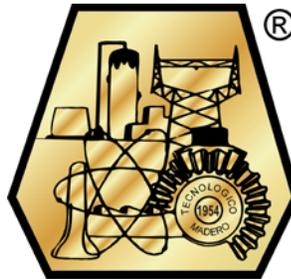


**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**



**IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE PROTECCIÓN DE  
DISTANCIA EN RELEVADORES SIEMENS PARA FALLAS CROSS  
COUNTRY, CONJUGANDO DOS TÉCNICAS DE ANÁLISIS  
UTILIZANDO MATLAB**

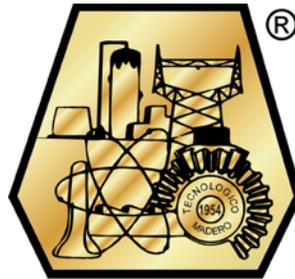
**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA:  
ING. ANGEL CLEMENTE CRUZ GONZÁLEZ**

**DIRECTOR DE TESIS:  
DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ**

**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN**



**IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE PROTECCIÓN DE  
DISTANCIA EN RELEVADORES SIEMENS PARA FALLAS CROSS  
COUNTRY, CONJUGANDO DOS TÉCNICAS DE ANÁLISIS  
UTILIZANDO MATLAB**

**TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:  
MAESTRO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**PRESENTA:**

**ING. ANGEL CLEMENTE CRUZ GONZÁLEZ**

**MIEMBROS DEL JURADO**

<b>PRESIDENTE:</b>	<b>DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ</b>
<b>SECRETARIO:</b>	<b>M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS</b>
<b>VOCAL:</b>	<b>M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ</b>
<b>SUPLENTE:</b>	<b>M.C. AARÓN GONZÁLEZ RODRÍGUEZ</b>



"2015, Año del Generalísimo José María Morelos y Pavón"

Cd. Madero, Tamps; a **24 de Febrero de 2015.**

OFICIO No.: U2.049/15  
AREA: DIVISIÓN DE ESTUDIOS  
DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
ASUNTO: AUTORIZACIÓN DE IMPRESIÓN DE TESIS

**C. ING. ANGEL CLEMENTE CRUZ GONZÁLEZ.**  
**NO. DE CONTROL G08070966**  
**PRESENTE**

Me es grato comunicarle que después de la revisión realizada por el Jurado designado para su examen de grado de Maestría en Ingeniería Eléctrica, el cual está integrado por los siguientes catedráticos:

PRESIDENTE :	DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ
SECRETARIO :	M.C. HERMENEGILDO CISNEROS VILLEGAS
VOCAL :	M.C. RAFAEL CASTILLO GUTIÉRREZ
SUPLENTE:	M.C. AARÓN GONZÁLEZ RODRÍGUEZ
DIRECTOR DE TESIS :	DR. GASTÓN HERNÁNDEZ MARTÍNEZ

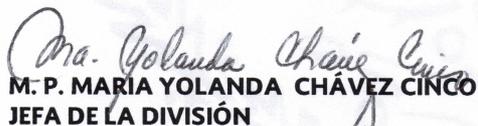
Se acordó autorizar la impresión de su tesis titulada:

**"IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO DE PROTECCIÓN DE DISTANCIA EN RELEVADORES SIEMENS  
PARA FALLAS CROSS COUNTRY, CONJUGANDO DOS TÉCNICAS  
DE ANÁLISIS UTILIZANDO MATLAB"**

Es muy satisfactorio para esta División compartir con Usted el logro de esta meta, esperando que continúe con éxito su desarrollo profesional y dedique su experiencia e inteligencia en beneficio de México.

**ATENTAMENTE**

"Por mi patria y por mi bien"®

  
**M.P. MARIA YOLANDA CHÁVEZ CÍNCOS**  
**JEFA DE LA DIVISIÓN**



c.c.p.- Minuta  
Archivo

MYCHC 'HCV' jar



# *Agradecimientos*

A mi madre, Leticia por ser la motivación en mi vida, por todo su apoyo y esfuerzo en mi desarrollo profesional.

A mis hermanos, Gustavo, Natalhie y Nayla por su apoyo y paciencia.

A iris por estar a mi lado en esta etapa tan importante en mi vida, por todo su cariño y comprensión.

A todos mis compañeros de generación por su amistad, Rodrigo, Oscar, Angel, Verónica, Joe y Angélica.

A mi asesor, Dr. Gastón Hernández Martínez por todo su apoyo en el desarrollo de esta investigación, por sus enseñanzas en el salón de clases que fueron vitales en mi investigación.

A todos mis maestros de la maestría por su dedicación y compromiso dentro del salón de clases; Dr. Gastón Hernández Martínez, M.C. Rafael Castillo Gutiérrez, M.C. Hermenegildo Cisneros Villegas, M.C. Aarón González Rodríguez, M.C. José de Jesús Durón Mendoza, M.C. Eduardo Nacú Salas Cabrera, a la profesora de inglés Gladis Galeana Bravo y a la M.P. Yolanda Chávez Cinco Jefa de la División de Estudios de posgrado e Investigación.

También quiero agradecer a CONACYT por la beca que se me otorgo.

# **Implementación de algoritmo de protección de distancia en relevadores SIEMENS para fallas Cross Country, conjugando dos técnicas de análisis utilizando Matlab**

Ing. Angel Clemente Cruz González

## *Resumen*

En esta investigación se desarrolló un algoritmo para un relevador de protección de distancia para fallas Cross Country. Estas fallas tienen la característica de incluir más fases en ella después de un determinado tiempo, por ejemplo una falla monofásica que cambie a una falla bifásica. Este algoritmo debe operar lo más rápido posible antes de que la falla evolucione; también se trabajó con fallas de línea a tierra, doble línea, doble línea a tierra y trifásicas.

El algoritmo fue implementado en MATLAB, un software diseñado para la implementación de algoritmos, simulaciones, cálculos numéricos entre otras cosas. En él se procesan las señales de voltaje y corriente provenientes de los transformadores de instrumentos del sistema eléctrico de potencia. También se trabajó conjuntamente con ATP-EMTP (Alternative Transients Program- ElectroMagnetic Transients Program), en el cual, las fallas fueron modeladas e implementadas en el sistema eléctrico de potencia creado a partir de una red real llamada “Tres Estrellas (TTE) – Teotihuacán (TTH)”.

El algoritmo está compuesto por 4 etapas; detección de la falla, clasificación, discriminación direccional y localización; tres de estas trabajan con las señales transitorias (Ondas viajeras), un fenómeno de naturaleza transitoria que se presenta al instante luego de ocurrir una falla el cual, tiene la cualidad de presentarse con frecuencias que oscilan desde los kHz-MHZ. Para el análisis de este fenómeno se utilizó una herramienta matemática llamada “la transformada Wavelet” la cual, permite localizar los espectros de frecuencias en el tiempo, mediante MATLAB esta herramienta fue implementada usando instrucciones y/o comandos.

En esta tesis también se incluye una herramienta de reconocimiento de patrones llamada red neuronal del tipo probabilística que es utilizada para la etapa de clasificación de fallas, discriminación direccional y localización de fallas.

# **Implementation of distance protection algorithm in SIEMENS relays for Cross Country faults, combining two analysis technics using Matlab**

Ing. Angel Clemente Cruz González

## *Abstract*

In this research was developed an algorithm for a distance protection relay for Cross Country faults. These faults have the characteristic of including more phases after a certain time, for example; a line to ground fault that becomes a double line to ground fault. The algorithm must work as fast as possible before the fault evolves. We also worked with faults line to ground, line to line, line to line to ground and three-phase faults.

The algorithm was implemented in MATLAB, a software designed for the implementation of algorithms, simulations, numeric calculations among other things. The signals of current and voltage from the instrument Transformers of power system were processed in it. We also worked jointly with ATP-EMTP (Alternative Transients Program-Electromagnetic Transients Program), in which the faults were designed and implemented in the power system developed from a real network called “Tres Estrellas (TTE)- Teotihuacán (TTH).

The algorithm is composed of four stages: fault detection, classification, directional discrimination and localization. Three of these work with transient signals (traveling waves), a transient phenomenon that occurs instantly after a fault, This phenomenon has the quality to occur with frequencies ranging from kHz-MHz. To analyze this phenomenon we used a mathematic tool called the wavelet transform which locates the frequency spectrums in time using MATLAB, this tool was implemented by instructions or commands.

It was also included a tool for pattern recognition called probabilistic neural network that we used for the classification of faults and which was used for proper operation of the directional discrimination and faults localizations.

# CONTENIDO

	Página
Resumen	ii
Abstract	iii
Contenido	iv
Lista de figuras	ix
Lista de tablas	xiii

## Capítulo 1: Introducción

1.1 ANTECEDENTES.	2
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.	4
1.3 JUSTIFICACIÓN.	5
1.4 OBJETIVOS.	6
1.4.1 Objetivo General.	6
1.4.2 Objetivos específicos.	6
1.5 HIPÓTESIS.	7
1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES.	8
REFERENCIAS.	9

## Capítulo 2: Marco teórico

2.1 LINEAS DE TRANSMISIÓN.	11
2.2 FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	11
2.2.1 Tipos de perturbaciones en líneas de transmisión.	12
2.2.1.1 Corto circuito.	13
2.2.1.2 Sobrecarga.	13
2.2.1.3 Retorno de corriente.	13
2.2.1.4 Subtensión.	14

2.2.1.4 Sobretensión.	14
2.2.2 Fallas Cross Country.	14
2.3 TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.	16
2.3.1 La línea de transmisión como una componente distribuida.	18
2.3.2 Ondas viajeras en líneas monofásicas consideradas sin pérdidas.	22
2.3.3 Coeficiente de reflexión.	24
2.3.4 Principio de protección por medio de onda viajera.	26
2.3.5 Cantidades superpuestas y sus propiedades.	27
2.3.6 Esquema de comparación de polaridad de ultra alta velocidad.	29
2.3.6.1 Principios básicos de operación.	29
2.3.6.2 Descripción típica de la implementación.	29
REFERENCIAS.	32

### **Capítulo 3: Herramientas para el análisis**

3.1 INTRODUCCIÓN.	34
3.2 TRANSFORMADA WAVELET.	34
3.2.1 La transformada wavelet en sistemas eléctricos.	42
3.3 TRANSFORMACION MODAL.	43
3.3.1 Líneas de transmisión trifásicas.	43
3.3.2 Relación de voltaje y corriente.	44
3.3.3 Principios básicos de la transformación modal.	47
3.4 REDES NEURONALES ARTIFICIALES.	51
3.4.1 Neuronas biológicas.	53
3.4.2 Modelo de una neurona artificial.	55
3.4.3 Definición de una red neuronal artificial.	56
3.4.4 Ventajas y desventajas de las redes neuronales.	56
3.4.5 Redes neuronales del tipo probabilístico.	57
3.5 MATLAB.	59
3.6 ATP-EMTP.	60

REFERENCIAS.	61
--------------	----

## **Capítulo 4: Modelado de la falla Cross Country en ATP-EMTP**

4.1 INTRODUCCIÓN.	63
4.2 MODELADO DE LA LÍNEA.	65
4.2.1 PI nominal.	66
4.2.2 Parámetros distribuidos constantes.	67
4.2.3 Modelo de Semlyen.	68
4.2.4 Modelo de José Martí.	68
4.2.5 Modelo de Taku Noda.	68
4.3 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS DE LÍNEA.	69
4.4 MODELADO DE LA RED TRES ESTRELLAS (TTE)- TEOTIHUACAN (TTH).	70
4.5 MODELADO DE LAS FALLAS EN LA RED TRES ESTRELLAS (TTE)- TEOTIHUACAN (TTH).	75
4.5.1 Modelado de la falla monofásica.	77
4.5.2 Modelado de la falla bifásica.	78
4.5.3 Modelado de la falla bifásica a tierra.	79
4.5.4 Modelado de la falla trifásica.	80
4.5.5 Modelado de la falla Cross Country.	81
REFERENCIAS.	83

