencia negativa, y lo que antes se representó como barra de referencia (tierra física) ahora es remplazada por el neutro del sistema, además el transformador en la red de secuencia negativa no sufre cambios en la conexión de la red como ocurre en la red de secuencia cero.

En general, puede observarse que existe una trayectoria para la falla que ocurra a la derecha del transformador, además en esta red se cuenta con una fuente (de secuencia negativa) que proporcione corriente a la falla.

La única forma de poder existir una corriente de falla es que los valores de susceptancia de la línea sean considerablemente grandes, o que las líneas sean exageradamente largas, para incrementaran los valores transversales de susceptancia y conductancia, sin embargo en este sistema de prueba eso no ocurre.

4.4.3 Esquemas de protección

A continuación se presentan los cálculos y los ajustes de las protecciones para esta red de prueba, mediante simulaciones de corto circuito se corroboró que no existen valores de corriente de secuencia cero para una falla a tierra del lado delta del transformador, además se comprobó mediante un análisis de la red secuencia cero que una falla al lado derecho del transformador no se cuenta con una fuente que proporcione la corriente de secuencia cero demandada por la falla.

A continuación en la Figura 52 se muestra el diagrama unifilar de la red de estudio, se muestra la ubicación de los relevadores de interés para su coordinación. En este caso no es posible realizar la coordinación si las cantidades operativas de los relevadores de sobrecorriente requieren las componentes de secuencia cero.

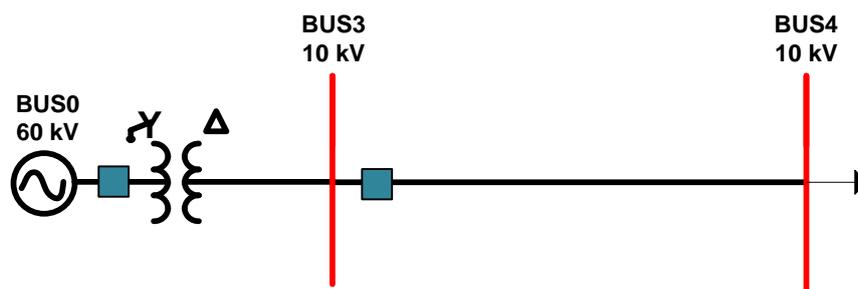


Figura 52 Ubicación de relevadores

En la Tabla 25 se presentan las corrientes de corto circuito para la coordinación por secuencia negativa, además se observa que no existe corriente de falla en secuencia cero.

Tabla 25 Datos para la coordinación

Relevador	Potencia(MVA)3Φ	Inom(A)1Φ	Icc(A)1Φ sec. cero	Icc(A)1Φ sec. negativa
1	37.9	364.7	0	1527
2	3.813	220.14	0	255

En la Tabla 26 se presentan la relación de los TC's, seleccionados a partir de los criterios descritos en la sección 4.3.3.

Tabla 26 Cálculo de TC's

TC's	Inom	Icc	calculado	Relación del TC
1	364.7	1527	76.35	350:5
2	220.14	255	12.75	250:5

Una vez conocida la relación de transformación de los TC's se procede a calcular, la corriente de arranque, y al igual que en la sección 4.3.3 y 4.2.3, se tiene los ajustes en corrientes secundarios y corriente primarias, con la nomenclatura arranque_B y arranque_A, respectivamente.

Los cálculos de la corriente de ajuste para la unidad instantánea del relevador de sobrecorriente se muestran en la Tabla 27, se utilizando la misma nomenclatura para indicar que el ajuste está dado en corrientes primarias y corrientes secundarias, linst_B y linst_A, respectivamente.

Tabla 27 Cálculos de corriente instantánea

TC's	calculada	linst_B	linst_A
1	38.175	39	297.765

2	12.75	13	33.15
---	-------	----	-------

Posteriormente se tiene el valor de la corriente de ajuste calculada de la misma manera que en los casos anteriores, después de este cálculo y el del tap se obtendrá la coordinación con secuencia negativa.

Tabla 28 Corriente de activación

Relevador	I arranque_C	I arranque_B	I arranque_A
1	21.882	22	440
2	26.4168	27	270

Mediante el software de simulación ASPEN, es necesario ingresar los valores de tap para cada relevadores como se muestra en la Tabla 29.

Tabla 29 Cálculo del tap

Relevador	Tap
1	0.9
2	1.2

Los resultado obtenidos para el tap de estos relevadores son valores pequeños, pero suficiente para la coordinación, también se hace uso de una curva MI-EEE moderadamente inversa de la IEEE, datos se obtienen la “hoja técnica” del fabricante en este caso AREVA, cabe mencionar que el mínimo dial de la palanca de tiempo disponible para el modelo de relevador utilizado es de 0.5.

Finalmente, la Tabla 30 muestra las cantidades de ajuste para la coordinación de los relevadores por sobrecorriente basados en cantidades de secuencia negativa.

Tabla 30 Datos para la coordinación por secuencia negativa

Relevador	RTC	Tap	Dial
1	20	0.9	1
2	10	1.2	0.5

La Figura 53 muestra curvas de operación de los relevadores, donde la curva roja representa al relevador 2 y la curva azul representa al relevador 1, mostrándose de esta manera una coordinación adecuada.

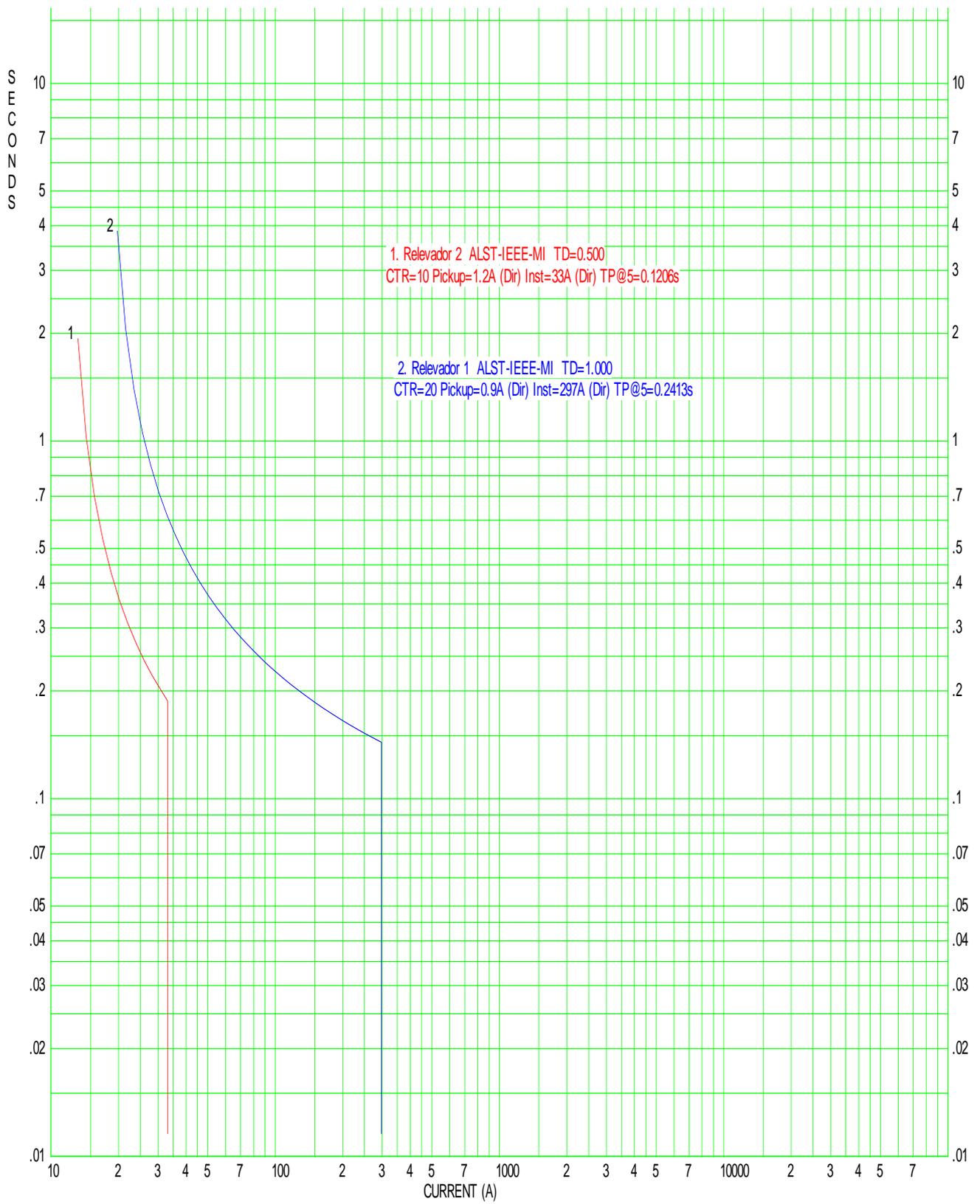


Figura 53 Coordinación por secuencia negativa

4.4.4 Conclusión particular

El sistema de prueba muestra parte de un sistema de distribución, y aunque en apariencia es un sistema muy pequeño en el cual no tendrían que existir complicaciones de protección, la realidad es que este sistema al no estar aterrizado presenta un gran problema a la hora de implementar la protección por sobrecorriente con un esquema convencional usando cantidades de secuencia cero.

