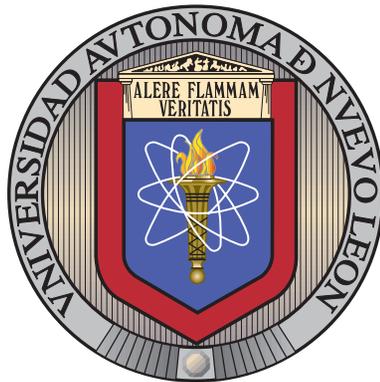


UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



SUPERVISIÓN DE LA ZONA DE COBERTURA DE
RESPALDO EN UN RELEVADOR DE DISTANCIA

POR

EDUARDO DE JÉSUS BERNAL ORTEGA

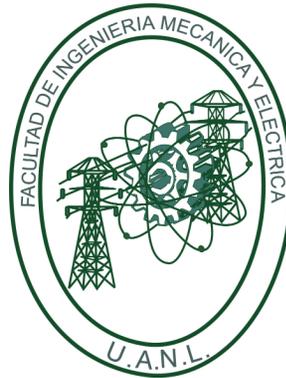
COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

10 DE NOVIEMBRE DE 2023

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

SUBDIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO



SUPERVISIÓN DE LA ZONA DE COBERTURA DE
RESPALDO EN UN RELEVADOR DE DISTANCIA

POR

EDUARDO DE JÉSUS BERNAL ORTEGA

COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRÍA EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA ELÉCTRICA

10 DE NOVIEMBRE DE 2023

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NUEVO LEÓN
Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica
Posgrado

Los miembros del Comité de Evaluación de Tesis recomendamos que la Tesis “Supervisión de la Zona de Cobertura de Respaldo en un Relevador de Distancia”, realizada por el estudiante Eduardo de Jesús Bernal Ortega, con número de matrícula 2129692, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica.

El Comité de Evaluación de Tesis

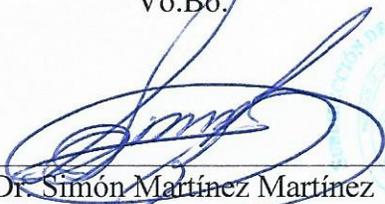
Dr. Ernesto Vázquez Martínez
Director

Dra. Gina María Idárraga Ospina
Revisor

Dr. Manuel Antonio Andrade Soto
Revisor

Dr. Fernando Salinas Salinas
Revisor

Vo.Bo.



Dr. Simón Martínez Martínez
Subdirector de Estudios de Posgrado

Institución 190001

Programa 557520

Acta Núm. 4448

Ciudad Universitaria, a 2 de Octubre del 2024.

Universidad Autónoma de Nuevo León

Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Subdirección de Estudios de Posgrado

Los miembros del Comité de Tesis recomendamos que la Tesis «Supervisión de la zona de cobertura de respaldo en un relevador de distancia», realizada por el alumno Eduardo de Jesús Bernal Ortega, con número de matrícula 2129692, sea aceptada para su defensa como requisito parcial para obtener el grado de Maestría en Ciencias de la Ingeniería Eléctrica con orientación en .

El Comité de Tesis

Dr. Ernesto Vázquez Martínez

Asesor

Dr. Manuel Antonio Andrade Soto

Presidente

Dra. Gina María Idarraga Ospina

Secretaria

Dr. Fernando Salinas Salinas

Vocal

Vo. Bo.

Dr. Simón Martínez Martínez

Subdirección de Estudios de Posgrado

San Nicolás de los Garza, Nuevo León, 10 de noviembre de 2023

Miranda, una meta más juntos. Gracias por haber estado aquí cuando mas lo necesité.

Papás, sabiendo que jamás existirá una forma de agradecer una vida de lucha, sacrificio y esfuerzo constantes, sólo deseo que entiendan que mi esfuerzo es inspirado en ustedes.

Pamela y Gerardo, los admiro y agradezco inmensamente su apoyo, cariño y confianza que siempre me han dado para poder continuar mi camino.

Agradecimientos

A mis padres, Hermanos, amigos.

Mi profundo agradecimiento a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, así como al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por confiar en mí, abrirme las puertas y permitirme realizar este gran logro.

De igual manera mis agradecimientos a todos mis profesores, en especial al Dr. Ernesto Vázquez Martínez por su asesoría y gran paciencia en este proyecto.

Eduardo de Jesus Bernal Ortega

10 de noviembre de 2023

Resumen

Los relevadores de distancia son dispositivos utilizados para proteger las líneas de transmisión. Su correcto funcionamiento depende de varios factores, como los valores de ajuste seleccionados y los cambios en la topología del sistema eléctrico. Estos cambios pueden afectar la medición de impedancia y, como resultado, la operación del relevador. Además, es de crucial importancia coordinarlos con otros relevadores a través de las zonas de cobertura para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico.

Los retos generados por el crecimiento en la demanda de energía eléctrica, la incorporación de nuevas centrales de generación y los cambios en las condiciones operativas a las que se exponen las protecciones de distancia, requieren garantizar la confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad del servicio en los sistemas eléctricos de potencia. Estas garantías deben mantenerse incluso en casos de fallas en las protecciones principales, por lo que es de suma importancia supervisar constantemente las zonas de cobertura del respaldo en los relevadores de distancia. Por tanto, es necesario desarrollar herramientas que faciliten la supervisión y ayuden a proponer soluciones para asegurar una cobertura adecuada del relevador.

En este trabajo de investigación se ha desarrollado una herramienta que permite supervisar la cobertura de los relevadores que funcionan como respaldo, con el obje-

tivo de detectar la pérdida de cobertura y proponer nuevos ajustes para mejorarla. La efectividad de esta herramienta se evaluó mediante simulaciones en la red de prueba del software Aspen OneLiner y en la red de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), específicamente en las zonas Bajío y Baja California.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Descripción del problema	1
1.2. Antecedentes	4
1.3. Hipótesis	7
1.4. Objetivos	8
1.4.1. Objetivo general	8
1.4.2. Objetivos específicos	8
1.5. Limitaciones de la aplicación	9
1.6. Estructura de la tesis	10
2. Cobertura del relevador de distancia	11
2.1. Operación de la protección de distancia	12
2.2. Características operativas	13
2.3. Coordinación de la protección de distancia	14
2.4. Operación de la 3ra zona	15
2.5. Esquemas de respaldo	17
2.5.1. Respaldo remoto	18
2.5.2. Respaldo local	18
2.6. Factores que afectan la cobertura de 3ra zona	19
2.6.1. Efecto de fuente intermedia	19

2.6.2. Acoplamiento mutuo de secuencia cero	21
2.6.3. Resistencia de falla	22
2.6.4. Líneas con multiples distancias	25
2.6.5. Cambios en las condiciones operativas	26
2.6.6. Caso de análisis	26
2.7. Conclusiones	31
3. Supervisión de la zona de cobertura del respaldo	32
3.1. Introducción	32
3.2. Método basado en el Crecimiento de la impedancia lineal	33
3.3. Caso de análisis	35
3.4. Conclusiones	37
4. Determinación de nuevos ajustes	38
4.1. Algoritmos para determinar los nuevos ajustes en el relevador	39
4.1.1. Linealización de la impedancia medida	39
4.2. Caso de análisis	42
4.3. Conclusiones	46
5. Descripción del algoritmo	47
5.1. Desarrollo del algoritmo	48
5.1.1. Detección de pérdida de cobertura	49
5.1.1.1. Entrada de información de la red eléctrica	49
5.1.1.2. Evaluación de cobertura	49
5.1.1.3. Estimación del alcance de la cobertura	51
5.1.2. Determinación de nuevos valores de ajuste	53
5.1.2.1. Entrada de información	53
5.1.2.2. Determinación de nuevo valor de ajuste	53

5.1.2.3. Limitaciones de la aplicación	54
5.1.2.4. Conclusiones	54
6. Simulación y análisis de resultados	56
6.1. Herramientas de simulación	57
6.1.1. Aspen OneLiner	57
6.1.2. Matlab	57
6.2. Escenarios de simulación	58
6.2.1. OneLiner 1	58
6.2.2. OneLiner 2	60
6.2.3. CFE caso 1	61
6.3. Caso de análisis	62
6.3.1. Análisis general de resultados en la predicción de cobertura	63
6.3.2. Análisis particular de resultados en la cobertura implementando los nuevos valores de ajuste en la sección Claytor-Fieldade-Ohio	67
6.3.3. Conclusiones de resultados	69
6.4. Conclusiones	69
7. Conclusiones	71
7.1. Conclusiones	71
7.2. Aportaciones	73
7.3. Trabajo futuro	73

Índice de figuras

1.1. Lógica de operación de la protección de distancia.	3
2.1. Plano de impedancia R-X	13
2.2. Característica operativa tipo mho	14
2.3. Zonas de cobertura representadas en red eléctrica	16
2.4. Zonas de cobertura representadas en característica tipo mho	16
2.5. Diagrama que representa la incorporación de fuente intermedia.	20
2.6. Acoplamiento mutuo en líneas de transmisión	22
2.7. Falla en red eléctrica con presencia de resistencia de falla	23
2.8. Diagrama de medición de impedancia con presencia de resistencia de falla	24
2.9. Sistema con líneas de transmisión de múltiples distancias	25
2.10. Sistema analizado en Aspen OneLiner.	27
2.11. Grafica para una falla en Nevada-Reusens vista por el relevador Ohio- Nevada.	28
2.12. Grafica para una falla en Nevada-Arizona vista por el relevador Ohio-Nevada.	28
2.13. Sistema analizado en AspenOnliner.	29
2.14. Grafica para una falla en Nevada-Arizona vista por el relevador Ohio-Nevada.	30
2.15. Grafica para una falla en Nevada-Reusens vista por el relevador Ohio- Nevada.	30

3.1. Falla en red eléctrica	33
3.2. Gráfica de la supervisión de zona de cobertura	35
3.3. Red eléctrica para caso de análisis	36
4.1. Gráfica de estimación de cobertura del respaldo	39
4.2. Valores de N para estimación del ajuste	41
4.3. Porcentajes de cobertura respecto a valores de Z_{3NEW}	41
4.4. Sistema eléctrico para caso de análisis	42
4.5. Cobertura con el ajuste actual	43
4.6. Cobertura con ajuste al 50%	44
4.7. Cobertura con ajuste al 95%	44
4.8. Cobertura con ajuste al 100%	45
5.1. Algoritmo	48
5.2. Ejemplo uso de secuencias	51
5.3. Resultados secuencia negativa y cero	52
6.1. Diagrama del sistema eléctrico para prueba OneLiner 1.	58
6.2. Cobertura al 100%	59
6.3. Cobertura disminuída	60
6.4. Diagrama del sistema eléctrico para prueba OneLine 2.	61
6.5. Diagrama del sistema eléctrico para prueba CFE Caso 1.	62
6.6. Resumen de resultados en base a secuencias	64
6.7. Resumen de resultados impedancias de Thévenin similares	64
6.8. Resumen de resultados impedancias de Thévenin distintas y acoplamiento mutuo de secuencia cero	65
6.9. Gráfica de predicción de operación del relevador según el algoritmo utilizado.	66

6.10. Gráfica de operación del relevador.	67
6.11. Resumen de %e en relación al tipo de falla con un $f_{correc} = 1$	68
6.12. Resumen de %e en relación al tipo de falla con un $f_{correc} = 1.00783$	69

Capítulo 1

Introducción

El primer capítulo de esta investigación tiene como objetivo proporcionar una introducción al lector sobre el problema de la pérdida de cobertura de la tercera zona en relevadores que operan como respaldo en la protección de líneas de transmisión. También, dentro del contenido de este capítulo se define la metodología que se utiliza para el desarrollo de esta investigación. Además se presenta la hipótesis que se busca validar, y se desarrollan los objetivos que son utilizados para el desarrollo de esta investigación. Al finalizar este primer capítulo, se ofrece una descripción concisa de los temas que se abordarán en los capítulos siguientes.

1.1. Descripción del problema

El objetivo de la protección de líneas de transmisión está enfocado en determinar la ubicación exacta donde ocurre una falla sin importar las propiedades particulares de dicho evento, tal como: Tipo de falla (Monofásica, bifásica, trifásica, etc) o topología de la red. El esquema de protección de distancia es de selectividad relativa y su funcionamiento consiste en calcular el valor de impedancia aparente como una relación entre

voltaje V_r y corriente I_r medidos en la ubicación del relevador, tomando en cuenta la dirección o sentido de las corrientes, es decir:

$$Z_r = \frac{V_r}{I_r} \quad (1.1)$$

Una de las características en un relevador de distancia, es que debe operar liberando solo la línea de transmisión en la que está presente la falla, y esto se cumple cuando Z_r es menor a la impedancia definida en condiciones normales. Durante un evento de corto circuito en líneas de transmisión, el voltaje disminuye abruptamente y la corriente aumenta, por lo tanto, el valor de Z_r disminuye, y en consecuencia el relevador debe operar.

De forma general es posible demostrar que el valor obtenido de Z_r no es proporcional a la ubicación o distancia exacta en la que se ubica la falla, debido a diversos factores que pueden afectar la precisión de la impedancia medida, tal como lo son el valor de resistencia de falla, el efecto de fuente intermedia o la saturación en los transformadores de instrumento.

En la Fig. 1 se observa un ejemplo práctico del funcionamiento de la protección de distancia, en donde se muestra que cada uno de los relevadores cuenta con 3 zonas distintas de operación las cuales están indicadas por los apostrofes ‘, ‘, y ‘” , que como se vió anteriormente estas zonas puede ser principales o de respaldo y tienen distintos alcances y tiempos de operación.

Se plantea un caso de estudio, el cual consiste en una línea de transmisión alimentada por generación en ambos extremos, es decir en las barras A y D. Se analizarán dos

eventos distintos. Para el caso 1 ocurre una falla en la línea de transmisión que se ubica entre las subestaciones B y C, la ubicación exacta es el punto F1. Es posible observar que dicho evento puede ser detectada por las protecciones 1, 3, 4 y 6. Sin embargo las protecciones 3 y 4 lo detectan como primera zona y deberían operar de forma instantánea. En cambio 1 y 6, lo detectan en tercera zona y deberían de operar en respaldo con un tiempo de retardo mayor al definido en segunda zona. Es importante mencionar, que los relevadores de respaldo solo deben accionar en caso de que la protección principal no opere. La razón por la cual 2 y 5 no detectan la falla a pesar de encontrarse relativamente cerca al evento, es debido a que el sentido en el cual visualizan la falla es en dirección a la subestación A como se ve en la Figura 1.1. [1]

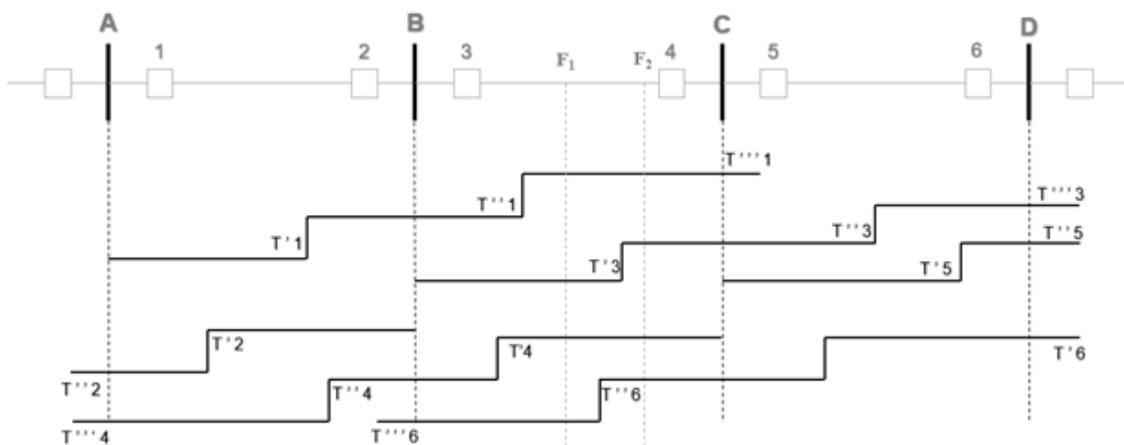


Figura 1.1: Lógica de operación de la protección de distancia.

Para el caso 2 ocurre nuevamente una falla en la línea de transmisión que se ubica entre las subestaciones B y C, ahora la ubicación exacta es el punto F2. Para este evento, las protecciones que detectan la falla son 1, 3, 4 y 6. Sin embargo solo el relevador 4 detecta el evento en zona 1, en el caso de las protecciones 3 y 6 lo detectan en zona 2, y operarán en respaldo en caso de que el relevador 1 falle. Finalmente, en el caso de la

protección 1 observamos que opera como respaldo en zona 3 y debe tener asignado un retardo de tiempo mayor al de los relevadores 3 y 6.

Esta lógica de operación de la protección de distancia debe ser independiente de las condiciones de operación de la red, de manera que haya seguridad de que, en caso de que ocurra una falla se libere por la protección primaria de la línea donde esta ocurrió, o en su defecto, por las protecciones de respaldo en caso de que la protección primaria falle. Sin embargo la cobertura de esta, en especial la de la tercera zona, es susceptible a errores de medición, por lo cual no es viable asumir que las protecciones de respaldo realizarán su función (no proteger el 100% de las líneas adyacentes a la protegida), lo que puede provocar un disturbio en la red eléctrica.

1.2. Antecedentes

En esta sección se abordarán algunos trabajos de investigación que realizan aportaciones al área de estudio de la protección de distancia, centrándose en proponer soluciones mediante algoritmos, metodologías, entre otros, en escenarios donde existe presencia de infeed, acoplamiento mutuo de secuencia cero, extremo débil o algún fenómeno que pueda afectar la cobertura del relevador de distancia.