## **Capítulo 5: Desarrollo del algoritmo**

5.1 INTRODUCCIÓN.	85
5.2 PROTECCION DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN POR MEDIO DE TRANSITORIOS.	85
5.3 ALGORITMO DE PROTECCIÓN.	89
5.4 DESARROLLO DEL ALGORITMO.	91
5.4.1 Detección.	91

5.4.2 Clasificación.	93
5.4.3 Discriminación direccional.	102
5.4.5 Localización.	110
REFERENCIAS.	116

## **Capítulo 6: Resultados**

6.1 Resultados.	118
6.1.1 Resultados de las fallas simuladas al 10% de la línea (24.28 Km).	118
6.1.2 Resultados de las fallas simuladas al 30% de la línea (72.84 Km).	120
6.1.3 Resultados de las fallas simuladas al 50% de la línea (121.4 Km).	122
6.1.4 Resultados de las fallas simuladas al 70% (169.96 Km).	124
6.1.5 Resultados de las fallas Cross Country.	126

## **Capítulo 7: Conclusiones**

7.1 CONCLUSIONES.	130
7.2 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.	131

## **Apéndice A: Código del algoritmo**

A.1 CÓDIGO DEL ALGORITMO EN MATLAB.	132
A.2 ETAPA DE DETECCIÓN.	133
A.3 ETAPA DE CLASIFICACIÓN.	134
A.3.1 Creación de la red neuronal probabilística.	134
A.3.2 Clasificación por medio de la red neuronal probabilística.	134
A.4 ETAPA DE DISCRIMINACIÓN DIRECCIONAL.	135
A.5 ETAPA DE LOCALIZACIÓN DE LA FALLA.	136
A.6 RESPUESTA DEL ALGORITMO EN MATLAB	137

# LISTA DE FIGURAS

		Página
Figura 2.1	Representación de una línea paralela con una falla.	15
Figura 2.2	Falla Cross Country (Evolutiva).	15
Figura 2.3	Representación de una línea con doble circuito.	16
Figura 2.4	Línea de transmisión trifásica como un circuito distribuido.	19
Figura 2.5	Representación de un elemento dx.	19
Figura 2.6	Propagación de ondas viajeras en líneas monofásicas consideradas sin pérdidas; A) Formas de onda de voltaje y corriente transmitidos. B) Formas de onda de voltaje y corrientes reflejadas.	24
Figura 2.7	Comportamiento de onda viajera al alcanzar una discontinuidad en una red eléctrica.	25
Figura 2.8	Principio de protección de onda viajera.	26
Figura 2.9	Voltaje y corrientes superpuestas generadas por una falla. A) Sistema real bajo una condición de falla .B) La red de estado estable. C) La red superpuesta.	28
Figura 2.10	Superposición de formas de onda.	28
Figura 2.11	Diagrama a bloques de un sistema RALDA.	30
Figura 3.1	Transformada de Fourier a una Señal.	36
Figura 3.2	Transformada de Wavelet a una Señal.	37
Figura 3.3	Variación tiempo – frecuencia o tiempo – escala, (a) Transformada continua (CWT) y (b) Transformada Discreta con base diádica.	39
Figura 3.4	Esquema de la descomposición por el análisis multiresolución.	40
Figura 3.5	Descomposición de la señal basada en Wavelet Packet. A: filtro pasa bajo y D: filtro pasa alto.	41
Figura 3.6	Tendencias del uso de la TW, por área de desarrollo en sistemas de energía eléctrica y por año.	42

Figura 3.7	Tendencias del uso de la TW, por área de desarrollo en sistemas de energía eléctrica entre los periodos 2000 - 2005.	43
Figura 3.8	Representación de una línea de transmisión trifásica con retorno por tierra.	43
Figura 3.9	Circuito equivalente de una unidad de longitud de una línea de transmisión trifásica.	44
Figura 3.10	Desacople de la transformación modal.	48
Figura 3.11	Dibujo de una neurona biológica.	54
Figura 3.12	Modelo de una neurona artificial.	55
Figura 3.13	Arquitectura base de una red neuronal del tipo probabilístico.	58
Figura 3.14	Versión de Matlab utilizada.	59
Figura 4.1	Clasificación de los modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos.	66
Figura 4.2	Sistema eléctrico de potencia (Tres Estrellas-Teotihuacán).	71
Figura 4.3	Selección del método de análisis “Bergeron” en ATP-EMTP.	72
Figura 4.4	Asignación de valor de voltaje a las fuentes.	73
Figura 4.5	Configuración del tiempo de simulación.	73
Figura 4.6	Señales de voltaje y corriente de la fase A, B y C en la línea de transmisión.	74
Figura 4.7	Señales de voltaje y corriente de la fase A, B y C de los transformadores de instrumentos.	74
Figura 4.8	Ajuste de parámetros del interruptor.	75
Figura 4.9	Señal de voltaje en el interruptor. (a)Ángulo de ocurrencia de falla a 90°, (b) Ángulo de ocurrencia de falla a 60°, (c)Ángulo de ocurrencia de falla a 30° y (d) Ángulo de ocurrencia de falla a 0°.	76
Figura 4.10	Modelado de la falla monofásica.	77
Figura 4.11	Señales de voltaje y corriente con falla monofásica.	77
Figura 4.12	Modelado de la falla bifásica.	78
Figura 4.13	Señales de voltaje y corriente con falla bifásica.	78
Figura 4.14	Modelado de la falla bifásica a tierra.	79
Figura 4.15	Señales de voltaje y corriente con falla bifásica a tierra.	79

Figura 4.16	Modelado de la falla trifásica.	80
Figura 4.17	Señales de voltaje y corriente con falla trifásica.	80
Figura 4.18	Modelado de la falla Cross Country.	81
Figura 4.19	Señales de voltaje y corriente con falla Cross Country.	81
Figura 5.1	Diagrama de Bewley.	86
Figura 5.2	Señal de corriente y TW de la señal.	88
Figura 5.3	Diagrama de flujo del algoritmo.	89
Figura 5.4	Señales de voltaje y corriente obtenidas de ATP-EMTP.	90
Figura 5.5	Señales de voltaje y corrientes almacenadas en formato (.mat).	90
Figura 5.6	Señal de corriente en la fase A.	91
Figura 5.7	Información transitoria de la señal de corriente de la fase A.	92
Figura 5.8	Diagrama de flujo de la etapa de detección.	93
Figura 5.9	Señales de corriente de la fase A, B y C.	94
Figura 5.10	Señales de corriente de la fase A, B, C y Homopolar.	95
Figura 5.11	Señal de corriente de la fase A ( $\approx 4.2$ ms) después de la falla.	96
Figura 5.12	Transformada wavelet de la señal de corriente de la fase A.	97
Figura 5.13	Entrada y salida de la red neuronal.	100
Figura 5.14	Diagrama de flujo de la etapa de clasificación.	102
Figura 5.15	Análisis de un SEP con falla dentro y fuera de la línea de transmisión.	103
Figura 5.16	Análisis de la falla en F1, por componentes superpuestas.	104
Figura 5.17	Análisis de la falla en F2, por componentes superpuestas.	105
Figura 5.18	TW de las señales de voltaje y corriente mediante una falla dentro de la línea.	108
Figura 5.19	TW de señales de voltaje y corriente con falla fuera de la línea.	109
Figura 5.20	Diagrama de flujo de la etapa discriminación direccional.	109
Figura 5.21	Transformación modal de la corriente en la fase A (modo aéreo1).	112
Figura 5.22	Transformada de wavelet del modo aéreo 1.	112
Figura 5.23	Tiempos de las ondas viajeras.	113
Figura 5.24	Sistema eléctrico de potencia dividido por zonas.	115
Figura 5.25	Diagrama de flujo de la etapa de localización.	115

Figura 6.1	Porcentaje de error en la clasificación de fallas.	128
Figura 6.2	Porcentaje de localizaciones de las fallas en la línea de transmisión.	129
Figura 6.3	Comparación de la distancia real y calculada.	129
Figura A.1	Ventana de bienvenida de Matlab.	132
Figura A.2	Respuesta del algoritmo en Matlab.	145

# LISTA DE TABLAS

	Página
Tabla 4.1	Clasificación general de los modelos de línea. 70
Tabla 5.1	Salida de la red neuronal de acuerdo al tipo de falla. 99
Tabla 5.2	Valores de clasificación para algunas fallas al 10% de la línea. 101
Tabla 5.3	Polaridades de las cantidades superpuestas de voltaje y corriente, según la localización de la falla. 107
Tabla 5.4	Selección de señales de voltaje y corriente, según el tipo de falla. 108
Tabla 6.1	Resultados del algoritmo de protección para fallas monofásicas al 10% de la línea. 118
Tabla 6.2	Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas al 10% de la línea. 118
Tabla 6.3	Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas a tierra al 10% de la línea. 119
Tabla 6.4	Resultados del algoritmo de protección para fallas trifásicas al 10% de la línea. 119
Tabla 6.5	Resultados del algoritmo de protección para fallas monofásicas al 30% de la línea. 120
Tabla 6.6	Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas al 30% de la línea. 120
Tabla 6.7	Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas a tierra al 30% de la línea. 121
Tabla 6.8	Resultados del algoritmo de protección para fallas trifásicas al 30% de la línea. 121
Tabla 6.9	Resultados del algoritmo de protección para fallas monofásicas al 50% de la línea. 122
Tabla 6.10	Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas al 50% de la línea. 122

Tabla 6.11	Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas a tierra al 50% de la línea.	123
Tabla 6.12	Resultados del algoritmo de protección para fallas trifásicas al 50% de la línea.	123
Tabla 6.13	Resultados del algoritmo de protección para fallas monofásicas al 70% de la línea.	124
Tabla 6.14	Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas al 70% de la línea.	124
Tabla 6.15	Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas a tierra al 70% de la línea.	125
Tabla 6.16	Resultados del algoritmo de protección para fallas trifásicas al 70% de la línea.	125
Tabla 6.17	Resultado de la falla Cross Country a una distancia propuesta.	126

# Capítulo

# 1

---

## *Introducción*

Las fallas Cross Country son un tipo de falla que afecta la operabilidad de los relevadores de protección, sin embargo esta investigación se dirige únicamente en los relevadores de protección de distancia. [1]

Se plantea la solución para un caso particular de fallas Cross Country, las fallas tipo evolutivas que involucran más fases en esta después de un determinado tiempo de haberse presentado, por ejemplo: una falla de línea a tierra que cambie a una falla de doble línea a tierra.

La idea en general es desarrollar un algoritmo capaz de reaccionar lo suficientemente rápido antes de que la falla evolucione.

Además se menciona a la empresa SIEMENS MESOAMERICA la cual proporcionó gran parte de la información del problema a solucionar así como los datos reales del sistema eléctrico de potencia a analizar. [2]

## 1.1 ANTECEDENTES.

En los sistemas eléctricos de potencia la continuidad y calidad del servicio son dos requisitos que se deben cumplir para lograr un satisfactorio suministro de energía eléctrica. La continuidad hace referencia de que el sistema eléctrico de potencia (SEP) debe garantizar que la energía producida de los centros de generación sea suministrada de forma ininterrumpida a los centros de consumo.