La complicación de la falta de aterrizamiento se da porque ante un corto circuito a tierra, la corriente resultante no presenta una trayectoria de retorno por el cual circule la corriente de falla, esto se refleja en valores nulos en cantidades de secuencia cero, por otro lado y como parte principal de este estudio se muestra la existencia de una corriente de falla cuando esta se analiza en componentes de secuencia negativa, debido a que la red de secuencia negativa si presenta una trayectoria de retorno para la corriente de falla.

La coordinación con cantidades de secuencia negativa es presentada en la Figura 53 y cumple con los requerimientos para poder ser una alternativa a la protección convencional.

CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

5.1 Conclusiones

En esta tesis se analizó a detalle el comportamiento de las corrientes de corto circuito de fallas a tierra en redes eléctricas con topologías particulares, en estas topologías de redes eléctricas las corrientes de falla en componentes de secuencia negativa resultaron ser mayores a las corrientes en componentes de secuencia cero.

El uso de la protección de sobrecorriente es utilizada en líneas como protección de respaldo. Sin embargo, al configurar esta protección para que opere con cantidades de secuencia cero, en caso de una falla de alta impedancia no garantiza una operación selectiva y confiable, por esta razón se ha propuesto una alternativa que es el uso de cantidades de secuencia negativa en la protección para los casos particulares de topologías presentadas en esta tesis.

En general se tiene que el uso de las componentes de secuencia cero para la protección de fallas a tierra, resulta útil, sin embargo existen casos como los presentados en esta tesis en donde las fallas a tierra vistas con la secuencia negativa presenta mejores características para la protección por sobrecorriente. En algunos casos como en el sistema no aterrizado resulta el hecho de la ausencia de cantidades de secuencia cero, y por tanto el uso de cantidades de secuencia negativa resulta ser una alternativa. Además en otros casos como una falla a tierra con alta impedancia se tiene que la corriente de falla de secuencia negativa es moderadamente mayor que la corriente de falla de secuencia cero, entonces el uso de secuencia negativa ayuda a mejorar la sensibilidad de la protección.

Para las topologías aquí presentadas y otras similares, es recomendable tener en cuenta la protección con secuencia negativa. Sin embargo, primero deben realizarse estudios de corto circuito para corroborar las mejoras que podría aportar al esquema de protección de sobrecorriente de secuencia negativa.

5.2 Aportaciones

La aportación de esta tesis se enfoca en el análisis de fallas en redes con topologías especiales, donde la magnitud de la corriente de falla resulta ser muy pequeña para los fines de establecer los ajustes de una protección común (basada en componentes de secuencia cero), además se presenta el esquema e implementación de una protección por sobrecorriente basada en componentes de secuencia negativa. Se presentan los cálculos para proponer los ajustes de la protección y la simulación de fallas para revisar la coordinación entre las protecciones mediante las curvas de tiempo-corriente.

5.3 Trabajos futuros

Como trabajos futuros se recomienda abordar los siguientes temas:

- A) Estudiar los problemas de direccionalidad de los relevadores de sobrecorriente para cuando se tienen configuraciones con líneas acopladas magnéticamente.
- B) A partir de la filosofía de operación de relevadores multifuncionales para la protección de líneas, debe desarrollarse un prototipo y evaluar su desempeño en la protección de líneas acopladas.
- C) Ya se ha desarrollado en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Zacatenco del IPN una alternativa para la protección de fallas a tierra con alta impedancia por medio de la programación lógica del relevador de distancia, en base a esto establecer un algoritmo a base de un relevador de sobrecorriente.
- D) Los casos de fallas de dos líneas a tierra y el de línea a tierra, resultan ser similares por la presencia de corriente de secuencia cero. Sin embargo, después de algunas simulaciones se concluyó que en el caso de dos líneas a tierra, si existe corriente de falla de secuencia cero para el sistema no aterrizado, entonces se recomienda investigar el origen y el método de protección para esta falla.

REFERENCIAS

- [1] J. A. González Murrieta, "Localización de fallas en las líneas de transmisión empleando un modelo de línea con parámetros distribuidos y transformaciones modales", M. en C. tesis, Universidad Autónoma de Nuevo León, San Nicolás de los Garza, N.L., México, 2004.
- [2] Q.H.Wu Z., Lu.T.Y.J, "Protective Relaying of Power Systems ", Dept. Electrical Engineering and Electronics, University of Liverpool, Brown low Hill, 2009.
- [3] J. Lewis Blackburn, Thomas J. Domin, "Protective Relaying: Principles and Applications", 3ra Edición, CRC Press, 2006.
- [4] Simbología y número de relevadores, Estándar IEEE. , Std C37.117, 1988.
- [5] IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines, IEEE Std C37.113, 1999.
- [6] IEEE Guide for Generator Ground Protection, IEEE Std C37.101™, 2006.
- [7] Barnes, H. C., and McConnell, A. J., "Some Utility Ground-Relay Problems," AIEE Transactions, Vol. 74, pp. 417–428, Junio 1955.
- [8] Joe Mooney, P.E. and Jackie Peer, "Application guidelines for ground fault protection", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA, 1997.
- [9] Najera Guevara Adriel, Tesis de grado " Ajuste y coordinación de protecciones de distancia y sobrecorriente para líneas de transmisión que comparten el mismo derecho de vía Presentado en la SEPI-ESIME del IPN. Zacatenco, D.F., México, 2012.
- [10] Fernando Calero, "Mutual Impedance in Parallel Lines – Protective Relaying and Fault Location Considerations", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA, 2008.
- [11] Isykowski J Kawecki R, "Locations of faults in partially parallel transmission networks", Proc of IEEE Porto power tech conference, Porto, Vol. III, Paper EDT4-230, 2001.
- [12] Tanu Rizvi, M.T Deshpande, "Compensation of Earth Faults In Ungrounded Systems", S.S.C.E.T, Bhilai, 2012.
- [13] Jeff Roberts, Dr. Hector J. Altuve, and Dr. Daqing Hou, "review of ground fault protection methods for grounded, ungrounded, and compensated distribution systems", Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. Pullman, WA USA, 2001
- [14] Louis V. Dusang, Jr., "A Ground Fault Protection Method for Ungrounded Systems", IEEE Electrical Power & Energy Conference, 2008.
- [15] J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma, "Sistemas de potencia: análisis y diseño", 3ra. Edición, Thomson, 2004.

- [16] Jakov Vico, Mark Adamiak, Craig Wester, Ashish Kulshrestha, "High Impedance Fault Detection On Rural Electric Distribution Systems", IEEE Conference Papers, 2010.
- [17] Carl L. Benner, Member, IEEE, and B. Don Russell, "Practical High-Impedance Fault Detection on Distribution Feeders", IEEE transactions on industry applications, vol. 33, 1997.
- [18] Jensen, K.J, Lyngby, Denmark, "Feature extraction method for high impedance ground fault localization in radial power distribution networks", Acoustics, Speech and Signal Processing conference, Seattle, WA, 1998, pp. 1177–1180.
- [19] A. R. Sedighi, M. R. Haghifam, "Simulation of High Impedance Ground Fault In Distributional Power Distribution Systems", International Conference on Power System Technology, Hangzhou, 2010, pp. 1 – 7.
- [20] John Tengdin, Chairman, Ron Westfall, "High Impedance Fault Detection Technology", Report of PSRC Working Group D15 March 1, 1996.
- [21] J. V. Breisky, J. R. North, G. W. King, "Directional Ground Relay Protection of High-Tension Isolated Neutral Systems", A.I.E.E., Journal of the (Volume:46), Westinghouse Elec. & Mfg. Co., East Pittsburgh, Pa, 2013.
- [22] R. Granizo, F. R. Blanquez, E. Rebollo and C. A. Platero, "New selective earth faults only current directional method for isolated neutral systems", Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2012 11th International Conference on, Venecia, May 2012, Pp. 451 – 455.
- [23] IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std. 142, 1991.
- [24] IEEE Recommended Practice for Determining the Electric Power Station Ground Potential Rise and Induced Voltage from a Power Fault (ANSI), IEEE Std 367, 1987.
- [25] Working Group D-3, "Considerations in Choosing Directional Polarizing Methods for Ground Overcurrent Elements in Line Protection Applications", Line protection subcommittee, IEEE PES Power System Relaying Committee.
- [26] "Setting SEL-321 Relays," Electrocon International, Inc., Ann Arbor MI; November 11, 2008
- [27] Joe Andrichak and Subhash C. Patel, "Polarizing Sources for Directional Ground Relays", General Electric Application Notes and Paper, Reference # GER-3182.
- [28] Application Note, "Sequence Coordination Study", Substation Automation and Protection Division, MDAR, REL301/2, REL 512, ABB Inc.
- [29] John P. Nelson, "System Grounding and Ground-Fault Protection in the Petrochemical Industry: A Need for a Better Understanding", IEEE Transactions on industry applications, Vol. 38, N° 6, Noviembre/Diciembre 2002.

