



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL



**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y
ELÉCTRICA
SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E
INVESTIGACIÓN**

**“AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE
DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE PARA LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN QUE COMPARTEN EL MISMO DERECHO DE
VÍA.”**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA:
NÁJERA GUEVARA ADRIEL**

México DF.

ENERO-2012



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 02 del mes de Diciembre del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. ZACATENCO para examinar la tesis titulada:

“AJUSTE Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DE DISTANCIA Y SOBRECORRIENTE PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN QUE COMPARTEN EL MISMO DERECHO DE VÍA”

Presentada por el alumno:

NÁJERA GUEVARA ADRIEL
Apellido paterno Apellido materno Nombre(s)
Con registro:

B	0	9	1	7	2	0
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de:

MAESTRÍA 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 de tesis

DR. DAVID SEBASTIÁN BALTAZAR
Primer vocal

DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS
Presidente

DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA PALOMINO
Secretario

DR. GERMAN ROSAS ORTIZ
Segundo vocal

DR. JOSÉ HORACIO TOVAR HERNÁNDEZ
Tercer vocal

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

DR. JAIME ROBLES GARCÍA



SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



**INSTITUTO POLITECNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, Distrito Federal, el día 02 del mes de Diciembre del año 2011, el que suscribe Ing. Adriel Nájera Guevara alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica con número de registro B091720, adscrito a la Sección de Estudios de posgrado e Investigación de la ESIME unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente Trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. David Sebastián Baltazar y cede los derechos del trabajo titulado: "Ajuste y Coordinación de Protecciones de Distancia y Sobrecorriente para Líneas de Transmisión que comparten el mismo derecho de Vía", 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 el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección: adrielng@hotmail.com , dsebasti@hotmail.com

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

Adriel Nájera Guevara

Nombre y Firma



RESUMEN

Las líneas de transmisión cubren un área geográfica considerable en las redes eléctricas razón, por la que están expuestas a una gran variedad de riesgos que pueden provocar fallas. Por lo anterior no es sorprendente que las estadísticas indiquen que las líneas de transmisión presenten el mayor índice de fallas en un sistema eléctrico, que cualquier otro de sus componentes.

Los sistemas de transmisión están formados por diferentes tipos de configuraciones, una de ellas es la presencia de líneas en paralelo o la presencia de circuitos distintos bajo el mismo derecho de vía. Además debido al crecimiento de la demanda de energía eléctrica, los sistemas de potencia son cada vez más robustos y complejos; un ejemplo de esto es como ya se mencionó la interconexión de diversas líneas de transmisión. La operación de estas redes requiere de una constante reconfiguración de los sistemas eléctricos de potencia y como consecuencia la necesidad de realizar reajustes en los dispositivos de protección para evitar operaciones incorrectas de estos dispositivos, ante la presencia de condiciones de falla.

En las líneas de transmisión de doble circuito o bien que se encuentran bajo el mismo derecho de vía y estén acopladas magnéticamente, es común que los relevadores de distancia presenten problemas de sobrealcance o subalcance en una condición de fallas de fase a tierra, ocasionando una mala operación en la protección. Por otra parte, los relevadores direccionales de sobrecorriente también debido al acoplamiento mutuo de las líneas operan de forma incorrecta ocasionando disparos no deseados. Debido a los problemas en la operación de los relevadores de distancia y direccionales de sobrecorriente se hace necesario realizar una metodología que permita la operación correcta de las protecciones instaladas en las líneas de transmisión que se encuentren acopladas magnéticamente y además sin el servicio de los canales de comunicación para la teleprotección.

En esta tesis se desarrolló un estudio de la operación de las protecciones en las líneas de transmisión con acoplamiento mutuo, en sus distintas configuraciones topológicas como son: con buses comunes en ambos extremos de la línea, con un solo bus en común y sin ningún bus en común. Se propone una metodología para calcular la impedancia de ajuste de los relevadores de distancia, también se propone una metodología para calcular el ajuste de la corriente de arranque de los relevadores direccionales de sobrecorriente que protegen falla de fase a tierra. La metodología propuesta en este trabajo busca la operación de estos relevadores de forma satisfactoria en sistemas de transmisión que presenten líneas en paralelo o bajo el mismo derecho de vía y en las cuales esté presente el efecto del acoplamiento mutuo y que no cuentan con canal de comunicación. El estudio se realizó utilizando el programa de simulación digital ASPEN One liner V10.12 para simular las fallas y aplicar la metodología propuesta en las redes tomadas como casos de estudio. Los resultados de estos estudios muestran el desempeño satisfactorio de los relevadores de protección en líneas de transmisión con acoplamiento mutuo.



ABSTRACT

Transmission lines are spread over very big geographical areas and due to this; they are more exposed to risks that could lead to failures. Therefore it is not a surprise that transmission lines have the highest failure rate among all elements of electric power systems.

Transmission systems can have different configurations. One common configuration is parallel lines sharing same right of way with same or different circuits and this is motivated due to the increment on power demand. Power systems become more complex and robust by applying this line configuration. In such a complex power system, daily operation causes constant reconfiguration of the system and thus there is a need to continually update the protection relays settings to avoid incorrect operations in case of fault incidence.

In double circuit transmission lines sharing the same right of way and considering magnetic coupling it is very common distance relays face overreach or underreach problems in case of single line to ground faults leading thus to incorrect operations. A similar situation takes place on directional overcurrent relays since magnetic coupling causes undesired tripping. Due to this scenario in which distance and overcurrent relays might not operate correctly in non-pilot transmission lines that are magnetically coupled, there is a need to provide a methodology to overcome these problems.

In this thesis a study of protection schemes operating in transmission lines with mutual coupling and considering different topologies is carried out. The topologies considered include: transmission line with common buses at both ends, transmission line with common bus in only one end and transmission line with no common buses. A methodology to adjust the settings of distance relays and overcurrent relays for the case of faults involving ground is proposed. This methodology is useful for cases where relays are set to protect parallel lines sharing the same right of way with mutual coupling effect and without communication channel. This analysis was done on a digital simulation program ASPEN OneLiner V10.12 to perform fault simulation scenarios and to test the proposed methodology on the power systems used as examples. The results obtained from those studies show a reasonable performance of protection relays operating in transmission lines with mutual coupling.



AGRADECIMIENTOS

A Jehová Dios.

Por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida. Por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a valorarte cada día más, además de su infinita bondad y amor (Salmos 83:18, Éxodo 34:6)

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 mis Hermanas

Por qué siempre he contado con ellas para todo, gracias a la confianza que siempre nos hemos tenido; por el 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.

A mis maestros de la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación les expreso su 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 que me dieron la oportunidad de formar parte de ellos.

¡Gracias!



INDICE GENERAL

RESUMEN	iv
ABSTRACT	v
AGRADECIMIENTOS	vi
INDICE GENERAL	vii
INDICE DE FIGURAS	x
INDICE DE TABLAS	xv
SIMBOLOGIA	xvi

CAPITULO 1 INTRODUCCIÓN

1.1 MOTIVACIÓN	1
1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	2
1.3 OBJETIVO DE LA TESIS	2
1.4 JUSTIFICACIÓN	3
1.5 ALCANCE DEL PROYECTO	3
1.6 APORTACIONES	3
1.7 CONCEPTOS GENERALES	4
1.8 ESTADO DEL ARTE	8
1.9 ESTRUCTURA DE LA TESIS	11

CAPITULO 2 EFECTO DEL ACOPLAMIENTO MUTUO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y EN LOS DE DISTANCIA

2.1 INTRODUCCIÓN	12
2.2 TIPOS DE LÍNEAS CON ACOPLAMIENTO MUTUO	12
2.2.1 Redes Tipo 1	12
2.2.2 Redes Tipo 2	13
2.2.3 Redes Tipo 3	14
2.3 ACOPLAMIENTO MUTUO Y RELEVADORES DE TIERRA	14
2.4 ESTIMACIÓN DEL VOLTAJE DE ACOPLAMIENTO MUTUO	18
2.5 EFECTO DEL ACOPLAMIENTO MUTUO EN LA OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE TIERRA	20
2.5.1 Selección del fasor de referencia	21
2.5.2 Sistema de Transmisión sin acoplamiento mutuo	22
2.5.3 Sistema de Transmisión con acoplamiento mutuo	24
2.5.4 Otros ejemplos de acoplamiento mutuo	26
2.6 RELEVADORES DE DISTANCIA EN LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS CON ACOPLAMIENTO MUTUO	29
2.6.1 Sistema de Transmisión protegido con Relevadores de Distancia sin Acoplamiento mutuo	30
2.6.2 Sistema de Transmisión protegido con Relevadores de Distancia con Acoplamiento mutuo	32
2.7 OTRAS REDES CON ACOPLAMIENTO MUTUO	34



CAPÍTULO 3 RELEVADORES DE DISTANCIA Y RELEVADORES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE

3.1 INTRODUCCIÓN	38
3.2 RELEVADOR DE DISTANCIA	38
3.2.1 Zonas de protección de los relevadores de distancia	39
3.2.2 Criterios de ajuste para los relevadores de distancia	39
3.3 IMPEDANCIA VISTA POR LOS RELEVADORES DE DISTANCIA ANTE DIFERENTES TIPOS DE FALLAS.	41
3.4. IMPEDANCIA VISTA POR EL RELEVADOR R_{ag} EN LINEAS CON ACOPLAMIENTO MUTUO	42
3.5 EFECTO DE LAS FUENTES DE ALIMENTACION EN PUNTOS INTERMEDIOS (INFEED) Y FUGAS DE CORRIENTE (OUTFEED) SOBRE EL RELEVADOR DE DISTANCIA	44
3.6 METODOLOGIA PROPUESTA PARA EL AJUSTE DEL RELEVADOR DE DISTANCIA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON ACOPLAMIENTO MUTUO	47
3.6.1.1 AJUSTE PARA REDES TIPO 1	47
3.6.1.2 AJUSTE ZONA 1	47
3.6.1.3 AJUSTE ZONA 2	51
3.6.1.4 AJUSTE ZONA 3	52
3.6.2 AJUSTE PARA REDES TIPO 2	53
3.6.3 AJUSTE PARA REDES TIPO 3	55
3.7 RELEVADORES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE	57
3.7.1 Principio de operación	57
3.8 POLARIZACIÓN DE LOS RELEVADORES DIRECCIONALES	58
3.8.1 Polarización con voltaje de secuencia cero	58
3.8.2 Elemento direccional a tierra polarizado con corriente de secuencia cero	58
3.8.3 Elemento direccional doble polarizado	59
3.8.4 Polarización con secuencia negativa	59
3.8.5 Relevadores direccionales de falla a tierra	59
3.8.6 Coordinación de las unidades instantáneas	60
3.9 AJUSTE DE LAS UNIDADES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE CON RETARDO	60
3.10 PROTECCIÓN DIRECCIONAL DE SOBRE CORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA 67N	62
3.10.1 Efecto del acoplamiento mutuo en la polarización de los relevadores direccionales de sobrecorriente	63
3.10.2 Metodología propuesta para el ajuste del relevador direccional de sobrecorriente	69

CAPITULO 4 SIMULACION Y PRUEBAS

4.1 INTRODUCCION	71
4.2 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE ESTUDIO Y PRUEBAS	71
4.3 AJUSTE DEL RELEVADOR DE DISTANCIA PARA LAS DIFERENTES TIPOS DE REDES CON ACOPLAMIENTO	72
4.3.1 AJUSTE PARA REDES TIPO 1	72
4.3.1.2 Calculo de los ajustes propuestos	74
4.3.1.3 Comparación entre los ajustes	76
4.3.1.4 Red Tipo 1 con una línea fuera de servicio	79
4.3.1.5 Red Tipo 1 con una línea fuera de servicio y aterrizada a tierra en uno de los extremos	81
4.3.1.6 Red Tipo 1 con una línea fuera de servicio y aterrizada a tierra en ambos extremos	84
4.3.2 AJUSTE DEL RELEVADOR DE DISTANCIA PARA REDES TIPO 2	93
4.3.2.1 Red Tipo 2 a diferente nivel de tensión	93



4.3.2.2 Red Tipo 2 al mismo nivel de tensión	102
4.3.3 Ajuste del Relevador de distancia para Redes Tipo 3	108
4.4 AJUSTE DEL RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRE CORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE REDES CON ACOPLAMIENTO MUTUO	110
4.4.1 Ajuste para Redes Tipo 1	110
4.4.2 Ajuste para Redes Tipo 2	116
4.4.2 Relevadores Direccionales en Redes Tipo 3	119
CAPÍTULO 5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
5.1 CONCLUSIONES	122
5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	123
REFERENCIAS	124
APENDICE A	
A.1 LÍNEAS AÉREAS	129
A.1.1 líneas aéreas de un Solo-circuito	129
A.1.2 Líneas de Doble-circuito	130
A.2 CÁLCULO DE LOS PARAMETROS DE LINEAS BAJO EL MISMO DRECHO DE VIA	137
APENDICE B	
B.1 INTRODUCCIÓN	142
B.1.1 Falla de Fase a Fase	142
B.1.2 Impedancia de falla vista por el relevador R_{bc} , ante una falla bifásica entre bc	143
B.1.3 Impedancia de falla vista por el relevador R_{ab} , ante una falla bifásica b-c	144
B.1.4 Impedancia de falla vista por el relevador R_{ca} , ante una falla bifásica b-c	144
B.2 Falla de doble línea a tierra	145
B.3 Falla de línea a tierra	146
B.3.1 Impedancia vista por el relevador R_{ag} ante una falla de fase a tierra a-g	147
B.3.2 Impedancia vista por el relevador R_{bg} ante una falla de fase a tierra b-g	148
B.3.3 Impedancia vista por el relevador R_{cg} ante una falla de fase a tierra a-g	148
B.4 Falla trifásica	149
APENDICE C	
C.1 ASPEN OneLiner	152
APENDICE D	
D.1 CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS	158



INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Integración del derecho de vía	5
Figura 1.2 Líneas de transmisión bajo el mismo derecho de vía.	7
Figura 2.1 Circuito paralelo para Red tipo 1 con fuentes comunes de secuencia positiva y cero	13
Figura 2.2 Circuito paralelo tipo 2 con fuente de secuencia positiva común pero con fuente de secuencia cero aislada	13
Figura 2.3 Líneas acopladas con un bus en común	13
Figura 2.4 Circuito paralelo tipo 3 con impedancias de secuencia positiva y cero aisladas.	14
Figura 2.5 Ejemplo general de líneas en paralelo con acoplamiento mutuo	14
Figura 2.6 Líneas paralelas con un bus en común	16
Figura 2.7 Líneas en paralelo con dos buses en común	16
Figura 2.8 Flujo de la Corriente de Falla en líneas con acoplamiento mutuo	18
Figura 2.9 Acoplamiento mutuo de una línea monofásica en paralelo	18
Figura 2.10 Dos líneas trifásicas con acoplamiento mutuo	20
Figura 2.11 Voltaje de secuencia cero para una falla en una línea radial	22
Figura 2.12 Perfil del voltaje de secuencia cero sin acoplamiento mutuo	23
Figura 2.13 Perfil del voltaje de secuencia cero con acoplamiento mutuo	25
Figura 2.14 Líneas con acoplamiento de secuencia cero	27
Figura 2.15 Líneas de transmisión con acoplamiento mutuo	28
Figura 2.16 Red Tipo 1 Sin acoplamiento mutuo	30
Figura 2.17 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A sin acoplamiento mutuo.	31
Figura 2.18 Red Tipo 1 Con acoplamiento mutuo	32
Figura 2.19 Flujo de corriente de secuencia cero para la línea sana y la línea fallada, considerando el acoplamiento mutuo	33
Figura 2.20 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A con acoplamiento mutuo.	34
Figura 2.21 Redes tipo 2 con acoplamiento mutuo	34
Figura 2.22 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A con acoplamiento mutuo.	35
Figura 2.23 Dirección de las corrientes en la línea fallada y en la línea sana para una falla al 90% de la línea A vista desde el relevador 2.	36
Figura 2.24 Dirección de las corrientes en la línea fallada y en la línea sana para una falla al 30% de la línea A vista desde el relevador 2.	37
Figura 2.25 Circuito paralelo tipo 3 Sin ningún bus en común	37
Figura 3.1 Ajustes reales de un Relevador de Distancia	40
Figura 3.2 Diagrama unifilar de un sistema trifásico	41
Figura 3.3 Líneas en paralelo con acoplamiento mutuo	42
Figura 3.4 Múltiples líneas en paralelo con acoplamiento mutuo	43
Figura 3.5 Impedancia que mide un relevador en presencia del efecto infeed.	45
Figura 3.6 Impedancia que mide un relevador en presencia del efecto outfeed.	45
Figura 3.7 Falla en Líneas en Paralelo	48
Figura 3.8 Falla en Líneas en Paralelo con una línea abierta	49
Figura 3.9 Falla máxima en líneas en paralelo con acoplamiento mutuo	51
Figura 3.10 Falla al 100% de la línea	52
Figura 3.11 Falla en una red tipo 2	53
Figura 3.12 Falla en una red tipo 2 con una línea abierta	53



Figura 3.13 Falla en una línea con acoplamiento mutuo y un bus en común	54
Figura 3.14 Falla en una línea con acoplamiento mutuo con un extremo abierto y un bus en común	54
Figura 3.15 Red tipo 3 con impedancias de secuencia positiva y cero aisladas.	55
Figura 3.16 Falla en una Red tipo 3 Líneas acopladas sin buses en común	55
Figura 3.17 Aplicación de los relevadores direccionales de sobrecorriente	57
Figura 3.18 Fasores de Voltaje y Corriente para determinar la dirección de la falla	62
Figura 3.19 Líneas acopladas con dos buses en común	63
Figura 3.20 Corrientes de secuencia cero para una falla al 90% vista desde el relevador R3	63
Figura 3.21 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3	64
Figura 3.22 Corrientes de secuencia cero para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto	64
Figura 3.23 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto.	64
Figura 3.24 Corrientes de secuencia cero para una falla al 90% vista desde el relevador R3	65
Figura 3.25 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3	65
Figura 3.26 Corrientes de secuencia cero para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto	66
Figura 3.27 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto.	66
Figura 3.28 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto pero polarizados con secuencia negativa.	66
Figura 3.29 Líneas acopladas con un solo bus en común	67
Figura 3.30 Falla a tierra en líneas mutuamente acopladas con relevadores direccionales de sobrecorriente polarizados con secuencia cero	67
Figura 3.31 Falla a tierra en líneas mutuamente acopladas con relevadores direccionales de sobrecorriente polarizados con secuencia negativa.	68
Figura 3.32 Falla línea a tierra al 98% del relevador 1 sin considerar el acoplamiento mutuo	68
Figura 3.33 Falla línea a tierra al 98% del relevador 1 considerando el acoplamiento mutuo.	69
Figura 4.1 Sistema utilizado en las simulaciones	72
Figura 4.2 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A sin acoplamiento mutuo.	73
Figura 4.3 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A con acoplamiento mutuo.	73
Figura 4.4 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A	74
Figura 4.5 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A con $R_f=10\Omega$ con un extremo abierto	74
Figura 4.6 Falla al 100% de la línea	75
Figura 4.7 Falla al 50% de la línea protegida por el relevador 5	75
Figura 4.8 Corrientes de secuencia cero para una falla monofásica sólida al 100% de la línea A	76
Figura 4.9 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 100% de la línea A (Ajustes normales).	76
Figura 4.10 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 100% de la línea A (Ajustes propuestos).	77
Figura 4.11 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica al 70% de la línea A y con $R_f=10\Omega$ (Ajustes normales).	78
Figura 4.12 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica al 70% de la línea A y con $R_f=10\Omega$ (Ajustes propuestos).	78



Figura 4.13 Línea paralela fuera de servicio	79
Figura 4.14 Corrientes de secuencia cero al 100% con una línea fuera de servicio	80
Figura 4.15 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B fuera de servicio	80
Figura 4.16 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A con la línea B fuera de servicio.	81
Figura 4.17 Línea paralela fuera de servicio y aterrizada a tierra en un extremo	81
Figura 4.18 Corrientes de secuencia cero al 100% con una línea fuera de servicio y aterrizada en un extremo	82
Figura 4.19 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en un extremo a tierra.	82
Figura 4.20 Corrientes de secuencia cero al 80% con una línea fuera de servicio y aterrizada en un extremo	83
Figura 4.21 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en un extremo a tierra.	83
Figura 4.22 Línea paralela fuera de servicio y aterrizada a tierra en ambos extremos	84
Figura 4.23 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos a tierra	85
Figura 4.24 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos a tierra.	85
Figura 4.25 Fallas a lo largo de la línea protegida por el relevador 5	86
Figura 4.26 Impedancia vista por los relevador es 1y 5 para una falla al 100% de la línea protegida por el relevador 5	86
Figura 4.27 Impedancia vista por los relevador 1 y 5 para una falla al 86% de la línea protegida por el relevador 5	87
Figura 4.28 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 90% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos a tierra	89
Figura 4.29 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 79% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos a tierra.	89
Figura 4.30 Impedancia vista por los relevador es 1y 5 para una falla al 100% de la línea protegida por el relevador 5	90
Figura 4.31 Impedancia vista por los relevadores 1 y 5 para una falla al 40% de la línea protegida por el relevador 5	90
Figura 4.32 Impedancia vista por los relevadores 1 y 5 para una falla al 30% de la línea protegida por el relevador 5	91
Figura 4.33 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B en servicio.	92
Figura 4.34 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 67% de la línea A con la línea B en servicio.	93
Figura 4.35 Sistema de prueba para una Red tipo 2	94
Figura 4.36 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A.	95
Figura 4.37 Corrientes de secuencia cero para una falla al 100% de la línea C	95
Figura 4.38 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 100% de la línea C.	96
Figura 4.39 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 81% de la línea C.	97
Figura 4.40 Corrientes de secuencia cero para una Falla al 80% de la línea A	97
Figura 4.41 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A con el extremo remoto abierto y un R_f de 10Ω	98
Figura 4.42 Corrientes de secuencia cero para una falla al 100% de la línea A	99
Figura 4.43 Corrientes de secuencia para una falla al 50% de la línea C	99
Figura 4.44 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 78% de la línea A.	100



Figura 4.45 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 81% de la línea C.	101
Figura 4.46 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 28% de la línea C.	101
Figura 4.47 Red tipo 2 al mismo nivel de tensión	102
Figura 4.48 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A.	103
Figura 4.49 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 74% de la línea A.	103
Figura 4.50 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A.	104
Figura 4.51 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A con el extremo remoto vierto y una R_f de 10Ω .	104
Figura 4.52 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A.	105
Figura 4.53 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 10% de la línea C con los ajustes normales del relevador 1.	106
Figura 4.54 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 30% de la línea C con los ajustes propuestos para el relevador 1.	106
Figura 4.55 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A con el bus remoto abierto y considerando una resistencia de falla de 10Ω	107
Figura 4.56 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A con el bus remoto abierto y considerando una resistencia de falla de 10Ω	107
Figura 4.57 Red tipo 3	108
Figura 4.58 Corrientes de secuencia cero para una falla al 100% de la línea A	108
Figura 4.59 Impedancia vista por el relevador para una falla al 100% de la línea A	109
Figura 4.60 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 81% de la línea C	109
Figura 4.61 Red utilizada para las simulaciones	110
Figura 4.62 Falla al 2% del extremo remoto del relevador 1 sin considerar el acoplamiento mutuo	111
Figura 4.63 Falla al 2% del extremo remoto del relevador 1 considerando el acoplamiento mutuo	111
Figura 4.64 Tiempo de operación de la protección para una falla al 2% del extremo remoto del relevador 1 sin considerar el acoplamiento mutuo	112
Figura 4.65 Tiempo de operación de la protección para una falla al 2% del extremo remoto del relevador 1 considerando el acoplamiento mutuo	112
Figura 4.66 Tiempos de operación y curva de protección de los relevadores 1 y 3 para una falla al 100% considerando el acoplamiento mutuo y con el ajuste propuesto.	114
Figura 4.67 Tiempos de operación y curva de protección de los relevadores 1 y 4 para una falla al 10% de la línea A considerando el acoplamiento mutuo y con el extremo remoto abierto.	115
Figura 4.68 Red Tipo 2	116
Figura 4.69 Red utilizada en las simulaciones con G1 solamente	116
Figura 4.70 Red utilizada en las simulaciones con G2 solamente	117
Figura 4.71 Tiempos de operación de los relevadores para una falla en el extremo remoto del relevador 1 y curva de protección de los relevadores 1,4 y 8	118
Figura 4.72 Red Tipo3 con acoplamiento mutuo protegida con relevadores direccionales de sobrecorriente	119
Figura 4.73 Corrientes de secuencia cero para una falla en el extremo remoto del relevador 3 sin considerar el acoplamiento mutuo	119
Figura 4.74 Corrientes de secuencia cero para una falla en el extremo remoto del relevador 3 considerando el acoplamiento mutuo	120
Figura 4.75 Tiempo de operación para un falla en el extremo remoto del relevador 3 sin considerar el acoplamiento mutuo	120
Figura 4.76 Tiempo de operación para un falla en el extremo remoto del relevador 3	120



Figura A.1 Red de transmisión con una línea aérea de un solo-circuito	130
Figura A.2 Diagrama esquemático de la red de potencia con una línea aérea de doble-circuito	132
Figura. A.3 Diagrama con línea aérea de doble-circuito	133
Figura A.4 Casos de líneas de doble circuito con acoplamiento mutuo	134
Figura. A.5 Casos de líneas paralelas con acoplamiento mutuo	135
Figura.A.6 Ejemplos de redes de potencia que contienen líneas parcialmente acopladas	136
Figura A.7 Líneas de transmisión en el mismo derecho de vía	137
Figura B.1 Diagrama unifilar de un sistema trifásico	142
Figura B.2 Conexión de las redes de secuencia para falla entre fases b y c	142
Figura B.3 Conexión de las redes de secuencia para la falla de doble línea a tierra.	145
Figura B.4. Conexión de las redes de secuencia para una falla de fase a tierra	146
Figura B.5 Red de secuencia positiva para una falla trifásica	149
Figura C.1 Creación de una línea	152
Figura C.2 Datos para la línea de Transmisión	153
Figura C.3 Creación del acoplamiento mutuo en las líneas	153
Figura C.4 Datos de la impedancia mutua de secuencia cero	154
Figura C.5 Creación del Relevador de distancia	154
Figura C.6 Ajuste del relevador de Distancia 1	155
Figura C.7 Ajustes Del relevador direccional de sobrecorriente utilizando el método propuesto.	156
Figura C.8 Simulación de fallas en una línea	157
Figura D.1 Sistema de prueba 1	158
Figura D.2 Sistema de prueba 2	159
Figura D.3 Sistema de prueba 3	160
Figura D.4 Sistema de prueba 4	161
Figura D.5 Sistema de prueba 5	161



INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Separación horizontal mínima de seguridad para diferentes niveles de tensión	6
Tabla 1.2 Derecho de vía para algunos niveles de tensión	7
Tabla 2.1 Impedancia vista por el Relevador 1 para fallas monofásicas solidas a tierra	30
Tabla 2.2 Impedancia vista por el Relevador 1 para fallas monofásicas solidas a tierra considerando el acoplamiento mutuo	33
Tabla 2.3 Impedancia vista por el relevador 1 para una red tipo 2 con y sin acoplamiento mutuo	35
Tabla 2.4 Impedancia vista por el relevador 2 para una red tipo 2 con y sin acoplamiento mutuo	36
Tabla 3.1 Impedancias vistas por los Relevadores para una Falla Trifásica	41
Tabla 3.2 Impedancias vistas por los Relevadores para una Falla Bifásica entre las fases	41
Tabla 3.3 Impedancias vistas por los Relevadores para una Falla de Línea a Tierra	41
Tabla 3.4 Cantidades de secuencia disponibles para fallas que involucran tierra	58
Tabla 4.1 Operación de las zonas para el relevador 1 para fallas solidas a tierra	77
Tabla 4.2 Operación de las zonas para el relevador 1 para fallas con $R_f=10\Omega$	79
Tabla 4.3 Operación de las zonas para el relevador 1 para fallas con $R_f=0\Omega$	84
Tabla 4.4 Operación de las zonas para el relevador 1 para fallas con $R_f=0\Omega$	88
Tabla 4.5 Operación de las zonas para el relevador 1 con los ajustes para una línea en servicio y la otra línea aterrizada a tierra usados en el caso de dos líneas en servicio	92
Tabla 4.6 Operación de las zonas para el relevador 1	94
Tabla 4.7 Operación de las zonas para el relevador 1	102
Tabla 4.8 Operación de las zonas para el relevador 1 con los ajustes propuestos	105
Tabla 4.9 Valores de aportación encontrados al generar fallas en los extremos de las líneas adyacentes al bus delantero con el interruptor abierto en el bus remoto	113
Tabla 4.10 Valores de aportación encontrados al generar fallas en los extremos de las líneas adyacentes al bus delantero con el interruptor abierto en el bus remoto	113
Tabla A.1 Impedancias propias y mutuas para una línea no traspuesta en Ω /milla	138
Tabla A.2 Impedancias propias y mutuas para una línea traspuesta en Ω /milla	139
Tabla A.3 Simetría de las impedancias mutuas	139
Tabla A.4 Impedancias de secuencia para las líneas no traspuestas en Ω /milla	140
Tabla A.5 Impedancias de secuencia de la línea traspuesta en Ω /milla	141
Tabla D.1 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 1	159
Tabla D.2 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 2	160
Tabla D.3 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 3	160
Tabla D.4 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 4	161
Tabla D.5 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 5	162



SIMBOLOGIA

A	Separación horizontal mínima de seguridad
AMT	Angulo máximo de par
@	Símbolo utilizado por el programa ASPEN para determinar ángulo
B	Proyección horizontal de la flecha más la cadena de aisladores
C	Distancia del eje de la estructura al conductor externo en reposo
CMH	Claro medio horizontal o claro de viento de una estructura en m
CV	Claro vertical o claro de masa en una estructura en m.
D	Unidad direccional
D_{ab}	Distancia de separación entre los conductores a y b
F	Falla
f	Frecuencia en Hz
f₁,f₂,f₃	Fracciones de la longitud total de la línea
f_{16°}	Flecha final a 16°
h	Distancia a la que ocurre la falla en p.u.
I₁, I₂	Corriente que circula por el circuito 1 y por el circuito 2
I_{arranque}	Corriente de arranque del relevador direccional de sobrecorriente
I_{a1}, I_{a2}, I_{a0}	Corriente de secuencia positiva, negativa y cero que circula por el circuito a
I_a, I_b, I_c	Corriente de fase a, b y c
I_{ab}, I_{bc}, I_{ca}	Corriente de línea ab, bc y ca
I_{0A}	Corriente de secuencia cero del circuito fallado
I_{0B}	Corriente de secuencia cero del circuito sano
I_{1A}	Corriente de secuencia positiva del circuito fallado



I_{0RS}	Corriente de secuencia cero que circula del Bus R al Bus S
I_{0GH}	Corriente de secuencia cero que circula del Bus G al Bus H
I_{R1}	Corriente de secuencia positiva que circula por el relevador R
I_{R2}	Corriente de secuencia negativa que circula por el relevador R
I_{R0}	Corriente de secuencia cero que circula por el relevador R
I_r	Corriente que mide el relevador
K	Constante de conversión de fuerza
kV_G	Voltaje en kV del bus G
kV_R	Voltaje en kV del bus R
k_D	Constante con valor de 2160 o 660 si esta en pies o en metros respectivamente
k_1	Constante debida a la presión del viento.
k_2	Constante debida a la masa del conductor
L_a	Longitud oscilante de la cadena de aisladores
M	Inductancia mutua entre los dos circuitos
OC	Unidad de sobrecorriente
PV	Presión del viento en Pa.
R_f	Resistencia de Falla
RTP	Relación de transformación de potencial
RTC	Relación de transformación de corriente
r_a	Resistencia del conductor
r_d	Corrección de Carson
s	Longitud de la línea



Z_{ca}	Impedancia de fase ca vista por el relevador
Z_F	Impedancia de falla
Z_{eqGH}	Impedancia equivalente de G a H
Z_L	Impedancia de la línea
Z_{L1}	Impedancia de secuencia positiva de la línea
Z_M	Impedancia mutua
Z_{0M}	Impedancia mutua de secuencia cero
Z_1	Impedancia de secuencia positiva
Z_2	Impedancia de secuencia negativa
Z_0	Impedancia de secuencia cero
Z_{0GH}	Impedancia de secuencia cero de G a H
Z_{0RS}	Impedancia de secuencia cero de R a S
z_{ik}	Impedancia propia o mutua de la línea
Z_p	Impedancia medida en el primario
Z_r	Impedancia medida por el relevador
Z_{1F}	Impedancia de falla de secuencia positiva
Z_{AB}	Impedancia del bus A al bus B
Z_{BF}	Impedancia del bus B a la falla
Z_{AP1}	Impedancia de secuencia positiva aparente
Z_{1A}	Impedancia de secuencia positiva del circuito falldo
Z_{2A}	Impedancia de secuencia negativa del circuito fallado
Z_{0A}	Impedancia de secuencia cero del circuito fallado



Z_{AP0}	Impedancia aparente de secuencia cero
Z_{AP1}^*	Impedancia aparente de secuencia positiva
$Z_{1(+)}$	Ajuste de zona 1 de secuencia positiva
Z_{2max}	Ajuste máximo de zona 2
Z_3	Ajuste de zona 3
α	Angulo de desplazamiento del conductor y la cadena de aisladores de suspensión cuando estos se utilicen, en grados.
ϕ_C	Diámetro del conductor en m.
ϕ_1	Valor de polarización proporcional a la corriente
ϕ_2	Valor de polarización proporcional al voltaje
θ	Angulo entre ϕ_1 y ϕ_2
wk	Constante que multiplica a la inductancia con valor de 0.1213 para una frecuencia a 60Hz y con la longitud en millas y con valor de 0.0628 para una frecuencia de 50Hz y con la longitud en kilómetros.
21N	Relevador de Distancia de Tierra
21F	Relevador de Distancia de Fase
67N	Relevador Direccional de sobrecorriente de tierra
67F	Relevador Direccional de sobrecorriente de fase



CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 PREÁMBULO

El desarrollo tecnológico, en general, ha hecho que cada día se exijan servicios de mayor calidad. La energía eléctrica no es la excepción, por lo que este es un servicio muy importante, no solo por las aplicaciones técnicas que se pueden tener a través de los distintos tipos de industrias y los variados usos comerciales y residenciales, sino también por la función social que tiene en el desarrollo de los países, por lo que se hace necesario contar con un servicio eléctrico de calidad.

Un servicio eléctrico de calidad demanda en primera instancia, un mínimo de interrupciones de servicio y además debe cumplir con aquellos requisitos de calidad en la operación que se relacionan con las variaciones de voltaje y de frecuencia tolerables reglamentariamente, sin dejar de lado la pureza en las ondas de voltaje y corriente (libre de armónicas).

Para poder cumplir con la mayoría de los requisitos de calidad, un factor importante es contar con un sistema de protecciones diseñado, construido y operado que permita tener sistemas eléctricos confiables y seguros, por lo que este trabajo se centra en la protección del sistema eléctrico, en particular para la línea de transmisión que no tienen canal de comunicación.

Un sistema de protecciones requiere contar con una coordinación adecuada entre los diferentes esquemas de protección con los que cuente el sistema eléctrico de potencia, esta coordinación no siempre es fácil llevarla a cabo, por esto se ha definido a la coordinación de los esquemas de protección como arte y ciencia, ya que para la aplicación de los elementos de protección específicos y sus ajustes, se requiere entender el funcionamiento del sistema de potencia y emplear la experiencia, el ingenio, y la visión, para analizar el comportamiento de los sistemas de potencia.

Actualmente en la planeación y el diseño de los sistemas de potencia, se trata de disminuir la probabilidad de fallas. A pesar de lo anterior, no es económicamente factible intentar proteger el equipo contra todas las fallas. La forma de reducir el impacto negativo de las fallas y mantener la continuidad del servicio, es aislar adecuadamente el equipo, eléctricamente o mecánicamente o bien duplicar el equipo y su protección. Generalmente se emplea una combinación de estos dos métodos, además de tratar proteger adecuadamente el equipo mediante diseños adecuados de esquemas de protección. El factor determinante en el diseño de la protección del sistema es, por supuesto, mantener la continuidad del servicio.



Por otra parte, el sistema eléctrico está todo el tiempo sujeto a perturbaciones que van desde el cambio súbito de carga, fallas originadas por causas naturales o por fallas de equipos o humanas, por lo que se hace necesario que el sistema eléctrico cuente con un sistema de protecciones. Una de las causas por las que el sistema eléctrico mantiene sus condiciones cuasi estables es debida a la acción rápida y correcta de los sistemas de protección. Por lo que se puede definir que la protección de los sistemas eléctricos es la rama de la ingeniería de sistemas de potencia relacionada con los principios de diseño y operación del equipo que detecta condiciones anormales en el sistema eléctrico e inicia acciones correctivas tan pronto como sea posible para regresar el sistema de potencia a un estado normal [1].

La función primordial del sistema de protección es aislar instantáneamente del resto del sistema, cualquier elemento sujeto a un cortocircuito, o cuando dicho elemento opera en una condición anormal que pueda causar daño o sufra cualquier otro fenómeno que altere el estado normal del sistema. Una segunda función de la protección, es proporcionar señalización que ayude al personal a determinar la localización y el tipo de falla [2].

1.2 DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

Las líneas de transmisión constituyen el elemento principal que sirven para transportar la energía eléctrica de un lugar a otro. Éstas se pueden clasificar por su tipo de configuración en líneas radiales, anilladas o paralelas [3,4]. Cuando se quiere proteger una línea se deben tomar en cuenta las características que fueron mencionadas ya que el cálculo de los ajustes y la coordinación de las protecciones, varía entre una configuración y otra, a medida que varios enlaces se unen para formar una red se debe de tener en cuenta que en caso de falla existirán un mayor número de aportaciones que deben ser consideradas en los ajustes de los relevadores para que garanticen la dependabilidad y la seguridad del sistema [3].

Este trabajo se enfoca a una configuración en especial de líneas de transmisión que es un arreglo de líneas paralelas ya sea que tengan dos buses comunes o solo uno, que tengan el mismo nivel de tensión o diferente nivel de tensión. Este tipo de arreglo en líneas de transmisión presenta una especial problemática en fallas a tierra, debido a que la corriente de secuencia cero se subdivide en las dos líneas en paralelo, produciendo un voltaje inducido debido al flujo de corriente de secuencia cero que pasa por el circuito adyacente, ocasionando que las protecciones operen de forma incorrecta. Por lo que se hace necesario hacer un estudio para realizar las modificaciones necesarias en los ajustes y la coordinación de su relevadores direccionales de sobre corriente (67N) y de distancia (21).

1.3 OBJETIVO DE LA TESIS

Proponer una metodología para ajustar y coordinar la protección direccional de sobre corriente y la protección de distancia que protegen las fallas a tierra en líneas paralelas bajo el mismo derecho de vía con acoplamiento mutuo y que no cuentan con canal de comunicación.



1.4 JUSTIFICACIÓN

Las líneas de transmisión que se encuentran en la misma torre o en disposición física en paralelo, bajo el mismo derecho de vía presentan problemas únicos asociados a los relevadores de protección. Cuando se habla de relevadores direccionales de sobrecorriente para la protección de líneas paralelas con buses comunes, éstos deben seleccionarse correctamente para evitar operaciones incorrectas en la dirección de la falla y en el caso de los relevadores de distancia se debe realizar correctamente el ajuste para evitar los sobre alcances o subalcances en la operación de la protección.

En las líneas de transmisión de doble circuito y que además converjan en las mismas instalaciones, se deben de hacer consideraciones especiales como es el caso de los acoplamientos mutuos de secuencia cero, así como las inversiones de las corrientes en caso de falla. El no tomar en cuenta estos factores ocasiona disparos incorrectos, por esta razón se hará un análisis detallado que permite la operación correcta de los relevadores direccionales de sobrecorriente y de los de distancia, instalados en las líneas que se encuentran en paralelo. Por otra parte las fallas a tierra son las que tienen mayor posibilidad de que ocurran y las protecciones tanto de distancia como las direccionales de sobrecorriente para fallas a tierra se ven afectadas por el acoplamiento mutuo, por lo que se hace necesario analizar este fenómeno para tener una buena operación de las protecciones de líneas con acoplamiento mutuo. [2,3].

1.5 ALCANCE DEL PROYECTO

Seleccionar adecuadamente el ajuste y la coordinación de los relevadores de sobre corriente direccional, así como también los relevadores de distancia que protegen fallas que involucran tierra, en la protección de las líneas paralelas con dos buses comunes o un bus común, al mismo nivel de tensión o a diferente nivel de tensión.

1.6 APORTACIONES

La principal aportación de este trabajo es el desarrollo de una metodología para el ajuste de los relevadores de distancia considerando el acoplamiento mutuo de secuencia cero en líneas de transmisión que se encuentran en el mismo derecho de vía. También se propone una metodología para ajustar y coordinar el relevador direccional de sobrecorriente tomando en cuenta el acoplamiento mutuo de las líneas.

Por otra parte este trabajo tuvo como resultado la realización de cuatro artículos presentados en los siguientes congresos:

Adriel Nájera Guevara, David Sebastián Baltasar. “Protección de Líneas de Transmisión de Doble Circuito”. Artículo presentado en el XII Congreso Nacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas. México, Noviembre 2010



Adriel Nájera Guevara, David Sebastián Baltasar. “Protección de Líneas de Transmisión de Doble Circuito con Relevadores de Sobrecorriente”. Artículo presentado en la Vigésimocuarta Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial RVP-AI 2011. 10-16 de Julio, Acapulco Guerrero

Adriel Nájera Guevara, David Sebastián Baltasar. “Ajuste de los Relevadores de Distancia para Líneas de Transmisión de Doble Circuito”. Artículo presentado en la Vigésimocuarta Reunión Internacional de Verano de Potencia, Aplicaciones Industriales y Exposición Industrial RVP-AI 2011. 10-16 de Julio, Acapulco Guerrero

Adriel Nájera Guevara, David Sebastián Baltasar. “Ajuste de los relevadores de distancia en líneas de transmisión con acoplamiento mutuo”. Artículo presentado en el VI Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas. México, Noviembre 2011

1.7 CONCEPTOS GENERALES

En la construcción de líneas de transmisión deben cumplirse ciertos requisitos, como son las distancias de seguridad y el establecimiento de una zona de seguridad o derecho de vía, que son aplicables en cualquier lugar que se construya una línea de transmisión [5,6].

El derecho de vía, zona de seguridad o también conocida como zona de servidumbre en las líneas de transmisión de alta y extra alta tensión, es una franja de terreno que debe dejarse a lo largo de una línea de transmisión para de esta manera garantizar que no se presenten accidentes en personas o animales por contactos directos o indirectos [5,6].

Por otra parte, el campo electromagnético que producen a su alrededor las líneas de transmisión no debe producir perturbaciones al medio circundante y en particular a las personas que habitan en las cercanías. En el derecho de vía debe evitarse la siembra de árboles o arbustos, ya que al paso del tiempo su crecimiento puede alcanzar a las líneas de transmisión y constituir un peligro.

Es importante considerar que bajo ninguna circunstancia se permita la construcción de edificaciones o estructuras en el derecho de vía, ya que constituyen un alto riesgo tanto para las edificaciones como para sus ocupantes [5,6].

En la figura 1.1 se muestra una torre de doble circuito en donde las líneas de transmisión tienen el mismo derecho de vía.

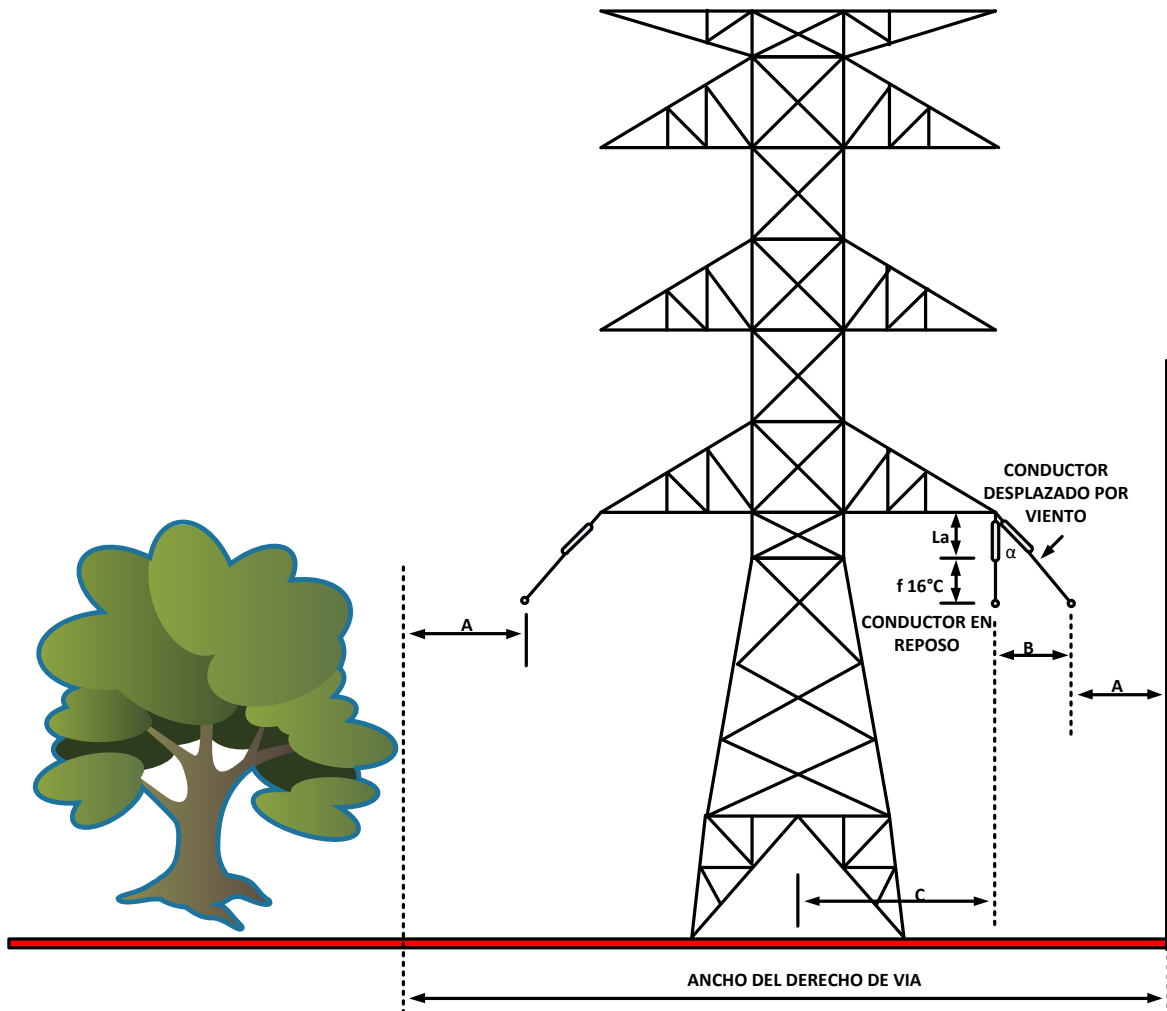


Figura 1.1 Integración del derecho de vía

De la figura anterior se tiene que:

A= Separación horizontal mínima de seguridad

B= Proyección horizontal de la flecha más la cadena de aisladores

C= Distancia del eje de la estructura al conducto externo en reposo

La= Longitud oscilante de la cadena de aisladores

f_{16°C}= Flecha final a 16°C

El ancho de vía se calcula con la siguiente expresión [5,6]:

$$ANCHO_DEL_DERECHO_DE_VIA = 2(A + (L_a + f_{16^\circ C}) \tan \alpha + C) \quad (1.1)$$

Para calcular el desplazamiento α puede utilizarse la fórmula siguiente:

$$\tan \alpha = \frac{(CMH)(PV)(K_1)(\phi_c)}{(CV)(K_2)(W_c) + 0.59W_a} \quad (1.2)$$



Dónde:

K_1 = Constante debida a la presión del viento.

K_2 = Constante debida a la masa del conductor.

α = Angulo de desplazamiento del conductor y la cadena de aisladores de suspensión cuando estos se utilicen, en grados.

CMH= Claro medio horizontal o claro de viento de una estructura en m.

PV= Presión del viento en Pa.

Φ_C = Diámetro del conductor en m.

CV= Claro vertical o claro de masa en una estructura en m.

W_C = Peso unitario del conductor en N/m.

W_a = Peso de la cadena de aisladores y del sistema de soporte en N.

Valores de las constantes K_1 y K_2 [5,6]

Conductores por fase	K_1	K_2
1	1.0	1
2	1.5	2
3	2.5	3

En la tabla 1.1 se muestra la separación horizontal mínima de seguridad (A) para diferentes niveles de tensión y en la tabla 1.2 se muestran los derechos de vía para algunos niveles de tensión [5,6].

Tabla 1.1 Separación horizontal mínima de seguridad para diferentes niveles de tensión [5,6]

Tensión Nominal entre fases (V)	Distancia horizontal mínima "A" (m)
150 a 600	1.0
Hasta 6600	1.20
13800	1.35
23000	1.40
34500	1.45
69000	1.80
85000	2.00
115000	2.30
138000	2.40
150000	2.40
161000	2.90
230000	3.20
400000	4.00

1. Las distancias indicadas en la tabla 1.1, se incrementaran 1% por cada 100 m de altitud que supere los 1000 msnm.
2. Los cables de comunicación y mensajeros deben guardar una distancia mínima de 1 m con el obstáculo más cercano.
3. Para tensiones de 34.5 kV o menores, cuando el espacio disponible no permita este valor, la separación puede reducirse a un mínimo de 1 m, siempre que los conductores tengan aislamiento para prevenir un corto circuito en caso de un contacto momentáneo a tierra.

Tabla 1.2 Derecho de vía para algunos niveles de tensión [5,6]

Tipo de estructura	Tensión (kV)	Ancho mínimo (m)
Torres	220/230 (2 Circuitos)	40-55
Torres	220/230 (1 Circuito)	32
	220/230 (2 Circuitos)	30
Postes	220/230 (2 Circuitos)	30
	220/230 (1 Circuito)	28
Torres	110/115 (2 Circuitos)	20
	110/115 (1 Circuito)	20
Postes	110/115 (2 Circuitos)	15
	110/115 (1 Circuito)	15
Torres / Postes	57.5/66	15

En la figura 1.2 se muestran dos torres de transmisión compartiendo el mismo derecho de vía.

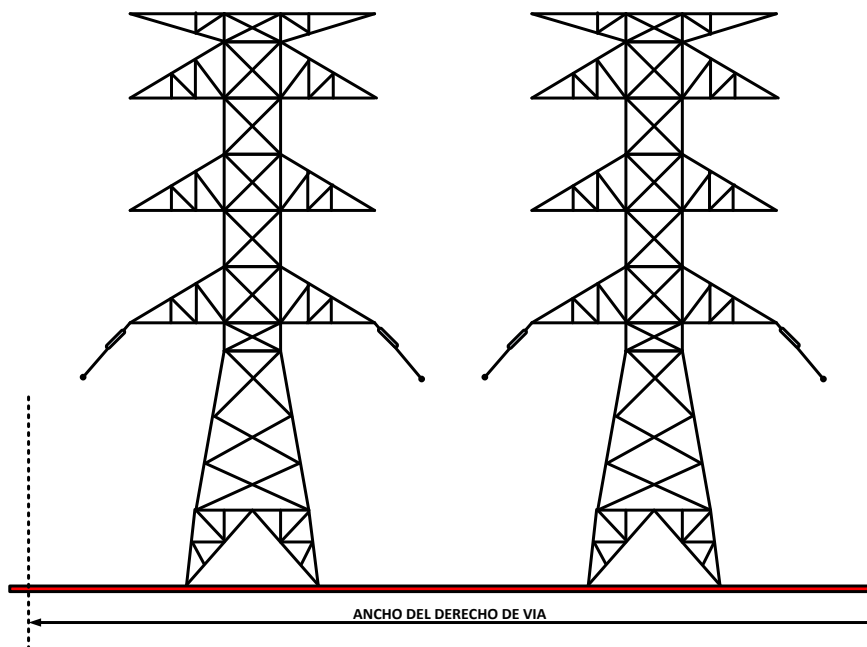


Figura 1.2 Líneas de transmisión bajo el mismo derecho de vía.



1.8 ESTADO DEL ARTE

Los inicios de la protección de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) se remonta al siglo XX, en aquel entonces se utilizaban protecciones de sobrecorriente mediante fusibles. Estos son 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 remplazado [7]. 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 mejores, 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 [7,8].

El desarrollo de los relevadores electromecánicos contribuyó a que la protección del SEP mejorara, 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 [9].

La evolución de los relevadores de protección ha sido descrita por cuatro "generaciones", que se definen a continuación [10,11]:

1. Relevadores electromecánicos
2. Relevadores de estado sólido discretos (relevadores estáticos)
3. Equipo fijo de estado sólido, montado en un rack, para funciones múltiples de protección.
4. Relevadores digitales basados en microprocesadores que miden corrientes y voltajes por muestreo de las formas de onda.

El futuro de la protección digital está dirigido hacia la quinta generación; que es la combinación o integración de la protección, medición, control y comunicación de un sistema de protección integrado, para una subestación completa, lo cual se está aplicando a nivel mundial, con la protección inteligente de tipo adaptiva, que trabaja en función de las necesidades de operación del SEP.

La protección de las líneas de transmisión está considerada como una de las aplicaciones más complejas que tiene la protección eléctrica. Esto se debe al gran volumen de información y factores que influyen para los ajustes de los relevadores [12].

La variedad de configuraciones que pueden existir en la topología de la red y los niveles de tensión de los sistemas, influyen en la determinación del esquema de protección.



Los esquemas de protección que se emplean en las líneas de transmisión pueden ser: la protección de sobrecorriente direccional (67F/67N), la protección de distancia (21F/21N), la protección hilo piloto (85L), la protección diferencial de línea (87L).

El esquema de protección de distancia se emplea en muchos sistemas para proteger las líneas de transmisión de alta tensión, porque es el tipo de protección que detecta mejor las fallas que se presentan dentro de su zona de alcance. Así como la protección hilo piloto y actualmente para líneas cortas se emplea la protección diferencial de línea.

En lo que respecta a la protección de líneas con relevadores de distancia o relevadores direccionales de sobrecorriente, se tiene que operan correctamente para los casos en donde se tienen líneas que no comparten el mismo derecho de vía, en cambio cuando se tienen líneas que comparten el mismo derecho de vía y que se encuentran protegidas mediante relevadores de distancia y/o direccionales de sobrecorriente, se tienen problemas debido al acoplamiento mutuo de secuencia cero que se tienen en este tipo de configuración de líneas, 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 en las protecciones eléctricas como se muestra a continuación:

En 1943 Jhon I. Holbeck, describe el efecto que tiene el acoplamiento mutuo entre las líneas de transmisión en paralelo sobre el flujo de la corriente para fallas que involucran tierra [13].

En 1962 W. A. Elmore, describe el efecto que tiene el acoplamiento mutuo en los relevadores direccionales cuando se presentan fallas que involucran tierra [14].

También en 1963 Davison E.B. Menciona algunos factores que afectan a los relevadores de distancia cuando se presentan fallas que involucran tierra [15].

En 1965 Adamsson C. menciona cuales son los errores que pueden tenerse en los relevadores de distancia al tener compensación de fase y compensación residual cuando se tienen fallas que involucran tierra [16].

En 1968 Rockefeller, describe la influencia que tiene el acoplamiento mutuo en los relevadores de distancia cuando se presentan fallas monofásicas [17].

En 1970 Wheeler S. A. Menciona la influencia que tiene el acoplamiento mutuo en el ajuste de los relevadores de distancia [18].

En 1980 Newbould A. presenta un método para compensar los relevadores de distancia debido al acoplamiento mutuo de las líneas [19].

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 [20].



En el 2005 A. Apostol, escribe un artículo en el que menciona las consideraciones que deben tomarse en cuenta para proteger una línea de doble circuito [21].

En el 2009 Lasantha menciona la operación del relevador direccional para fallas a tierra considerando el acoplamiento mutuo de las líneas [22].

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:

David Sebastián Baltazar, en 1993, desarrolló una herramienta computacional para determinar la impedancia de ajuste de los relevadores de distancia de fase, para la obtención de una coordinación adecuada en la operación de la protección, ante la ocurrencia de fallas. El programa reporta las impedancias observadas por cada relevador ante una falla, así como las zonas que observan los relevadores [23].

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 [24].

En 1999, David Sebastián Baltazar, diseñó un sistema de protección adaptable basado en una estructura jerárquica asociado al sistema eléctrico de potencia, además de un sistema experto para coordinar esquemas de protección en sistemas de transmisión [25].

Carlos Moran Ramírez en el 2007, propone un esquema de protección para fallas de alta impedancia en líneas de transmisión de alta tensión [26].

Por último en el 2007 Leticia García Antonio realiza el modelado y aplicación de los relevadores digitales (Distancia y sobrecorriente) utilizando el algoritmo de mínimos errores cuadrados para determinar los fasores de voltajes y corrientes de falla [27].



1.9 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El trabajo consta de cinco capítulos que se describen brevemente a continuación:

El capítulo 1 contiene una breve introducción al tema, la definición del problema, el planteamiento del objetivo del proyecto, la justificación y el alcance que se pretende tener con este proyecto.

El capítulo 2 contiene los tipos de líneas de transmisión con acoplamiento mutuo a considerar y describe los efectos del acoplamiento mutuo que se tiene en las líneas de doble circuito.

El capítulo 3 contiene el funcionamiento del relevador de distancia y del relevador direccional de sobrecorriente y se presenta la metodología propuesta para ajustar y coordinar los relevadores de distancia y direccional de sobrecorriente considerando el acoplamiento mutuo de las líneas de transmisión que comparten el mismo derecho de vía.

El capítulo 4 presenta las simulaciones de distintos tipos de fallas con y sin condiciones críticas para observar el comportamiento del relevador direccional de sobrecorriente y el de distancia en las líneas con acoplamiento mutuo.

El capítulo 5 contiene las conclusiones del proyecto y finalmente se hacen recomendaciones para trabajos futuros.

El apéndice A muestra un ejemplo de la obtención de los acoplamientos mutuos de secuencia positiva, negativa y cero.

El apéndice B contiene un análisis de la impedancia vista por el relevador de distancia ante diferentes tipos de fallas.

El apéndice C contiene un breve tutorial del uso del programa ASPEN OneLiner V10.12

El apéndice D contiene las características de los sistemas empleados en las simulaciones



CAPÍTULO 2

EFFECTO DEL ACOPLAMIENTO MUTUO DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN LOS RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE Y EN LOS DE DISTANCIA

2.1 INTRODUCCIÓN

Las líneas de transmisión constituyen el elemento principal que sirve para transportar la energía eléctrica de un lugar a otro. Éstas se pueden clasificar por su tipo de configuración en líneas radiales, anilladas o paralelas. En lo que respecta a las líneas en paralelo cada día es más común utilizar este tipo de configuración ya que ésta refuerza los enlaces y al mismo tiempo este tipo de configuración brinda una mayor confiabilidad al sistema eléctrico.

Por otra parte, la inducción mutua se presenta en los circuitos de potencia en paralelo y este acoplamiento mutuo complica el análisis de las redes y el ajuste de los relevadores empleados en la protección de líneas, en particular para los relevadores de falla a tierra. Este tema ha sido explorado con muchos esfuerzos en la literatura técnica, pero todavía sigue siendo una tarea difícil para los ingenieros de protecciones. Este capítulo está dedicado a la discusión y explicación de los fenómenos que rodean la inducción mutua, y cómo afecta la operación de la protección de los sistemas eléctricos.

2.2 TIPOS DE LÍNEAS CON ACOPLAMIENTO MUTUO

En esta sección se muestra los diferentes tipos de clasificación de líneas de transmisión con acoplamiento mutuo.

Varios autores clasifican las líneas de transmisión con acoplamiento mutuo en tres tipos [3,20].

1. Redes tipo 1
2. Redes tipo 2
3. Redes tipo 3

2.2.1 Redes Tipo 1

Las redes Tipo 1 se definen como redes con fuentes de secuencia positiva y de secuencia cero en común, como se muestra en la Figura 2.1. En este caso, ambas líneas terminan en un bus común en ambos extremos de las líneas y hay fuentes comunes de corrientes de tierra para ambas líneas.

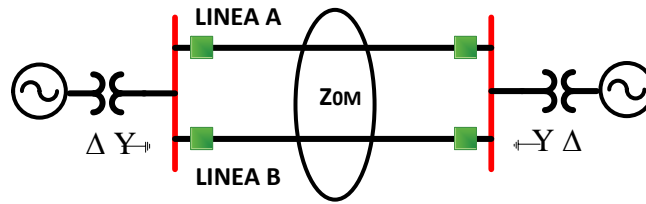


Figura 2.1 Circuito paralelo para red tipo 1 con fuentes comunes de secuencia positiva y cero

2.2.2 Redes tipo 2

Las redes tipo 2 se definen como las redes con fuentes comunes de secuencia positiva, pero con diferentes fuentes de secuencia cero, como se muestra en la Figura 2.2. Otra definición de estas redes es que son aquellas líneas mutuamente acopladas que tienen un solo bus en común como se observa en la figura 2.3.