A.E. Paredes en [2] propone dos algoritmos capaces de determinar la cobertura en un relevador de distancia a partir de la información obtenida por PMU's. Los algoritmos son evaluados solo para fallas monofásicas y trifásicas en la red IEEE de 6 buses y en dos áreas en la red de Aspen OneLiner.

A. Nájera en [3] propone un algoritmo mediante el cual se pueden establecer los

ajustes y la coordinación en relevadores de distancia y de sobrecorriente que se ven afectados por el acoplamiento mutuo de secuencia cero y el efecto de fuente intermedia en configuraciones de líneas paralelas. El algoritmo considera tres posibles escenarios en los que no se cuenta con un canal de comunicación, y se deben tener en cuenta el tipo de arreglo y el nivel de tensión. En consecuencia, la metodología a seguir dependerá de la topología de la red.

M. Azari, M. Ojaghi K. Mazlumi en [4] propone un algoritmo para determinar el ajuste de la zona 3 en relevadores de distancia, a partir de la información proporcionada al simular fallas en zona 2 considerando valores máximos y mínimos de generación e infeed.

B. Mallikarjuna, P. Shanmukesh, D. Anmol, M. Jaya Bharata Reddy y D. K. Mohanta en [5] propone una metodología utilizando PMU's y relevador de distancia para realizar un ajuste adaptivo durante situaciones de infeed. Esta metodología considera el uso de factores de corriente, los cuales son obtenidos por medio del Concentrador de Datos Fasoriales (PDC) en conjuntos con PMU's. Así mismo, las pruebas del algoritmo son realizadas en redes de 4 buses apoyados con softwares de simulación.

S. George y S. Ashok en [6] propone un ajuste en la característica cuadrilateral de relevadores que operen protegiendo líneas de transmisión que unen los parques eólicos al sistema eléctrico de potencia. El ajuste propuesto depende de la variación en la potencia generada por el parque eólico. El método es probado por medio de simulación en un modelo modificado de IEEE 30-bus y en una prueba de laboratorio.

R. Dubey, S.R. Samantaray, B.K. Panigrahi y G.V. Venkoparao en [7] propone un ajuste adaptativo en la característica operativa tipo cuadrilateral de los relevadores uti-

lizados para proteger líneas de transmisión que están conectadas a parques de generación eólica. Los ajustes que determinan los límites de las bandas para la operación de la protección se obtienen teniendo en cuenta las variaciones en la generación del parque eólico y el acoplamiento mutuo de las líneas de transmisión. El método propuesto se evalúa mediante simulación en un sistema de pequeña escala que incluye un controlador de flujo de potencia unificado y también presenta acoplamiento mutuo. Durante la simulación, se analizan diversos valores de resistencia de falla y se compara el desempeño entre la característica tipo mho y el ajuste propuesto.

J.F. Piñeros en [8] propone una metodología para determinar los ajustes óptimos de protección de líneas de transmisión. La metodología incluye tres áreas principales: Detección automática de la topología de la red mediante métodos constructivos, definición del rango de ajustes mediante reglas y evaluación del desempeño de los ajustes seleccionados utilizando lógica difusa para posibles fallas. El método propuesto se evalúa mediante simulación en el software Digsilent utilizando un escenario de prueba. Posteriormente se realizan dos simulaciones en escenarios reales.

Y. Beyazit y R. Yumurtaci en [9] Propone una herramienta basada en la regresión lineal, la transformada discreta de Fourier (DFT) y herramientas de machine learning. Esta herramienta tiene como objetivo mejorar la operación de los relevadores de distancia al caracterizar el efecto infeed generado por los parques fotovoltaicos durante eventos de falla en el sistema eléctrico de potencia. Utiliza las señales de voltaje y corriente durante una falla para su análisis.

S. Paladhi y A.K. Pradhan en [10] Se propone un ajuste adaptativo en relevadores de distancia con característica operativa tipo cuadrilateral para reducir los errores en la protección causados por cambios en la topología del sistema. Este algoritmo utiliza

mediciones de voltaje y corriente durante una falla y determina selectivamente si el relevador debe operar o no. Se evalúa el rendimiento del algoritmo propuesto mediante simulaciones en el sistema New England 39-Bus y Benchmark 12-Bus, considerando 5 casos de posibles cambios en la topología del sistema.

Aspen OneLiner en [11] desde su versión de 2016, el software proporciona una herramienta que permite revisar la zona de cobertura del relevador de distancia para las zonas 1 y 2. Además, genera una alerta si la zona de cobertura es demasiado corta o lo suficientemente grande como para acercarse a la segunda zona del relevador adyacente. Por otra parte, en caso de que existan traslapes entre las segundas zonas de pares de relevadores (principal y respaldo), se genera un error que impide fijar un valor de ajuste y se emite una alerta.

1.3. Hipótesis

La utilización del ajuste vigente de la tercera zona del relevador y la información de la condición de operación permitirá estimar el área de cobertura de la protección para determinar si puede cumplir con la función de respaldo para una falla en la línea adyacente; en caso de que la cobertura no sea la apropiada, se podrá calcular un nuevo ajuste de la tercera zona para que pueda realizar la función de respaldo en forma apropiada.

1.4. Objetivos

1.4.1. Objetivo general

La investigación se enfoca en desarrollar métodos para determinar las zonas de cobertura de las terceras zonas (funciones de respaldo) de los relevadores de distancia en una red eléctrica utilizando como información de entrada el ajuste de relevador y datos de la red eléctrica, identificar las protecciones que no cumplen los criterios de cobertura (operar como respaldo cuando sea requerido) y en consecuencia determinar los nuevos ajustes usando información de las condiciones de operación disponibles.

1.4.2. Objetivos específicos

Crear una herramienta que permita mejorar el desempeño de las protecciones de respaldo en una red eléctrica, la cual esté instalada en el centro de control de la subestación de potencia y por medio de la información que se proporcione sobre los cambios en la topología de la red sea capaz de realizar los nuevos ajustes en los relevadores de distancia, con el fin de que la cobertura de las terceras zonas de las protecciones de distancia garanticen la operación de las protecciones de respaldo cuando falle una protección primaria.

Calcular los nuevos ajustes de la protección teniendo en cuenta el estado actual de la red y sus cambios en la topología, incluyendo el efecto de fuente intermedia que pudiera existir.

Realizar pruebas de simulación en el programa ASPEN OneLiner y mediante registro de fallas reales, las cuales se obtendrán de la colaboración con la CFE, específica-

mente las oficinas de la red de CFE zona Bajío.

1.5. Limitaciones de la aplicación

El relevador utilizado para probar el algoritmo propuesto cuenta con 3 zonas de operación, una principal y dos de respaldo diferidas por los retardos de tiempo para su accionamiento, tal y como se indica en el capítulo 2.

El algoritmo propuesto está limitado a ser probado en redes eléctricas fuera de línea. Asimismo, su evaluación se lleva a cabo en una red con topología definida, donde todos sus parámetros son conocidos y no se consideran cambios o modificaciones durante las pruebas.

Las pruebas del algoritmo se llevan a cabo utilizando la información disponible en la red de prueba de Aspen Oneliner, así como los datos de fallas reales compartidos por la red de CFE.

El resultado obtenido corresponde a la cobertura de tercera zona del relevador de distancia. Esta cobertura ayuda al operador a contar con más información sobre las condiciones operativas bajo las cuales está funcionando el sistema eléctrico, lo que le permite tomar decisiones de manera más informada.

Con base en los puntos mencionados anteriormente, quedan fuera de los alcances de este trabajo de investigación la implementación del algoritmo para pruebas en tiempo real, así como la coordinación automática de protecciones, entre otros.

1.6. Estructura de la tesis

En el primer capítulo se realiza el planteamiento del problema, se definen los objetivos y se da un breve resumen del estado del arte, así como del alcance que esta tesis tendrá. Posteriormente, en el segundo capítulo se profundiza en el tema de la pérdida del respaldo en los relevadores de distancia por medio de conceptos relacionados al tema, y se describe el impacto que tiene la pérdida de las zonas de cobertura sobre la integridad de la red eléctrica. En consecuencia, en el tercer capítulo se presenta el algoritmo para la detección y evaluación de pérdida de cobertura en el relevador de distancia, por medio del desarrollo de su modelo matemático, así como los conceptos base relacionados al mismo. Así mismo, en el cuarto capítulo se presenta el algoritmo para realizar el cambio de ajuste al detectar la pérdida de cobertura en el relevador de distancia, por medio del desarrollo de su lógica de operación, así como los conceptos base relacionados al mismo. Posteriormente, en el capítulo quinto se realizan las pruebas al algoritmo por medio de simulaciones y pruebas en la red CFE Bajío.

Finalmente, en el sexto capítulo se realizan las pruebas a los cambios realizados en el ajuste de los relevadores de distancia, además se realizan las conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

Capítulo 2

Cobertura del relevador de distancia

La importancia de contar con un ajuste adecuado en los relevadores que protegen la línea de transmisión radica en garantizar la seguridad, confiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico de potencia. Además, es fundamental evitar daños en los equipos y reducir el riesgo de lesiones para el personal que trabaja en las compañías responsables de la operación y mantenimiento del sistema.

El crecimiento del sistema eléctrico nacional y la introducción de nuevas plantas de generación, así como las estrategias implementadas para compensar las cargas conectadas a la red eléctrica, generan nuevos retos en la selección de los ajustes adecuados para el respaldo de la tercera zona en los esquemas de protección de líneas de transmisión.

Este capítulo aborda inicialmente los temas relacionados con la operación en general de la protección de distancia (21), realizando una breve descripción de conceptos fundamentales que utilizaremos más adelante. Posteriormente se enfoca el desarrollo teórico en la zona de respaldo y los factores que afectan la cobertura de la misma.

2.1. Operación de la protección de distancia

La impedancia aparente según la definición en IEEE Guía para Aplicaciones de Relevadores de Protección a Líneas de Transmisión se define como: *"La impedancia desde la ubicación de un relevador hasta una falla determinada por un relevador de distancia a partir de la corriente y el voltaje aplicados"*. [12]

La lógica de operación mediante la cual un relevador de distancia es capaz de detectar una falla en una red eléctrica, es por medio del cálculo de la impedancia aparente, esto debido a que el valor real de impedancia de la línea de transmisión en Ω/km tiene un comportamiento relativamente constante, por lo cual en condiciones ideales puede considerarse que $Z_p = Z_L$, donde Z_p es la impedancia aparente, y Z_L la impedancia real de la línea. Sin embargo, debido a factores externos esta condición no siempre se cumple.

La operación del relevador de distancia debe realizarse cuando Z_p sea menor que Z_L , ya que en condiciones de falla el valor que toma la impedancia aparente es por debajo del valor de la impedancia real.

Como se mencionó en el capítulo 1, un relevador de distancia cuenta con una zona de protección principal y un par de zonas de respaldo. Dichas zonas dependen directamente del valor de impedancia de la red que protegen, y están diferenciadas además de por sus tiempos de operación, también por el alcance que pueden tener para detectar un cortocircuito desde la ubicación del relevador hasta el lugar donde ocurre la falla. Por esta razón, es muy importante que tanto el ajuste de impedancia como el retardo de tiempo que se le dé a un relevador sea el correcto [13].

2.2. Características operativas

Una forma gráfica de representar los valores de impedancia aparente para los cuales el relevador de distancia está en condiciones de operar es por medio de una característica operativa, la cual es plasmada en un plano de impedancia como se muestra en la figura 2.1. Existen tres tipos de características operativas tradicionales, las cuales son: Tipo impedancia, tipo reactancia y tipo mho [14] [15].

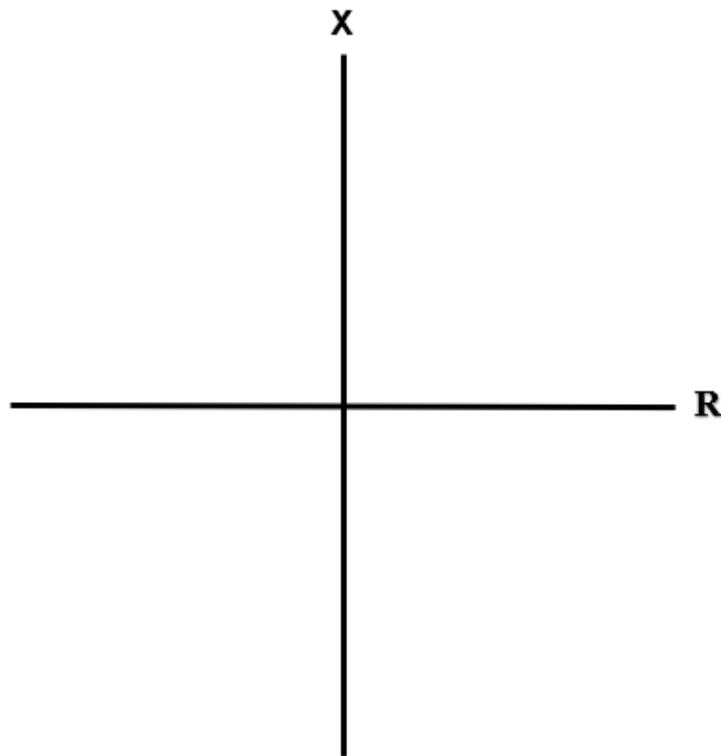


Figura 2.1: Plano de impedancia R-X

El elemento mho es una circunferencia que pasa por el origen del plano R-X y está orientado hacia el primer cuadrante, esta circunferencia cuenta con dos ajustes que determinan su zona de cobertura, por una parte el diámetro de la característica, la cual

es representada por un valor de magnitud de impedancia y por otra parte el ángulo del diámetro respecto al eje R el cual comunmente corresponde al ángulo de la línea protegida. En la figura 2.2 se muestra gráficamente la representación del elemento mho.[16]

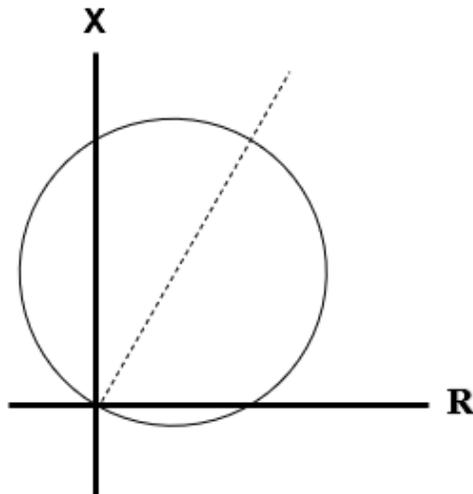


Figura 2.2: Característica operativa tipo mho

2.3. Coordinación de la protección de distancia

La coordinación de un relevador de distancia consiste en determinar los ajustes que se requieren, tal que ante un cortocircuito no se deriven problemas que comprometan al relevador a operar para fallas fuera de su zona de cobertura (Sobre-alcance), o peor aún, no ser capaz de detectar fallas que se encuentren dentro de la zona que debe proteger (Sub-alcance).

Dicho lo anterior, la primer zona debe operar de forma instantánea y debemos asegurarnos de que no caiga en problemas de sobrealcance. Por lo tanto el ajuste recomendado es entre el 80% y el 90% del valor de impedancia de la línea propia.

Tanto la segunda como la tercera zona corresponden al respaldo en caso de fallo de la protección en zona 1, es por esa razón que se recomienda establecer los valores de retardo de tiempo para la segunda zona entre 0.3 s y 0.5 s. Y para la tercera zona entre 0.6 s y 1.0 s.

Respecto a los ajustes en los valores de impedancia, C.F. Ramirez, menciona: *"La principal función de la segunda zona será la de cubrir el margen de seguridad de la primera zona y normalmente se ajusta como mínimo al 120% de la línea y como máximo que no alcance el 80% de la línea adyacente más corta. Existen diferentes tendencias para el ajuste de la zona 3. Algunas compañías ajustan la zona 3 del 100% al 120% de la línea protegida más la línea adyacente más larga, lo cual brinda respaldo remoto a las líneas adyacentes. Otras compañías la ajustan entre el 200% y 250% de la línea protegida."*[13]

2.4. Operación de la 3ra zona

Ciertamente, la finalidad de la tercera zona en los esquemas de protección de distancia es brindar el respaldo necesario para garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico, minimizando los riesgos de daños o afectaciones que podrían comprometer su operación. Por otra parte, es indispensable asegurar su funcionamiento en caso de falla de la protección principal. Dicho esto, es importante asegurarse de que el respaldo de las protecciones no se active de manera instantánea y se respete el margen de tiempo para permitir que la zona 2 pueda liberar la falla en primer lugar. Solo si la zona 2 no puede operar, entonces se activaría la zona 3.

Tomando como referencia la figura 6.2 podemos observar cómo las 3 zonas de cobertura del relevador de distancia tienen un alcance distinto en la red eléctrica, sin em-

bargo sólo la tercera zona puede detectar la falla que se encuentra presente.

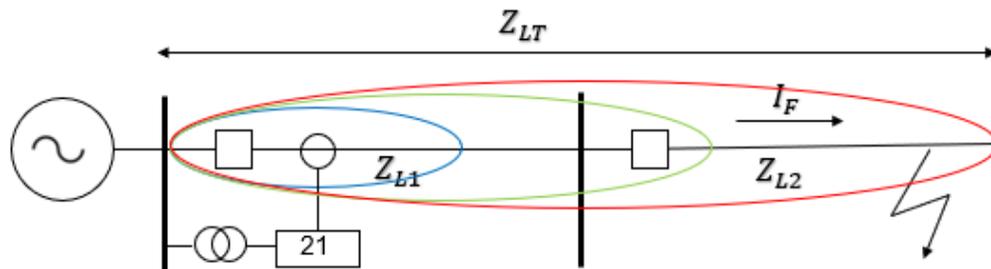


Figura 2.3: Zonas de cobertura representadas en red eléctrica

En la figura 2.4 se muestra la característica operativa del relevador de distancia. En esta representación, la ubicación de la falla se indica como un porcentaje de la impedancia Z_{LT} . Si se detecta una falla dentro de la tercera zona, el relevador operará como respaldo en caso de que la protección principal no opere.