- [30] Jack W. Homeyer, «an assessment of the impact on the operations of directional, ground, over current relays on an intact line from a fault on an adjacent, mutually coupled line,» de *conferencia internacional POWERCON*, China, Beijing, 1998.
- [31] Fernando Calero, « Mutual impedance in parallel lines » , Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., USA, 2008.
- [32] J. Robers and S. Turner, « Setting the Zero-Sequence Compensation Factors in SEL-321 Relays to Avoid Overreachin Mutual Coupled Lines», SELApplication Guide AG98-03. Diapponible en www.selinc.com.
- [33] B.M. Weedy, B.J Cory, N. Jenkins, J.B. Ekanayake and G. Strbac. "Electric Power Systems", 5ta edicion, John Wiley & sons, 2012.
- [34] Colin Bayliss, "Transmission and Distribution Electrical Engineering", 2daEd. 978 Pp., 1999.
- [35] Walter A. Elmore. "ABB Protective Relaying Theory and Applications". Copyright 1994
- [36] CIGRE Study committee 34 "Application guide on protection of complex transmission network configuration". In: CIGRE SC34-WG04. Publication E50400-U0048-U211-A3-7600 May 1991
- [37] Lasantha B. Perera. "Directional Earth Fault Relay Operation in Mutually Coupled Multiple Circuit Distribution Lines". University of Technology Brisbane, Australia 2009
- [38] Daniel Álvarez Hernández, Tesis de grado "Protección adaptable de sobrecorriente en sistemas de transmisión", Presentado en SEPI ESIME del IPN, Zacatenco D.F., Septiembre 1998
- [39] Carlos Moran Ramírez. Tesis de grado "Propuesta del Esquema de Protección para Fallas de Alta Impedancia en Líneas de Transmisión de Alta Tensión" Presentado en SEPI ESIME del IPN, Zacatenco D.F., Octubre 2007
- [40] IEEE Power System Relaying Committee Working Group H9 , "Digital Communications for Relay Protection," Tech. Rep., 2002.
- [41] Network Protection & Automation Guide, AREVA, 12 de junio del 2002.

APÉNDICE I USO DE ASPEN ONELINER ®

Este software presenta una poderosa herramienta computacional para el análisis de los sistemas eléctricos de potencia, ASPEN ONELINER ® será utilizado en esta tesis para la simulación de las diferentes topologías que presentan problemas para la protección a tierra.

El programa ASPEN OneLiner se utiliza para el cálculo de corto circuito y para el ajuste y coordinación de protecciones. Para crear la configuración del sistema primero hay que ubicarse en el subdirectorio c:/ASPEN OneLiner y ejecutar el programa:



Aparecerá la pantalla:

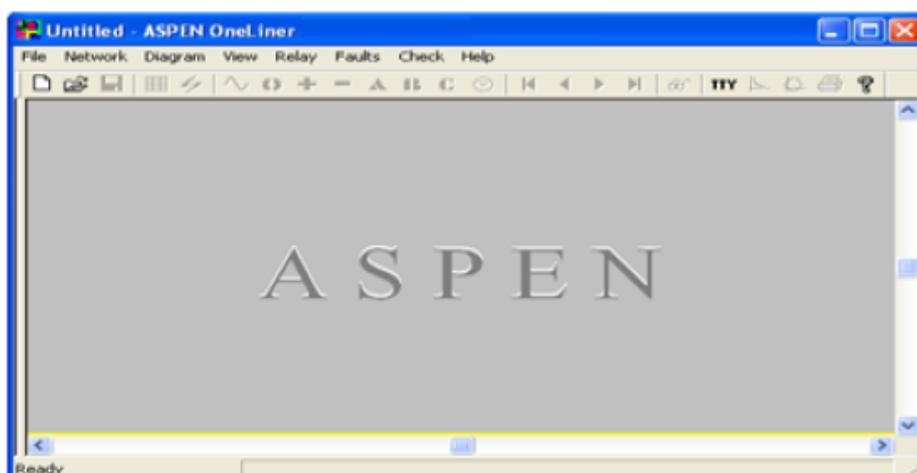


Figura I-1 Pantalla de inicio

Para crear un nuevo sistema seleccionamos File, New y damos los MVA Base del sistema. Para crear los buses, generadores, transformadores y líneas seleccionamos Network, New y seleccionamos el elemento a crear, por ejemplo para una línea se seleccionan los buses en los cuales se colocara la línea y se selecciona New Line, tal y como lo muestra la Figura 54.

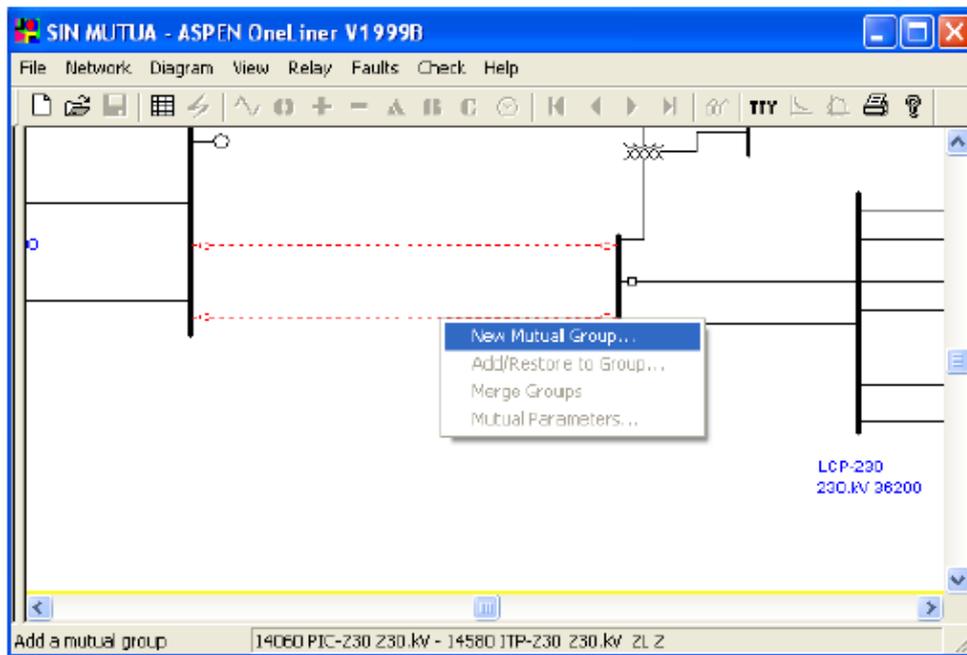


Figura I-4 Impedancia mutua

Una vez realizado el paso anterior aparecerá el cuadro donde se colocara el valor de la impedancia mutua de secuencia cero y se colocara en que porcentaje se encuentra el acoplamiento mutuo como se muestra en la Figura .

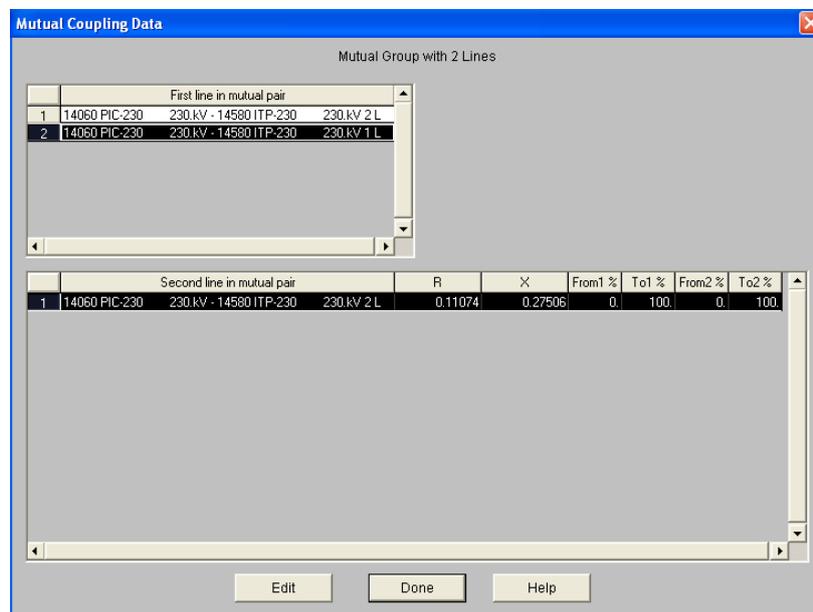


Figura I-5 Datos de acoplamiento

Para insertar un relevador de distancia por ejemplo se da doble click en el relevador ubicado en la línea, con lo que aparecerá el cuadro mostrado en la Figura .