El requisito de calidad se refiere a que la energía debe ser suministrada en unas determinadas condiciones, con el fin de garantizar que los distintos tipos de equipos conectados a la red van a operar para las condiciones que han sido proyectados.

Cuando se produce una falla, las magnitudes asociadas al SEP alcanzan valores situados fuera de sus rangos normales de funcionamiento; y determinadas áreas del sistema pueden pasar a operar en condiciones desequilibradas. En caso de no tomar ningún tipo de medida en contra, la falla se propagaría a través de la red y sus efectos se irían extendiendo.

El diseño de un SEP debe contemplar el hecho que van a producirse fallas de manera aleatoria e inesperada. Por esta razón, los SEP incorporan un sistema de protección que tiene por objetivo minimizar los efectos derivados de los diferentes tipos de fallas que pueden producirse.

Los primeros dispositivos automáticos que se emplearon para aislar fallas eléctricas en los sistemas de potencia fueron los fusibles. Más adelante los dispositivos de protección dependían de acciones mecánicas y detectores muy elementales, en los cuales la velocidad de reacción dependía de un elemento mecánico, como un resorte. Más adelante con la aplicación de las bobinas se eliminaron algunos elementos mecánicos y se comenzaron a utilizar los relevadores. Con el desarrollo de la electrónica se fue evolucionando hasta llegar a los sistemas de protección actuales cuyas reacciones son mucho más rápidas y eficientes.

[3,4]

Sin embargo estos mismos presentan problemas mucho más complicados que los originales. Uno de ellos es el seleccionar y actuar de manera correcta cuando se presenten anomalías. Es común en las redes de nuestro país que los relevadores de protección que se utilizan al momento de una falla reaccionen de manera incorrecta. Es decir que den falsos positivos.

En el desarrollo de este proyecto, se implementará un algoritmo eficaz para un tipo específico de relevadores, los relevadores de Protección a Distancia para Líneas de Transmisión marca SIEMENS, que es capaz de reaccionar para un tiempo no mayor de 3 ciclos de trabajo y conjugue dos técnicas de análisis de fallas de las que ya existen en la literatura del tema.

A diferencia de los relevadores convencionales, un relevador digital consiste de dos partes fundamentales: el software y el hardware. [3]

## 1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

El relevador de protección a distancia cuenta con muchas funciones para reaccionar en distintas situaciones a una gran variedad de fallas sin embargo, estas no son conjugables entre sí y es difícil obtener una respuesta en un corto tiempo.

Los relevadores de protección a distancia de distintos fabricantes se accionan en situaciones que no deberían, es decir que dan falsos positivos lo cual se debe a los constantes cambio e irregularidades en el cableado de la líneas de transmisión de nuestro país, además de las inclemencias del tiempo y de otras fallas debido a la naturaleza. [3]

Las fallas sobre las cual se trabajará son las de tipo Cross-country, y además algunas fallas de línea a tierra.

Es por eso que la empresa SIEMENS Mesoamérica se interesó en desarrollar conjuntamente un algoritmo que sea aplicable a este tipo de relevadores de protección a distancia ya que se comercializa en nuestro mercado para corregir y ofrecer un equipo confiable y capaz de reaccionar adecuadamente a las características de nuestras redes eléctricas y a las de algunos otro países de Latinoamérica donde se presentan problemas similares.

Normalmente un relevador opera en 3 ciclos de trabajo, en su primer ciclo el relevador sensa los parámetros obtenidos cuando ocurre la falla, posteriormente en el siguiente ciclo el relevador procesa esos datos y por último en el tercer ciclo el relevador manda la señal para abrir el interruptor.

### 1.3 JUSTIFICACIÓN.

Una parte integral e importante del software es el algoritmo, el cual es un conjunto de instrucciones matemáticas utilizadas para procesar los voltajes entrantes y las corrientes para estimar parámetros del sistema tales como los valores eficaces de las señales, impedancia medida, frecuencia fundamental, corrientes diferenciales, etc. Estos parámetros calculados frecuentemente se utilizan para decidir si el sistema se encuentra en falla o no y consecuentemente iniciar la acción necesaria para aislar la falla en la sección pertinente.

En los últimos 20 años se han utilizado diferentes tipos de algoritmos para la protección de los sistemas eléctricos de potencia, los cuales se pueden clasificar en cinco grandes ramas: [3]

1. Algoritmos de forma de onda sinusoidal.
2. De técnica de Fourier y de Walsh.
3. El método de los mínimos cuadrados.
4. Solución de ecuaciones diferenciales del modelo del sistema protegido.
5. Métodos basados en onda viajera.

Actualmente, los relevadores digitales que fabrica la empresa SIEMENS son en forma modular, lo cual implica que todos los esquemas de protección para una red eléctrica están almacenados en la memoria interna, compartiendo los mismos elementos primarios de control y sensado. Algunos de sus algoritmos son de aplicación general y esto propicia que sean inadecuados a ciertas condiciones de operación y configuración de las redes eléctricas sensible a fallas, ruidos, disturbios y transitorios. Por lo que se hace necesario el modelado y desarrollo de un algoritmo capaz de responder adecuadamente ante estas condiciones.

Es posible elegir de los distintos métodos que existen dos que puedan trabajar adecuada y rápidamente para dar solución a los problemas nacionales en sistemas eléctricos de potencia.

## **1.4 OBJETIVOS.**

### **1.4.1 Objetivo general.**

Desarrollar e implementar un algoritmo de protección a distancia en relevadores SIEMENS para disparos de alta velocidad, conjugando dos técnicas, para lograr una mejor operabilidad del relevador.

### **1.4.2 Objetivos específicos.**

- Implementar en MATLAB la técnica de método basado en onda viajera y otro en selección para lograr conjugarlos.
- Implementación de la red en ATP-EMTP. [2]
- Generación de los escenarios de simulación en ATP-EMTP.
- Aplicación de los resultados en ATP-EMTP para el procesamiento con los algoritmos en MATLAB del relevador.
- Análisis de respuestas y resultados.

## **1.5 HIPÓTESIS.**

Es posible desarrollar un algoritmo de protección a distancia para relevadores marca SIEMENS para hacerlo más selectivo ante falsos positivos.

Es posible conjugar dos tipos de algoritmos de protección a distancia para mejorar el tiempo de respuesta.

Es posible implementar el algoritmo utilizando MATLAB y ATP-EMTP para realizar las pruebas pertinentes al algoritmo del relevador de protección a distancia.

## 1.6 ALCANCES Y LIMITACIONES.

Este proyecto se dedicó solamente a simulaciones. Esto debido a que se encuentra en fase de desarrollo e investigación.

El algoritmo que se generara es para relevadores SIEMENS, aunque también puede ser aplicado en cualquier tipo de relevadores y estará diseñado para operar en redes sensibles a fallas como las nacionales y las de algunos países latinoamericanos.

El modelo de línea de transmisión que se utilizó es un modelo de una línea real, llamada Tres Estrellas (TTE)-Teotihuacán (TTH) por los nombres de los nodos a los cuales conecta.

Las fallas sobre las cuales se realizaron pruebas al algoritmo del relevador de protección a distancia son monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y también fallas evolutivas, que van de una línea a tierra a dos líneas a tierra, denominadas también fallas tipo Cross Country.

Existen distintas maneras para que ocurran fallas tipo Cross Country. Las más simple es la falla que cambia para incluir más fases en esta falla. Por ejemplo, una falla fase a tierra que cambia a dos fases a tierra; y dos fases a tierra que cambian a tres fases. [1,5,6]

En cuanto a la elección de los métodos a conjugar, se realizó un análisis y revisión de los existentes y se optó por utilizar el método de la onda viajera y redes neuronales artificiales como apoyo para el algoritmo.

# *REFERENCIAS*

- [1] Krzysztof S. ;Waldemar Rebizant “Analysis of differential Protection Response for Cross-Country Faults in Transmission Lines”, Institute of Electrical Power Engineering,Poland,2010.
- [2] C.R.S “Desarrollo de un algoritmo de protección de distancia en relevadores SIEMENS para disparos de alta velocidad, conjugando dos técnicas de análisis de fallas en líneas de transmisión, Instituto Tecnológico de Cd. Madero, 2012.
- [3] Margil S. R “Protección de sistemas eléctricos de potencia”, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2005.
- [4] C. Russell Mason “El arte y la ciencia de la protección por relevadores”, B John Wiley & Sons,inc,1982
- [5] Amanika Jain, “Intercircuit and Cross-Country Fault Detection and Classification Using Artificial Neural Network, N.I.T. Raipur, C.G. India.
- [6] A.A. Mohd Zin, “Effect of 132 kV Cross-Country Fault on Distance Protection, Universiti Teknologi Malaysia, 2010.

# Capítulo

# 2

---

## *Marco teórico*

Los transitorios electromagnéticos en SEP se pueden definir como una manifestación del sistema a un cambio repentino en las condiciones existentes en la red eléctrica. Este cambio repentino puede ser ocasionado por fenómenos físicos tales como descargas atmosféricas, maniobras de operación normales (apertura o cierre de interruptores) o bien condiciones anormales, como por ejemplo fallas eléctricas.

Por su naturaleza, estos fenómenos son una combinación de efectos de ondas viajeras sobre líneas aéreas de transmisión, cables, generadores, transformadores y otros componentes.

Uno de los temas principales en los cuales se basa la investigación, es en el fenómeno de la Onda viajera el cual se presenta al ocurrir un evento que impida el flujo normal de corriente dentro de la línea de transmisión. Es necesario precisar que el periodo de duración de un transitorio electromagnético es demasiado corto.

A pesar de lo mencionado en el párrafo anterior, la utilidad que se le puede dar a toda la información obtenida en ese corto periodo de duración del transitorio es extraordinaria. Con ella podemos conocer la localización exacta de una falla en la línea de transmisión, conocer cuando la falla se encuentra fuera o dentro de la zona de operación que cubre el relevador de protección de distancia e incluso lograr una correcta clasificación de fallas mediante otras herramientas.

## **2.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. [1]**

Las líneas de transmisión constituyen el transporte de energía eléctrica a los puntos de consumo. La transmisión de potencia eléctrica puede ser por corriente alterna o corriente directa, con un diseño de línea puede ser:

- Líneas aéreas.
- Cables subterráneos.
- Líneas con aislamiento de gas comprimido.

En nuestro país las redes de transmisión de energía eléctrica tienden a una normalización de 5 niveles de voltaje que son:

- 13.8 kV Baja Tensión.
- 34.5 kV Baja Tensión.
- 115 kV Alta Tensión
- 230 kV Alta Tensión.
- 400 kV Extra Alta Tensión.

## **2.2 FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. [1]**

Una falla en un circuito es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente. La mayoría de las fallas en líneas de transmisión de 115 kV, o mayores, son originadas por las descargas atmosféricas (rayos), que dan como resultado el flameo de aisladores. La alta tensión o voltaje, entre un conductor y la torre aterrizada que lo sostiene, origina la ionización que provee de una trayectoria a tierra para la carga inducida por la descarga atmosférica.

Una vez que se establece la trayectoria ionizada a tierra, la baja impedancia a tierra resultante permite el flujo de corriente de potencia desde el conductor hasta la tierra y, a través de la tierra, al neutro aterrizado de un transformador o generador, y se completa de esta forma el circuito.

Las fallas línea a línea que no involucran a la tierra son menos comunes. La apertura de los interruptores, para aislar la porción de la línea que ha fallado del resto del sistema, interrumpe el flujo de la corriente en la trayectoria ionizada y permite que se presente la des-ionización. Por lo general los interruptores se reconectan (cierre de contactos) en un intervalo de aproximadamente 20 ciclos para que se lleve a cabo la des-ionización, sin que se reestablezca el arco.