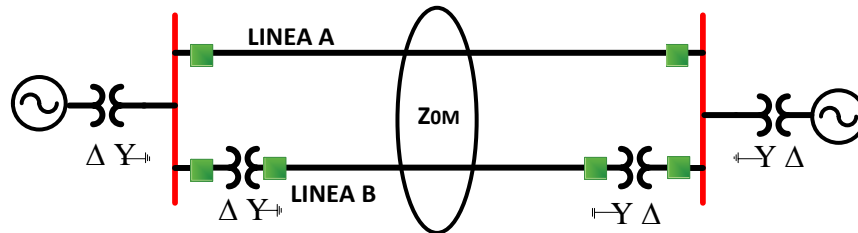


Figura 2.2 Circuito paralelo tipo 2 con fuente de secuencia positiva común pero con fuente de secuencia cero aislada

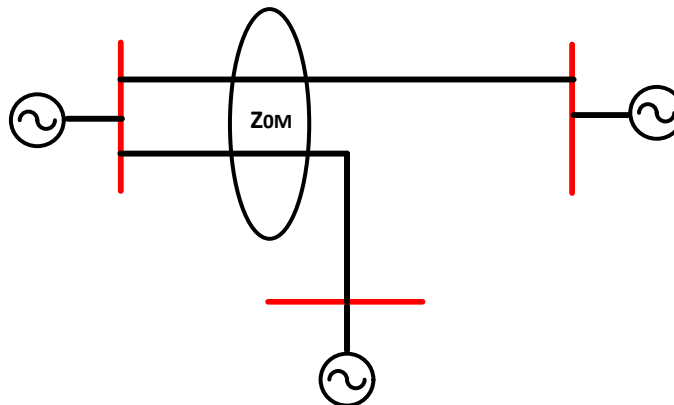


Figura 2.3 Líneas acopladas con un bus en común

2.2.3 Redes tipo 3

Las redes tipo 3 son aquellas líneas mutuamente acopladas que no empiezan, ni terminan en ningún bus común. Otra definición: son redes que tienen fuentes de secuencia positiva, negativa y cero distintas, como se muestra en la Figura 2.4.

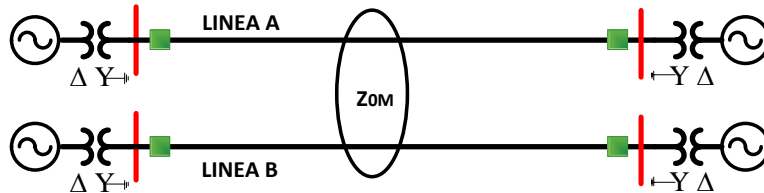


Figura 2.4 Circuito paralelo tipo 3 con impedancias de secuencia positiva y cero aisladas.

2.3 ACOPLAMIENTO MUTUO Y RELEVADORES DE TIERRA

El acoplamiento mutuo de secuencia cero en líneas que se encuentran en paralelo ya sea en toda su longitud o únicamente en una parte puede ocasionar información errónea, tanto en el circuito fallado como en el circuito sano, ocasionando problemas en la protección de ambas líneas. La impedancia mutua de secuencia cero Z_{0M} puede tener un valor alto comprendido entre el 50% y el 70% de la impedancia de secuencia cero Z_0 [3, 4, 28, 29]. Para mostrar este efecto en la figura 2.5 se muestra un caso general de dos líneas en paralelo.

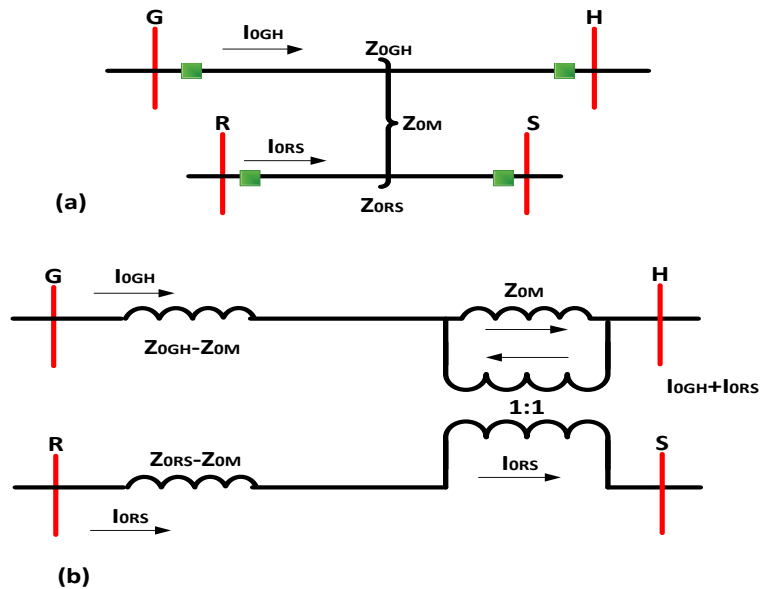


Figura 2.5 Ejemplo general de líneas en paralelo con acoplamiento mutuo: (a) líneas con acoplamiento mutuo; (b) red equivalente para (a).



Las caídas de tensión están dadas por las ecuaciones (2.1) y (2.2), respectivamente:

$$V_{GH} = Z_{0GH} I_{0GH} + Z_{0M} I_{0RS} \quad (2.1)$$

$$V_{RS} = Z_{0RS} I_{0RS} + Z_{0M} I_{0GH} \quad (2.2)$$

En el análisis de la red y la obtención de las ecuaciones anteriores se utiliza el circuito equivalente de las líneas en paralelo como se muestra en la figura 2.5b. Se utiliza un transformador ideal de relación 1:1 de esa forma el acoplamiento mutuo Z_{0M} se encuentra en ambos circuitos pero estando aislados eléctricamente.

Si tres o más líneas se encuentran en paralelo existirá un acoplamiento mutuo Z_{0M} entre cada una de ellas. Las líneas GH y RS que se muestran en la figura 2.5 pueden estar al mismo o a diferente nivel de tensión. Una vez conocido el valor de la impedancia mutua de secuencia cero Z_{0M} en ohms, entonces se puede obtener el valor de dicha impedancia en p.u. al utilizar la ecuación (2.3).

$$Z_{0M} = \frac{MVA_{BASE} Z_{0M} (ohms)}{KV_G KV_R} \quad (2.3)$$

En donde la línea GH se encuentra operando a un nivel de tensión KV_G y la línea RS se encuentra operando a un nivel de tensión de KV_R . Si las líneas tienen el mismo nivel de tensión el denominador de la ecuación anterior sería simplemente KV^2 .

Algunas veces las líneas que se encuentran en paralelo únicamente tienen un bus en común, este tipo de circuito se muestra en la figura 2.6, también las líneas pueden tener los dos buses en común tal y como lo muestra la figura 2.7

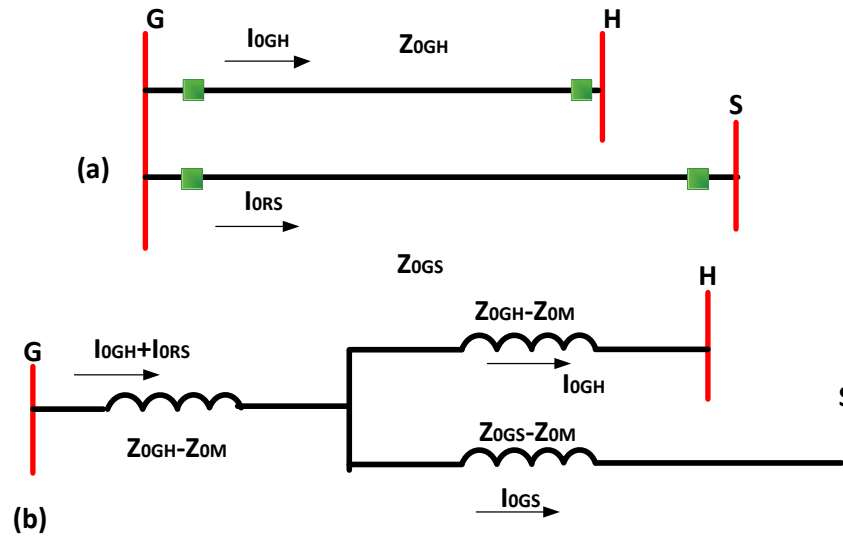


Figura 2.6 líneas paralelas con un bus en común: (a) líneas acopladas; (b) red equivalente para (a).

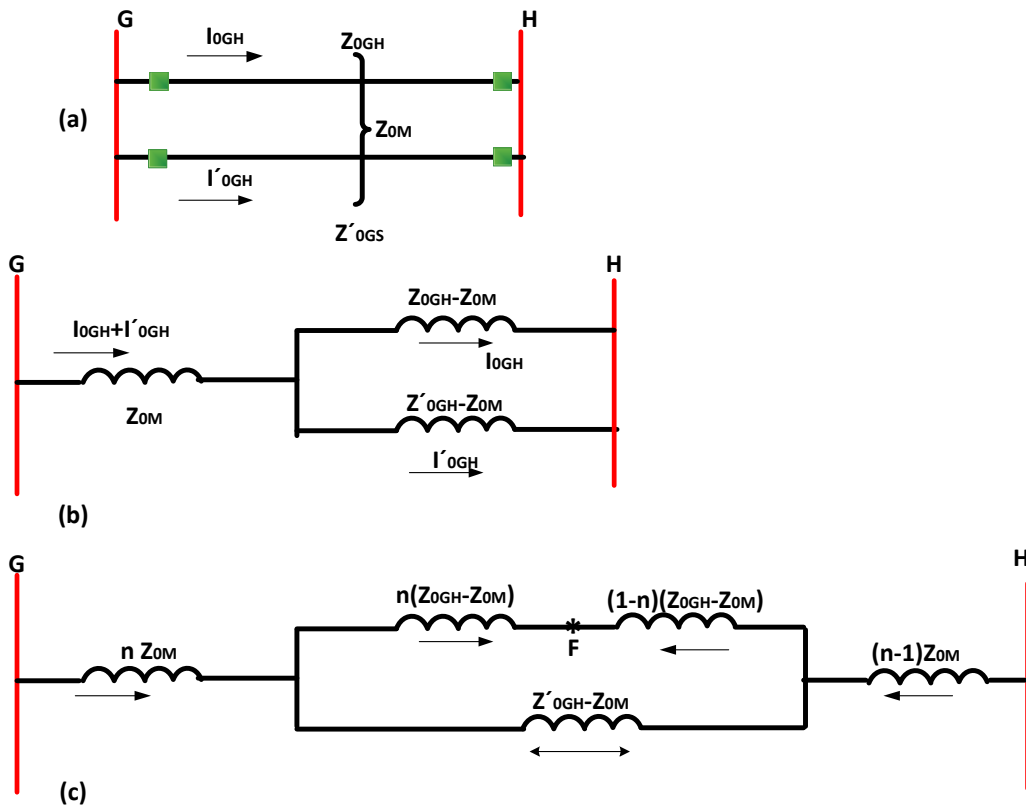


Figura 2.7 Líneas en paralelo con dos buses en común a) Líneas acopladas b) Red equivalente para falla en un bus c) red equivalente para falla en una sección de la línea.



La línea acoplada con dos buses comunes (ver figura 2.7) tiene una impedancia Z_{0GH} , y la impedancia equivalente entre los buses G y H de la figura 2.7 (b) se calcula con la ecuación (2.4).

$$Z_{eqGH} = Z_{0M} + \frac{1}{2}(Z_{0GH} - Z_{0M}) = \frac{1}{2}(Z_{0GH} + Z_{0M}) \quad (2.4)$$

Si $Z_{0M}=0.7Z_{0GH}$, entonces, $Z_{eqGH}= 0.85Z_{0GH}$.

Así, cuando las corrientes fluyen en la misma dirección, se tiene un aumento de la impedancia de secuencia cero entre los buses ya que sin el acoplamiento se tendría una impedancia equivalente de $0.50Z_{0GH}$.

No solo existe el acoplamiento de secuencia cero, sino también se tienen acoplamientos mutuos de secuencia positiva y negativa pero el efecto de estas impedancias generalmente es menor al 5 o 7% por lo que tiene un efecto insignificante en las protecciones, y por eso se desprecian [3, 30,31].

En el sistema mostrado en la figura 2.8, la red de secuencia cero para la línea del sistema GH se aísla de la línea del sistema RS. El acoplamiento electromagnético actúa como un transformador, tal que la corriente que circula por una línea induce una corriente en la otra línea debido al acoplamiento. Una falla de línea a tierra en cualquier parte de la línea haría fluir una corriente como se muestra en la figura 2.8.

En la línea GH se presenta la falla y la corriente de corto circuito es grande, por lo tanto, los relevadores que se encuentran en G y H deben de operar haciendo que los interruptores G y H abran para liberar la falla, mientras sucede esto se induce una corriente I_{0RS} en la línea RS. La unidad de sobrecorriente direccional en S funcionará debido a que la corriente es muy grande. La unidad de sobrecorriente direccional del relevador en R también dispara. La magnitud de la corriente en la línea RS puede ser calculada mediante la ecuación (2.5).

$$I_{0RS} = \frac{Z_{0M} I_{0GH}}{Z_{TR} + Z_{0RS} + Z_{TS}} \quad (2.5)$$

La tensión $3V_0$ de la figura 2.8 proporciona una polarización correcta. También se puede obtener una detección correcta usando la polarización de secuencia negativa, pero puede ser suficiente la inducción de $3I_0$ para operar la unidad de sobrecorriente [32, 33].

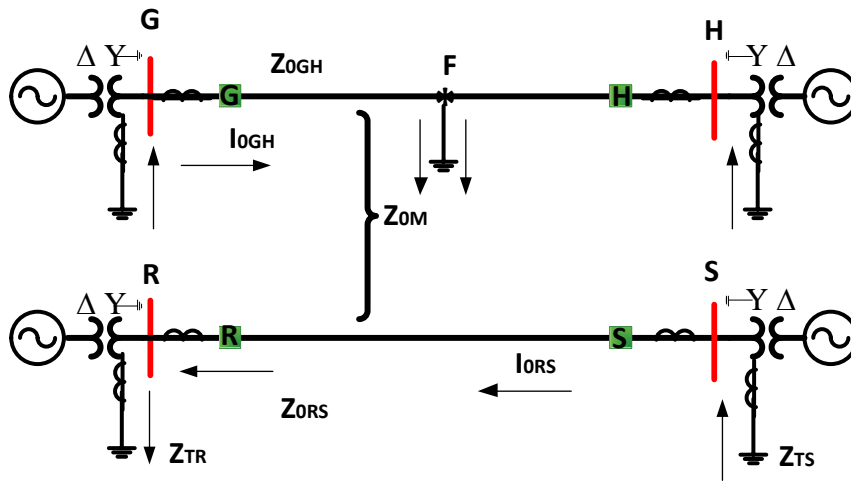


Figura 2.8 Flujo de la Corriente de Falla en líneas con acoplamiento mutuo

2.4 ESTIMACIÓN DEL VOLTAJE DE ACOPLAMIENTO MUTUO

Considere el sistema representado por una sola fase como se muestra en la Figura 2.9, aquí fluye una corriente de falla en la *línea A* y se desea calcular el voltaje inducido en la *línea B* [3, 34].

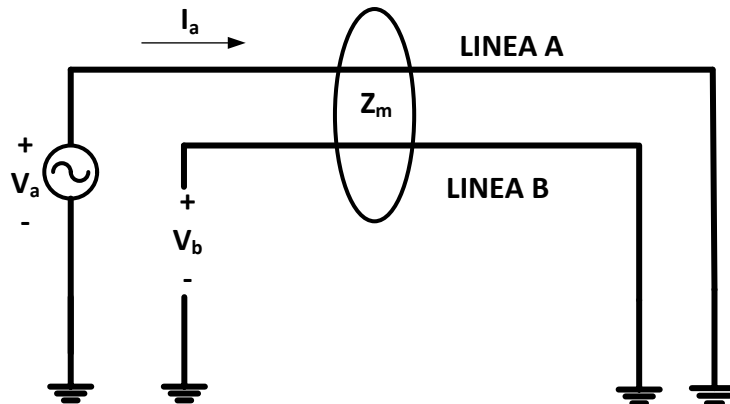


Figura 2.9 Acoplamiento mutuo de una línea monofásica en paralelo

Se puede escribir la tensión inducida en la *línea B* como el producto de la corriente que fluye en la *línea A* y la impedancia mutua entre los conductores se obtiene mediante la ecuación (2.6).

$$V_b = Z_m I_a \quad (2.6)$$

El voltaje inducido se debe a la inductancia mutua de toda la longitud de las líneas. La impedancia mutua entre dos conductores con el retorno de la tierra se calcula con la ecuación (2.7) [3, 20]

$$Z_m = r_d + jwk \ln \frac{D_e}{D_{ab}} \quad (2.7)$$

Usando la resistividad de tierra típica de 100 Ω m y una frecuencia del sistema de 60Hz se tiene una impedancia mutua con la ecuación (2.8)

$$Z_m = \begin{cases} 0.0952 + j0.1213 \ln \frac{2790}{D_{ab}} \\ 0.0592 + j0.0628 \ln \frac{931}{D_{ab}} \end{cases} \begin{cases} \Omega / mi \\ \Omega / km \end{cases} \rightarrow \begin{cases} (D_{ab}) pies \\ (D_{ab}) metros \end{cases} \quad (2.8)$$

Por ejemplo, si la distancia entre los conductores es de 20 metros, la impedancia mutua es 0.059 +j 0.24 Ω /km. Por lo tanto, una corriente de falla de 1000 A induce una tensión de 250 V / km y si la línea es de 200 km de longitud, la tensión total inducida será de 50 kV.

En el ejemplo anterior se calcula para una línea monofásica. Una línea trifásica tiene acoplamiento entre todos los conductores de ambos circuitos, incluso si las distancias entre los conductores de las dos líneas se consideran iguales, la inducción de los diferentes conductores no se anula y el acoplamiento mutuo de secuencia cero tiene un valor alto. Desde un punto de vista práctico, el acoplamiento mutuo de las secuencias positiva y negativa es insignificante, pero la inducción de secuencia cero no puede ser ignorada [35, 36, 37].

Considere el sistema que se muestra en la Figura 2.10, donde dos líneas trifásicas están mutuamente acopladas. Las corrientes de secuencia cero son iguales en las tres fases de los conductores. Por lo tanto, puede pensarse en la sustitución de los tres conductores por un conductor único para cada uno de los circuitos en paralelo, esto reduce el problema de secuencia cero a uno exactamente igual al que se muestra en la figura 2.10. La tensión inducida en la línea B es ahora tres veces mayor que la de la figura 2.9, puesto que hay tres corrientes que contribuyen a esta tensión y se calcula mediante la ecuación (2.9).

$$V_b = 3I_{a0}Z_m \quad (2.9)$$

Por lo tanto, puede definirse la impedancia mutua de secuencia cero mediante la ecuación (2.10)

$$Z_{0m} = \frac{V_{a0}}{I_{a0}} = 3Z_m \quad (2.10)$$

Donde Z_m está definido por la ecuación (2.8). La impedancia mutua de secuencia cero puede ser tan alta como 70% de la impedancia de secuencia cero, cuando las líneas paralelas se encuentran en la misma torre. Por lo tanto, el acoplamiento mutuo de secuencia cero tiene un efecto considerable en las fallas a tierra y sobre los relevadores de falla a tierra.

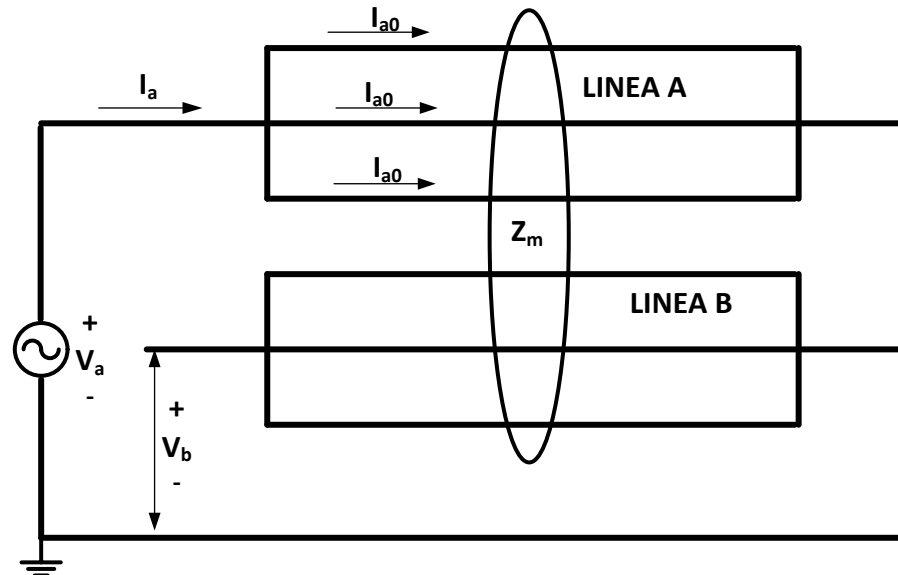


Figura 2.10 Dos líneas trifásicas con acoplamiento mutuo

2.5 EFECTO DEL ACOPLAMIENTO MUTUO EN LA OPERACIÓN DE LOS RELEVADORES DE PROTECCIÓN DE TIERRA

Uno de los problemas más difíciles en materia de protección de líneas de transmisión es el problema que plantea el acoplamiento mutuo. Esto generalmente ocurre cuando múltiples circuitos de las líneas están en las mismas torres, o se encuentran en el mismo derecho de vía. Las líneas no tienen por qué ser de la misma tensión con el fin de experimentar el acoplamiento mutuo, y algunos de estos acoplamientos existen incluso para las líneas que están separadas por 100 metros o más [3, 4, 20, 34].

Cuando existe el acoplamiento mutuo, la polarización normal de las corrientes de tierra para la detección de fallas a tierra puede tener un error. Lo mismo ocurre para los relevadores de distancia de tierra, que puede detectar la dirección y la distancia a la falla de forma incorrecta. El análisis de este tema se discute en el capítulo 3, pero se presenta el concepto de acoplamiento mutuo aquí a fin de introducir los problemas asociados con los relevadores direccionales de sobrecorriente de tierra y los relevadores de distancia de tierra.

Los problemas asociados con la detección correcta de una falla a tierra en las líneas con acoplamiento mutuo son causados por la inversión del voltaje de secuencia cero. Actualmente es muy común que varias de las líneas de transmisión estén sujetas a este problema. El acoplamiento mutuo puede provocar errores, ya sea en la polarización de la protección de corriente o en la protección de distancia de tierra. En algunos sistemas, el problema puede ser resuelto por las diversas medidas correctivas, pero en otros casos, el único recurso es aceptar ocasionalmente disparos incorrectos y planificar una estrategia para la restauración de la línea que se ha disparado [2, 19, 25].



2.5.1 Selección del fasor de referencia

El propósito de esta sección es introducir el tema de la inversión de tensión de secuencia cero, utilizando las configuraciones del sistema simple mostrado en la figura 2.11 para explicar este fenómeno. En primer lugar, se establece un método estándar para la medición de la tensión de secuencia cero a lo largo de una línea de transmisión [43]. Esto puede hacerse utilizando el sistema radial mostrado en la Figura 2.11. La figura 2.11(a) muestra el sistema físico, que consta de una fuente de tensión conectada a la línea y una falla a tierra en el punto F. La figura 2.11(b) muestra las conexiones de las redes de secuencia para la falla a tierra en el punto F y la figura 2.11(c) representa gráficamente la tensión de secuencia cero a lo largo del línea, en función de la distancia de la fuente de voltaje. Se puede calcular la tensión de secuencia cero en cualquier punto de la línea mediante la ecuación (2.11).

$$V_{a0} = -Z_0 I_{a0} \quad (2.11)$$

La impedancia de secuencia cero por lo general tiene una reactancia alta, lo que da a la impedancia compleja un ángulo de casi 90 grados [3]. Si se selecciona el fasor de corriente como el fasor de referencia, esto significa que el término del producto $-Z_0 I_{a0}$ da al voltaje un ángulo de casi 90 grados, y, por el signo menos (2.11), la tensión de secuencia cero en el punto de falla se encuentran en el tercer cuadrante. Si la impedancia es una reactancia pura, como se muestra en la Figura 2.11 (d), el voltaje de secuencia cero estará hacia abajo.

La corriente de falla fluye a través de toda la impedancia de la línea de transmisión, desde la fuente hasta la falla. En la fuente, el voltaje de secuencia cero es cero, y crece linealmente con la distancia a la falla, como se muestra en la figura 2.11 (c), pero siempre es negativo.

Por lo tanto, con la corriente de secuencia cero como referencia, el voltaje es siempre negativo. Si esta tensión se pudiera llevar a una magnitud positiva para alguna condición especial del sistema, esta no sería la relación normal de tensión-corriente, e indica que la detección de la dirección de la falla probablemente producirá un error en los equipos. En el análisis que sigue, se va suponer que la impedancia de secuencia cero es una reactancia pura con el fin de simplificar el análisis.

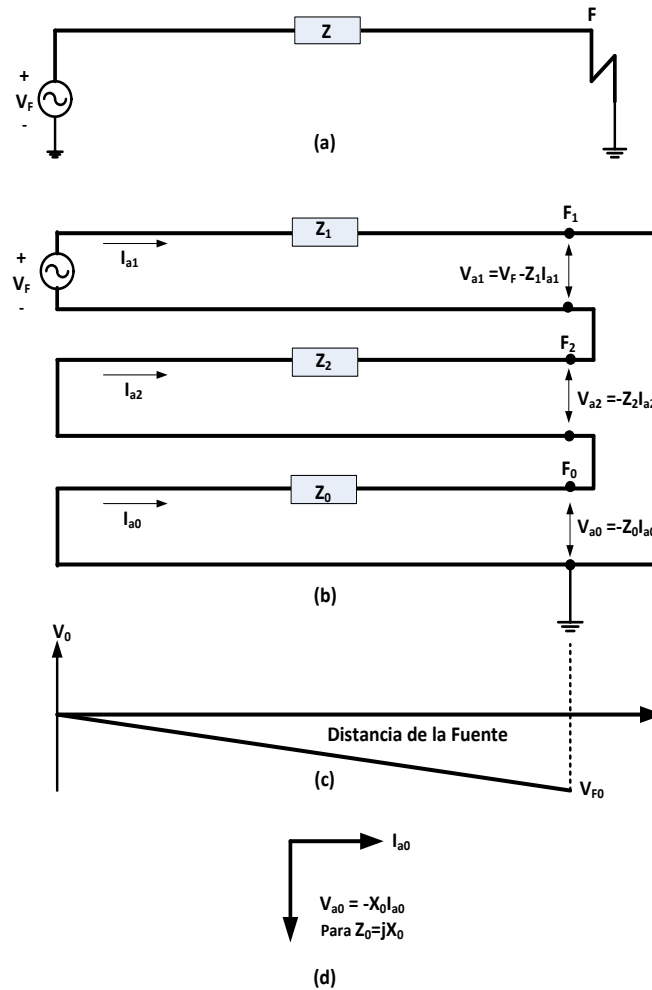


Figura 2.11 Voltaje de secuencia cero para una falla en una línea radial a) Sistema radial con falla monofásica en F b) Redes de secuencia para una falla monofásica en F. c) Voltaje de secuencia cero a lo largo de la línea d) Voltaje de secuencia cero con I_{a0} como referencia

2.5.2 Sistema de Transmisión sin acoplamiento mutuo

El ejemplo de la sección anterior se extiende para un arreglo práctico, donde el sistema de potencia tiene una línea protegida y está conectada a fuentes en ambos extremos. El nuevo sistema se muestra en la Figura 2.12. El sistema tiene cuatro líneas de transmisión, y se supone una falla en una de las líneas. Este sistema tiene dos fuentes de tensión de secuencia positiva, pero hay cuatro fuentes de secuencia cero de corriente de tierra [3].

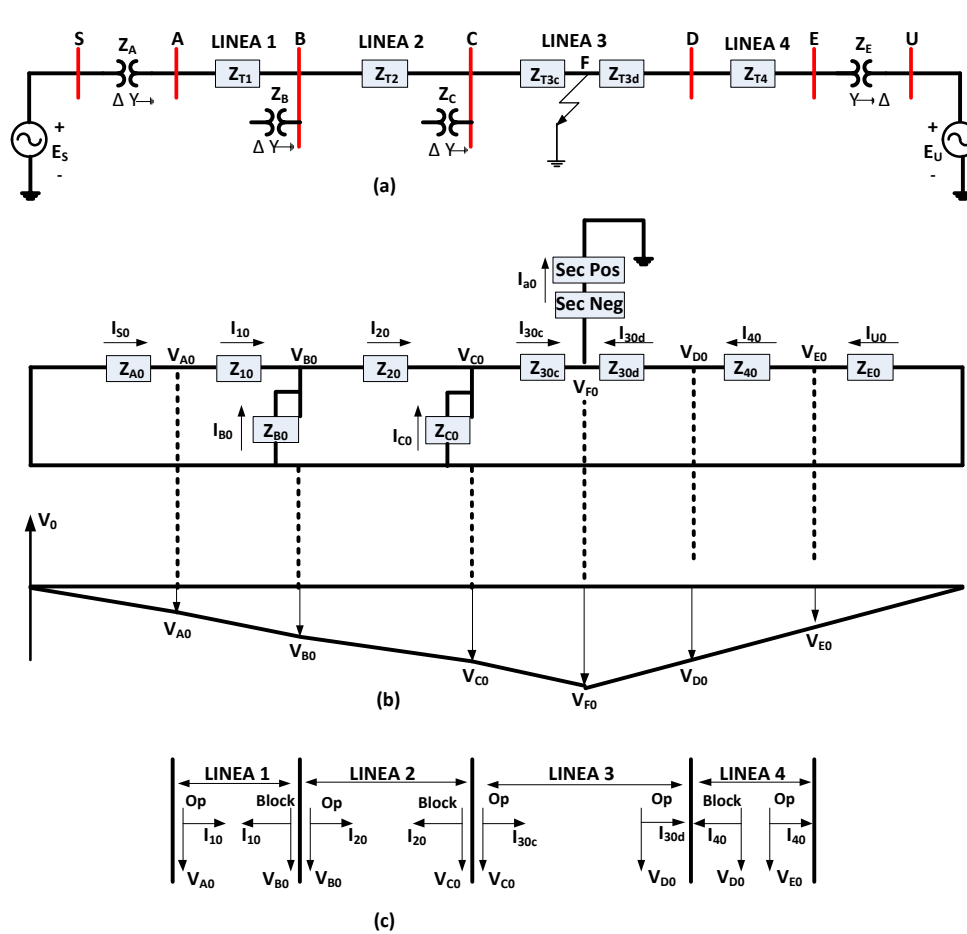


Figura 2.12 Perfil del voltaje de secuencia cero sin acoplamiento mutuo. a) sistema de potencia típico con falla a tierra en F b) Perfil del voltaje c) Fasores de voltaje y corriente para el relevador direccional de secuencia cero [3]

Como se señaló anteriormente para el sistema radial, los voltajes de secuencia cero son negativos en todos los buses y el retraso de la corriente de falla es de 90 grados. La magnitud de la tensión de secuencia cero es mayor en el punto de falla. Hay que tener en cuenta que la obtención de la tensión con respecto a la distancia es proporcional a la corriente de falla, y que no es la misma en todas las líneas de transmisión debido a las fuentes de tierra en los buses B y C.

La conclusión más importante de este ejemplo es que todos los voltajes de secuencia cero son negativos y que las corrientes de secuencia cero fluyen del bus con potencial cero volts hacia la falla. Esto significa que las corrientes fluyen a través del neutro del transformador conexión estrella aterrizada.



Los voltajes y corrientes de secuencia medidos donde se ubica el relevador también se muestran en la Figura 2.12. Si se considera que los relevadores de tierra están polarizados con voltaje, sólo la línea 3 tiene la polarización correcta en ambos extremos, por lo tanto, logra la apertura de la línea. La polarización correcta requiere que la medición de la corriente de falla adelante al voltaje en alrededor de 90 grados (abreviado como Op en la figura 2.12). Todas las demás líneas tienen una condición de bloqueo en un extremo u otro. La falla en este ejemplo es liberada correctamente, y la línea fallada queda fuera de servicio.

2.5.3 Sistema de Transmisión con acoplamiento mutuo

Ahora considérese un sistema que es similar al de la Figura 2.12, pero con una línea que está acoplada mutuamente a una línea que comparte el mismo derecho de vía en una parte de su longitud. Se asume una falla de línea a tierra para examinar el efecto de esta falla en el sistema.

El sistema de estudio con esta nueva condición se muestra en la Figura 2.13. Obsérvese que el sistema de transmisión es exactamente el mismo que el de la Figura 2.12, pero ahora se tiene una nueva línea de transmisión independiente y cercana al sistema. La línea agregada no está conectada al sistema de estudio excepto a través del acoplamiento mutuo de la línea 3 a una línea de una red externa.

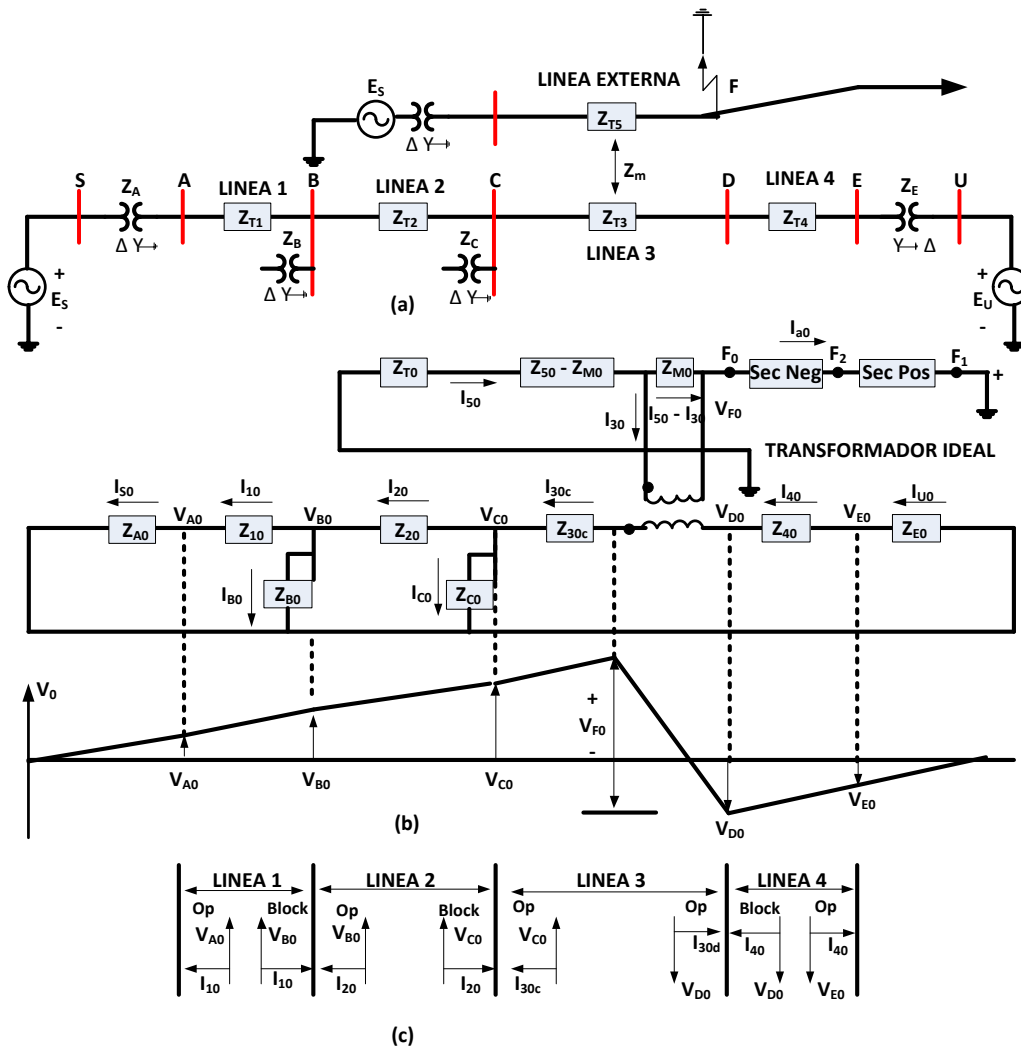


Figura 2.13 Perfil del voltaje de secuencia cero con acoplamiento mutuo. a) sistema de potencia con falla a tierra en una línea con acoplamiento mutuo b) Perfil del voltaje c) Fasores de voltaje y corriente para el relevador direccional de secuencia cero [3]

Una forma de mostrar el acoplamiento mutuo de secuencia cero en el diagrama del circuito es emplear un transformador ideal, conectado entre las líneas acopladas como se muestra en la figura 2.13(b) [3, 18, 19, 20]. Como se puede observar de la figura 2.13a la red mostrada es una red tipo 3 la cual no tiene ninguna fuente de secuencia en común. Debido a que el acoplamiento de secuencia positiva y negativa se puede despreciar ya que tiene un valor insignificante solo se considera el acoplamiento mutuo de secuencia cero. Observando las marcas de polaridad del transformador ideal, se puede ver que la corriente de falla entra por la marca de polaridad en la línea fallada y sale por la marca de polaridad en la línea 3. Esto hace que la corriente fluya desde la fuente de potencial cero en el lado derecho de la línea 3 y hasta la fuente de potencial cero de la izquierda.



El voltaje de secuencia cero es de cero volts en la fuente U y se hace más negativo cuando la corriente fluye hacia D. En ese punto se presenta un cambio de voltaje debido al acoplamiento mutuo, lo que resulta en un voltaje en C que es positivo, en lugar de ser negativo. Por el cambio de voltaje como muestra en la figura 2.13(b), los voltajes en el bus B y A son también positivos, pero el voltaje tiende otra vez a cero en la fuente de secuencia cero a la izquierda del bus A.

Ahora se examinan los voltajes y corrientes vistos por los enlaces en cada extremo de las cuatro líneas. La *línea 3* es de un particular interés, ya que esta es la línea acoplada mutuamente con la *línea externa* donde se presenta la falla de línea a tierra. En el bus D la corriente de secuencia cero fluye hacia dentro de la línea y el voltaje de secuencia cero es negativo, estas condiciones de corriente y tensión causan que el relevador opere.

Sin embargo, en el bus C el voltaje de secuencia cero es positivo y la corriente fluye hacia fuera de la línea, lo que resulta en una corriente adelantada al voltaje en 90 (ver figura 2.13(c)), este desfase ocasiona la operación del relevador ubicado en la *línea 3* cercano al bus, por lo tanto la *línea 3* quedará desconectada debido a una operación incorrecta. Debe notarse que la figura 2.13(c) muestra que en las otras subestaciones ubicadas a la izquierda de la línea 3, la relación de voltaje y corriente se encuentra de tal forma que una terminal considera una condición de operación, pero las otras terminales se encuentran bloqueadas. Por lo tanto, la *línea 1* y *línea 2* no operaran sus protecciones. Es importante observar que solamente la línea que se encuentra afectada por el voltaje inducido de la línea acoplada experimentará disparos incorrectos. Esto es porque el voltaje de secuencia cero es negativo en el extremo donde la corriente entra y por otro lado el voltaje de secuencia cero es positivo en el extremo donde la corriente sale.

2.5.4 Otros ejemplos de acoplamiento mutuo

La figura 2.14 muestra dos ejemplos de líneas de transmisión con acoplamiento de secuencia cero, pero a diferentes voltajes. El sistema de la figura 2.14 (a) muestra las líneas de diferente nivel de voltaje que están acopladas mutuamente por líneas que tienen el mismo derecho de vía y que salen de la subestación C.

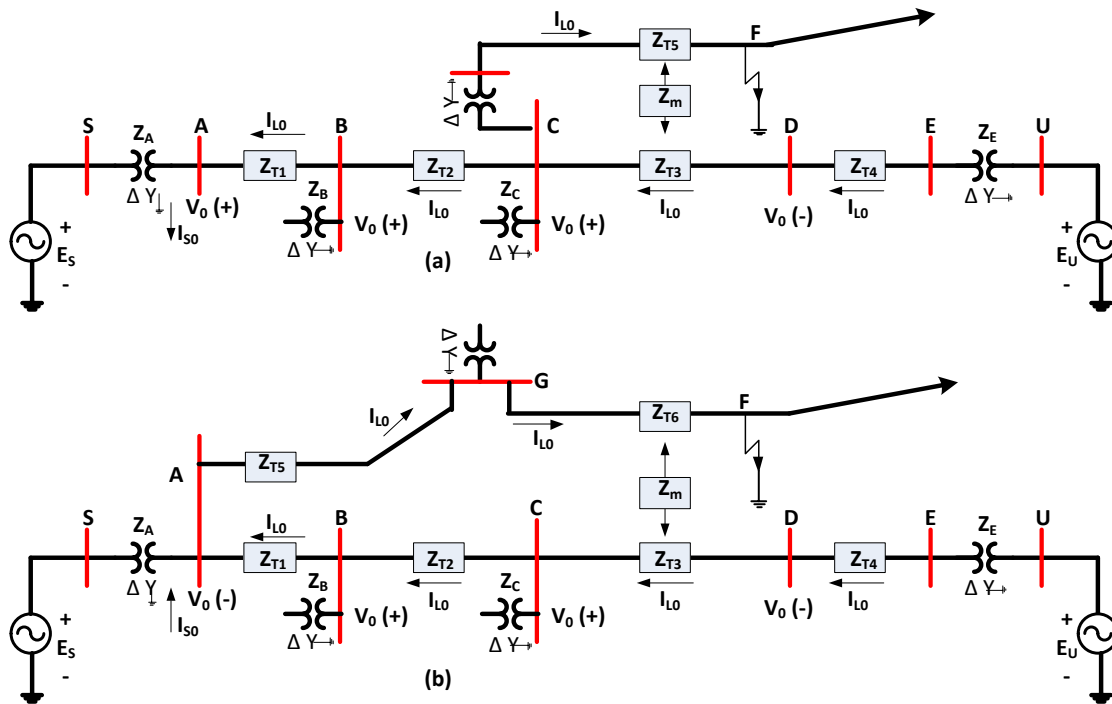


Figura 2.14 Líneas con acoplamiento de secuencia cero a) Sistema de potencia con líneas acopladas pero a diferente nivel de voltaje. b) Sistema de potencia con líneas acopladas con el mismo nivel de voltaje [3]

La figura 2.14 muestra una falla en una de las líneas, la que podría ser una línea de subtransmisión o distribución. Los sistemas de secuencia positiva y negativa para esta condición tendrá dos fuentes y las líneas tendrán una configuración en T en el punto de falla. La red de secuencia cero, sin embargo, es exactamente igual a la de la figura 2.13, donde se aísla el circuito primario del circuito secundario con sólo el acoplamiento mutuo que conecta a los dos buses acoplados. Esto ocasiona que el voltaje de secuencia cero se invierta de un voltaje negativo en el bus D a un voltaje positivo en los buses C, B y A, como se muestra en la Figura 2.14(a). La línea de transmisión de C a D puede experimentar un disparo falso, dependiendo de la magnitud de la tensión inducida por el acoplamiento mutuo entre los dos circuitos.

La Figura 2.14 (b) muestra una situación diferente, la falla está en una línea de transmisión del mismo sistema, y esta línea recorre el mismo derecho de vía con la línea T3. Una falla en la línea más allá del punto G, hará que la corriente de falla fluya a través del segmento de línea mutuamente acoplada, lo que provoca la inversión del voltaje en la línea CD. Por lo tanto, dependiendo del factor de conexión entre las dos líneas, la línea CD puede experimentar una comparación falsa de dirección y un disparo falso. Hay que tener en cuenta que la tensión de secuencia cero será positiva en C y B, pero no en A, donde la corriente de la fuente de tierra fluye a través del neutro del transformador y hacia la falla.

Estas condiciones son bastante comunes en muchos sistemas de potencia y pueden requerir de estudios cuidadosos realizados por el ingeniero de protecciones para determinar si es posible que ocurra un disparo incorrecto. El estudio de fallas debe modelar todos los acoplamientos de secuencia cero en el sistema eléctrico para determinar las posibles condiciones que lleven a la inversión de tensión.

Otra condición común es el circuito de la figura 2.15. Donde se muestran dos líneas de transmisión que pueden ir en la misma torre o en torres diferentes pero compartiendo el mismo derecho de vía. Esta situación comúnmente se conoce como acoplamiento pi.

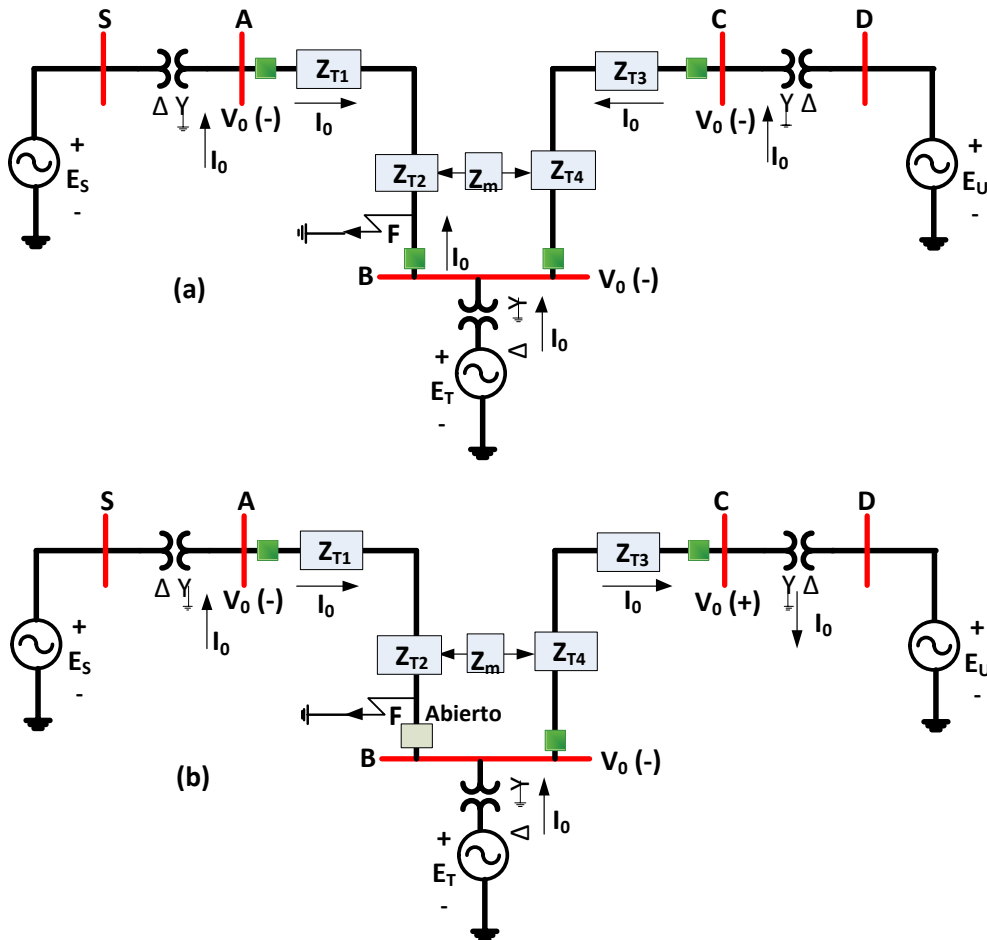


Figura 2.15 Líneas de transmisión con acoplamiento mutuo. a) Falla en una línea con acoplamiento mutuo. b) Falla en la línea con acoplamiento mutuo después de abrirse un interruptor



Considere una falla de línea a tierra en el punto F, como se muestra en la figura 2.15 (a), donde la falla está cerca de la subestación B en la línea AB. Inmediatamente después de la falla, todos los voltajes de secuencia cero son negativos, tal como se muestra en la figura 2.15 (a). La corriente de falla de la subestación B es mayor que de la subestación A, debido a la proximidad de una fuente en B. Por lo tanto, existe una alta probabilidad de que la terminal de línea en la subestación B puede abrirse antes de que se abra la de la subestación A. Si esto sucede, la situación resultante se muestra en la figura 2.15 (b), cuando el interruptor en B ya está abierto y no hay corriente de falla que fluya de la fuente en B a la falla.

Hay una corriente que fluye a través de la tierra de la fuente en B, sin embargo esta corriente continúa a lo largo la línea hasta la subestación C, en el que fluye hacia abajo a través del neutro del transformador. Además, debido al acoplamiento mutuo, la tensión de secuencia cero en la subestación C se invertirá. Las condiciones que se producen después de la apertura del interruptor en B son exactamente iguales a las que se muestran en la Figura 2.13, con los dos circuitos completamente aislados y con el acoplamiento mutuo entre ellos. Los relevadores de tierra de la línea BC tendrán operaciones falsas independientemente del método utilizado para polarizar los relevadores de tierra.

Hay otras situaciones que pueden conducir a la mala operación de los relevadores de tierra en líneas con acoplamiento mutuo, esto sugiere que cada situación en donde exista el acoplamiento mutuo debe de ser analizada cuidadosamente. Este tipo de problema es, por desgracia, cada vez más común, debido a las restricciones ambientales y/o sociales para obtener los permisos de derecho de vía para una nueva línea de transmisión, entonces se opta por colocar diferentes circuitos en la misma torre o en torres adyacentes compartiendo el derecho de vía y ocasionando acoplamientos entre las líneas. Esto sucede a menudo en las grandes ciudades, donde el espacio es muy reducido. Estas configuraciones de los circuitos conducen a situaciones de operaciones incorrectas por parte de los relevadores de protección debido a la presencia de líneas acopladas mutuamente.

2.6 RELEVADORES DE DISTANCIA EN LA PROTECCIÓN DE LÍNEAS CON ACOPLAMIENTO MUTUO

La protección de distancia se emplea en los sistemas de transmisión para detectar los disturbios que se presentan en la red de transmisión y distribución. Este tipo de protección utiliza la información de las variables de voltajes y corrientes para determinar si existe una condición de falla. Uno de los problemas más comunes es el ajuste de los relevadores de distancia empleados en sistemas muy anillados o donde la diferencia de impedancias de líneas adyacentes es muy grande, reflejándose principalmente en los ajustes de las zonas que protege este tipo de relevadores; lo que significaría incurrir en problemas de sub-alcance o sobre-alcance, respectivamente [3].

2.6.1 Sistema de Transmisión protegido con Relevadores de Distancia sin Acoplamiento mutuo

En las redes eléctricas en las que no se tiene el problema del acoplamiento mutuo, los relevadores de distancia operan de forma correcta, esto se cumple tanto para las diferentes configuraciones de líneas, ya sean redes tipo 1, tipo 2 o tipo 3. En la figura 2.16 se muestra un circuito para una red tipo 1, esta red como es de esperarse no tiene acoplamiento mutuo.

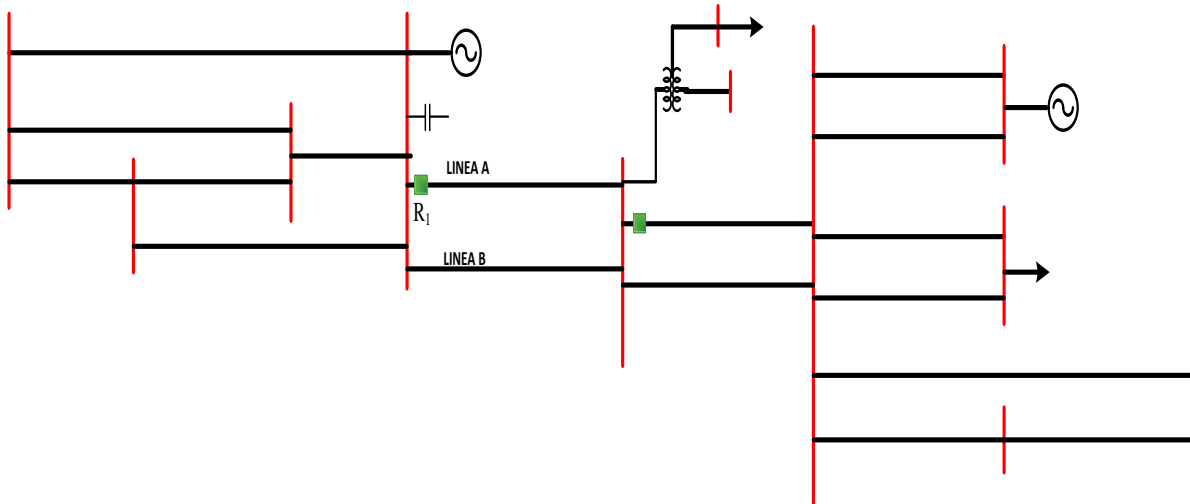


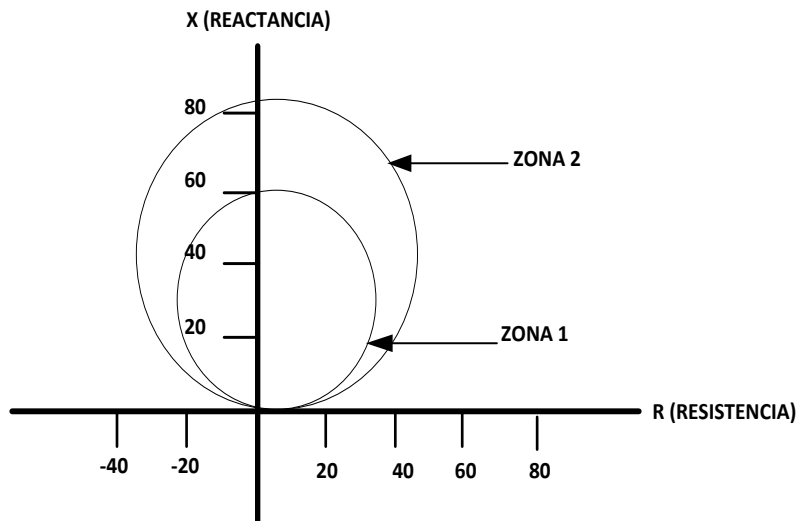
Figura 2.16 Red Tipo 1 Sin acoplamiento mutuo

El relevador analizado R_1 se encuentra ubicado en la *línea A*, y es en donde se presentan fallas monofásicas a lo largo de la línea en intervalos de 10%. Para el análisis se utiliza el programa ASPEN V10.12. Las fallas monofásicas que se presentan a lo largo de todo el trabajo se presentan en la fase A. En la tabla 2.1 se muestran las impedancias vistas por el relevador y la zona de operación del mismo. La impedancia de la línea es $77.85 \angle 85.4012^\circ \Omega$ [38].

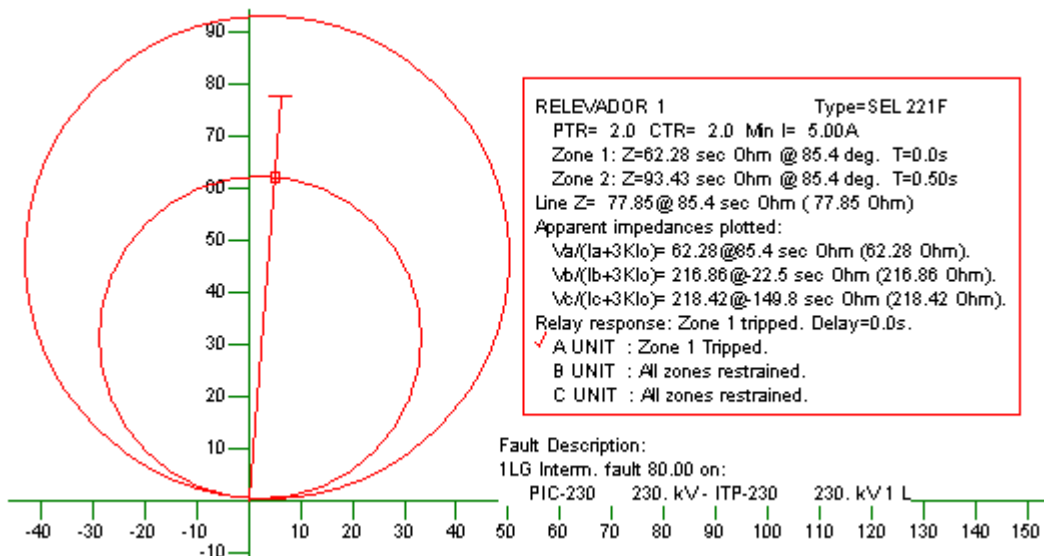
Tabla 2.1 Impedancia vista por el Relevador 1 para fallas monofásicas sólidas a tierra

Falla Monofásica al	Impedancia vista en Zona	Impedancia vista
100%	2	77.85Ω
90%	2	70.06 Ω
80%	1	62.28 Ω
70%	1	54.49 Ω
60%	1	46.71 Ω
50%	1	38.92 Ω
40%	1	31.14 Ω
30%	1	23.35 Ω
20%	1	15.57 Ω
10%	1	7.785 Ω

En la tabla 2.1 se observa que el relevador mide de forma correcta la impedancia de falla para cada uno de las diferentes fallas que se presentan a lo largo de la *línea A*. En la figura 2.17 (a) se muestra el plano complejo RX y las zonas de operación del relevador de distancia, en donde el eje horizontal representa la parte real de la impedancia de la línea y el eje vertical representa la parte reactiva inductiva de la impedancia de la línea, mientras que en la figura 2.17 (b) se observa la impedancia vista por el relevador y la zona de operación para una falla monofásica sólida a tierra simulada al 80% de la línea, en el formato de impresión de salida del software ASPEN One liner ® V10.12



(a)



(b)

Figura 2.17 (a) Plano complejo RX. (b) Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A sin acoplamiento mutuo.

2.6.2 Sistema de Transmisión protegido con Relevadores de Distancia con Acoplamiento mutuo

La figura 2.18 muestra una red tipo 1 la cual tiene dos buses en común y además tiene acoplamiento mutuo a lo largo de las líneas A y B

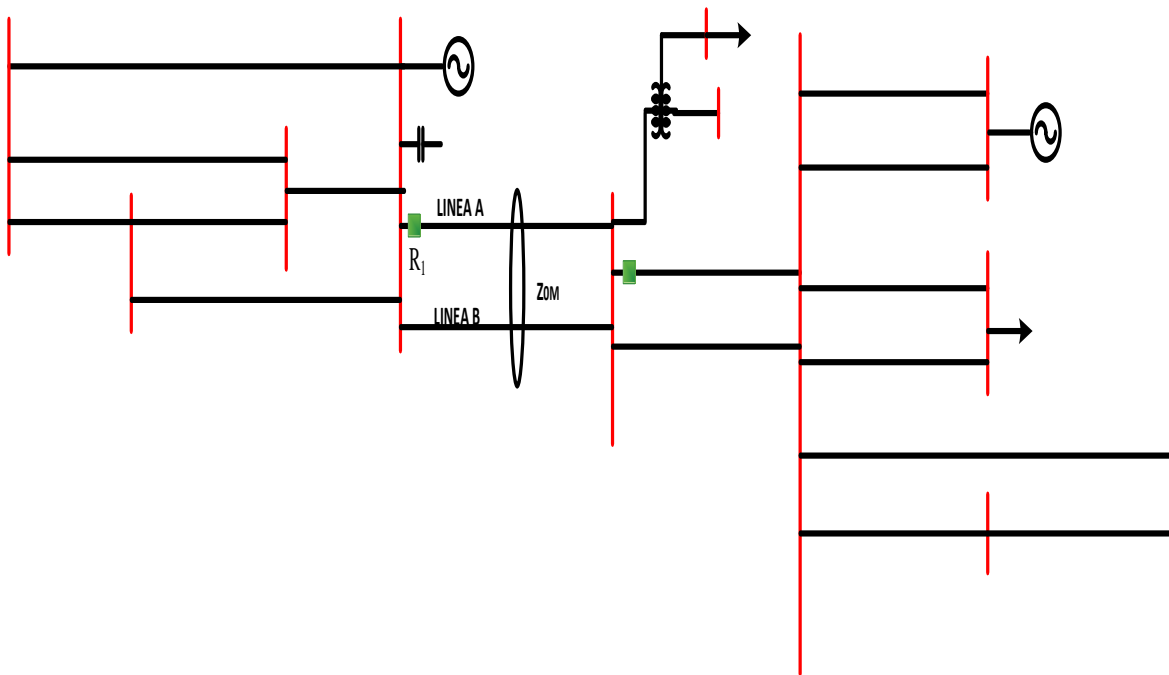


Figura 2.18 Red Tipo 1 Con acoplamiento mutuo

Cuando una falla a tierra ocurre en el sistema, el voltaje medido por el relevador incluye un voltaje inducido proporcional a la corriente de secuencia cero del otro circuito. La corriente en los dos circuitos no está afectada por la presencia de acoplamiento mutuo, y el relevador mide la impedancia a la falla incorrectamente. Si la impedancia a la falla es mayor o menor que la impedancia real depende de la dirección de la corriente que fluye en el circuito sano [15, 16, 20].

Para determinar el efecto que tiene el acoplamiento mutuo en el relevador se presentan fallas monofásicas solidas a tierra a lo largo de la línea A en intervalos de 10%, este análisis se realiza utilizando el programa ASPEN V10.12. Las fallas monofásicas que se presentan a lo largo de todo el trabajo se presentan en la fase A. La tabla 2.2 muestra los resultados.