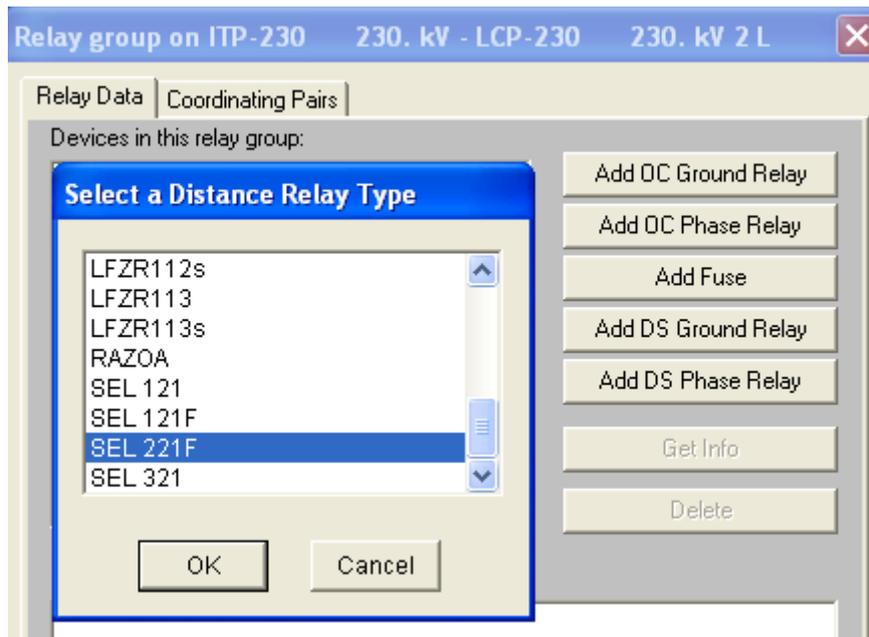


Figura I-6 Selección de relevador de Distancia

Ahora se selecciona AddOC Ground Relay, con lo que aparecerá el cuadro de la Figura .En la cual se colocan los ajustes del relevador direccional de sobrecorriente.

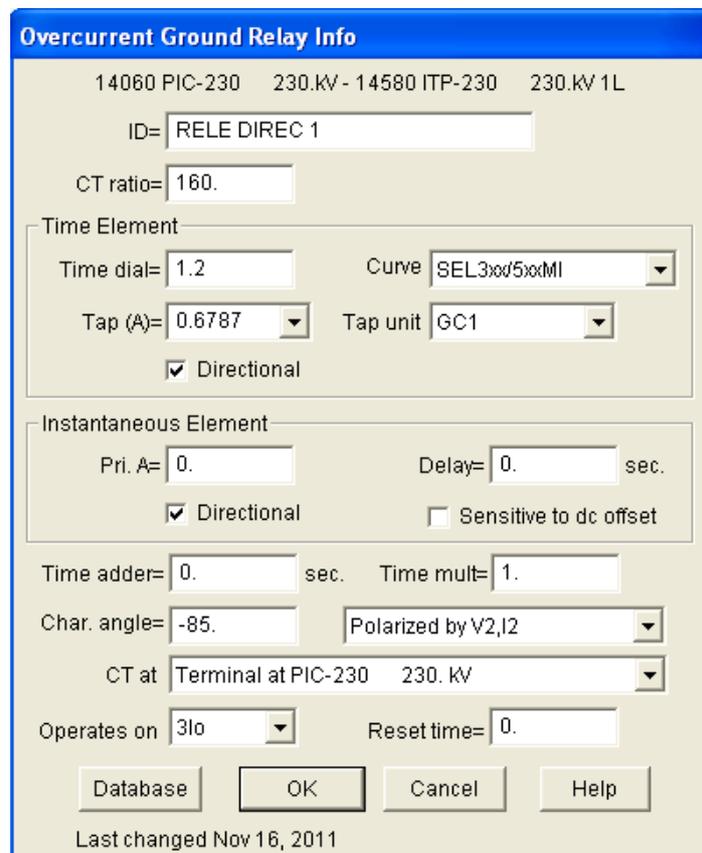


Figura I-7 Ajuste de sobrecorriente

Para la simulación de fallas se realiza lo siguiente:

Se selecciona el relevador ubicado en la línea, con lo que aparecerá un cuadro del cual se selecciona Specify fault, con lo que aparecerá un cuadro con el cual podemos seleccionar el tipo de falla y el porcentaje al que ocurre la falla a lo largo de la línea como se muestra en la Figura .

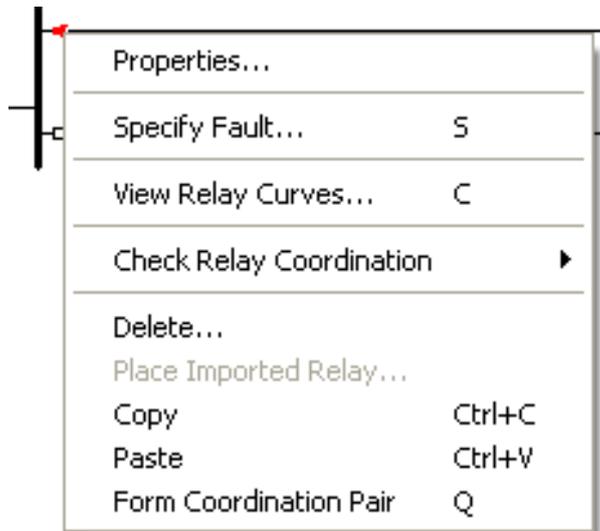


Figura I-8 Especificación de falla

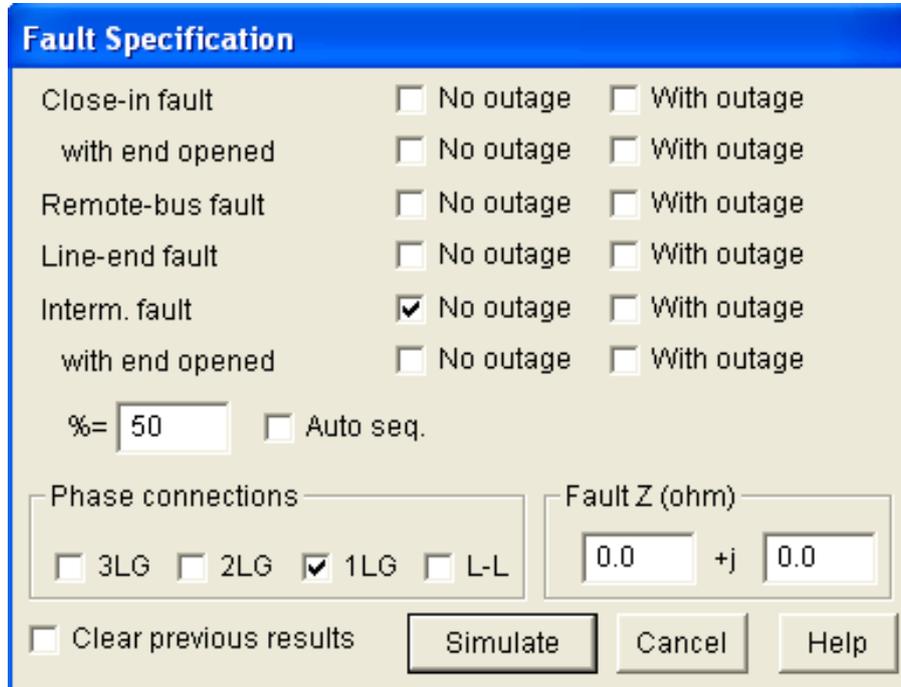


Figura I-9 Tipo de falla

Para obtener las corrientes de corto circuito se da click en simúlame. Para obtener las curvas de los relevadores, se da click derecho en el relevador, se selecciona View Relay

Curvas y se selecciona el relevador de interés, con lo que se obtendrá la curva de operación del relevador.

Al seleccionar el tipo de relevador, se puede escoger relevadores de diferentes marcas y modelos como AREVA, General Electric, Siemens, entre otros, al escoger el tipo de relevador, marca y modelo, se deberá llenar entonces los siguientes datos como lo muestra la Figura .

Figura I-10 Ajustes del relevador

Los datos de ajustes se obtienen a partir de un procedimiento sencillo y detallado de coordinación de protecciones, descrito en el apéndice III.

Cabe destacar el hecho de que el programa nos da la opción de operar con cantidades de secuencia cero o negativa, por lo cual en este caso se trabajara en ambas opciones, dado que la tesis habla de la protección con secuencia negativa. A continuación se muestra en la Figura una coordinación típica en este software.