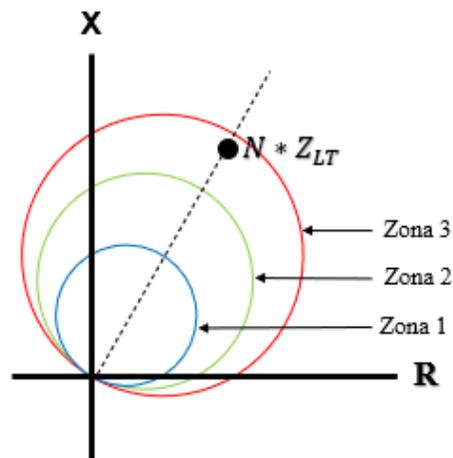


Figura 2.4: Zonas de cobertura representadas en característica tipo mho

Es importante tener en cuenta que el entorno en el que operan los relevadores de distancia es sumamente complejo debido a la amplia variedad de esquemas de pro-

tección que se utilizan para salvaguardar una línea de transmisión. Existen numerosos detalles técnicos que desempeñan un papel fundamental en la determinación del esquema que el respaldo en la protección de distancia debe adoptar para garantizar la confiabilidad de la red eléctrica. Algunos de estos aspectos incluyen el nivel de tensión, el grado de redundancia, los requisitos de confiabilidad y seguridad, el tipo de compensación reactiva, los tiempos de interrupción y la disponibilidad de canales de comunicación.

2.5. Esquemas de respaldo

Para que el sistema de protección pueda liberar una falla que afecta al sistema y está presente en la línea de transmisión, es necesario que un conjunto de elementos funcione de manera adecuada, ya que la omisión o falla en alguno de ellos compromete el funcionamiento completo del sistema de protección. Relevadores, interruptores, mecanismos de control, transformadores de instrumento, equipos de comunicación, teleprotección y almacenamiento de energía son algunos de los elementos que forman parte de una cadena de dispositivos que deben operar correctamente. Si alguno de estos elementos no funciona adecuadamente, el funcionamiento del esquema de protección estaría en riesgo.

Derivado de los riesgos implicados en este esquema, es necesario contar con respaldos que garanticen la protección del sistema eléctrico. Existen dos tipos de respaldo: respaldo remoto y respaldo local.

2.5.1. Respaldo remoto

El respaldo remoto corresponde a un esquema de protección en el cual los relevadores ubicados en subestaciones vecinas se encargan de proteger las líneas de transmisión que se extienden desde esas subestaciones, y son capaces de proporcionar respaldo en caso de fallas en las líneas adyacentes. Este tipo de respaldo no depende de los relevadores, transductores, baterías u otros elementos pertenecientes al relevador que se da respaldo. Uno de los principales problemas asociados a este tipo de respaldo es su tiempo de operación para liberar fallas, además de los problemas relacionados con la selección de un ajuste adecuado para visualizar ciertas fallas en líneas vecinas sin provocar traslape de zonas de cobertura con los relevadores vecinos o generar subalcance[13].

2.5.2. Respaldo local

Por otra parte, el respaldo local corresponde a un esquema de respaldo en el cual tanto el relevador principal como el respaldo se encuentran ubicados en la misma subestación. Sin embargo, existen varios tipos de respaldo local. El sistema redundante implica una conexión en paralelo o en serie para aumentar el nivel de fiabilidad y seguridad de la protección, asegurando así su funcionamiento en caso de una falla. Además, el respaldo local por falla de interruptor o disparo remoto es una protección adicional que garantiza el funcionamiento de los relevadores en subestaciones vecinas para liberar la falla. Por último, el respaldo local de subestación en relevadores de distancia depende de las zonas 3 y 4, que corresponde a la zona de reversa. En esta zona, el respaldo para dicha falla se encuentra en los circuitos que están conectados dentro de la misma subestación, por lo tanto, no depende de la línea fallada[13].

2.6. Factores que afectan la cobertura de 3ra zona

Como se mencionó anteriormente, la operación adecuada del relevador de distancia depende directamente de la concordancia entre el valor de impedancia medido y los valores de impedancia predefinidos establecidos como referencia para cada zona.

En condiciones ideales, al medir la impedancia entre la ubicación del relevador y el punto donde se produce la falla, tanto el valor de la impedancia medida como el de la línea deberían ser iguales, es decir, $Z_P = Z_L$. Sin embargo, debido a factores externos, esta condición rara vez se cumple.

2.6.1. Efecto de fuente intermedia

Una de las causas más comunes por las cuales una protección de distancia presenta errores en su medición de impedancia y, en consecuencia, una disminución en su alcance para detectar fallas, son las caídas de voltaje provocadas por las aportaciones de corriente de fuentes de generación ubicadas entre el relevador y el lugar donde se presentó el cortocircuito.

Para que la expresión $Z_P = Z_L$ pueda cumplirse, deben presentarse los siguientes escenarios de forma simultánea: Por una parte, la falla debe ser sólida, es decir, el valor de la resistencia de falla R_F es tan pequeño que puede despreciarse. Ya que al existir un valor mayor de R_F se tiene la siguiente expresión:

$$Z_P = Z_L + R_F \quad (2.1)$$

Por otra parte, no deben existir aportaciones de corriente adicionales entre la ubica-

ción del relevador y el punto donde ocurre la falla, dado que, al existir una desigualdad entre estos valores de corriente provocaría diferencias entre la impedancia calculada y la impedancia medida. En consecuencia, el alcance de la protección se vería reducido. A este fenómeno se le conoce como efecto de fuente intermedia (Infeed) y puede representarse gráficamente como se muestra en la figura 3.1.

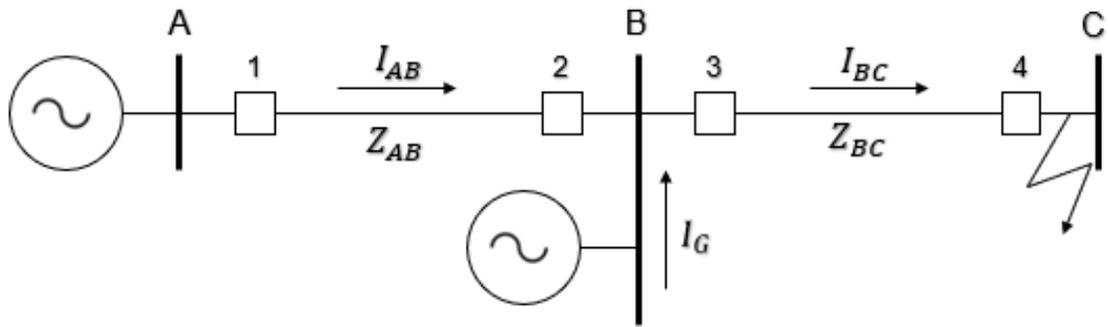


Figura 2.5: Diagrama que representa la incorporación de fuente intermedia.

En donde debido a la aportación de corriente por el generador conectado en la barra B, se tienen valores desiguales entre la corriente que mide el relevador en A y la que circula por la línea BC. Al ocurrir una falla en la barra C, la diferencia de potencial que mide la protección en A será el equivalente a la caída de tensión AB más la caída de voltaje en la línea BC, es decir[1]:

$$V_{pA} = V_A = I_{AB}Z_{AB} + I_{BC}Z_{BC} \quad (2.2)$$

La impedancia medida por la protección A está dada por:

$$Z_{pA} = \frac{V_{pA}}{I_{pA}} = \frac{V_A}{I_{AB}} = \frac{I_{AB}Z_{AB} + (I_{AB} + I_G)Z_{BC}}{I_{AB}} \quad (2.3)$$

Donde:

$$K_i = \frac{I_{BC}}{I_{AB}} \quad (2.4)$$

es el factor de distribución de corrientes. Sustituyendo (1.5) en (1.4)

$$Z_{pA} = Z_{AB} + K_i Z_{BC} \quad (2.5)$$

En conclusión, la impedancia medida por la protección A se ve afectada por el factor de distribución de corrientes, lo que resulta en un aumento en el valor de la impedancia medida. Esto provoca un subalcance, ya que el valor de la impedancia medida será mayor que la zona de cobertura del relevador de distancia, lo que conlleva a que la falla en la línea de transmisión quede fuera de la zona donde este puede proteger.

2.6.2. Acoplamiento mutuo de secuencia cero

El fenómeno de acoplamiento mutuo de secuencia cero se presenta durante fallas en líneas de transmisión que involucran la participación de circuitos paralelos, o en el caso específico de líneas de transmisión que operan a distancia muy cercana entre circuitos.

Los errores en la medición de impedancia atribuidos al acoplamiento mutuo de secuencia cero son causados por la circulación de corriente de falla a través de una de las líneas durante un cortocircuito. Esta corriente induce voltaje y corriente en el otro circuito a través del acoplamiento electromagnético que existe debido a su cercanía. En consecuencia se presenta una distorsión en la medición que realizan los relevadores de

distancia.

Tomando como referencia el acoplamiento mutuo en la red eléctrica con circuito doble que se presenta en la figura 2.6, obtenemos que en caso de ocurrir una falla en una de las líneas, si la corriente de acoplamiento mutuo I_{0M} circula en el mismo sentido que la corriente de secuencia cero vista por la protección de la línea fallada I_0 , se producirá un incremento en el voltaje medido. Esto generará problemas de subalcance por parte del relevador. Por otro lado, si I_{0M} circula en sentido opuesto a I_0 , se producirá un decremento en el voltaje medido, lo que ocasionará problemas de sobrealcance por parte de la protección. Estos fenómenos pueden afectar los esquemas de teleprotección así como los respaldos establecidos para dicho relevador.

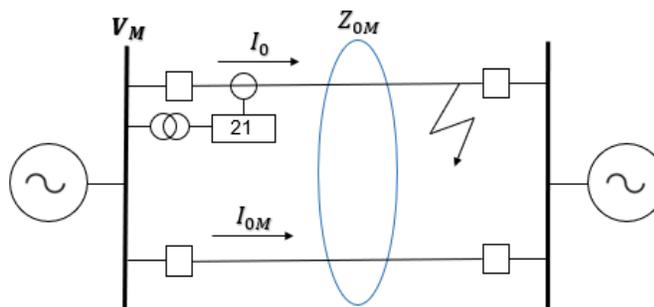


Figura 2.6: Acoplamiento mutuo en líneas de transmisión

El acoplamiento mutuo varía según la ubicación de la falla y la conexión del circuito paralelo en la misma subestación o en subestaciones distintas. Incluso cuando el circuito paralelo está inactivo, puede tener impacto si ambos extremos están aterrizados.

2.6.3. Resistencia de falla

El valor de la resistencia de falla es de suma importancia durante un evento de cortocircuito, especialmente en la medición de la distancia a la falla por parte del relevador

de distancia. Un valor elevado de resistencia de falla aumenta la medición de impedancia y, como resultado, puede generar problemas de subalcance en la protección.

Para la red eléctrica vista en la figura 2.7, la impedancia desde la ubicación del relevador 1 hasta el punto de la falla se representa como Z_{LT} . Sin embargo, debido a la presencia de una resistencia de falla distinta de cero y a la contribución de corriente proveniente del generador conectado al extremo derecho, cerca de la protección 2, se obtiene un valor diferente entre la impedancia medida por el relevador 1 y Z_{LT} .

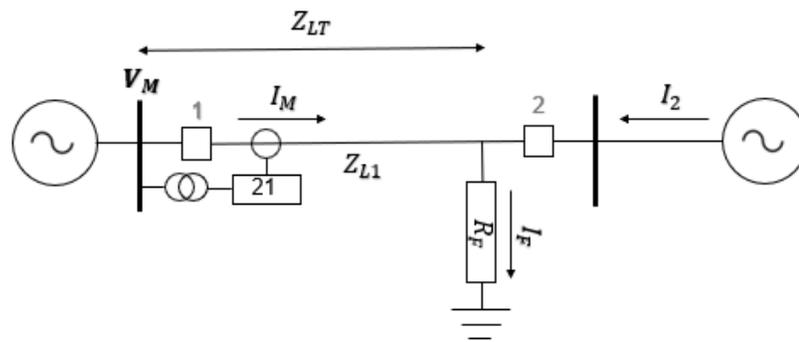


Figura 2.7: Falla en red eléctrica con presencia de resistencia de falla

En donde:

Z_{L1} = Impedancia de la línea propia

R_F = Resistencia de falla

V_M = Voltaje medido por el relevador

I_M = Corriente medida por el relevador

I_2 = Corriente aportada por el generador en el extremo final derecho

I_F = Corriente de falla

Considerando la resistencia de falla, el voltaje medido por el relevador 1 al ocurrir una falla en la línea Z_{L1} puede expresarse en forma de ecuación como:

$$V_M = Z_{L1} \cdot I_M + R_F \cdot I_F \quad (2.6)$$

Tomando como referencia la ecuación 2.6, la impedancia medida por el relevador puede expresarse como:

$$Z_M = \frac{V_M}{I_M} = Z_{L1} + R_F \cdot \frac{I_F}{I_M} \quad (2.7)$$

Del diagrama mostrado en la figura 2.6 podemos observar que la diferencia entre la impedancia teórica Z_{LT} y la impedancia medida Z_M es afectada tanto por el valor de la resistencia de falla como por el efecto de fuente intermedia.

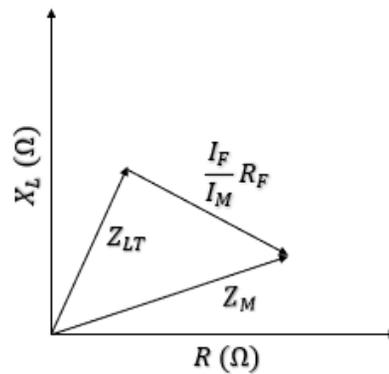


Figura 2.8: Diagrama de medición de impedancia con presencia de resistencia de falla

En resumen, la resistencia de falla afecta la medición de la impedancia realizada por el relevador, lo que resulta en una reducción del alcance de la protección de distancia. Una resistencia de falla alta puede disminuir la sensibilidad de la protección. Es necesario tener en cuenta la resistencia de falla durante el diseño y ajuste de los mismos para asegurar una protección adecuada de la línea de transmisión.

2.6.4. Líneas con múltiples distancias

El ajuste establecido en la tercera zona de un relevador de distancia debe ser capaz de proteger el 100% de la línea adyacente. Sin embargo, surge un problema cuando en la barra adyacente existen más de una línea, y este problema se incrementa en grado de complejidad cuando las líneas que salen de la subestación adyacente tienen distintas longitudes como se muestra en la figura 2.9.

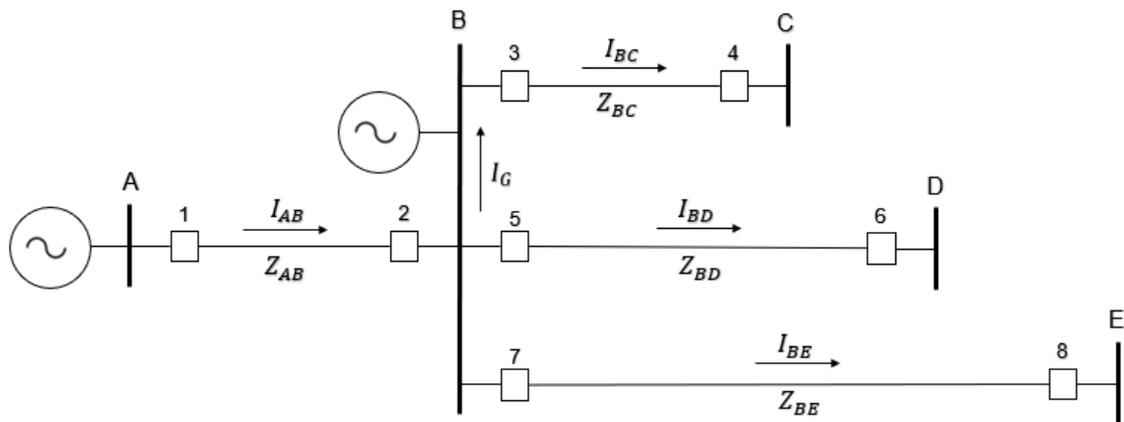


Figura 2.9: Sistema con líneas de transmisión de múltiples distancias

Tomando como referencia la figura 2.9, si el ajuste del relevador se realiza para proteger la línea que va de B a C, que es la más corta, esto pone en riesgo la protección adecuada del relevador con respecto a las otras líneas, ya que ambas líneas son más largas. En consecuencia, este ajuste solo cubriría un porcentaje de la longitud total de cada línea, lo que resultaría en un alcance insuficiente (Comunmente llamado subalcance) para las fallas que puedan ocurrir en las líneas BD o BE.

Por otra parte, si el ajuste del relevador se realiza para proteger la línea que va de B a E, que es la más larga, esto pone en riesgo la protección adecuada del relevador

con respecto a las otras líneas, ya que ambas líneas son más cortas. En consecuencia, este ajuste resultará en un alcance excesivo (Comunmente llamado sobrealcance) para fallas que ocurran después de los buses C o D, ya que el ajuste calculado representa un porcentaje mayor al 100% de las líneas BC y BD.

2.6.5. Cambios en las condiciones operativas

Los sistemas eléctricos de potencia se encuentran cambiando constantemente, sin embargo, los ajustes establecidos en las protecciones de distancia no cambian. Esto genera incertidumbre en el alcance real que tienen los relevadores.

Entre las condiciones que comúnmente cambian en los sistemas eléctricos de potencia se encuentra la intermitencia de las fuentes renovables conectadas al mismo. En consecuencia, los niveles de generación de las centrales convencionales se ven afectados. Por otra parte, también es común que haya cambios en los niveles de demanda por parte de las cargas, así como cambios en la topología de la red provocados por acciones de mitigación ante fallas en la red eléctrica.