Tabla 2.2 Impedancia vista por el Relevador 1 para fallas monofásicas sólidas a tierra considerando el acoplamiento mutuo

Falla Monofásica al	Impedancia vista en Zona	Impedancia vista
100%	3	97.08 Ω
90%	2	80.04 Ω
80%	2	67.97 Ω
70%	1	57.83 Ω
60%	1	48.63 Ω
50%	1	39.98 Ω
40%	1	31.65 Ω
30%	1	23.55 Ω
20%	1	15.60 Ω
10%	1	7.76 Ω
0%	-	-

Comparando los resultados de la tabla 2.1 con los de la tabla 2.2 se observa que debido al acoplamiento mutuo de las líneas de transmisión el relevador de distancia no ve correctamente la impedancia de la falla, ya que por ejemplo para una falla al 80% sin considerar el acoplamiento mutuo el relevador ve una impedancia 62.28 Ω, mientras que considerando el acoplamiento mutuo el relevador ve para una falla al 80% una impedancia de 67.97Ω por lo que para este caso el relevador tiene un subalcance, esto se debe como se mencionó anteriormente al acoplamiento mutuo pero también debido a que el flujo de la corriente de secuencia cero de la línea fallada y de la línea sana tienen la misma dirección, esto se muestra en la figura 2.19, en donde se tiene únicamente una sección del sistema mostrado en la figura 2.18.

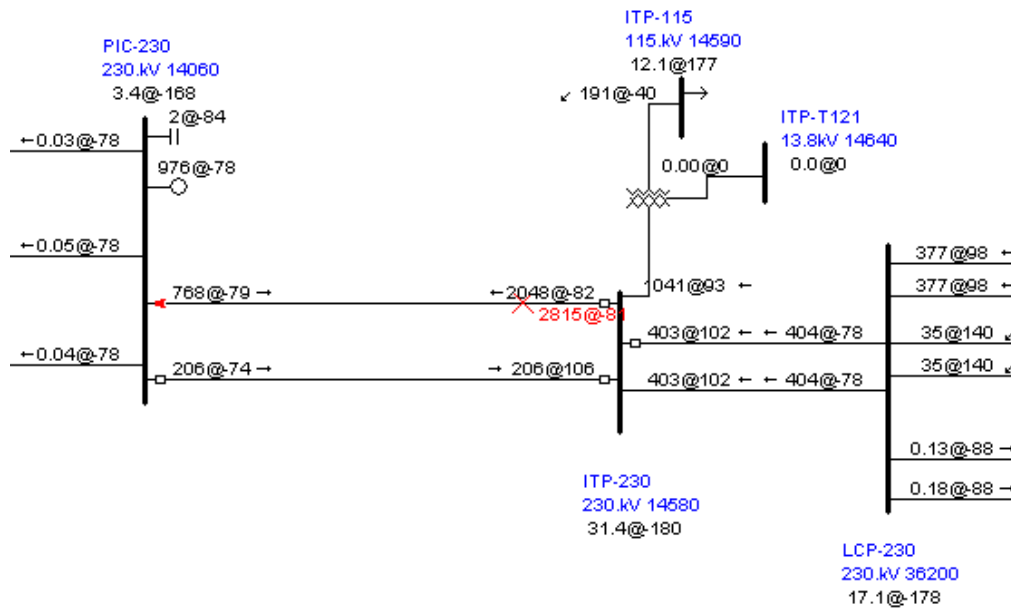


Figura 2.19 Flujo de corriente de secuencia cero para la línea sana y la línea fallada, considerando el acoplamiento mutuo

Si el flujo de la corriente sobre la línea sana y de la línea fallada tiene direcciones opuestas, entonces el relevador de distancia tendrá un sobrealcance. La figura 2.20 muestra la impedancia vista por el relevador para una falla sólida a tierra al 80% de la longitud de la línea A, considerando el acoplamiento mutuo.

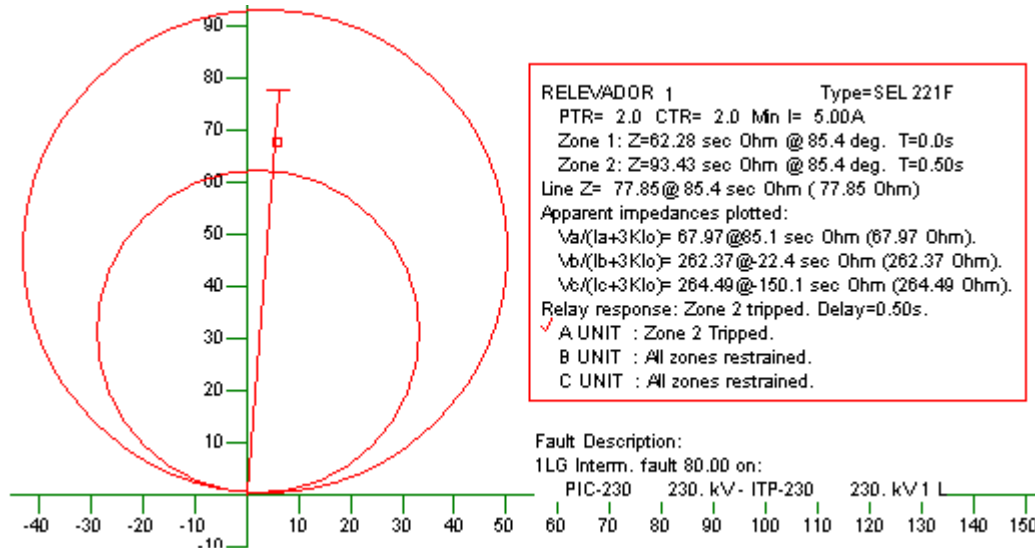


Figura 2.20 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica solida a tierra al 80% de la línea A con acoplamiento mutuo.

La figura 2.20 también nos muestra que pasa con las fases B y C las cuales son las fases sanas, por ejemplo el relevador de distancia que protege la fase B mide una impedancia de 262.37Ω , mientras que el relevador de distancia que protege la fase C mide una impedancia de 264.49Ω , estos valores no se muestran en la figura 2.20, ya que son valores muy grandes comparados con respecto al ajuste de zona 1 y zona 2 del relevador, por lo que las fases sanas no operan, lo cual es correcto ya que los relevadores ubicados en las fases sanas no se ven afectados por el acoplamiento mutuo de secuencia cero.

2.7 OTRAS REDES CON ACOPLAMIENTO MUTUO

Como se mencionó en el capítulo 2 el acoplamiento mutuo puede presentarse en diversos tipos de líneas, una de estas es en las redes tipo 2, las cuales se definen como redes con fuentes comunes de secuencia positiva, pero con diferentes fuentes de secuencia cero. Otra definición es que son redes que tienen un solo bus en común. Este tipo de red se muestra en la figura 2.21

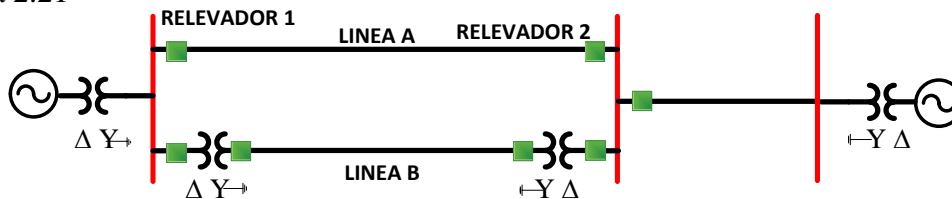


Figura 2.21 Redes tipo 2 con acoplamiento mutuo

El acoplamiento mutuo también tiene influencia en las redes tipo 2. Para observar el efecto de dicho acoplamiento se presentan fallas monofásicas a lo largo de la *línea A* en intervalos de 10% y se observa cual es la impedancia que ve el Relevador 1. La impedancia de la *línea A* es de $77.85 \angle 85.4012^\circ \Omega$ [5,6].

En la tabla 2.3 se muestran las impedancias reales que debería ver el relevador 1 y las impedancias que ve debido al acoplamiento mutuo que existe en las líneas.

Tabla 2.3 Impedancia vista por el relevador 1 para una red tipo 2 con y sin acoplamiento mutuo

Falla Monofásica al	Zona que debería operar	Impedancia que debería ver	Zona que operó	Impedancia Vista
100%	2	77.85Ω	2	70.26 Ω
90%	2	70.06 Ω	2	64.67 Ω
80%	1	62.28 Ω	1	58.54 Ω
70%	1	54.49 Ω	1	52.00 Ω
60%	1	46.71 Ω	1	45.14 Ω
50%	1	38.92 Ω	1	38.03 Ω
40%	1	31.14 Ω	1	30.71 Ω
30%	1	23.35 Ω	1	23.22 Ω
20%	1	15.57 Ω	1	15.59 Ω
10%	1	7.785 Ω	1	7.85 Ω
0%	-	-	-	-

Para este caso se observa que no hay cambio en la zona de operación, sin embargo el relevador ve una impedancia menor a la que debería ver. La figura 2.22 muestra la impedancia vista por el relevador para una falla al 80% de la línea.

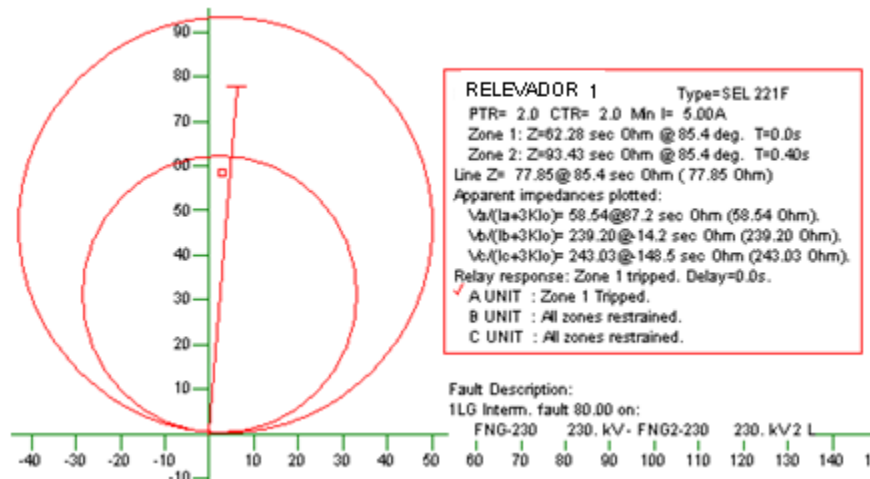


Figura 2.22 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A con acoplamiento mutuo.

En la tabla 2.4 se muestran las impedancias reales que debería ver el relevador 2 y las impedancias que ve debido al acoplamiento mutuo que existe en las líneas.

Tabla 2.4 Impedancia vista por el relevador 2 para una red tipo 2 con y sin acoplamiento mutuo

Falla Monofásica al	Zona que debería operar	Impedancia que debería ver	Zona que operó	Impedancia Vista
100%	2	77.85Ω	2	72.58 Ω
90%	2	70.06 Ω	2	67.96 Ω
80%	1	62.28 Ω	1	61.98 Ω
70%	1	54.49 Ω	1	55.22 Ω
60%	1	46.71 Ω	1	47.97 Ω
50%	1	38.92 Ω	1	40.39 Ω
40%	1	31.14 Ω	1	32.57 Ω
30%	1	23.35 Ω	1	24.59 Ω
20%	1	15.57 Ω	1	16.48 Ω
10%	1	7.785 Ω	1	8.28 Ω
0%	-	-	-	-

De la tabla anterior se observa que el relevador 2 para fallas del 80 al 100% ve una impedancia menor a la que debería ver, esto es por las direcciones opuestas de las corrientes presentes en el circuito fallado y en el circuito sano, tal como se muestra en la figura 2.23, para una falla al 80% de la línea A.

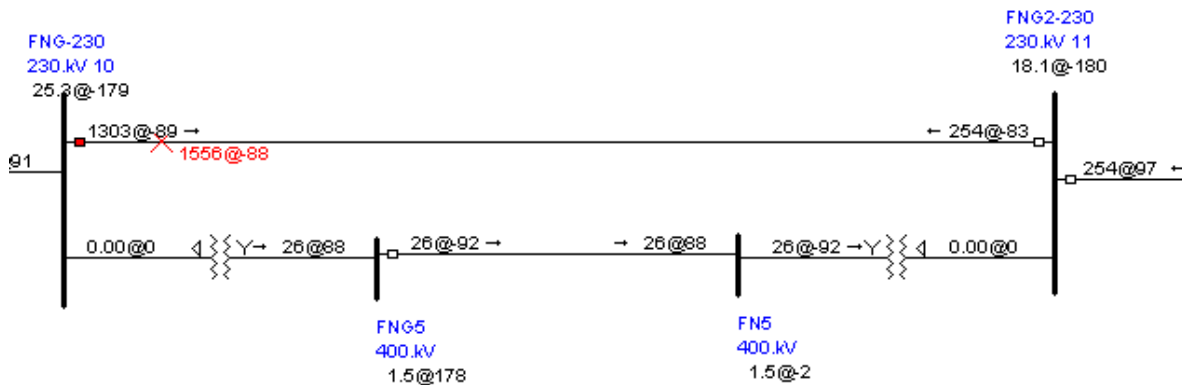


Figura 2.23 Dirección de las corrientes en la línea fallada y en la línea sana para una falla al 90% de la línea A vista desde el relevador 2.

De la misma tabla 2.4 se observa que para fallas del 10 al 70% el relevador 2 ve una impedancia más grande de la que debería ver, esto se debe a que la dirección de la corriente en la línea sana y en la línea fallada tiene la misma dirección, como se muestra en la figura 2.24.

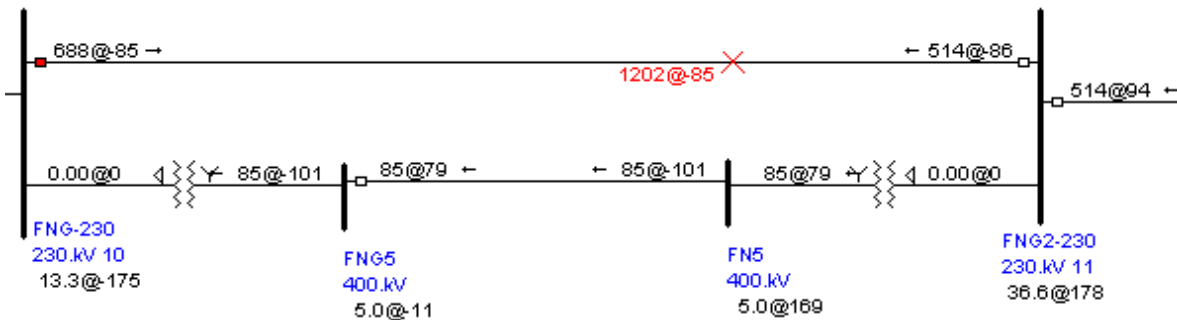


Figura 2.24 Dirección de las corrientes en la línea fallada y en la línea sana para una falla al 30% de la línea A vista desde el relevador 2.

De lo anterior se concluye que la dirección de las corrientes determina si el relevador debido al acoplamiento mutuo tiene un sobrealcance o un subalcance.

Por otra parte, también se tienen las redes tipo 3 las cuales son aquellas que tienen las fuentes de secuencia positiva, negativa y cero distintas o aquellas que no tienen ningún bus en común. Un sistema como este se muestra en la figura 2.25

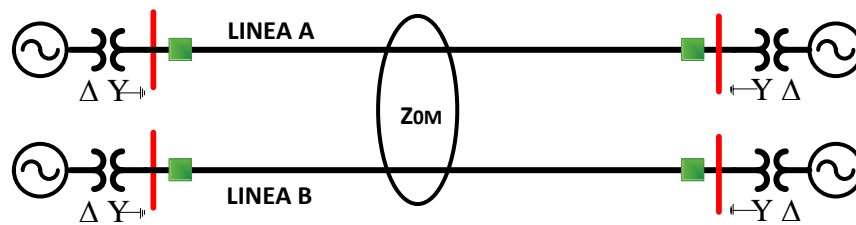


Figura 2.25 Circuito paralelo tipo 3 Sin ningún bus en común

Este tipo de sistemas no se encuentran normalmente, ya que la mayoría de los sistemas de alimentación tienden a ser interconectados. Este tipo de sistemas se puede encontrar en líneas de diferente voltaje y las conexiones entre los niveles de voltaje son de alta impedancia relativa. Obviamente, este tipo de red podría ocurrir cuando los dos sistemas de alimentación intencionalmente no están interconectados, incluso para las líneas de la misma tensión.

El efecto que tiene el acoplamiento mutuo en este tipo de redes es igual al que se tiene en las redes tipo 1 y tipo 2, teniéndose sobrealcances o subalcances en la medición del relevador de distancia.

Por los resultados presentados es evidente que la protección de distancia y direccional de sobre corriente se ven seriamente afectadas por el acoplamiento mutuo, entonces, este fenómeno deber ser analizado ampliamente para tener un buen funcionamiento en los relevadores y en el menor tiempo posible de operación.



CAPÍTULO 3

RELEVADORES DE DISTANCIA Y RELEVADORES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE

3.1 INTRODUCCIÓN

Es esencial que cualquier falla en un sistema de potencia sea despejada rápidamente, de otro modo puede resultar en la desconexión de muchos consumidores, pérdidas de estabilidad en el sistema y daño a los equipos. La protección de distancia reúne los requerimientos necesarios de confiabilidad y de velocidad para proteger esos circuitos y por estas razones es ampliamente usado en la protección de líneas de transmisión. En los relevadores de distancia hay un equilibrio entre tensión y corriente que puede expresarse en función de la impedancia, ya que esta es una medida eléctrica de la distancia en una línea de transmisión, lo que explica su nombre. La protección de distancia tiene capacidad de distinguir entre fallas que ocurren en diferentes partes de un sistema, dependiendo de la impedancia medida. Esencialmente éste compara la corriente de falla vista por el relevador, contra el voltaje en el punto de localización del relevador para determinar la impedancia de la línea hasta la falla.

La ventaja principal del uso de un relevador de distancia es que su zona de protección depende de la impedancia de línea protegida, la cual es virtualmente constante independiente de las magnitudes de voltaje y corriente. Así, el relevador de distancia tiene un alcance fijo, en contraste con las unidades de sobrecorriente donde el alcance varía dependiendo de las condiciones del sistema [39, 40].

3.2 RELEVADOR DE DISTANCIA

La protección de distancia se emplea en los sistemas de transmisión para detectar los disturbios que se presentan en la red de transmisión y distribución [41]. Este tipo de protección utiliza la información de las variables de voltajes y corrientes para determinar si existe una condición de falla.

Existe una gran diversidad de características de operación de los relevadores de distancia en su representación en el plano complejo. Los relevadores de distancia más comunes son [42, 43].

1. Relevador de distancia tipo reactancia
2. Relevador de distancia tipo impedancia
3. Relevador de distancia tipo mho
4. Relevador de distancia con características poligonales



3.2.1 Zonas de protección de los relevadores de distancia

El relevador de distancia desconectará la línea fallada en un tiempo muy corto, cuando la falla se encuentre dentro del alcance de la zona I del relevador de distancia. Para fallas cercanas al final de la línea y sin canales de comunicación, la falla debe ser liberada por la zona II o bien por las protecciones de respaldo local o remota.

3.2.2 Criterios de ajuste para los relevadores de distancia

La protección de distancia es el esquema más empleado en la protección de las líneas de alta tensión [3, 44, 45]. El principio básico de operación de este tipo de relevadores consiste en calcular la impedancia entre el relevador y el punto de falla, a partir de los valores de la tensión y la corriente de la línea. Comparando los valores de la impedancia calculada y de la línea es posible estimar la ubicación de la falla, dado que la impedancia de la línea es directamente proporcional a su longitud. Si la impedancia calculada por el relevador es menor o igual al valor de ajuste, el relevador dispara inmediatamente, y si no, sólo actuará como respaldo de otra protección, una vez transcurrido un tiempo de retardo pre ajustado.

El ajuste ideal es aquél en donde la primera zona del relevador cubre el 100% de la línea. Sin embargo, debido a la existencia de los errores provocados por los equipos de medición, la presencia de arcos eléctricos que acompañan a las fallas, errores de los transformadores de instrumento, así como también en los parámetros de las líneas, entonces por todas estas incertidumbres la primera zona se ajusta entre el 80 y 85% de la longitud de la línea, y el 20 o el 15% restante se protege con la segunda zona. Por el otro extremo de la línea, esta última sección es protegida por la primera zona. Por lo tanto, en general se dice que la primera zona del relevador se ajusta en subalcance [46].

El método más común para proteger una línea, es la protección de distancia escalonada, donde el alcance del relevador está dividido en tres zonas.

- a- La primera zona, el relevador tiene que dar una señal de disparo instantánea, cubre entre el 80 y 85% de la línea a proteger.
- b- La segunda zona, cubre entre el 120% y el 150% de la línea a proteger. En muchas aplicaciones es una práctica común ajustar a la segunda zona igual a la impedancia de la línea protegida más un 50% de la línea adyacente más corta, los tiempos de operación tienen un retardo de tiempo t_2 . La aplicación del retardo permite la operación coordinada para la zona I y zona II del relevador ubicado en cada línea.

- c- La tercera zona, cubre más allá de la segunda zona. Por lo menos se ajusta a 1.2 veces la impedancia presentada al relevador para una falla en el extremo remoto de las líneas adyacentes. En algunos sistemas las variaciones de las fuentes de alimentación en puntos intermedios (infeed) en el nodo remoto pueden inhibir la aplicación de la protección de la zona 3, sin embargo en sistemas radiales con alimentación en un solo extremo estas dificultades no se presentan. Los tiempos de operación tienen un retardo de tiempo t_3 . La aplicación del retardo permite la operación coordinada para la zona II y zona III del relevador ubicado en cada línea.

La figura 3.1 presenta los ajustes para un relevador de distancia.

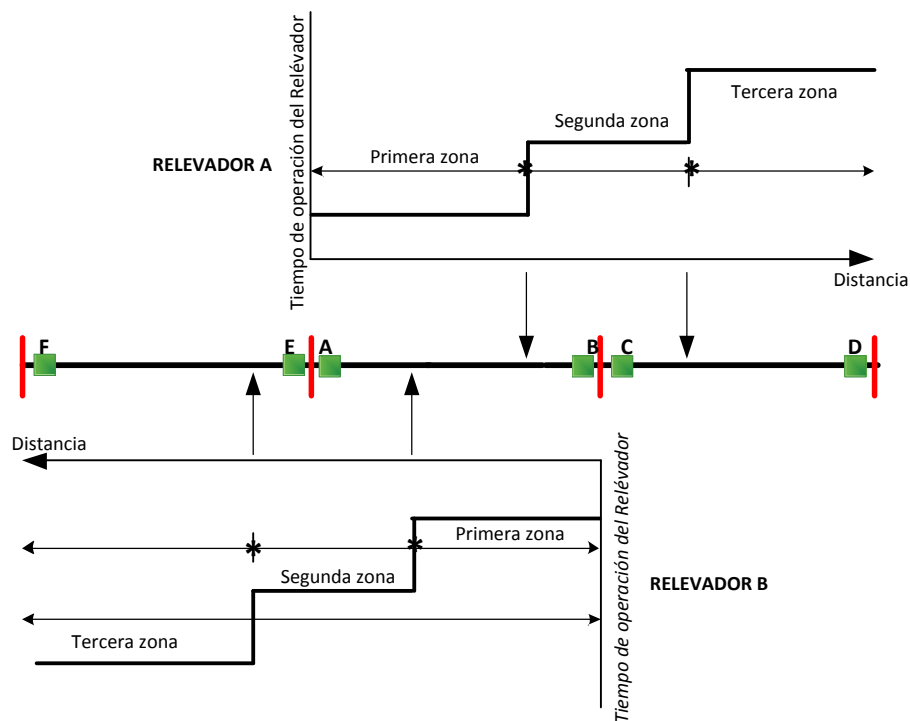


Figura 3.1 Ajustes de un Relevador de Distancia

3.3 IMPEDANCIA VISTA POR LOS RELEVADORES DE DISTANCIA ANTE DIFERENTES TIPOS DE FALLAS.

En la figura 3.2 se muestra un diagrama unifilar de un sistema trifásico, se considera que el relevador R es una protección de distancia para proteger la línea AB de la figura 3.2.

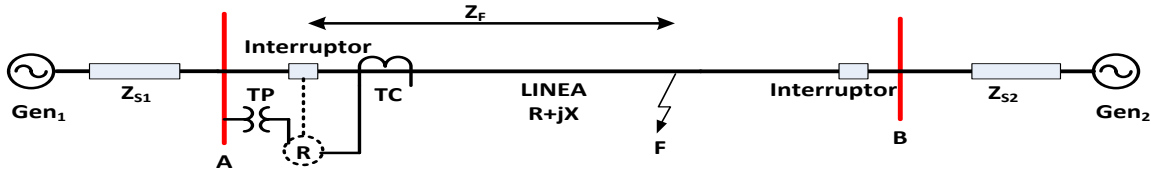


Figura 3.2 Diagrama unifilar de un sistema trifásico

La estimación de la impedancia de falla vista por los relevadores de distancia, se obtienen considerando que existen tres unidades de relevadores que protegen fallas entre fases alimentadas por la diferencia de voltajes y corrientes; y otras tres unidades de relevadores que protegen las fallas de fase a tierra alimentadas por voltaje de fase y la corriente compensada correspondiente. Cabe mencionar que estas seis unidades de relevadores, se encuentran físicamente dentro de un solo equipo [2, 3, 35]. En las tablas 3.1 a 3.3 se muestran las impedancias vistas por los relevadores ante diferentes tipos de fallas, para obtener las impedancias vistas por los relevadores de distancia se utilizan las componentes simétricas, para un análisis más detallado de cómo se obtienen dichas impedancias se puede ver el apéndice B.

Tabla 3.1 Impedancias vistas por los Relevadores para una Falla Trifásica [12].

Impedancia vista por el Relevador R_{ab}	Impedancia vista por el Relevador R_{bc}	Impedancia vista por el Relevador R_{ca}
Z_{1F}	Z_{1F}	Z_{1F}
Impedancia vista por el Relevador R_{ag}	Impedancia vista por el Relevador R_{bg}	Impedancia vista por el Relevador R_{cg}
Z_{1F}	Z_{1F}	Z_{1F}

Tabla 3.2 Impedancias vistas por los Relevadores para una Falla Bifásica entre las fases bc [12].

Impedancia vista por el Relevador R_{ab}	Impedancia vista por el Relevador R_{bc}	Impedancia vista por el Relevador R_{ca}
$\frac{(1-a^2)E_1 - (a-1)E_2}{(1-a^2)I_1 - (a-1)I_2}$	Z_{1F}	$\frac{(a-1)E_1 - (1-a^2)E_2}{(a-1)I_1 - (1-a^2)I_2}$

Tabla 3.3 Impedancias vistas por los Relevadores para una Falla de Línea a Tierra [12].

Impedancia vista por el Relevador R_{ag}	Impedancia vista por el Relevador R_{bg}	Impedancia vista por el Relevador R_{cg}
Z_{1F}	Z_{1F}	Z_{1F}

3.4. IMPEDANCIA VISTA POR EL RELEVADOR R_{ag} EN LÍNEAS CON ACOPLAMIENTO MUTUO

En la figura 3.3 se muestran dos líneas en paralelo con acoplamiento mutuo

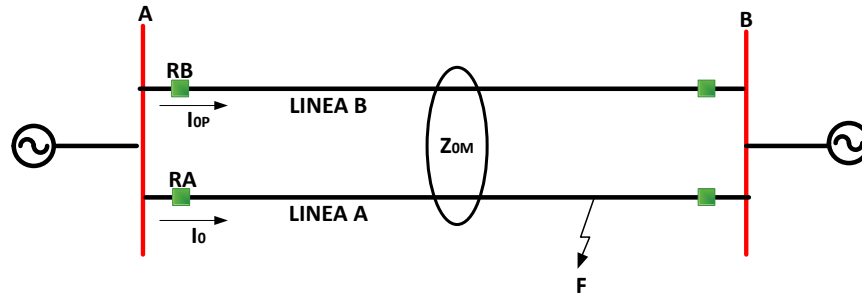


Figura 3.3 Líneas en paralelo con acoplamiento mutuo

Se considera el relevador RA de tierra, cuando el flujo de la corriente de la línea en paralelo (sana) es en la misma dirección, el voltaje inducido mutuamente es sumado al voltaje de la línea fallada. Este fenómeno causa un aparente aumento en la impedancia de la línea, es decir, la inducción mutua causa en el relevador un subalcance, a menos que la corriente de la línea en paralelo fallada sea compensada. La impedancia vista por el relevador RA para una falla monofásica está dada por la ecuación (3.1).

$$R_{ag} = \frac{E_a}{I_a''} \quad (3.1)$$

En donde I'' es la corriente compensada y considera el acoplamiento mutuo, se expresa mediante la ecuación (3.2):

$$I_a'' = I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0 + \left(\frac{Z_{0M}}{Z_1} \right) I_{0p} \quad (3.2)$$

Se tiene que $I_0 = I_a/3$ e $I_{0p} = I_{ap}/3$, sustituyendo en la ecuación (3.2)

$$I_a^* = I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{3Z_1} I_a + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1} \right) I_{ap}$$

$$I_a^* = I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{3Z_1} I_a + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1} \right) \left(\frac{I_{ap}}{I_a} \right) I_a$$

$$I_a^* = I_a + \left[\frac{(Z_0 - Z_1)}{3Z_1} + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1} \right) \left(\frac{I_{ap}}{I_a} \right) \right] I_a \tag{3.3}$$

$$K_a = \frac{(Z_0 - Z_1)}{3Z_1} + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1} \right) \left(\frac{I_{ap}}{I_a} \right) \tag{3.4}$$

Por lo tanto al sustituir la ecuación (3.4) en la ecuación (3.3) se obtiene la ecuación (3.5)

$$I_a^* = I_a + K_a I_a \tag{3.5}$$

El procedimiento que se realizó anteriormente puede extender para líneas con múltiples acoplamientos mutuos, como lo muestra la figura 3.4

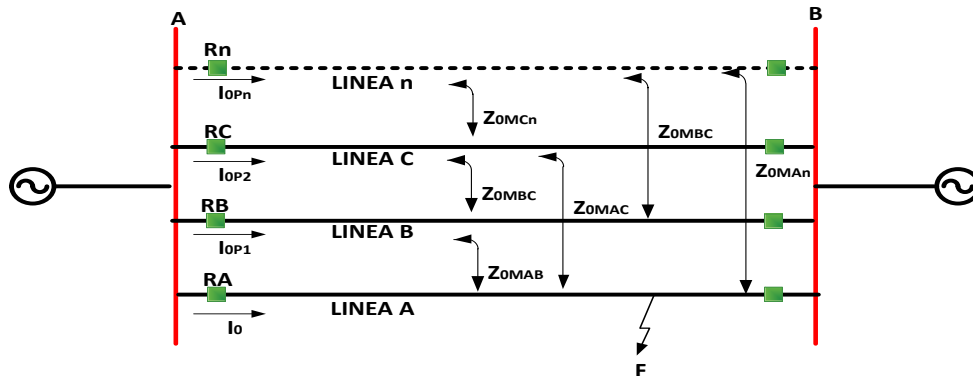


Figura 3.4 Múltiples líneas en paralelo con acoplamiento mutuo

De la figura anterior se observa que las impedancias de acoplamiento mutuo de las líneas pueden tener valores diferentes, pero para simplificar los cálculos, se considera que los acoplamientos son iguales o en su defecto se puede utilizar el valor mayor de la impedancia mutua de secuencia cero presentes en estas líneas [22].

Para este tipo de líneas se tiene la ecuación (3.6)

$$R_{ag} = \frac{E_a}{I_a^*} \tag{3.6}$$

En donde I_a'' es la corriente compensada y considera el acoplamiento mutuo, esta se expresa mediante la ecuación (3.7)

$$I_a'' = I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0 + \left(\frac{Z_{0M}}{Z_1}\right) I_{0p1} + \left(\frac{Z_{0M}}{Z_1}\right) I_{0p2} + \dots + \left(\frac{Z_{0M}}{Z_1}\right) I_{0pn} \quad (3.7)$$

Se tiene que $I_0 = I_a/3$ e $I_{0pn} = I_{apn}/3$, sustituyendo en (3.7)

$$\begin{aligned} I_a'' &= I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{3Z_1} I_a + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) I_{ap1} + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) I_{ap2} + \dots + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) I_{apn} \\ I_a'' &= I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{3Z_1} I_a + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{ap1}}{I_a}\right) I_a + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{ap2}}{I_a}\right) I_a + \dots + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{apn}}{I_a}\right) I_a \\ I_a'' &= I_a + \left[\frac{(Z_0 - Z_1)}{3Z_1} + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{ap1}}{I_a}\right) + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{ap2}}{I_a}\right) + \dots + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{apn}}{I_a}\right) \right] I_a \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$K_a = \frac{(Z_0 - Z_1)}{3Z_1} + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{ap1}}{I_a}\right) + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{ap2}}{I_a}\right) + \dots + \left(\frac{Z_{0M}}{3Z_1}\right) \left(\frac{I_{apn}}{I_a}\right) \quad (3.9)$$

Por lo que se tiene la ecuación (3.10)

$$I_a'' = I_a + K_a I_a \quad (3.10)$$

3.5 EFECTO DE LAS FUENTES DE ALIMENTACIÓN EN PUNTOS INTERMEDIOS (INFEED) Y FUGAS DE CORRIENTE (OUTFEED) SOBRE EL RELEVADOR DE DISTANCIA.

El efecto de las fuentes de alimentación en las barras de subestaciones intermedias requiere tomarse en cuenta cuando hay una o más fuentes de generación dentro de la zona de protección de un relevador de distancia. Dichas fuentes contribuyen a la corriente de falla, sin embargo estas contribuciones no son vistas por el relevador de distancia.

La figura 3.5 muestra la configuración de una red que provoca el efecto de fuente intermedia (infeed), que se define como las aportaciones de corrientes de falla a puntos intermedios entre la ubicación del relevador y el punto de falla [2,47,48]. Se calcula como el cociente de la corriente que fluye por el elemento fallado y la corriente que fluye por el relevador.

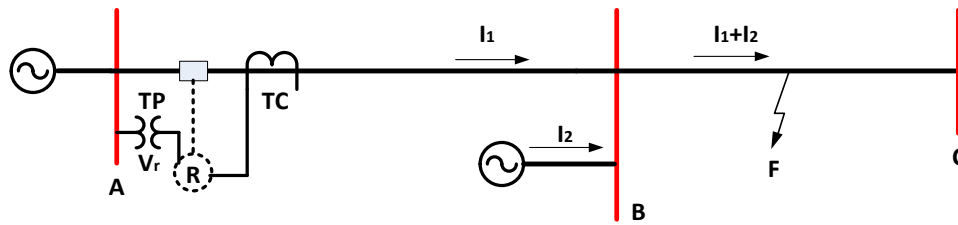


Figura 3.5 Impedancia que mide un relevador en presencia del efecto infeed.

La corriente que mide el relevador se expresa mediante la ecuación (3.11)

$$I_r = I_1 \quad (3.11)$$

El voltaje que “ve” el relevador se puede expresar en términos de la ecuación (3.12)

$$V_r = I_1 Z_{AB} + (I_1 + I_2) Z_{BF} \quad (3.12)$$

Entonces la impedancia medida por el relevador se expresa mediante las ecuaciones (3.13) a (3.15).

$$Z_r = \frac{V_r}{I_r} \quad (3.13)$$

$$Z_r = \frac{I_1 Z_{AB} + (I_1 + I_2) Z_{BF}}{I_1} \quad (3.14)$$

$$Z_r = Z_{AB} + \left(1 + \frac{I_2}{I_1}\right) Z_{BF} \quad (3.15)$$

El cociente $(I_2/I_1) > 0$ implica que la impedancia medida por el relevador es mayor que la impedancia de las secciones de líneas involucradas. Lo que significa que el relevador puede tener un subalcanse, si el ajuste se hace en función de los Ohms que representan las secciones de las líneas involucradas.

En la figura 3.6 se muestra una sección de red que presenta el efecto de fuga de corrientes (outfeed), se calcula de la misma manera el efecto de fuente intermedia.

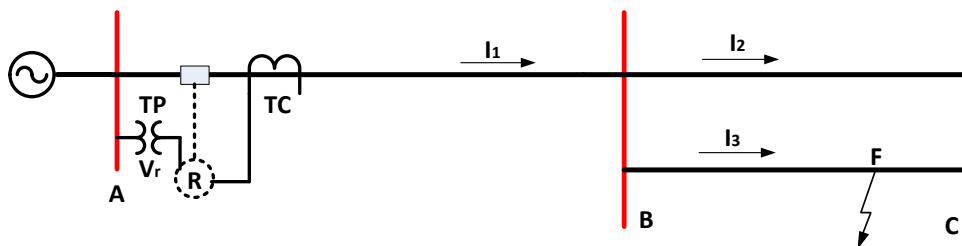


Figura 3.6 Impedancia que mide un relevador en presencia del efecto outfeed.



La corriente que mide el relevador se muestra mediante la ecuación (3.16).

$$I_r = I_1 \quad (3.16)$$

$$I_1 = I_2 + I_3 \quad (3.17)$$

El voltaje que ve el relevador se muestra en la ecuación (3.18).

$$V_r = I_1 Z_{AB} + I_3 Z_{BF} \quad (3.18)$$

Si se divide la ecuación (3.18) con la ecuación (3.16) se obtiene la ecuación (3.19) y simplificando se obtiene la ecuación (3.20) la cual muestra la impedancia medida por el relevador.

$$Z_r = \frac{V_r}{I_1} = \frac{I_1 Z_{AB} + I_3 Z_{BF}}{I_1} \quad (3.19)$$

$$Z_r = Z_{AB} + \left(\frac{I_3}{I_1} \right) Z_{BF} \quad (3.20)$$

Para este caso $(I_3/I_1) < 1$ Por lo que, la impedancia que ve el relevador es menor que $Z_{AB} + Z_{BF}$ lo que significa que el relevador puede tener un sobrealcance.

En la tarea de llevar a cabo la coordinación de la operación de los relevadores se busca que primero operen los que estén más cerca de la falla eléctricamente, que aquellos más alejados, lográndose obtener así la selectividad en la protección, que consiste en aislar la mínima sección posible de la red ante una falla.

Los relevadores de distancia se conectan en los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial, la impedancia Z_r medida o vista por los relevadores se conoce como impedancia secundaria. La impedancia medida en los primarios de estos aparatos se conoce como impedancia primaria (Z_p), dada por la ecuación (3.21).

$$Z_p = \frac{V_p}{I_p} \quad (3.21)$$

La relación entre Z_r y Z_p está dada por la ecuación (3.22).

$$Z_r = \frac{V_r}{I_1} = \frac{\frac{V_p}{RTC}}{\frac{I_p}{RTC}} = \frac{RTC}{RTC} \frac{V_p}{I_p} = \frac{RTC}{RTC} Z_p \quad (3.22)$$



3.6 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA EL AJUSTE DEL RELEVADOR DE DISTANCIA PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN CON ACOPLAMIENTO MUTUO

En esta sección se describe la metodología propuesta para el ajuste de los relevadores de distancia considerando el acoplamiento mutuo de las líneas de transmisión que comparten el mismo derecho de vía.

La metodología propuesta consiste en obtener la impedancia de secuencia positiva aparente vista por el relevador de distancia, considerando el flujo de corriente de la línea fallada y de la línea sana, esto es porque tanto el acoplamiento mutuo como la dirección de la corriente de la línea sana, así como la corriente en la línea fallada contribuyen a que se tenga un sobrealcance o un subalcance en la medición de la impedancia realizada por el relevador de distancia. Además se toma en cuenta la variación de la impedancia de secuencia cero debido a la resistencia de falla, considerando un extremo abierto de la línea a proteger.

3.6.1.1 AJUSTE PARA REDES TIPO 1

3.6.1.2 AJUSTE ZONA 1

Una de las causas más importante de la variación de la impedancia vista por el relevador es producido por el efecto de inducción mutua en líneas paralelas que están acopladas mutuamente. La inyección de corrientes a través del acoplamiento mutuo a la línea fallada ejerce una variación en la impedancia vista por el relevador, debido a las corrientes que no pasan por dicho elemento.

Los relevadores estiman una impedancia tomando mediciones de voltajes y corrientes que circulan por los TPs y TCs, respectivamente. La inducción de corrientes por el circuito acoplado no son consideradas para la estimación de la impedancia en el relevador, produciendo sobrealcances cuando el sentido de la corriente de secuencia cero del circuito paralelo tiene dirección contraria que el circuito fallado y se produce subalcances cuando la corriente de secuencia cero del circuito paralelo tiene direcciones iguales al circuito fallado.

El estudio de inducción mutua en líneas paralelas se basa en la variación de la impedancia de secuencia positiva para fallas fase a tierra como consecuencia de la impedancia mutua y de las corrientes inducidas al circuito fallado (Figura 3.7).

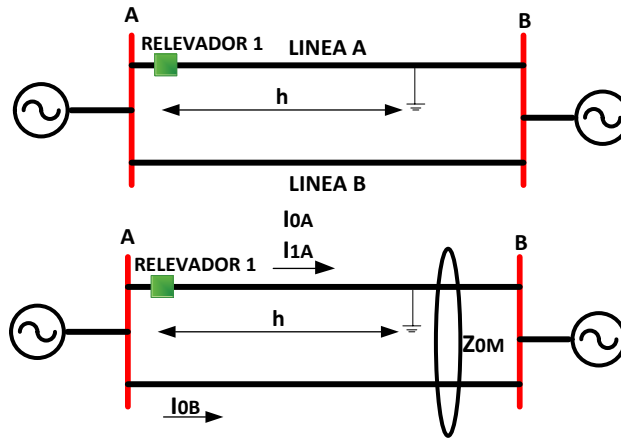


Figura 3.7 Falla en Líneas en Paralelo

Se esperaría basado en el principio de operación de un relevador de distancia, considerando que la falla ocurre a una distancia h , entonces la impedancia medida está dada por la ecuación (3.23).

$$Z_{AP1} = h Z_1 \quad (3.23)$$

Como ya se mencionó en capítulos anteriores, la expresión anterior no se cumple debido al acoplamiento mutuo que existe en las líneas paralelas que comparten el mismo derecho de vía, por otra parte, esta impedancia será mayor o menor dependiendo de la dirección de la corriente que fluye en el circuito sano. Entonces el voltaje inducido en la *línea A* depende de la corriente que fluye por la *línea B* y esta corriente está en función de la distancia a la que ocurre la falla, por lo tanto el voltaje inducido en la *línea A* se expresa mediante la ecuación (3.24).

$$V_{0A} = h I_{0B} Z_{0M} \quad (3.24)$$

Se tiene que el voltaje medido por el relevador se expresa mediante la ecuación (3.25).

$$V_A = I_{1A} Z_{A1} + I_{2A} Z_{2A} + I_{0A} Z_{0A} \quad (3.25)$$

Si se divide la ecuación (3.24) entre la ecuación (3.25) se tiene:

$$\frac{I_{0B} Z_{0M} h}{I_{1A} Z_{1A} + I_{2A} Z_{2A} + I_{0A} Z_{0A}}$$

Y como se tiene que

$$Z_{1A} = Z_{2A}$$

$$I_{1A} = I_{2A}$$

Por lo tanto se tiene la ecuación (3.26)

$$\frac{I_{0B}Z_{0M} h}{2I_{1A}Z_{1A} + I_{0A}Z_{0A}} \quad (3.26)$$

La ecuación anterior muestra la variación de la impedancia de secuencia positiva de la línea debido al acoplamiento mutuo de las líneas paralelas.

Al sumar o restar la ecuación (3.24) y la ecuación (3.26), el cual depende de la dirección de la corriente por la línea sana y la línea fallada, entonces se tiene la ecuación (3.27)

$$Z_{AP1} = Z_1 \left(h \pm \frac{I_{0B}Z_{0M} h}{2I_{1A}Z_{1A} + I_{0A}Z_{0A}} \right) [\Omega] \quad (3.27)$$

Esta expresión muestra la variación de la impedancia de secuencia positiva vista por el relevador, ocasionado por la inducción de corriente en líneas paralelas acopladas.

Dónde:

- Z_{AP1} Es la impedancia de secuencia positiva aparente
- Z_{1A} Es la impedancia de secuencia positiva del circuito fallado
- h Es la distancia a la que ocurre la falla
- R_f Es la resistencia de falla
- I_{0A} Es la corriente de secuencia cero del circuito fallado
- I_{0B} Es la corriente de secuencia cero del circuito sano
- I_{1A} Es la corriente de secuencia positiva del circuito fallado
- Z_{0M} Es la impedancia mutua de secuencia cero
- Z_{0A} Es la impedancia de secuencia cero del circuito fallado

A continuación se realiza el análisis siguiente para definir un porcentaje de la variación de la impedancia de secuencia cero debido a una resistencia de falla y con el extremo abierto de la barra remota, como se muestra en la figura 3.8

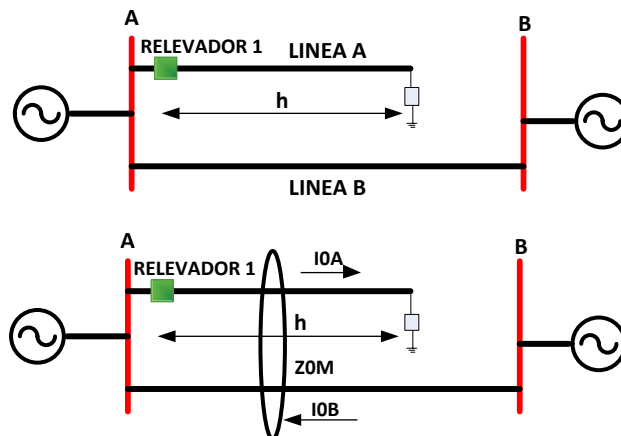


Figura 3.8 Falla en Líneas en Paralelo con una línea abierta



Tomando en cuenta la ubicación donde ocurre la falla y la impedancia de acoplamiento mutuo de secuencia cero, así como también la aportación de la corriente en la línea sana, además la corriente en la línea fallada y la resistencia de falla, finalmente se tiene la ecuación (3.28).

$$Z_{AP0} = hZ_{0A} \pm hZ_{0M} \left(\frac{I_{0B}}{I_{0A}} \right) + R_f \quad [\Omega] \quad (3.28)$$

Con esta variación de impedancia de secuencia cero bajo las condiciones establecidas, se calcula nuevamente la variación de la impedancia de secuencia positiva mediante la ecuación (3.29) para establecer el mayor valor de impedancia vista por el relevador y así garantizar que el relevador observe las fallas considerando el acoplamiento mutuo de las líneas de transmisión.

$$Z_{AP1}^* = Z_1 \left(h \pm \frac{I_{0B} Z_{0M} h}{2I_{1A} Z_{1A} + I_{0A} Z_{AP0}} \right) [\Omega] \quad (3.29)$$

Dónde:

Z_{AP0} Es la impedancia aparente de secuencia cero

Z_{AP1}^* Es la impedancia aparente de secuencia positiva

Con el mayor de las impedancias aparentes calculadas (Z_{AP1} o Z_{AP1}^*) se ajusta el alcance de primera zona para garantizar la operación ante estos posibles escenarios, procurando que el alcance sea menor que la impedancia propia de la línea, es decir el ajuste no debe cubrir el 100% de la línea, para garantizar que no observe fallas más alejadas al bus remoto en primera zona. Entonces para encontrar el ajuste se simulan fallas monofásicas al 80% de la línea y se comprueba la variación de las impedancias, este proceso se repite en decrementos de intervalos de 10% de la distancia de la línea, hasta encontrar una distancia en donde la impedancia aparente calculada como ya se comentó anteriormente, no exceda a la impedancia propia de la línea de no cumplir esta condición, entonces se debe establecer una distancia menor, por ejemplo el 70% y repetir el proceso hasta conseguir una distancia de operación correcta.

Por lo tanto, se establecen los siguientes límites para garantizar que el ajuste de la zona 1 no exceda la impedancia de secuencia positiva de la línea protegida ($Z_{1\text{linea}}$).

Si $Z_{AP1} > Z_{AP1}^*$ y si $Z_{AP1} < Z_{1\text{linea}}$

El ajuste de secuencia positiva de la zona 1 será

Ajuste $Z_{1(+)} = Z_{AP1}$

Si $Z_{AP1} < Z_{AP1}^*$ y si $Z_{AP1}^* < Z_{1\text{linea}}$

El ajuste de secuencia positiva de la zona 1 será

Ajuste $Z_{1(+)} = Z_{AP1}^*$

El uso del signo positivo o negativo de las ecuaciones (3.27) , (3.28) y (3.29) depende de la dirección de las corrientes, por ejemplo si las direcciones de las corrientes del circuito fallado y las del circuito sano son iguales, entonces se usa el signo positivo, si por el contrario las corrientes tienen direcciones contrarias se usa el signo negativo.

3.6.1.3 AJUSTE ZONA 2

Para el ajuste de la zona 2 del relevador 1 debe de tomarse en cuenta el efecto de las fuentes intermedias, por lo que el ajuste de zona 2 tomará la forma de las ecuaciones (3.15) o (3.16). De las ecuaciones antes mencionadas se observa que se tendrá un mayor alcance y por consecuencia se cubrirá una mayor zona con la ecuación (3.15), sin embargo, para evitar traslapes de zonas entre el relevador que se desea ajustar y el relevador que se encuentra aguas arriba se utiliza la ecuación (3.20) para el ajuste de la zona 2.

Por lo anterior, se considera el 100% de la impedancia aparente de la línea acoplada (Figura 3.9) más un margen que va del 0% al 50% del ajuste de primera zona del relevador primario, refiriendo este valor de impedancia a valores de corriente del relevador de respaldo 1 para una falla en el punto de máximas corrientes del relevador primario 5, como se muestra en la figura 3.9. El porcentaje que se tiene entre el 0 y el 50% es con la finalidad de que la zona 2 del relevador 1 no se traslape con la zona 2 del relevador 5.

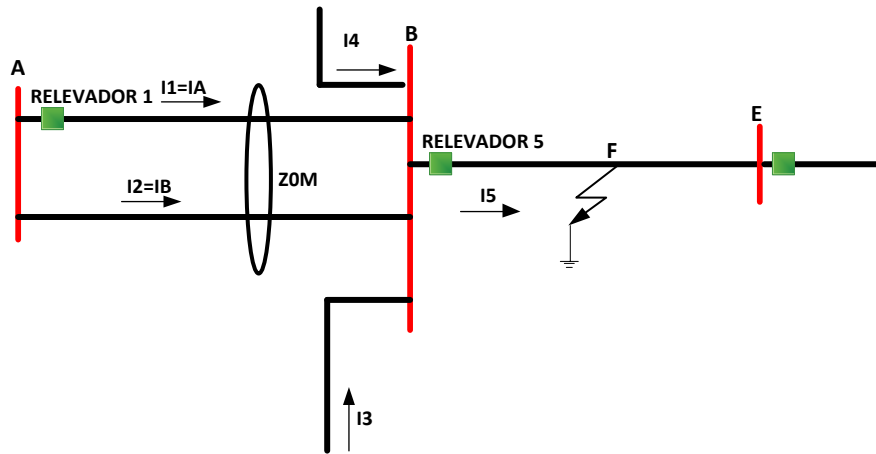


Figura 3.9 Falla máxima en líneas en paralelo con acoplamiento mutuo

Por lo tanto, el ajuste de segunda zona del relevador se obtiene mediante la ecuación (3.30)

$$Z_{2\max} = \left(100\%Z_{AP1(AB)} + AJU_{Z_1\text{Relevador } 5} \left(\frac{I_5}{I_1} \right) * (0\% \text{ al } 50\%) \right) \quad (3.30)$$

$$I_5 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4$$

Para calcular la primera parte de la ecuación anterior se simula una falla monofásica al 100% de la línea como se muestra en la figura 3.10

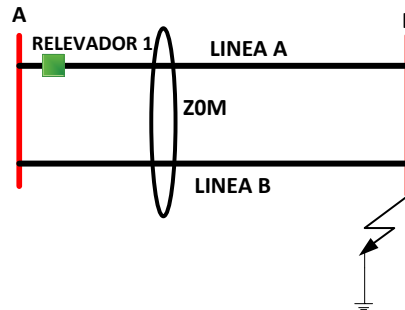


Figura 3.10 Falla al 100% de la línea

Utilizando las corrientes obtenidas de la simulación anterior se usa la ecuación (3.27) para obtener el ajuste Z_{AP1} , este sería el ajuste mínimo que podría tener la zona 2, ya que con este se garantiza que la zona 2 cubra como mínimo toda la línea a proteger, para el segundo término de la ecuación (3.30) se simula la falla como se muestra en la figura 3.9 y se usan los valores de corriente de aportación de las líneas adyacentes, y se utiliza el ajuste de zona 1 del relevador 5 y con esto se tendría el ajuste máximo de zona 2, para decidir que ajuste se va a elegir hay que tomar en cuenta que el ajuste de zona 2 del relevador 1 no se traslape con el ajuste de zona 2 del relevador 5, si con el ajuste máximo hay un traslape, entonces se utiliza el ajuste mínimo o se reduce el porcentaje utilizado en la ecuación 3.30.

3.6.1.4 AJUSTE ZONA 3

Para el ajuste de zona 3 del relevador se sigue el mismo procedimiento utilizado para el ajuste de zona 2 del relevador. Así el ajuste de zona 3 se obtiene mediante la ecuación (3.31)

$$Z_3 = \left(100\%Z_{AP1(AB)} + AJU_{Z_1\text{Relevador } 5} \left(\frac{I_5 + I_1}{I_1} \right) * (51\% \text{ al } 80\%) \right) \quad (3.31)$$

Si se comparan las ecuaciones para el ajuste de zona 2 y de zona 3 se observa que la diferencia es en el porcentaje utilizado, ya que para zona 3 el rango va de (51 a 80%) mientras que para zona 2 el rango es de (0 al 50%)

3.6.2 AJUSTE PARA REDES TIPO 2

Para el ajuste de las redes tipo 2 se realiza el mismo procedimiento realizado para las redes tipo 1, utilizando las mismas ecuaciones para realizar el ajuste.

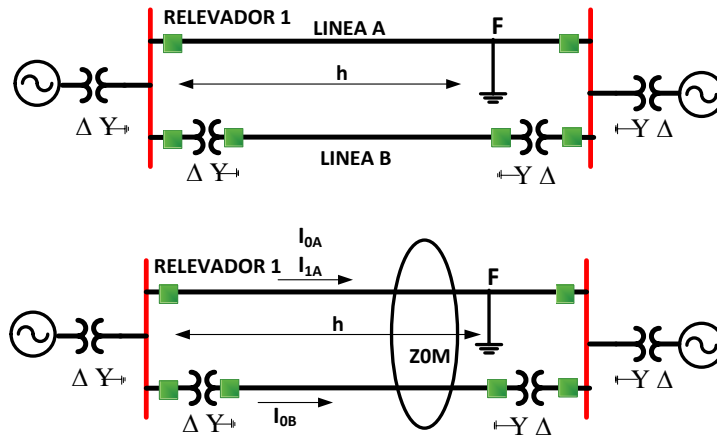


Figura 3.11 Falla en una red tipo 2

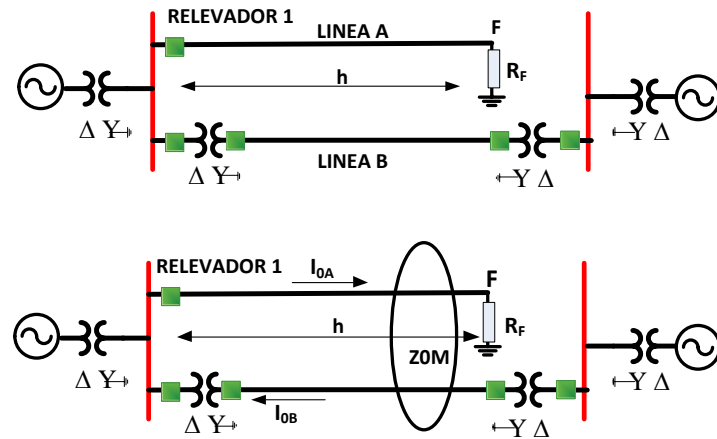


Figura 3.12 Falla en una red tipo 2 con una línea abierta

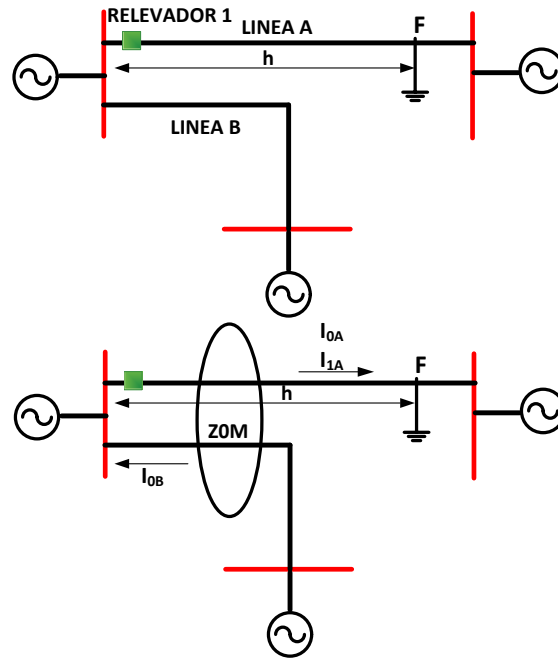


Figura 3.13 Falla en una línea con acoplamiento mutuo y un bus en común

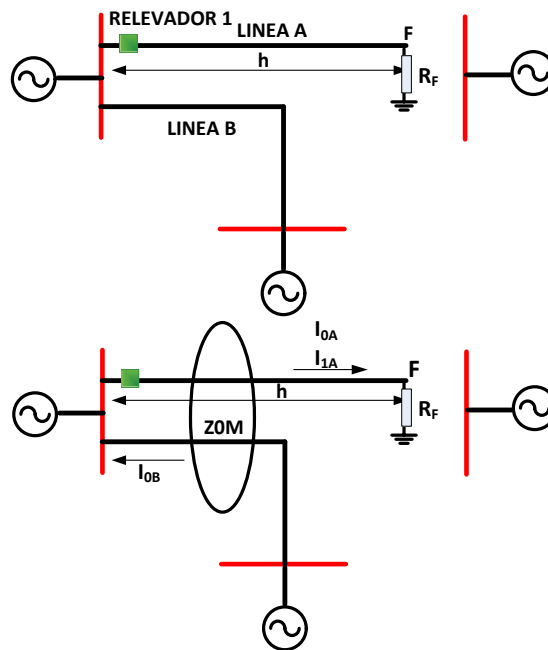


Figura 3.14 Falla en una línea con acoplamiento mutuo con un extremo abierto y un bus en común

Utilizando las figuras 3.11 a 3.14, las ecuaciones de la (3.27) a la (3.31) y siguiendo el procedimiento descrito para el ajuste de las redes tipo 1 se pueden realizar los ajustes de zona 1, zona 2 y zona 3 para las redes tipo 2.

3.6.3 AJUSTE PARA REDES TIPO 3

Las redes tipo 3 como se mencionó en el capítulo 2 son aquellas líneas mutuamente acopladas que no empiezan, ni terminan en ningún bus común. Otra definición es que son redes que tienen fuentes de secuencia positiva, negativa y cero distintas, como se muestra en la Figura 3.15 y 3.16.

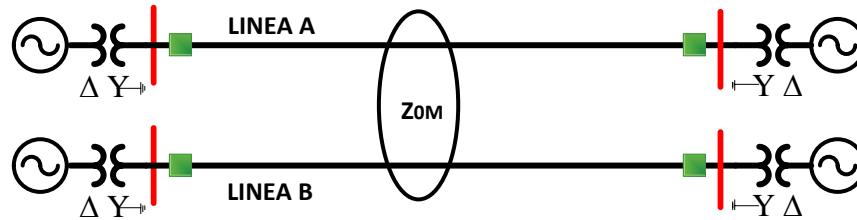


Figura 3.15 Red tipo 3 con impedancias de secuencia positiva y cero aisladas.

Como se observa de la figura anterior las redes tipo 3 no se encuentran interconectadas, lo que dificulta aplicar el método de ajuste mencionado en este trabajo. Este tipo de sistema no se encuentra normalmente, ya que la mayoría de los sistemas de alimentación tienden a ser interconectados. Este tipo de sistemas se puede encontrar en líneas de diferente voltaje.

Para este tipo de redes se debe de comprobar para cada caso la influencia que tiene el acoplamiento mutuo, y en base al resultado se puede entonces decidir que debe de hacerse para ajustar el relevador de distancia. Si no se pudiera tener una protección adecuada con dicho relevador se utilizaría una protección que no se encuentre afectada por el acoplamiento mutuo como por ejemplo la protección diferencial.

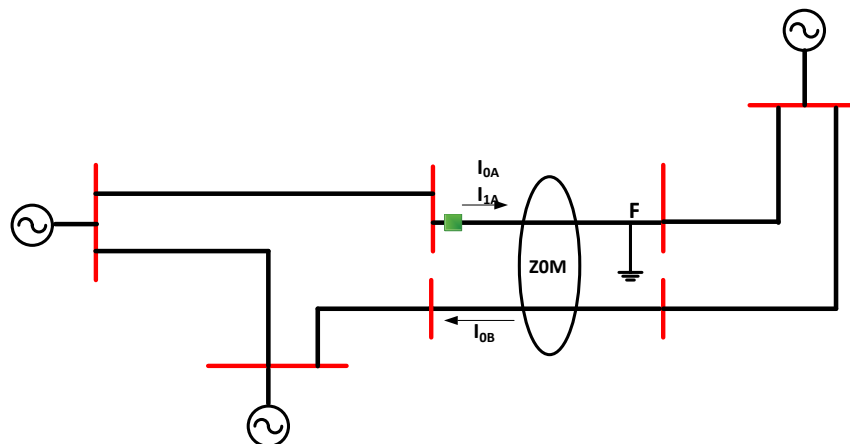


Figura 3.16 Falla en una Red tipo 3 líneas acopladas sin buses en común

A continuación se presenta en forma resumida la metodología empleada para el ajuste del relevador de distancia en su zona 1 para los diferentes tipos de redes con acoplamiento.