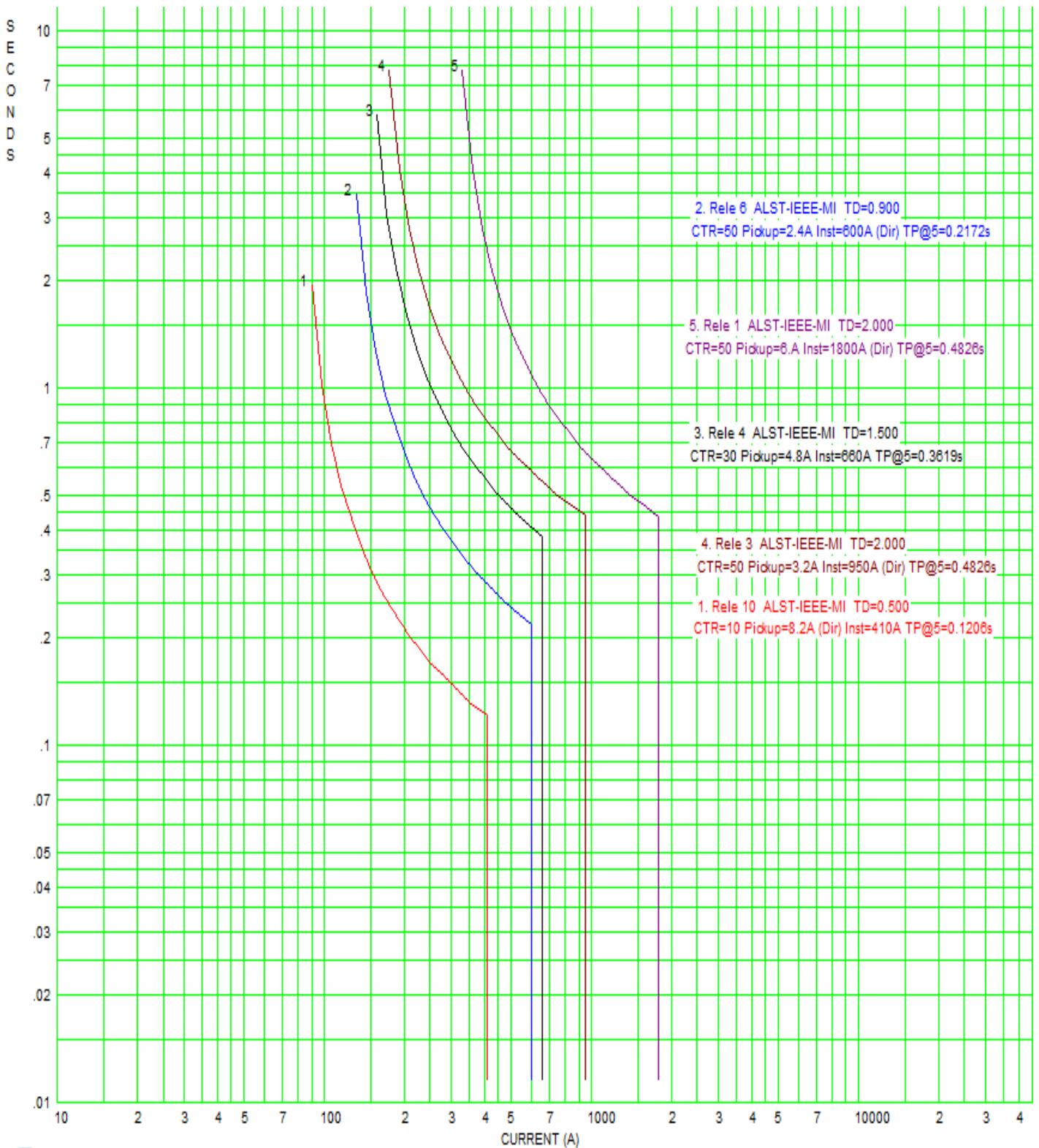


Figura I-11 Coordinación con relevadores de sobrecorriente

APÉNDICE II DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PRUEBA

La función de este apéndice consiste en presentar una descripción de los sistemas de prueba empleados en esta tesis ya sea para la simulación y análisis de sus efectos o para la coordinación de esquemas propuestos como alternativa de protección a los esquemas convencionales.

II.1 Sistema eléctrico Acoplado

Esta primera topología que a continuación se presenta es un sistema que ya ha sido presentada en la tesis del 2012 que lleva por nombre “Ajuste y coordinación de protecciones de distancia y sobrecorriente para líneas de transmisión que comparten el mismo derecho de vía.”, donde al igual que esta tesis, se hace énfasis del acoplamiento mutuo que existe en este sistema.

El sistema en general pertenece a una reducción del sistema eléctrico de Oaxaca dejando en evidencia el acoplamiento que existe en el sistema, dicho sistema en esta tesis ha sido trabajado con datos actualizados al 2014 por lo que aparte de ser un sistema real, tiende a ser un sistema muy reciente.

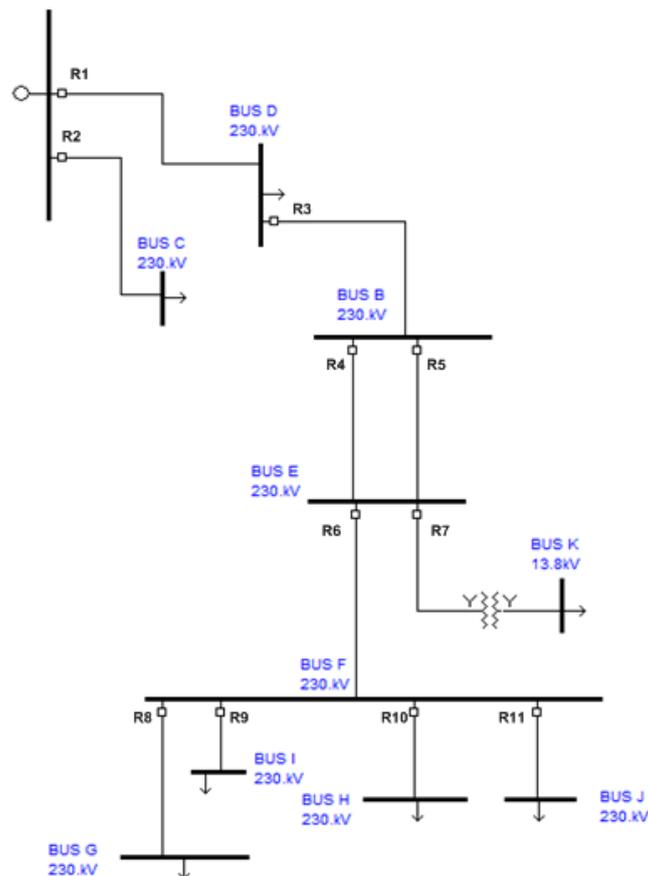


Figura II-1 Descripción del sistema

En la Figura se muestra el sistema del que se habla, donde en general el sistema cuenta con un total de 11 nodos, 1 transformador, 1 generador, 7 cargas y 10 líneas de las cuales existe un par acoplado entre el bus B y el bus E.

A continuación se presentan en las diferentes tablas todos los datos del sistema de prueba descrito anteriormente.

Tabla II-1 Datos del generador

Generador	
Potencia (MVA's)	85
Voltaje (kV)	230
Impedancia (PU's)	$0.100 + 0.7j$

Tabla II-2 Datos del Transformador

Transformador	
Potencia (MVA's)	50
Relación de Voltaje (kV)	230/13.8
Conexión	Y Aterrizada-Y Aterrizada
Impedancia	$0.11008 + 0.329841j$

Tabla II-3 Tabla de datos de cargas

Carga	Conectado al BUS	Potencia (MVA's)	Corriente (A)	Factor de potencia
1	C	48.20	208.784	0.875
2	D	13.933	60.578	0.861
3	K	4.085	295.986	0.859
4	I	19.666	85.503	0.839
5	G	20.847	90.640	0.887
6	H	15.419	67.037	0.805
7	J	25.046	108.894	0.878

Tabla II-4 Tabla de datos de líneas

Línea	Voltaje (kV)	Impedancia (PU's)	Corriente nominal (A)
FJ	230	0.028 + 0.216j	108.894
FH	230	0.0123 + 0.055j	67.037
FI	230	0.0076 + 0.225j	855.031
FG	230	0.0126 + 0.075j	906.396
EF	230	0.0484 + 0.1957j	352.074
BE(1,2)	230	0.1228 + 0.4598j	184.916
DB	230	0.0095 + 0.15j	369.833
AD	230	0.0085 + 0.054j	430.411
AC	230	0.0132 + 0.225j	208.784

Con los datos presentados en cada una de las tablas fue como se trabajó en el sistema de prueba para el caso de sistema con acoplamiento cabe señalar que el sistema utilizado por el compañero Adriel en su tesis de maestría por la SEPI, dista un poco de éste en el arreglo y forma de presentar, pero en general el sistema es el mismo, ambos trabajados son con datos reales, sin embargo, el que se presenta en esta tesis tiene datos actualizados al 2014.