La experiencia en la operación de líneas de transmisión muestra que una reconexión ultrarrápida de los interruptores resulta exitosa después de ocurrir la mayoría de las fallas. Cuando esto no es así, frecuentemente se trata de fallas permanentes, en las que es imposible la reconexión, independientemente del intervalo entre apertura y reconexión.

Las fallas permanentes son causadas por líneas que caen a tierra, por cadenas de aisladores que se rompen debido a las cargas de hielo, por daños permanentes a las torres y por las fallas de los aparta-rayos. La experiencia ha mostrado que entre 70 y 80% de las fallas en líneas de transmisión son fallas monofásicas a tierra (o línea a tierra), que se originan en el flameo de una línea a la torre y a tierra. Aproximadamente en 5% de las fallas intervienen las tres fases.

### **2.2.1 Tipos de perturbaciones en líneas de transmisión. [1]**

De todas las perturbaciones o fuentes de fallas en el servicio normal de diferentes elementos que componen un sistema eléctrico de alta tensión, a continuación se mencionan las más frecuentes:

- Defecto en aislamientos.
- Descargas atmosféricas.
- Acción de animales.
- Caída de árboles u otros objetos sobre líneas.
- Destrucción mecánica de máquinas rotativas.
- Exceso de carga conectada a una línea.
- Factores humanos.
- Puestas a tierra intempestivas.

Estas perturbaciones y muchas otras se pueden agrupar desde el punto de vista del sistema eléctrico en cinco grupos de fallas:

#### *2.2.1.1 Cortocircuito.*

Se produce cortocircuito cuando existe conexión directa entre dos o más conductores de distinta fase. Se caracteriza por un aumento instantáneo de la intensidad de corriente cuyo valor está limitado únicamente por la impedancia de cortocircuito y de las máquinas asociadas al mismo.

#### *2.2.1.2 Sobrecarga.*

Es una elevación de la intensidad de la corriente por encima de los valores máximas permisibles para la instalación.

#### *2.2.1.3 Retorno de corriente.*

En determinadas circunstancias puede darse la inversión en el sentido normal de la corriente. En instalaciones de corriente alterna se da este caso cuando un generador trabaja en paralelo con una red cuya tensión es superior a la fuerza electromotriz del mismo, comenzando entonces a funcionar éste como un motor sincrónico.

#### 2.2.1.4 Subtensión.

Este fenómeno se suele presentar en las centrales generadoras cuando la tensión en la misma es inferior a la nominal. Si existe carga conectada a la red, esta no puede disminuir su potencia, por lo que compensa su déficit de tensión con un mayor consumo de corriente, es decir, se presenta una sobreintensidad o sobrecarga.

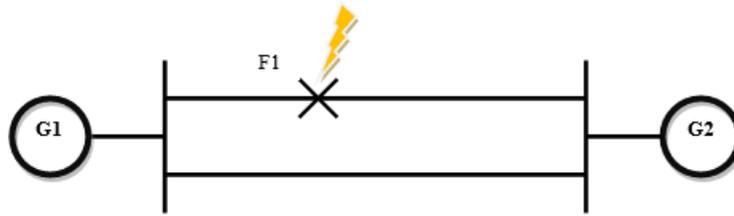
#### 2.2.1.5 Sobretensión.

Es el caso contrario de la Subtensión, es decir, se trata de una elevación del valor de la tensión por encima de los valores normales de explotación. Sus consecuencias son perforaciones de aislamiento por cebado de arcos.

### 2.2.2 Fallas Cross Country. [3, 4, 5, 6, 7]

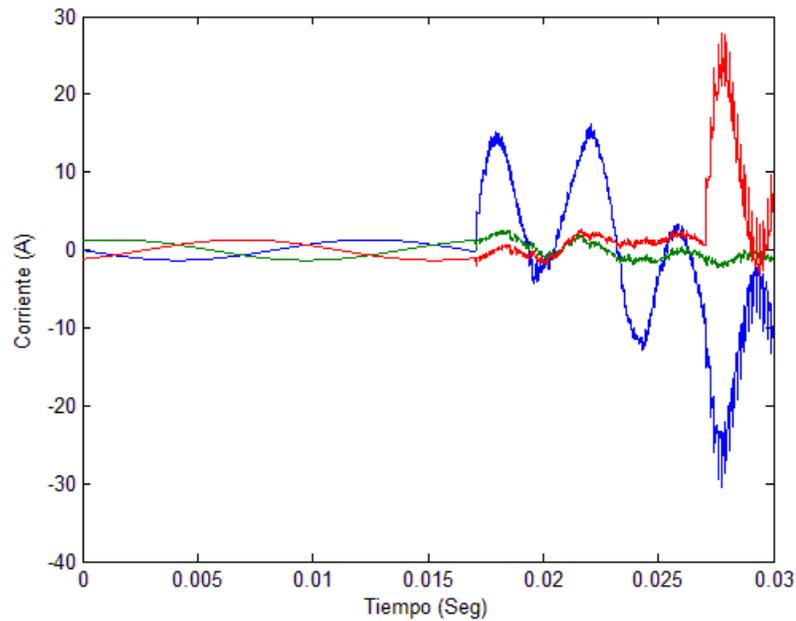
Las fallas Cross Country son también conocidas como fallas evolutivas. Existen distintas maneras para que ocurran fallas tipo Cross-country. La más simple es la falla que cambia para incluir más fases en esta falla. Por ejemplo, una fase a tierra que cambia a dos fases a tierra; y dos fases a tierra que cambian a tres fases.

De acuerdo a diferentes investigaciones del tema, la manifestación de este tipo de fallas es debido a la topología de la línea de transmisión. Uno de los factores que influyen en ella son cuando se trata de una línea que tiene una línea paralela, otro factor es cuando en una línea de transmisión tiene doble circuito, es decir, cada una de las fases es transportada por dos conductores.



**Figura 2.1** Representación de una línea paralela con una falla.

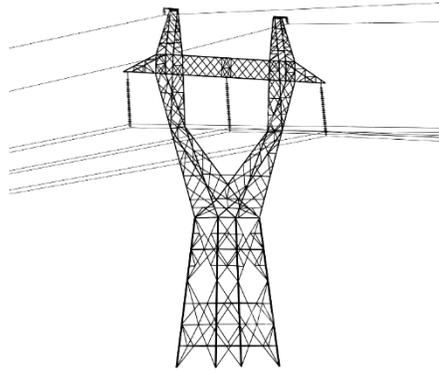
Para una mejor comprensión del tema en la figura 2.1 podemos ver cómo se puede presentar la falla (F1) en una línea paralela. Si consideráramos la falla (F1) como una tipo Cross Country (Evolutiva) de línea a tierra a doble línea a tierra se obtendrían las siguientes graficas de corriente.



**Figura 2.2** Falla Cross Country (Evolutiva).

Como se puede observar en la figurar 2.2 se presenta una falla tipo CC en la cual ocurre una falla línea a tierra (Fase A) a los 0.17 Segundos, 10 ms después ocurre la segunda falla en la fase B, es decir, la falla evoluciona de línea a tierra a doble línea a tierra.

Se tiene documentado en diferentes investigaciones que el tiempo mínimo entre la ocurrencia de cada falla oscila entre los 7 a 10 ms. Tomando como un reto el desarrollo de un algoritmo que opere y evite la evolución de las fallas en un tiempo menor a 7 ms.



**Figura 2.3** Representación de una línea con doble circuito.

### **2.3 TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.** [1]

Los sobrevoltajes transitorios que ocurren en un sistema de potencia son de origen externo (por ejemplo, las descargas atmosféricas o rayos) o bien, se generan internamente por las operaciones de maniobra. En general, los transitorios en los sistemas de transmisión se originan debido a cualquier cambio repentino en las condiciones de operación o configuración de los sistemas.

Los rayos son siempre un potencial de peligro para los equipos de los sistemas de potencia, pero las operaciones de maniobra pueden también causar su daño. Para voltajes hasta 230 kV, el nivel de aislamiento de las líneas y del equipo está determinado por la necesidad de protegerlos de los rayos. En los sistemas con voltaje de más de 230 kV, pero con menos de 700 kV, las operaciones por maniobra y los rayos son los que potencialmente dañan aislamientos. Para los voltajes superiores a 700 kV, los sobrevoltajes por maniobra son el factor determinante del nivel de aislamiento.

Los cables subterráneos son, por supuesto, inmunes a las descargas atmosféricas directas y se pueden proteger de los transitorios que se originan en las líneas aéreas. Sin embargo, por razones económicas y técnicas prevalecen las líneas aéreas de transmisión con la excepción de algunas circunstancias no usuales y para cortas distancias (por ejemplo para cruzar un río).

En la mayoría de los casos, las líneas aéreas se pueden proteger de las descargas atmosféricas directas a través de uno o más conductores que estén al potencial de tierra y extendidos por arriba de los conductores de la línea de potencia, como se aprecia en la figura 2.3, estos conductores protectores, llamados hilos de guarda o de blindaje, se conectan a la tierra a través de las torres de transmisión que sostienen la línea.

Generalmente, la zona de protección es de 3 conductores en posición vertical de cada lado de la torre por abajo del hilo de guarda; esto es, la línea de potencia está protegida dentro del sector de 6 conductores. En la mayoría de los casos, los hilos de guarda, y no los conductores de potencia, son los que reciben las descargas atmosféricas. Las descargas atmosféricas que inciden en los hilos de guarda o en los conductores de potencia originan una inyección de corriente que se divide en 2, una mitad fluye en la dirección de la línea y la otra mitad en sentido contrario.

El valor cresta de la corriente a lo largo del conductor que ha sido afectado varía ampliamente por la alta variabilidad en la intensidad de los rayos. Los valores típicos son de 10 000 A y superiores. Cuando una línea de potencia recibe una descarga atmosférica directa, se origina un daño al equipo en las terminales de la línea por los voltajes línea a tierra que resultan de las cargas que se inyectan y que viajan a lo largo de la línea como corriente. Típicamente, estos voltajes están por arriba de un millón de volts. Las descargas sobre los hilos de guarda también pueden causar transitorios de alto voltaje sobre las líneas de potencia debido a la inducción electromagnética.

### 2.3.1 La línea de transmisión como una componente distribuida. [8]

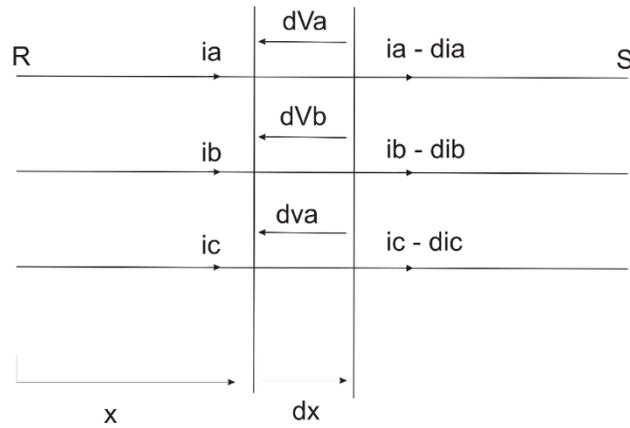
Los métodos de la onda viajera son usualmente más adecuados para la aplicación a líneas largas. Bajo tales circunstancias el efecto de capacitancia ha de ser incluido en la representación de la línea como un elemento distribuido.