2.6.6. Caso de análisis

Considere la red eléctrica de la figura 2.10, donde el transformador desfasador conectado en Nevada y la línea Nevada-Claytor están fuera de servicio. En estas condiciones, la zona de cobertura de respaldo de la protección Ohio-Nevada debe abarcar el 100% de las líneas Nevada-Arizona y Nevada-Reusens. El cálculo del ajuste de la tercera zona de la protección se calcula como:

$$Z_1 = 0.9 * 15.026 \quad (2.8)$$

$$Z_2 = 15.026 + 0.5 * \frac{2610}{1161} * 7.611 \quad (2.9)$$

$$Z_2 = 15.026 + 1.5 * \frac{2610}{1161} * 7.611 \quad (2.10)$$

Donde 15.026 es la impedancia de la línea Ohio-Nevada, 7.611 es la impedancia de la línea adyacente mas corta, que en este caso es la línea Nevada-Reusens, 2610 es la corriente total de falla de secuencia positiva (Para una falla trifásica al 99% de la línea Nevada-Reusens, con el extremo Reusens abierto) y 1161 la corriente de falla de secuencia positiva medida por la protección Ohio-Nevada.

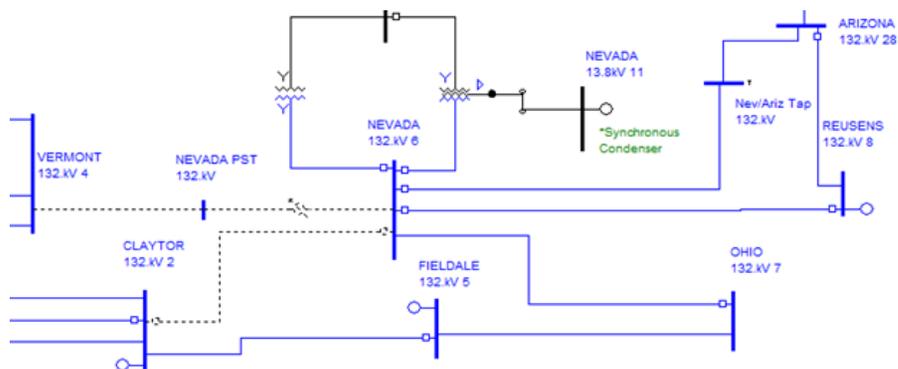


Figura 2.10: Sistema analizado en Aspen OneLiner.

En las figuras 2.11 y 2.12, se muestra el alcance de la tercera zona que se ha calculado, para respaldar las líneas Nevada-Arizona y Nevada-Reusens. Se puede apreciar como la protección Ohio-Nevada brinda respaldo al 100% de la línea Nevada-Reusens, sin embargo esta cobertura es del 84% en la línea Nevada-Arizona.

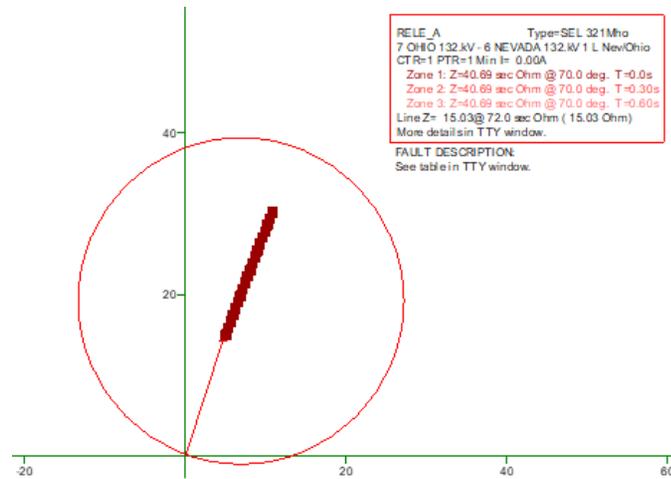


Figura 2.11: Grafica para una falla en Nevada-Reusens vista por el relevador Ohio-Nevada.

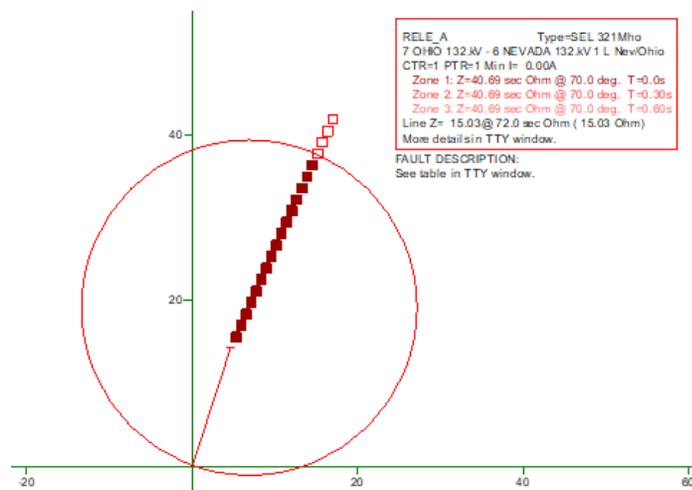


Figura 2.12: Grafica para una falla en Nevada-Arizona vista por el relevador Ohio-Nevada.

Sin embargo, cuando el transformador desfasador y la línea Nevada-Claytor entran en operación como se muestra en la figura 2.13, cambian las condiciones de operación de la red eléctrica.

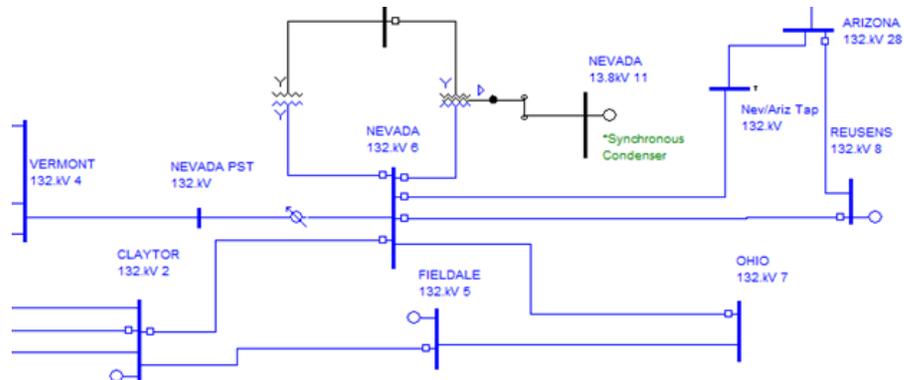


Figura 2.13: Sistema analizado en AspenOnliner.

Analizando la zona de cobertura de respaldo de la protección Ohio-Nevada, se obtienen los resultados que se muestran en las figuras 2.14 y 2.15. Ahora la cobertura de respaldo es del 52% y del 84% sobre las líneas Nevada-Arizona y Nevada-Reusens respectivamente. En consecuencia, si una falla ocurre entre el 52% y el 100% de la línea Nevada-Arizona y la protección primaria falla, la protección de respaldo Ohio-Nevada no podrá operar y eliminar una de las trayectorias de corriente hacia la falla, afectando la integridad de los equipos de la red eléctrica involucrados en la falla.

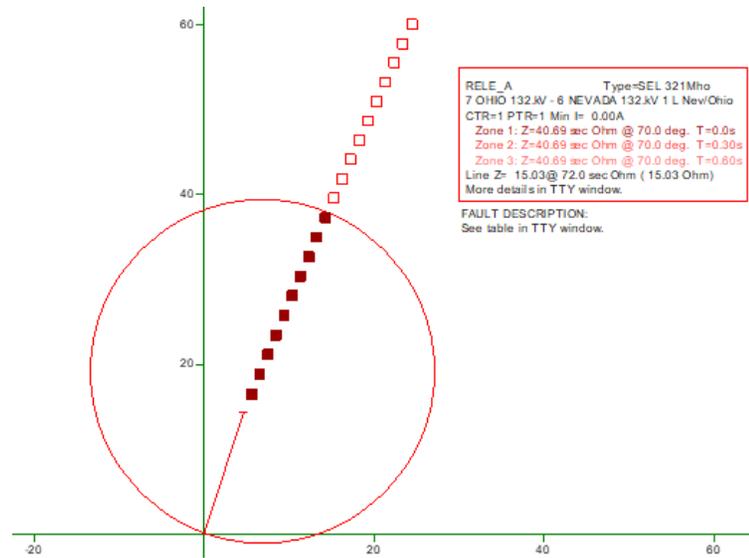


Figura 2.14: Grafica para una falla en Nevada-Arizona vista por el relevador Ohio-Nevada.

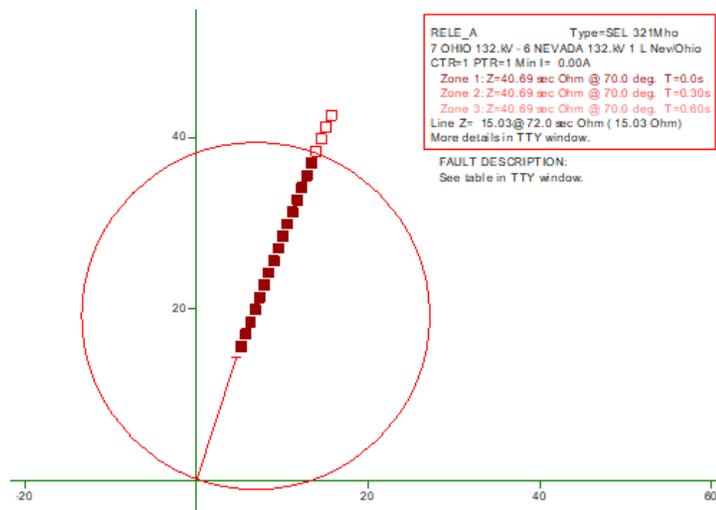


Figura 2.15: Grafica para una falla en Nevada-Reusens vista por el relevador Ohio-Nevada.

Este breve análisis demuestra el impacto que tiene el efecto de fuente intermedia en la reducción de las zonas de cobertura de la tercera zona en relevadores de distancia,

que depende principalmente de la distribución de corrientes

2.7. Conclusiones

Conocer el efecto que provocan en la tercera zona del relevador de distancia algunos fenómenos que están presentes en la red eléctrica y que pueden intensificar su efecto a causa de la dinámica propia del sistema, es de suma importancia. A causa de estos fenómenos, pueden derivarse situaciones en los sistemas de protección que pongan en riesgo la integridad del sistema eléctrico, tales como el subalcance o sobrealcance en la detección de fallas, lo que provoca omisiones o disparos incorrectos en el relevador de distancia.

En este capítulo se describieron algunos de los factores que pueden afectar la cobertura de la tercera zona en un relevador de distancia y, mediante la simulación de una falla, se evaluaron los cambios que pueden ocurrir en el relevador. El resultado fue una pérdida de cobertura de hasta un 32 %, lo cual es desfavorable ya que representa un subalcance en la protección de distancia, generando incertidumbre en la confiabilidad y continuidad de la red.

Capítulo 3

Supervisión de la zona de cobertura del respaldo

3.1. Introducción

Un correcto ajuste para el respaldo de tercera zona en la protección de distancia puede garantizar limitar la propagación de fallas a otras partes del sistema, sin embargo debido a la dinámica y los cambios a los que están expuestos los elementos que forman la red eléctrica pueden provocar que ese ajuste deje de ser el adecuado al cambiar la condición operativa.

Cuando se produce un cambio en las condiciones operativas o en la topología de la red, es necesario contar con una herramienta que pueda ayudar a determinar el alcance de los relevadores de distancia para detectar fallas en esta nueva condición. De esta manera, se asegura un esquema de protección integral y confiable.

En este capítulo se aborda el desarrollo de una herramienta capaz de determinar el

alcance de la protección de distancia, teniendo en cuenta las condiciones operativas disponibles. También se realiza una evaluación de la herramienta mediante la simulación de fallas en una red eléctrica.

3.2. Método basado en el Crecimiento de la impedancia lineal

Para determinar el porcentaje de cobertura de protección del respaldo en un relevador de distancia en una línea de transmisión, se emplea el método basado en el crecimiento de la impedancia lineal. Este enfoque implica un análisis en el cual se asume que, en caso de producirse una falla, la medición de la impedancia aparente realizada por el relevador seguirá un crecimiento predecible, constante y lineal. Por ejemplo, el valor de la impedancia aparente para una falla al 80 % será mayor que el valor correspondiente a una falla al 79 % [2].

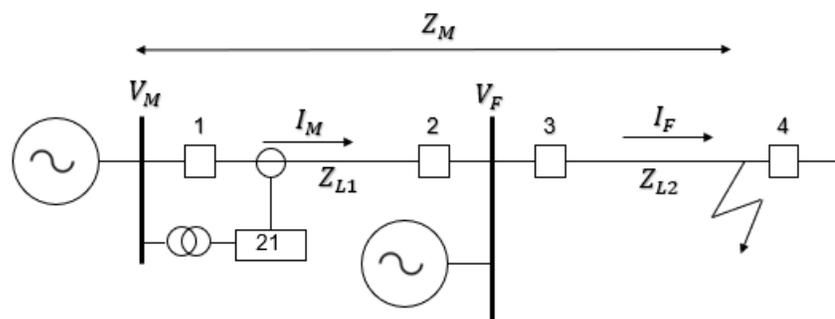


Figura 3.1: Falla en red eléctrica

Tomando como referencia la figura 3.1 se tiene que la impedancia medida por el relevador 1 desde su ubicación hasta el punto de falla está dada por Z_M , la cual puede expresarse en forma de ecuación como:

$$Z_M = Z_{L1} + N \cdot Z_{L2} \cdot \frac{I_F}{I_M} \quad (3.1)$$

Donde:

Z_M = Impedancia medida por el relevador

Z_{L1} = Impedancia de la línea propia

Z_{L2} = Impedancia de la línea adyacente

N = Porcentaje de la línea adyacente de falla

I_F = Corriente de falla

I_M = Corriente medida por el relevador

Sabiendo que el relevador de distancia opera cuando la impedancia medida es menor que el ajuste de zona 3, puede entonces esta restricción expresarse en forma de desigualdad como:

$$Z_M \leq Z_3 \quad (3.2)$$

Sustituyendo 3.2 en 3.1 y despejando N, se tiene:

$$N = \frac{I_M \cdot Z_3 - Z_{L1}}{I_F \cdot Z_{L2}} \quad (3.3)$$

En este contexto, N se puede interpretar como la cobertura de la línea adyacente hasta el cual la tercera zona del relevador de distancia puede brindar respaldo para una falla en dichas condiciones operativas.

La figura 3.2 corresponde a la representación gráfica en el uso del método para evaluar la cobertura del ajuste de la tercera zona. En ella se presenta un sencillo ejemplo en donde se evalúan dos valores de impedancia para el ajuste del respaldo en un relevador de distancia, por un lado, si se utiliza el ajuste de tercera zona actual correspondiente a

Z_{3A} , se estima que la cobertura alcanza el 50%. Por otro lado, si se emplea el ajuste de tercera zona Z_{3B} , se estima una cobertura del 100%.

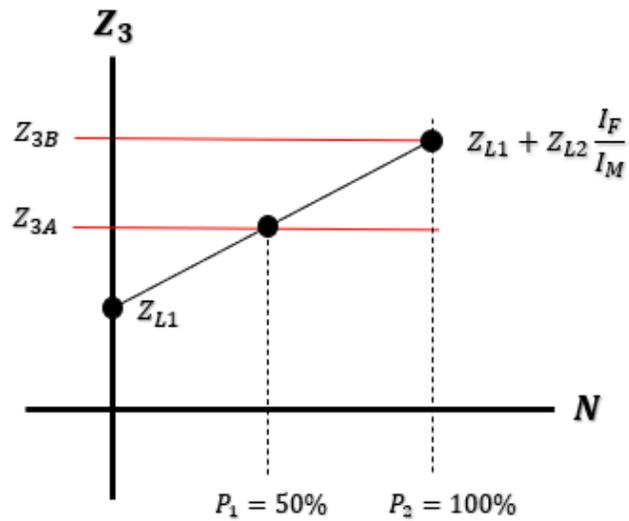


Figura 3.2: Gráfica de la supervisión de zona de cobertura

3.3. Caso de análisis

Con el objetivo de demostrar la efectividad del método utilizado para detectar el porcentaje de cobertura de un relevador de distancia para una falla en una línea de transmisión, se realiza una prueba en la red eléctrica vista en la figura 3.3.

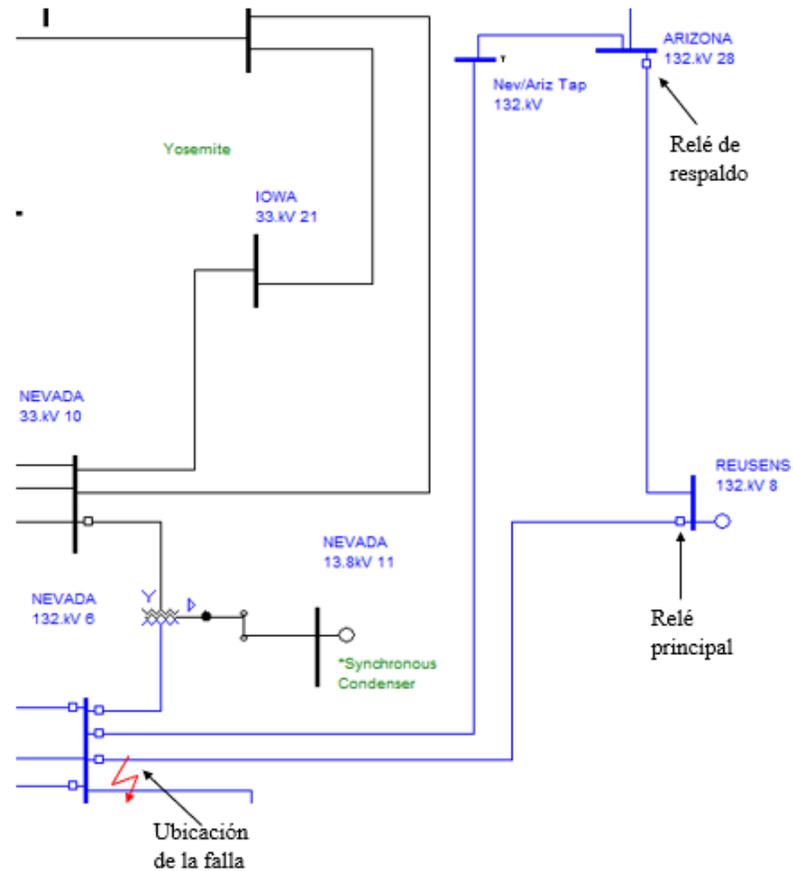


Figura 3.3: Red eléctrica para caso de análisis

Durante este análisis se probaron 4 tipos de fallas (Monofásica, bifásica, bifásica-Tierra y Trifásica), considerando para todos los casos fallas francas y considerando aporte de corriente de fuente intermedia, el mismo para los cuatro casos.