Cabe mencionar que en caso de salir de servicio la línea BE, cualquiera de las 2, la línea que quede debe ser capaz de soportar la carga, por lo que en el momento de coordinar esta particularidad se torna importante en los ajustes del relevador de sobrecorriente.

II.2 Sistema eléctrico (HIF)

Como segunda topología se tiene parte de un sistema eléctrico de prueba utilizado ya en una tesis de la SEPI, lo que se demuestra en esa tesis es que se pueden proteger líneas con fallas de alta impedancia a través de la modificación del software del relevador.

A continuación se presenta en la Figura el diagrama unifilar del sistema de prueba utilizado para el análisis de fallas con alta impedancia, donde se puede apreciar que es un sistema pequeño que consta tan solo de 2 generadores, 2 transformadores, 2 cargas, 2 líneas y 5 nodos.



Figura II-2 Descripción del sistema

A continuación se presentan los datos de este sistema, en las siguientes tablas, cabe recordar que este es un sistema de prueba en que ambos generadores comparten la carga y donde la salida de un generador propiciaría que el otro mantuviera al sistema y las cargas conectadas a él.

Tabla II-6 Tabla de datos de los generadores

Generador	Potencia (MVA's)	Voltaje (kV)	Bus	Impedancia
A	120	13	A.1	$0.12001 + 0.182214j$
B	120	13	A.2	$0.12001 + 0.182214j$

A continuación se presentan los datos de las líneas en la Tabla que hay interconectadas en este sistema de prueba donde cabe mencionar que la línea donde se hace el análisis es en la línea CD.

Tabla II-8 Datos de líneas

Línea	Voltaje (kV)	Impedancia (PU's)	Corriente nominal (A)
BC	132	0.03788 + 0.0088j	207.52
CD	132	0.0155 + 0.0364j	146.52

Los transformadores utilizados en este sistema y dado que se tiene conectado el mismo generadores, y por el otro lado están conectados al mismo bus, entonces se tiene que ambos transformadores al igual que paso con los generadores son iguales, como a continuación se presentan en la Tabla .

Tabla II- 9 Datos de transformadores

Transformador 1 & 2	
Potencia (MVA's)	120
Relación de Voltaje (kV)	13/132
Conexión	Y Aterrizada- Y Aterrizada
Impedancia	0.06134 + 0.011874j

Por último y no menos importante se muestra en la Tabla , la carga conectada al sistema donde se puede decir que la carga conectada no es muy grande.

Tabla II-10 Datos de cargas

Carga	Conectado al BUS	Potencia (MVA's)	Corriente (A)	Factor de potencia
1	C	47.4	207.32	0.98
2	D	33.5	146.52	0.96

Cabe mencionar que este sistema es un sistema de prueba obtenido de un libro, donde se han estudiado los flujos de potencia, para el caso de esta tesis el sistema es suficiente para estudiar y demostrar lo que pasa en un sistema al presentarse una falla con alta impedancia, visto desde el punto de vista de las protecciones, y como es que se complica la coordinación.

II.2 Sistema eléctrico no aterrizado

Como sistema de prueba se presenta parte del sistema de distribución de Lima, Perú obtenido de un artículo donde se presenta la particularidad de tener un sistema con neutro aislado, el sistema resulta pequeño pero suficiente para el análisis de un sistema no aterrizado desde el punto de vista de la protección por sobrecorriente.

En general, el sistema cuenta con un generador, un transformador, 7 cargas y 3 nodos como se muestran en la Figura , además y para fines de simulación, se optó por realizar la simplificación del sistema.

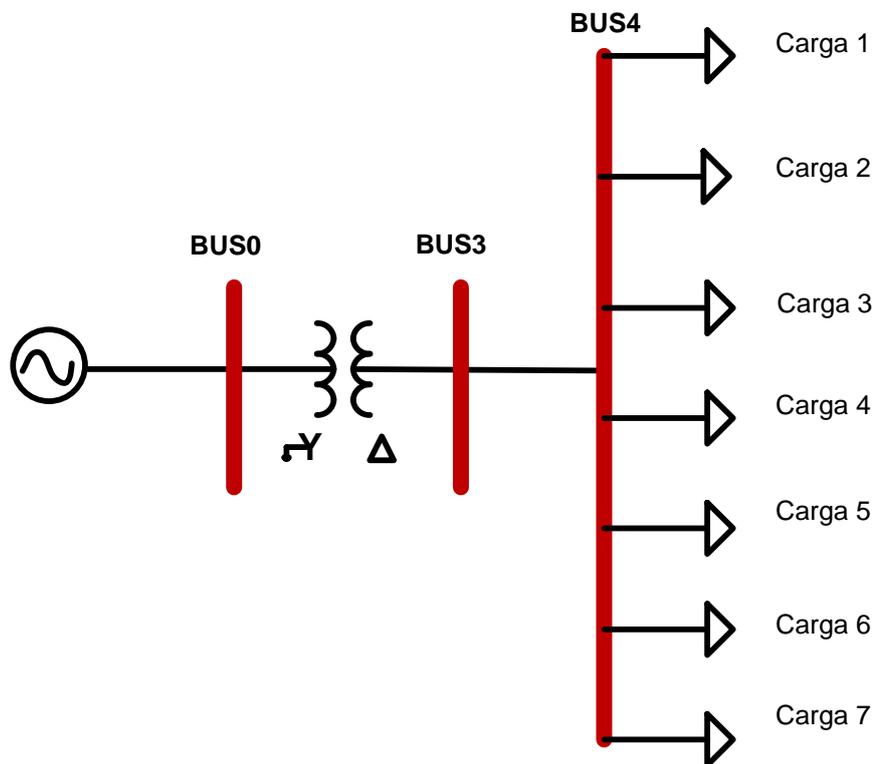


Figura II-3 Sistema no aterrizado

Al simplificar el sistema de la Figura únicamente se obtuvo el equivalente de las cargas esto puesto que el software ASPEN solo soporta como máximo una carga por nodo, a continuación se muestra el sistema simplificado en la Figura .

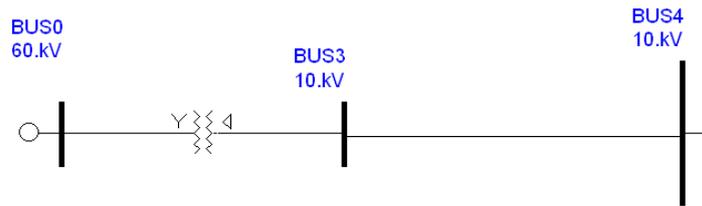


Figura II-4 Sistema de prueba simplificado

Este sistema cuenta con tan solo 4 elementos que son un generador, un transformador (sin aterrizar en el lado de baja), una línea (mediana) y una carga, a continuación se presenta en la las siguientes tablas, los datos de cada elemento.

Tabla 31 II-11 Datos del generador

Generador	Potencia (MVA's)	Voltaje (kV)	Bus	Impedancia
A	220	60	3	0.06124 + 0.066j

A continuación se presentan los datos del transformador en la Tabla , donde cabe mencionar que para este caso de estudio, el transformador es clave fundamental en el análisis ya que es este quien hace que el sistema quede aislado, lo cual es el punto de partida en este estudio.

Tabla II-12 Datos del transformador

Transformador	
Potencia (MVA's)	230
Relación de Voltaje (kV)	60/10
Conexión	Y Aterrizada- D No aterrizada
Impedancia	0.12095 + 0.017523j

Los siguientes datos presentados son los datos de la línea donde recae todo el análisis en diferentes puntos de la misma, con lo que como se vio en esta tesis, entre mayor sea la distancia de falla, mayor corriente se espera, lo cual se puede ver en el análisis de este caso de estudio en capítulos anteriores.

Tabla II-13 Datos de la línea

Línea	Voltaje (kV)	Impedancia (PU's)	Corriente nominal (A)
3-4	10	0.2067 + 0.91537j	453.2

Por último y no menos importante se encuentran los datos de la carga conectada al sistema, los cuales se muestran en la Tabla II-14 Datos de la carga.

Tabla II-14 Datos de la carga

Carga	Conectado al BUS	Potencia (MVA's)	Corriente (A)	Factor de potencia
1	C	7.85	453.21	0.8

III APÉNDICE

PASOS PARA LLEVAR ACABO LA CORRECTA COORDINACION

La coordinación de los equipos de protección de sobrecorriente basada en relevadores es utilizada como protección de respaldo para las líneas y algunos otros elementos del sistema eléctrico de potencia.