Por simplicidad se ignorarán las pérdidas en el retorno de tierra y consideraremos una longitud elemental de línea trifásica mostrada en la figura 2.4. Considerar que  $R_k$ ,  $G_k$ ,  $L_k$ ,  $C_k$  son la resistencia propia, conductancia, inductancia y capacitancia por unidad de longitud de fase  $k$  (donde  $k= a, b$  y  $c$ ) y  $L_{km}$  y  $C_{km}$  son la inductancia y la capacitancia mutua, respectivamente, por unidad de longitud entre kenesima y menesima.

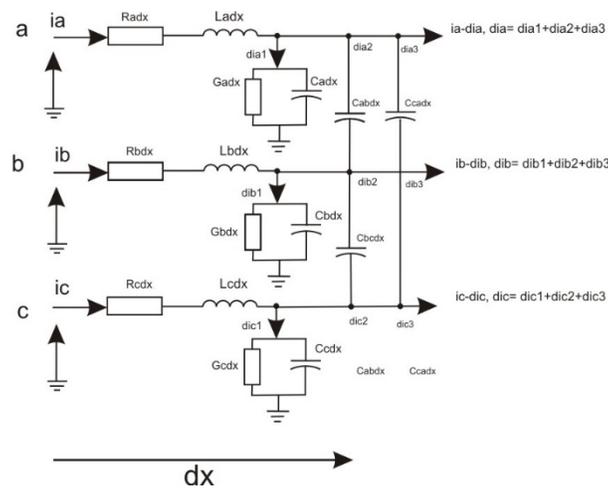
Si la línea está sujeta a condiciones transitorias tales como fallas, los cambios asociados en las corrientes y voltajes dentro de un elemento  $dx$  de la línea (la cual está a una distancia  $x$  desde la localización del relevador) en un instante  $t$  son relacionados por las siguientes ecuaciones:

$$dv_a = \frac{\partial v_a}{\partial x} dx = \left( R_a dx + L_a dx \frac{\partial}{\partial t} \right) i_a + L_{ab} \frac{\partial i_b}{\partial t} + L_{ca} dx \frac{\partial i_c}{\partial t} \quad (2.1)$$

$$dv_a = \frac{\partial i_a}{\partial x} dx = \left( G_a dx + C_a dx \frac{\partial}{\partial t} \right) v_a + C_{ab} \frac{\partial v_b}{\partial t} + C_{ca} dx \frac{\partial v_c}{\partial t} \quad (2.2)$$



**Figura 2.4** Línea de transmisión trifásica como un circuito distribuido.



**Figura 2.5** Representación de un elemento dx.

Por considerar el transitorio de la línea en un instante de tiempo t (es decir dt=0), nosotros podemos derivar las relaciones de corriente y de voltaje para la fase "a".

$$\frac{\partial v_a}{\partial x} dx = \left( R_a + L_a \frac{\partial}{\partial t} \right) i_a + L_{ab} \frac{\partial i_b}{\partial t} + L_{ca} \frac{\partial i_c}{\partial t} \quad (2.3a)$$

$$\frac{\partial i_a}{\partial x} dx = \left( G_a + C_a \frac{\partial}{\partial t} \right) v_a + C_{ab} \frac{\partial v_{ab}}{\partial t} + C_{ca} \frac{\partial v_{ac}}{\partial t} \quad (2.3b)$$

Ecuaciones similares pueden ser derivadas para las fases "b" y "c".

$$\frac{\partial v_a}{\partial x} = L_{ab} \frac{\partial i_a}{\partial t} + \left( R_b + L_{ab} \frac{\partial}{\partial t} \right) i_b + L_{bc} \frac{\partial}{\partial t} \quad (2.4a)$$

$$\frac{\partial i_b}{\partial x} = C_{ab} \frac{\partial v_{ba}}{\partial t} + \left( G_b + C_b \frac{\partial}{\partial t} \right) v_b + C_{bc} \frac{\partial v_{bc}}{\partial t} \quad (2.4b)$$

Para la fase "c"

$$\frac{\partial v_c}{\partial x} = L_{ca} \frac{\partial i_a}{\partial t} + L_{bc} \frac{\partial i_b}{\partial t} + \left( R_c + L_c \frac{\partial}{\partial t} \right) i_c \quad (2.5a)$$

$$\frac{\partial i_c}{\partial x} = C_{ca} \frac{\partial v_{ca}}{\partial t} + C_{bc} \frac{\partial v_{cb}}{\partial t} + \left( G_c + C_c \frac{\partial}{\partial t} \right) v_c \quad (2.5b)$$

Por reemplazar  $V_{ab}$ ,  $V_{ac}$ ,  $V_{ba}$ ,  $V_{bc}$ ,  $V_{ca}$ ,  $V_{cb}$ , por sus voltajes de fase equivalentes (es decir  $V_{ab} = V_a - V_b, \dots$ , etc), las ecuaciones anteriores pueden ser escritas:

$$\frac{\partial v}{\partial t} = z i \quad (2.6a)$$

$$\frac{\partial i}{\partial t} = y v \quad (2.6b)$$

Donde:

$$v = \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} ; i = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}$$

Donde:

$$Caa = Ca + Cab + Cca$$

$$Cbb = Cab + Cb + Cbc$$

$$Ccc = Cca + Cbc + Cc$$

Por reemplazar el operador del tiempo  $\frac{\partial}{\partial t}$  en las ecuaciones 2.6a y 2.6b con el operador de la transformada estos pueden ser escritos como:

$$\frac{\partial v}{\partial x} = zi \quad (2.7a)$$

$$\frac{\partial i}{\partial x} = yv \quad (2.7b)$$

Donde Z y Y son los mismos como z y y excepto que el operador de tiempo  $\frac{\partial}{\partial t}$  ha sido reemplazado por el operador de la transformada P, por combinar las ecuaciones 2.7 finalmente obtenemos:

$$\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} = Pv \quad (2.8)$$

$$\frac{\partial^2 i}{\partial x^2} = P^T i \quad (2.9)$$

Donde:

$$P = ZY \quad (2.10)$$

$$P^T = YZ \quad (2.11)$$

### 2.3.2. Ondas viajeras en líneas monofásicas consideradas sin pérdidas. [8]

Las líneas de potencia son por supuesto normalmente del tipo trifásica, sin embargo, es mucho más simple entender los conceptos de onda viajera y métodos asociados si primero consideramos la propagación de la onda en líneas monofásicas.

$$c = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (2.12)$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}} \quad (2.13)$$

Donde:

$c$ , es la velocidad de propagación.

$Z_0$ , es la impedancia característica.

$$v(x,t) = F_1\left(t - \frac{x}{c}\right) + F_2\left(t + \frac{x}{c}\right) \quad (2.14)$$

$$i(x,t) = \frac{F_1\left(t - \frac{x}{c}\right) + F_2\left(t + \frac{x}{c}\right)}{Z_0} \quad (2.15)$$

Las funciones  $F_1\left(t - \frac{x}{c}\right)$  y  $F_2\left(t + \frac{x}{c}\right)$  de este modo representan las ondas viajeras en las direcciones hacia adelante y hacia atrás de  $x$  (lugar de la falla), respectivamente, y las ecuaciones 2.14 y 2.15 pueden por lo tanto ser escrita en los términos simples:

$$v=v^++v^- \quad (2.16a)$$

$$i=i^++i^- \quad (2.16b)$$

Donde  $v^+=F1(t-\frac{x}{c})$  y  $v^-=F2(t+\frac{x}{c})$  son las componentes de voltaje hacia delante y hacia atrás, respectivamente. Los valores de  $i^+$  y  $i^-$  son similarmente las componentes de corriente hacia adelante y hacia atrás.

El sentido físico de la función teniendo la forma  $f(t \pm \frac{x}{c})$  puede ser bien entendido si la consideración es dada al comportamiento de esta función cuando el argumento es mantenido constante, es decir  $(t-\frac{x}{c})=k_1$  para una onda viajera hacia adelante y,  $(t+\frac{x}{c})=k_2$  para una onda viajera hacia atrás.

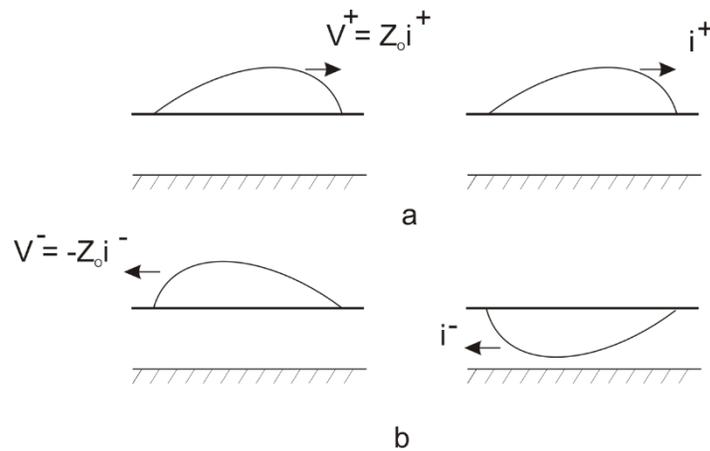
Por lo tanto cualquier cambio en el tiempo  $t$ , por decir  $\Delta t$ , requiere un cambio en  $x$  igual a  $\Delta x$  tal que  $\Delta x = c\Delta t$  para la forma de onda hacia delante y  $\Delta x = -c\Delta t$  para la forma de onda hacia atrás. Tales consideraciones muestran que una forma de onda hacia adelante viaja en la dirección positiva de  $x$ , mientras la forma de onda hacia atrás viaja en la dirección negativa de  $x$ .

Las componentes hacia adelante y hacia atrás son relacionadas mutuamente, como vista de las ecuaciones 2.14 hasta la 2.16, por la impedancia característica de la línea como sigue:

$$v^+=Z_0i^+ \quad (2.17a)$$

$$v^-=Z_0i^- \quad (2.17b)$$

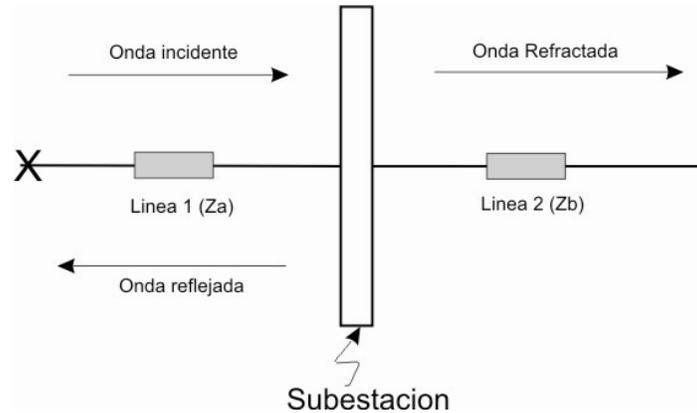
Del análisis anterior se ve que la impedancia característica ( $Z_0$ ) es un número real para una línea considerada sin pérdidas y es evidente de las ecuaciones 2.17 que las componentes de corriente son simplemente una réplica de sus voltajes correspondientes. Ellos también muestran que, mientras la forma de onda de voltaje y corriente hacia delante son del mismo signo, las formas de onda de voltaje y corriente hacia atrás son de signo opuesto como el ilustrado en la figura 2.6.



**Figura 2.6** Propagación de ondas viajeras en líneas monofásicas considera sin pérdidas. A) Formas de onda de voltaje y corriente transmitidos. B) Formas de onda de voltaje y corrientes reflejadas.