Para determinar el ajuste de zona 1 debe de tomarse en cuenta lo siguiente:

1.- Se simula una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea a proteger, en la cual se considere el acoplamiento mutuo, con la finalidad de obtener las corrientes de secuencia positiva y cero que fluyen por la línea sana y por la línea fallada.

2.- Las corrientes obtenidas en el punto 1 y los datos de las impedancias de secuencia de la línea a proteger se utilizan en la expresión (3.27) para obtener la impedancia aparente Z_{AP1} vista por el relevador de distancia que se desea ajustar. La selección del signo de la expresión (3.27) está en función de la dirección del flujo de corriente en la línea sana y la línea fallada, si es en la misma dirección, entonces se utiliza el signo (+), si estas corrientes son opuestas se utiliza el signo (-).

3.- Se simula una falla monofásica al 80% de la línea, se considera una resistencia a tierra con el extremo remoto abierto, esto con la finalidad de obtener las corrientes de secuencia cero que fluyen por la línea sana y por la línea fallada.

4.- Las corrientes obtenidas en el punto número 3 y las impedancias de secuencia de la línea se utilizan para calcular la impedancia aparente de secuencia cero Z_{AP0} vista por el relevador que se desea ajustar, usando la expresión (3.28). Para la selección del signo de la expresión (3.28) se emplea el mismo criterio descrito para la ecuación (3.27) del punto 2.

5.- La impedancia aparente de secuencia cero calculada en el paso anterior, así como con las corrientes de secuencia encontradas en el paso número 1, son utilizadas para calcular la nueva impedancia aparente Z_{AP1}^* utilizando la expresión (3.29). Para la selección del signo de la expresión (3.29) se emplea el mismo criterio descrito para la ecuación (3.27) del punto 2. En realidad la única diferencia que existe entre el cálculo de Z_{AP1} y de Z_{AP1}^* es en el cálculo de Z_{AP1}^* donde se sustituye la impedancia de secuencia cero de la línea Z_0 por la impedancia de secuencia cero aparente Z_{AP0} calculada en el paso 4.

6.- Una vez calculadas las impedancias Z_{AP1} y Z_{AP1}^* se procede a determinar lo siguiente:

Si $Z_{AP1} > Z_{AP1}^*$ y si $Z_{AP1} < Z_{línea}$

Entonces el ajuste de secuencia positiva de la zona 1 será

Ajuste $Z_{I(+)} = Z_{AP1}$

Si $Z_{AP1} < Z_{AP1}^*$ y si $Z_{AP1}^* < Z_{línea}$

Entonces el ajuste de secuencia positiva de la zona 1 será

Ajuste $Z_{I(+)} = Z_{AP1}^*$

7.- Revisar en el punto 6 que el ajuste seleccionado debe de cumplir con ser menor que la impedancia de secuencia positiva de la línea a proteger, esto para garantizar que el ajuste de zona 1 sea menor a la impedancia de la línea a proteger, si no se cumple con esta condición en el punto número 6, entonces se repite el proceso desde el punto número 1 pero simulando fallas por debajo del 80%, por ejemplo al 78%.

3.7 RELEVADORES DIRECCIONALES DE SOBRECORRIENTE

La protección direccional de sobrecorriente es usada donde sea necesario proteger al sistema ante fallas, donde la corriente de falla podría circular en una u otra dirección a través de un elemento del sistema, o también cuando una protección de sobrecorriente bidireccional (no direccional) podría producir una desconexión innecesaria de los circuitos. Esto llega a suceder en sistemas en anillo o en malla y en sistemas con varios alimentadores. El uso de relevadores direccionales de sobrecorriente para las dos situaciones puede verse en la figura 3.17

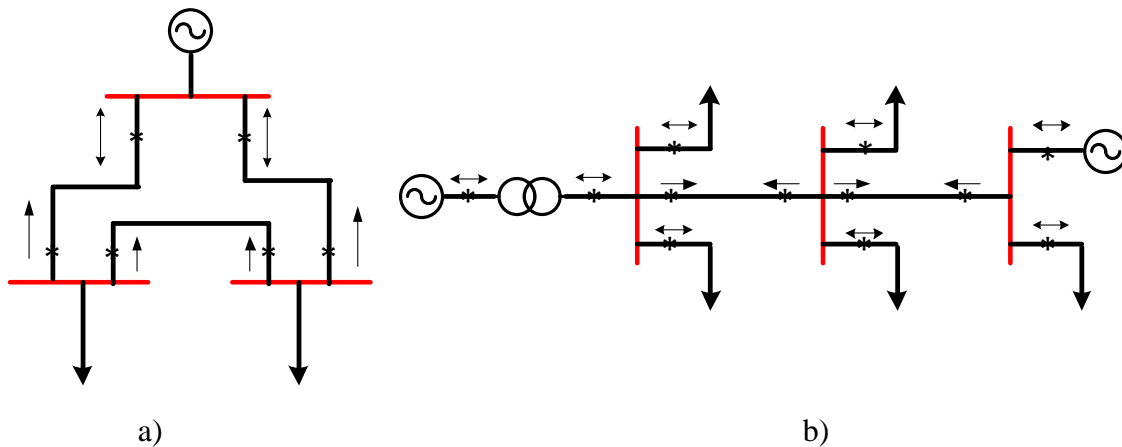


Figura 3.17 Aplicación de los relevadores direccionales de sobrecorriente (a) en un sistema en anillo (b) en un sistema de alimentación múltiple

3.7.1 Principio de operación

El par de operación puede ser definido como $T = K \phi_1 \phi_2 \sin \theta$, donde ϕ_1 y ϕ_2 son los valores de polarización, ϕ_1 es proporcional a la corriente y ϕ_2 proporcional al voltaje, siendo θ el ángulo negativo entre ϕ_1 y ϕ_2 . El par es positivo si $0 < \theta < 180$ y negativo si $180 < \theta < 360$, debe de notarse que θ está en fase con I pero está atrasada con respecto al voltaje debido a que $V = -(d\phi)/dt$

Si I y V están en fase, entonces los flujos están fuera de fase por 90° . Por lo tanto, el ángulo para el par máximo ocurre cuando el voltaje y corriente del relevador están en fase. Esto puede ser obtenido simplemente usando el voltaje y la corriente de la misma fase. Sin embargo, esto no es práctico, ya que ante una falla en una fase, el voltaje de esa fase puede colapsarse. Por lo tanto, es una práctica común usar la corriente de una fase distinta.

3.8 POLARIZACIÓN DE LOS RELEVADORES DIRECCIONALES

Los elementos direccionales de tierra supervisan los elementos sensitivos de sobrecorriente residual y distancia de tierra. El umbral de arranque para un elemento de sobrecorriente a tierra es ajustado típicamente a un valor bajo, para detectar fallas de alta resistencia. Debido a que el elemento de protección a tierra es sensitivo el elemento direccional será seguro [49].

Para determinar las cantidades que deben usarse como entradas a un elemento direccional de tierra, es necesario examinar que cantidades están presentes para las fallas que involucran tierra. Esto se muestra en la Tabla 3.4

Tabla 3.4 Cantidades de secuencia disponibles para fallas que involucran tierra

Cantidad	Falla de Doble fase a tierra	Falla monofásica a tierra
V_1	✓	✓
V_2	✓	✓
V_0	✓	✓
I_1	✓	✓
I_2	✓	✓
I_0	✓	✓

Como se observa de la tabla 3.4 todas las cantidades de secuencia están disponibles para las fallas que involucran tierra. Las cantidades de secuencia positiva son afectadas negativamente por las cargas y por lo tanto deben ser evitadas, dejando solo las cantidades de secuencia cero y negativa como posibles entradas al elemento direccional a tierra.

3.8.1 Polarización con voltaje de secuencia cero

El elemento direccional de tierra polarizado con voltaje de secuencia cero, utiliza V_0 o $3V_0$ como referencia de polarización. La ecuación (3.32) representa el par de un elemento direccional polarizado con voltaje de secuencia cero.

$$T32V = |3V_0| |3I_0| \cos[\angle -3V_0 - (\angle 3I_0 + Z_{L0})] \quad (3.32)$$

El signo de T32V es positivo para fallas hacia delante y negativo para fallas hacia atrás.

3.8.2 Elemento direccional a tierra polarizado con corriente de secuencia cero

Un elemento direccional a tierra polarizado con corriente de secuencia cero, mide la diferencia del ángulo de fase entre la corriente residual de línea ($3I_0$) y la de corriente de polarización externa (I_{POL}). El elemento direccional de tierra polarizado con corriente de secuencia cero difiere de los elementos direccionales polarizados con secuencia negativa y secuencia cero, en el hecho de que $3I_0$ no requiere variar el ángulo por el ángulo de la línea.

$$T32I = |I_{POL}| |3I_0| \cos[\angle I_{POL} - \angle 3I_0] \quad (3.33)$$



3.8.3 Elemento direccional doble polarizado

Un elemento direccional doblemente polarizado de secuencia cero es la combinación de un elemento direccional polarizado de voltaje de secuencia cero y un elemento direccional polarizado de corriente de secuencia cero. Este tipo de polarización proporciona mayor flexibilidad en las aplicaciones del relevador.

3.8.4 Polarización con secuencia negativa

La unidad direccional de secuencia negativa de tierra es operada por las cantidades de voltaje de secuencia negativa V_2 y por la corriente de secuencia negativa I_2 . Este tipo de polarización se recomienda utilizarla en todas aquellas líneas de transmisión que comparten el mismo derecho de vía, debido a que esta no se ve afectada por el problema del acoplamiento mutuo, a continuación se muestran algunas ventajas que tiene esta polarización en comparación con la de secuencia cero.

Los elementos direccionales polarizados con secuencia negativa tienen ventajas comparado con los polarizados con voltaje de secuencia cero.

- Los elementos de secuencia negativa no son sensibles a la impedancia de acoplamiento mutuo de secuencia cero, en aplicaciones de líneas de transmisión en paralelo. También son convenientes para sistemas con fuentes de impedancia de secuencia cero aisladas.
- Si existe una fuente de secuencia cero fuerte detrás del relevador, el voltaje de secuencia negativa disponible en el relevador es mayor que el voltaje de secuencia cero.

3.8.5 Relevadores de sobrecorriente direccionales de falla a tierra

Los relevadores de sobrecorriente direccionales de falla a tierra están diseñados sobre el hecho que el voltaje residual es igual a tres veces la caída del voltaje de secuencia cero en la impedancia de la fuente, y está atrasado con la corriente residual respectiva para el ángulo característico de la impedancia de la fuente. Cuando el conjunto de transformadores de potencial (TP) no está disponible para obtener el voltaje de polarización. La corriente de polarización es empleada, usando la corriente de tierra de un transformador local conectado a tierra. Esto está basado en el principio porque la corriente del neutro siempre fluye de tierra hacia el sistema, mientras que dependiendo de la falla, la corriente residual puede fluir en cualquier dirección. Debe tomarse en cuenta, la posibilidad de falla de un relevador direccional polarizado con voltaje es mínimo y por lo tanto, se recomienda que este arreglo sea usado donde quiera que sea posible [49, 50].



3.8.6 Coordinación de las unidades instantáneas

Los cálculos para el ajuste de una unidad instantánea en un sistema en anillo se realizan usando el nivel de corto circuito en el siguiente relevador aguas abajo, con el anillo abierto, multiplicado por el factor de seguridad de sobrecarga para poder mantener la coordinación, tomando en cuenta la componente transitoria DC de la corriente. El criterio usado es el mismo que se utiliza para ajustar relevadores bidireccionales de sobrecorriente que protegen las líneas entre las subestaciones.

Cuando el anillo solo tiene una fuente, los relevadores instalados en las subestaciones adyacentes a dicha subestación no registran una corriente de la subestación hacia la fuente. Por lo tanto, se recomienda para estos relevadores, que las unidades instantáneas sean ajustadas a 1.5 veces la corriente de carga máxima. No debe usarse un valor más pequeño, porque puede resultar un disparo erróneo, si el elemento direccional se dispara inadvertidamente bajo condiciones de transferencia de carga. Con estos ajustes, las unidades instantáneas entonces tienen el mismo ajuste de corriente de arranque como las unidades de operación con retardo, de tal forma que la coordinación no está en riesgo [49, 50].

3.9 AJUSTE DE LAS UNIDADES DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONALES CON RETARDO

Como en cualquier otro relevador bidireccional de sobrecorriente, las unidades direccionales de corriente con retardo en un anillo son ajustadas por la selección adecuada de los valores de corriente de disparo y ajustes de tiempo, el procedimiento para cada uno se indica en las siguientes secciones.

Ajuste de la corriente de arranque

El ajuste de la corriente de arranque para un relevador direccional de sobrecorriente se calcula considerando la transferencia de carga máxima que puede verse en el relevador en cualquier dirección, multiplicado por el factor de sobrecarga. La transferencia de carga en ambas direcciones se toma en cuenta para evitar una posible mala operación del relevador, si la unidad de direccionamiento es incorrectamente activada por una polarización incorrecta, especialmente durante condiciones severas de transferencia de carga.

Ajuste del tiempo por el método directo

El ajuste de tiempo para los relevadores por el método directo se basa en los valores de falla usados para ajustar a las unidades instantáneas. Como en el caso de los relevadores bidireccionales, el ajuste de tiempo es de tal manera que, tomando el ajuste de corriente del relevador instantánea operando aguas abajo, su tiempo de operación esté arriba del relevador aguas abajo por un margen de tiempo discriminatorio. Este procedimiento debe de ser llevado a cabo en todos los relevadores del anillo, en sentido de las manecillas del reloj y en sentido contrario, normalmente se inicia con los relevadores asociados a la barra principal de alimentación.

Ajustes de tiempo tomando en cuenta el tiempo de recorrido

El ajuste de tiempo para los relevadores direccionales, tomando en cuenta el tiempo operación de las unidades, requiere de un proceso interactivo detallado que se muestra a continuación [12, 51]:

1. Determine el tiempo inicial de ajuste para los relevadores en el anillo de tal forma que la coordinación esté garantizada con los relevadores asociados con las líneas y máquinas alimentadas por la barra adyacente en la dirección del disparo.

2. Calcular el tiempo requerido para que el primer relevador opere para una falla que está asociada a las terminales del interruptor, con el anillo cerrado. Cualquier relevador puede ser escogido como el primero, sin embargo es usual tomar uno de los relevadores asociados con el equipo conectado a la barra primaria de alimentación. Para esta condición debe realizarse una verificación para asegurarse que haya una correcta discriminación entre el relevador escogido y los relevadores de respaldo en las subestaciones aledañas. Si no, entonces los ajustes de tiempo de los relevadores en las subestaciones adyacentes deben de ser modificados. Además, el tiempo de operación del relevador en el interruptor del lado opuesto de la línea debe de ser calculado al igual que los tiempos de los relevadores de respaldo.

3. Luego, se considera una falla en el lado contrario de la línea con el anillo abierto y, para esta condición, se calcula el tiempo de operación del relevador más cercano a la falla y se verifica si hay una discriminación adecuada entre este y los relevadores de respaldo las subestaciones aledañas. Como en el caso previo, si no se logra la coordinación, entonces se debe de aumentar el ajuste del tiempo. Para este caso es importante tomar en cuenta el tiempo de operación del contacto durante la falla antes que la falla sea abierta por la operación del primer relevador. Para realizar esto, deben usarse las ecuaciones de la (3.34) a la (3.36)

$$t_{\text{relevador_proximo_a_la_falla}} = t_{\text{relevador_adyacente_con_el_anillo_cerrado}} + t_{\text{relevador_proximo_a_la_falla_con_el_anillo_abierto}} \left(1 - \frac{t_{\text{relevador_adyacente_con_el_anillo_cerrado}}}{t_{\text{relevador_proximo_a_la_falla_con_el_anillo_cerrado}}} \right) \quad (3.34)$$

$$t_{\text{relevador_de_respaldo}} = t_{\text{relevador_adyacente_con_el_anillo_cerrado}} + t_{\text{relevador_de_respaldo_con_el_anillo_abierto}} \left(1 - \frac{t_{\text{relevador_remoto_con_el_anillo_cerrado}}}{t_{\text{relevador_de_respaldo_con_el_anillo_cerrado}}} \right) \quad (3.35)$$

$$t_{\text{relevador_de_respaldo}} \geq t_{\text{relevador_adyacente_a_la_falla}} + t_{\text{margen_de_discriminacion}} \quad (3.36)$$

4. El mismo procedimiento se repite para cada uno de los relevadores, es decir se considera la falla en las terminales asociadas del interruptor con el anillo cerrado, y luego para una falla en el lado opuesto de la línea con el anillo abierto. Este procedimiento es completado cuando no se requieran más ajustes de tiempo.

3.10 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL DE PARA FALLAS A TIERRA 67N

La protección de sobrecorriente direccional requiere valores de corriente y voltaje para poder discriminar la dirección de la falla, esta direccionalidad tiene una aplicación principalmente en líneas anilladas o paralelas. Los ajustes de la protección direccional deben revisarse a medida que haya cambios en la topología del sistema, para evitar problemas en la coordinación.

En general se sabe que un elemento direccional clásico responde al desfaseamiento de la corriente y el voltaje de fase que entra al relevador, para las fallas que se presentan sobre la línea que se quiere proteger “fallas hacia delante” la corriente atrasa respecto al voltaje, es decir que el ángulo entre la corriente y la tensión corresponden al ángulo de impedancia del lazo de la falla.

Si la falla llega a presentarse en la línea adyacente (fallas hacia atrás) el ángulo del voltaje permanece casi sin cambios y el ángulo de la corriente cambia alrededor de 180° , esta información es la que utiliza el elemento direccional para discriminar entre fallas hacia delante y hacia atrás como se muestra en la figura 3.18, la entrada de voltaje actúa como referencia del ángulo de desfaseamiento y es denominado como voltaje de polarización del relevador, así mismo la señal de corriente contiene la información para determinar la ubicación de la falla y es denominada como cantidad de operación del relevador.

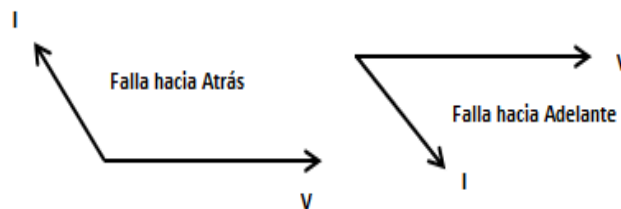


Figura 3.18 Fasores de Voltaje y Corriente para determinar la dirección de la falla

En las fallas a tierra todas las cantidades de secuencia están presentes por lo que pueden utilizarse, estas componentes para la polarización del elemento direccional. En algunos casos se utilizan las cantidades de secuencia cero debido a que son relativamente fáciles de obtener, la corriente residual que se obtiene de tres transformadores de corriente conectados en estrella, es una corriente de secuencia cero. Así mismo la tensión que se obtiene de tres transformadores de potencial con el primario conectado en estrella aterrizada y el secundario en conexión delta abierta es una tensión de secuencia cero. Tanto la corriente de secuencia cero como la tensión de secuencia cero, pueden ser utilizadas como cantidad de polarización para un elemento direccional de secuencia cero.

Como se mencionó anteriormente, el comportamiento de las fallas es distinta dependiendo de la configuración que tengan las líneas, por ejemplo para las líneas paralelas en un doble circuito, los efectos de acoplamientos mutuos con un alta impedancia de secuencia cero y que además tengan fuentes de secuencia aislada como es el caso de líneas con un solo bus en común, así como las redes tipo 3, este acoplamiento mutuo afecta directamente a los elementos direccionales de secuencia cero y el relevador puede dar una mala operación. Esto se analiza en la siguiente sección.

3.10.1 Efecto del acoplamiento mutuo en la polarización de los relevadores de sobrecorriente direccionales

En la sección 3.8.4 se mencionó que la polarización de los relevadores de sobrecorriente direccionales con secuencia negativa no se ve afectada por el acoplamiento mutuo, por lo que a continuación se muestra con ejemplos el efecto que tiene el acoplamiento mutuo en la polarización de los relevadores de sobrecorriente direccionales, para esto se utiliza el programa ASPEN V10.12.

En la figura 3.19 se muestra una Red tipo 2 la cual tiene dos buses en común y está protegida por 4 relevadores de sobrecorriente direccionales polarizados con secuencia cero.

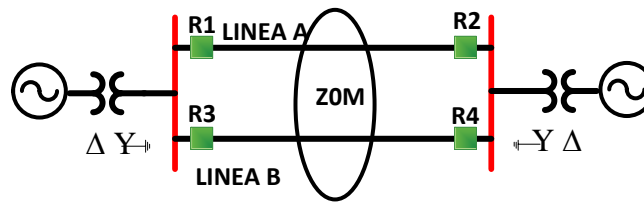


Figura 3.19 Líneas acopladas con dos buses en común

La impedancia mutua de secuencia cero es de $Z_{0M} = (0.11074 + 0.27506 j)$ P.U.

En las figuras 3.20 y 3.21 se muestran las corrientes de secuencia cero y el tiempo de operación de las protecciones respectivamente para una falla monofásica al 90% vista desde el relevador R3.

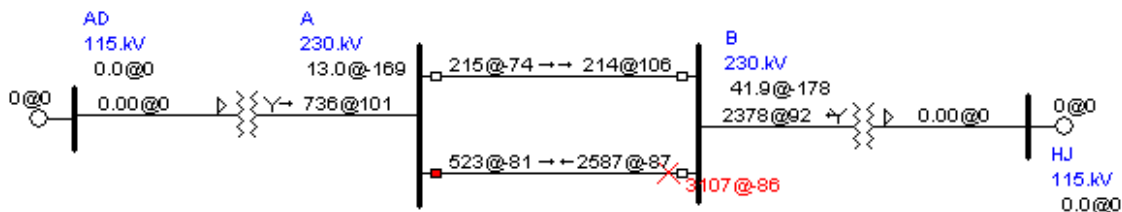


Figura 3.20 Corrientes de secuencia cero para una falla al 90% vista desde el relevador R3

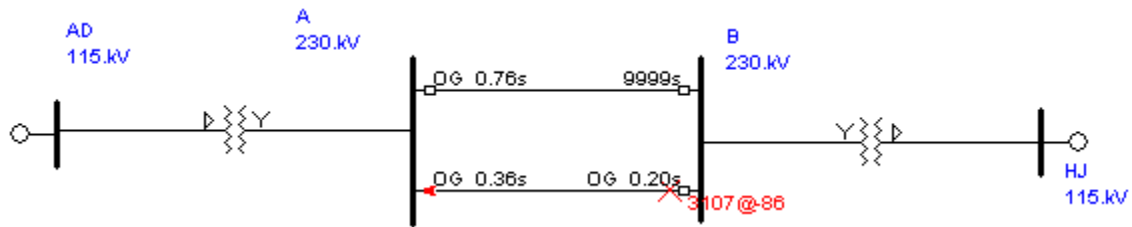


Figura 3.21 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3

Al observar las figuras 3.20 y 3.21 se observa que los relevadores en donde se encuentra la falla operan en un tiempo de 0.36 y 0.20 segundos, mientras que el relevador 1 opera como un respaldo en un tiempo de 0.76 segundos, mientras que el relevador 2 no ve la falla debido a la direccionalidad de la misma, por lo que se observa que para este caso las protecciones polarizadas con secuencia cero operan correctamente.

Ahora se presenta el caso en donde se tiene una falla al 90% vista desde el relevador 3 pero cuando el relevador 4 ha operado, es decir el extremo remoto del relevador 3 está abierto. La figura 3.22 muestra las corrientes de secuencia cero, mientras que la figura 3.23 muestra los tiempos de operación.

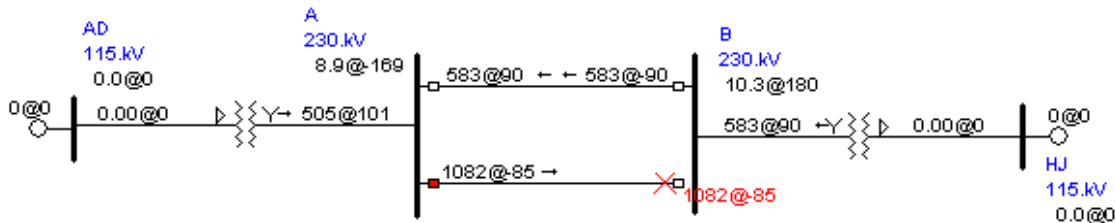


Figura 3.22 Corrientes de secuencia cero para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto

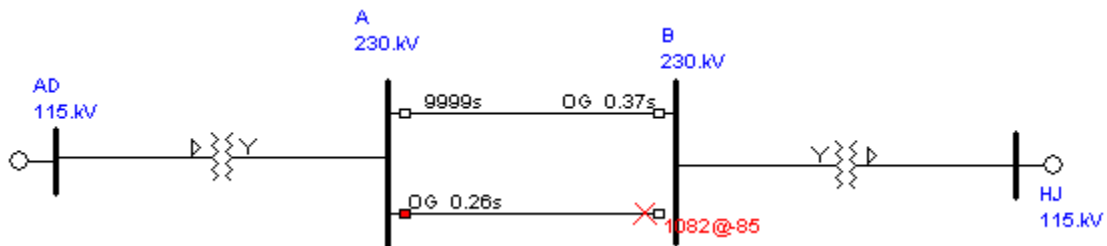


Figura 3.23 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto.

Al observar las figuras 3.22 y 3.23 se ve que el relevador 3 opera en un tiempo de 0.26 segundos, mientras que el relevador 2 sirve como respaldo operando en un tiempo de 0.37 segundos, el relevador 1 no ve la falla debido a la direccionalidad de la misma. Por lo que se observa que la polarización con secuencia cero opera correctamente para líneas acopladas con buses comunes.

Como se mencionó anteriormente la impedancia mutua de secuencia cero es de $Z_{0M} = (0.11074 + 0.27506j)$ P.U. Ahora se tiene una alta impedancia mutua de secuencia cero de $Z_{0M} = (0.31 + 0.67j)$ P.U.

Por lo que a continuación se muestran las mismas fallas analizadas anteriormente pero considerando una impedancia mutua de secuencia cero mayor. Los relevadores siguen estando polarizados con secuencia cero.

Las figuras 3.24 y 3.25 muestran las corrientes de secuencia cero y los tiempos de operación de las protecciones respectivamente, para una falla al 90% vista desde el relevador 3.

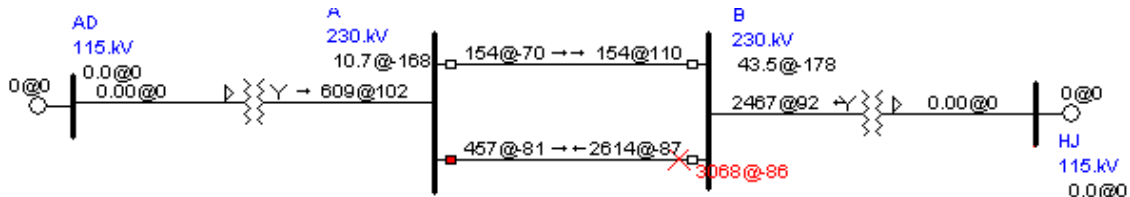


Figura 3.24 Corrientes de secuencia cero para una falla al 90% vista desde el relevador R3

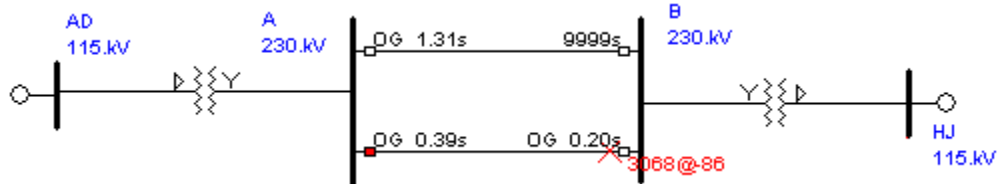


Figura 3.25 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3

Al observar las figuras 3.24 y 3.25 se ve que los relevadores 3 y 4 operan para esta falla en un tiempo de 0.39 y 0.20 segundos respectivamente, mientras que el relevador 1 opera en 1.31 segundos, el relevador 2 no ve la falla debido a la direccionalidad de la misma.

Ahora se tiene el caso en donde una de las protecciones a operado primero, esto se muestra en las figuras 3.26 y 3.27, en donde se tiene una falla al 90% vista desde el relevador 3 pero con el extremo remoto abierto.

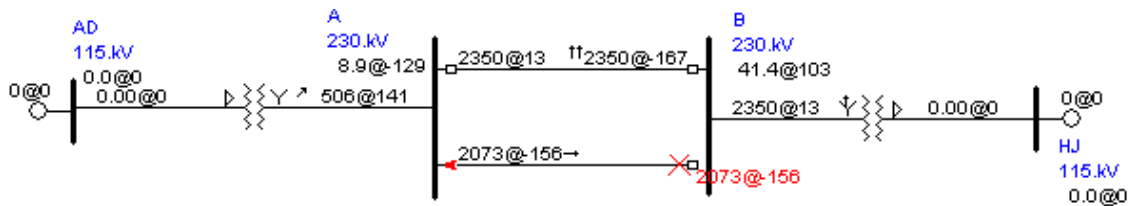


Figura 3.26 Corrientes de secuencia cero para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto

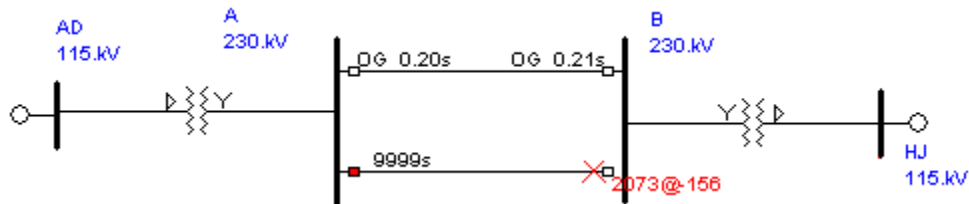


Figura 3.27 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto.

Como lo muestran las figuras 3.26 y 3.27 los relevadores 1 y 2 operan en un tiempo de 0.20 y 0.21 segundos respectivamente mientras que estas no deberían de operar debido a que esta es la línea sana, pero operan debido a la alta impedancia mutua de secuencia cero que se tiene, por otra parte el relevador 3 opera también de forma incorrecta ya que como lo muestra la figura 3.27 este relevador no ve la falla por lo que no opera, esto también se debe a la alta impedancia mutua de secuencia cero y a la influencia que ejerce la misma en la polarización de secuencia cero.

Para corregir el problema anterior se polarizan los relevadores con secuencia negativa, esto se muestra en la figura 3.28, en donde se tiene la misma falla que muestra la figura 3.27 pero con la diferencia que los relevadores están polarizados con secuencia negativa.

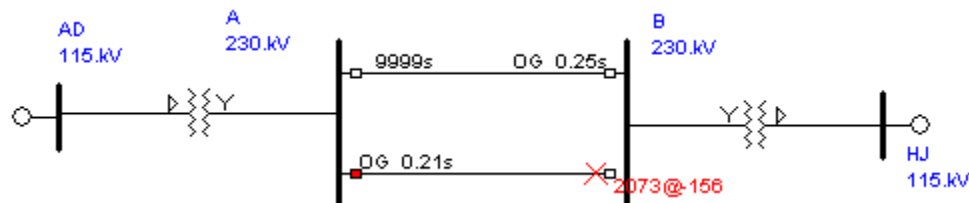


Figura 3.28 Tiempos de operación de las protecciones para una falla al 90% vista desde el relevador R3 con el extremo remoto abierto pero polarizados con secuencia negativa.

Como se observa de la figura 3.28 el relevador 3 opera en un tiempo de 0.21 segundos, mientras que con la polarización de secuencia cero como lo muestra la figura 3.27 el relevador no opera, por lo que con la polarización de secuencia negativa se garantiza un buen funcionamiento en los relevadores direccionales de sobrecorriente.

Por lo tanto se concluye que cuando no se tiene una alta impedancia mutua de secuencia cero la polarización con secuencia cero funciona correctamente en el caso de las redes con dos buses comunes, pero cuando se tiene una alta impedancia mutua de secuencia cero la polarización con secuencia cero falla, por lo que se tiene que polarizar con secuencia negativa.

A continuación se muestra en la figura 3.29 una línea acoplada con un solo bus en común, y relevadores de sobrecorriente direccionales que protegen a las líneas que comparten un bus en común, están polarizados con secuencia cero. En la figura 3.30 se muestra una falla a tierra al 98% de la línea vista desde el relevador 4, además el extremo remoto está abierto debido a la operación del relevador 3.

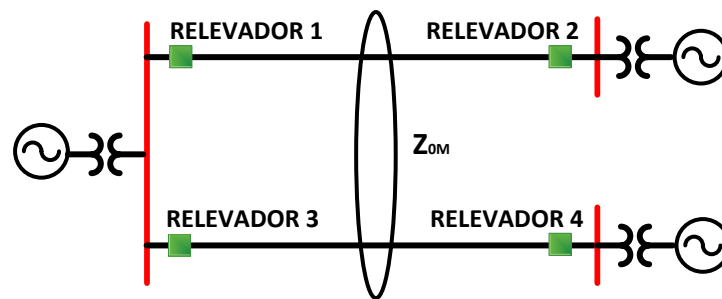


Figura 3.29 Líneas acopladas con un solo bus en común

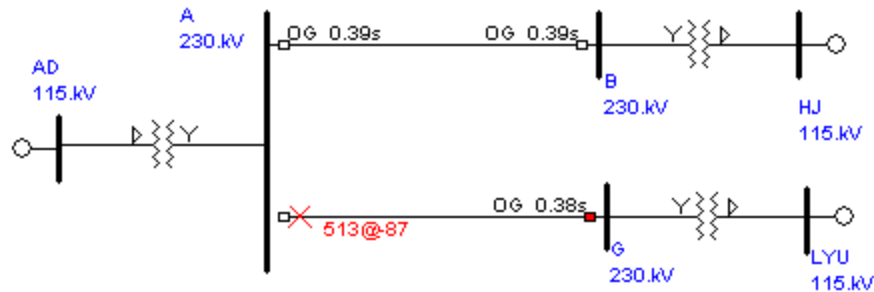


Figura 3.30 Falla a tierra en líneas mutuamente acopladas con relevadores direccionales de sobrecorriente polarizados con secuencia cero

En la figura 3.30 se observa que los relevadores de sobrecorriente direccionales 1 y 2 declaran una condición de falla hacia delante. Por lo tanto, pueden presentarse disparos no deseados en una línea paralela no fallada.

El problema anterior puede resolverse utilizando cantidades de secuencia negativa como polarización. La componente de secuencia negativa se caracteriza por su disponibilidad y confiabilidad en la cantidad de polarización, así que mientras los voltajes y corrientes de secuencia cero no siempre están disponibles, las cantidades de secuencia negativa siempre están disponibles en la medición de corriente y tensión realizada por los relevadores.

En la figura 3.31 se muestran las mismas condiciones que se presentaron en la figura 3.30, solo que en este caso los relevadores están polarizados con secuencia negativa.

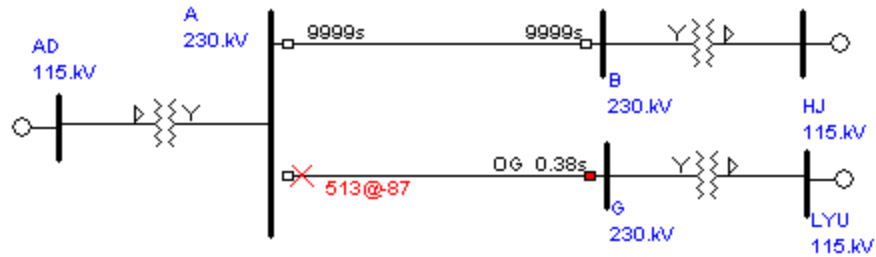


Figura 3.31 Falla a tierra en líneas mutuamente acopladas con relevadores direccionales de sobrecorriente polarizados con secuencia negativa.

De la figura 3.31 se observa que los relevadores ubicados en la línea sana no ven la falla, y solo operan los relevadores ubicados en la línea fallada, esto se debe a que la polarización de secuencia negativa no se ve afectada por el acoplamiento mutuo.

Estas razones conducen a elegir elementos de secuencia negativa para la polarización del elemento direccional debido a que dichos elementos no son sensibles a la impedancia de acoplamiento mutuo de secuencia cero para topologías de líneas paralelas, inclusive con aquellas que poseen fuentes de impedancia de secuencia cero aisladas, como lo son las redes tipo 2 y tipo 3.

Para fallas hacia el extremo remoto de la línea el acoplamiento mutuo puede causar una reducción en la corriente disponible de secuencia cero en ambas líneas. Esto tendrá un efecto en la sensibilidad del elemento de tierra y el ajuste de la corriente de arranque debe ser modificado.

En las figuras 3.32 y 3.33 se muestran las corrientes de secuencia cero, así como los tiempos de operación de los relevadores direccionales de sobrecorriente, sin considerar el acoplamiento mutuo y considerando el acoplamiento mutuo. Estas figuras muestran una red parcial, la red completa se encuentra en el capítulo 2, con la figura 2.18.

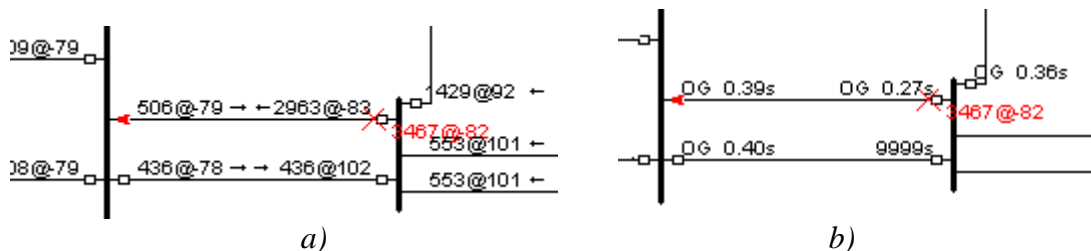
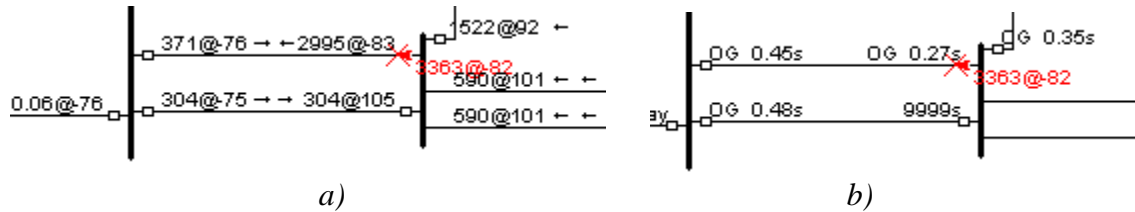


Figura 3.32 Falla línea a tierra al 98% del relevador 1 sin considerar el acoplamiento mutuo. a) Corrientes de secuencia cero. b) Tiempos de operación de los relevadores direccionales de sobre corriente.



a) b)
Figura 3.33 Falla línea a tierra al 98% del relevador 1 considerando el acoplamiento mutuo. a) Corrientes de secuencia cero. b) Tiempos de operación de los relevadores direccionales de sobre corriente.

Al comparar las figuras 3.32 y 3.33 se observa que el acoplamiento mutuo causa una reducción en la corriente de secuencia cero, lo que ocasiona que los tiempos de operación de los relevadores direcciones de sobrecorriente aumenten, por lo tanto los relevadores de sobrecorriente de tierra se ve afectado por los acoplamientos con condiciones de secuencia cero y los ajustes de la corriente de arranque deben calcularse bajo condiciones de operación diferentes.

3.10.2 Metodología propuesta para el ajuste del relevador direccional de sobrecorriente

A menudo este tipo de relevadores se emplean como protección de respaldo en las líneas de transmisión y ofrecen una buena cobertura en fallas de alta impedancia, cuando se aplican como esquema de comparación direccional. Como se mencionó en la sección 3.10.1 el acoplamiento mutuo de secuencia cero tiene como efecto una reducción de la corriente de secuencia cero que fluye por las líneas, por lo tanto, debe tomarse en cuenta en el cálculo de la corriente de arranque, ya que debido a la reducción de la corriente de secuencia cero el ajuste de la corriente de arranque debe de ser más sensible para garantizar una sensibilidad adecuada para la detección de las fallas a respaldar.

Por otra parte, para realizar el ajuste del relevador debe de tomarse en cuenta que la protección 67N tiene el compromiso de operar para fallas dentro la propia línea y respaldar hasta donde sea posible. Por lo tanto se propone lo siguiente:

- 1.- Seleccionar la polarización de los relevadores de sobrecorriente direccionales con secuencia negativa para todos los tipos de redes que se encuentran acopladas magnéticamente.
- 2.- El cálculo de las corrientes de falla debe de tomar en cuenta el acoplamiento mutuo de las líneas a proteger.
- 3.- El cálculo de la corriente de arranque debe realizarse simulando fallas a tierra en los extremos de las líneas adyacentes al bus delantero con el interruptor abierto en el bus remoto, con el objeto de conocer en cada caso la aportación de la corriente de $3I_0$ que pasa por el relevador 67N y así seleccionar la corriente de arranque que garantice una sensibilidad adecuada para la detección de las fallas a respaldar.



4.- El criterio de ajuste de esta protección para el valor de ajuste de la corriente de arranque será a criterio entre el 30% y el 50% del valor mínimo encontrado en el paso 3. Sin embargo al tomar en cuenta el acoplamiento mutuo de las líneas este factor de sensibilidad puede ser menor, con el fin de garantizar la sensibilidad de la protección.

5.- El cálculo de la palanca de tiempo se realiza simulando una falla a tierra en el bus adyacente, el valor de la palanca se selecciona para que proporcione un tiempo de operación entre 0.4-0.55 s aproximadamente, suficiente para coordinar con el relevador 67N primario que deberá operar en un tiempo de 0.1 a 0.2 s aproximadamente para fallas en terminales con máxima aportación, así como con la zona 1 del relevador de distancia a tierra.

En el capítulo 4 se muestra la aplicación de la metodología descrita en esta sección.



CAPÍTULO 4 SIMULACIÓN Y PRUEBAS

4.1 INTRODUCCIÓN

El desarrollo de los sistemas eléctricos, ha forzado el aumento de las potencias transmitidas, el aumento de la longitud de las líneas de transmisión, así como la formación de sistemas anillados. Por otra parte, cada día es más difícil conseguir los permisos para la construcción de líneas de transmisión, lo que ha ocasionado que nuevas líneas de transmisión se monten en la misma torre, o en el mismo derecho de vía, esto ocasiona que se tengan acoplamientos mutuos de secuencia cero en las líneas de transmisión.

Lo anterior significa que los sistemas de potencia se han vuelto cada vez más complejos y difíciles de operar. Una exigencia en cualquier sistema de potencia, es que este, debe operar satisfactoriamente, aún cuando parte del sistema sea sometido a un disturbio. La complejidad que se deriva de esta exigencia, hace necesario buscar mecanismos eficaces, que garanticen la protección adecuada de los elementos del sistema de transmisión, así como el costo del equipo protegido.

El objetivo de este capítulo consiste en realizar estudios vinculados a la protección de líneas de transmisión que se encuentren en el mismo derecho de vía y que en consecuencia tengan acoplamiento de secuencia cero de valores considerables para efectos de protección. Para mostrar el ajuste de los relevadores se utiliza el programa de simulación digital ASPEN V10.12

4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE ESTUDIO Y PRUEBAS

En la siguiente sección se mostraran los resultados obtenidos de las simulaciones correspondientes a las redes de prueba consideradas en este trabajo, las cuales son:

- 1.- Red tipo 1. Líneas de transmisión acopladas con buses comunes o redes con fuentes de secuencia positiva y de secuencia cero en común.
- 2.- Red tipo 2. Líneas mutuamente acopladas que tienen un solo bus en común o redes con fuentes comunes de secuencia positiva, pero con diferentes fuentes de secuencia cero.
- 3.- Redes tipo 3. Líneas mutuamente acopladas que no empiezan, ni terminan en ningún bus común o redes que tienen fuentes de secuencia positiva, negativa y cero aisladas.

Para cada una de las redes de prueba se simularán fallas a tierra a lo largo de la línea, para determinar el impacto del acoplamiento mutuo en la protección de la línea, considerando los ajustes que normalmente se hacen para las protecciones de distancia y de sobrecorriente de las líneas de transmisión. Posteriormente, se simularán fallas a tierra considerando en el ajuste el acoplamiento mutuo de las líneas de transmisión.

4.3 AJUSTE DEL RELEVADOR DE DISTANCIA PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE REDES CON ACOPLAMIENTO

4.3.1 AJUSTE PARA REDES TIPO 1

Inicialmente los relevadores se ajustan como se mencionó en la sección 3.2.2, es decir, el ajuste de zona 1 se realiza al 80% de la impedancia de la línea y la zona 2 se ajusta al 120% de la línea que se desea proteger. En este caso se ajusta el relevador 1 de la figura 4.1, la impedancia de secuencia positiva de la línea es de $(6.2422+j77.6043) \Omega$ [51,52], por lo tanto, los ajustes de la zona 1 y 2 para el relevador 1 son:

$$\text{Zona 1} = 0.8(6.2422+j77.6043) = 62.2839\Omega \angle 85.4012^\circ$$

$$\text{Zona 2} = 1.2(6.2422+j77.6043) = 93.4259\Omega \angle 85.4012^\circ$$

La impedancia mutua de secuencia cero es:

$Z_{0M}=0.11074+j0.27506$ PU, la tensión de la línea es 230KV y la impedancia mutua de secuencia cero en ohms es:

$$Z_{0M} = (58.58146+j145.50674) \Omega$$

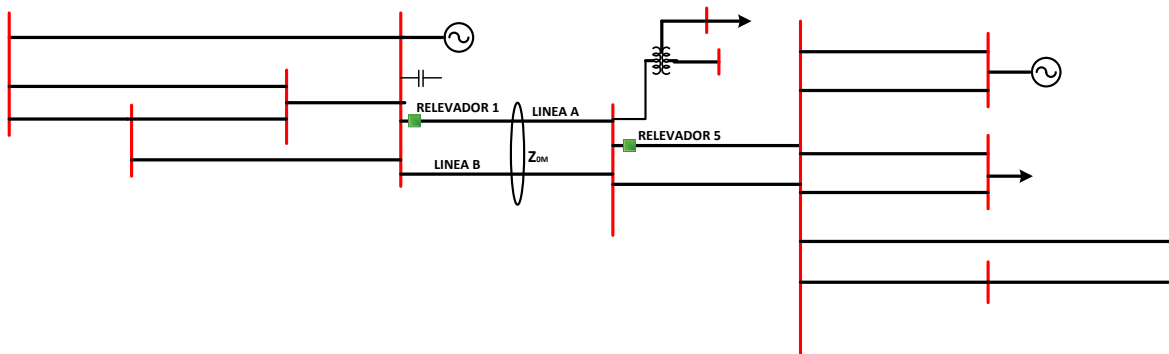


Figura 4.1 Sistema utilizado en las simulaciones [52]

Se simulan fallas monofásicas a lo largo de la línea A en intervalos de 10%, sin considerar el acoplamiento mutuo, posteriormente se repiten las simulaciones pero ahora tomando en cuenta el acoplamiento mutuo, esto con la finalidad de ver la impedancia que mide el relevador 1.

En la figura 4.2 se muestra la impedancia vista por el relevador para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A, sin considerar el acoplamiento mutuo.

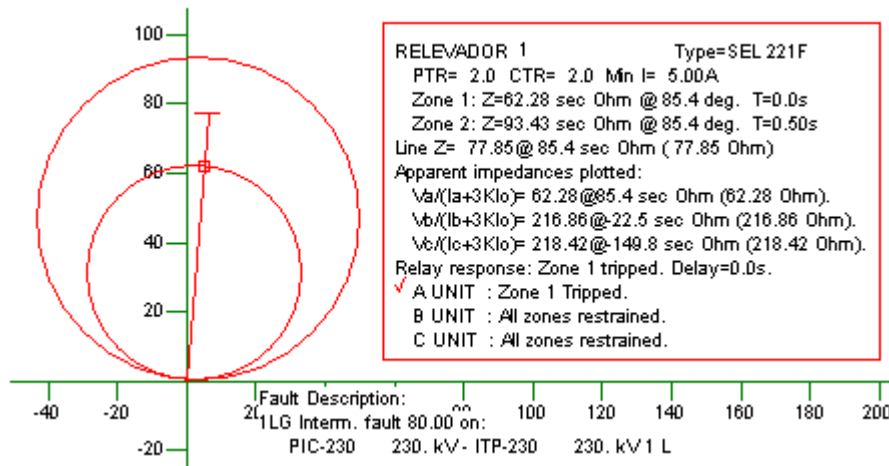


Figura 4.2 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A sin acoplamiento mutuo.

De la figura 4.2 se observa que la impedancia medida por el relevador 1 es de 62.28Ω , lo cual es correcto ya que la falla ocurre al 80% de la línea, también se puede observar que la falla dispara la zona 1, debido a que esta zona se ajustó al 80% de la impedancia de secuencia positiva de la línea 1. Por otro lado, la figura 4.3 muestra la impedancia vista por el relevador para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A, pero ahora considerando el acoplamiento mutuo de las líneas paralelas.

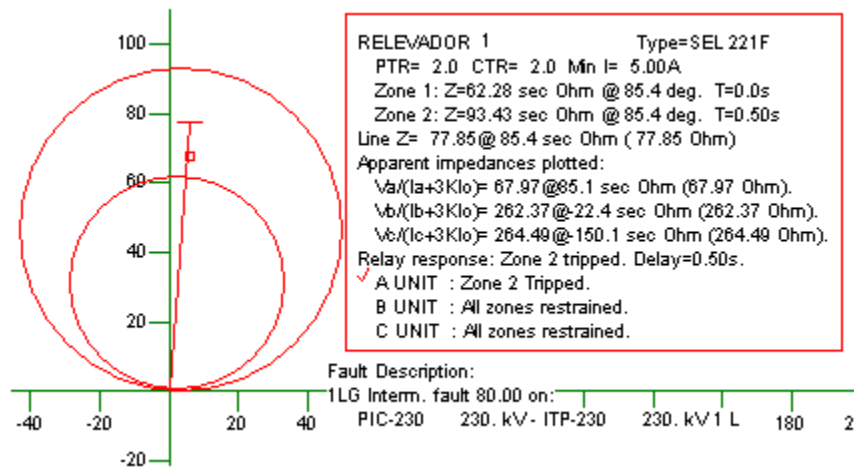


Figura 4.3 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea A con acoplamiento mutuo.

En la figura 4.3 se observa que el relevador mide una impedancia de falla de 67.97Ω y comparada con el caso anterior (sin el acoplamiento mutuo) resulta un incremento de 5.69Ω en la medición, esto se debe al acoplamiento mutuo de secuencia cero de las líneas, entonces el relevador 1 realiza un subalcanse (porque su zona 1 está por debajo de ese alcance), y esta falla dispara la zona 2, ocasionando una mala operación de este relevador. Por los resultados anteriores el ajuste del relevador debe de considerar el acoplamiento de secuencia cero que tienen las líneas en paralelo.

4.3.1.2 Cálculo de los ajustes propuestos

A continuación se procede a calcular los ajustes propuestos tomando en cuenta el acoplamiento mutuo de las líneas paralelas, el método empleado para el ajuste se describió en el capítulo 3

En la figura 4.4 se muestran las corrientes de secuencia cero para una falla monofásica sólida a tierra al 80% de la línea, obviamente se considera el acoplamiento mutuo de las líneas.

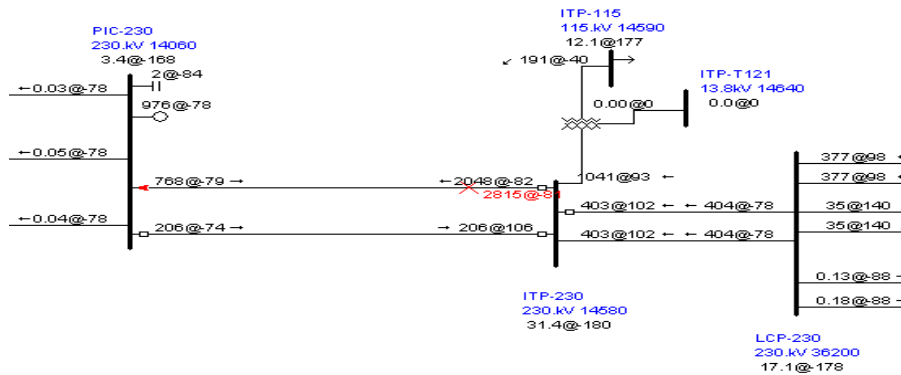


Figura 4.4 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A

Las corrientes obtenidas se usan para sustituirlas en la ecuación (3.27) (debe considerarse que la corriente de secuencia cero de la figura 4.4 corresponde a $3I_0$)

Se tiene entonces que $Z_{AP1} = 67.8756\Omega \angle 84.426^\circ$

Se simula ahora una falla monofásica con R_f de 10Ω al 80% de la línea A pero con un extremo abierto, esto se muestra en la figura 4.5

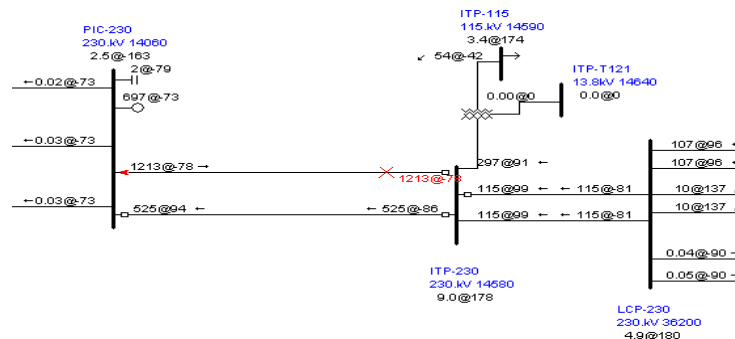


Figura 4.5 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A con $R_f = 10\Omega$ con un extremo abierto

Con las corrientes anteriores y usando la ecuación (3.28) se obtiene:

$$Z_{AP0} = 150.1098\Omega \angle 73.87^\circ$$

Usando ahora la ecuación (3.29) se tiene que:

$$Z_{API}^* = 69.4439\Omega \angle 84.091^\circ$$

Como se cumple lo siguiente:

Si $Z_{API} < Z_{API}^*$ y si $Z_{API}^* < Z_{línea}$

El ajuste de secuencia positiva de la zona 1 será

$$\text{Ajuste } Z_{1(+)} = Z_{API}^*$$

Por lo que el ajuste de zona 1 es:

$$\text{Ajuste Zona 1} = 69.4439\Omega \angle 84.091^\circ$$

Para el ajuste de la zona 2 se simula una falla monofásica al 100%, como se muestra en la figura 4.6 y posteriormente se simula una falla al 50% de la línea protegida por el relevador 5, como lo muestra la figura 4.7

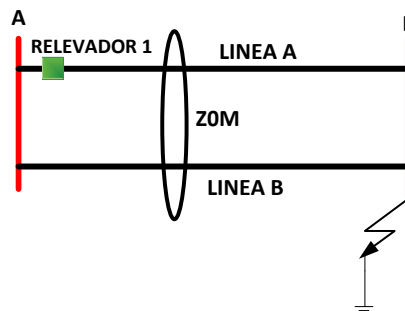


Figura 4.6 Falla al 100% de la línea

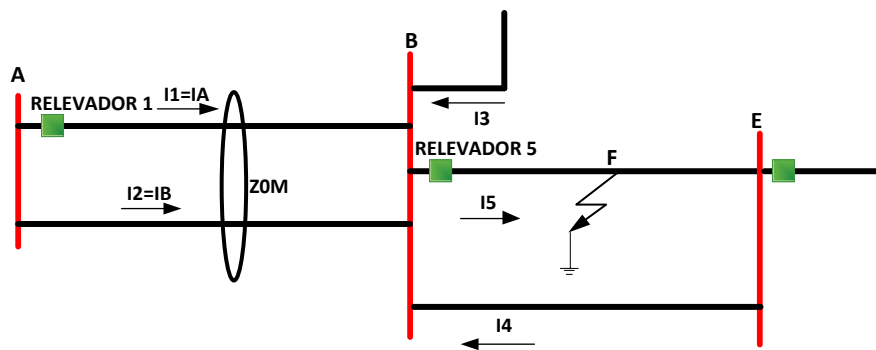


Figura 4.7 Falla al 50% de la línea protegida por el relevador 5

Usando la ecuación (3.30) se tiene que el ajuste de zona 2 es:

$$\text{Ajuste Zona 2} = 132.841\Omega \angle 82.447^\circ$$

4.3.1.3 Comparación entre los ajustes

Para revisar cómo reacciona el relevador 1 con los ajustes propuestos se simularan fallas monofásicas a lo largo de la línea A. Las fallas serán sólidamente a tierra y fallas con resistencia de 10Ω . Se hace la comparación entre los ajustes que utilizan los criterios convencionales (normales) y los ajustes propuestos.

En la figura 4.8 se muestran las corrientes de secuencia cero para una falla monofásica sólida a tierra al 100% de la línea A.

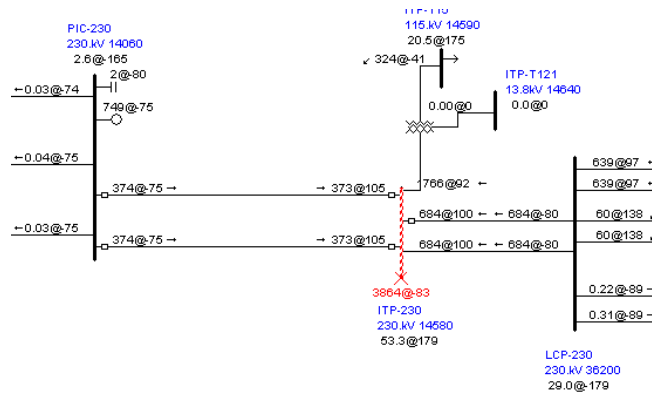


Figura 4.8 Corrientes de secuencia cero para una falla monofásica sólida al 100% de la línea A

En la figura 4.9 y 4.10 se muestra la impedancia vista por el relevador 1 para los ajustes normales y para el ajuste propuesto, respectivamente.

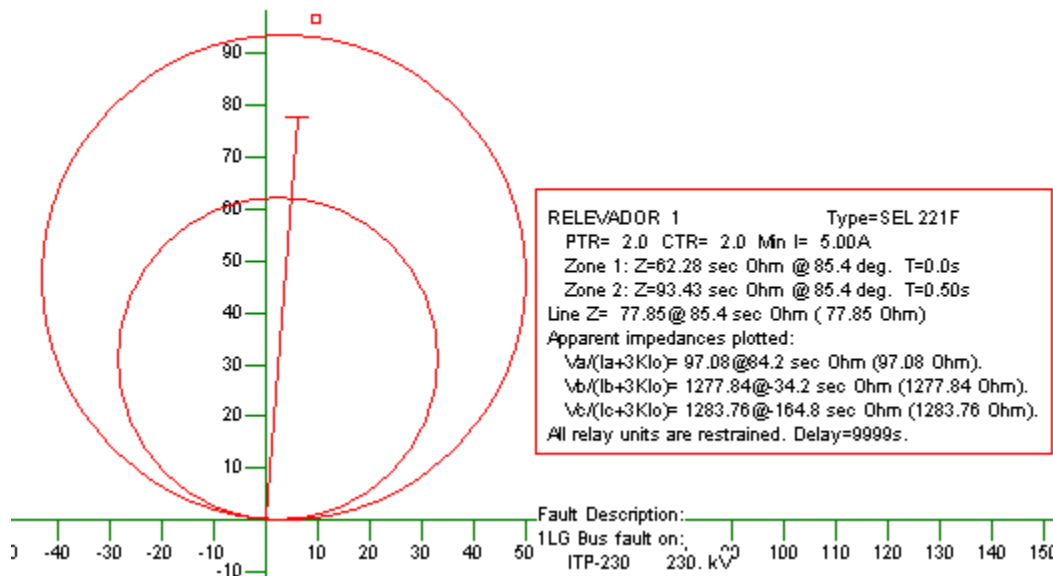


Figura 4.9 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 100% de la línea A (Ajustes normales).

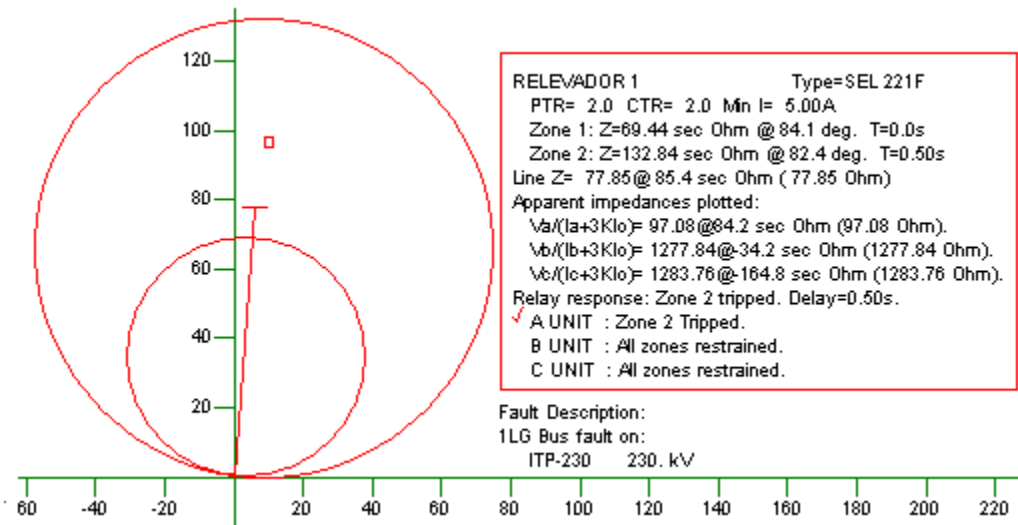


Figura 4.10 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica sólida a tierra al 100% de la línea A (Ajustes propuestos).