Antes de los ajustes se presenta a continuación una lista de TC's comerciales, que son utilizados en los cálculos de cada caso, cabe mencionar que estos datos son estandarizados, por lo que cumplen la norma ANSI/IEEE:

Tabla III-1 Valores estandarizados de relación de transformación para TC

Relación de TC's Comerciales	
Primario	Secundario
10	5
15	5
25	5
40	5
50	5
75	5
100	5
200	5
300	5
400	5
600	5
800	5
1200	5

Ajustes de los relevadores de sobrecorriente:

Los relevadores de sobrecorriente están normalmente constituidos con un elemento instantáneo y un elemento con retardo en una misma unidad, cuando los relevadores electromecánicos eran populares, la protección de sobrecorriente estaba compuesta de unidades monofásicas separadas.

La protección moderna basada en microprocesadores tiene una unidad de sobrecorriente trifásico y una unidad de falla a tierra en el mismo equipo. El ajuste de los relevadores de sobrecorriente involucra la selección de los parámetros que definen las características requeridas de tiempo/corriente para ambas unidades de operación instantánea y con retardo. Este proceso debe de realizarse dos veces, una vez para los relevadores de fase y repetirse para los relevadores de fase a tierra, aunque los dos procedimientos son similares, la corriente de corto circuito trifásicos debe de ser usada para el ajuste de los relevadores de fase, mientras que la corriente de fase a tierra debe usarse para los relevadores de falla a tierra.

Cuando se calculan las corrientes de falla, se asume que el sistema de potencia está en su estado normal de operación. Sin embargo, en la barra que tiene dos o más transformadores conectados en paralelo y protegido con relevadores que no tienen la facilidad de grupos múltiples de ajustes, entonces el relevador debe ser ajustado a las condiciones prevalecientes del sistema, lo cual es posible, por ejemplo con los relevadores numéricos: Se logra una mejor discriminación, si los cálculos son realizados en base a cada uno de los transformadores, dejando fuera de servicio uno a la vez.

El mismo procedimiento puede ser aplicado a arreglos de circuitos múltiples.
Ajuste de las unidades instantáneas Las unidades instantáneas son más eficientes cuando las impedancias de los elementos del sistema de potencia que van a ser protegidos son grandes en comparación con la impedancia de la fuente, como se indicó anteriormente. Se ofrecen dos ventajas fundamentales:

- Reducen el tiempo de operación de los relevadores para fallas críticas en el sistema.
- Evitan la pérdida de la selectividad en un sistema de protección que consta de relevadores con diferentes características, mediante el ajuste de las unidades instantáneas, de tal manera que estas unidades operen antes que las características de los relevadores se crucen.

Los criterios para ajustar las unidades instantáneas varían dependiendo de la ubicación, y del tipo de elemento del sistema que va ser protegido. Tres grupos de elementos pueden ser definidos: líneas entre las subestaciones, líneas de distribución y transformadores.

(i) Líneas entre las subestaciones

El ajuste de las unidades instantáneas se logra tomando al menos el 125 % de la corriente rms simétrica, para el nivel de falla máxima en la subestación remota.

El procedimiento debe iniciarse en la subestación más alejada, luego debe continuarse moviéndose hacia la fuente. Cuando las características de dos relevadores se cruzan para un nivel particular de falla del sistema, se dificulta la coordinación y es necesario ajustar la unidad instantánea del relevador que se encuentra más lejos de la fuente, a un valor tal que el relevador opere para un nivel inferior de corriente al cruce, evitando así la pérdida de la selectividad. Un 25 % de margen evita el traslape de las unidades instantáneas aguas abajo, si está presente una considerable componente DC.

En los sistemas de HV operando en 230 kV y superiores, debe de usarse un valor más alto, debido a que la relación X/R se hace más grande, así como también la componente DC.

(ii) Líneas de distribución

El ajuste del elemento instantáneo de los relevadores en las líneas de distribución que alimentan a transformadores monofásicos MV/LV, dado que estas líneas están al final del sistema MV. Por lo tanto, no se requiere satisfacer las condiciones de coordinación que se

tiene para líneas entre las subestaciones, así que puede utilizarse cualquiera de los dos valores siguientes:

1. 50 % de la corriente máxima de corto circuito en el punto de conexión del TC que alimenta al relevador.
2. Entre 6 y 10 veces la capacidad máxima del circuito.

(iii) Unidades transformadoras

Las unidades instantáneas de los relevadores de sobrecorriente instaladas en el lado primario de los transformadores, deben tener un valor de entre 125 y 150 % de la corriente de corto circuito existente en la barra del lado de bajo voltaje, referido al lado de alto voltaje.

Este valor es más alto que los mencionados previamente y es para evitar la pérdida de coordinación, debido a las altas corrientes del inrush magnético, presente cuando se energiza el transformador. Si las unidades instantáneas de protección de sobrecorriente en el devanado secundario del transformador y los relevadores en los alimentadores están sujetas al mismo nivel de corto circuito, entonces las unidades instantáneas de transformador requieren ser deshabilitadas para evitar la pérdida de selectividad, a menos que existan canales de comunicación entre estas unidades que permitan deshabilitar la protección de sobrecorriente instantánea del transformador para fallas detectadas por la protección de sobrecorriente instantánea en los alimentadores.

Definiciones:

Corriente de arranque: Es la mínima corriente con la cual se hace operar al relevador, el cálculo de dicha corriente se realiza mediante el producto de un factor de sobrecarga y la corriente nominal, los factores de sobrecarga para fallas a tierra entran en un rango de 20% a 80%, mientras que para un caso trifásico el intervalo oscila entre 50% a 200%.

TAP: Es la razón de la corriente de falla y la corriente de ajuste, esta última también es conocida como la corriente de activación o de Arranque.

Corriente instantánea: Es la corriente con la cual el relevador va a operar de manera instantánea, para el cálculo de dicha corriente se usa alguno de los siguientes incisos.

- a) Corriente instantánea es igual a 10 veces la corriente nominal
- b) Corriente instantánea igual a 50% de la magnitud de corriente de falla de corto circuito.

Tabla III-2 Datos del relevador utilizado

Datos del Relevador ALST-MI de AREVA	
Rango de corriente:	2.0 a 60 veces en pasos de 0.2
Rango del dial:	0.5-15 en pasos de 0.5