Los resultados obtenidos del porcentaje de error entre la cobertura estimada con el método y la cobertura real vista por el relevador se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1: Evaluacion del algoritmo en red OneLiner.

Tipo de falla	Prediccion	Alcance real	%error
Monofásica	35.7257	43.00	7.2743
Bifásica	35.8010	36.00	0.1990
Bifasica-Tierra	35.8859	38.00	2.1141
Trifásica	36.0088	36.00	0.0088

En la tabla 3.1, se puede observar que el porcentaje de error máximo detectado fue de 7.2743%, y corresponde a una falla monofásica. Sin embargo, el porcentaje de error mínimo fue de 0.0088%, y corresponde a una falla trifásica. En resumen, el porcentaje de error promediado en las 4 pruebas es del 2.3991%, demostrando un mejor desempeño para fallas trifásicas, bifásicas y bifásicas a tierra.

3.4. Conclusiones

Determinar la cobertura de los relevadores de distancia es crítico, ya que ante condiciones de disturbio es necesario conocer las funciones de protección disponibles. Para lograr esto, hay que determinar las zonas de cobertura. Sin embargo, la zona de cobertura depende de variables que cambian dinámicamente durante la operación de la red. En este capítulo se propone un método que permite calcularlo en base a la simulación de una falla y posteriormente la evaluación de la impedancia teórica medida. El resultado es que se tiene un error menor al 7.28% para fallas individuales y un promedio en el porcentaje de error general de 2.40%, lo cual es favorable para una aplicación tanto fuera de línea como en tiempo real.

Capítulo 4

Determinación de nuevos ajustes

Los sistemas de protección de líneas de transmisión desempeñan un papel crucial en la confiabilidad y continuidad del servicio eléctrico. Un ajuste adecuado de la tercera zona minimiza los riesgos de interrupción del sistema eléctrico de potencia al asegurar el funcionamiento de los relevadores que actúan como respaldo para detectar fallas en líneas donde la protección primaria presentó problemas en su funcionamiento y estos eventos no pudieron ser detectados por dicha protección. Por lo tanto, es de suma importancia tener la certeza de que, bajo las condiciones operativas actuales, el relevador es capaz de operar y liberar fallas que podrían comprometer el funcionamiento de los elementos que interactúan en una red eléctrica.

En este capítulo se presenta un método de análisis mediante el cual es posible obtener un nuevo ajuste para la tercera zona. Este ajuste tiene como objetivo aumentar la cobertura del relevador de distancia y, de esta manera, mejorar su desempeño como respaldo en casos de fallas en los que debe operar.

4.1. Algoritmos para determinar los nuevos ajustes en el relevador

4.1.1. Linealización de la impedancia medida

Este método supone que el crecimiento en la cobertura de protección que dará el relevador de distancia ante una falla sobre la línea a la que este da respaldo tiene un comportamiento lineal. Es decir, ese comportamiento lineal va desde el final de la línea propia, hasta el final de la línea adyacente. La figura 4.1 representa la suposición de crecimiento en la cobertura respaldando desde el 0% hasta el 100%.

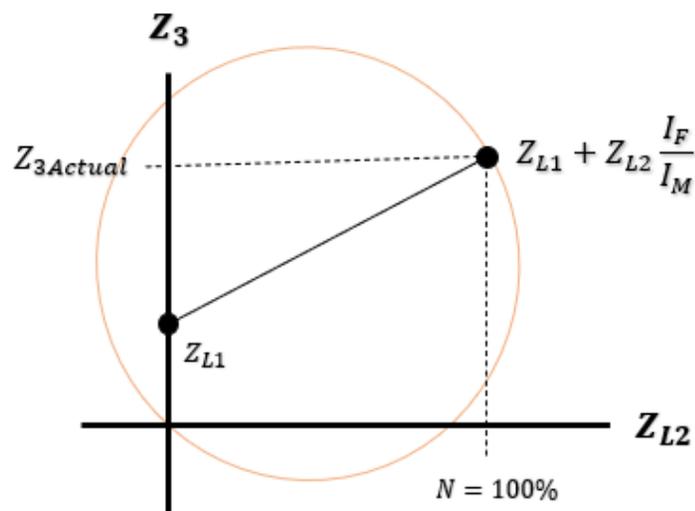


Figura 4.1: Gráfica de estimación de cobertura del respaldo

La ecuación que representa el ajuste de Z_3 actual, el cual brinda una cobertura para respaldar una falla de hasta el 100% de la línea adyacente es el siguiente:

$$Z_{3100\%} = Z_{Actual} = Z_{L1} + Z_{L2} \cdot \frac{I_F}{I_M} \quad (4.1)$$

Para la aplicación de este método, si se desea dar respaldo sólo a una parte de la

línea adyacente y no al 100%, basta con utilizar en el ajuste de Z_3 solo una parte de Z_{L2} . Adicionalmente debe tomarse en cuenta que debido a factores externos como el acoplamiento mutuo de secuencia cero o la resistencia de falla el crecimiento en la medición de impedancia no se comporta del todo lineal, por lo que debe multiplicarse dicho ajuste por un factor adicional para compensar el porcentaje de error que pueda existir. Por lo tanto, el ajuste de tercera zona utilizando el modelo propuesto puede ser representado por la siguiente ecuación:

$$Z_{3NEW} = (Z_{L1} + N_{NEW} \cdot Z_{L2} \cdot \frac{I_F}{I_M}) f_{correc} \quad (4.2)$$

donde f_{correc} es el factor de corrección que ayuda a disminuir el porcentaje de error y toma valores entre 1.00 y 1.10. Por otra parte, N_{NEW} corresponde a la sección de línea adyacente que se desea cubrir y es obtenido por la siguiente ecuación:

$$N_{NEW} = \frac{\%Cobertura}{100} \quad (4.3)$$

en donde $\%Cobertura$ corresponde al porcentaje de cobertura mínimo de la línea adyacente que se desea respaldar y toma valores entre 0 y 100.

La representación gráfica del modelo propuesto se muestra en las figuras 4.2 y 4.3, en ella se observa como N_{NEW} puede tomar diferentes valores según el porcentaje de cobertura de la línea adyacente que se desee respaldar.

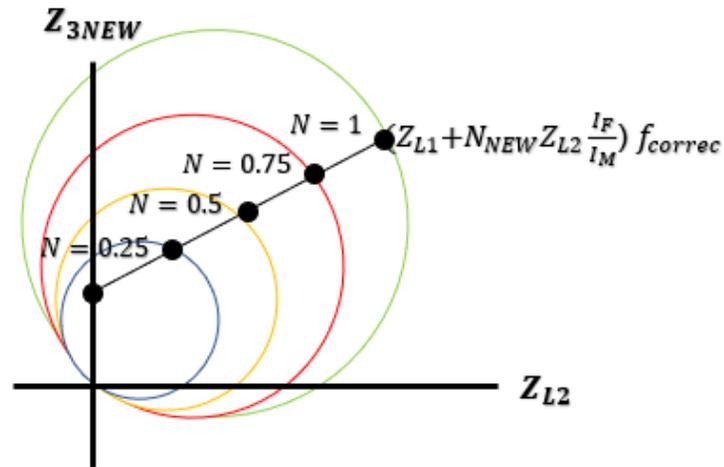


Figura 4.2: Valores de N para estimación del ajuste

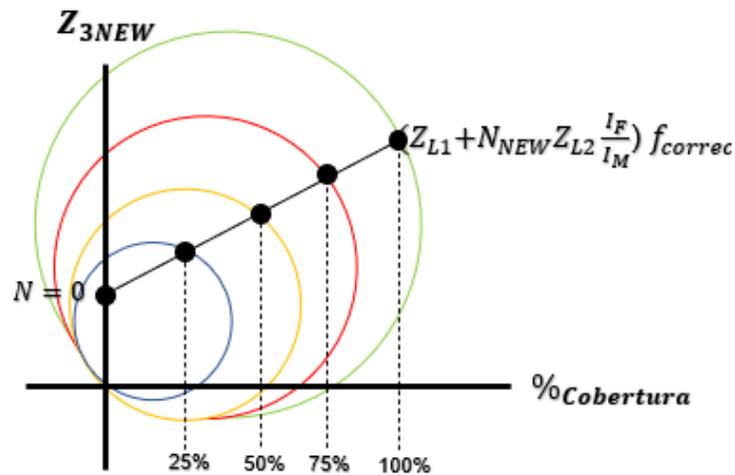


Figura 4.3: Porcentajes de cobertura respecto a valores de Z_{3NEW}

Para la aplicación del método propuesto, es necesario tener disponible los valores de corriente medidos por el relevador principal y por el relevador de respaldo para una falla en una línea de transmisión, además es necesario conocer los valores de impedancia de la línea en donde se ubica el relevador principal así como el respaldo. Además es necesario tener definido porcentaje de cobertura de línea adyacente que se desea res-

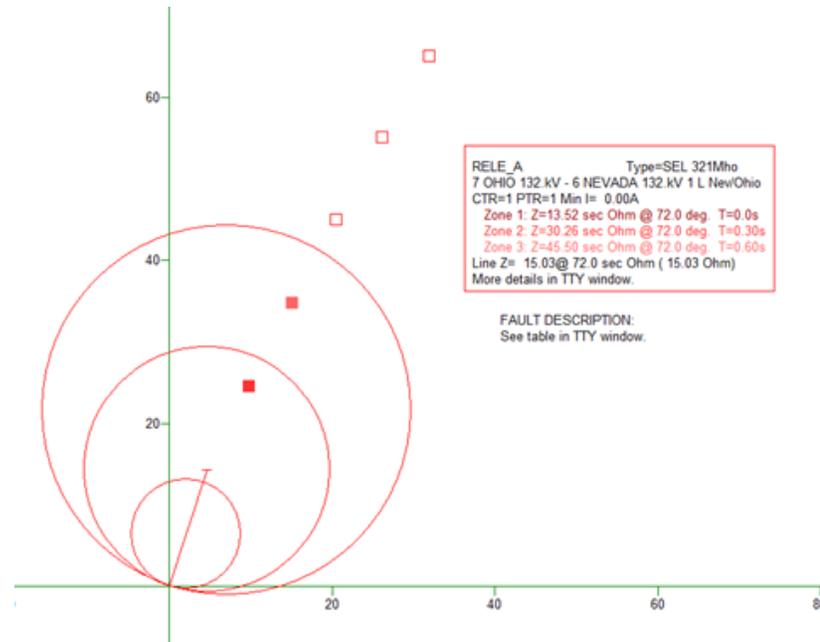


Figura 4.5: Cobertura con el ajuste actual

Sin embargo se busca evaluar el método propuesto incrementando la zona de cobertura al 50 %, 95 % y 100 %. El valor de f_{correc} utilizado es de 1.00 con el fin de observar su efecto en el incremento del porcentaje de error. Los valores de ajuste obtenidos son evaluados para fallas trifásicas francas. Es importante mencionar que el valor de $infeed$ es el mismo para todos los casos.

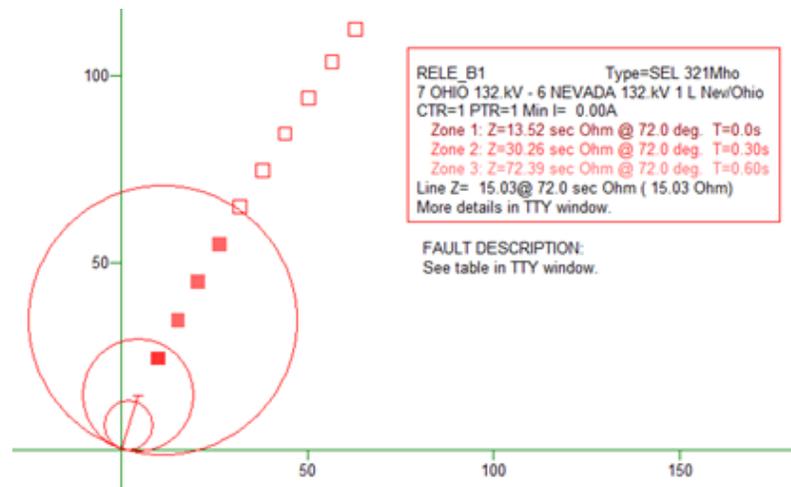


Figura 4.6: Cobertura con ajuste al 50 %

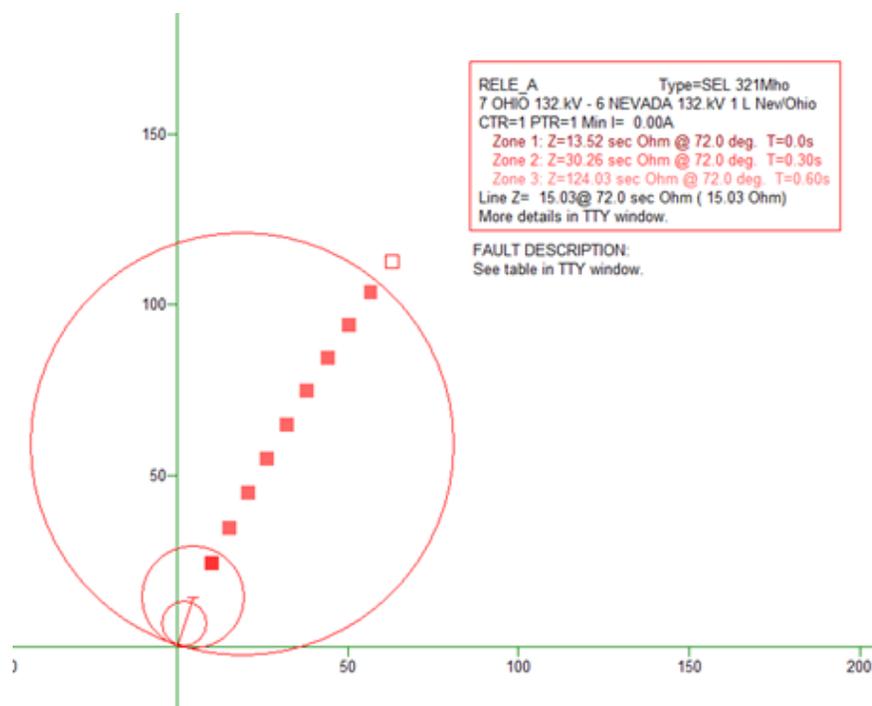


Figura 4.7: Cobertura con ajuste al 95 %

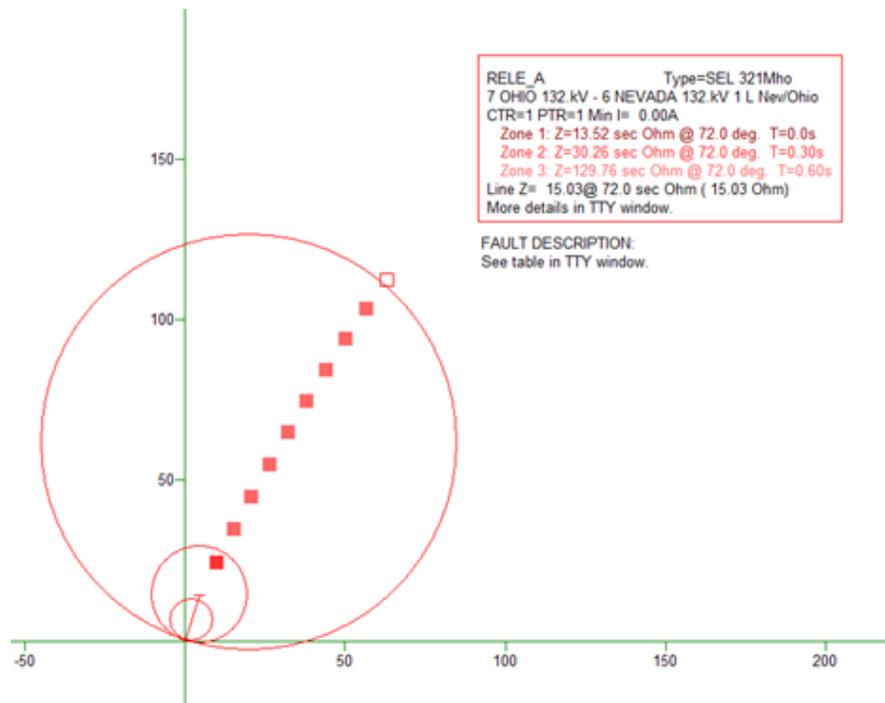


Figura 4.8: Cobertura con ajuste al 100%

Tabla 4.1: Evaluacion del método en red OneLiner.