De la figura 4.9 se observa que el relevador “ve” la falla fuera de la zona 2 ocasionando que el relevador no opere, en cambio en la figura 4.10 se observa que con los ajustes propuestos el relevador ve la falla en zona 2, lo cual es correcto por lo que el relevador operará liberando la falla. En la tabla 4.1 se muestran los resultados para diversas fallas a lo largo de la línea.

Tabla 4.1 Operación de las zonas para el relevador 1 para fallas sólidas a tierra

Falla monofásica al % de la línea	Ajuste normal	Ajuste propuesto
	Impedancia vista en zona	Impedancia vista en zona
100%	3	2
90%	2	2
80%	2	1
70%	1	1
60%	1	1
50%	1	1
40%	1	1
30%	1	1
20%	1	1
10%	1	1
0%	-	-

De la tabla anterior se observa que con los ajustes propuestos el relevador operara de forma correcta, en función de la ubicación de la falla simulada.

Posteriormente se simulan fallas monofásicas con $R_f=10\Omega$ a lo largo de la línea A para ver de qué forma opera el relevador. Se hace la comparación con los ajustes normales y con los ajustes propuestos.

En la figura 4.11 se muestra en que zona ve el relevador la falla monofásica al 70% de la línea con una resistencia de falla de 10Ω .

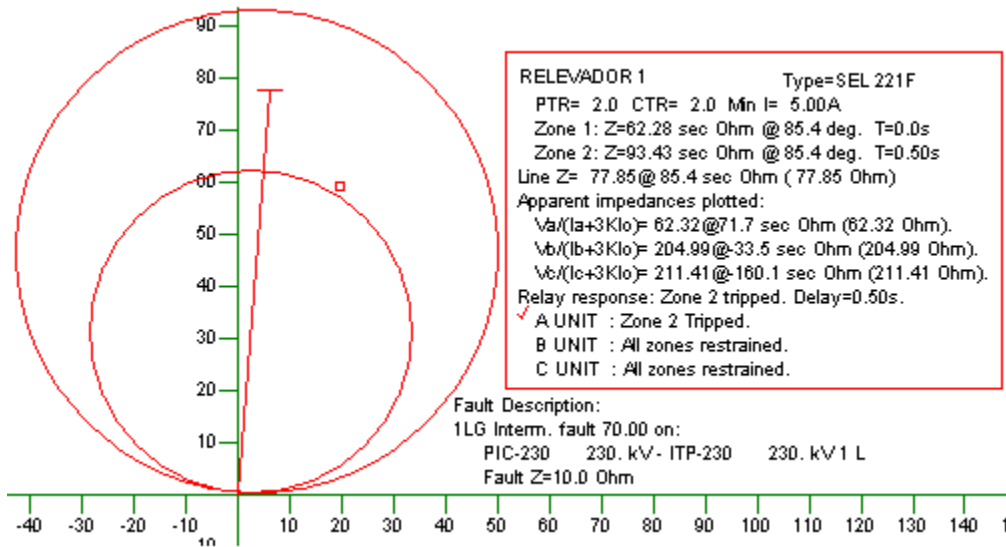


Figura 4.11 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica al 70% de la línea A y con $R_f=10\Omega$ (Ajustes normales).

De la figura 4.11 se esperaría que el relevador viera la falla en zona 1 puesto que la falla ocurre al 70% y el relevador está ajustado en zona 1 al 80% de la impedancia de la línea, pero debido al acoplamiento mutuo y a que se tiene una resistencia de falla de 10Ω , el relevador se ve a un más afectado, por lo que no opera de forma correcta.

En la figura 4.12 se muestra la zona de operación del relevador para la falla monofásica al 70% de la línea con una resistencia de falla de 10Ω pero considerando los ajustes propuestos.

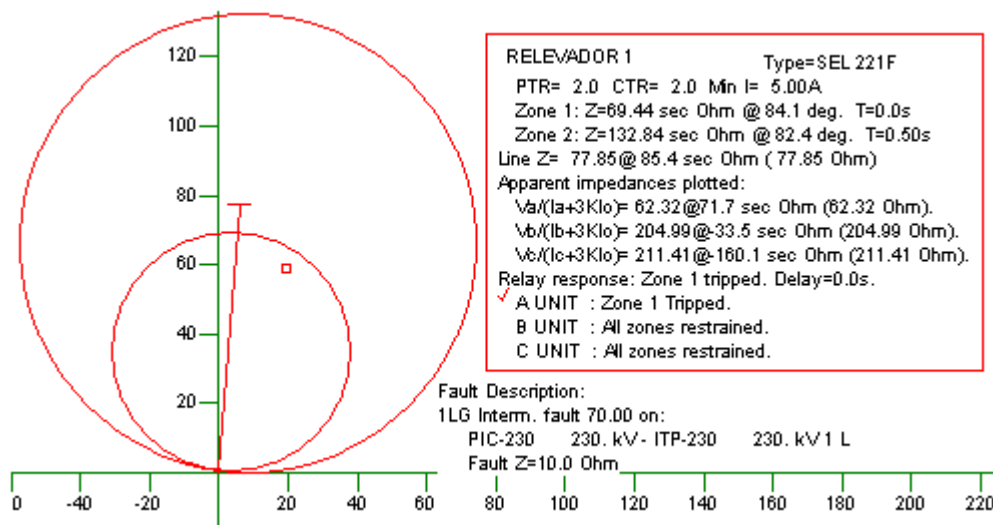


Figura 4.12 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla monofásica al 70% de la línea A y con $R_f=10\Omega$ (Ajustes propuestos).

De la figura 4.12 se observa que tomando en cuenta los ajustes propuestos, el relevador ve la falla en zona 1, es decir, tiene una operación satisfactoria. En la tabla 4.2 se muestran los resultados para diversas fallas a lo largo de la línea considerando una resistencia de falla de 10Ω .

Tabla 4.2 Operación de las zonas del relevador 1 para fallas en la línea con $R_f=10\Omega$

Falla monofásica al % de la línea	Ajuste Normal Impedancia vista en Zona	Ajuste Propuesto Impedancia vista en Zona
100%	3	2
90%	2	2
80%	2	2
70%	2	1
60%	1	1
50%	1	1
40%	1	1
30%	1	1
20%	1	1
10%	1	1
0%	-	-

4.3.1.4 Red Tipo 1 con una línea fuera de servicio

En algunas ocasiones una de las líneas en paralelo puede quedar fuera de servicio, debido a la operación de las protecciones de la línea o bien por un servicio de mantenimiento a dicha línea, en la figura 4.13 se muestra este caso.

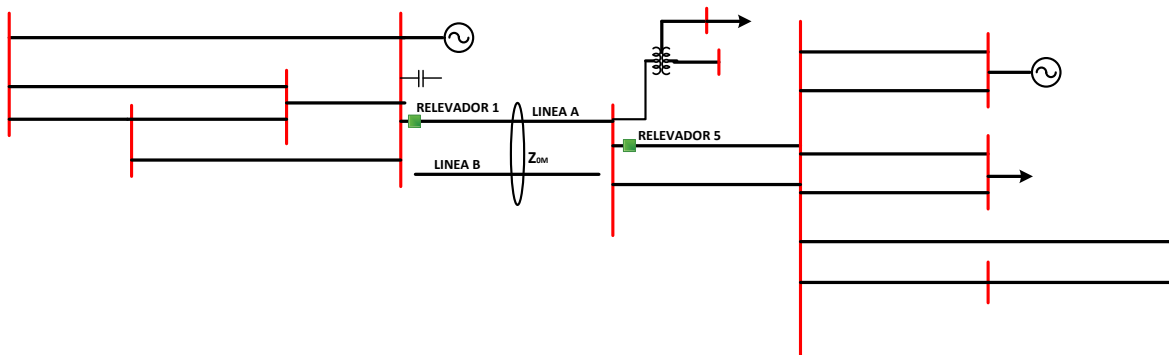


Figura 4.13 Línea paralela fuera de servicio

Se simulan fallas a lo largo de la línea A para determinar la impedancia medida por el relevador 1, en la figura 4.14 se muestran las corrientes de secuencia cero para una falla al 100% de la línea A, y considerando una línea con acoplamiento fuera de servicio.

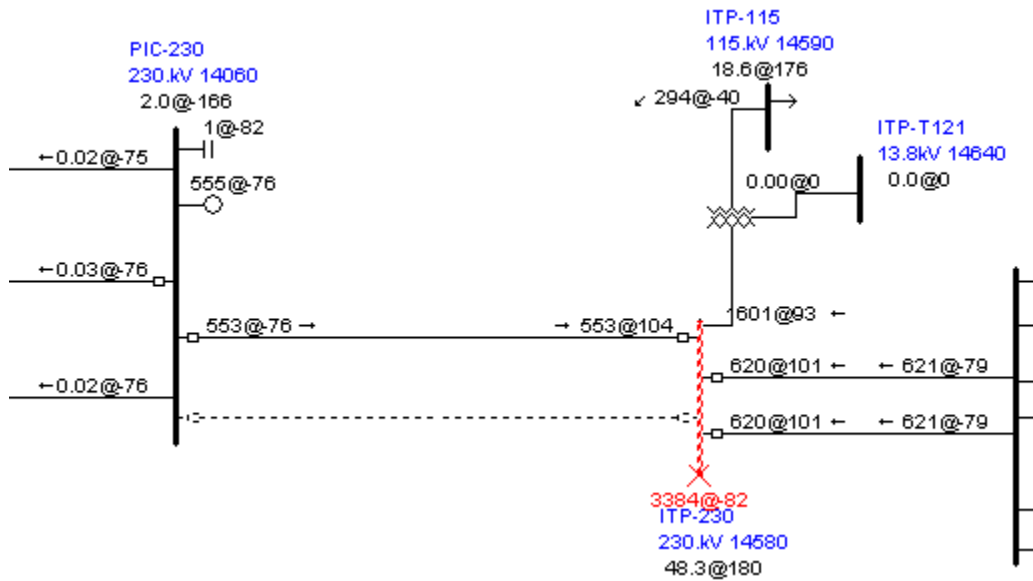


Figura 4.14 Corrientes de secuencia cero al 100% con una línea fuera de servicio

En la figura 4.15 y 4.16 se muestra la impedancia vista por el relevador para fallas al 100 y al 80% de la línea protegida por el relevador 1, respectivamente.

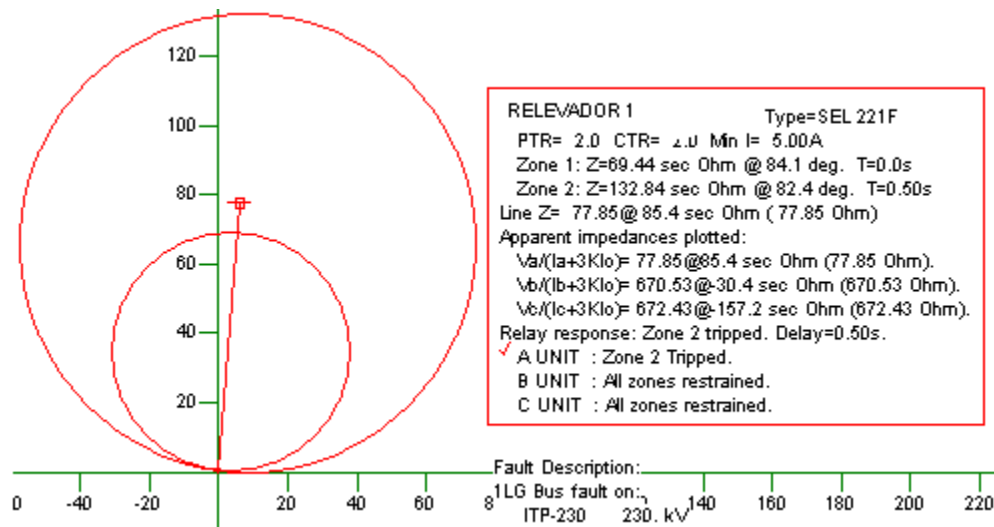


Figura 4.15 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B fuera de servicio

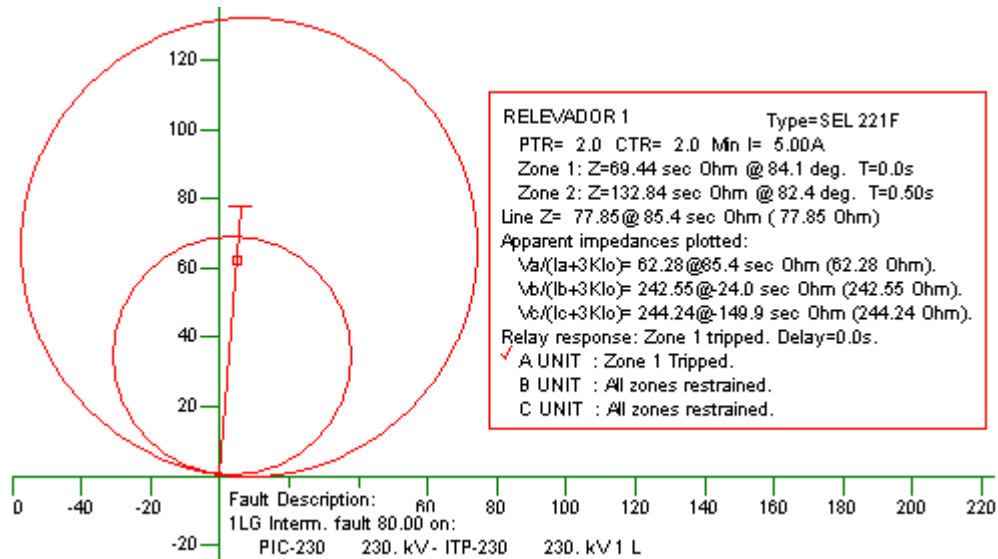


Figura 4.16 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A con la línea B fuera de servicio.

De las figuras 4.15 y 4.16 se observa que si una línea queda fuera de servicio, entonces el acoplamiento mutuo ya no existe por lo que el relevador mide correctamente la impedancia de falla, por ejemplo para la falla al 100% el relevador ve una impedancia de 77.85Ω, lo cual es correcto ya que esta es la impedancia de la línea. En la figura 4.16 se observa que el relevador ve 62.28Ω lo cual es correcto ya que el 80% de la impedancia de la línea es 62.28Ω, con estos resultados se concluye que al quedar una línea con acoplamiento fuera de servicio la protección de distancia no se ve afectada por el acoplamiento mutuo.

4.3.1.5 Red tipo 1 con una línea fuera de servicio y aterrizada en uno de los extremos

En la figura 4.17 se muestra el caso de una línea que se desconecta en ambos extremos pero que en un extremo se conecta a tierra.

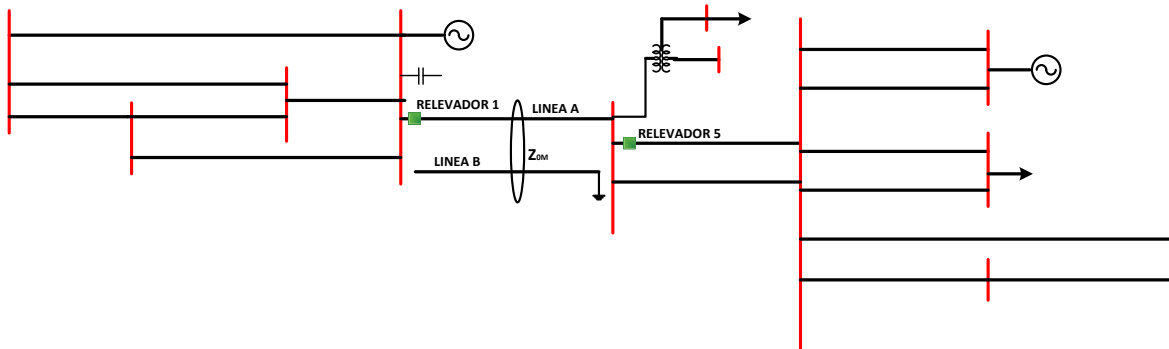


Figura 4.17 Línea paralela fuera de servicio y aterrizada a tierra en un extremo

También se simulan fallas monofásicas a lo largo de la *línea A*, para ver las impedancias que ve el relevador para este caso. En la figura 4.18 y 4.20 se muestran las corrientes de secuencia cero para una línea fuera de servicio y aterrizada a tierra en un solo extremo, para una falla al 100% y al 80% de la *línea A*. En la figura 4.19 y 4.21 se muestra la impedancia vista por el relevador para la falla al 100 y al 80%, respectivamente.

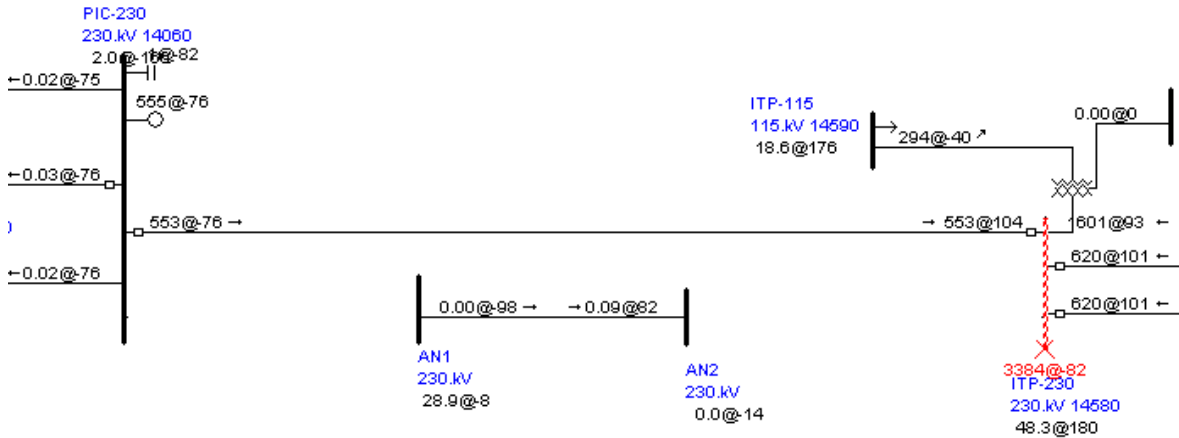


Figura 4.18 Corrientes de secuencia cero al 100% con una línea fuera de servicio y aterrizada en un extremo

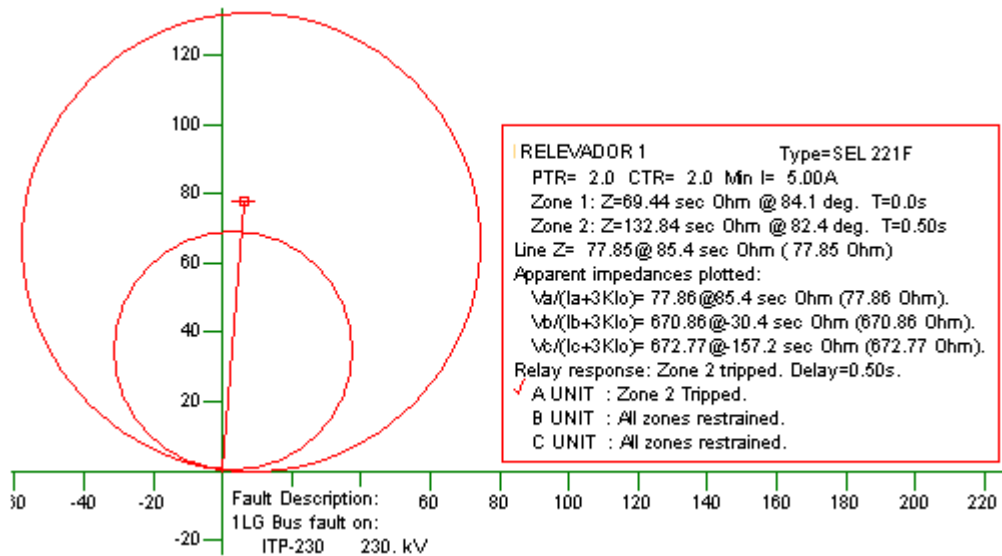


Figura 4.19 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en un extremo.

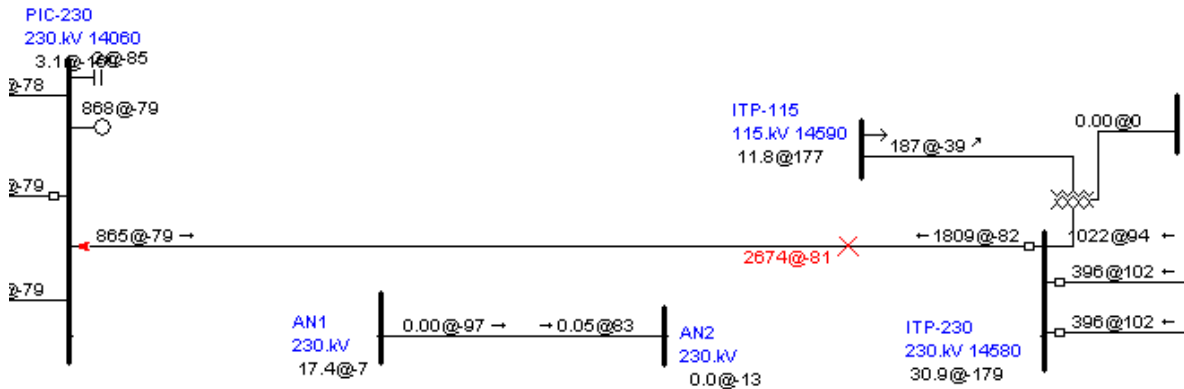


Figura 4.20 Corrientes de secuencia cero al 80% con una línea fuera de servicio y aterrizada en un extremo

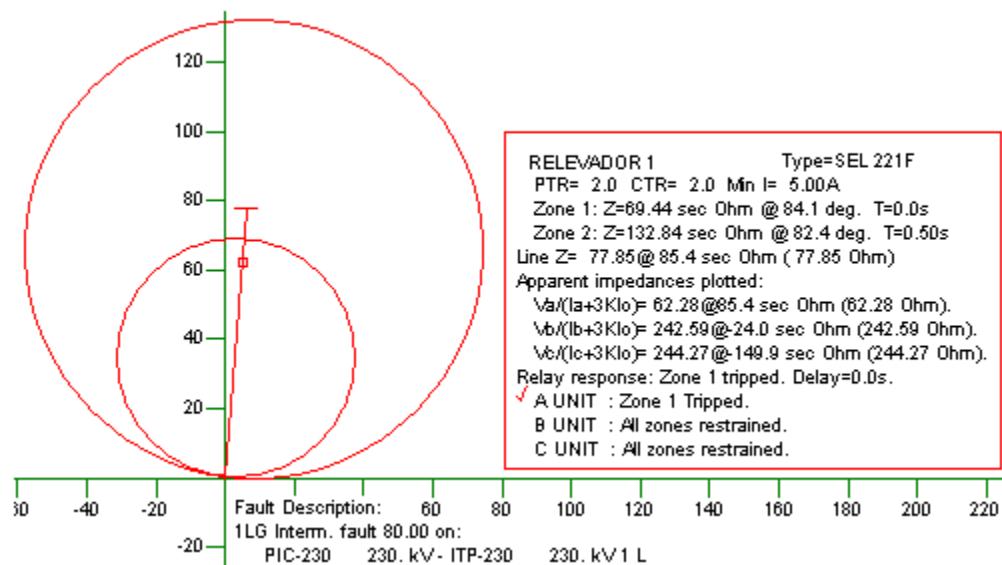


Figura 4.21 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en un extremo.

De la figura 4.19 y 4.21 se observa la impedancia medida por el relevador 1 y la operación de las zonas correspondientes en la condición de la línea desconectada y aterrizada en un solo extremo, por lo tanto, se concluye que en esta condición de la red no se tiene influencia del acoplamiento mutuo.

4.3.1.6 Red tipo 1 con una línea fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos

En la figura 4.22 se muestra el caso de una línea que se desconecta y se aterriza en ambos extremos.

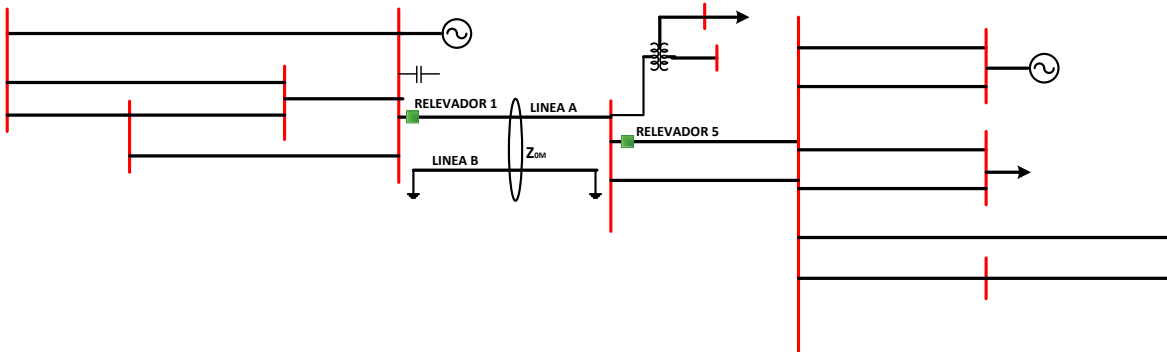


Figura 4.22 Línea paralela fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos

Al igual que en los casos anteriores se simulan fallas a lo largo de la *línea A* para ver las impedancias vistas por el relevador 1. En la tabla 4.3 se muestra la zona que ve el relevador ante dichas fallas.

Tabla 4.3 Operación de las zonas para el relevador 1 para fallas con $R_f=0\Omega$

Falla monofásica al % de la línea	Ajuste Propuesto Impedancia vista en Zona
100%	1
90%	1
80%	1
70%	1
60%	1
50%	1
40%	1
30%	1
20%	1
10%	1
0%	-

En las figuras 4.23 y 4.24 se muestra la impedancia vista por el relevador para fallas al 100 y 80% de la *línea A*.

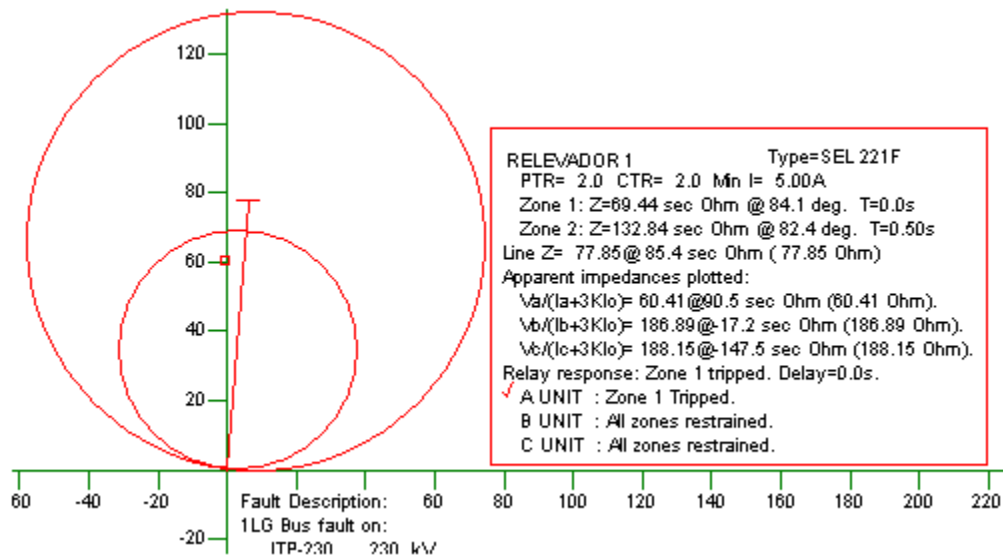


Figura 4.23 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos a tierra.

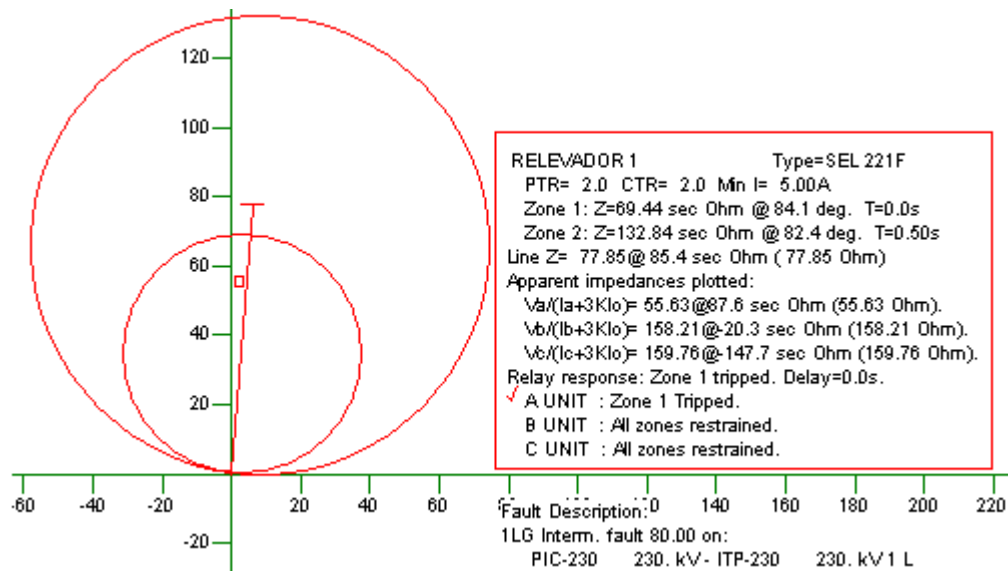


Figura 4.24 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos a tierra.

De la tabla 4.3 y de la figura 4.23 y 4.24 se observa el desempeño del relevador ante distintas fallas, considerando que una línea está fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos. Por ejemplo, el relevador 1 para la falla al 100% de la línea, este debería operar en zona 2, sin embargo opera en zona 1, esta respuesta podría ocasionar problemas a la protección de la línea adyacente, ya que para fallas en la línea más allá del bus remoto, la cual está protegida por el relevador 5 se tendría la operación de ambos relevadores en zona 1, esto se muestra en la figura 4.25 y 4.26.

En la figura 4.25 se muestra la línea protegida por el relevador 5 en la cual se simulan las fallas.

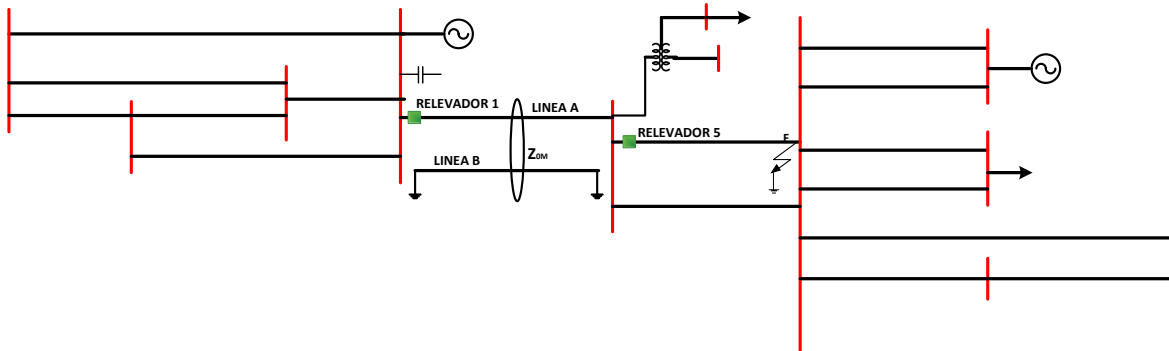


Figura 4.25 Fallas a lo largo de la línea protegida por el relevador 5

La figura 4.26 muestra la impedancia vista por el relevador 1 y relevador 5 para una falla al 100% de la línea protegida por el relevador 5 y la figura 4.27 muestra la impedancia vista por el relevador 1 y relevador 5 para una falla al 86% de la línea protegida por el relevador 5.

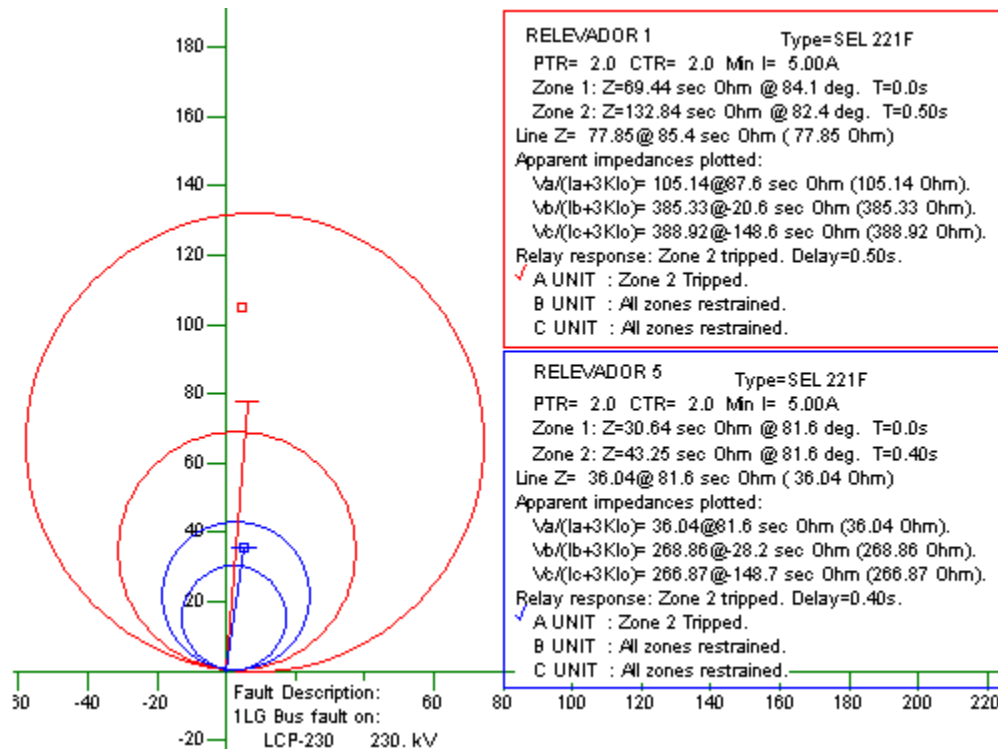


Figura 4.26 Impedancia vista por el relevador 1 y relevador 5 para una falla al 100% de la línea protegida por el relevador 5

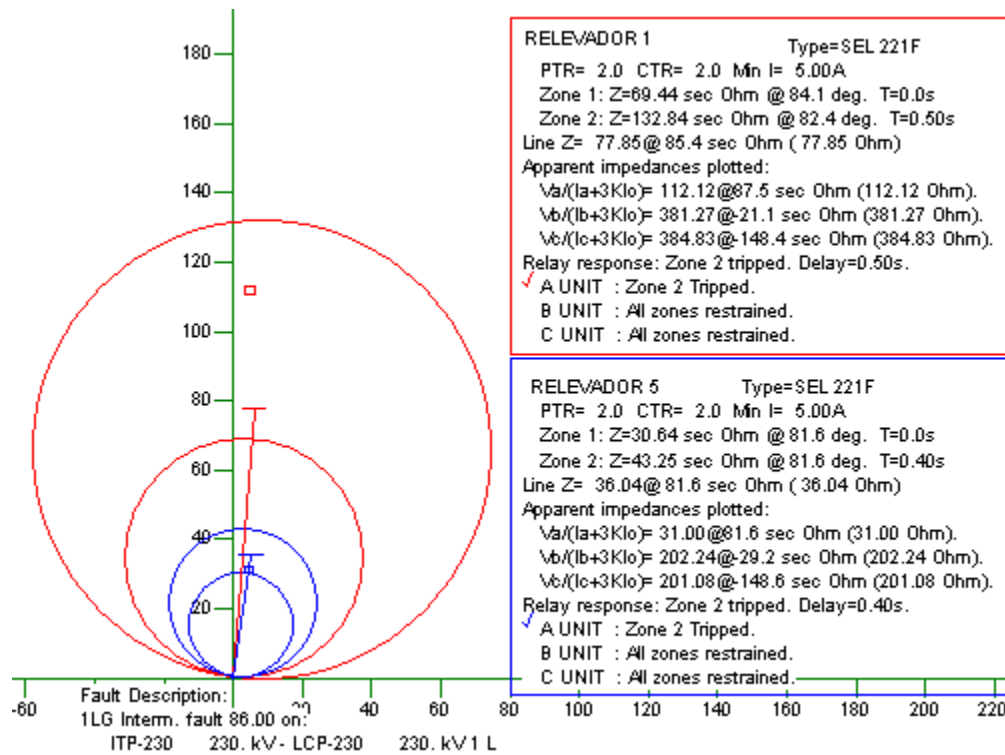


Figura 4.27 Impedancia vista por el relevador 1 y relevador 5 para una falla al 86% de la línea protegida por el relevador 5

De la figura 4.26 y 4.27 se observa que existe un traslape en la operación de la zona 2 del relevador 1 y relevador 5 debido a las fallas al 86% y 100% de la línea adyacente a la línea A. Esto muestra una falta de coordinación, y se debe a la línea aterrizada en ambos extremos, en esta condición de operación del sistema el relevador 1 opera de forma incorrecta, aún con los ajustes propuestos.

Se puede calcular nuevamente los ajustes para este tipo de configuración, para esto se realiza el mismo procedimiento que se hizo para las dos líneas en servicio, tal y como se describe en la sección 3.6

Los ajustes para este caso de una línea en servicio y la otra línea aterrizada en ambos extremos, estas cantidades son:

$$Z_{AP1} = 55.3757\Omega \angle 86.778^\circ$$

$$Z_{AP0} = 142.1322\Omega \angle 74.204^\circ$$

Usando ahora la ecuación (3.29) se tiene que:

$$Z^*_{AP1} = 52.8462\Omega \angle 87.5718^\circ$$



Como se cumple lo siguiente:

Si $Z_{API}^* < Z_{API}$ y si $Z_{API} < Z_{línea}$

El ajuste de secuencia positiva de la zona 1 será

Ajuste $Z_{1(+)} = Z_{API}$

Por lo que el ajuste de zona 1 es:

Ajuste Zona 1 = $55.3757\Omega \angle 86.778^\circ$

Usando la ecuación (3.30) se tiene que:

Ajuste Zona 2 = $94.6712\Omega \angle 86.113^\circ$

Con estos ajustes se simulan fallas a lo largo de la línea A, en la tabla 4.4 se muestran en que zonas opera el relevador para este caso.

Tabla 4.4 Operación de las zonas para el relevador 1 para fallas con $R_f = 0\Omega$

Falla Monofásica al	Ajuste Propuesto
	Impedancia vista en Zona
100%	2
90%	2
80%	2
79%	1
60%	1
50%	1
40%	1
30%	1
20%	1
10%	1
0%	-

En la tabla 4.4 se observa que las fallas del 79% hacia el 0%, el relevador 1 ve las fallas en zona 1, y para fallas del 80 al 100% los ve en zona 2, por lo que el relevador opera de forma correcta, esto se muestra en las figuras 4.28 y 4.29

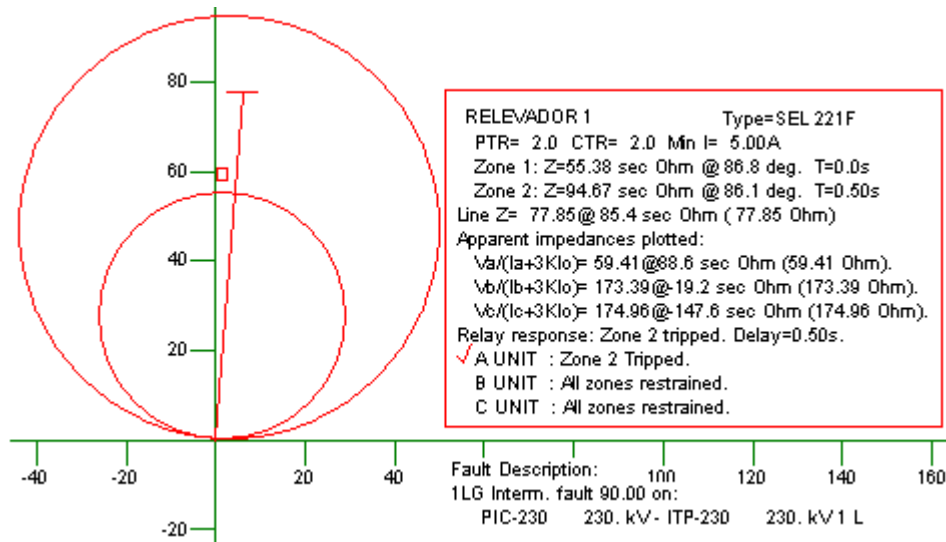


Figura 4.28 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 90% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos. (Ajustes propuestos para este tipo de configuración)

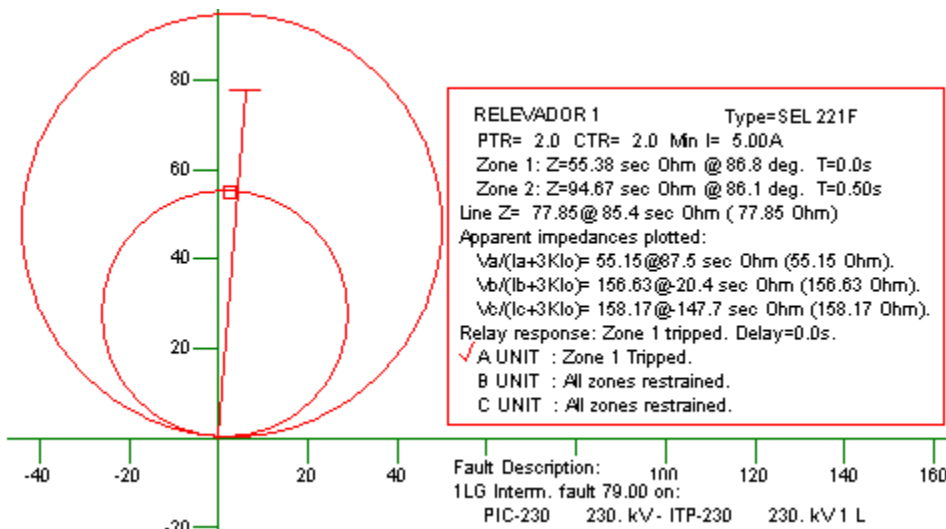


Figura 4.29 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 79% de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos. (Ajustes propuestos para este tipo de configuración)

De la figura 4.28 y 4.29 se comprueban los resultados de la tabla 4.4, el relevador 1 opera de forma correcta para fallas a lo largo de la línea A con la línea B fuera de servicio y aterrizada en ambos extremos. El relevador ve las fallas del 80 al 100% en zona 2, mientras que para fallas del 79% y menores, las ve en zona 1, por lo que el relevador opera correctamente.

Para ver la impedancia vista por el relevador 1 y para fallas ocurridas en la línea adyacente protegida por el relevador 5 se simulan fallas a lo largo de dicha línea. En la figura 4.30 y 4.31 se muestra la impedancia vista por el relevador 1 y 5, para fallas en la línea protegida por el relevador 5.

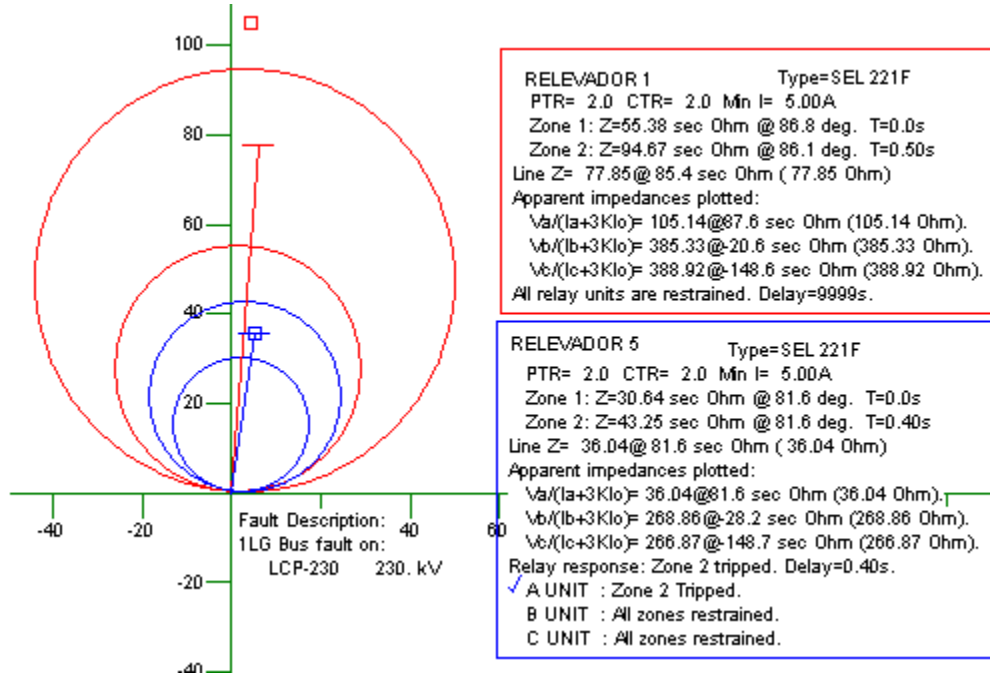


Figura 4.30 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 100% de la línea protegida por el relevador 5

La figura 4.30 muestra para una falla al 100% de la línea protegida por el relevador 5, el relevador 1 no ve la falla, mientras que el relevador 5, la ve en zona 2

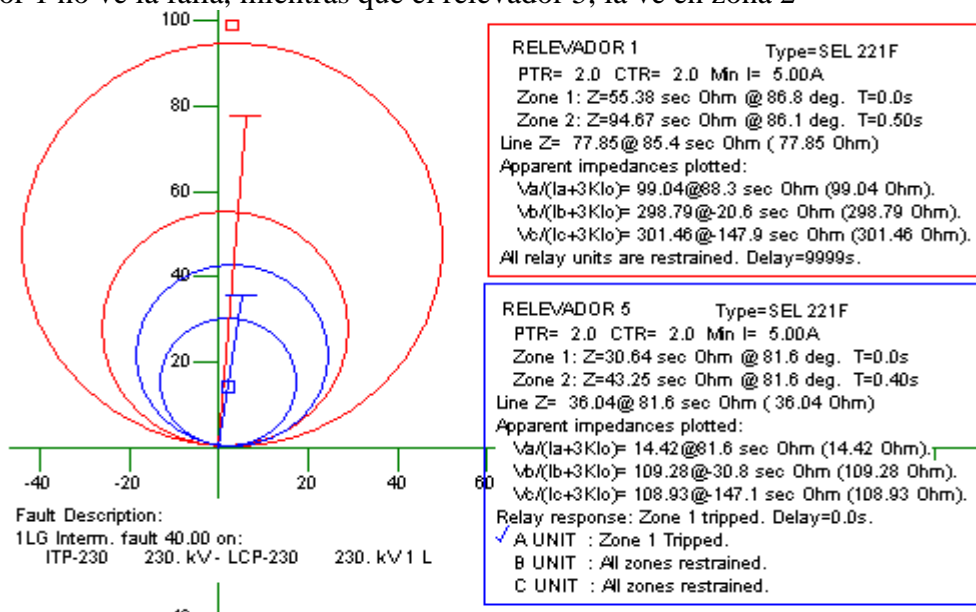


Figura 4.31 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 40% de la línea protegida por el relevador 5

De la figura 4.31 se ve que para una falla al 40% de la línea protegida por el relevador 5, el relevador 1 no ve la falla, mientras que el relevador 5 la ve en zona 1.

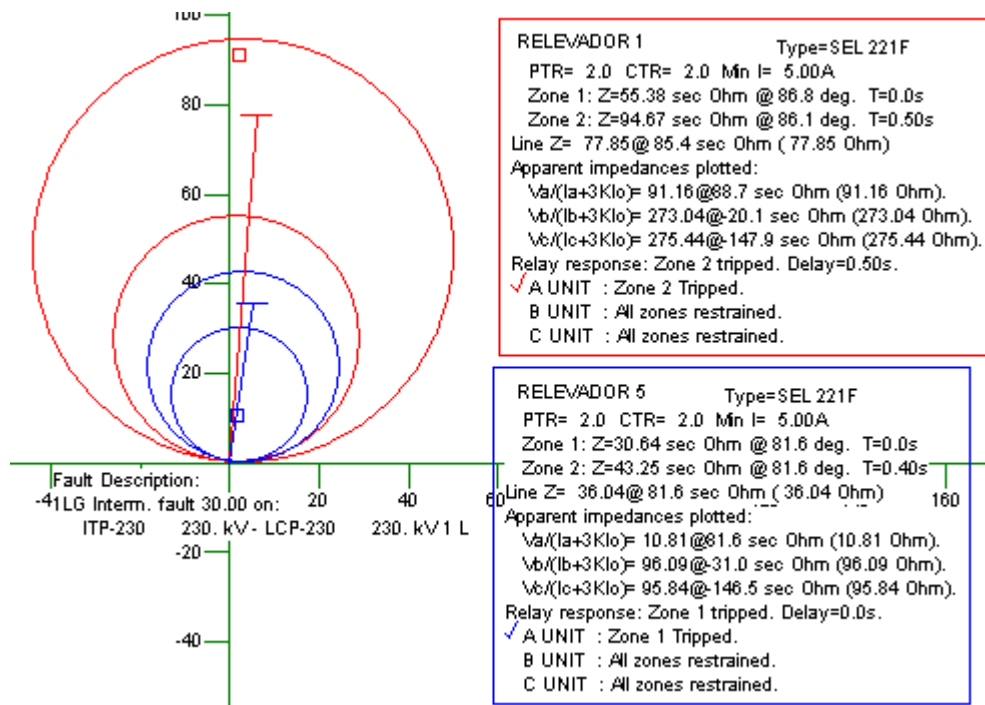


Figura 4.32 Impedancia vista por los relevadores 1 y 5 para una falla al 30% de la línea protegida por el relevador 5

Para el caso que muestra la figura 4.32 el relevador 1 opera en zona 2 y el relevador 5 opera en zona 1, así el relevador 1 servirá de respaldo al relevador 5. Por lo tanto, llevar a cabo el reajuste del relevador para la configuración de una línea en servicio y una línea puesta a tierra en ambos extremos, se tiene como consecuencia la operación correcta del relevador.

A continuación se analiza el desempeño del relevador 1 utilizando los ajustes calculados para una línea en servicio y la otra línea puesta a tierra en ambos extremos, para cuando ambas líneas están en servicio. Esto se muestra a continuación:

Los ajustes para el relevador 1 para una línea en servicio y la otra puesta a tierra en ambos extremos son:

$$\text{Ajuste Zona 1} = 55.3757\Omega @ 86.778^\circ$$

$$\text{Ajuste Zona 2} = 94.6712\Omega @ 86.113^\circ$$

Tomando estos ajustes se simulan fallas a lo largo de la línea A con la línea B en servicio.

Tabla 4.5 Operación de las zonas para el relevador 1 con los ajustes para una línea en servicio y la otra línea aterrizada en ambos extremos en el caso de dos líneas en servicio

Falla monofásica al % de la línea	Ajuste propuesto Impedancia vista en zona
100%	3
98%	2
80%	2
70%	2
67%	1
50%	1
40%	1
30%	1
20%	1
10%	1
0%	-

La tabla 4.5 muestra que la línea no está protegida al 100%, ya que se esperaría que para fallas al 100% operara en la zona 2, sin embargo alrededor de un 2% de la línea no está protegida como se esperaria, esto se ve tambien en la figura 4.33.

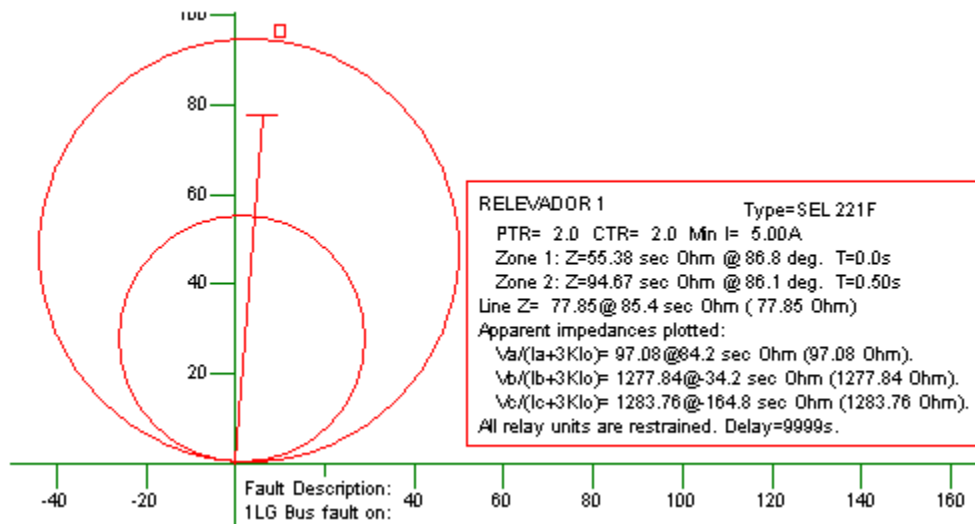


Figura 4.33 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 100% de la línea A con la línea B en servicio. (Ajustes propuestos para línea B aterrizada en ambos extremos)

En este caso para fallas del 0 al 67% el relevador 1 disparará en zona 1 (ver figura 4.34), cuando se esperaría que las fallas hasta el 80%, entonces un 13% de la longitud de la línea está protegida en zona 2, cuando debería estar protegida en zona 1.

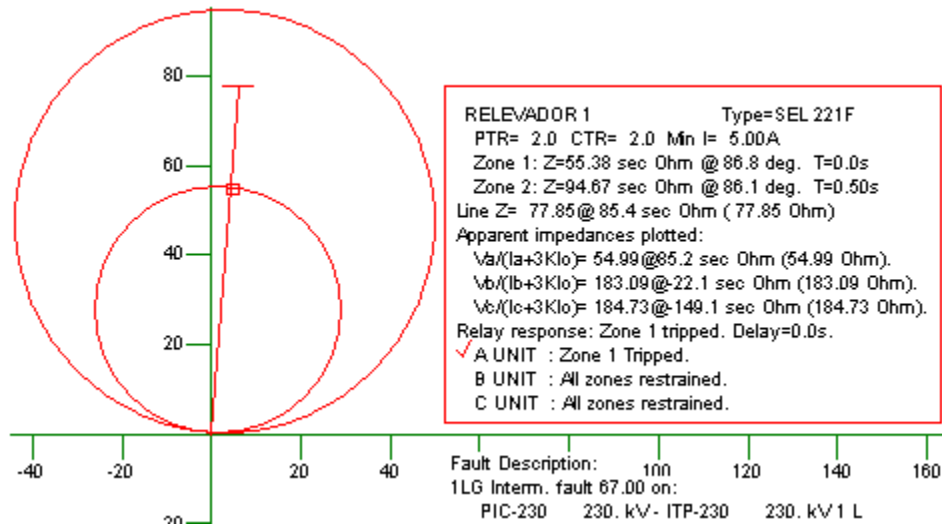


Figura 4.34 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 67% de la línea A con la línea B en servicio. (Ajustes propuestos para línea B aterrizada en ambos extremos)

De lo anterior se observa que si se utilizan los ajustes calculados para la configuración de una línea en servicio y la otra línea aterrizada en ambos extremos, se tendría una reducción de las zonas de protección para cuando ambas líneas estuvieran en servicio, entonces se puede correr el riesgo y tener una reducción en las zonas de protección, pero como el caso más probable es que ambas líneas estén en servicio, y solo se tendría una línea fuera de servicio y aterrizada a tierra en ambos extremos cuando a una de las líneas se le tenga que dar mantenimiento, entonces lo más recomendable es usar los ajustes calculados para ambas líneas en servicio y si una línea está mantenimiento, lo mejor será aterrizar únicamente un solo extremo de la línea, esta forma no se tendrá el problema del acoplamiento mutuo y el relevador operaría de forma correcta.

4.3.2 AJUSTE DEL RELEVADOR DE DISTANCIA PARA REDES TIPO 2

4.3.2.1 Red tipo 2 a diferente nivel de tensión

En la figura 4.35 se muestra una red tipo 2 en la cual dos líneas se encuentran mutuamente acopladas, para este caso las líneas están a diferente nivel de tensión, ya que la línea A tienen una tensión de 230KV y la línea B una tensión de 400KV, las impedancias de las líneas están en p.u. y son los siguientes [5]:

Línea A	Línea B
$Z_1 = (0.0118 + 0.1467 j) \text{ pu}$	$Z_1 = (0.003901 + 0.048502 j) \text{ pu}$
$Z_0 = (0.1228 + 0.4598 j) \text{ pu}$	$Z_0 = (0.040600 + 0.152020 j) \text{ pu}$

La impedancia mutua de secuencia cero para ambas líneas es:

$$Z_{0M} = (0.06367 + 0.15815 j) \text{ pu}$$

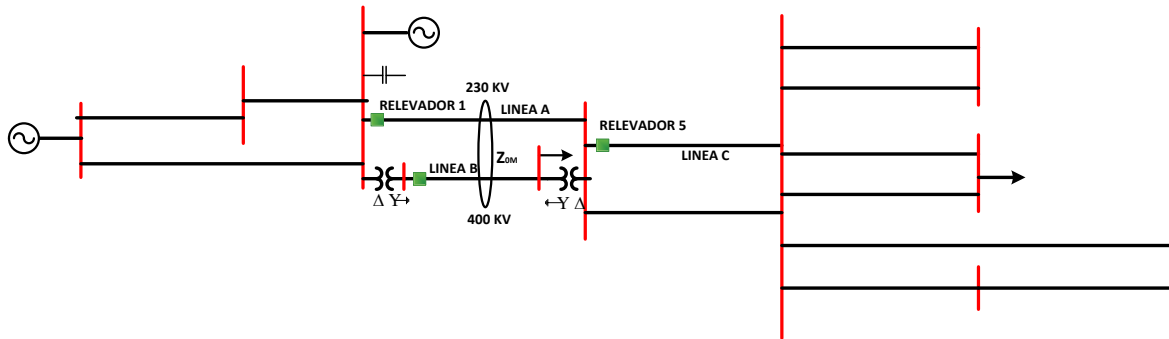


Figura 4.35 Sistema de prueba para una Red tipo 2

Los ajustes del relevador 1 son:

$$\text{Zona 1} = 62.28 \angle 85.40^\circ \Omega$$

$$\text{Zona 2} = 93.42 \angle 85.40^\circ \Omega$$

Con los ajustes anteriores se procede a simular fallas a lo largo de la *línea A* para ver el comportamiento del relevador de distancia, en la tabla 4.6 se muestran las zonas en las que opera el relevador para diversas fallas.

Tabla 4.6 Operación de las zonas para el relevador 1

Falla Monofásica al % de la línea	Ajuste propuesto impedancia vista en zona
100%	2
90%	2
80%	1
70%	1
67%	1
50%	1
40%	1
30%	1
20%	1
10%	1

De la tabla 4.6 se observa que el relevador aparentemente opera de forma correcta, ya que el ajuste de zona 1 es al 80% de la impedancia de la línea protegida, por lo tanto, las fallas desde el 10 al 80% el relevador opera en zona 1. Para las fallas mayores al 80% del relevador, este operó en zona 2. En la figura 4.36 se muestra la impedancia vista por el relevador para una falla al 80% de la línea, el relevador ve la falla en zona 1 pero debido al acoplamiento mutuo no mide correctamente la impedancia de la falla ya que se esperaría una medición de 62.28Ω , sin embargo mide 59.24Ω , en conclusión el relevador 1 tiene sobre alcances.

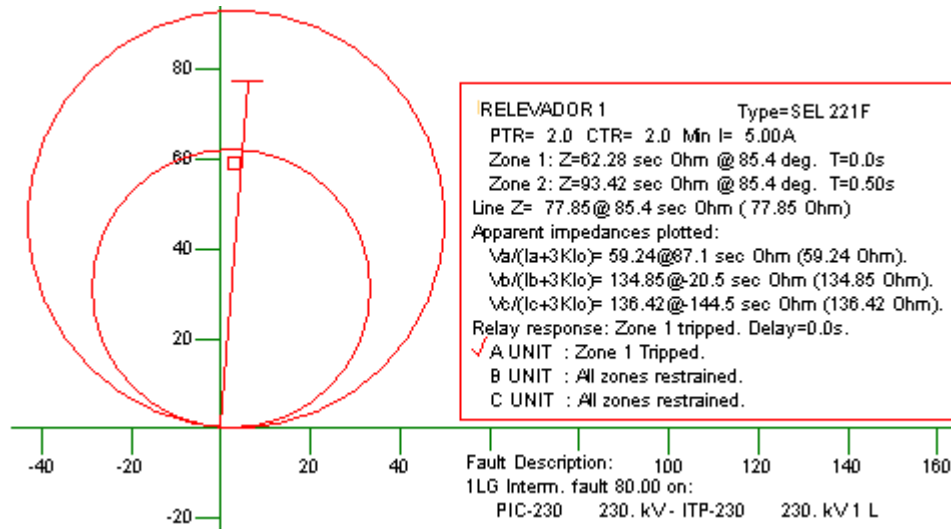


Figura 4.36 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A.