### 2.3.3 Coeficiente de reflexión. [1,8]

Las ondas viajeras sobre líneas de transmisión de longitudes sin pérdidas consideradas homogéneas continúan a propagarse a una velocidad uniforme  $c$  y no cambian en forma. Sin embargo, en puntos de discontinuidad tal como circuitos abiertos u otra terminación de la línea, parte de la onda incidente es reflejada hacia atrás a lo largo de la línea y parte es transmitida hacia adentro y más allá de la discontinuidad. La onda chocando en la discontinuidad es a menudo llamada una onda incidente y las dos ondas al cual esta dará aumento son normalmente referidas como ondas reflejadas y transmitidas.



**Figura 2.7** Comportamiento de Onda viajera al alcanzar una discontinuidad en una red eléctrica.

Las ondas viajeras que se generan ante la aparición de un disturbio en la línea de transmisión se propagan por las líneas hasta que llegan a una discontinuidad (elementos en una subestación, unión de varias líneas etc.); en ese punto las ondas se dividen en una onda reflejada y una onda transmitida, donde la magnitud de cada una de esas ondas está dada por los coeficientes de reflexión ( $k_R$ ) y refracción ( $k_T$ ) los cuales son de la forma:

$$k_R = \frac{Z_b - Z_a}{Z_a + Z_b} \quad (2.18)$$

$$k_T = \frac{2Z_b}{Z_a + Z_b} \quad (2.19)$$

Siendo  $Z_a$  y  $Z_b$  las impedancias características de cada una de las líneas respectivamente.

Los frentes de ondas viajeras propagándose por una línea de transmisión experimentan una modificación en su contorno al atravesar una discontinuidad provocada por un cambio de impedancia. En la figura 2.7 una onda incidente propagándose por la línea 1 con impedancia característica  $Z_a$  alcanza la discontinuidad y continúa a través de la línea 2 con una impedancia  $Z_b$  como una onda refractada experimentando una modificación en el contorno de la onda incidente ( $V_i$ ) a  $k_T \cdot V_i$ .

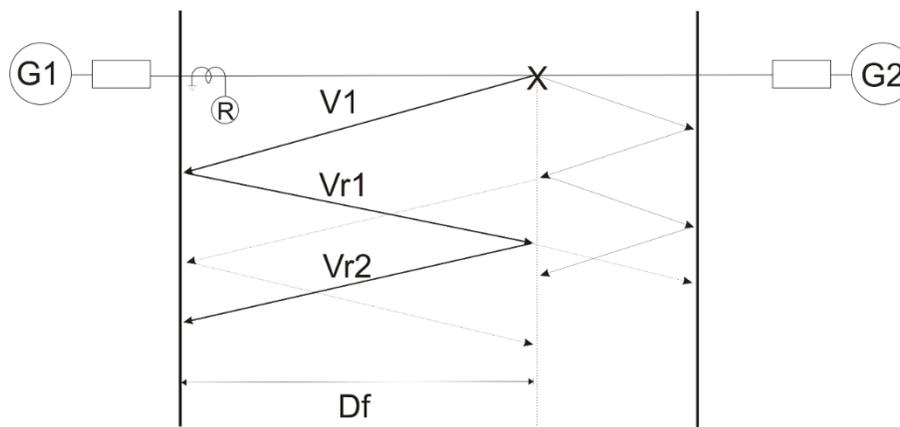
En el caso de que ambas líneas sean idénticas ( $Z_a = Z_b$ ), el contorno de la onda viajera no se ve afectado, y no existe onda reflejada. Esta situación,  $Z_a = Z_b$  es difícil que se presente en sistemas eléctricos de potencia reales. Así mismo las ondas viajeras que se propagan a través de una línea de transmisión homogénea se ven mínimamente afectadas en su contorno aun considerando pérdidas por atenuación.

Por tanto, un frente de onda originado por una falla externa experimenta una modificación en su contorno al pasar por la discontinuidad que representa el cambio de la impedancia característica entre las líneas de transmisión ( $Z_b$  a  $Z_a$  en la figura 2.8).

A diferencia de esto, un frente de onda originado por una falla interna sólo es afectado por la atenuación propia de la línea.

#### 2.3.4. Principio de protección por medio de onda viajera.

Cuando una falla ocurre en una posición de la línea  $D_f$  a kilómetros de distancia del relevador, ondas viajeras son generadas y propagadas a lo largo de la línea. Cuando la onda viajera hacia atrás  $V_1$  llega a la fuente  $G_1$  a través del relevador, ocurre una reflexión. La onda reflejada  $V_{r1}$  regresará a lo largo de la línea hasta el punto de falla. Ahí en el punto de falla parte de esta es reflejada y otra parte es transmitida si la resistencia de falla no es cero. La onda reflejada  $V_{r2}$  regresará al bus 1 después de algún tiempo.



**Figura 2.8** Principio de protección de onda viajera

Si podemos obtener el intervalo de tiempo  $t_0$ , entre la llegada de la onda  $V_{r1}$  y la onda hacia atrás  $V_{r2}$ , entonces la distancia puede ser adquirida del tiempo  $t_0$  de la siguiente manera: [9]

$$D_f = \frac{vt_b}{2} \quad (2.20)$$

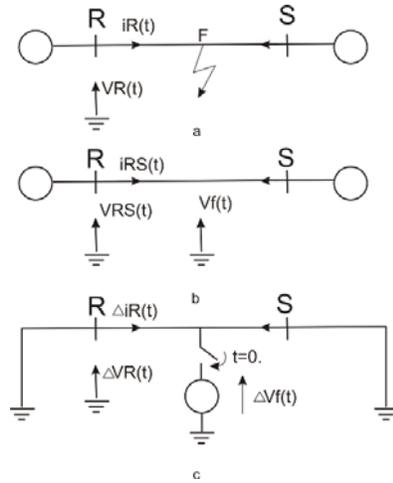
### 2.3.5. Cantidades superpuestas y sus propiedades.

Cuando un sistema de potencia está sujeto a una condición de falla, el voltaje total y la corriente total en cualquier punto del sistema puede ser considerada como dos componentes: uno es debido a la conducción de estado estable sinusoidal, la otra debido a la aplicación de la falla. La última componente es a menudo llamada la cantidad superpuesta y es simplemente igual al cambio en la corriente y/o voltaje debido a un disturbio. La idea de las cantidades superpuestas es mejor explicada por referencia a la figura 2.9. Considerar un punto R, donde el voltaje  $V_{Rf}(t)$  y la corriente  $i_{Rf}(t)$  son las cantidades reales presentes (ver figura 2.9 a). Estas cantidades pueden ser partidas entre las cantidades de prefalla sinusoidales  $V_{RS}(t)$  y  $i_{RS}(t)$  mostradas en la figura 2.9b, y la cantidad de la falla superpuesta  $\Delta_{vR}(t)$  y  $\Delta_{iR}(t)$  mostrada en la figura 2.9 c.

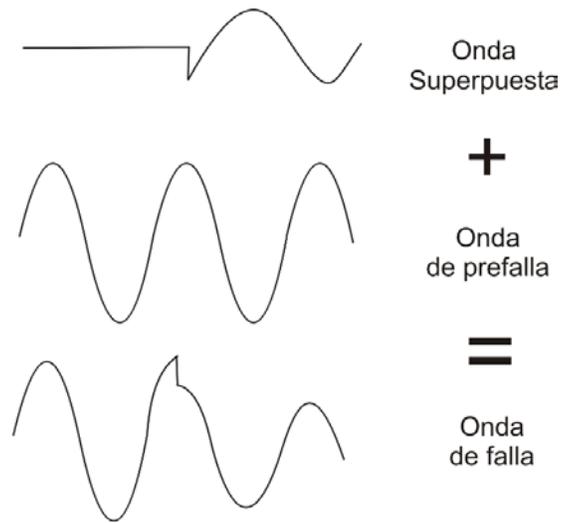
De este modo:

$$V_{Rf}(t) = V_{RS}(t) + \Delta V_R(t) \quad (2.21)$$

$$i_{Rf}(t) = i_{RS}(t) + \Delta i_R(t) \quad (2.22)$$



**Figura 2.9** Voltaje y corrientes superpuestas generadas por una falla. A) Sistema real bajo una condición de falla .B) La red de estado estable. C) La red superpuesta



**Figura 2.10** Superposición de formas de onda.

### **2.3.6. Esquema de comparación de polaridad de ultra alta velocidad.**

Un relevador de alta velocidad adecuado para aplicaciones de alto voltaje fue desarrollado por Asea como una parte de un programa de investigación de Estados Unidos de América y Suecia. El primer relevador desarrollado fue implementado usando circuitos análogos y fue llamado RALDA; este formaba la base de un número de equipos de protección digital del cual habían salido desde la investigación original ejecutadas desde los setentas (1970).

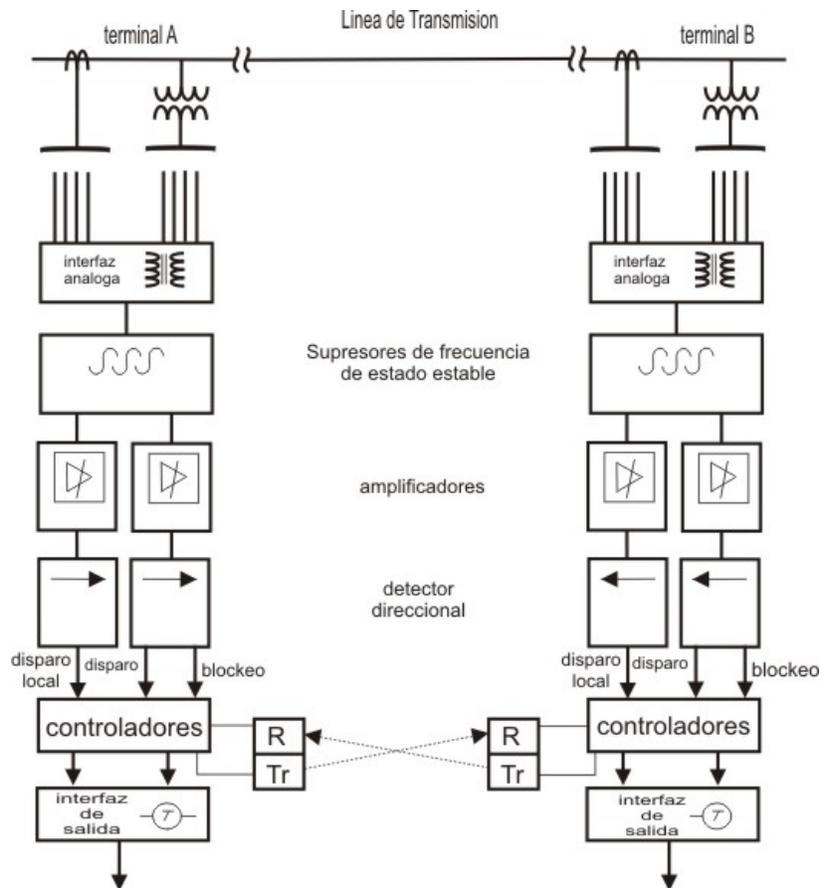
#### *2.3.6.1. Principios básicos de operación.*

El principio de operación del esquema está basado en las polaridades relativas de las cantidades superpuestas. Para fallas internas la corriente y el voltaje superpuesto tienen diferentes polaridades en ambas terminales de la línea protegida, inversamente, para fallas externas las polaridades son diferentes solamente en una terminal de la línea.