Tipo de falla	Prediccion	Cobertura real	%error
Trifásica	50.00	49.00	2.0408
Bifásica-Tierra	95.00	93.00	2.1505
Bifásica	100.00	98.00	2.0408

Los resultados obtenidos muestran porcentajes de error muy similares para los 3 tipos de fallas en distancias diferentes, teniendo porcentajes de error máximo y mínimo de 2.1505% y 2.0408%, respectivamente. Por otra parte, el promedio general del porcentaje de error es de 2.0774%. Adicionalmente, es posible observar que hay una similitud en el resultado obtenido para fallas trifásicas y bifásicas a pesar de presentarse la falla diferentes puntos de la línea. Esto, a su vez, puede servirnos de información para buscar estrategias que puedan ayudar a disminuir el porcentaje de error, aprovechando

la similitud en su comportamiento para ciertos tipos de fallas.

4.3. Conclusiones

Conocer el ajuste de tercera zona adecuado en un relevador de distancia es decisivo para que, ante una falla en la red eléctrica, la protección cumpla su función de operar como respaldo. Para lograr esto, hay que determinar el ajuste apropiado que garantice el alcance adecuado de la protección de distancia bajo las condiciones operativas en las que se encuentre el sistema eléctrico.

En este capítulo se propone un método que permite calcular dicho ajuste en base a las condiciones operativas actuales disponibles, así como el alcance actual. El resultado es que se obtienen valores de error menores al 2.20%, lo cual es favorable tanto para una aplicación fuera de línea como en tiempo real. Al combinarlo con un factor de corrección adecuado, se puede disminuir considerablemente el error hasta tender a cero. En los capítulos posteriores se muestra el desempeño del algoritmo en escenarios y condiciones diferentes.

Capítulo 5

Descripción del algoritmo

Este capítulo tiene como intención sentar las bases en el desarrollo de un algoritmo que pueda ser implementado en tiempo real para la evaluación de cobertura de la tercera zona en relevadores de distancia, además de proponer los nuevos valores de ajuste que garanticen una cobertura mínima del 90%. Dicho algoritmo se pretende pueda recibir información de impedancia, voltajes y corrientes en secuencia positiva, negativa o cero y garantizar su confiabilidad aún y cuando exista presencia de fuente intermedia, acoplamiento mutuo de secuencia cero o la falla ocurra en un extremo débil.

Un algoritmo, según Cormen, puede definirse como una serie de pasos para completar una tarea. En las ramas de innovación e investigación en el área de ingeniería, es de suma importancia definir la serie de pasos necesarios para lograr un objetivo establecido. Asimismo, al proponer herramientas relacionadas con el uso de modelos matemáticos para resolver problemáticas en el área de ingeniería, es recomendable presentar dichas herramientas a través de algoritmos que permitan validar y replicar los resultados obtenidos por otros investigadores. Esto a su vez posibilita descubrir nuevos campos de aplicación con enfoques diferentes, así como perfeccionar la herramienta propuesta.

5.1. Desarrollo del algoritmo

Este algoritmo está dividido en dos etapas. Por un lado, en la etapa inicial se determina si la cobertura del relevador de respaldo es la adecuada; si es así, el proceso finaliza. Sin embargo, si la cobertura no es adecuada, el proceso continúa con el propósito de determinar un nuevo valor de ajuste que asegure una cobertura mínima del 90% para la tercera zona. La serie de pasos que conforman el algoritmo completo, es mostrado en la imagen 5.1.

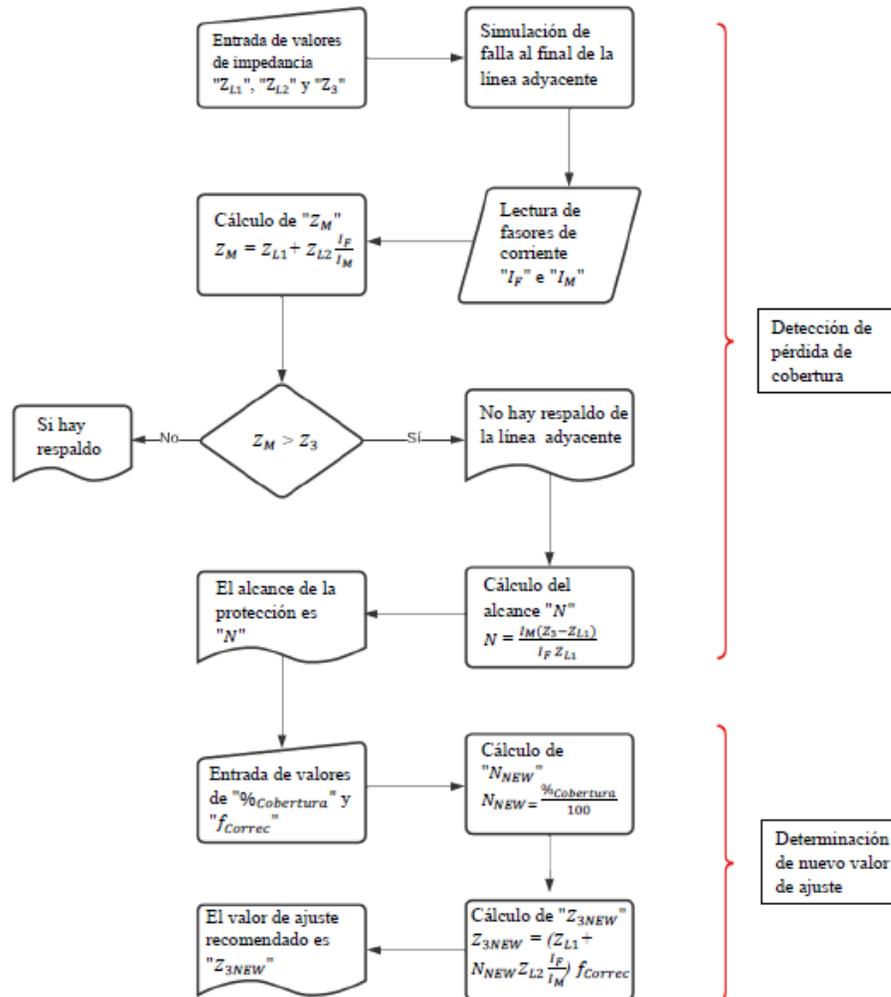


Figura 5.1: Algoritmo

5.1.1. Detección de pérdida de cobertura

Esta etapa está conformada por 3 elementos principales, los cuales tienen como objetivo determinar si el ajuste actual del respaldo de la tercera zona en un relevador de distancia proporciona una cobertura mínima del 90 %. Si no es así, se busca determinar qué porcentaje de cobertura de la línea adyacente está respaldando.

5.1.1.1. Entrada de información de la red eléctrica

El primer paso del algoritmo consiste en conocer las condiciones operativas de la red eléctrica. Por lo tanto, es necesario definir los valores de impedancia de la línea propia, la línea adyacente y el ajuste de la tercera zona para el relevador de respaldo.

Posteriormente, es necesario simular una falla en el extremo de la línea adyacente con el objetivo de conocer las corrientes medidas tanto por el relevador principal como por el relevador de respaldo.

Una vez que se conocen las corrientes medidas por ambos relevadores, es necesario almacenar esa información, ya que se utilizará para determinar si existe una cobertura mínima o no.

5.1.1.2. Evaluación de cobertura

Para evaluar si la cobertura de la tercera zona en el relevador de respaldo es suficiente, es necesario primero calcular la impedancia medida estimada utilizando el método basado en el crecimiento lineal de la impedancia que se describe en el capítulo 3.

Posteriormente, es necesario comparar el ajuste actual de la tercera zona del relevador de respaldo y la impedancia medida estimada utilizando el método basado en

el crecimiento lineal de la impedancia. Si el ajuste de la tercera zona resulta ser menor que la impedancia medida estimada, el proceso concluye, ya que se determina que tiene cobertura del 100 %.

Sin embargo, si la impedancia medida estimada es menor que el ajuste de la zona 3, el proceso continúa, ya que se detecta una pérdida de cobertura.

5.1.1.3. Estimación del alcance de la cobertura

El método propuesto permite utilizar diferente información de las tres redes de secuencia para implementarlo; desde ahí, podemos hacer la estimación con secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero. En el trabajo de tesis, se optó por la secuencia positiva debido a que, en la mayoría de los escenarios y tipos de fallas probados, presenta un menor error. Sin embargo, la evaluación del algoritmo también se puede hacer con la secuencia negativa. Por ejemplo, en la figura 5.2, podemos ver un circuito en el cual se presenta una falla al final de la línea Claytor-Glenlyn, y se espera que el relé ubicado en la subestación de Vermont, que protege la línea Vermont-Claytor, sea capaz de dar el respaldo.

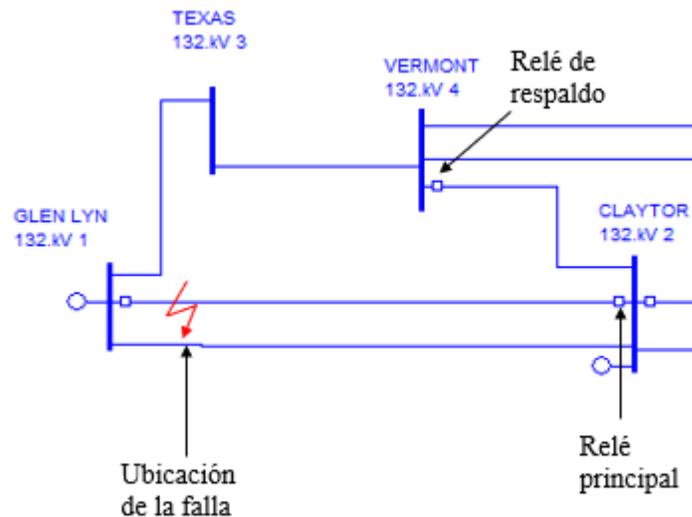


Figura 5.2: Ejemplo uso de secuencias

A continuación, se muestra la gráfica de resultados tanto para secuencia negativa como para secuencia cero.

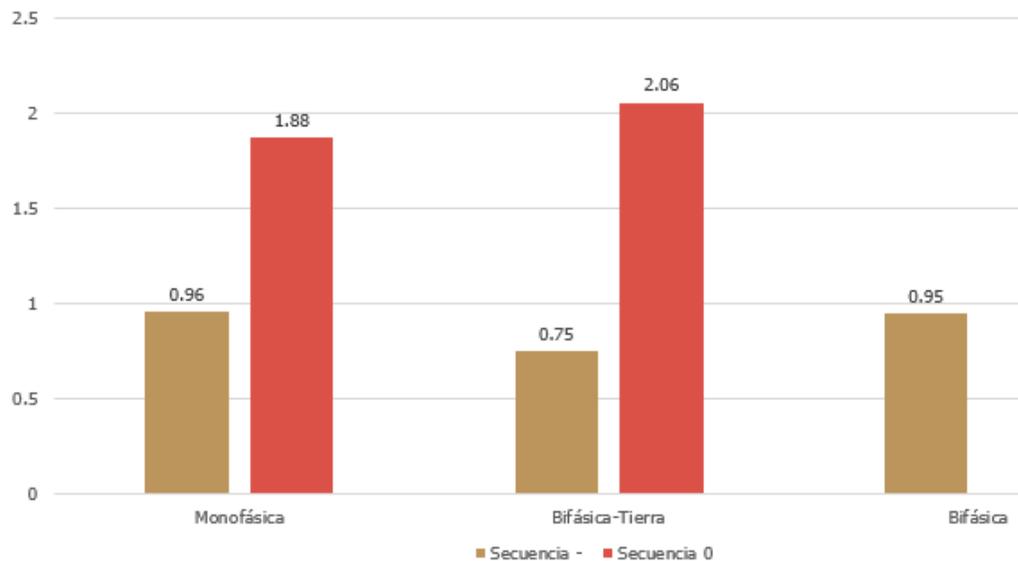


Figura 5.3: Resultados secuencia negativa y cero

La implementación del método utilizando secuencia negativa puede ser favorable porque existen escenarios, como en los que se tienen valores de impedancia de Thévenin muy distintos entre el relé principal y el relé de respaldo, donde para fallas a tierra puede ser más factible el uso de secuencia negativa. Sin embargo, las limitantes en el uso de secuencia negativa aparecen cuando, en este mismo escenario, se intenta utilizar la secuencia negativa para la estimación de cobertura en fallas bifásicas.

Por otra parte, el uso de secuencia cero podría implementarse en la estimación de cobertura para fallas a tierra en escenarios donde la impedancia de Thévenin vista por el relé principal y de respaldo toma valores muy similares. Sin embargo, su implementación presenta limitaciones en escenarios con presencia de acoplamiento mutuo de secuencia cero, principalmente para fallas monofásicas.

Una vez detectada la pérdida de cobertura, es necesario calcular el valor de N , como

se describe en el capítulo 3. Esto tiene como objetivo determinar el porcentaje exacto en el cual se pierde la cobertura.

El resultado obtenido corresponde al porcentaje de la línea adyacente en el cual se pierde la cobertura del respaldo de tercera zona.

5.1.2. Determinación de nuevos valores de ajuste

Cuando se detecta que el ajuste actual de la tercera zona para un relevador de respaldo no cubre el 100 % de la línea adyacente, se procede a aplicar el método basado en el crecimiento lineal de la impedancia visto en el capítulo 4. Este método se divide en 2 etapas, que se describen a continuación.

5.1.2.1. Entrada de información

Primero, es necesario conocer el porcentaje de cobertura que se desea alcanzar, que en nuestro caso y para los propósitos de este trabajo de tesis es del 90 %. Además, se necesita saber el factor de corrección que se usará con el objetivo de reducir el porcentaje de error del mismo; este factor dependerá del tipo de red eléctrica que se esté analizando.

5.1.2.2. Determinación de nuevo valor de ajuste

Con la información registrada en el paso anterior, se calcula el valor de " N_{NEW} ", ya que este valor será utilizado para calcular el nuevo ajuste.

Después, se calcula el nuevo valor de ajuste utilizando el método basado en el cre-

cimiento lineal de la impedancia, el cual se desarrolló en el capítulo 4 de este trabajo de tesis.

El resultado obtenido corresponde al ajuste de la tercera zona recomendado, si se busca lograr una cobertura mínima del 90% de la línea adyacente por parte del relevador de respaldo.

5.1.2.3. Limitaciones de la aplicación

Ciertamente, esta herramienta presenta algunas limitaciones, ya que está diseñada específicamente para pruebas fuera de línea, lo que limita su aplicación en tiempo real. Sin embargo, aunque los resultados ofrecen información valiosa sobre los nuevos valores de ajuste, la necesidad de actualizarlos manualmente aumenta el riesgo de errores humanos, lo que puede afectar la precisión y fiabilidad de la herramienta.

5.1.2.4. Conclusiones

La disponibilidad de un algoritmo que pueda ser utilizado como herramienta para, a partir de las condiciones operativas, conocer el alcance de la tercera zona, así como el ajuste adecuado en el relevador de distancia, es crucial. Esto es necesario para que, ante los cambios generados por la dinámica del sistema eléctrico que pueden poner a la red en condiciones de vulnerabilidad, se pueda tener seguridad en el alcance de la tercera zona en el relevador de distancia. En caso de que este no sea el apropiado, se debe conocer el valor de ajuste conveniente con el cual se garantice el respaldo en la protección de distancia.

En este capítulo se propone un algoritmo que, conociendo el ajuste vigente y las condiciones operativas, permite estimar la cobertura de la tercera zona. En caso de que

esta no sea la adecuada, calcula automáticamente el valor de ajuste con el cual se alcanza una cobertura mínima del 90%. Este algoritmo puede ser evaluado utilizando la secuencia positiva, negativa o cero. En el siguiente capítulo se muestra el desempeño del algoritmo en pruebas fuera de línea.

Capítulo 6

Simulación y análisis de resultados

Las pruebas por medio de simulación para herramientas que se proponen como una solución a problemas que se presentan en los sistemas eléctricos de potencia son necesarias para evaluar la viabilidad de su funcionamiento y determinar posibles limitaciones que el método, algoritmo o herramienta propuesta pueda presentar en diferentes escenarios.

En este capítulo se llevan a cabo las pruebas de simulación utilizando los software Aspen Oneliner y Matlab para tres escenarios distintos. Por un lado, se utiliza el modelo de trabajo (working model) que representa una red eléctrica precargada. Por otro lado, se emplean las redes de CFE en las zonas Bajío y Baja California.

La efectividad de la herramienta propuesta se evalúa mediante el cálculo del porcentaje de error entre la cobertura calculada y la cobertura real. Esta evaluación nos permite analizar el rendimiento y la eficacia de la herramienta propuesta, así como proponer posibles ajustes o mejoras en el método para futuros trabajos. Además, brinda respaldo científico para la implementación del método en una red eléctrica.

6.1. Herramientas de simulación

6.1.1. Aspen OneLiner

Aspen OneLiner es un software para ingenieros y compañías eléctricas, el cual está especializado en el área de protección de sistemas eléctricos de potencia. Esta herramienta es utilizada para realizar pruebas en la lógica de operación de los distintos esquemas de protección y relevadores que protegen una red. Permitiendo agregar, quitar o modificar el relevador que se encuentra en un punto determinado.

Algunas de las ventajas de este software en la protección de líneas de transmisión, es que permite visualizar las gráficas de operación de un relevador de distancia, ofreciendo flexibilidad con la ubicación y tipo de falla que se desea ingresar. Además proporciona información importante sobre las condiciones de operación del sistema, tal como: Impedancia de la línea que se protege, relación de transformación en los transformadores de instrumento del relevador, diagramas fasoriales de voltaje y corriente vistos por cada relevador[11].

6.1.2. Matlab

MATLAB es un software desarrollado por la empresa MathWorks Inc. que utiliza un lenguaje y entorno de programación. Este software es ampliamente utilizado en el campo de la ingeniería, tanto en educación como en el sector privado. Esta herramienta se aprovecha para realizar cálculos numéricos, desarrollar algoritmos, procesar señales, graficar funciones matemáticas, entre otras aplicaciones[17].