Lo anterior queda claro, si se tienen fallas a lo largo de la línea adyacente protegida por el relevador 5, la figura 4.37 muestra las corrientes de secuencia cero para una falla al 100% de la línea C y la figura 4.38 muestra la impedancia vista por el relevador 1 y relevador para esta falla.

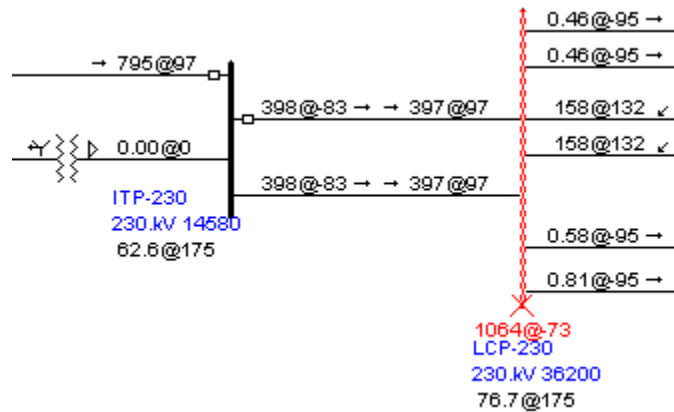


Figura 4.37 Corrientes de secuencia cero para una falla al 100% de la línea C

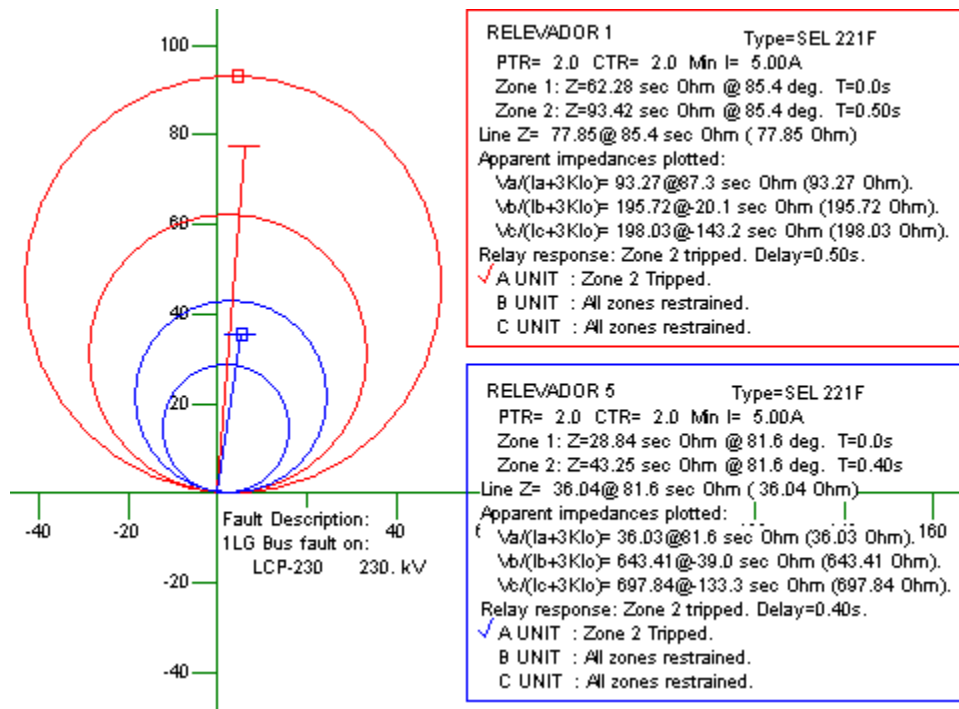


Figura 4.38 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 100% de la línea C.

La figura 4.38 muestra una falla al 100% de la línea C, el relevador 1 y relevador 5 operan en zona 2, esto es, se tiene un traslape de operación de la zona 2 y así se pierde la coordinación de estos relevadores. La figura 4.39 muestra que una falla al 81% de la línea C, se tiene la operación en zona 2 del relevador 1 y relevador 2, y para fallas ubicadas por abajo del 81% de la línea C el relevador 5 ya opera en zona 1.

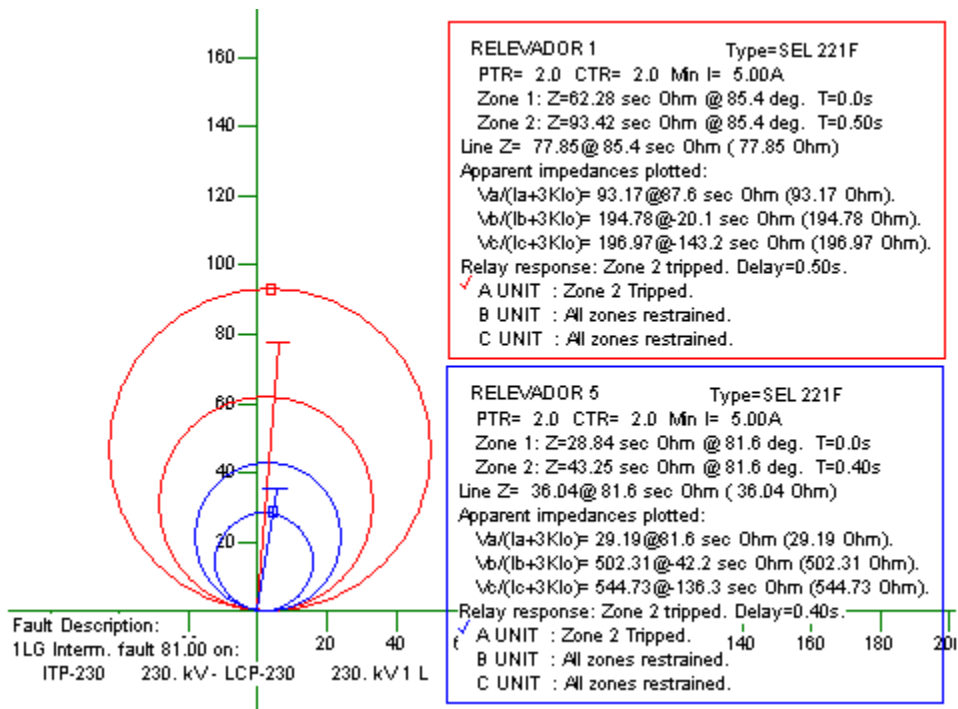


Figura 4.39 Impedancia vista por el relevador 1 y relevador 5 para una falla al 81% de la línea C.

De los resultados anteriores se concluye que el relevador 1 requiere otros ajustes que tomen en cuenta el acoplamiento mutuo.

Para el ajuste se procede realizar los pasos mencionados en la sección 3.6

Ajuste Zona 1

Para el ajuste de zona 1 se simula un falla al 80% de la línea A como se muestra en la figura 4.40

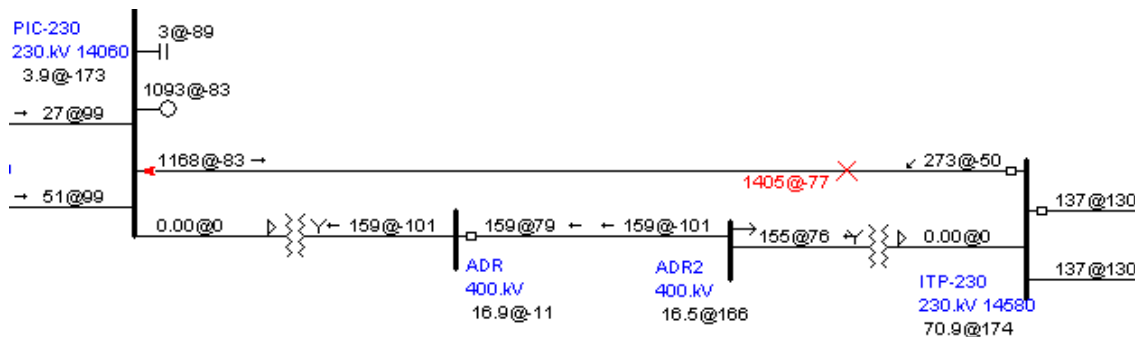


Figura 4.40 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A

Utilizando las corrientes de secuencia cero y la de secuencia positiva y considerando la dirección de las corrientes de la línea sana y de la línea fallada y sustituyendo en la ecuación (3.27) se tiene que:

$$Z_{AP1} = 58.797 \angle 86.02^\circ \Omega$$

Ahora se simula una falla al 80% de la línea A con el extremo remoto abierto y considerando una resistencia de falla de 10Ω como lo muestra la figura 4.41

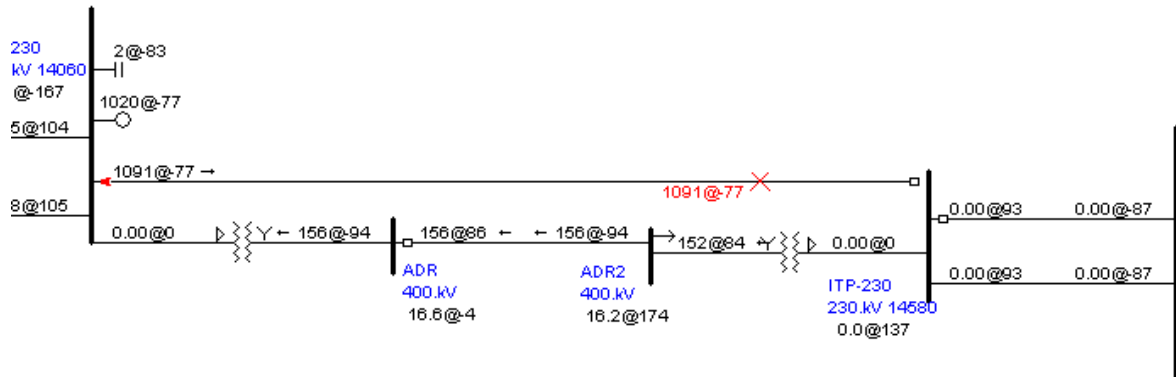


Figura 4.41 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A con el extremo remoto abierto y un R_f de 10Ω

Utilizando las corrientes anteriores y la ecuación (3.28) se obtiene:

$$Z_{AP0} = 186.32 \angle 72.74^\circ \Omega$$

Sustituyendo el resultado anterior en la ecuación (3.29) y usando las corrientes de la figura 4.40 se obtiene:

$$Z^*_{AP1} = 58.045 \angle 86.12^\circ \Omega$$

Como se cumple que:

$$Z^*_{AP1} < Z_{AP1}$$

El ajuste de zona 1 es:

$$Z_{AP1} = 58.797 \angle 86.02^\circ \Omega$$

Ajuste de Zona 2

Para el ajuste de esta zona se utiliza la expresión siguiente:

$$Z_{2\max} = \left(100\%Z_{AP1(AB)} + AJU_{Z_1\text{Rele5}} \left(\frac{I_5}{I_1} \right) * (0\% \text{ al } 50\%) \right)$$

Para calcular el primer término de la ecuación anterior se simula una falla al 100% de la línea A, como se muestra en la figura 4.42

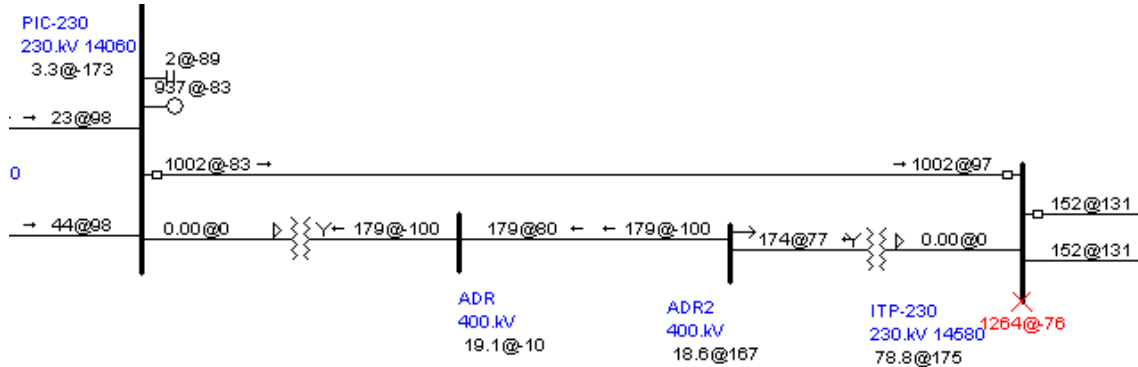


Figura 4.42 Corrientes de secuencia cero para una falla al 100% de la línea A

Con las corrientes de secuencia cero de la figura 4.42 y las corrientes de secuencia positiva, así como las impedancias de la línea y usando la ecuación (3.27) se obtiene

$$100\%Z_{API} = 87.741 \angle 84.67^\circ \Omega$$

Para obtener el segundo término de la expresión (3.30) se simula una falla al 50% de la línea C y se utiliza el ajuste de zona 1 del relevador 5, el cual es $28.835 \angle 81.56^\circ$, esto se muestra en la figura 4.43.

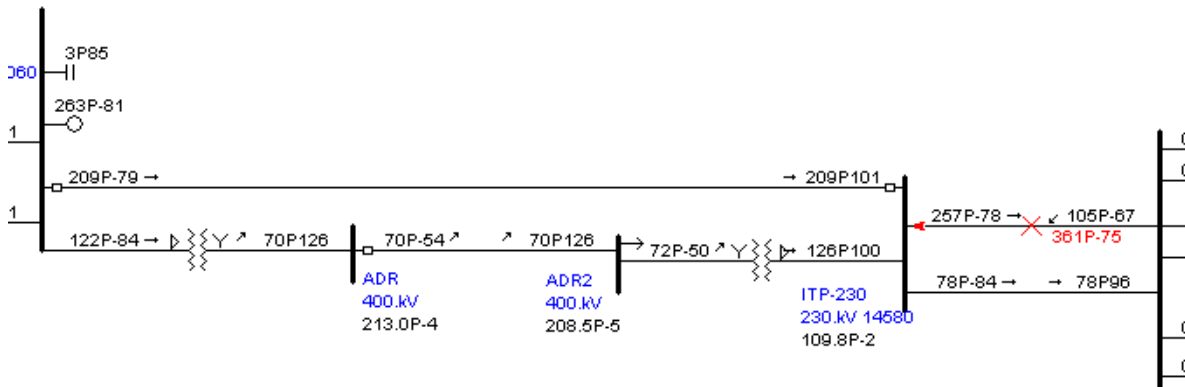


Figura 4.43 Corrientes de secuencia para una falla al 50% de la línea C

Usando la expresión 3.30 se obtiene el resultado siguiente:

$$Z_{2max} = 101.44 \angle 84.13^\circ$$

Con este ajuste resulta evidente que se tendrían traslapes de zona 2 del relevador 1 y del relevador 5, ya que el ajuste normal de zona 2 del relevador 1 es de $93.42 \angle 85.40^\circ$, por lo que se tendrá que reducir el porcentaje de la falla simulada en la línea C.

Al reducir el porcentaje se encuentra que el ajuste de zona 2 es:

$$\text{Zona 2} = 83.74 \angle 84.67^\circ \Omega$$

Entonces, resumiendo los ajustes del relevador 1 para esta red son:

$$\text{Zona 1} = 58.797 \angle 86.02^\circ \Omega$$

$$\text{Zona 2} = 83.741 \angle 84.67^\circ \Omega$$

Para verificar el funcionamiento del relevador 1 con estos ajustes se simulan fallas a lo largo de la *línea A*.

La figura 4.44 muestra la zona en la que el relevador ve la falla al 78% de la *línea A*.

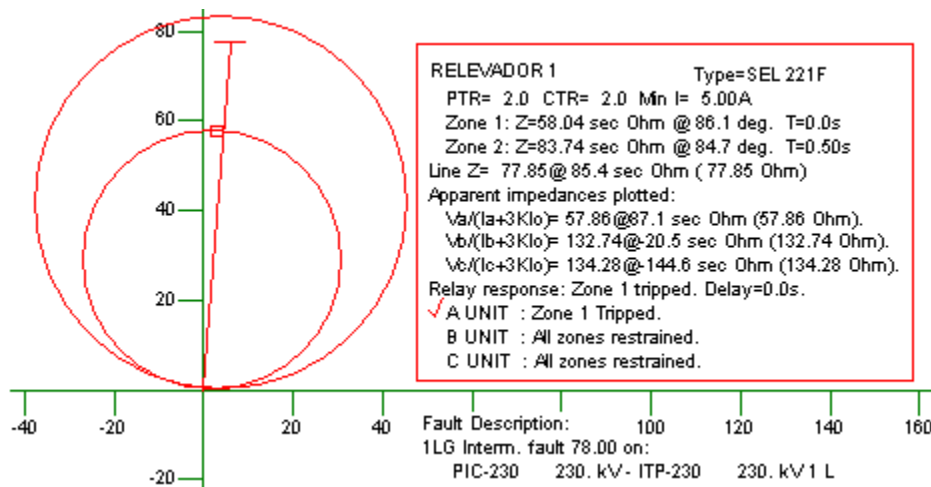


Figura 4.44 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 78% de la *línea A*.

Si se comparan los resultados de la figura 4.36 y 4.44 se observa que los ajustes normales, el relevador ve la falla en zona 1 desde antes del 80%, mientras que con los ajustes propuestos los ve en zona 1 a partir de fallas que se presentan al 78%, se podría pensar que no se tuvo una mejora, pero recordando que con los ajustes normales se tenían traslapes de zona 2 entre el relevador 1 y el relevador 5. Las figuras 4.45 y 4.46 muestran las zonas de operación del relevador 1 y relevador 5 para fallas que se presentan en la *línea C*.

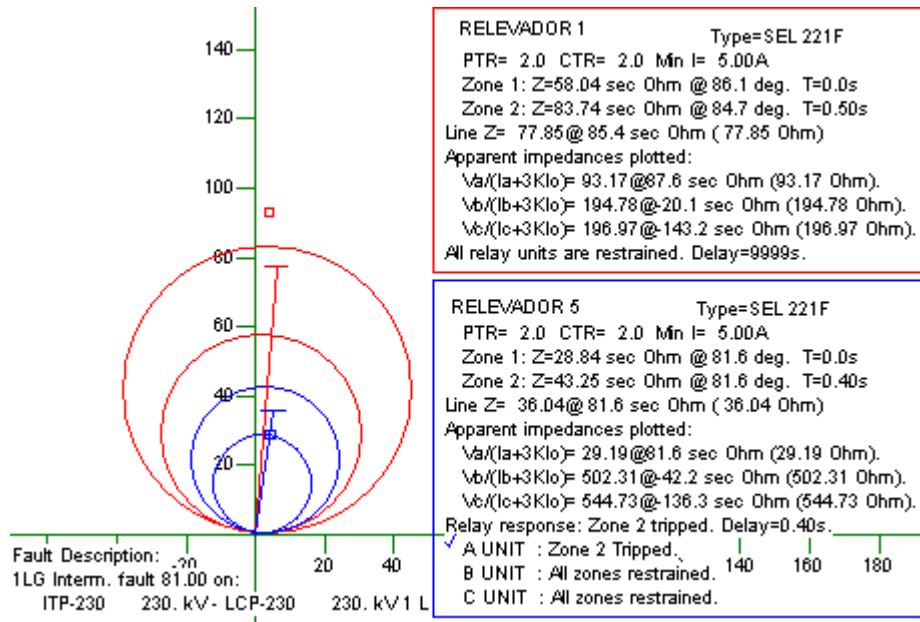


Figura 4.45 Impedancia vista por el relevador 1 y relevador 5 para una falla al 81% de la línea C.

Comparando los resultados que muestran en la figura 4.39 y figura 4.45 se observa que con los ajustes normales (figura 4.39) el relevador 1 y el relevador 5 para una falla al 81% operan en zona 2, condiciones de operación no deseada. Sin embargo, con los ajustes propuestos (figura 4.45) para la misma falla el relevador 1 no opera, mientras que el relevador 5 opera en zona 2, lo cual es correcto. El relevador 1 verá las fallas que ocurran en la línea C hasta antes del 28% de la línea C, como lo muestra la figura 4.46

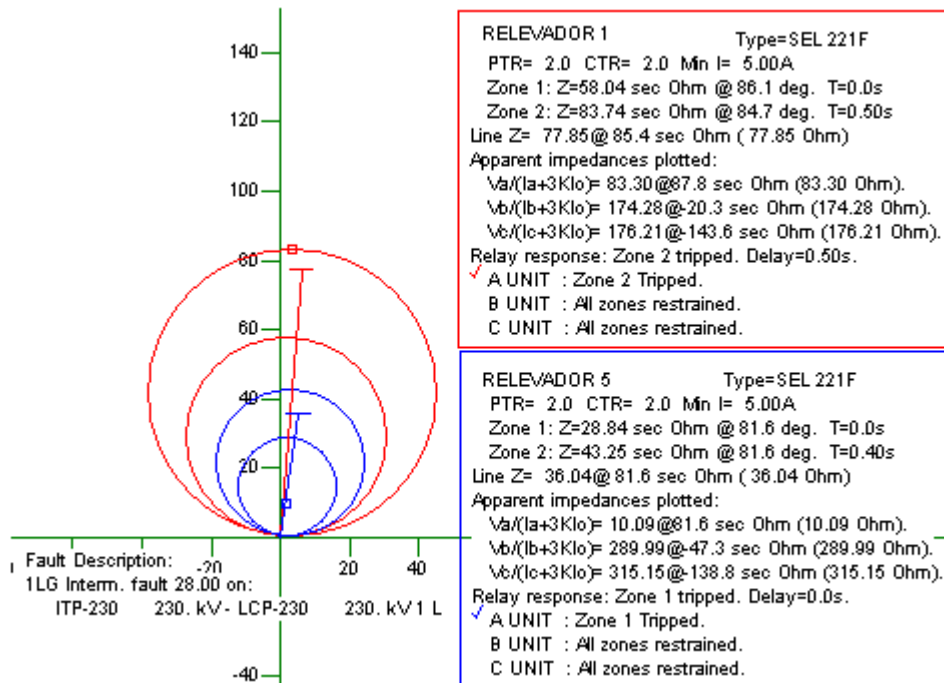


Figura 4.46 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 28% de la línea C.

4.3.2.2 Red tipo 2 al mismo nivel de tensión

La figura 4.47 muestra una red tipo 2 al mismo nivel de tensión, en este caso se tiene el acoplamiento mutuo y únicamente se tiene un bus en común.

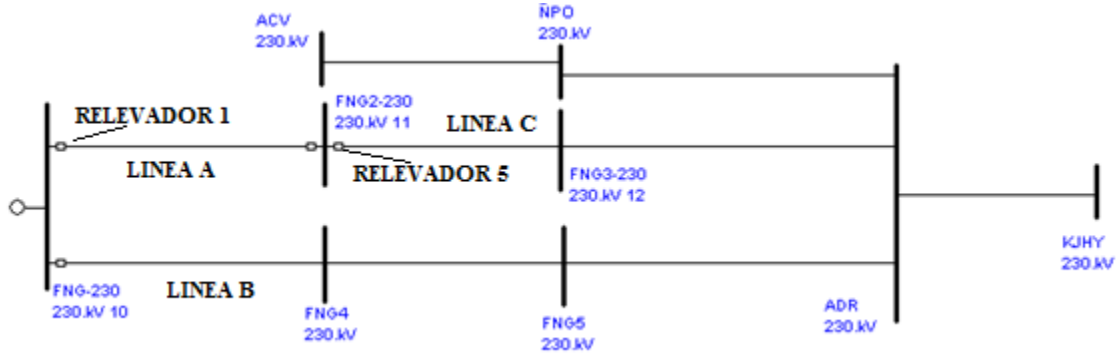


Figura 4.47 Red tipo 2 al mismo nivel de tensión

Los ajuste del relevador 1 son:

$$\text{Zona 1} = 49.827 \angle 86.02^\circ \Omega$$

$$\text{Zona 2} = 74.740 \angle 84.67^\circ \Omega$$

En la tabla 4.7 se muestran las zonas de operación del relevador para diferentes fallas a lo largo de la línea A

Tabla 4.7 Operación de las zonas para el relevador 1

Falla Monofásica al	Ajuste Propuesto Impedancia vista en Zona
100%	2
90%	2
80%	2
74%	1
60%	1
50%	1
40%	1
30%	1
20%	1
10%	1

De la tabla 4.7 se observa que el relevador tiene subalcance, ya que el relevador está ajustado para que opere en zona 1 para fallas que se presenten a partir del 80%, mientras que el relevador opera en zona 2 para fallas al 80%. La figura 4.48 y 4.49 muestran la impedancia vista por el relevador 1 así como la zona de operación para fallas al 80% y 74%.

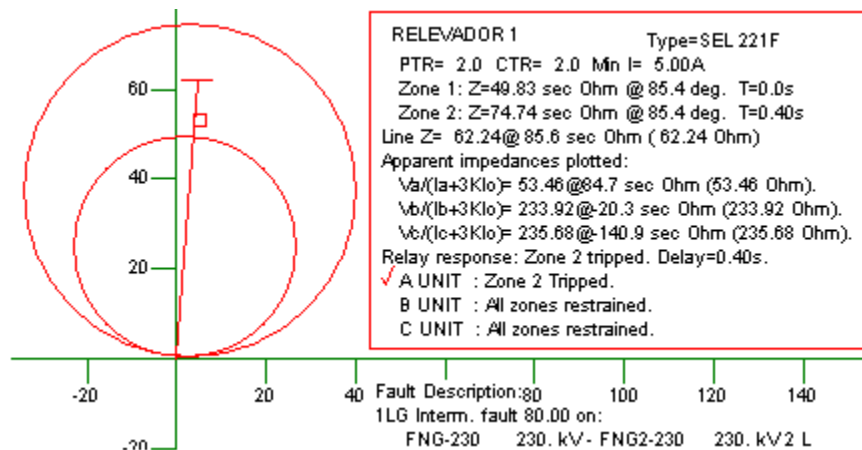


Figura 4.48 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A.

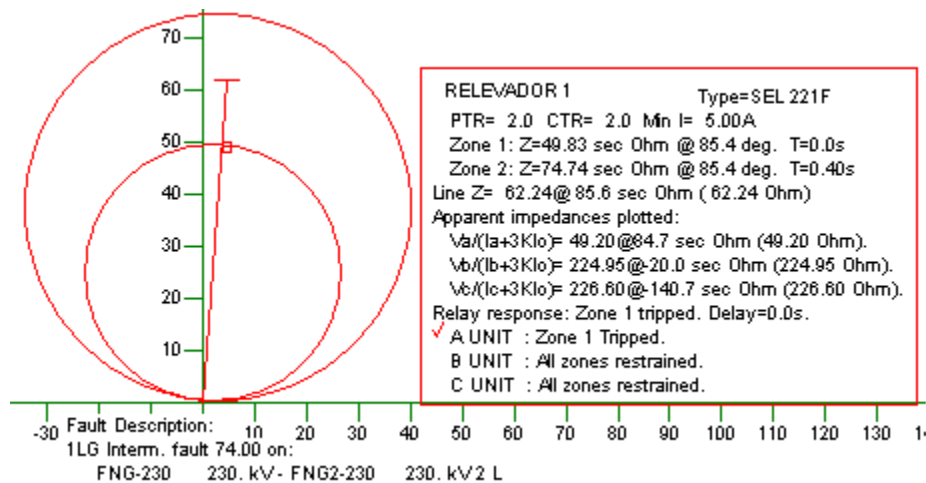


Figura 4.49 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 74% de la línea A.

De las figuras 4.48 y 4.49 y de la tabla 4.7 se observa que el relevador debe tener otros ajustes que tomen en cuenta el acoplamiento mutuo, por lo que se sugiere hacer lo siguiente:

Se simula una falla al 80% de la *línea A* para determinar las corrientes de secuencia cero, así como su dirección, tanto de la línea sana como de la línea fallada, como lo muestra la figura 4.50.

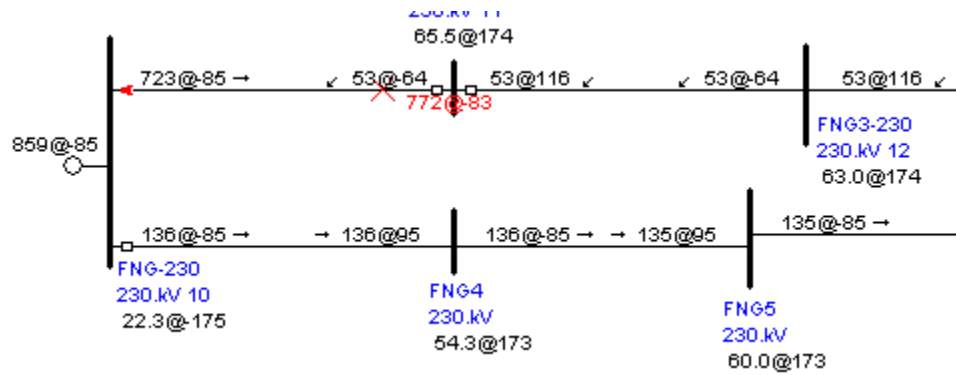


Figura 4.50 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A.

Con estas corrientes y las impedancias de las líneas, además tomando en cuenta que el flujo de corriente de la línea sana y de la línea fallada son iguales, se usa la ecuación 3.27, obteniéndose:

$$Z_{AP1} = 53.50 \angle 84.65^\circ \Omega$$

Se simula una falla también al 80% de la línea A pero considerando una resistencia de falla de 10Ω y con el extremo remoto abierto, como lo muestra la figura 4.51

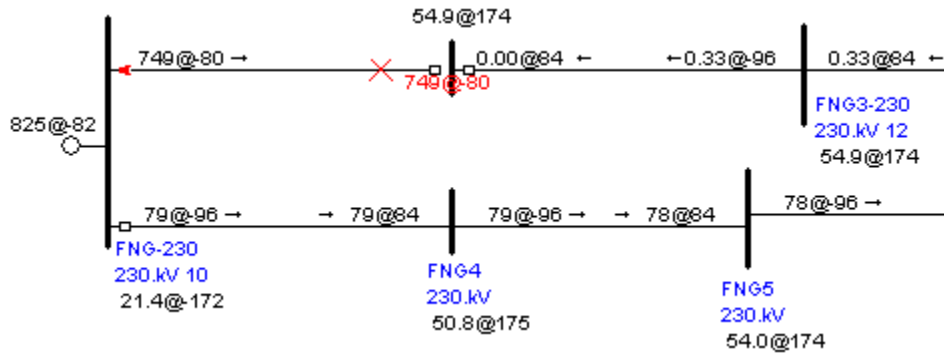


Figura 4.51 Corrientes de secuencia cero para una falla al 80% de la línea A con el extremo remoto abierto y una R_f de 10Ω .

Tomando en cuenta las corrientes de falla mostradas en la figura 4.51 y las impedancias de secuencia de la línea que se desea proteger y la ecuación 3.28 se obtiene:

$$Z_{AP0} = 174.559 \angle 71.4512^\circ \Omega$$

Al sustituir el resultado anterior en la ecuación 3.29 se obtiene:

$$Z^*_{AP1} = 53.875 \angle 84.72^\circ \Omega$$

Como se cumplen las siguientes relaciones:

$$Z^*_{API} > Z_{API}$$

$$Z^*_{API} < Z_{I\text{Linea}}$$

El ajuste de zona 1 es:

$$Z^*_{API} = 53.875 \angle 84.72^\circ \Omega$$

Para el ajuste de zona 2 se realiza el procedimiento descrito en la sección 3.6.1.3, y se obtiene lo siguiente:

$$\text{Zona 2} = 88.176 \angle 83.8286^\circ \Omega$$

Tabla 4.8 Operación de las zonas para el relevador 1 con los ajustes propuestos

Falla Monofásica al	Ajuste Propuesto
Impedancia vista en Zona	
100%	2
90%	2
80%	1

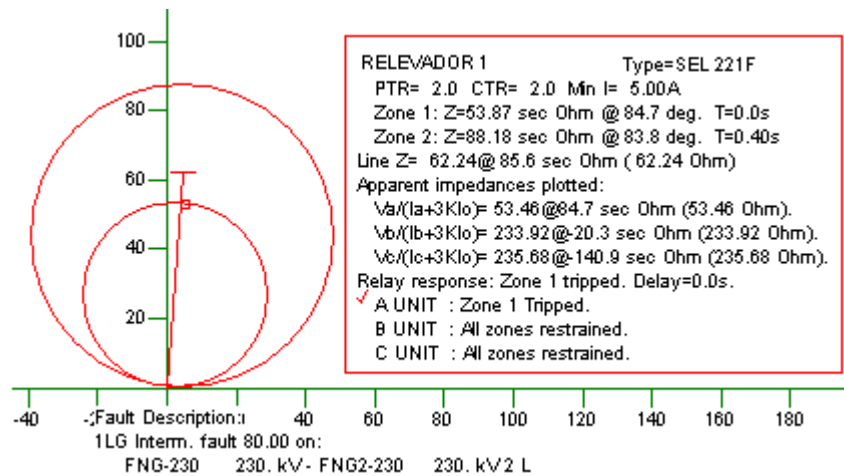


Figura 4.52 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A.

De la figura 4.52 se observa que el relevador con los ajustes propuestos, las fallas simuladas desde 0 hasta el 80% caen en zona 1, esto también se observa en la tabla 4.8, mientras que con los ajustes normales el relevador ve las fallas en zona 1 desde 0 hasta 74%, como se muestra en la tabla 4.7 y en la figura 4.49.

En la figura 4.53 y 4.54 se muestran que hasta cierto porcentaje de fallas sobre la *línea C* se tiene la operación del relevador 1 como respaldo del relevador 5.

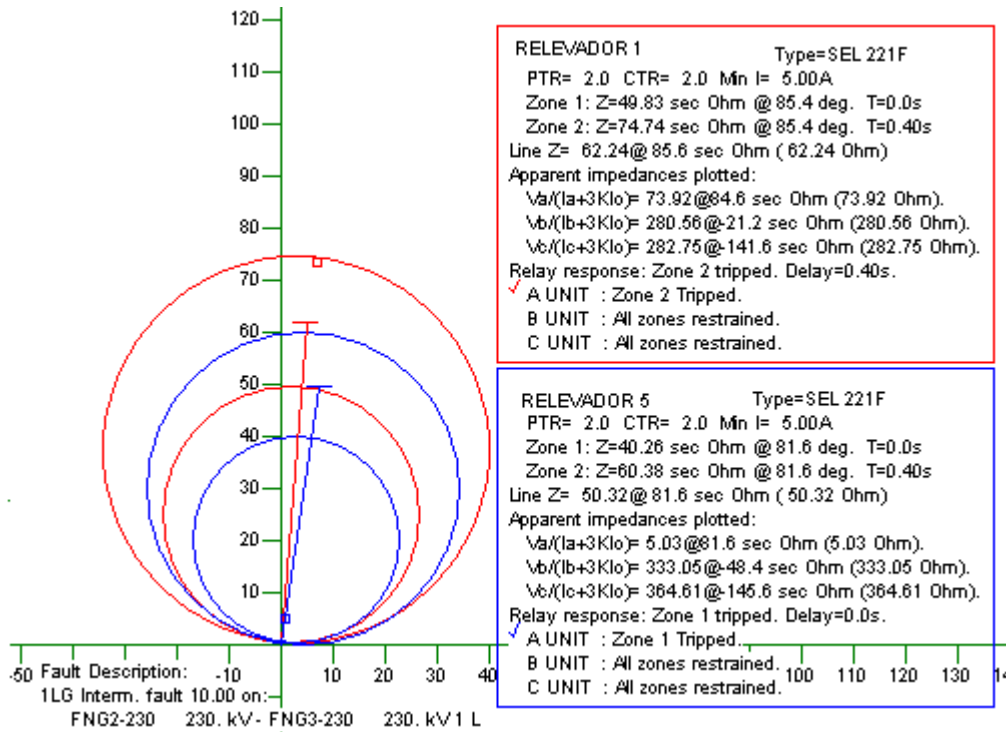


Figura 4.53 Impedancia vista por el relevador 1 y relevador 5 para una falla al 10% de la línea C con los ajustes normales del relevador 1.

En la figura 4.54 se observa que con el ajuste propuesto para el relevador 1, este sirve como respaldo del relevador 5 para fallas que ocurren hasta el 30% de la línea C.

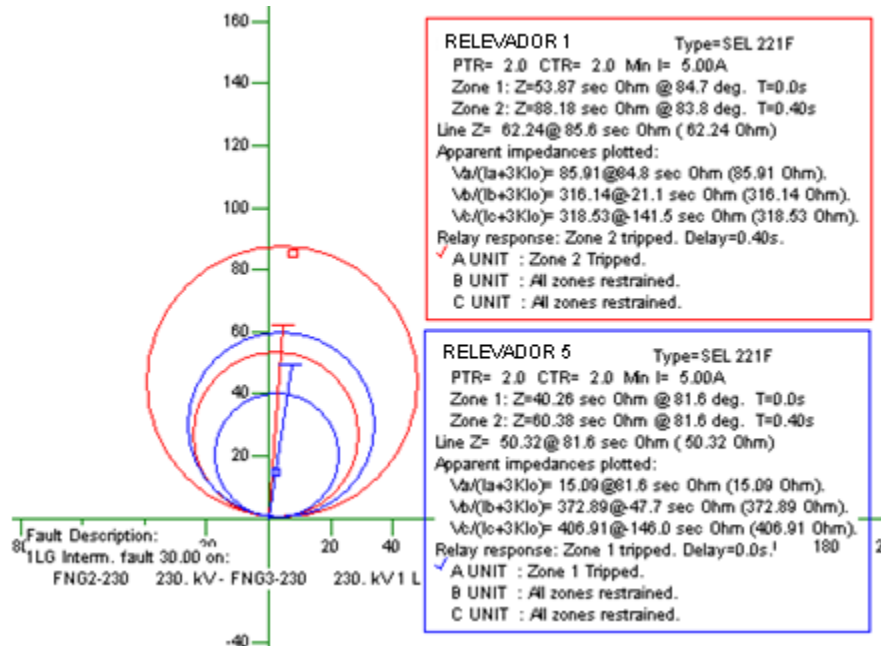


Figura 4.54 Impedancia vista por el relevador 1 y 5 para una falla al 30% de la línea C con los ajustes propuestos para el relevador 1.

En la figura 4.55 y 4.56 se muestran los resultados que se obtienen al simular una falla al 80% de la línea A, considerando una resistencia de falla de 10Ω y el bus remoto abierto. Se observa que con los ajustes normales el relevador 1 operará en zona 2 y con su respectivo retardo de tiempo, mientras que considerando los ajustes propuestos el relevador 1 opera en zona 1 y de manera instantánea.

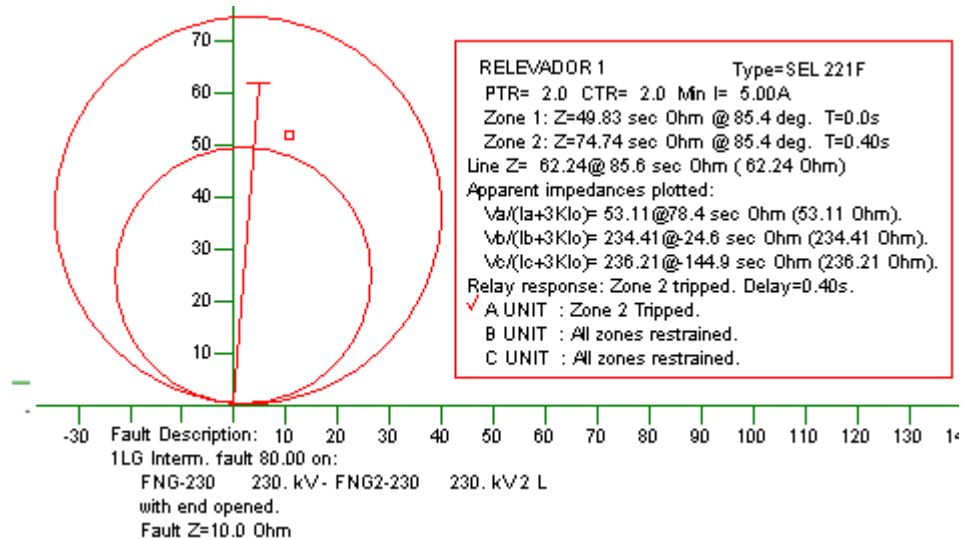


Figura 4.55 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A con el bus remoto abierto y considerando una resistencia de falla de 10Ω (Ajustes Normales)

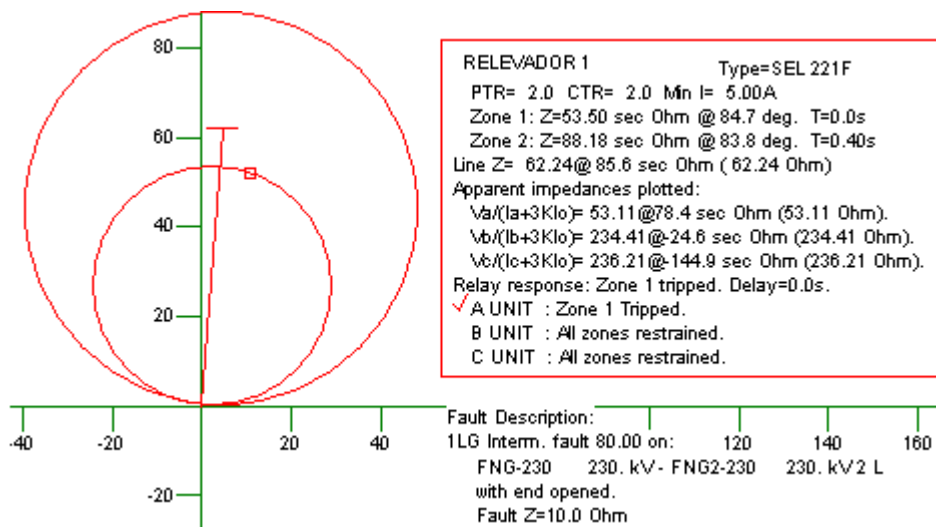


Figura 4.56 Impedancia vista por el relevador 1 para una falla al 80% de la línea A con el bus remoto abierto y considerando una resistencia de falla de 10Ω (Ajustes Propuestos)

4.3.3 Ajuste del Relevador de distancia para redes tipo 3

Las redes tipo 3 son aquellas que tienen fuentes de secuencia positiva, negativa y cero aisladas. La figura 4.57 muestra este tipo de red

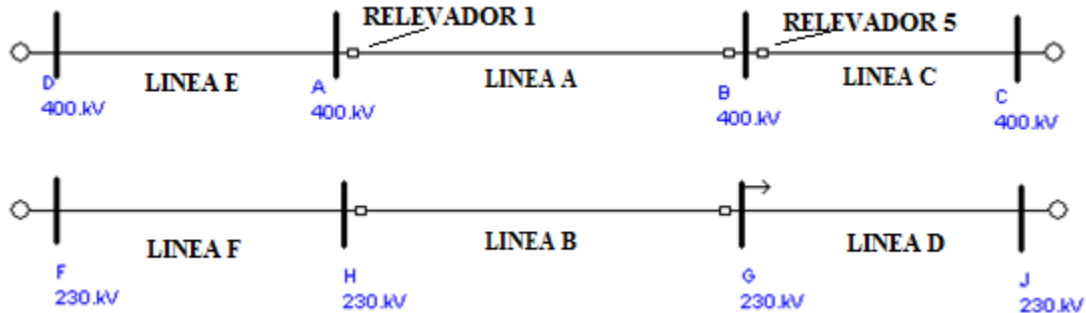


Figura 4.57 Red tipo 3

Los ajustes del relevador 1 son:

$$\text{Zona 1} = 6.54 \angle 86.4^\circ$$

$$\text{Zona 2} = 9.22 \angle 86.4^\circ$$

El ajuste de zona 1 es al 85% de la impedancia de secuencia positiva de la línea A, y la zona 2 es al 120%.

La figura 4.58 muestra las corrientes de secuencia cero para una falla al 100% y la figura 4.59 muestra la impedancia vista y su zona de operación del relevador 1 para una falla al 100% de la línea A.

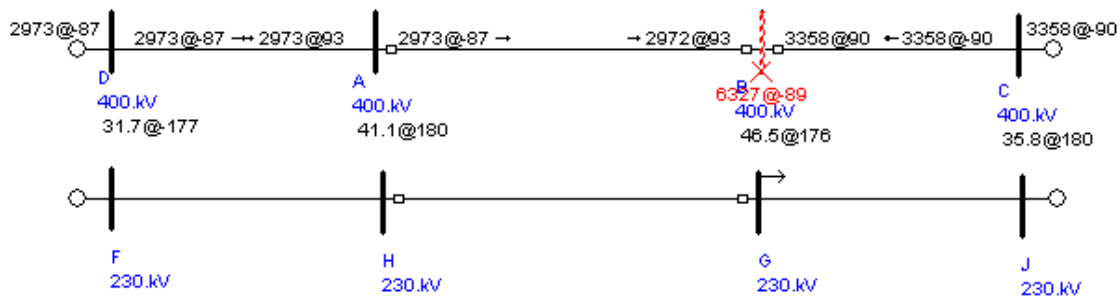


Figura 4.58 Corrientes de secuencia cero para una falla al 100% de la línea A

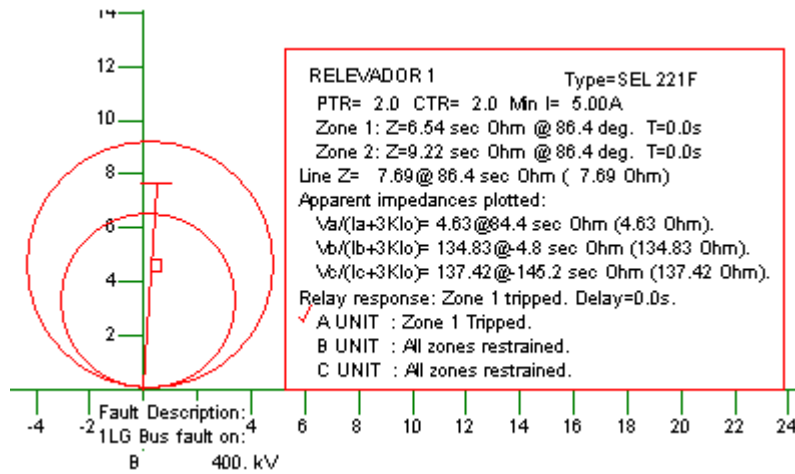


Figura 4.59 Impedancia vista por el relevador para una falla al 100% de la línea A

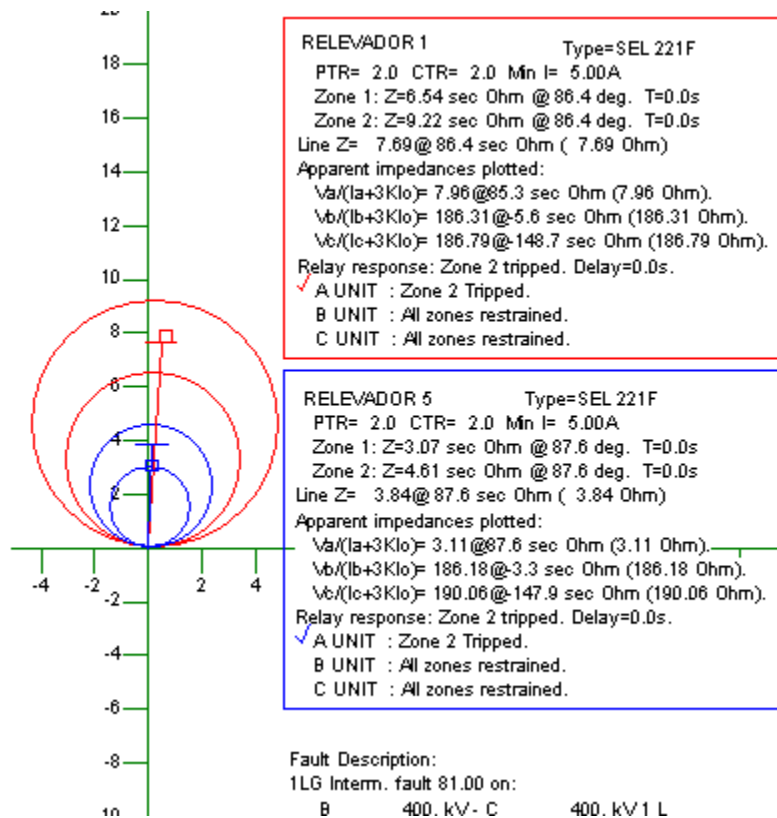


Figura 4.60 Impedancia vista por el relevador 1 y relevador 5 para una falla al 81% de la línea C

De la figura 4.58 se observa que la línea sana no aporta corriente a la falla, esto se debe a que es un sistema aislado, entonces en este tipo de redes no se puede utilizar el método descrito en este trabajo para realizar el ajuste de un relevador de distancia, por otra parte la figura 4.59 muestra que para una falla al 100% de la línea A, el relevador 1 opera en zona 1 lo cual es incorrecto, la figura 4.60 muestra que para una falla al 81% de la línea C los relevadores 1 y 5 operan en zona 2, esto es, se tiene un traslape de operación en zona 2, por lo que se deberá emplear otro tipo de protección que no sea afectada por el acoplamiento mutuo.

4.4 AJUSTE DEL RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRE CORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE REDES CON ACOPLAMIENTO MUTUO

4.4.1 Ajuste para Redes Tipo 1

A menudo la protección direccional de sobre corriente se emplea como respaldo en las líneas de transmisión. En la figura 4.61 se muestra la red utilizada en las simulaciones, la cual es la misma de la figura 4.1, por lo que los datos de las líneas, así como la impedancia mutua de secuencia cero son iguales a las que se muestran en la figura 4.61.

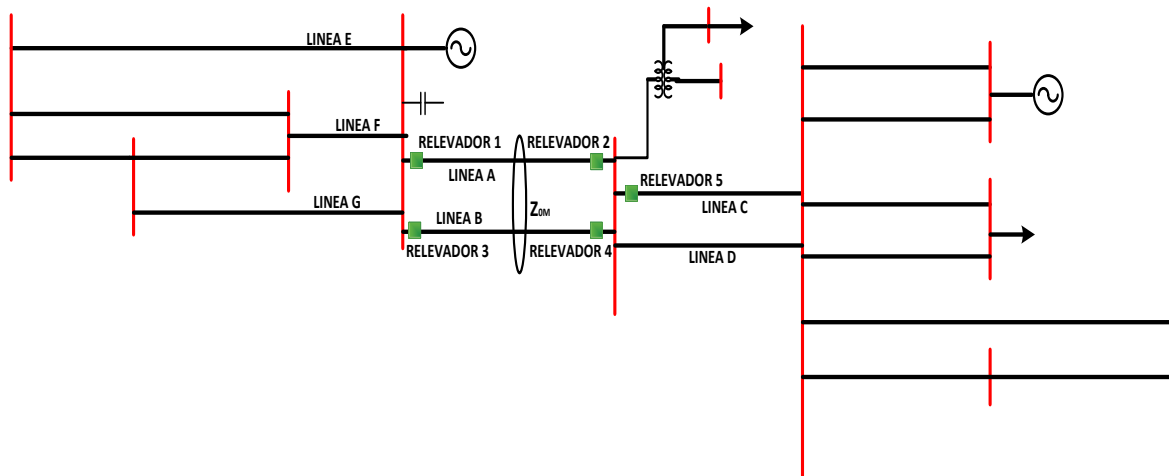


Figura 4.61 Red utilizada para las simulaciones

Con la finalidad de determinar el efecto del acoplamiento mutuo en los relevadores direccionales de sobrecorriente en la figura 4.62 se muestra una falla al 2% del extremo remoto del relevador 1, sin considerar el acoplamiento mutuo y en la figura 4.63 se muestra la misma falla pero considerando en este caso el acoplamiento mutuo.

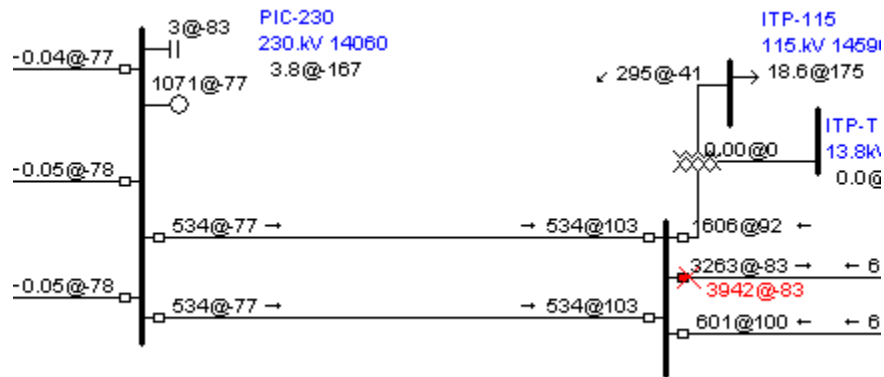


Figura 4.62 Falla al 2% del extremo remoto del relevador 1 sin considerar el acoplamiento mutuo

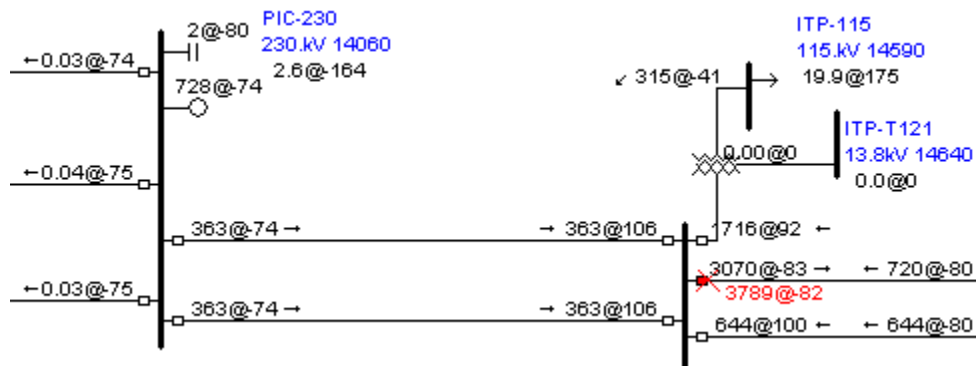


Figura 4.63 Falla al 2% del extremo remoto del relevador 1 considerando el acoplamiento mutuo

En la comparación de resultados que se muestra en la figura 4.62 y figura 4.63 se observa el efecto del acoplamiento mutuo de las líneas en paralelo, y se tiene como consecuencia una reducción de la corriente de secuencia cero que circula por ambas líneas en paralelo, esto tendrá un efecto en la sensibilidad del elemento de tierra, por lo tanto, el ajuste de la corriente de arranque debe ser modificado.

En la figuras 4.64 y figura 4.65 se muestra el efecto que tiene el acoplamiento mutuo en el tiempo de operación de los relevadores direccionales para fallas a tierra (67N) para una falla al 2% del bus remoto del relevador 1.

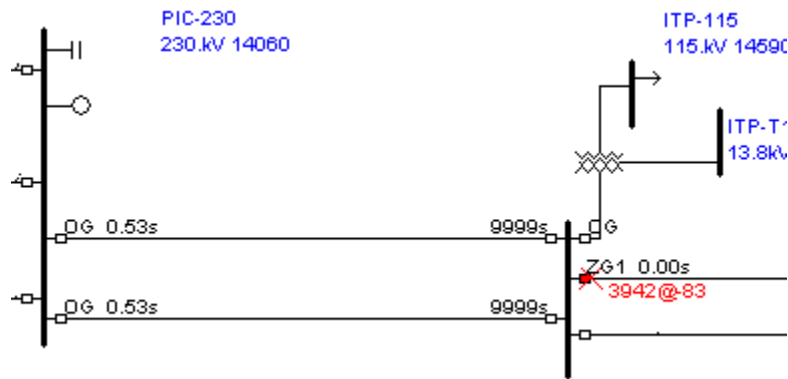


Figura 4.64 Tiempo de operación de la protección para una falla al 2% del extremo remoto del relevador 1 sin considerar el acoplamiento mutuo

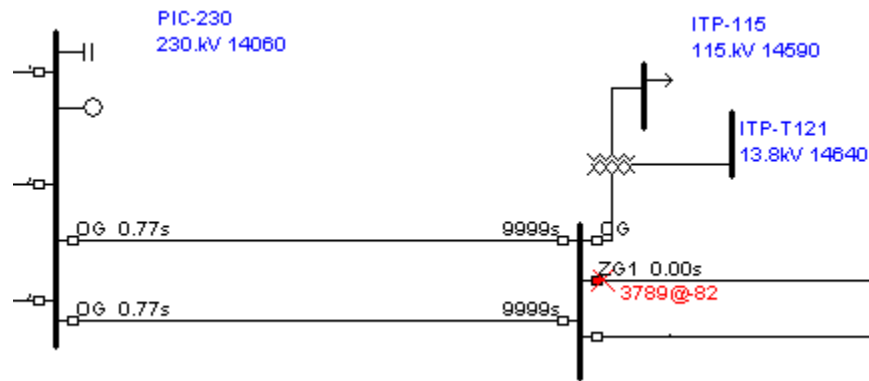


Figura 4.65 Tiempo de operación de la protección para una falla al 2% del extremo remoto del relevador 1 considerando el acoplamiento mutuo

En la figura 4.64 y 4.65 se observa que el tiempo de operación de las protecciones sin el acoplamiento mutuo es de 0.53 segundos, mientras que el tiempo de operación de las protecciones considerando el acoplamiento mutuo es de 0.77 segundos, esto se debe a que al considerar el acoplamiento mutuo se tiene una reducción de la corriente de secuencia cero, y el relevador tiende a operar de forma más lenta. El mismo fenómeno se tiene si las fallas se presentan a lo largo de las líneas acopladas, por lo tanto, se debe de tomar en cuenta al ajustar la corriente de arranque del relevador.

Para realizar el ajuste del relevador debe tomarse en cuenta que el cálculo del 67N tiene el compromiso de operar para fallas dentro de la propia línea y respaldar hasta donde sea posible a las líneas adyacentes del nodo remoto.

El ajuste de la corriente de arranque se obtiene de calcular fallas a tierra en los extremos de las líneas adyacentes al bus remoto con el interruptor abierto en el bus remoto, con el objeto de conocer en cada caso la aportación de la corriente de $3I_0$ que pasa por el relevador 67N y así seleccionar la corriente de arranque que garantice una sensibilidad adecuada para la detección de las fallas a respaldar.



El criterio de ajuste de esta protección dice que la corriente de ajuste de arranque será a criterio entre el 30% y el 50% del valor mínimo encontrado en el cálculo [53, 54]. Sin embargo, al tomar en cuenta el acoplamiento mutuo de las líneas este factor de sensibilidad puede ser menor, con el fin de garantizar la sensibilidad de la protección.

En la tabla 4.9 se muestran las corrientes de aportación de las líneas adyacentes para el ajuste de los relevadores 1 y 3.

Tabla 4.9 Corrientes de aportación al generar fallas en los extremos de las líneas adyacentes al bus delantero con el interruptor abierto en el bus remoto

Línea A Amperes	Línea B Amperes	Línea Adyacente
362	362	Línea C
362	362	Línea D

De la información de tabla 4.9 se calcula el arranque del relevador 1 y 3 de la forma siguiente:

$$I = 362(0.3) = 108.6$$

$$I_{arranque} = \frac{I}{RTC} = \frac{108.6}{160} = 0.6787$$

La tabla 4.10 muestra las aportaciones de corrientes de las líneas adyacentes para el ajuste del relevador 2 y 4.

Tabla 4.10 Corrientes de aportación encontrados al generar fallas en los extremos de las líneas adyacentes al bus delantero con el interruptor abierto en el bus remoto

Línea A Amperes	Línea B Amperes	Línea Adyacente
141	141	Línea E
146	146	Línea F
144	144	Línea G

Para el relevador 2 y 4 se tiene:

$$I = 141(0.3) = 42.3$$

$$I_{arranque} = \frac{I}{RTC} = \frac{42.3}{160} = 0.2643$$

Para el cálculo de la palanca de tiempo (dial de tiempo) se calcula una falla a tierra en el bus adyacente para seleccionar el valor de la palanca que proporcione un tiempo de operación entre 0.4-0.55 s aproximadamente, suficiente para coordinar con el relevador 67N delantero que deberá operar en un tiempo de 0.1 a 0.2 segundos para fallas en terminales con máxima aportación, al igual como el caso de la zona 1 del relevador de distancia a tierra.

En la figura 4.66 se muestran los tiempos de operación de los relevadores direccionales de sobre corriente para una falla al 100% de la línea vista desde el relevador 1.