III.2 Curvas del relevador de sobrecorriente

Curva moderadamente inversa IEEE

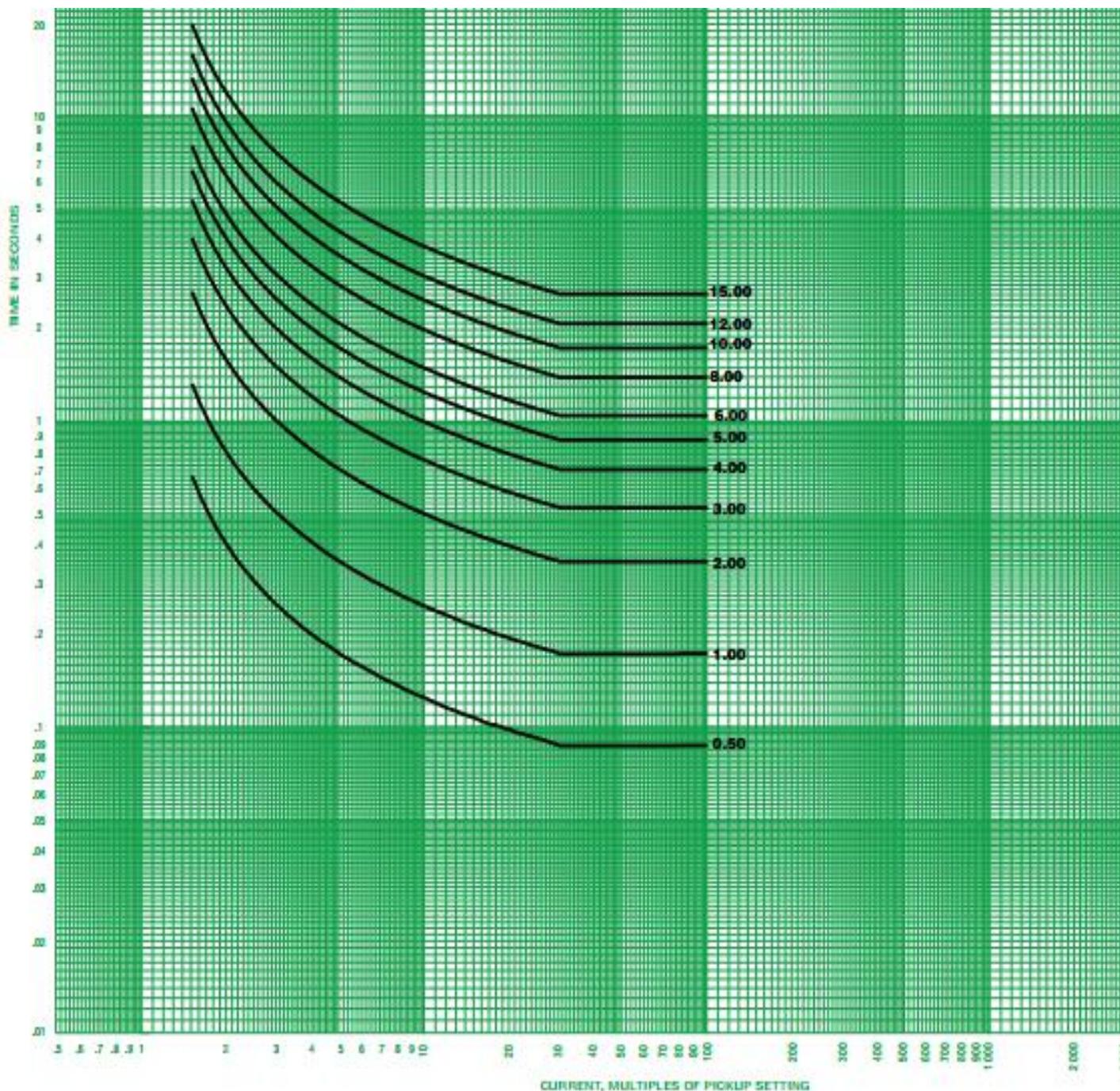


Figura III-1 Curva MI IEEE

Curva inversa IEEE

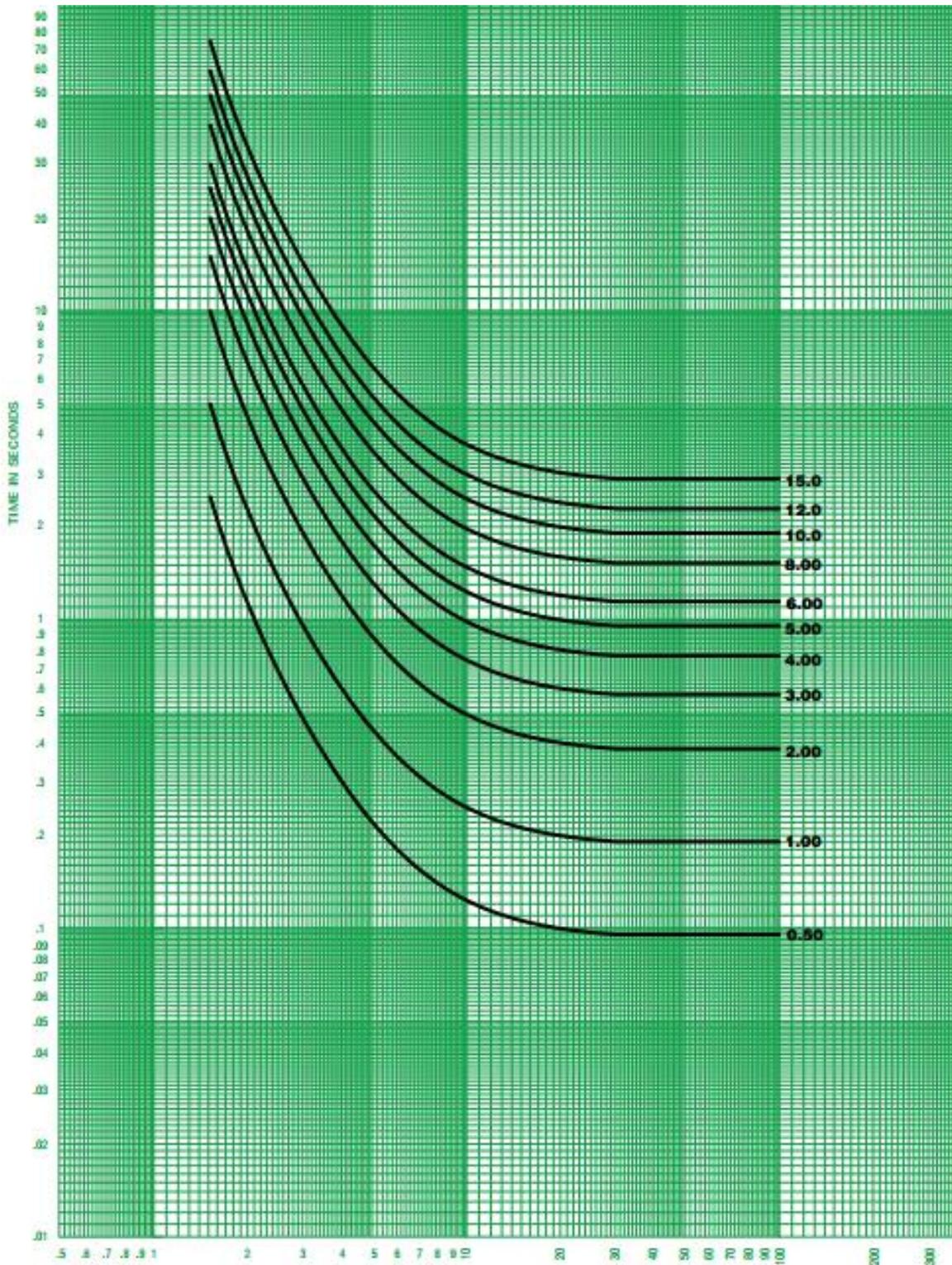


Figura III-2 Curva I IEEE

Curva Extremadamente Inversa IEEE

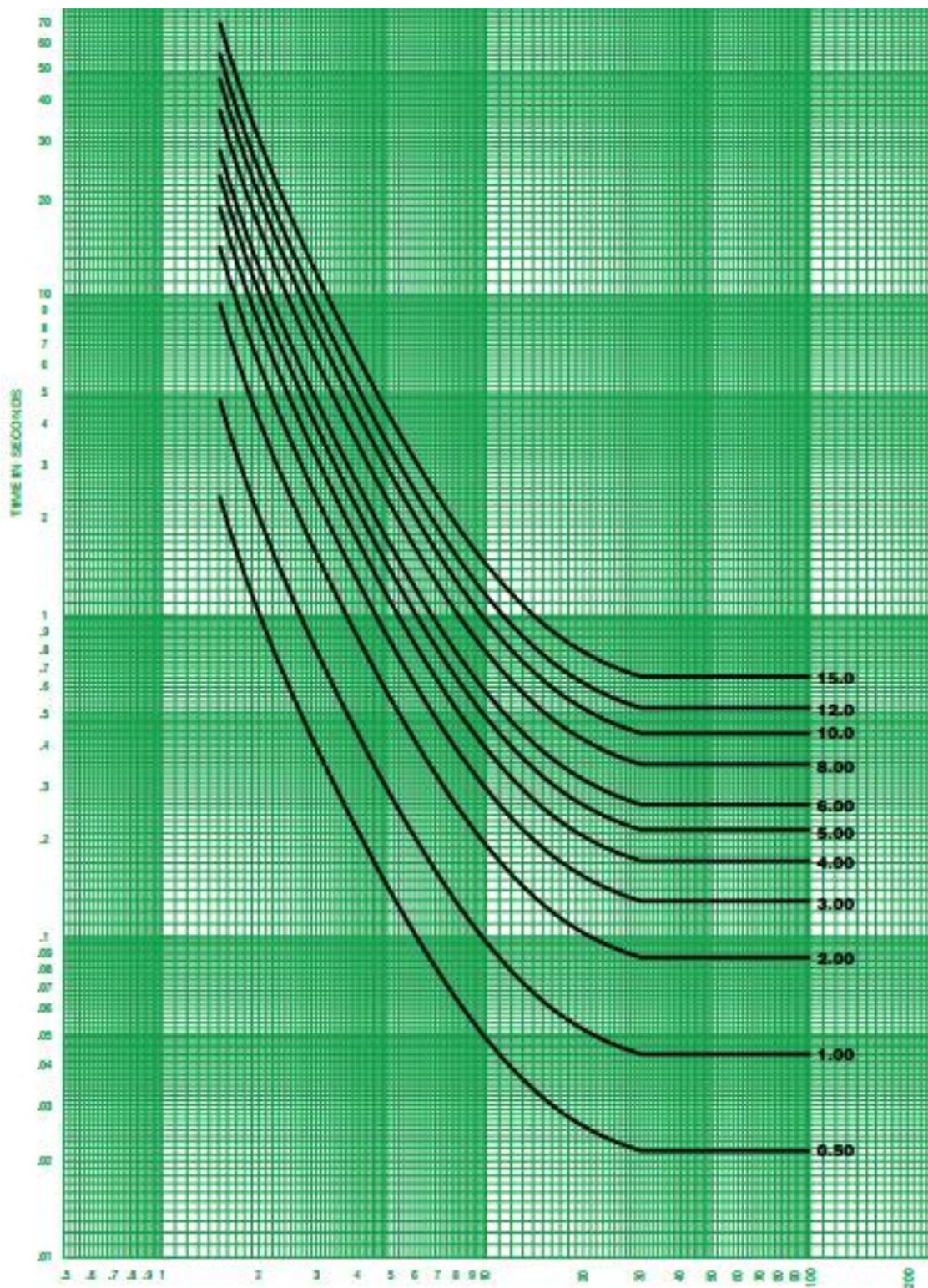


Figura III-3 Curva EI IEEE