Entre las ventajas del uso de este software en el análisis de sistemas eléctricos de

potencia se encuentra la facilidad con la que pueden manipularse números complejos, así como la capacidad de generar y visualizar gráficas de los análisis matemáticos realizados.

6.2. Escenarios de simulación

El algoritmo utilizado para detectar la pérdida de cobertura del respaldo en la protección de distancia es sometido a evaluaciones en el sistema eléctrico interconectado nacional, así como en la red de prueba del software Aspen OneLiner.

6.2.1. OneLiner 1

El sistema evaluado corresponde a una sección del modelo de trabajo de Aspen OneLiner. En este caso de estudio, el relevador de distancia ubicado en Claytor, está encargado de proteger como protección principal el 100% de la línea Claytor-Fieldade, y a su vez debe ser capaz de dar respaldo al 100% de la línea Fieldade-Ohio.

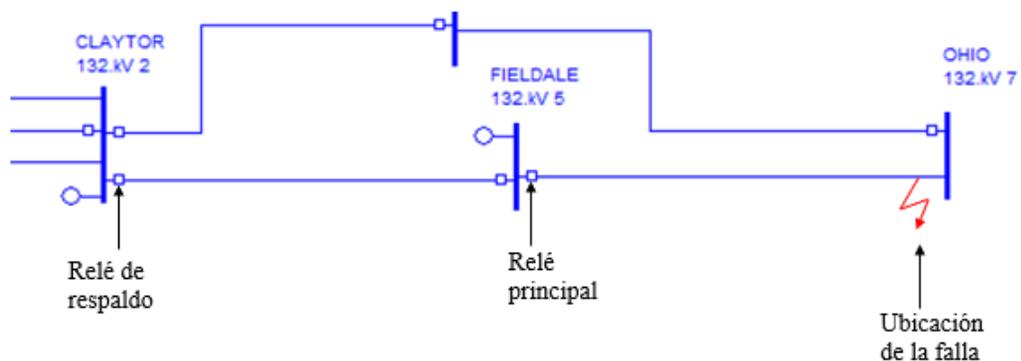


Figura 6.1: Diagrama del sistema eléctrico para prueba OneLiner 1.

Bajo condiciones normales de operación, se ajusta el relevador de respaldo para que, en caso de una falla, esta pueda ser detectada en cualquier lugar en la sección del sistema de transmisión que abarca desde Claytor hasta Ohio, una representación gráfica de lo mencionado puede ser vista en la imagen 6.2.

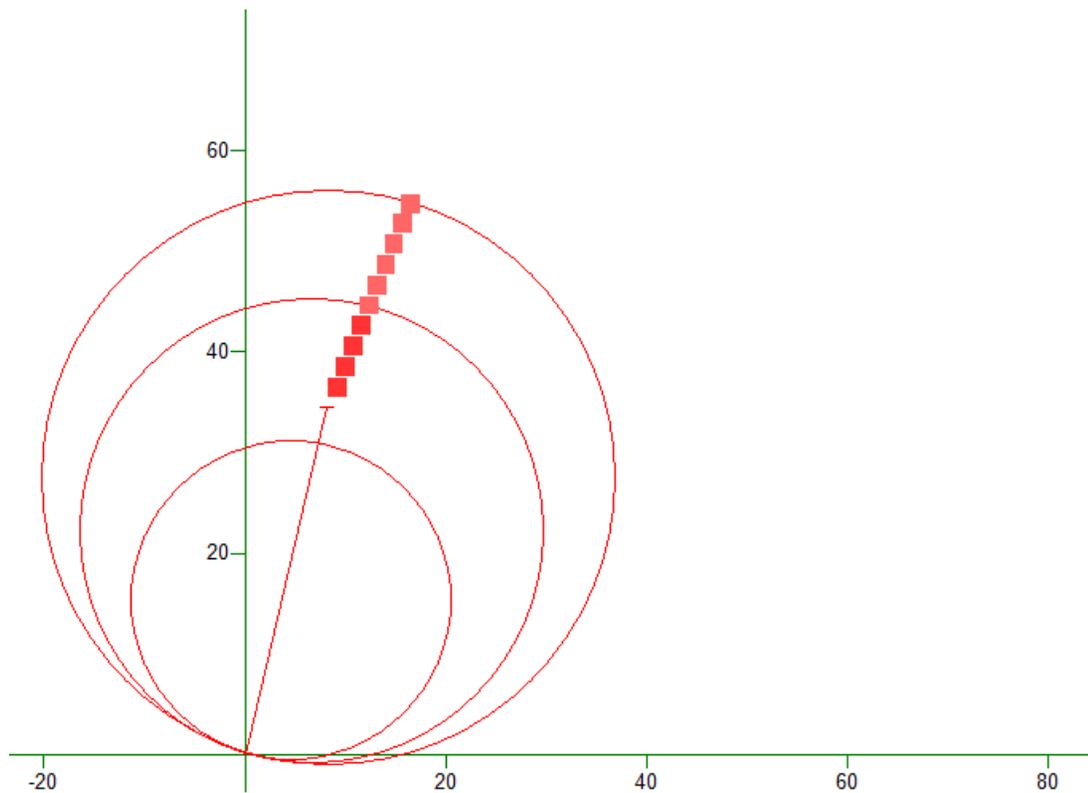


Figura 6.2: Cobertura al 100%

No obstante, al cambiar las condiciones operativas del sistema y verse afectada la contribución de alimentación de fuente intermedia por parte del generador situado en Fieldade, la cobertura del relevador de respaldo experimenta cambios, lo que provoca un subalcance, como se ilustra en la figura 6.3.

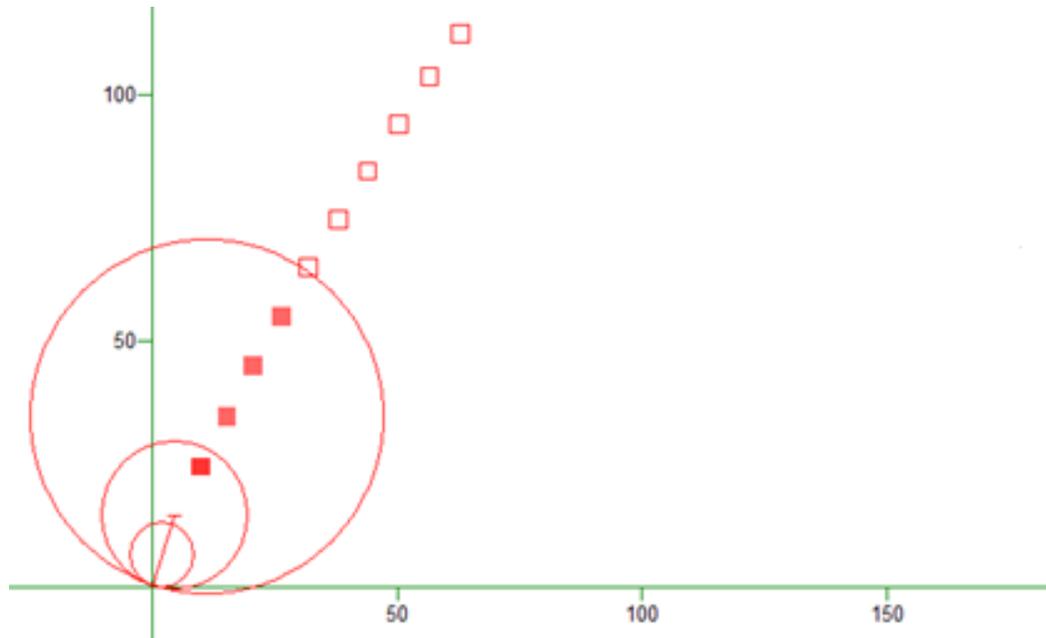


Figura 6.3: Cobertura disminuída

6.2.2. OneLiner 2

El sistema evaluado corresponde a una sección del modelo de trabajo de Aspen OneLiner. En este caso de estudio, el relevador de distancia ubicado en Claytor, encargado de proteger la línea Claytor-Glenlyn, debe ser capaz de proporcionar respaldo al relevador que protege la línea Glenlyn-Texas ubicado en Glenlyn.

Derivado de un ajuste inicial sin considerar el efecto del acoplamiento mutuo de secuencia cero causado por el circuito paralelo de la línea de transmisión Claytor-Glenlyn, además del efecto de la fuente intermedia del generador conectado en Glenlyn, el alcance del relevador de respaldo se ve afectado por la corriente aportada por dicha fuente. En consecuencia, se desea analizar el porcentaje de cobertura de la tercera zona de respaldo. Los resultados obtenidos se muestran en la figura 6.8.

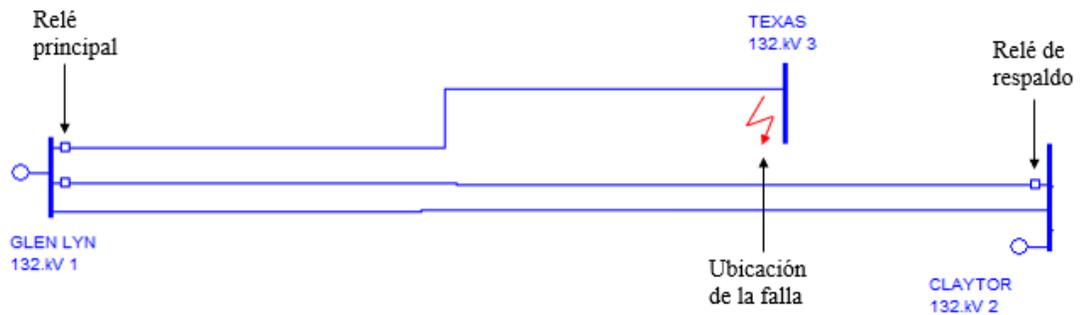


Figura 6.4: Diagrama del sistema eléctrico para prueba OneLine 2.

6.2.3. CFE caso 1

El sistema evaluado corresponde a la red de transmisión de CFE en la zona bajo, donde el relevador de distancia encargado de proteger la línea de transmisión desde la subestación AA hasta la subestación BB, proporciona respaldo a los relevadores ubicados en la subestación BB. Esto implica tanto al relevador que protege la línea de transmisión desde BB a DD como al que protege la línea de transmisión desde BB a CC.

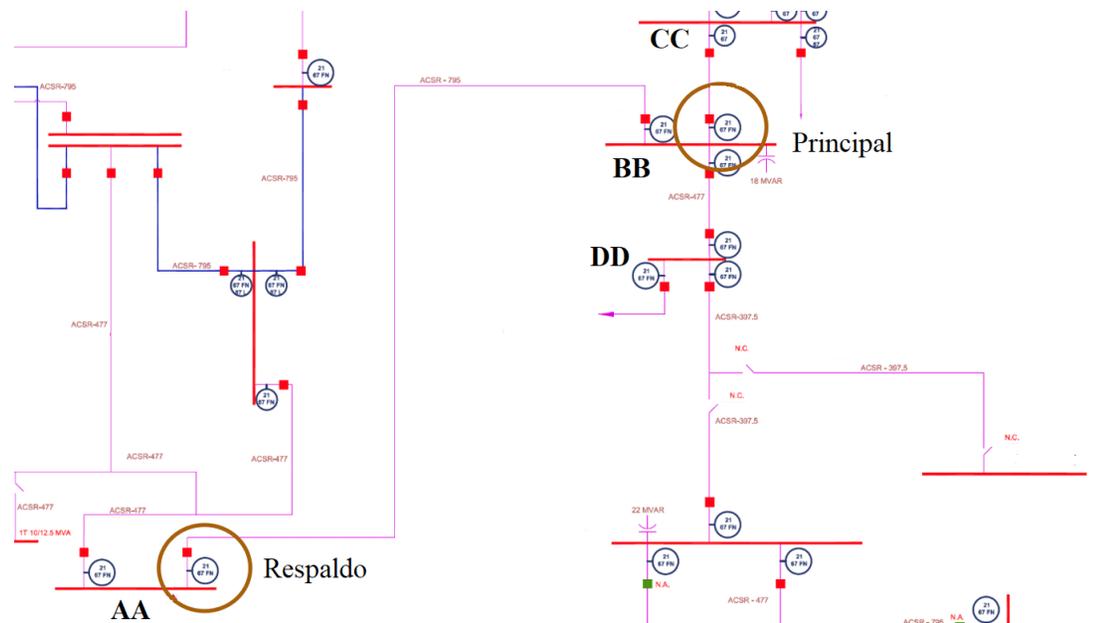


Figura 6.5: Diagrama del sistema eléctrico para prueba CFE Caso 1.

6.3. Caso de análisis

Tomando como referencia el escenario de Aspen OneLiner 1, se desea evaluar el algoritmo, considerando que al modificar las condiciones operativas, es esperable que el alcance de la zona 3 del relevador de respaldo haya cambiado.

Después de observar el desempeño en la estimación de cobertura mediante distintos valores de infeed, los tres tipos de secuencia y diferentes distancias en la línea, se concluye que existe una mayor fiabilidad al utilizar los valores de secuencia positiva. Por lo tanto, se lleva a cabo la evaluación de 3 fallas monofásicas con diferentes niveles de infeed. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 6.1, donde el objetivo es asegurar una cobertura mínima del 90%.

Tabla 6.1: Evaluacion de herramienta en red OneLiner 1.

Tipo de falla	K_i	Alcance real	%error
Monofásica	3.5990	89.00	1.00
Monofásica	6.1608	88.00	2.00
Monofásica	13.6267	86.50	3.50

Los resultados de este breve análisis muestran valores de error menores al 4.00% y resultados muy cercanos a lo esperado, considerando la información obtenida en la evaluación de la primera etapa del algoritmo. Este comportamiento se tendrá en cuenta para la implementación de valores para el factor de corrección más adelante en este capítulo

6.3.1. Análisis general de resultados en la predicción de cobertura

El desempeño del algoritmo para la detección de la cobertura del relevador de distancia fue evaluado mediante 750 pruebas de simulación. Estas pruebas incluyeron líneas de longitud corta, media y larga, variaciones de infeed, así como escenarios con efecto de acoplamiento mutuo. El resumen de los resultados se puede observar en la figura 6.6.

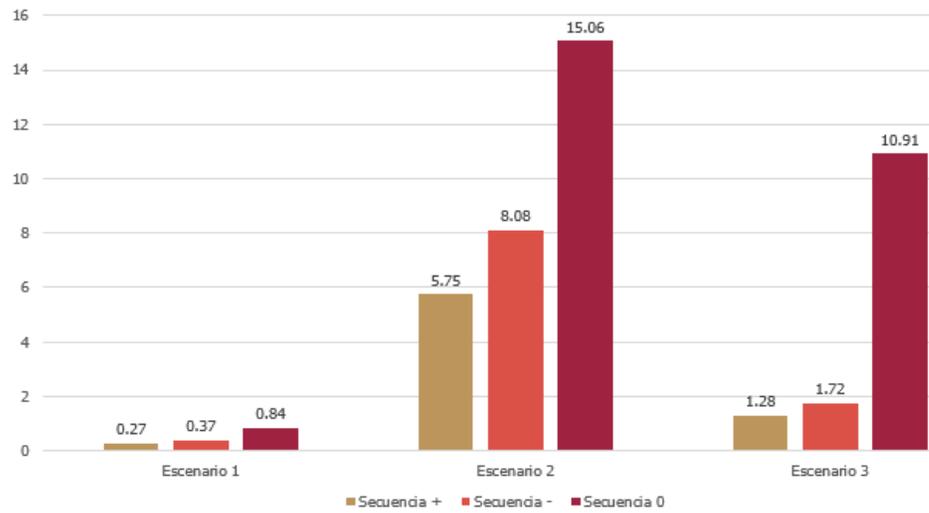


Figura 6.6: Resumen de resultados en base a secuencias

Analizando el caso particular en donde la impedancia de Thévenin vista por el relevador principal y por el de respaldo es muy similar, y no existe algún otro fenómeno físico que pudiera alterar la medición de impedancia realizada por el relevador de respaldo, se obtienen los siguientes resultados.

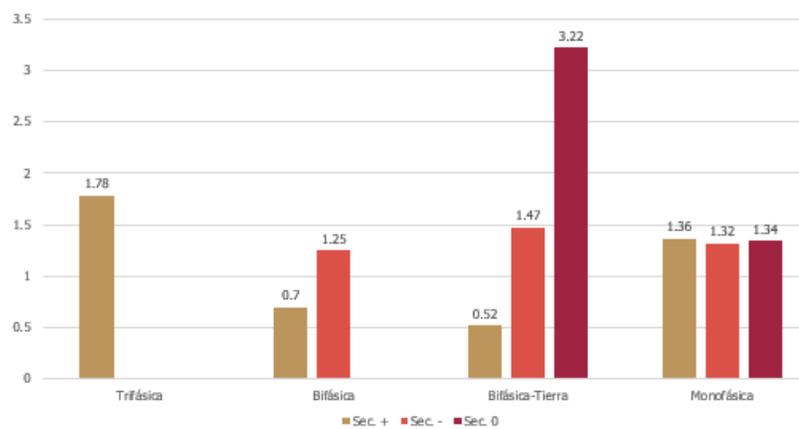


Figura 6.7: Resumen de resultados impedancias de Thévenin similares

Por otra parte, si se tiene el caso particular en donde la impedancia de Thévenin vista por el relevador principal y de respaldo tienen valores muy diferentes entre si, y adicionalmente es afectado por infeed e impedancia mutua de acoplamiento cero, los resultados al evaluar la etapa de detección de cobertura es visto en la siguiente gráfica.