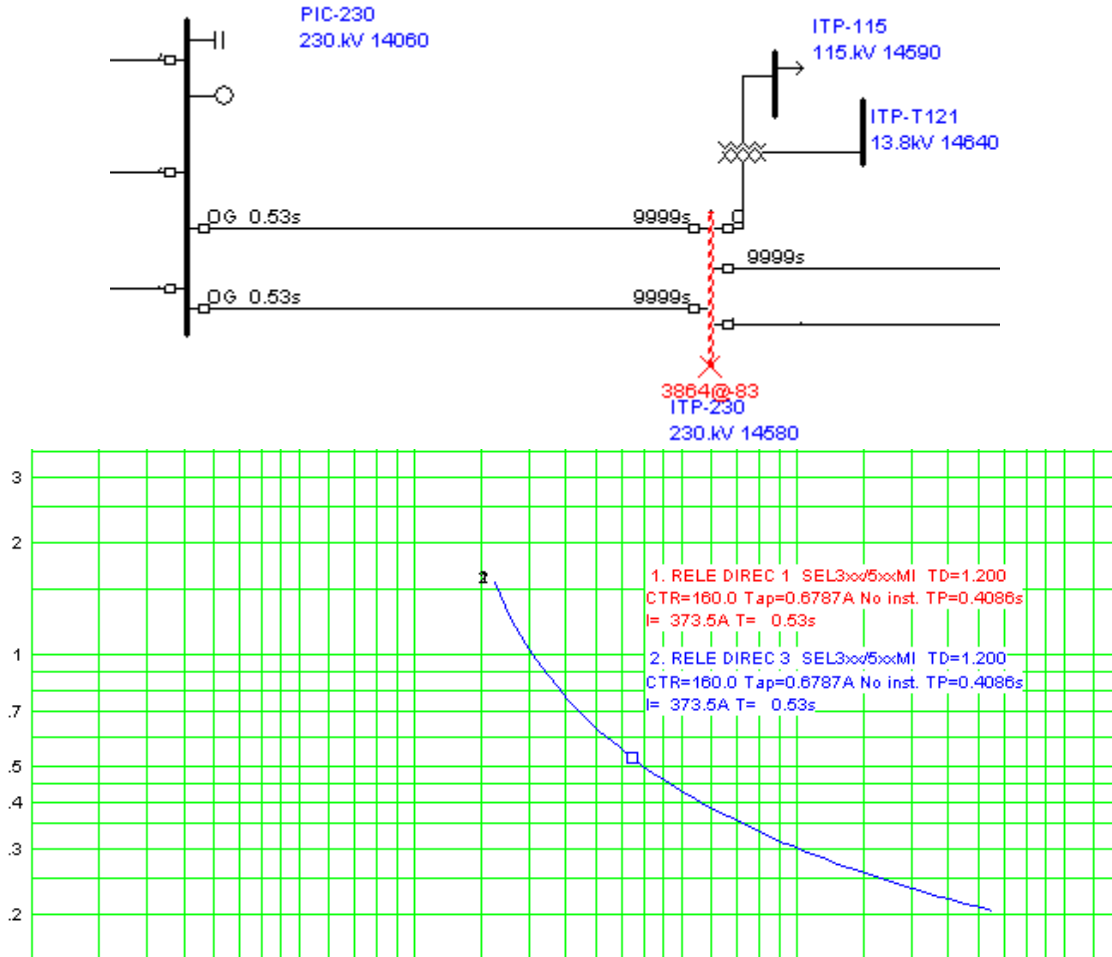


Figura 4.66 Tiempos de operación y curva de protección de los relevadores 1 y 3 para una falla al 100% considerando el acoplamiento mutuo y con el ajuste propuesto.

De la figura 4.66 se observa que el tiempo de operación de los relevadores es de 530ms, con estos tiempos se garantiza que las protecciones primarias operan primero y luego las de respaldo de la propia línea.

En la figura 4.67 se muestra el tiempo de operación de los relevadores para una falla al 10% de la línea A vista desde el relevador 1 con en extremo remoto abierto.

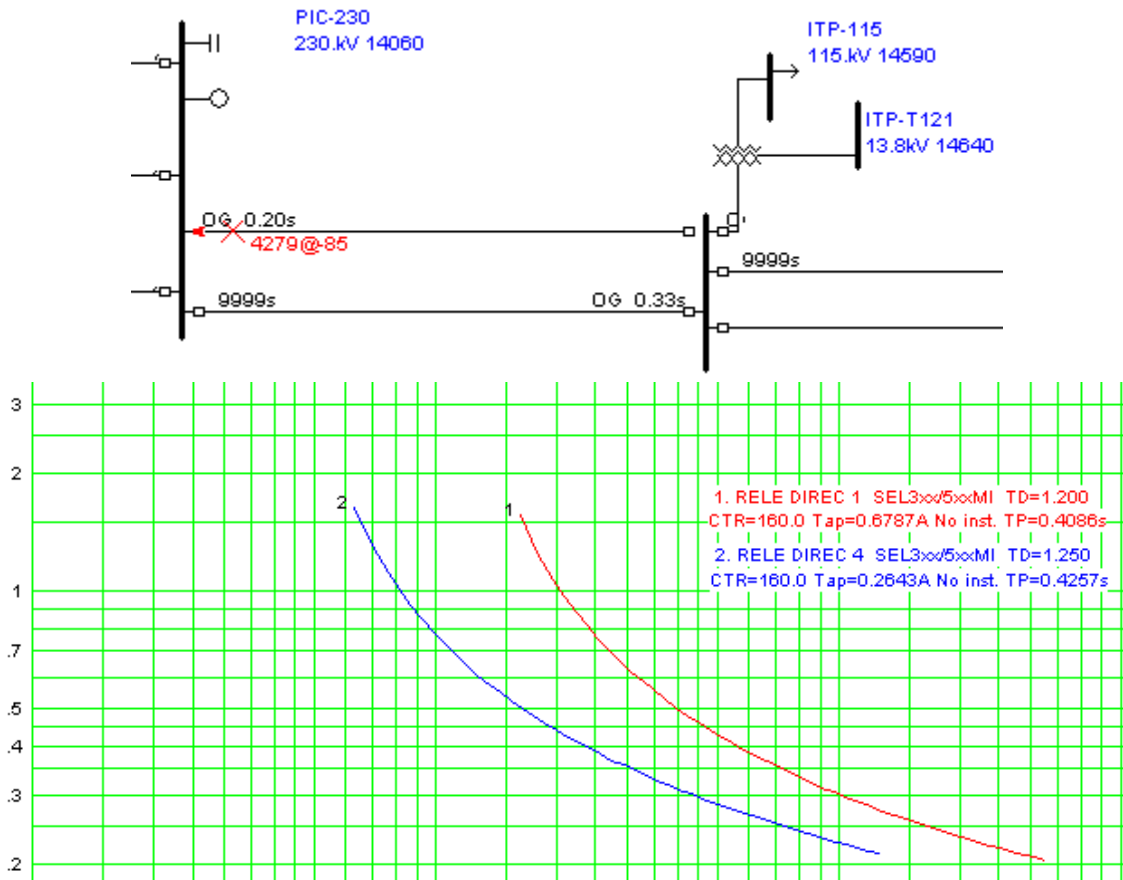


Figura 4.67 Tiempos de operación y curva de protección del relevador 1 y 4 para una falla al 10% de la línea A considerando el acoplamiento mutuo y con el extremo remoto abierto.

La figura 4.67 muestra que para este tipo de falla el relevador 1 opera en un tiempo de 0.2 segundos, mientras que el relevador 4 opera en 0.33 s como respaldo para esta falla, el relevador 3 no ve la falla debido a la direccionalidad de la misma.

4.4.2 Ajuste para redes tipo 2

La figura 4.68 muestra una red tipo 2 la cual tiene una línea acoplada con un solo bus en común.

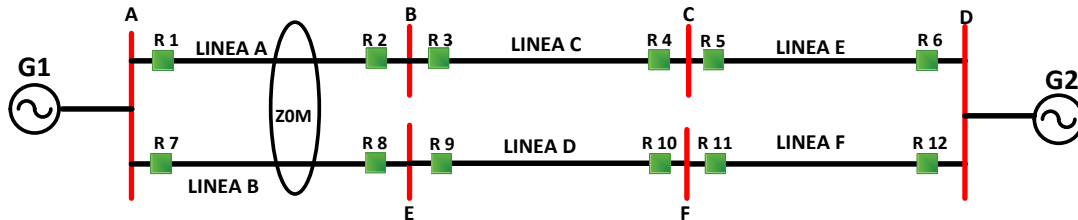


Figura 4.68 Red tipo 2

La impedancia mutua de secuencia cero de las líneas acopladas en pu es:

$$Z_{0M}=0.08859+0.2204j$$

Como se observa de la figura 4.68 se tiene un circuito mallado con 2 fuentes, para realizar el ajuste de los relevadores direccionales de sobrecorriente se considera lo siguiente:

- 1.- Se simula una falla monofásica en cada uno de los nodos para conocer la corriente de aportación de la secuencia cero que pasa por los relevadores con la fuente G1 solamente, como lo muestra la figura 4.69.

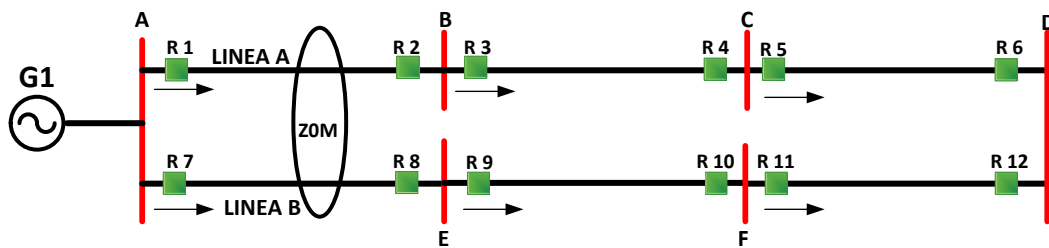


Figura 4.69 Red utilizada en las simulaciones con G1 solamente

- 2.- Se simula una falla monofásica en cada uno de los nodos para conocer la corriente de aportación de secuencia cero que pasa por los relevadores con la fuente G2 solamente, como se muestra a continuación:

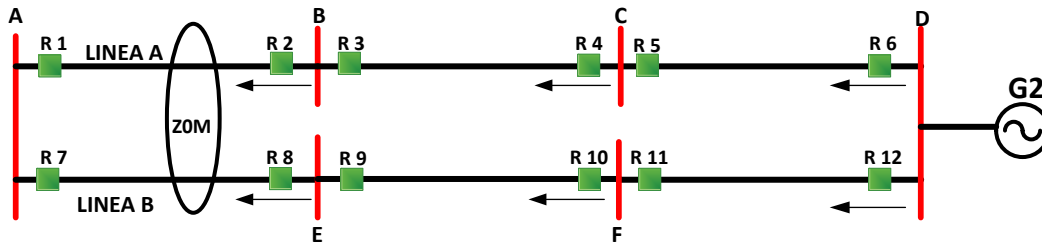


Figura 4.70 Red utilizada en las simulaciones con G2 solamente

- 3.- Las corrientes obtenidas en el punto 1, se utilizan para ajustar los relevadores 1, 3, 5, 7, 9, 11
- 4.- Las corrientes obtenidas en el punto 2, se utilizan para ajustar los relevadores 2, 4, 6, 8, 10, 12

Para el ajuste del punto 3 y se toma en cuenta que:

El criterio de ajuste de esta protección dice que el valor de ajuste de arranque será a criterio entre el 30% y el 50% del valor mínimo encontrado en el cálculo. Sin embargo, al tomar en cuenta el acoplamiento mutuo de las líneas este factor de sensibilidad puede ser menor, con el fin de garantizar la sensibilidad de la protección [46].

Para el cálculo de la palanca de tiempo, se calcula una falla a tierra en el bus adyacente para seleccionar el valor de la palanca que proporcione un tiempo de operación entre 0.4-0.55 s aproximadamente, suficiente para coordinar con el relevador 67N delantero que deberá operar en un tiempo de 0.1 a 0.25 s para fallas en terminales con máxima aportación, así como con la zona 1 del relevador de distancia a tierra. Las fallas simuladas para el cálculo de la palanca se harán considerando el punto 1 y 2, es decir considerando en la simulación una sola fuente para ajustar los relevadores correspondientes.

Al realizar las simulaciones se obtiene el arranque del relevador 1 y 7 de la forma siguiente:

$$I = 662(0.3) = 198.6$$

$$I_{arranque} = \frac{I}{RTC} = \frac{198.6}{160} = 1.25$$

La palanca de tiempo o dial es: 1.2 para el relevador 1 y la palanca de tiempo para el relevador 7 es 1.1

La figura 4.71 muestra los tiempos de operación de los relevadores direccionales de sobre corriente.

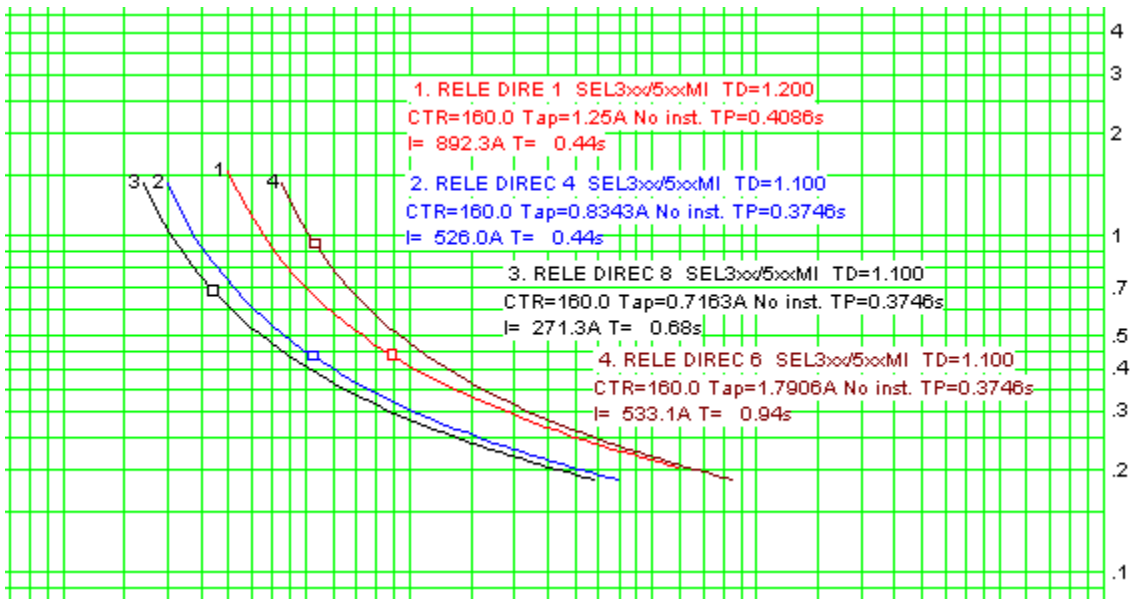
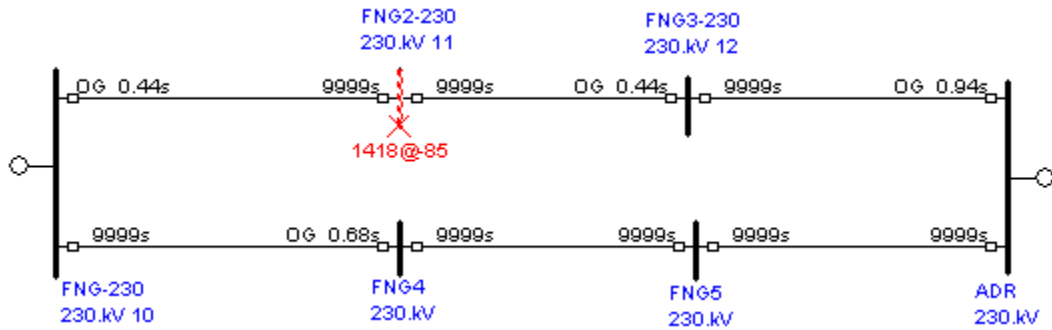


Figura 4.71 Tiempos de operación de los relevadores para una falla en el extremo remoto del relevador 1 y curva de protección de los relevadores 1,4 y 8

La figura 4.71 muestra que para una falla en el extremo remoto el relevador 1 y relevador 4 operan en 440ms, mientras que el relevador 8 opera en 680ms como respaldo y el relevador 6 opere en 940ms también como respaldo para esta falla, con estos tiempos se asegura que primero operen las protecciones primarias y luego las de respaldo de las propias líneas.

4.4.2 Relevadores direccionales en redes tipo 3

La figura 4.72 muestra una red tipo 3 la cual está acoplada, la *línea A*, es un línea de transmisión de 400KV, mientras que la *línea B* es una línea de transmisión de 230KV, como se sabe estas redes son redes con fuentes de secuencia positiva, negativa y cero aisladas.

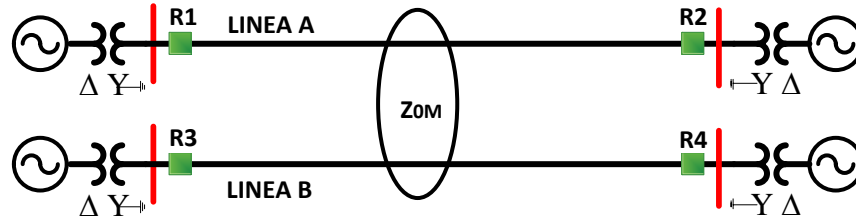


Figura 4.72 Red tipo3 con acoplamiento mutuo protegida con relevadores direccionales de sobrecorriente

La impedancia mutua de secuencia cero de las líneas es de:

$$Z_{0M} = 0.0050428 + 0.011255j \text{ PU}$$

En la figura 4.73 y 4.74 se muestran las corrientes de secuencia cero para una falla monofásica en el bus remoto del relevador 3 sin considerar el acoplamiento mutuo y considerando el acoplamiento mutuo, respectivamente

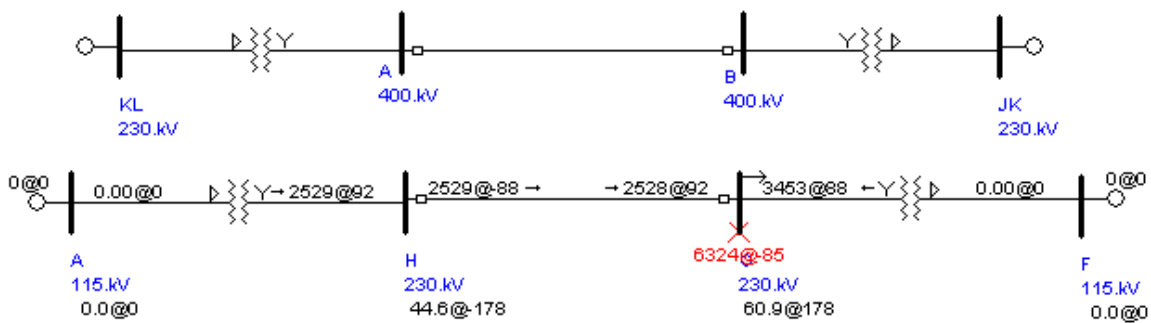


Figura 4.73 Corrientes de secuencia cero para una falla en el extremo remoto del relevador 3 sin considerar el acoplamiento mutuo

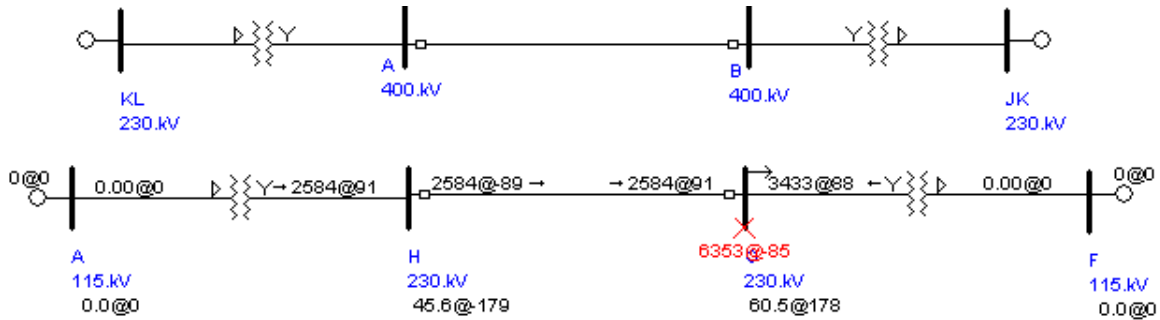


Figura 4.74 Corrientes de secuencia cero para una falla en el extremo remoto del relevador 3 considerando el acoplamiento mutuo

Al comparar las corrientes de la figura 4.73 y figura 4.74 se observa que la corriente de secuencia cero que pasa por el relevador 3 sin considerar el acoplamiento mutuo es de 2529 amperes, mientras que considerando el acoplamiento mutuo es de 2584 amperes por lo que para este caso debido al acoplamiento mutuo se tiene un aumento en la corriente de 55 amperes, en la figura 4.75 y 4.76 se muestra el tiempo de operación para estos casos.

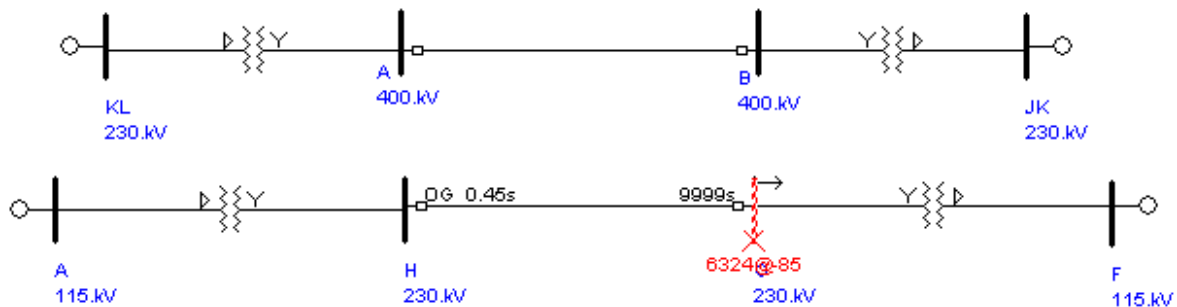


Figura 4.75 Tiempo de operación para una falla en el extremo remoto del relevador 3 sin considerar el acoplamiento mutuo

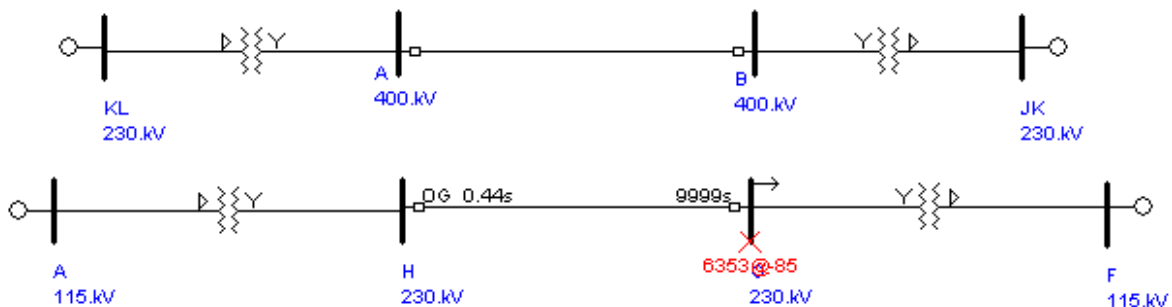


Figura 4.76 Tiempo de operación para una falla en el extremo remoto del relevador 3 considerando el acoplamiento mutuo



Al comparar los tiempo de operación de la figura 4.75 y figura 4.76 se observa que el tiempo de operación del relevador 3 es de 450ms, mientras que considerando el acoplamiento mutuo es de 440ms, entonces debido al acoplamiento mutuo se tiene una reducción en el tiempo de operación de 10ms, esto se debe al aumento de la corriente de secuencia cero que pasa por el relevador debido al acoplamiento mutuo de las líneas.

Para este caso en particular, el acoplamiento mutuo no tiene mucha influencia en la protección, por lo que se puede quedar con los ajustes que se tenían antes de que existiera la red de 400KV ya que el relevador solo opera 10 ms más rápido.

Como se puede observar para realizar el ajuste de un relevador direccional de sobrecorriente de fallas a tierra depende de la influencia que tenga el acoplamiento mutuo en dicha protección, además depende también de la configuración de la red y de las condiciones del sistema, por lo tanto no existe una regla para el ajuste y coordinación de esta protección, ya que esto depende de los factores mencionados anteriormente, entonces la recomendación es realizar la simulación de fallas tomando en cuenta las condiciones del sistema, para determinar los parámetros de ajuste y coordinación de los relevadores de sobrecorriente direccionales que protegen las fallas de fase a tierra.



CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

En este trabajo se analizó el fenómeno del acoplamiento mutuo de las líneas de transmisión, y se muestra que impacta de forma negativa el desempeño del sistema de protección, tanto en los relevadores de distancia como en los relevadores direccionales de sobrecorriente, por lo tanto, es necesario tomar en cuenta dicho fenómeno para el ajuste de las protecciones antes mencionadas.

En particular los relevadores de distancia que protegen contra fallas de fase a tierra en líneas de transmisión y con presencia de acoplamiento mutuo, su operación puede tener problemas de sobrealcance o de subalcance dependiendo del flujo de corriente de la línea sana y de la línea fallada, entonces después de analizar el desempeño de estas protecciones en redes con distintas topologías, se propuso una metodología que toma en cuenta estas consideraciones para calcularla impedancia de ajuste de los relevadores de distancia.

La metodología propuesta en este trabajo para calcular el ajuste de los relevadores de distancia se probó y se analizó el desempeño de estos relevadores en redes que presentan acoplamiento mutuo para líneas paralelas con dos buses comunes, así como también en líneas en paralelo con un solo bus en común, en los cuales se obtuvieron resultados aceptables para el ingeniero en protecciones, esto porque se logra que los relevadores de distancia operen de forma correcta para fallas presentadas en su zona de alcance, además se evita los traslapes de zonas en la operación de los relevadores de distancia.

Por otra parte, se identificó que las líneas que están en paralelo y una de ellas se desconecta del sistema y sin aterrizar los extremos de la línea, en estas condiciones la influencia del acoplamiento mutuo ya no tiene impacto en la protección de distancia, o bien si solo un extremo es aterrizado tampoco se tiene influencia en la operación de la protección, pero si ambos extremos se aterrizan, entonces el relevador de distancia se ve seriamente afectado por el acoplamiento mutuo, incluso calculando los ajustes con la metodología propuesta en el trabajo. La solución para este caso sería volver a calcular dichos ajustes con la metodología propuesta pero ahora considerando las nuevas condiciones de la red, para garantizar que el relevador de distancia opere de la forma adecuada.

Un punto importante es que no se recomienda utilizar la metodología propuesta para ajustar los relevadores de distancia utilizados en la protección de las redes tipo 3, descritas en la sección 2.2.3, ya que en estas no es posible hacer una comparación de las corrientes de la línea sana y de la línea fallada, por lo que en este tipo de redes no se puede utilizar la metodología propuesta. Entonces se recomienda utilizar una protección que no se vea afectada por el acoplamiento mutuo como es el caso de la protección diferencial de línea o la de comparación de fase.



Por otro lado, con respecto al relevador direccional de sobrecorriente este puede tener una operación incorrecta tanto en la detección de la direccionalidad como en la operación del mismo relevador, debido al acoplamiento mutuo, el cual provoca variaciones en la corriente de secuencia cero.

Se demostró que la polarización de secuencia cero en los relevadores direccionales de sobrecorriente no es recomendable en protección de las líneas que están acopladas magnéticamente, ya que el relevador opera de forma incorrecta al realizar disparos en las líneas sanas, cuando se presenta una falla de fase a tierra en una de las líneas acopladas. Por lo tanto, en las configuraciones de líneas con acoplamiento mutuo se recomienda el uso del elemento direccional de secuencia negativa debido a que dicho elemento no es sensible a los efectos del acoplamiento mutuo de secuencia cero y también es confiable utilizarlo en redes con fuentes de secuencia cero aisladas.

En lo que respecta al empleo de la metodología propuesta para el cálculo de los parámetros de ajuste del relevador direccional de sobrecorriente se garantiza la sensibilidad de la protección para que opere de forma correcta y no se tengan problemas de disparos incorrectos.

En general para los relevadores direccionales de sobre corriente no existe una regla para el ajuste y coordinación de los mismos en presencia del acoplamiento mutuo, esto dependerá de la configuración de la red, la localización de la falla, las condiciones en las que se encuentre el sistema eléctrico y de la magnitud de la impedancia mutua de dichos acoplamientos, razón por la cual se recomienda ampliamente la simulación de fallas tomando en cuenta las condiciones actuales de la red para el cálculo del ajuste y para la coordinación de los relevadores direccionales de sobrecorriente 67N.

5.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Las investigaciones que se recomiendan continuar están relacionadas con la protección de líneas de transmisión que compartan el mismo derecho de vía, están se describen a continuación:

1. Desarrollar un análisis del efecto del acoplamiento mutuo en otros tipos de fallas.
2. Desarrollar un análisis del desempeño de los relevadores instalados en la línea que no presenta condición de falla (Línea paralela a la línea fallada)
3. Implementación de los algoritmos desarrollados en este trabajo para la protección de las líneas de transmisión.
4. Desarrollar una metodología para el ajuste de los relevadores de distancia en la protección de redes tipo 3.



REFERENCIAS

- [1] IEEE Std 100-1992, "IEEE Dictionary of Electrical and Electronics Terms", IEEE, New York, 1992.
- [2] Horowitz, S. H., and A. G. Phadke, "Power System Relaying", Research Studies Press, Letchworth, Hertfordshire, England, 1992.
- [3] Anderson PM (1999) "Power System Protection". IEEE Press, McGraw-Hill, New York
- [4] Westinghouse Electric Corporation (1990) "Electrical Transmission and Distribution Reference Book"
- [5] Gilberto Enríquez Harper, "Sistemas de Transmisión y Distribución de potencia Eléctrica". Limusa, Primera Ed. México D.F. 2008
- [6] Norma de CFE. "Derechos de Vía". NRF-014-CFE-2001
- [7] Colin Bayliss, "Transmission and Distribution Electrical Engineering". Ed. Newnes
- [8] J. Lewis Blackburn. "Protective Relaying Principles and Applications" Series Editor H. Lee Willis
- [9] Walter A. Elmore. "ABB Protective Relaying Theory and Applications". Copyright 1994
- [10] Westinghouse Electric Corporation "Electric Utility Engineering Reference Book" Published 1970
- [11] Sandro G. Aquiles Pérez, "Aspectos topológicos aplicados a la coordinación de Protecciones de sobrecorriente direccionales en sistemas eléctricos de potencia", Tesis de Maestría SEPI Esime Zacatenco, Octubre 1998
- [12] David Sebastián Baltazar. Apuntes de clase. Materia: "protección de sistemas eléctricos de potencia". Sección de estudios de posgrado e investigación de la ESIME Zacatenco, México, D.F
- [13] John I. Holbeck, Martin J. Lantz. "The Effects of Mutual Induction Between Parallel Transmission Lines on Current Flow to Ground Faults" AIEE Trans. pp. 712-715



- [14] Elmore W. A. and J.L. Blackburn. "Negative sequence directional ground relaying" AIEE Trans., 81, 1962, pp. 913-921
- [15] Davison, E.B., and A. Wright, "Some Factors Affecting the Accuracy of Distance Type Protective Equipment Under Earth Fault Conditions," *Proc. IEE*, 110, 1963, pp. 1678-1688.
- [16] Adamson, C., and A. Turelli, "Errors of Sound-Phase-Compensation and Residual-Compensation Systems in Earth-Fault Distance Relaying," *Proc. IEE*, 112, 1965, pp. 1369-1382.
- [17] Rockefeller, G. D., "The Influence of Mutual Impedance on Ground Distance Relays," Annual Protective Relaying Conference, Georgia Institute of Technology, Atlanta, GA, April 1968.
- [18] S.A. Wheeler, C.Eng. "Influence of mutual coupling between parallel circuits on the setting of distance protection". PROC. IEE, Vol 117, No 2, February 1970
- [19] Newbould, A, and J. B. Royle, "A New Method of Mutual Compensation for Distance Relays," *Developments in Power System Protection*, London, 1980, pp. 201-205.
- [20] 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
- [21] A. Apostolv, D. Tholomier, S. Sambasivan. "Protection of Double Circuit Transmission Lines". CIRED 19TH International Conference on Electricity Distribution, Turin, 2006
- [22] Lasantha B. Perera. "Directional Earth Fault Relay Operation in Mutually Coupled Multiple Circuit Distribution Lines". University of Technology Brisbane, Australia 2009
- [23] David Sebastián Baltasar, "Coordinación, Ajuste y Simulación de Protecciones de Distancia en Sistemas de Transmisión", Tesis para obtener el grado de maestría en ciencias, presentada en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME, Septiembre 1993
- [24] Daniel Álvarez Hernández, "Protección adaptable de sobrecorriente en sistemas de transmisión", Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco, Septiembre 1998
- [25] David Sebastián Baltasar, "Protección adaptable de sistemas de transmisión: ajuste y coordinación de relevadores mediante sistemas expertos", Tesis de Doctorado, SEPI ESIME Zacatenco, Noviembre 1999.



- [26] Carlos Moran Ramírez. “Propuesta del Esquema de Protección para Fallas de Alta Impedancia en Líneas de Transmisión de Alta Tensión” Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco Octubre 2007
- [27] Leticia García Antonio. “Modelado y Aplicación de Relevadores Digitales (Distancia y Sobre corriente) Utilizando el Algoritmo de Mínimos Errores Cuadrados” Tesis de Maestría SEPI ESIME Zacatenco Diciembre 2007
- [28] Blackburn J.L. “Voltage induction in paralleled transmission circuits”. AIEE Trans., 81, 1962, pp.921-929.
- [29] IEEE-PES. “ Protection Aspects of Multi-terminal Lines”. IEEE-PES Special Publication 79TH0056-2-PWR, IEEE Service Center
- [30] Izykowski J (2008) “Fault location on power transmission lines” , The Technical University of Wroclaw Press, Wroclaw, Poland
- [31] Izykowski J, Kawecki R (2001) “Location of faults in partially parallel transmission networks”. In: Proc of IEEE Porto Power Tech Conference, Porto, vol III, paper EDT4-230
- [32] M.M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski. “Fault Location on Power Network”. Springer New York
- [33] Englehardt, K. H.. "Vo - Reversal on Mutually Coupled Lines - Relaying Analysis, Experience, and Remedies," a paper presented at the Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington, October 28-30, 1974.
- [34] Ziegler. “Numerical Distance Protection Principles and Applications”. Publicis Corporate Publishing.
- [35] Mason, C. R., “The Art and Science of Protective Relaying”, John Wiley & Sons, New York, 2005.
- [36] ANSI/IEEE Standard C37.95, “Guide for Protective Relaying of Consumer Utility Interconnections”. IEEE Service Center
- [37] Lewis W.A. and L.S. Tippet. “Fundamental basis for distance relaying on a three phase system” AIEE Trans., 66, 1947, pp. 694-708
- [38] Anderson, P. M., “Analysis of Faulted Power Systems”, IEEE Press, Piscataway, NJ, 1995.



- [39] ANSI/IEEE Standard C37.103 “Guide for Differential and Polarizing Relay Circuit Testing”. IEEE Service Center
- [40] Warrington, A. R. van C., “Protective Relays, Their Theory and Practice”, *Vol. One*, John Wiley & Sons, New York, 1962
- [41] Juan M. Gers. “Protection of Electricity Distribution Networks”. The Institution of Electrical Engineers. London, United Kingdom
- [42] Adams, M. G. and J. H. Fish, "Coupling Effects Related to Grounding of Multicircuit Transmission Lines on Common Towers," Third International Conference on Live-Line Maintenance, Atlanta, GA, June 6-9, 1983.
- [43] Humpage, W. D., et al, "Distance-Protection Performance Under Conditions of Single-Circuit Working in Double Circuit Transmission Lines," Proc. IEE, 117, (4),1970, pp. 766-770.
- [44] Antonio Gómez Expósito “Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica”. McGraw Hill/ Interamericana de España. 2002
- [45] J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma. “Power System Analysis and Desing” 3rd. 2002. Thomson Learning
- [46] Cook, V., “Analysis of Distance Protection”, Research Studies Press Ltd., John Wiley and Sons, Inc., New York, 1985.
- [47] Qing Chen, Wilsun Xu, Xiaoyu Wang. “A symmetrical component based method for fault analysis of double circuit lines”. CCECE/CCGEI, Saskatoon, May 2005.
- [48] A. Apostolv, B. Vandiver, D. Tholomier. “Testing of distance protection relays”. Relay Protection and Substation Automation of Modern Power Systems, Cheboksary, September 9-13, 2007
- [49] Jeff Roberts, Edmund O. Schweitzer, Renu Arora, Ernie Poggi. “Limits to the Sensitiviti of Ground Directional and Distance Protection”. Spring Meeting of the Pennsylvania Electric Association Relay Committee Allentown, Pennsylvania May 15-16, 1997
- [50] Ronald Lavorin, Daqing Hou, Hector J. Altuve. “Selecting Directional Elements for Impedance-Groudended Distribution Systems” . 2007 by Southen California Edison and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.



- [51] Q.P. Wang, X.Z. Dong, A. Apostolv. "Protection Scheme of Cross Differential Relay for Double Transmission Lines". CIRED 18TH International Conference on Electricity Distribution, Turin, Italy, 6-9 June 2005
- [52] M. Sanaye-Pasand, H. Seyedi. "Simulation, Analysis and Setting of Distance Relays on double circuit Transmission Lines". Electrical and Computer Engineering Departament Faculty of Engineering, University of Theran, Iran
- [53] Joe Mooney, P.E. Jackie Peer. "Application Guidelines for Ground Fault Protection". Schweitzer Engineering Laboratories, Inc. 2008
- [54] "Lineamientos y criterios de ajuste" Comisión Federal de Electricidad, Subgerencia de Protecciones



APENDICE A

CONFIGURACIÓN DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

A.1 LÍNEAS AÉREAS

Las líneas aéreas constituyen las uniones entre aquellas partes del sistema eléctrico que están físicamente separadas (centrales, subestaciones de llegada a grandes urbes, distribución). Adquieren dimensiones importantes cuando las potencias transmitidas o las distancias de transmisión son grandes, esto es característico de los sistemas hidroeléctricos. Como resultado de sus dimensiones físicas, las líneas aéreas de transmisión son los elementos de un sistema eléctrico que presentan normalmente la mayor inversión, y donde, en consecuencia, adquiere mayor importancia el diseño económico. A este costo se le suma también las crecientes dificultades para habilitar rutas de paso para nuevas líneas, que no afecten económicamente ni ecológicamente a sus propietarios y vecinos.

Las líneas aéreas crean campos eléctricos y magnéticos en su entorno, que afectan a los vecinos. Por ello se establece una franja de servidumbre (derecho de vía) siguiendo el trazado de la línea de transmisión. Dentro de esta franja no deben construirse viviendas ni instalaciones definitivas, ni deben plantarse árboles que puedan hacer contacto con los conductores. El ancho de vía o de franja depende de la tensión de la línea [6,29,30].

A.1.1 líneas aéreas de un Solo-circuito

Las líneas aéreas trifásicas con un solo-circuito son los medios más simples para transmitir energía del centro de generación hasta la región donde se consumirá dicha energía. En la figura A.1 se muestra un diagrama de una red con una línea aérea de un solo-circuito [31]. En la figura A.1 la línea se representa con un símbolo gráfico típico Z_L el cual representa la impedancia de la línea, esta línea se encuentra entre los nodos A y B. También se muestra una falla que ocurre en la línea, la cual se representa con la letra F, en la vecindad de la línea se muestra una red externa que representa a todo un sistema.

Este sistema externo puede representarse por una impedancia equivalente tal y como se muestra en la figura A.1b. El equivalente de la red externa consiste en:

- ❖ Dos fuentes equivalentes una detrás de la terminal A, y otra detrás de B representadas por E_A , E_B , además de dos impedancias de la fuente (Z_A , Z_B);
- ❖ Impedancia de la red externa conectada entre los nodos A y B

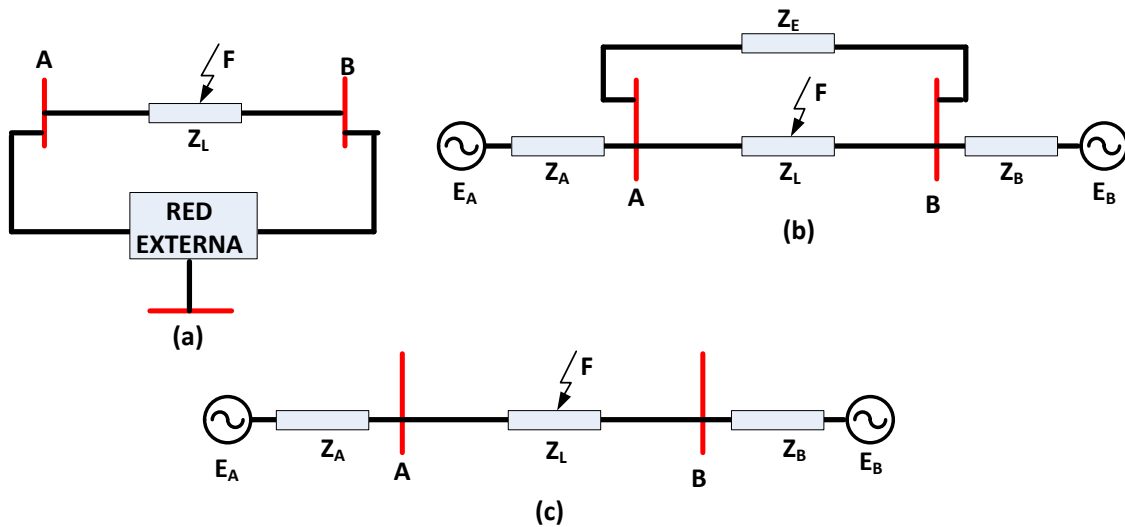


Fig. A.1 Red de transmisión con una línea aérea de un solo-circuito: (a) esquema general, (b) esquema equivalente, y (c) esquema equivalente simplificado con la línea que es la única conexión entre los buses A, B [30]

Desde la generación hasta los centros de consumo en una red de transmisión se experimentan cambios, entre ellos cambios en la topología. En la red equivalente también se deben reflejar estos cambios ya que las configuraciones no son fijas. Los algoritmos para localización de fallas requieren de información de la impedancia de las fuentes equivalentes Z_A y Z_B . Sin embargo, debido a los cambios dinámicos de la red es difícil proporcionar los valores reales de estas impedancias, pero afortunadamente en muchos casos es suficiente con proporcionar los valores representativos de las impedancias de la fuente, que se obtienen para las condiciones más típicas de la operación de la red. Se tiene el caso que representa a la impedancia de las fuentes con gran capacidad que es cuando la impedancia de la fuente es mucho más pequeña que la impedancia de la línea. Si la impedancia de línea (Z_L) considerada es la única conexión entre los buses A y B, entonces el acoplamiento adicional (Z_E) no existe, y se tendría solo las fuentes equivalentes, como se muestra en la figura. 2.1c. Ésta es la red conocida como red de doble-máquina.

A.1.2 Líneas de Doble-circuito

Las líneas de doble circuito son básicamente construidas debido a los apremios en la obtención de nuevos derechos de vías y estas son muy comunes en las redes de potencia. Para tales líneas de transmisión los dos circuitos trifásicos se arreglan en la misma torre o siguen en torres adyacentes en el mismo derecho de vía. Los circuitos pueden estar al mismo nivel de tensión o a diferente nivel de tensión. También, más de dos circuitos trifásicos pueden colocarse en la torre de transmisión, a este tipo de líneas se les conoce como líneas multi-circuito [30].



Debido a la proximidad de los circuitos en una línea de doble-circuito, estas se encuentran acopladas magnéticamente. El acoplamiento magnético se relaciona con el efecto del flujo de una corriente en un circuito, la cual tiene influencia sobre el perfil de tensión en el otro circuito, y viceversa. Esto significa que el perfil de tensión de un circuito dado no es completamente independiente del propio circuito.

El efecto de acoplamiento mutuo puede expresarse en términos de impedancias mutuas de varios inter-circuitos. Usando las componentes simétricas pueden obtenerse las impedancias mutuas de secuencia positiva, negativa y cero. Las impedancias mutuas de secuencia positiva y negativa generalmente corresponden a una pequeña fracción y por lo tanto, se desprecian en el análisis. En cambio, la impedancia mutua de secuencia cero (Z_{0M}) es relativamente un valor grande y no debe omitirse para el análisis de fallas de fase-a-tierra. El acoplamiento mutuo de secuencia cero de las líneas de doble-circuito es muy importante para la localización de una falla [30].

Diversas configuraciones de líneas de doble-circuito se resuelven en redes de potencia [31]. En la figura A.2 se muestra una configuración general de una red con una línea aérea de doble-circuito. Las impedancias de los circuitos de la línea están denotadas por Z_{LI} , Z_{LII} y el acoplamiento mutuo para la impedancia de secuencia cero por Z_{0M} . La red externa a las líneas se representa con:

- ❖ Fuente equivalente detrás de la línea en terminal AI (fem: E_{AI} , impedancia: Z_{AI})
- ❖ Fuente equivalente detrás de la línea en terminal AII (fem: E_{AII} , impedancia: Z_{AII})
- ❖ Fuente equivalente detrás de la línea en terminal BI (fem: E_{BI} , impedancia: Z_{BI})
- ❖ Fuente equivalente detrás de la línea en terminal BII (fem: E_{BII} , impedancia: Z_{BII})
- ❖ Acoplamientos entre las líneas en terminales A_I , A_{II} , B_I , B_{II} bajo la forma tetragonal completo de impedancias: Z_{AI_AII} , Z_{AI_BI} , Z_{AI_BII} , Z_{AII_BI} , Z_{AII_BII} , Z_{BI_BII} [31]

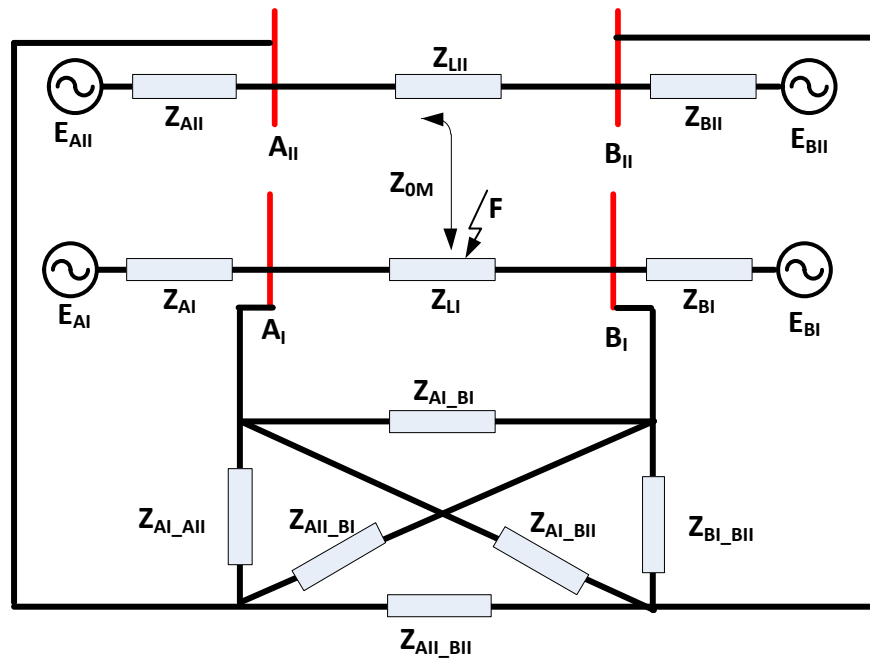


Figura A.2 Diagrama esquemático de la red de potencia con una línea aérea de doble-circuito conectada en ambos extremos con buses separados [31]

En la figura A.3 se muestra el caso clásico de la red con dos líneas conectadas en ambos extremos a los mismos buses. Este diagrama se obtiene del diagrama general de la figura A.2, considerando lo siguiente:

- ❖ Fuente e impedancia equivalente (E_A , Z_A) obtenida como el resultado de la conexión en paralelo de las fuentes e impedancias: (E_{AI} , Z_{AI}) y (E_{AII} , Z_{AII});
- ❖ Fuente e impedancia equivalente (E_B , Z_B) obtenida como el resultado de la conexión en paralelo de las fuentes e impedancias: (E_{BI} , Z_{BI}) y (E_{BII} , Z_{BII}); y
- ❖ Impedancia equivalente (Z_E) obtenido de las impedancias siguientes: Z_{AI_BI} , Z_{AI_BII} , Z_{AII_BI} , Z_{AII_BII} .

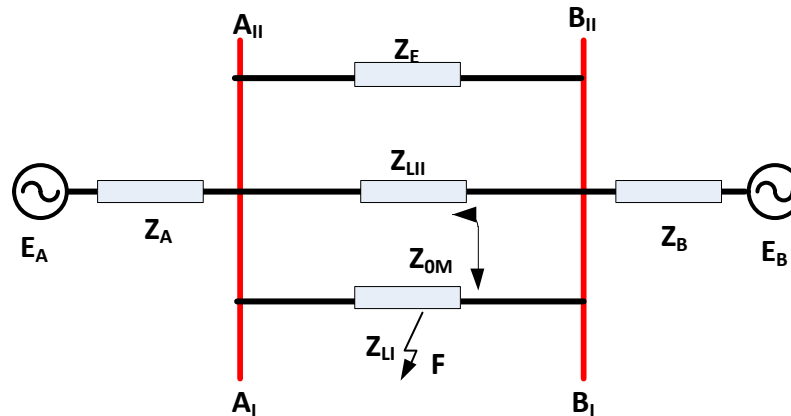


Figura. A.3 Diagrama con línea aérea de doble-circuito conectada en ambos extremos en buses comunes [31]

La impedancia Z_E que se muestra en la figura A.3 representa la impedancia equivalente de las redes conectadas entre las barras A_{II} y B_{II} , esta impedancia no está siempre presente, especialmente en las redes de alta tensión que no están altamente interconectadas. Las condiciones de operación de una línea de doble-circuito pueden cambiar debido a diversas razones, tales como carga envío, interrupciones forzadas, mantenimiento programado, etc. El acoplamiento mutuo de las líneas de doble circuito depende del modo de operación del circuito sano (Z_{LII}), que está en paralelo a la línea fallada (Z_{LI}).

En la figura A.4 se muestran dos casos para los cuales el acoplamiento mutuo de líneas paralelas es de interés. En el caso de la figura A.4a la línea paralela está en funcionamiento, lo cual es el caso normal. El acoplamiento mutuo de líneas paralelas sigue existiendo aún desconectada una de las líneas y conectada a tierra en ambos extremos (Figura A.4b) [31].

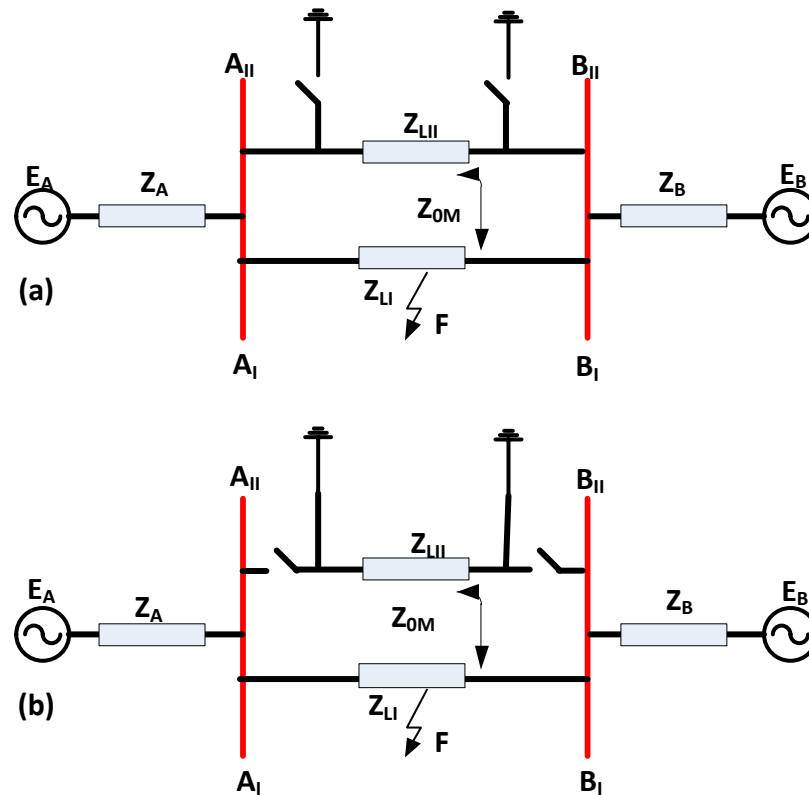


Figura A.4 Casos de líneas de doble circuito con acoplamiento mutuo: (a) ambas líneas en funcionamiento, y (b) una de las líneas se desconecta y puesta a tierra en ambos extremos.[31]

En la figura A.5 se muestran tres casos para los cuales hay una discontinuidad en la corriente que fluye por la línea paralela sana, y por lo tanto no hay acoplamiento mutuo entre las líneas.

En algunos casos los circuitos de las líneas pueden estar en paralelo solamente en un tramo en donde se tenga una ruta común [32]. En estos circuitos el acoplamiento mutuo sigue existiendo debido a que las líneas están juntas en la misma torre o en torres adyacentes aunque las líneas terminen en subestaciones diferentes. Esto se ilustra en la figura A.6.

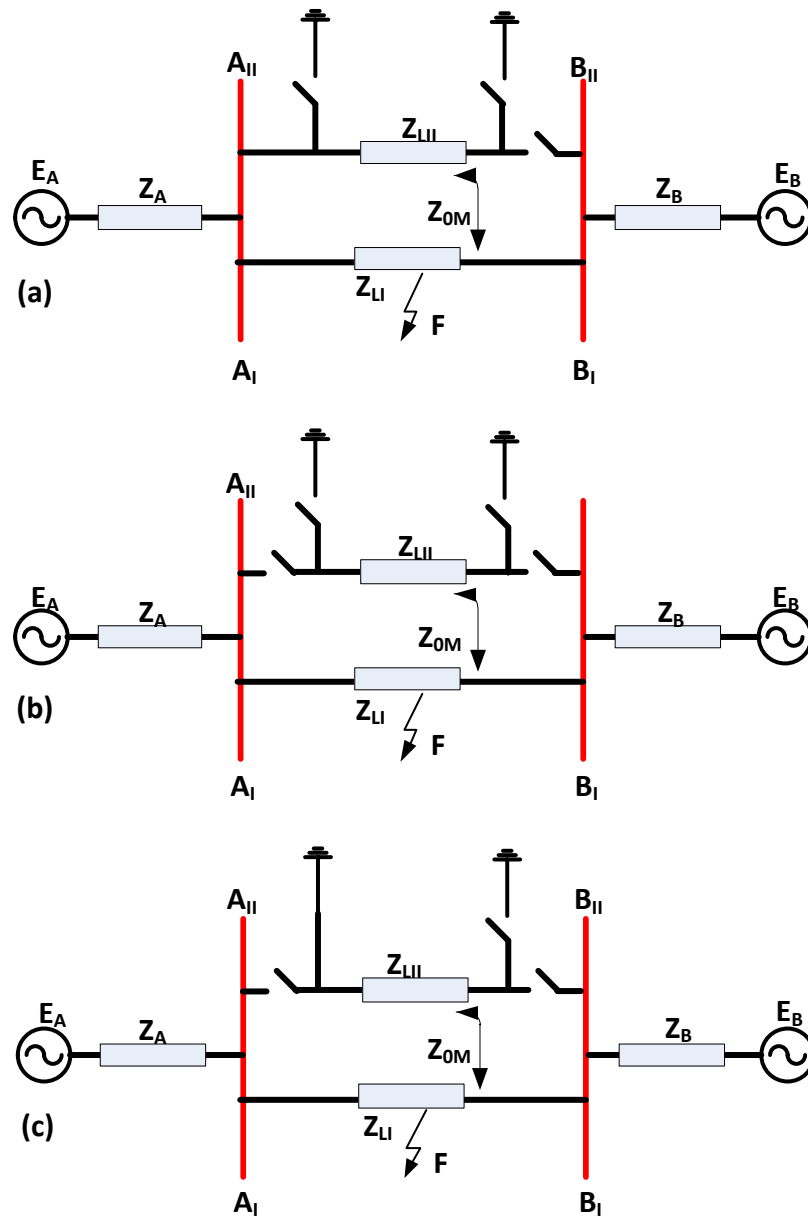


Figura. A.5 Casos de líneas paralelas con acoplamiento mutuo: (a) la línea paralela se desconecta en un extremo (B_{II}) y no se pone a tierra, (b) la línea paralela se desconecta en ambos extremos y no se pone a tierra, y (c) la línea paralela se desconecta en ambos extremos y se pone a tierra solamente en un extremo

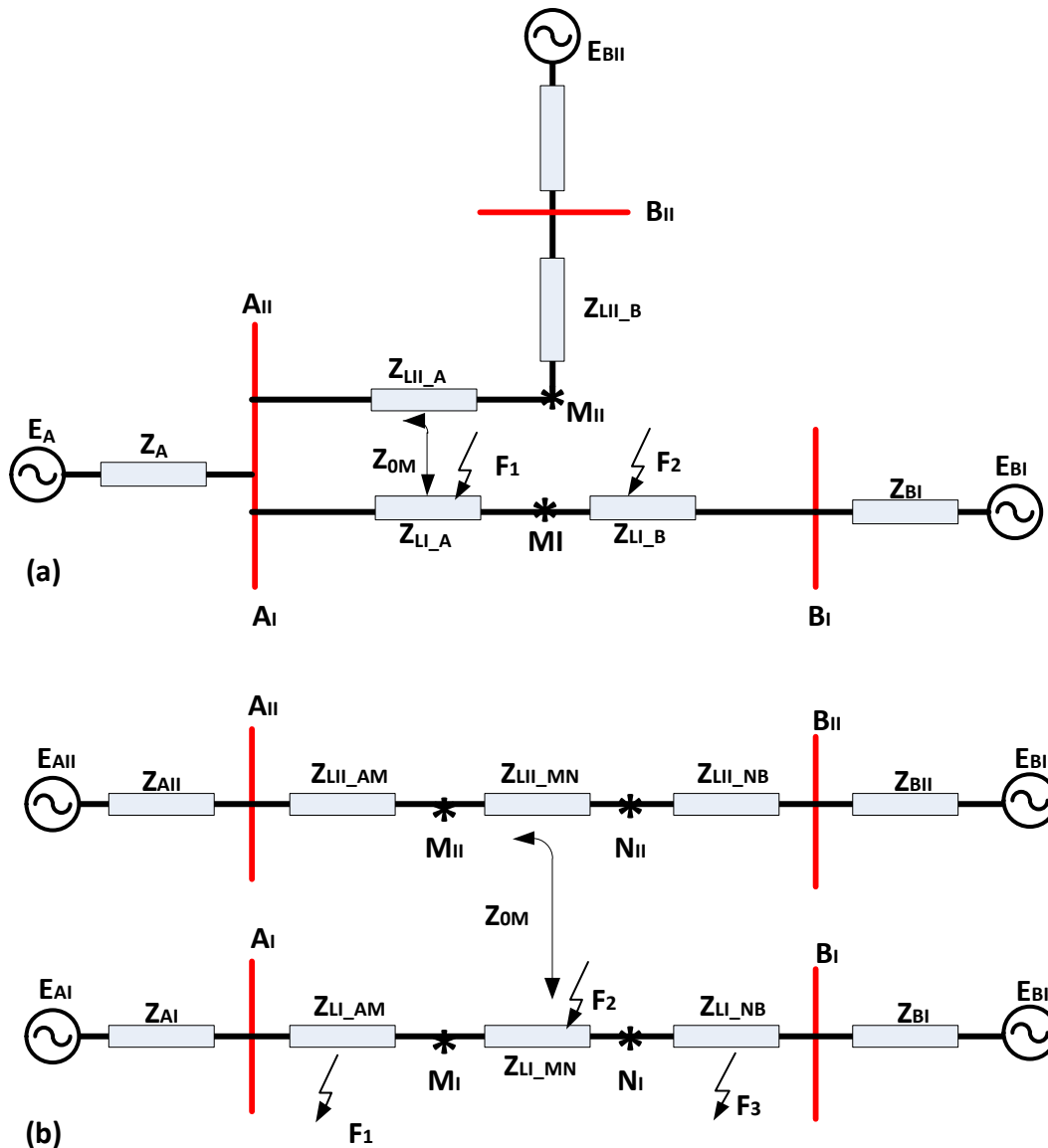


Figura.A.6 Ejemplos de redes de potencia que contienen líneas parcialmente acopladas por secciones: (a) Z_{LI_A} , Z_{LII_A} , y (b) Z_{LI_MN} , Z_{LII_MN}

En la figura A.6 se muestran dos ejemplos de redes de potencia con los circuitos parcialmente paralelos. La necesidad de considerar el efecto del acoplamiento mutuo depende de la localización de la falla: en la figura A.6a se muestran las fallas F_1 , F_2 ; a partir del lazo de la falla entre el bus A_I y el punto de falla F_1 en la red de figura A.6a, el acoplamiento mutuo tiene que ser considerado a lo largo de toda la distancia. Por el contrario, en lo que concierne al lazo de la falla entre el bus A_I y el punto de la falla F_2 , el acoplamiento mutuo tiene que ser considerado para la distancia entre el bus A_I y el punto M_I , y no para la parte restante (M_I - F_2).

A.2 CÁLCULO DE LOS PARAMETROS DE LINEAS BAJO EL MISMO DRECHO DE VIA

Calcule las impedancias propias y mutuas de línea de los circuitos que se muestran en la Figura A.7, así como las impedancias de secuencia y las impedancias mutuas de secuencia positiva, negativa y cero. Supongamos que la distancia D entre el centro de la línea y de las torres adyacentes es de 200 pies (unos 61 m) [3].