#### *2.3.6.2 Descripción típica de la implementación.*

La figura 2.11 ilustra esquemáticamente el arreglo básico. Básicamente, esta figura muestra una línea de transmisión la cual es protegida por dos relevadores tipo RALDA, cada uno instalado en una terminal de la línea. Los relevadores se comunican mutuamente por medio de un canal de comunicación enlazando los dos relevadores. Esto los habilita a intercambiar información acerca de las polaridades relativas de las cantidades superpuestas en cada terminal, la cual a su vez es usada para decidir ya sea si la falla es interna o externa a la línea. El arreglo total forma un esquema de comparación direccional, en el cual si ambos relevadores detectan una falla en una dirección viendo dentro de la línea, una señal de disparo es generada. Cualquier relevador identificando una falla viendo dentro de cualquier fuente de este modo indicará que una falla es externa a la línea protegida y en este caso el disparo del interruptor es inhabilitado. Las mediciones reales son basadas en la información derivada en solo un punto de medición, es decir, en cada terminal separadamente, y el esquema es de

este modo una técnica de medición no unitaria la cual es efectivamente enlazada por usar un canal de señalización direccional (binario).



**Figura 2.11** Diagrama a bloques de un sistema RALDA.

Cada relevador consiste de una interface analoga, supresores de frecuencia de estado estable, amplificadores, detectores direccionales y una interface de salida.

La interface analoga acepta señales de entrada desde los transformadores de corriente y de voltaje y proporcionan el aislamiento galvánico requerido y la inmunidad a transitorios.

Los supresores de frecuencia de estado estable son diseñados a extraer las componentes de voltaje y corriente superpuestas causadas por la falla. Esto es ejecutado por componentes de prefalla supresores contenidas en las formas de onda en las salidas de la interface análoga. Las señales son entonces conectadas a amplificadores, la cual en efecto controlan la sensibilidad básica y son diseñadas a ejecutar un mínimo o máximo alcance a lo largo de la línea, dependiendo en si una operación de sobre o bajo alcance es deseado. Las señales son entonces alimentadas a detectores direccionales donde la dirección de la falla es determinada por comparar las polaridades relativas, es decir los signos de los voltajes y corrientes superpuestas. Los detectores entonces inician una señal en la dirección de disparo T si el signo de la señal de  $i$  y  $v$  son opuestos mutuamente. El otro arreglo de detectores visto en el diagrama de bloques son usados en un modo paralelo para aumentar la dependabilidad y velocidad de operación. Cada una de estas unidades tiene un ajuste de alcance bajo, lo cual habilita el disparo directo del interruptor local para fallas cercanas. Este modo de operación es intrínsecamente selectivo y no requiere coordinación de tiempo. Esto hace a este particularmente valuable para clareos de ultra-alta velocidad de fallas cercanas. Tiempos de operación típicos en este modo de operación pueden ser tan bajos como 2-3 milisegundos.

La señal de salida del elemento direccional de cada fase es procesada en un circuito lógico, el cual ha sido arreglado a ejecutar varias funciones. Primero, es determinar la secuencia en el cual las señales de disparo y de bloqueo son generadas y, directamente en la iniciación de la falla, establece si la señal de disparo (T) es sensada antes que la señal de bloqueo o viceversa. Esto evita la confusión que deberá ser causada por múltiples reflexiones de las ondas incidentes. También determina si la falla es una sola falla o una falla múltiple y ejecuta la selección de la fase apropiada como requerida en los esquemas de disparo monofásico. Además coordina la decisión del relevador local con el relevador en la terminal remota vía el enlace de comunicación. Las señales de cada circuito lógico son conectadas a la unidad de interface de salida, la cual incluye relevadores de disparo de estado sólido y relevadores de señal electromagnética con sus correspondientes indicadores (banderas o tarjetas). Esta también tiene la facilidad a exhibir la señal de disparo, bloqueo, selección de fase y modo de operación, también como funciones de alarma.

# *REFERENCIAS*

- [1] William D. Stevenson, “análisis de sistemas de potencia”, Mc Graw Hill, 1996.
- [2] Anderson A. C., ”Localización de fallas de alta impedancia en líneas de transmisión para un estudio de caso mediante redes neuronales”, Universidad nacional de Colombia, 2010.
- [3] Krzysztof S. ;Waldemar Rebizant “Analysis of differential Protection Response for Cross-Country Faults in Transmision Lines”, Institute of Electrical Power Engineering,Poland,2010.
- [4] Amanika Jain, “Intercircuit and Cross-Country Faul Detection and Classification Using Artificial Neural Network, N.I.T. Raipur, C.G. India.
- [5] A.A. Mohd Zin, “Effect of 132 kV Cross-Country Fault on Distance Protection, Universiti Teknologi Malaysia, 2010.
- [6] Xiangning Lin, ”Identification of Cross-Country Fault of Power Transformer for Fast Unblocking of Differential Protection”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2009.
- [7] Z. Y. Xu, ”First-Zone Distance Relaying Algorithm of Parallel Transmission Lines for Cross-Country Nonearthed Faults”, IEEE Transactions on Power Delivery, 2011.
- [8] Alllan Greenwood, “Electrical Transients in power Sistems”, Second Edition.
- [9] Ernesto Vázquez Martínez, Application of pattern Recognition with Principal Component Analisis for traveling waves”, Monterrey Nuevo León.

---

## *Herramientas para el análisis*

En este capítulo se muestran las herramientas matemáticas y de software que fueron necesarias para el desarrollo del algoritmo para un relevador de protección de distancia e implementadas en Matlab por medio de comandos.

El algoritmo está basado principalmente en la detección de transitorios electromagnéticos los cuales se presentan al ocurrir un evento de maniobra o falla dentro de las líneas de transmisión produciendo un fenómeno conocido como onda viajera.

Uno de los temas que es abordado es la técnica de la transformada de wavelet continua (de la familia daubechies) la cual nos permite transformar una señal del dominio del Tiempo-Amplitud a Tiempo-Escala (Rango de frecuencias), lo cual facilita lo mencionado en el párrafo anterior.

Debido a la rapidez de este fenómeno no fue posible conjugarlo con otra de las técnicas mencionadas en el capítulo anterior, por lo que se recurrió al uso de las redes neuronales artificiales del tipo probabilística o mejor conocidas como inteligencia artificial.

El uso del ATP-EMTP fue de vital importancia, ya que mediante el preprocesador gráfico ATPDRAW fue posible construir y simular el sistema eléctrico. El algoritmo se desarrolló en Matlab en base a los parámetros de voltaje y corriente obtenidos por el ATP-EMTP.

### **3.1 INTRODUCCIÓN.**

Entre las herramientas tradicionales de análisis de sistemas eléctricos de potencia, se encuentran numerosos algoritmos, basados entre otros, en la transformada de Fourier. Sin embargo, si ocurre un transitorio, las formas de onda asociadas no son periódicas, conteniendo oscilaciones de alta y baja frecuencia superpuestas a la frecuencia en estado estable del sistema eléctrico. En tal situación, debido a que la transformada de Fourier realiza un promedio de la contribución de las frecuencias se pierde la localización de la perturbación en el tiempo. El análisis mediante wavelets supera esta limitación, realizando un procesamiento de la señal, que proporciona información en tiempo y en frecuencia. Por ellos la transformada wavelet es una potente ayuda para el análisis, estudio e interpretación de los distintos fenómenos transitorios que se pueden presentar en un sistema eléctrico de potencia. [1]

### **3.2 TRANSFORMADA WAVELET.**

Muchos de los fenómenos físicos y socioeconómicos que nos rodean vienen representados por señales generalmente en el dominio del tiempo (tiempo – amplitud) y no siempre es fácil obtener de ellas toda la información relevante que permita identificarlas, clasificarlas, etc.

Para ello, es de vital importancia poder establecer de forma clara y precisa las diferentes características que definen a una señal en diferentes dominios como puede ser el tiempo, el espacio y la frecuencia.

Para extraer esta información, se trabaja con transformadas, que no son más que las herramientas claves que permiten “transformar” una señal de un dominio a otro a fin de facilitar su análisis.

Tradicionalmente, en sistemas de energía eléctrica, se ha utilizado una herramienta sencilla y poderosa, como es la transformada de Fourier (FT), la cual “transforma” a una señal del dominio tiempo – amplitud, al de frecuencia – amplitud. Es decir permite identificar el espectro de frecuencias de una señal a partir de su descomposición en ondas sinusoidales. Esta herramienta se caracteriza por tener soporte compacto en frecuencia, es decir, define

con precisión los distintos componentes de la señal a frecuencias específicas, pero no tiene soporte compacto en tiempo, lo cual implica que no se puede identificar con esta transformada los cambios que se producen en la señal a lo largo del tiempo. Por ello, es una herramienta limitada al análisis de señales periódicas. [1]

Para obtener una información más completa que permita mezclar el dominio temporal y el de frecuencias, se desarrolló la transformada de Gabor o transformada de Fourier en ventanas (“Short Time Fourier Transform” - STFT). Esta transformada permite analizar con mayor detalle aquellas señales no estacionarias, cuyo espectro frecuencial varía con el tiempo. La limitación de esta alternativa, es que las ventanas de aplicación son fijas.

En los últimos años, se ha empezado a trabajar con una transformada relativamente nueva, que permite “transformar” una señal en el dominio tiempo – amplitud, a un grupo de señales en un dominio tiempo – escala (ó rango de frecuencias); ésta, es la transformada wavelet (TW) y tiene como ventaja fundamental el permitir analizar la señal en el dominio de la frecuencia, con ventanas variables. Esto significa que con ventanas temporales cortas se tiene soporte compacto en tiempo y, con ventanas temporales largas, se tiene soporte compacto en frecuencia.

En el presente trabajo, se ha seleccionado la transformada wavelet como herramienta para el análisis de las señales de corriente que provienen de la red eléctrica de potencia ante situaciones de falla de línea a tierra, por las ventajas de esta técnica en el manejo de señales no periódicas en el tiempo.

El tema de la transformada wavelet está bastante bien desarrollado en la literatura especializada. [2, 3, 4, 5, 6]

Estas referencias hablan de la introducción de la TW en forma general, de esas mismas referencias se seleccionó los temas relacionados a la aplicación de la TW en los sistemas eléctricos y se plasmaron en este capítulo.

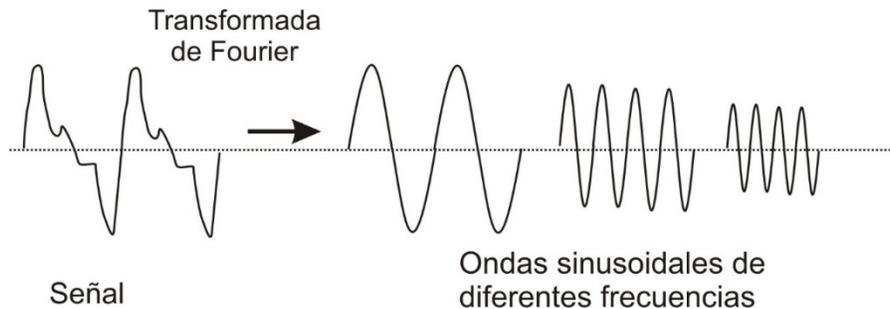
Está claro, que la información que se obtiene de las gráficas normales de las señales eléctricas en el dominio del tiempo, no es suficiente. Algunos aspectos relevantes, respecto a las variaciones de la onda, especialmente ante eventos dinámicos, no pueden ser visualizados ni analizados de forma directa con este formato. En principio, este problema fue solucionado al implementarse la transformada de Fourier, donde se obtiene el contenido frecuencial de la onda analizada.