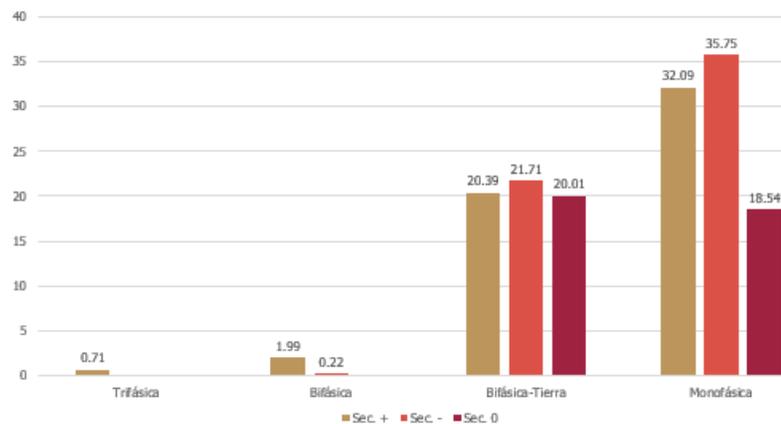


Figura 6.8: Resumen de resultados impedancias de Thévenin distintas y acoplamiento mutuo de secuencia cero

Adicionalmente la etapa de predicción de cobertura, es evaluada en una sección del sistema de la red eléctrica de CFE, en donde se prueba una falla trifásica. La gráfica mostrada en la Figura 6.9 corresponde a la estimación de la cobertura del respaldo, donde es posible observar que el cortocircuito se encuentra dentro del alcance de la tercera zona, determinando así una cobertura del 100% para el ajuste utilizado.

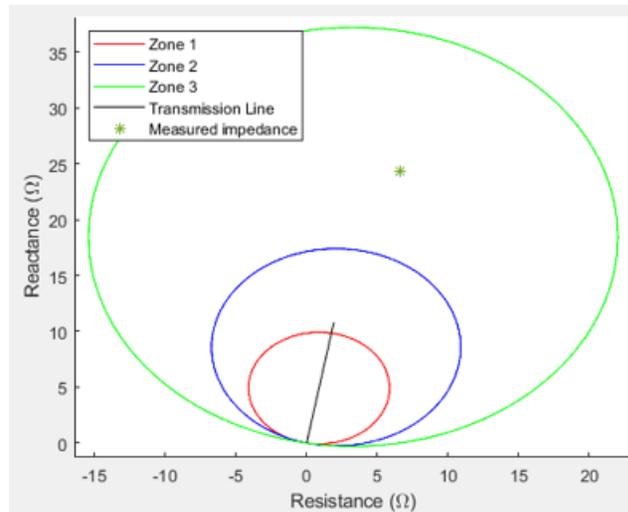


Figura 6.9: Gráfica de predicción de operación del relevador según el algoritmo utilizado.

La gráfica mostrada en la Figura 6.10 corresponde al alcance real de la cobertura del respaldo, el cual se muestra en el simulador de fallas de CFE, simulando fallas trifásicas entre el 0% y el 100%. En esta gráfica, es posible observar que la falla se encuentra dentro del alcance de la tercera zona, determinando así una cobertura del 100% para el ajuste utilizado, coincidiendo a su vez con la estimación de cobertura calculada.

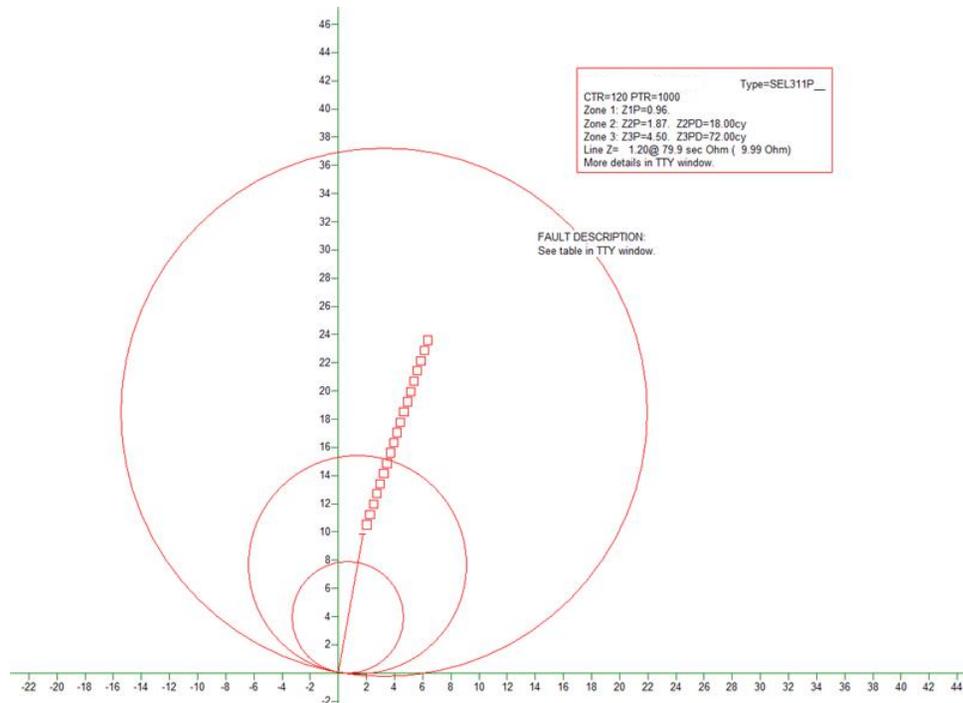


Figura 6.10: Gráfica de operación del relevador.

6.3.2. Análisis particular de resultados en la cobertura implementando los nuevos valores de ajuste en la sección Claytor-Fieldade-Ohio

El algoritmo propuesto es evaluado en el escenario de OneLiner 1, el cual es descrito en este capítulo. Una vez evaluado el algoritmo, se obtiene que la cobertura con el ajuste vigente es del 100% de la línea propia y del 7.2% de la línea adyacente, por lo cual se establece que se busca alcanzar un mínimo del 100% de cobertura de la línea propia y proporcionar respaldo a al menos el 90% de cobertura de la línea adyacente.

Posteriormente, se evaluó el algoritmo y se obtienen los nuevos valores de ajuste, se procede a establecerle al relevador los nuevos valores de ajuste y se evalúa una falla

- [7] B.K. Panigrahi y G.V. Venkoparao R. Dubey, S.R. Samantaray. Adaptive distance relay setting for parallel transmission network connecting wind farms and upfc. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, 65:113–123, 2015.
- [8] J.F. Piñeros. Intelligent model to automatically determine and verify distance relays settings. *Electric Power Systems Research*, 217:109137, 2023.
- [9] Y. Beyazit y R. Yumurtaci. Improvement of distance protection with svm on pv-fed transmission lines in infeed conditions. *Energies*, 16:2587, 2023.
- [10] S. Paladhi y A.K. Pradhan. Adaptive zone-1 setting following structural and operational changes in power system. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(2):560–569, 2018.
- [11] *ASPEN OneLiner Version 15 with Breaker Rating Module Working Model/Training Model Tutorial Manual*. Aspen OneLiner, 2021.
- [12] Ieee guide for protective relay applications to transmission lines. *IEEE Std C37.113-2015 (Revision of IEEE Std C37.113-1999)*, pages 1–141, 2016.
- [13] C. F. Ramirez. *Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión*. Mejia Villegas S.A., 2003.
- [14] P. M. Anderson. *Power System Protection*. IEEE Press, 1999.
- [15] L. L. Grigsby. *Power System Stability and Control*. Taylor Francis Group, 2012.
- [16] J. K. Niemira y A. G. Phadke S. H. Horowitz. *Power System Relaying*. Wiley, 2014.
- [17] Lanjing Li. Matlab user manual. *The MathWorks, Inc., Natick, MA*, 2001.

cercana al 90% de la línea adyacente.

Una vez evaluado el algoritmo, se repite la simulación variando los niveles de infeed y provocando a su vez cambios en la cobertura de la tercera zona del relevador de distancia con la intención de evaluar la efectividad en el uso del algoritmo. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla siguiente, donde se analizan tres escenarios con diferentes valores de alimentación de la fuente intermedia.

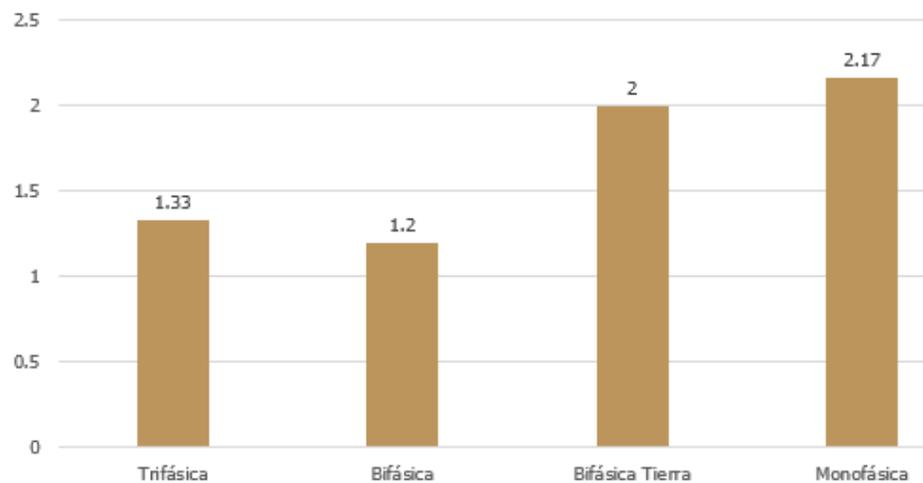


Figura 6.11: Resumen de %e en relación al tipo de falla con un $f_{correc} = 1$

Basándonos en la información recopilada, se observa que a medida que disminuye el valor de infeed, también se reduce el porcentaje de error. Esta observación podría ayudarnos a determinar un valor adecuado para el factor de corrección que permita reducir dicho porcentaje de error.

No obstante, al establecer un factor de corrección de 1.0078, se evidencia cómo el porcentaje de error mejora incluso en un 1.0%, lo que se traduce en resultados con un margen de error del 0%.

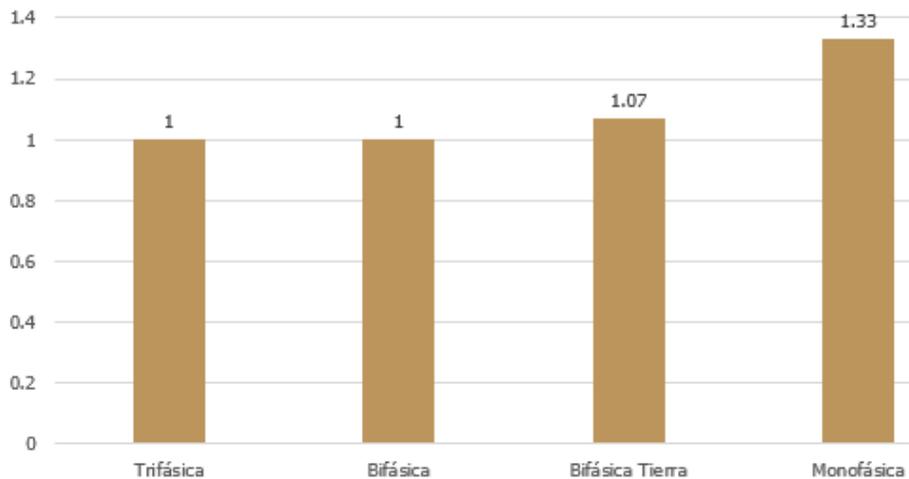


Figura 6.12: Resumen de %e en relación al tipo de falla con un $f_{correc} = 1.00783$

6.3.3. Conclusiones de resultados

En resumen, el uso del algoritmo para evaluar una red eléctrica con valores de impedancia de Thévenin muy similares mostró un comportamiento con resultados semejantes, generalizándose en ambas etapas del algoritmo. Esta particularidad permitió que, al utilizar un factor de corrección seleccionado al caracterizar los porcentajes de error según distintos niveles de infeed, se pudiera disminuir el error hasta en un 46.50%.

6.4. Conclusiones

Conocer el desempeño del algoritmo propuesto es indispensable, ya que es crucial evaluar su viabilidad en la implementación, así como su comportamiento en distintos escenarios operativos con la dinámica inherente al sistema eléctrico.

En este capítulo se llevan a cabo diversas simulaciones que permiten evaluar el ren-

dimiento del algoritmo y descubrir limitaciones específicas. Estas limitaciones pueden servir para proponer acciones que contribuyan a mejorar su rendimiento. Los resultados obtenidos muestran que el comportamiento del algoritmo presentó variaciones que pudieron generalizarse en función de la red eléctrica analizada.

Por un lado, en el sistema con valores de impedancia de Thévenin similares, se observó un mejor desempeño al utilizar la secuencia positiva como referencia. Por otro lado, en la red eléctrica con acoplamiento mutuo de secuencia cero, se identificó una característica particular: se obtuvo un mejor rendimiento en la secuencia negativa para fallas bifásicas. Finalmente, en la red eléctrica con valores de impedancia de Thévenin muy diferentes, se destacó una característica específica: el uso de la secuencia negativa para fallas bifásicas a tierra y monofásicas mostró un desempeño superior.

Capítulo 7

Conclusiones

7.1. Conclusiones

Garantizar el correcto funcionamiento del relevador de distancia es de suma importancia. Sin embargo, debido a la dinámica propia del sistema eléctrico, pueden surgir o agravarse fenómenos que generen problemas en los relevadores de distancia, como el subalcance o el sobrealcance, lo cual pone en riesgo la integridad del sistema eléctrico y puede provocar omisiones o disparos incorrectos en el relevador de distancia.

La disponibilidad de una herramienta que permita conocer el alcance de la tercera zona en el relevador de distancia, así como el ajuste adecuado que garantice su cobertura, resulta crucial. Esto es necesario para asegurar la protección de respaldo ante cambios en la topología o en la dinámica del sistema eléctrico. En caso de que este ajuste no sea el apropiado, es fundamental determinar el valor de ajuste que garantice un 90% de cobertura en la tercera zona de la protección de distancia.

Tener certeza sobre la información que indica el alcance real del respaldo en la protección de distancia resulta fundamental, especialmente frente a cambios en las condiciones operativas. En este trabajo de investigación se propone un método para calcular este alcance basado en la información disponible a partir de la simulación de una falla.

Asimismo, la importancia de conocer los ajustes adecuados que garanticen una cobertura mínima del 90 % es crítica, ya que es a partir de esta información que se pueden implementar acciones que ayuden a mejorar la cobertura en el respaldo de la protección de distancia y, en consecuencia, garantizar la confiabilidad del sistema eléctrico. En este trabajo de investigación se propone un método que permite calcular dicho ajuste en base al conocimiento de las condiciones operativas actuales disponibles.

Contar con una herramienta que permita utilizar secuencia positiva, negativa o cero para la evaluación del algoritmo es importante, ya que existen escenarios en los cuales será recomendable utilizar alguna secuencia de referencia en particular debido a que presenta un mejor desempeño. La herramienta propuesta en este trabajo de tesis ofrece esa ventaja, lo cual brinda flexibilidad en su implementación en distintos escenarios.

Caracterizar el comportamiento del algoritmo para estimar la cobertura según la secuencia utilizada o el escenario donde se evalúa es fundamental, ya que esto permite implementar estrategias que ayuden en el estudio del algoritmo. Un ejemplo de ello es que al evaluar fallas bifásicas en un escenario con presencia de acoplamiento mutuo de secuencia cero, tomando como referencia la secuencia negativa, se logró obtener errores de hasta 0.06 %, incluso con altos niveles de infeed, mientras que si se hubiese seleccionado utilizar la secuencia positiva, el error habría sido 15.33 veces mayor.

Por otra parte, al implementar el factor de corrección en la evaluación del algoritmo

completo para estimar la cobertura y determinar los nuevos valores de ajuste, se logró disminuir el error hasta en un 46.50%. Estos resultados son favorables para la implementación del algoritmo tanto fuera de línea como en tiempo real.

7.2. Aportaciones

En resumen las contribuciones realizadas son las siguientes:

1.- La implementación de una herramienta para detectar el porcentaje de cobertura en un relevador de distancia.

2.- El desarrollo de una herramienta que permita determinar los ajustes adecuados para mejorar el porcentaje de cobertura del respaldo en un relevador de distancia, mediante el uso de un algoritmo que parte del conocimiento de las condiciones operativas, plantea un crecimiento lineal en la medición de impedancia y puede funcionar tomando como referencia los valores en secuencia positiva, negativa o cero.

7.3. Trabajo futuro

Se identificaron diversas áreas de oportunidad derivadas de esta investigación, una de ellas es la implementación del algoritmo en tiempo real a partir de la información disponible en la estación maestra de las subestaciones de CFE.

Otra de las áreas de oportunidad consiste en adaptar el algoritmo para realizar la estimación de cobertura sin necesidad de simular o utilizar información de fallas en la red eléctrica, es decir, basándose en el conocimiento de las condiciones de la red.

Bibliografía

- [1] E. Vázquez Martínez. *Protecciones de sistemas eléctricos de potencia*. ESP PIL Engineering Consultants, 2004.
- [2] A.E. Paredes. *Algoritmos para la determinación del alcance de la tercera zona de cobertura en los reles de distancia*. Trabajo de grado, Universidad Autónoma de Nuevo León, Monterrey, NL, México, 2021.
- [3] A. Nájera. *Ajuste y coordinación de protecciones de distancia y sobrecorriente para líneas de transmisión que comparten el mismo derecho de vía*. Trabajo de grado, Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México, México, 2012.
- [4] M. Ojaghi K. Mazlumi M. Azari. An enhanced adaptive algorithm to mitigate miscoordination problem of the third zone of distance relays. *Springer*, 13:1–15, 2015.
- [5] D. Anmol M. Jaya Bharata Reddy D. K. Mohanta B. Mallikarjuna, P. Shanmukesh. Pmu based adaptive zone settings of distance relays for protection of multi-terminal transmission lines. *Protection Control Modern Power Syst.*, 3:1–15, 2018.
- [6] S.P. George y S. Ashok. Adaptive distance protection for grid-connected wind farms based on optimal quadrilateral characteristics. *Computers Electrical Engineering*, 93:107300, 2021.