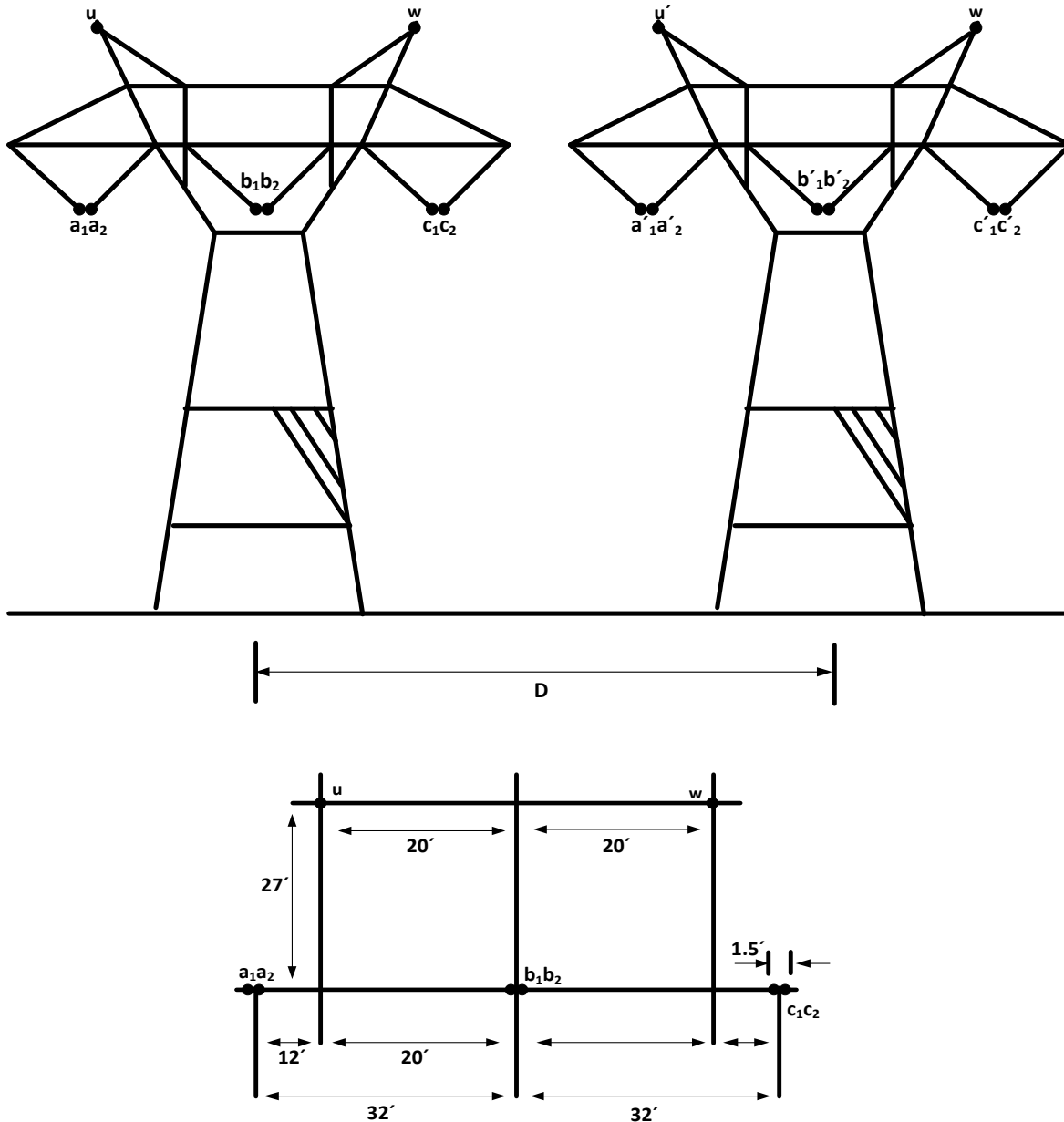


Figura A.7 Líneas de transmisión en el mismo derecho de vía



Las características de los conductores son:

Conductores de fase:

2156KCM ACSR Bluebird

Resistencia en ohms a 25°C a 60Hz es 0.464 Ω /milla

DMG= 0.0588 ft

Radio del conductor= 0.07342 ft

Hilos de guarda

7/8 Alumoweld

Resistencia en ohms a 25°C a 60Hz es 2.440 Ω /milla

DMG= 0.0029085 ft

Radio del conductor= 0.03208 ft

Solución

La Tabla A.1 muestra las impedancias calculadas por unidad de longitud de la línea de doble circuito no transpuestas. Es útil para examinar la impedancia de la matriz mediante la concentración de submatrices de 3 x 3 que se indican en la tabla A.1. El grupo de 3 x 3 de la esquina superior izquierda representan la impedancia propia de línea abc. Los términos de la diagonal son diferentes debido a la geometría del arreglo del conductor. Las impedancias propias de los conductores son iguales para los mismos lugares. Por ejemplo, la impedancia Zaa, que ocupa la posición fuera de la línea a la izquierda de la figura A.7, es igual a la impedancia Zc'c', que es el conductor exterior de la línea a la derecha. La matriz es simétrica porque la matriz muestra las impedancias en el mismo orden en que aparecen en el modelo físico como se muestra en la Figura A.7.

Tabla A.1 Impedancias propias y mutuas para una línea no traspuesta en Ω /milla

FASE	a	b	c	a'	b'	c'
a	0.18601 +j0.93694	0.16682 +j0.36168	0.16228 +j0.28087	0.14276 +j0.15541	0.14036 +j0.13849	0.13599 +j0.13038
b	0.16682 +j0.36168	0.19553 +j0.92099	0.16878 +j0.35609	0.14770 +j0.16853	0.14513 +0.14854	0.14036 +0.13849
c	0.16228 +j0.28087	0.16878 +j0.35609	0.19020 +j0.92568	0.14977 +j0.19334	0.14770 +j0.16853	0.14276 +j0.15541
a'	0.14276 +j0.1554j	0.1470 +j0.16853	0.14977 +j0.19334	0.19020 +j0.92568	0.16878 +j0.35609	0.16228 +j0.28087
b'	0.14036 +j0.13849	0.14513 +j0.14854	0.14770 +j0.16853	0.16878 +j0.35609	0.19553 +j0.92099	0.16682 +j0.36168
c'	0.13599 +j0.13038	0.14036 +j0.13849	0.14276 +j0.15541	0.16228 +j0.28087	0.16682 +j0.36168	0.18601 +j0.93694

Si suponemos que las dos líneas de transmisión están completamente transpuestas, la matriz de impedancia cambia a la que se muestra en la Tabla A.2. El efecto de las transposiciones es evidente en las submatrices, tanto en las propias como en las mutuas.



Tabla A.2 Impedancias propias y mutuas para una línea traspuesta en Ω /milla

FASE	a	b	c	a'	b'	c'
a	0.18964	0.16644	0.16644	0.14362	0.14362	0.14362
	+j0.92843	+j0.33262	+j0.33262	+j0.15307	+j0.15666	+j0.15595
b	0.16644	0.18964	0.16644	0.14362	0.14362	0.14362
	+j0.33262	+j0.92843	+j0.33262	+j0.15595	+j0.15307	+j0.15666
c	0.16644	0.16644	0.18964	0.14362	0.14362	0.14362
	+j0.33262	+j0.33262	+j0.92843	+j0.15666	+j0.15595	+j0.15307
a'	0.14362	0.14362	0.14362	0.18964	0.16642	0.16644
	+j0.15307	+j0.15595	+j0.15666	+j0.92843	+j0.33262	+j0.33262
b'	0.14362	0.14362	0.14362	0.16644	0.18964	0.16644
	+j0.15666	+j0.15307	+j0.15595	+j0.33262	+j0.92843	+j0.33262
c'	0.14362	0.14362	0.14362	0.16644	0.16644	0.18964
	+j0.15595	+j0.15666	+j0.15307	+j0.33262	+j0.33262	+j0.92843

Debe tomarse en cuenta que la impedancia de fase de la matriz de impedancia son simétricas respecto a la diagonal principal, pero las impedancias mutuas presentan otro tipo de simetría, que se describe en la tabla A.3, donde los símbolos α , β , y γ se utilizan para describir la impedancia compleja en cada matriz.

Tabla A.3 Simetría de las impedancias mutuas

α	β	γ
γ	α	β
β	γ	α

Los elementos de la diagonal son iguales, pero los elementos fuera de la diagonal tienen una simetría triangular única. Esta simetría se puede confirmar observando las diferentes posiciones de los conductores en cada sección del ciclo de transposición. Por último, se observa que todas las resistencias son iguales en cada una de las submatrices de impedancia mutua.

Las impedancias de secuencia se calculan a partir de las matrices de impedancia por lo que las ecuaciones en el marco de referencia abc son:

$$\begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{a'b'c'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{aa'} \\ Z_{a'a} & Z_{a'a'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_{a'b'c'} \end{bmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Entonces la transformación de componentes simétricas se escribe como:

$$\begin{bmatrix} V_{012} \\ V_{0'1'2'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A^{-1} & 0 \\ 0 & A^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{abc} \\ V_{a'b'c'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A^{-1} & 0 \\ 0 & A^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{aa'} \\ Z_{a'a} & Z_{a'a'} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{abc} \\ I_{a'b'c'} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{012} \\ V_{0'1'2'} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A^{-1}Z_{aa}A & A^{-1}Z_{aa'}A \\ A^{-1}Z_{a'a}A & A^{-1}Z_{a'a'}A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{012} \\ I_{0'1'2'} \end{bmatrix} \quad (\text{A.2})$$

Se lleva a cabo el cálculo indicado para las líneas no transpuestas acopladas descritas en la Tabla A.1, por lo que se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla A.4.

Tabla A.4 Impedancias de secuencia para las líneas no transpuestas en Ω /milla

SECUENCIA	0	1	2	0'	1'	2'
0	0.52250 +j1.59363	0.01828 -j0.00992	-0.02567 -j0.00422	0.43084 +j0.46570	0.01372 +j0.02172	-0.00434 +j0.02985
1	-0.02567 -j0.00422	0.02462 +j0.59499	-0.04748 -j0.02883	0.01195 -j0.02275	0.00073 -j0.00292	0.00283 -j0.00166
2	0.01828 -j0.00992	0.04855 +j0.02666	0.02462 +j0.59499	-0.02368 -j0.01868	-0.00285 -j0.00162	-0.00093 -j0.00343
0'	0.43084 +j0.46570	-0.02368 -j0.01868	0.01195 -j0.02275	0.52250 +j1.59363	0.01649 -j0.02012	-0.01773 -j0.01088
1'	-0.00434 +j0.02985	-0.00093 -j0.00343	0.00283 -j0.00166	-0.01773 -j0.01088	0.02462 +j0.59499	-0.04736 +j0.2871
2'	0.01372 +j0.02172	-0.00285 -j0.00162	0.00073 -j0.00292	0.01649 -j0.02012	0.04871 +j0.02671	0.02462 +j0.59499

Es importante señalar que las impedancias mutuas de secuencia positiva y negativa son muy pequeñas en comparación con las impedancias propias. Por ejemplo, la impedancia mutua de secuencia negativa es 0,00073 -j 0,00292 es pequeña, en comparación con la impedancia propia de secuencia negativa 0,02462 +j 0,59499, por lo que la impedancia mutua, tanto de secuencia positiva y negativa suelen ser ignoradas. La impedancia mutua de secuencia cero, en cambio, es alrededor de un tercio de la impedancia propia de secuencia cero por lo que no debe ser ignorada, ya que por ejemplo la impedancia mutua de secuencia cero es de 0.43084+j0.46570, mientras que la impedancia propia de secuencia cero es de 0.52250+j1.59363. Esto significa que el acoplamiento mutuo entre líneas en condiciones de falla a tierra requiere una consideración especial para asegurarse de que la protección por relevadores funcione correctamente en presencia del acoplamiento mutuo.

La impedancia mutua entre las redes de secuencia es otro motivo de preocupación en el caso de líneas no transpuestas. Estos acoplamientos de llevar signos positivos y negativos, y algunos de ellos son grandes en magnitud como el acoplamiento entre las secuencias similares. Afortunadamente, sus magnitudes son lo suficientemente pequeñas que lleva a que el error en la omisión de estos acoplamientos entre las redes de secuencia sea pequeño.



Esto es afortunado, ya que es una pequeña ventaja a la representación de componentes simétricas del sistema si estos acoplamientos deben ser considerados.

Las impedancias de secuencia para la línea transpuesta se muestran en la Tabla A.5. La transposición de la línea elimina el acoplamiento mutuo en las redes de secuencia. Esto es importante, ya que el uso de componentes simétricas es muy complicado cuando se tiene acoplamiento mutuo. Los resultados se muestran en la tabla A.5 mostrando el acoplamiento entre las dos líneas, pero sólo de la misma secuencia. En otras palabras, todos los elementos fuera de diagonal de la matriz 3 x 3 son cero.

Tabla A.5 Impedancias de secuencia de la línea transpuesta en Ω /milla

SECUENCIA	a	b	c	a'	b'	c'
a	0.52251 +j1.59367	0	0	0.43085 +j0.46568	0	0
b	0	0.02320 +j0.59581	0	0	-0.00062 -j0.00324	0
c	0	0	0.02320 +j0.59581	0	0	0.00062 -j0.00324
a'	0.43085 +j0.46568	0	0	0.52251 +j1.59367	0	0
b'	0	-0.00062 -j0.00324	0	0	0.02320 +j0.59581	0
c'	0	0	0.00062 -j0.00324	0	0	0.02320 +j0.59581

Llegamos a la conclusión de que el acoplamiento mutuo entre la secuencia positiva y negativa para las dos líneas es muy pequeño y puede despreciarse sin introducir errores significativos. Por el contrario, la impedancia mutua de secuencia cero es unas 100 veces mayor y no debe ser ignorado. De hecho, los términos de la impedancia mutua de secuencia cero son similares en magnitud a los términos de impedancia positiva y negativa. Se concluye, de este estudio de los valores numéricos de una configuración típica para una línea paralela, que es seguro hacer caso omiso del acoplamiento mutuo de secuencia positiva y negativa, pero el acoplamiento mutuo de secuencia cero debe ser considerado en todos los cálculos. Esto está de acuerdo con las observaciones y conclusiones de varios autores [3,18,20].

APENDICE B

IMPEDANCIA VISTA POR LOS RELEVADORES DE DISTANCIA ANTE DIFERENTES TIPOS DE FALLAS.

B.1 INTRODUCCIÓN

En esta sección se presenta el análisis para obtener la impedancia vista por el relevador de distancia ante diferentes tipos de fallas [12].

En la figura B.1 se muestra un diagrama unifilar de un sistema trifásico, se considera que el relevador R es una protección de distancia para proteger la línea AB de la figura B.1.

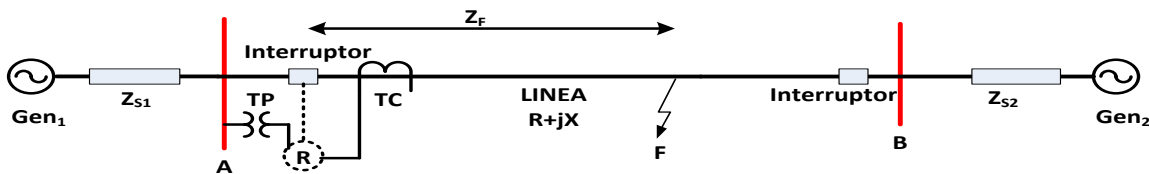


Figura B.1 Diagrama unifilar de un sistema trifásico

B.1.1 Falla de Fase a Fase

Se supone una falla ubicada entre las fases b-c en el punto F de la figura B.1, el análisis de esta falla se hace utilizando componentes simétricas, la red resultante se muestra en la figura B.2

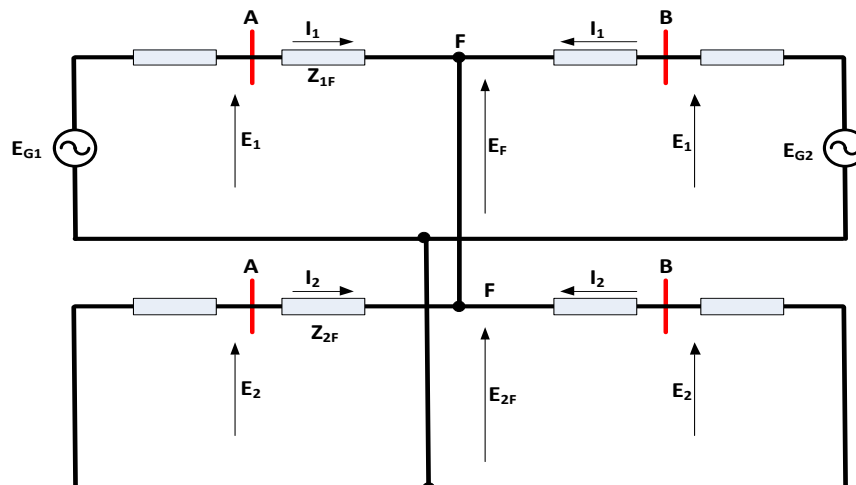


Figura B.2 Conexión de las redes de secuencia para falla entre fases b y c

De la figura B.2 se tienen que los voltajes en el punto de falla son:



$$E_{1F} = E_{2F} \quad (B.1)$$

$$I_1 = -I_2 \quad (B.2)$$

Utilizando la transformación de componentes simétricas a componentes de fase, se obtienen los voltajes de fase:

$$E_a = E_0 + E_1 + E_2 \quad (B.3)$$

$$E_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2 \quad (B.4)$$

$$E_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2 \quad (B.5)$$

Y las corrientes de fase:

$$I_a = I_0 + I_1 + I_2 \quad (B.6)$$

$$I_b = I_0 + a^2 I_1 + a I_2 \quad (B.7)$$

$$I_c = I_0 + a I_1 + a^2 I_2 \quad (B.8)$$

B.1.2 Impedancia de falla vista por el relevador R_{bc} , ante una falla bifásica entre bc

Se supone que el relevador que protege estas fases está alimentado por los voltajes y corrientes, tal como se muestra en la ecuación (B.9)

$$Z_{Rbc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} \quad (B.9)$$

Sustituyendo las ecuaciones (B.4), (B.5), (B.7) y (B.8) en (B.9) se obtiene:

$$Z_{Rbc} = \frac{(E_0 + a^2 E_1 + a E_2) - (E_0 + a E_1 + a^2 E_2)}{(I_0 + a^2 I_1 + a I_2) - (I_0 + a I_1 + a^2 I_2)} \quad (B.10)$$

$$Z_{Rbc} = \frac{(a^2 - a)E_1 - (a^2 - a)E_2}{(a^2 - a)I_1 - (a^2 - a)I_2} \quad (B.11)$$

$$Z_{Rbc} = \frac{(a^2 - a)(E_1 - E_2)}{(a^2 - a)(I_1 - I_2)} = \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} \quad (B.12)$$

Aplicando leyes de voltajes de Kirchoff al circuito de la figura B.2, se obtiene la impedancia de secuencia positiva Z_{1F}

$$-E_1 + I_1 Z_{1F} - I_2 Z_{1F} + E_2 = 0$$

$$Z_{1F} = \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} \quad (\text{B.13})$$

Además, el relevador conectado entre las fases falladas, está representado por la ecuación (B.9), entonces se cumple la igualdad:

$$Z_{Rbc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = \frac{(E_1 - E_2)}{(I_1 - I_2)} = Z_{1F} \quad (\text{B.14})$$

Así el relevador de distancia R_{bc} que está alimentado por las diferencias de voltaje y corrientes de línea, de las fases **b-c**, mide la impedancia de secuencia positiva de falla Z_{1F} , cuando la falla ocurra entre estas fases [2,12].

B.1.3 Impedancia de falla vista por el relevador R_{ab} , ante una falla bifásica b-c

La diferencia de voltajes y corrientes de las fases **a-b** que alimentan al relevador R_{ab} está dado por la ecuación (B.15).

$$Z_{Rab} = \frac{E_a - E_b}{I_a - I_b} \quad (\text{B.15})$$

Substituyendo las ecuaciones (B.3), (B.4), (B.6) y (B.7) en la ecuación (B.15).

$$Z_{Rab} = \frac{(E_0 + E_1 + E_2) - (E_0 + a^2 E_1 + a E_2)}{(I_0 + I_1 + I_2) - (I_0 + a^2 I_1 + a I_2)} \quad (\text{B.16})$$

$$Z_{Rab} = \frac{(1 - a^2)E_1 - (a - 1)E_2}{(1 - a^2)I_1 - (a - 1)I_2} \quad (\text{B.17})$$

Donde (B.17) es la Z de falla vista por el relevador R_{ab}

B.1.4 Impedancia de falla vista por el relevador R_{ca} , ante una falla bifásica b-c

El relevador R_{ca} se alimenta de la diferencia de voltajes y corrientes como se muestra en la ecuación (B.18)

$$Z_{Rca} = \frac{E_c - E_a}{I_c - I_a} \quad (\text{B.18})$$

Substituyendo las ecuaciones (B.3), (B.5), (B.6) y (B.8) en (B.18)

$$Z_{Rca} = \frac{(E_0 + aE_1 + a^2E_2) - (E_0 + E_1 + E_2)}{(I_0 + aI_1 + a^2I_2) - (I_0 + I_1 + I_2)} \quad (B.19)$$

$$Z_{Rca} = \frac{(a-1)E_1 - (1-a^2)E_2}{(a-1)I_1 - (1-a^2)I_2} \quad (B.20)$$

Entonces la impedancia vista por el relevador R_{ca} , ante una falla entre las fases **b-c** está dada por la ecuación (B.20).

B.2 Falla de doble línea a tierra

Se considera una falla de las fases **b-c-g** en el punto F de la figura B.1. El circuito en componentes simétricas que representa esta falla se muestra en la figura B.3.

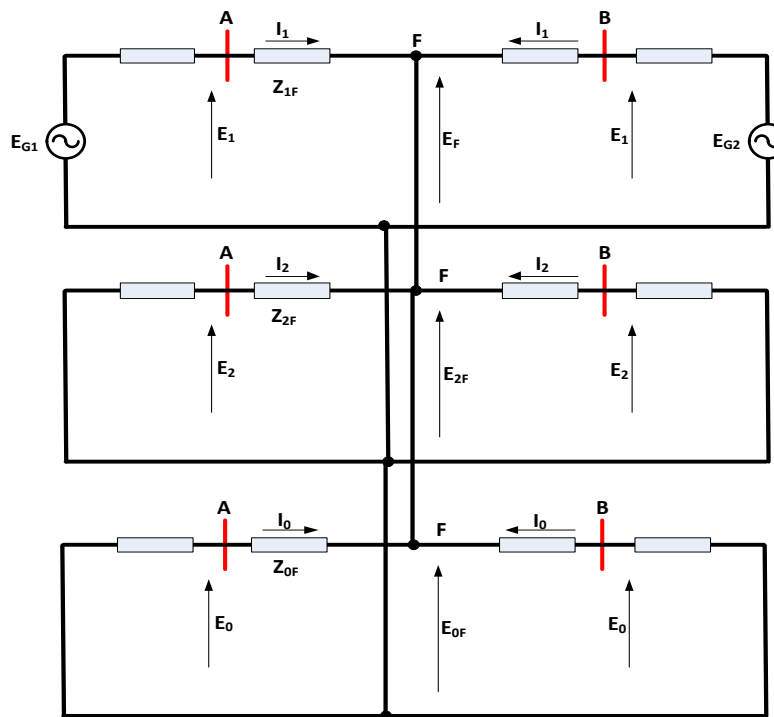


Figura B.3 Conexión de las redes de secuencia para la falla de doble línea a tierra.

De la figura B.3 se observa que los voltajes en el punto de falla son:

$$\begin{aligned} E_{1F} &= E_1 - Z_{1F}I_1 \\ E_{2F} &= E_2 - Z_{2F}I_2 \\ E_{0F} &= E_0 - Z_{0F}I_0 \end{aligned} \quad (B.21)$$

De la ecuación (B.21) se puede concluir que para este tipo de falla el relevador conectado entre las fases **b-c**, también medirá la impedancia de secuencia positiva a la falla, como en el caso de la falla entre las fases **b-c**, por la igualdad de E_1 y E_2 , en el punto de falla, como se observa en la figura B.3.

B.3 Falla de línea a tierra

Finalmente, una falla monofásica en el punto F de la figura B.1, es analizada utilizando componentes simétricas, para obtener la conexión de las redes de secuencia, tal como se muestra en la figura B.4

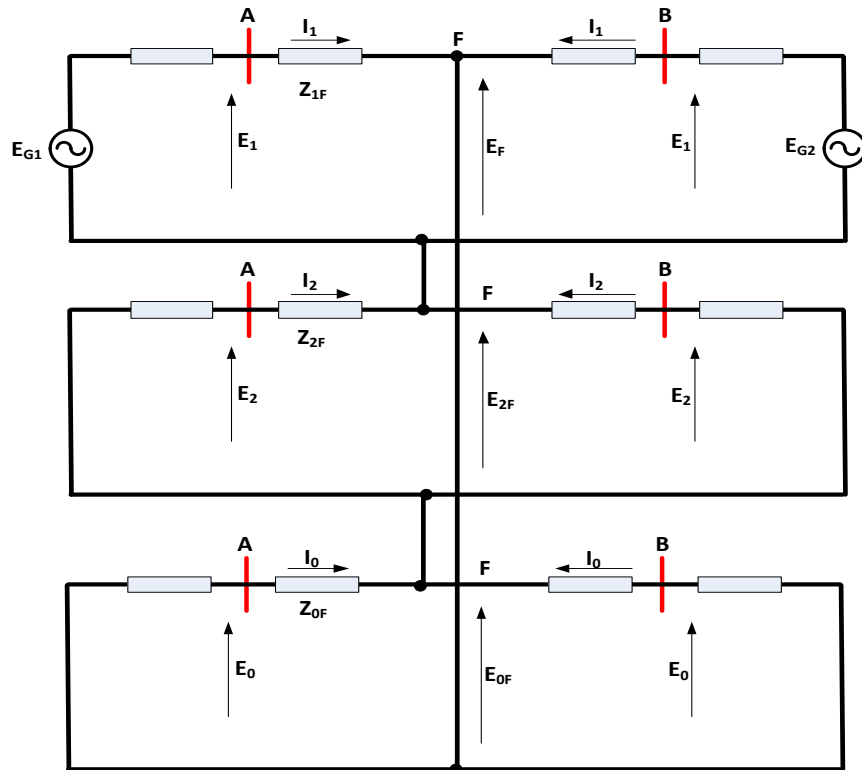


Figura B.4. Conexión de las redes de secuencia para una falla de fase a tierra

De la figura B.4 se observa que en el punto de falla se tiene.

$$I_1 = I_2 = I_0 \tag{B.22}$$

Se considera que $Z_{1F} = Z_{2F}$, por lo tanto los voltajes en el punto de falla son:

$$E_{1F} = E_1 - Z_{1F} I_1 \tag{B.23}$$

$$E_{2F} = E_2 - Z_{1F} I_2 \tag{B.24}$$

$$E_{0F} = E_0 - Z_{0F} I_0 \tag{B.25}$$



B.3.1 Impedancia vista por el relevador R_{ag} ante una falla de fase a tierra a-g

De (B.3) se tiene que el voltaje en el punto de falla está dada por:

$$E_{aF} = E_{0F} + E_{1F} + E_{2F} = 0 \quad (B.26)$$

Sustituyendo (B.23), (B.24) y (B.25) en (B.26), se tiene

$$E_{aF} = E_1 - Z_{1F}I_1 + E_2 - Z_{1F}I_2 + E_0 - Z_{0F}I_0 \quad (B.27)$$

Como está definido en (B.26), $E_{aF} = 0$, por lo tanto

$$\begin{aligned} (E_0 + E_1 + E_2) - Z_{1F}(I_1 + I_2) - Z_{0F}I_0 &= 0 \\ (E_0 + E_1 + E_2) - Z_{1F}(I_1 + I_2 + I_0) - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 &= 0 \\ E_a - Z_{1F}I_a - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 &= 0 \end{aligned} \quad (B.28)$$

Donde E_a sustituye a la suma de $(E_1 + E_2 + E_0)$, I_a sustituye a la suma de $(I_1 + I_2 + I_0)$. Por otro lado se propone que $E_a = Z_{1F}I_a$, por lo tanto al substituirlo en la ecuación (B.28) se obtiene:

$$\begin{aligned} Z_{1F}I'_a &= Z_{1F}I_a + (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 \\ I'_a &= \frac{Z_{1F}I_a}{Z_{1F}} + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}I_0 \\ I'_a &= I_a + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}I_0 \end{aligned} \quad (B.29)$$

Donde m , es:

$$m = \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}$$

Finalmente la corriente compensada I_a' está dada por

$$I'_a = I_a + mI_0 \quad (B.30)$$

Donde Z_{0F} y Z_{1F} en la ecuación (B.29), son impedancias de secuencia positiva y cero de la línea protegida. El factor m se conoce como factor de compensación. El cual compensa la corriente de fase para tomar en cuenta el acoplamiento mutuo entre la fase fallada y las fases sin falla [2,12]. Por lo tanto, para medir correctamente la impedancia que mide el relevador para este tipo de falla, el relevador R_{ag} que protege la fase a para fallas a tierra, debe estar alimentado por:

$$R_{ag} = \frac{E_a}{I'_a} = Z_{1F} \quad (B.31)$$

B.3.2 Impedancia vista por el relevador R_{bg} ante una falla de fase a tierra b-g

De la ecuación (B.4) se tiene:

$$E_{bF} = E_{0F} + a^2 E_{1F} + a E_{2F} = 0 \quad (B.32)$$

Sustituyendo (B.23), (B.24) y (B.25) en (B.32), se tiene

$$E_{bF} = (E_0 + a^2 E_1 + a E_2) - (Z_0 I_0 + a^2 Z_1 I_1 + a Z_1 I_2) \quad (B.33)$$

Como se definió en (B.32) $E_b=0$, por lo tanto

$$(E_0 + a^2 E_1 + a E_2) - Z_{1F} (I_0 + a^2 I_1 + a I_2) - (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0 = 0 \quad (B.34)$$

$$E_b - Z_{1F} I_b - (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0 = 0 \quad (B.35)$$

Donde E_b sustituye la suma de $(E_0 + a^2 E_1 + a E_2)$ e I_b sustituye la suma de las corrientes $(I_0 + a^2 I_1 + a I_2)$. Considere que: $E_b = Z_{1F} I'_b$ y sustituyendo en la ecuación (B.35) se obtiene que:

$$\begin{aligned} Z_{1F} I'_b &= Z_{1F} I_b + (Z_{0F} - Z_{1F}) I_0 \\ I'_b &= \frac{Z_{1F} I_b}{Z_{1F}} + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}} I_0 \\ I'_b &= I_b + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}} I_0 = I_b + m I_0 \end{aligned} \quad (B.36)$$

Por lo tanto, la impedancia que mide el relevador para este tipo de falla.

$$R_{bg} = \frac{E_b}{I'_b} = Z_{1F} \quad (B.37)$$

B.3.3 Impedancia vista por el relevador R_{cg} ante una falla de fase a tierra a-g

De la ecuación (B.5) se tiene

$$E_{cF} = E_{0F} + a E_{1F} + a^2 E_{2F} = 0 \quad (B.38)$$

Sustituyendo, y considerando $E_{CF}=0$, como se definió en (B.26), se tiene

$$(E_0 + a E_1 + a^2 E_2) - (Z_0 I_0 + a Z_1 I_1 + a^2 Z_1 I_2) = 0 \quad (B.39)$$

$$(E_0 + aE_1 + a^2E_2) - Z_{1F}(aI_1 + a^2I_2) - Z_{0F}I_0 - Z_{1F}I_0 + Z_{1F}I_0 = 0 \quad (\text{B.40})$$

$$(E_0 + aE_1 + a^2E_2) - Z_{1F}(I_0 + aI_1 + a^2I_2) - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 = 0 \quad (\text{B.41})$$

$$E_c - Z_{1F}I_c - (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 = 0 \quad (\text{B.42})$$

Donde E_c sustituye la suma de $(E_0 + a^2E_1 + aE_2)$ e I_b sustituye la suma de las corrientes. Considerando que: $E_c = Z_{1F}I'_c$ y sustituyendo en la ecuación (B.41) se obtiene:

$$\begin{aligned} Z_{1F}I'_c &= Z_{1F}I_c + (Z_{0F} - Z_{1F})I_0 \\ I'_c &= I_c + \frac{(Z_{0F} - Z_{1F})}{Z_{1F}}I_0 = I_c + mI_0 \end{aligned} \quad (\text{B.43})$$

Por lo tanto, la impedancia que mide el relevador para este tipo de falla es:

$$R_{cg} = \frac{E_c}{I'_c} = Z_{1F} \quad (\text{B.44})$$

B.4 Falla trifásica

El análisis en componentes simétricas para este tipo de falla, determina la ausencia de las componentes de secuencia cero y secuencia negativa, tal como lo muestra la figura B.5 [2,12].

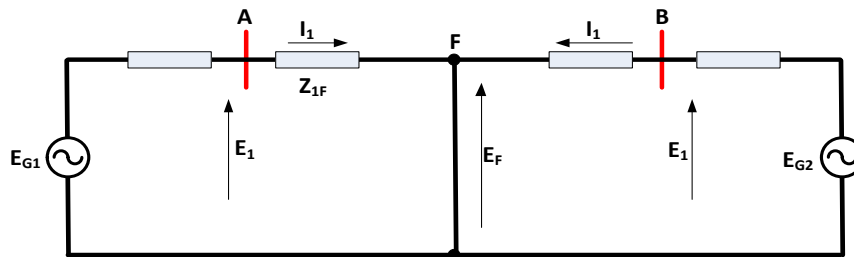


Figura B.5 Red de secuencia positiva para una falla trifásica

Considerando que en el punto de falla.

$$\begin{aligned} E_0 &= E_2 = 0 \\ I_0 &= I_2 = 0 \end{aligned} \quad (\text{B.45})$$

De lo anterior se tiene que las cantidades de fase de las corrientes y voltajes son:

$$\begin{aligned} E_a &= E_1 \\ E_b &= a^2E_1 \\ E_c &= aE_1 \end{aligned} \quad (\text{B.46})$$



$$\begin{aligned} I_a &= I_1 \\ I_b &= a^2 I_1 \\ I_c &= a I_1 \end{aligned} \tag{B.47}$$

Por lo tanto, los relevadores de fase R_{ab} , R_{bc} y R_{ca} pueden ser analizados utilizando componentes simétricas como se muestra a continuación:

Relevador R_{ab}

$$Z_{Rab} = \frac{E_a - E_b}{I_a - I_b} = \frac{(E_1 - a^2 E_1)}{(I_1 - a^2 I_1)} = \frac{(1 - a^2) E_1}{(1 - a^2) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \tag{B.48}$$

Relevador R_{bc}

$$Z_{Rbc} = \frac{E_b - E_c}{I_b - I_c} = \frac{(a^2 E_1 - a E_1)}{(a^2 I_1 - a I_1)} = \frac{(a^2 - a) E_1}{(a^2 - a) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \tag{B.49}$$

Relevador R_{ca}

$$Z_{Rcb} = \frac{E_c - E_b}{I_c - I_b} = \frac{(a E_1 - E_1)}{(a I_1 - I_1)} = \frac{(a - 1) E_1}{(a - 1) I_1} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \tag{B.50}$$

De las ecuaciones (B.48), (B.49) y (B.50) se concluye que todos los relevadores de fase, miden la impedancia de secuencia positiva para esta falla, correspondiente a la ubicación del relevador al punto de falla.

Mientras que lo que ven los relevadores de tierra R_{ag} , R_{bg} y R_{cg} , realizando un análisis de componentes simétricas, se muestra en las ecuaciones (B.51), (B.54) y (B.56)

Relevador R_{ag}

$$Z_{Rag} = \frac{E_a}{I_a} = \frac{E_a}{I_a + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \tag{B.51}$$

Como se define en (B.47) $I_0=0$, por lo tanto

$$Z_{Rag} = \frac{E_a}{I_a} = \frac{E_1}{I_1} = Z_{1F} \tag{B.52}$$



Relevador R_{bg}

$$Z_{Rbg} = \frac{E_b}{I'_b} = \frac{E_b}{I_b + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad (\text{B.53})$$

Como se define en (B.47) $I_0=0$, por lo tanto

$$Z_{Rbg} = \frac{E_b}{I'_b} = \frac{E_b}{I_1} = Z_{1F} \quad (\text{B.54})$$

Relevador R_{cg}

$$Z_{Rcg} = \frac{E_c}{I'_c} = \frac{E_c}{I_c + \frac{(Z_0 - Z_1)}{Z_1} I_0} \quad (\text{B.55})$$

Como se define en (B.47) $I_0=0$, por lo tanto

$$Z_{Rcg} = \frac{E_c}{I'_c} = \frac{E_c}{I_1} = Z_{1F} \quad (\text{B.56})$$

APENDICE C

APLICACIÓN DEL ASPEN

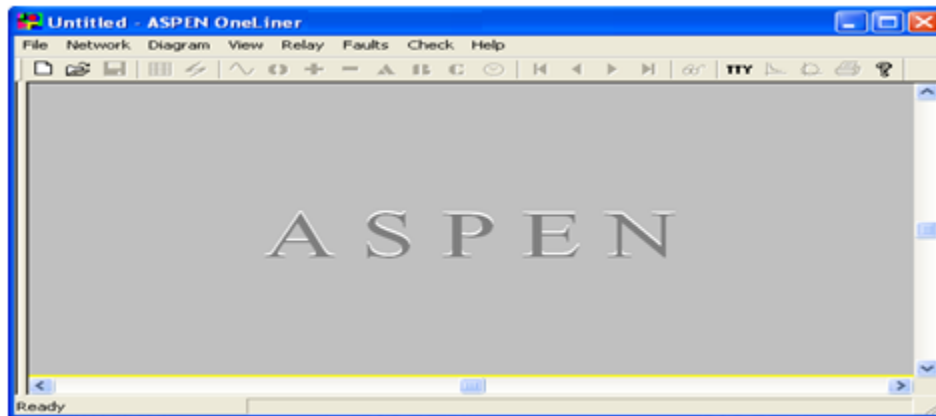
C.1 ASPEN OneLiner

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:



OneLiner

Aparecerá la pantalla:



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 C.1

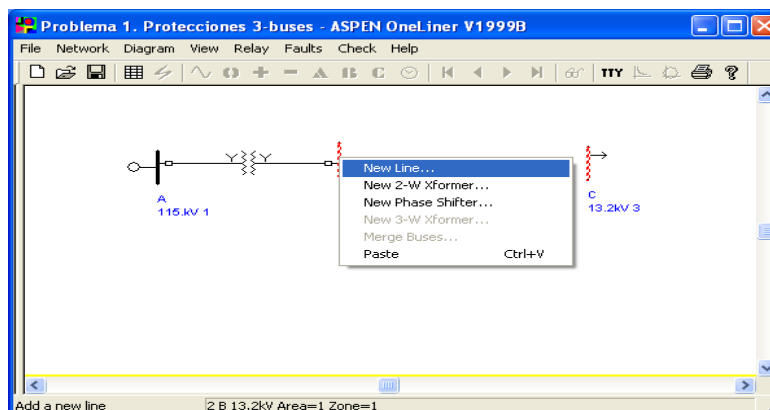


Figura C.1 Creación de una línea

Aparecerá el cuadro de la figura C.2 donde se colocaran los parámetros de la línea en P.U.

Figura C.2 Datos para la línea de Transmisión

Para poner el valor de la impedancia mutua de secuencia cero se seleccionan las líneas que se encuentra acopladas y dando click derecho se selecciona New Mutual Group, tal y como se muestra en la figura C.3.

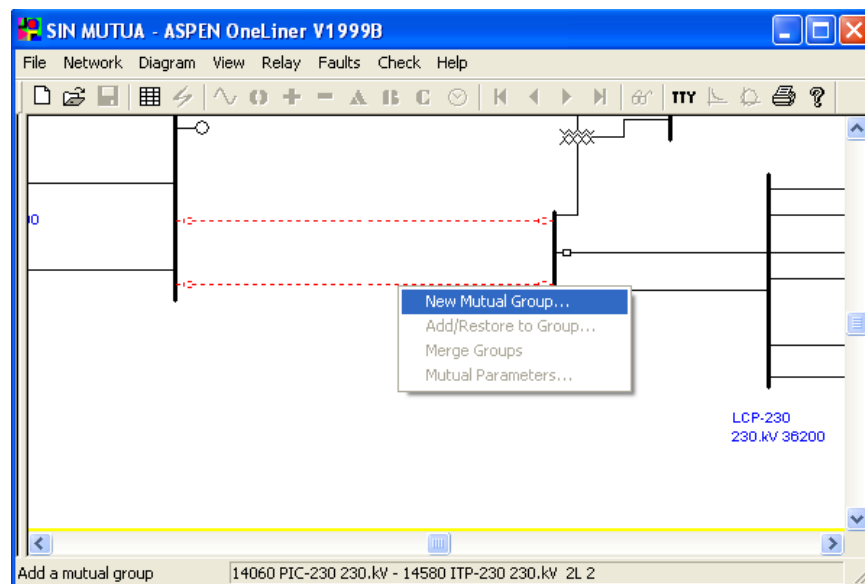


Figura C.3 Creación del acoplamiento mutuo en las líneas

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.

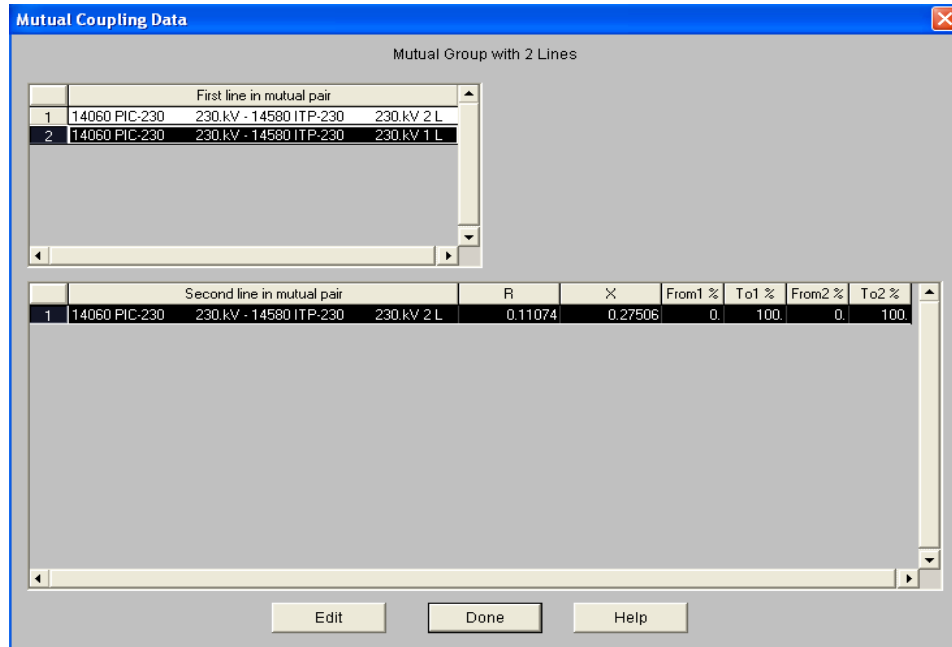


Figura C.4 Datos de la impedancia mutua de secuencia cero

Para colocar los relevadores se selecciona la línea a proteger y dando click derecho se selecciona New Relay Group, con lo que aparecerá una lista de los tipos de relevadores que se tienen, se selecciona para este caso Add DS Ground Relay, el cual es el relevador de distancia de tierra, con lo que aparecerá otra lista de los relevadores de distancia de tierra con los que dispone el programa. Esto se muestra en la figura C.5.

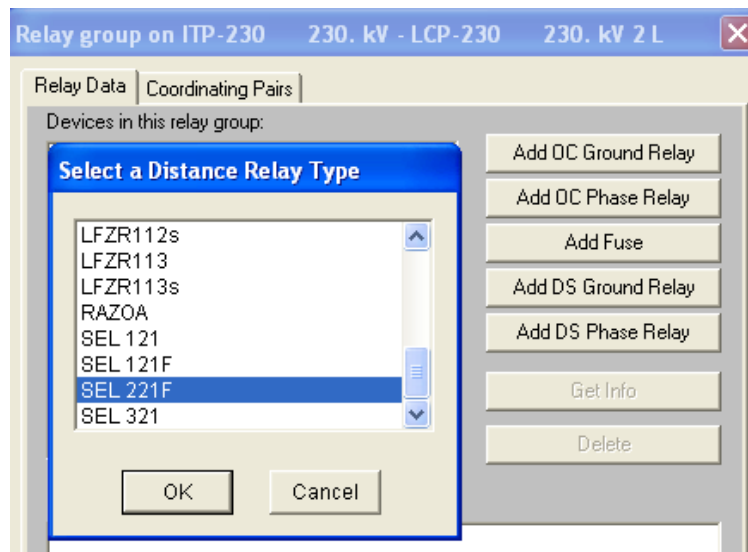


Figura C.5 Creación del Relevador de distancia

En la figura C.6 se muestran los ajustes del relevador de distancia calculados con la metodología propuesta de la sección 4.3.1.2.

Parameter	Value
Z1_Imp.	69.4439
Z1_Ang.	84.091
Z2_Offset Imp.	0
Z2_Offset Ang.	0
Z2_Imp.	132.841
Z2_Ang.	82.447
Z2_Delay	0.5
Z3_Offset Imp.	0
Z3_Offset Ang.	0
Z3_Imp.	0
Z3_Ang.	0
Z3_Delay	0.8
Z3_Frwd(1)/Rev(0)	1

Figura C.6 Ajuste del relevador de Distancia 1

Para insertar un relevador direccional de sobrecorriente se da doble click en el relevador ubicado en la línea, con lo que aparecerá el cuadro mostrado en la figura C.5, ahora se selecciona Add OC Ground Relay, con lo que aparecerá el cuadro de la figura C.7, en la cual se colocan los ajustes del relevador direccional de sobrecorriente calculados en la sección 4.4.1.

Overcurrent Ground Relay Info

14060 PIC-230 230.kV - 14580 ITP-230 230.kV 1L

ID= RELE DIREC 1

CT ratio= 160.

Time Element

Time dial= 1.2 Curve SEL3xx/5xxMI

Tap (A)= 0.6787 Tap unit GC1

Directional

Instantaneous Element

Pri. A= 0. Delay= 0. sec.

Directional Sensitive to dc offset

Time adder= 0. sec. Time mult= 1.

Char. angle= -85. Polarized by V2,I2

CT at Terminal at PIC-230 230. kV

Operates on 3I0 Reset time= 0.

Database OK Cancel Help

Last changed Nov 16, 2011

Figura C.7 Ajustes Del relevador direccional de sobrecorriente utilizando el método propuesto.

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 C8.

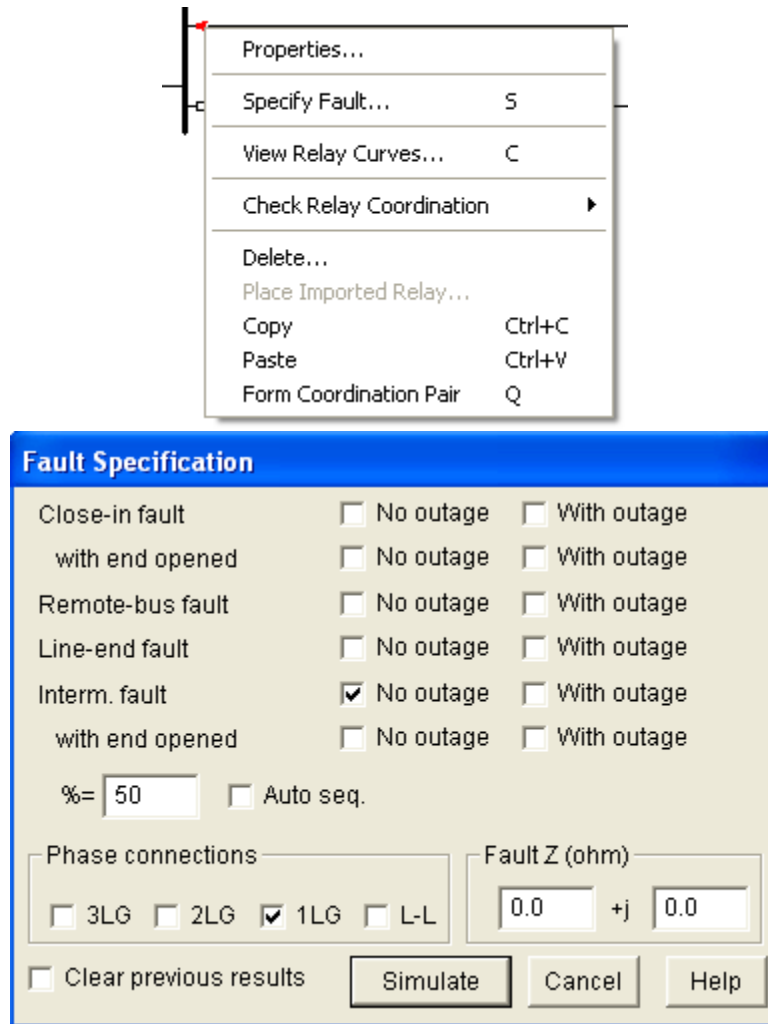


Figura C.8 Simulación de fallas en una línea

Para obtener las corrientes de corto circuito se da clic en simulate. Para obtener las curvas de los relevadores, se da clic 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.

APENDICE D

CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS EMPLEADOS EN LAS SIMULACIONES

D.1 CARACTERISTICAS DE LOS SISTEMAS

En este apéndice se presentan las características de los sistemas empleados en las simulaciones para el ajuste de los relevadores de distancia y de los direccionales de sobrecorriente. Los valores que se presentan en todas las tablas siguientes se encuentran en P.U. Calculados a una potencia base de 100MVA. Para todos los casos se considera que la impedancia de secuencia positiva es igual a la impedancia de secuencia negativa.

La figura D.1 muestra el sistema de prueba número 1. El voltaje base para el sistema de prueba 1 es de 230KV, el primario del transformador es de 230KV, el secundario de 115KV y el Terciario de 13.8KV.

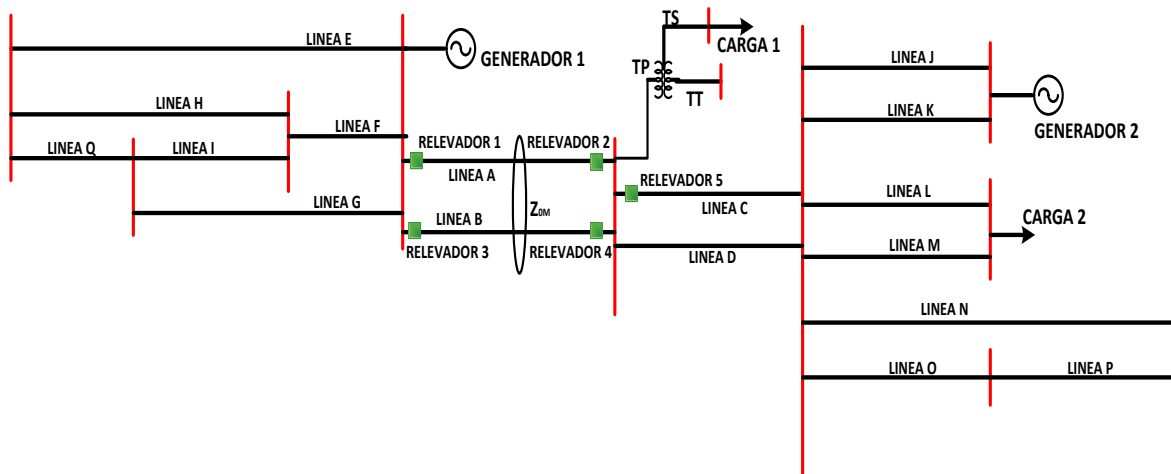


Figura D.1 Sistema de prueba 1

La tabla D.1 muestra las impedancias de los elementos del sistema de prueba 1

Tabla D.1 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 1

Elemento	Impedancia de secuencia positiva	Impedancia de secuencia Cero	Impedancia mutua de secuencia cero
Línea A	0.0118+j0.1467	0.1228+j.4598	0.11074+j0.27506
Línea B	0.0118+j0.1467	0.1228+j.4598	0.11074+j0.27506
Línea C	0.0100+j0.0670	0.0484+j0.1957	
Línea D	0.0100+j0.0670	0.0484+j0.1957	
Línea E	0.0102+j0.0900	0.0230+j0.2700	
Línea F	0.0078+j0.0550	0.0095+j0.1500	
Línea G	0.0095+j0.0750	0.0123+j0.2000	
Línea H	0.0085+j0.0540	0.0085+j0.1200	
Línea I	0.0076+j0.0750	0.01260+j0.2250	
Línea J	0.0101+j0.0720	0.0280+j0.2160	
Línea K	0.0101+j0.0720	0.0280+j0.2160	
Línea L	0.0123+j0.0550	0.0350+j0.3500	
Línea M	0.0123+j0.0550	0.0350+j0.3500	
Línea N	0.0153+j0.1500	0.0253+j0.4500	
Línea O	0.0076+j0.0750	0.0126+j0.2250	
Línea P	0.0076+j0.0075	0.0126+j0.2250	
Línea Q	0.0076+j0.0075	0.0126+j0.2250	
Generador 1	j0.010	j0.007	
Generador 2	j0.010	j0.007	
Transformador			
Primario	j0.056	j0.120	
Secundario	j0.140	j0.230	
Terciario	j0.085	j0.180	
	MW	MVAR	
Carga 1	56	41.599	
Carga 2	64	47.998	

La figura D.2 Muestra el sistema de prueba numero 2 utilizado en las simulaciones

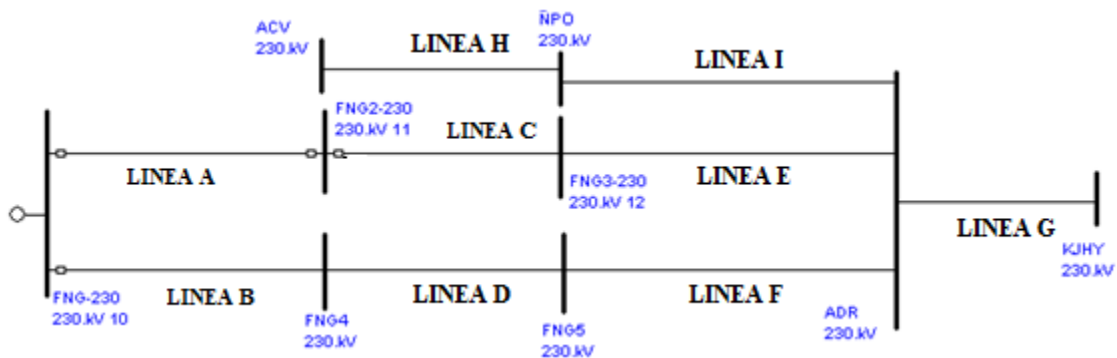


Figura D.2 Sistema de prueba 2

La tabla D.2 muestra las impedancias de secuencia de los elementos de la figura D.2. El voltaje base del sistema es de 230KV

Tabla D.2 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 2

Elemento	Impedancia de secuencia positiva	Impedancia de secuencia Cero	Impedancia mutua de secuencia cero
Línea A	0.0091+j0.1173	0.0982+j0.3678	0.08859+j0.2200
Línea B	0.0091+j0.1173	0.0982+j0.3678	0.08859+j0.2200
Línea C	0.0139+j0.0941	0.0458+j0.2913	
Línea D	0.0059+j0.0733	0.0614+j0.2299	
Línea E	0.0098+j0.0341	0.0262+j0.1757	
Línea F	0.0030+j0.0104	0.0080+j0.536	
Línea G	0.0195+j0.0683	0.0523+j0.3514	
Línea H	0.0135+j0.0539	0.0360+j0.2290	
Línea I	0.0098+j0.0354	0.0262+0.1733	
Generador	j0.01	j0.007	

La figura D.3 muestra el sistema de prueba número 3 utilizado en las simulaciones.

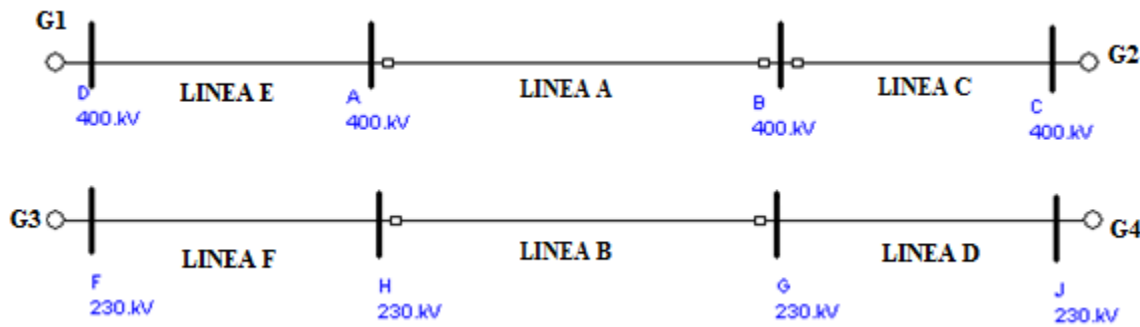


Figura D.3 Sistema de prueba 3

La tabla D.3 muestra las impedancias de secuencia de los elementos de la figura D.3.

Tabla D.3 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 3

Elemento	Impedancia de secuencia positiva	Impedancia de secuencia Cero	Impedancia mutua de secuencia cero
Línea A	0.0039+j0.0485	0.0406+j0.1520	0.06367+j0.1581
Línea B	0.0039+j0.0485	0.0406+j0.1520	0.06367+j0.1581
Línea C	0.0025+j0.0315	0.0350+j0.1100	
Línea D	0.0059+j0.0733	0.0614+j0.2299	
Línea E	0.0025+j0.0315	0.0350+j0.1100	
Línea F	0.0059+j0.07335	0.0614+j0.2299	
Generador (G1)	j0.0035	j0.0002	
Generador (G2)	j0.0035	j0.0002	
Generador (G3)	j0.01	j0.007	
Generador (G4)	j0.01	j0.007	

La figura D.4 muestra el sistema de prueba número 4 utilizado en las simulaciones.

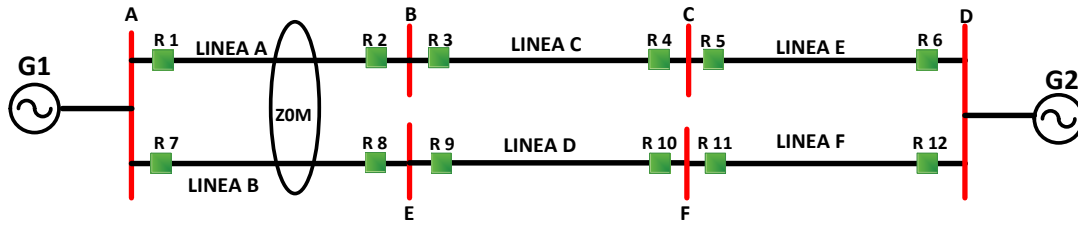


Figura D.4 Sistema de prueba 4

La tabla D.4 muestra las impedancias de secuencia de los elementos de la figura D.4. El voltaje base del sistema es de 230KV

Tabla D.4 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 4

Elemento	Impedancia de secuencia positiva	Impedancia de secuencia Cero	Impedancia mutua de secuencia cero
Línea A	$0.0910+j0.1173$	$0.0982+j0.3678$	$0.0885+j0.2200$
Línea B	$0.0910+j0.1173$	$0.0982+j0.3678$	$0.0885+j0.2200$
Línea C	$0.0139+j0.0941$	$0.0458+j0.2913$	
Línea D	$0.0059+j0.0733$	$0.0614+j0.2299$	
Línea E	$0.0098+j0.0341$	$0.0262+j0.1757$	
Línea F	$0.0030+j0.1040$	$0.0080+j0.0536$	
Generador (G1)	$j0.01$	$j0.007$	
Generador (G2)	$j0.01$	$j0.007$	

La figura D.5 muestra el sistema de prueba número 3 utilizado en las simulaciones.

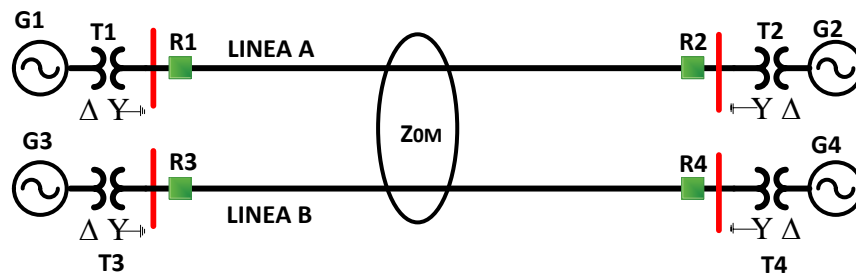


Figura D.5 Sistema de prueba 5



La tabla D.5 muestra las impedancias de secuencia de los elementos de la figura D.5.

Tabla D.5 Impedancias de secuencia para el sistema de Prueba 5

Elemento	Impedancia de secuencia positiva	Impedancia de secuencia Cero	Impedancia mutua de secuencia cero
Línea A	0.0039+j0.0485	0.0406+j0.1520	0.06367+j0.1581
Línea B	0.0039+j0.0485	0.0406+j0.1520	0.06367+j0.1581
Transformador (T1)	j0.0019	j0.0019	
Transformador (T2)	j0.0019	j0.0019	
Transformador (T3)	j0.0059	j0.0059	
Transformador (T4)	j0.0059	j0.0059	
Generador (G1)	j0.0035	j0.0002	
Generador (G2)	j0.0035	j0.0002	
Generador (G3)	j0.01	j0.007	
Generador (G4)	j0.01	j0.007	