Matemáticamente en análisis de Fourier está representado por la transformada de Fourier:

$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-j\omega t} dt \quad (3.1)$$

El cuál es la suma de todo el tiempo de la señal  $f(t)$  multiplicada por la exponencial compleja. El resultado de la transformada son las componentes de Fourier  $F(\omega)$ , cuando es multiplicada por una senoidal de frecuencia  $\omega$  produce las componentes sinusoidales de la señal original.

Gráficamente el proceso es como se muestra en la figura:



**Figura 3.1** Transformada de Fourier a una Señal.

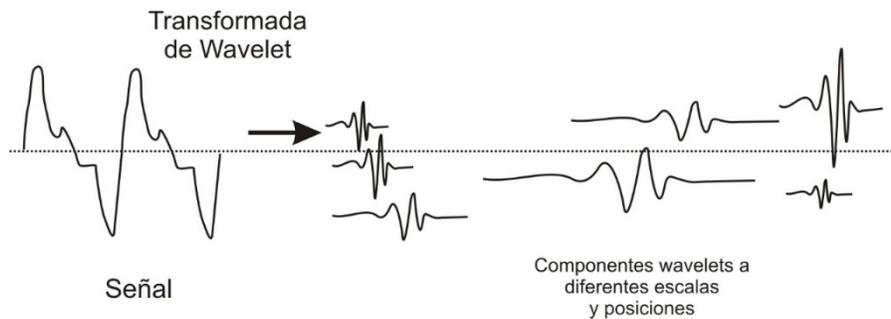
El problema con esta transformada, es que no puede ser utilizada en señales no estacionarias o transitorias, pues al no ser compacto en el tiempo, se analiza la señal de forma global y por lo tanto, solo puede dar información acerca del contenido espectral total de la señal sin localizar éste en el tiempo al cual aparece.

Similarmente la Transformada Continua Wavelet está definida como la suma de todo el tiempo de la señal multiplicada por una escala cambiando versiones de la función wavelet  $\psi$ :

$$C(\text{escala, posición}) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)\psi(\text{escala, posición, } t)dt \quad (3.2)$$

El resultado de la transformada continua wavelet son muchos coeficientes  $C$ , que son una función de la escala y posición.

Multiplicando cada coeficiente por la escala debida y cambiando la wavelet produce las componentes wavelets de la señal original:



**Figura 3.2** Transformada de Wavelet a una Señal.

Se puede plantear la transformada continua de Wavelets, de la siguiente manera:

$$W(a,b) = \frac{1}{\sqrt{a}} \int x(t)\psi^*\left(\frac{t-b}{a}\right) dt \quad (3.3)$$

Donde:

$\psi$  es la función Wavelet Madre.

$a$  y  $b$ , son los factores de escala y traslación, respectivamente. ( $a > 0$ )

$x(t)$  es la función de interés.

$W(a,b)$ , es la transformada continua de  $x(t)$ .

La función  $\psi(t-b/a)$ , puede interpretarse como la misma función  $\psi$ , trasladada y escalada en  $a$  y  $b$ , por lo que la ecuación 3.3 podría describirse, como:

$$W(a,b) = \int x(t)\psi_{(a,b)}(t) dt \quad (3.4)$$

Donde:

$$\psi_{(a,b)}(t) = \frac{1}{\sqrt{a}}\psi\left(\frac{t-b}{a}\right), a>0, b \in \mathbb{R} \quad (3.5)$$

La inversa, sería:

$$x(t) = \frac{C_\psi}{a^2} \int_{a>0} \int_b W(a,b)\psi\left(\frac{t-a}{a}\right) da-db \quad (3.6)$$

Donde  $C_\psi$  son parámetros constantes que dependen de  $\psi$ .

Al término en (3.5),  $\psi(a,b)$ , se le denomina función base y debe cumplir las condiciones de admisibilidad: de soporte finito (“small”) y de naturaleza oscilatoria (“wavy”); de ahí el nombre Wavelet (small-wavy) u onda pequeña, ondita, etc.

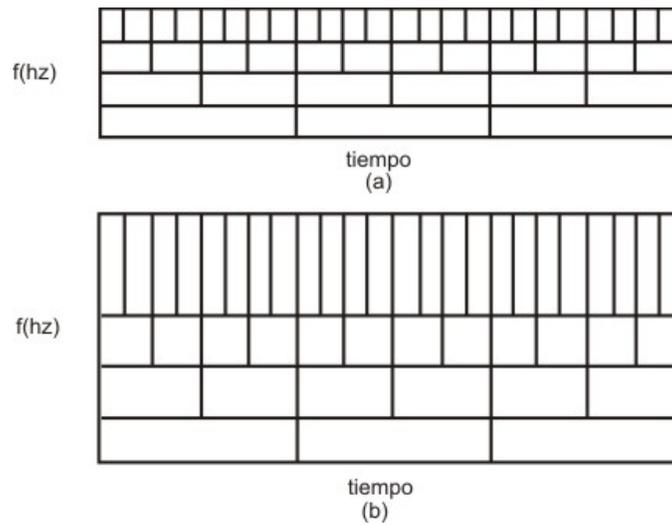
El problema de la transformada continua wavelet, es que dada una señal  $x(t)$ , solo se obtiene la información en frecuencia para un factor de escala dado. Por lo que es necesario repetir dicho proceso tantas veces como se justifique, variando la escala. Este análisis tiene un alto costo computacional que puede ser reducido, mediante la transformada discreta (DWT) y el análisis Multiresolución (MRA).

Para la obtención de la Transformada Discreta de Wavelet (DWT), los parámetros  $a$  y  $b$  deben ser discretizados.

Por ejemplo, si se toma  $a=2^j$  y  $b=2^jk$ , como la planteada por Daubechies (base diádica), se obtiene como función base:

$$\Psi_{(j,k)}(t)=2^{-j/2}\psi(2^{-j/2}t-k) \quad (3.7)$$

La ventaja podría ser vista en función de la siguiente figura, que tiene que ver con los pasos de resolución en tiempo – escala (Figura. 3.3). Se observa que en la Figura. 3.3a, los pasos de variación de frecuencia son constantes, mientras que los de la Figura. 3.3b, son en potencias de 2 (escala diádica).



**Figura 3.3** Variación tiempo – frecuencia o tiempo – escala, (a) Transformada continua (CWT) y (b) Transformada Discreta con base diádica.

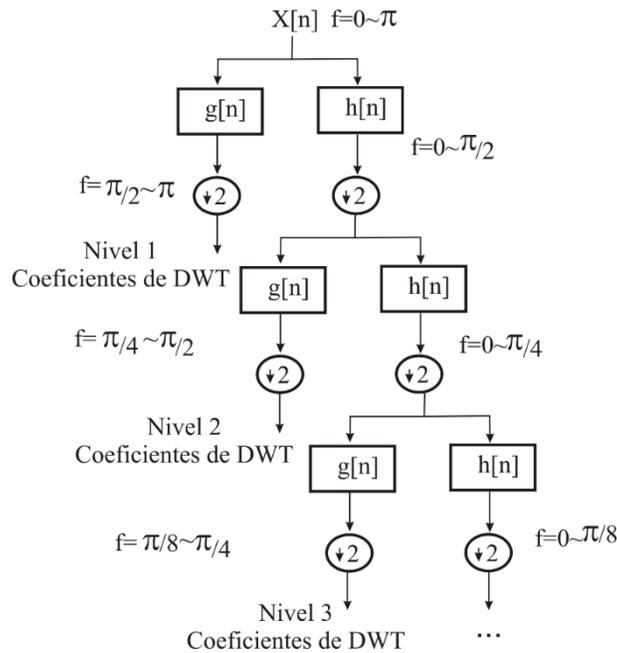
Para simplificar el cálculo de los coeficientes y términos de la DWT, Mallat planteó la aplicación del análisis multiresolución (MRA), en base a filtros pasa bajos  $h(n)$  y pasa altos  $g(n)$ , que se aplican de forma iterativa. El esquema diagramático de descomposición, se muestra en la Figura. 3.4.

$$y_{\text{alto}}[k]=\sum_n x[n].g[2k-n] \quad (3.8)$$

$$y_{\text{bajo}}[k]=\sum_n x[n].h[2k-n] \quad (3.9)$$

Donde:

$$h[N-1-n]=(-1)^n g[n] \quad (3.10)$$

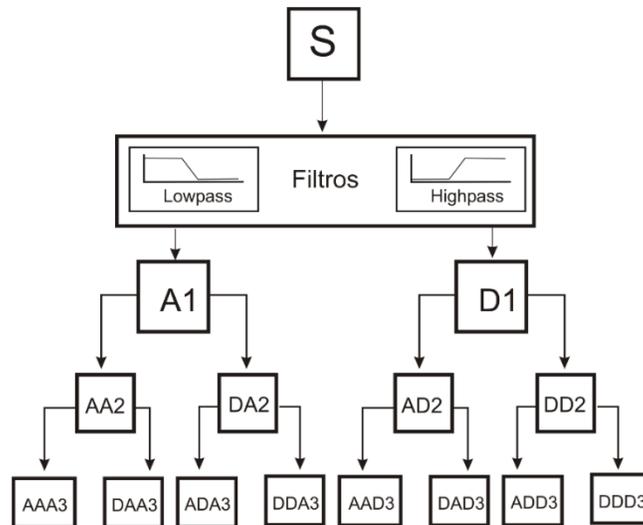


**Figura 3.4** Esquema de la descomposición por el análisis multiresolución.

Existen otros tipos de las Wavelets, así que en general se podrían clasificar como:

- a.- Transformada continua,
- b.- Transformada continua compleja,
- c.- Transformada Discreta,
- d.- Wavelets Packets,
- e.- Multi-Wavelets,

De hecho en Ingeniería eléctrica se puede encontrar toda una variedad de aplicaciones en donde se utilizan distintos tipos de Wavelets. En general, la mayoría de los trabajos realizados, se basan en la transformada discreta y más concretamente en MRA.



**Figura 3.5** Descomposición de la señal basada en Wavelet Packet. A: filtro pasabajo y D: filtro pasa alto.

Por último, se van a mencionar las distintas Wavelet madres existentes:

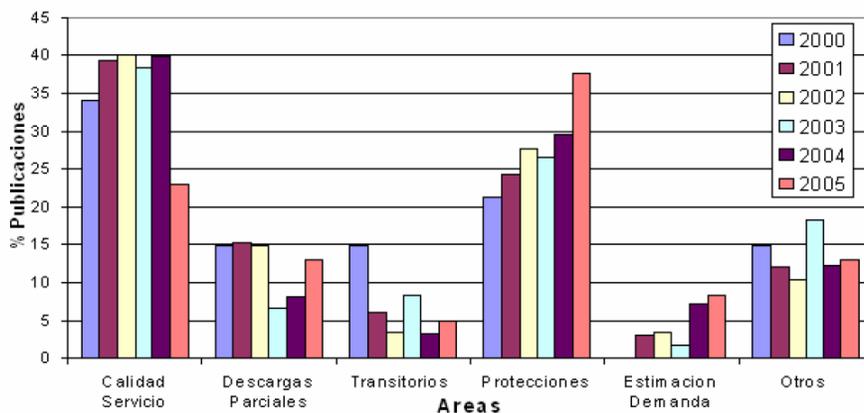
- Haar.(a)
- Daubechies (b)
- Symlet(c)
- Coiflets (d)
- Bior-Splines (e)
- Reverse – bior (f)
- Meyer (g)
- Dmeyer (h)
- Gauss (i)
- Sombrero Mejicano (j)
- Morlet (k)
- Gaussiana Compleja (l)
- Morlet Compleja (m)
- Shannon (n)
- B-Spline frecuencial (o)

### 3.2.1 La Transformada Wavelet en Sistemas Eléctricos.

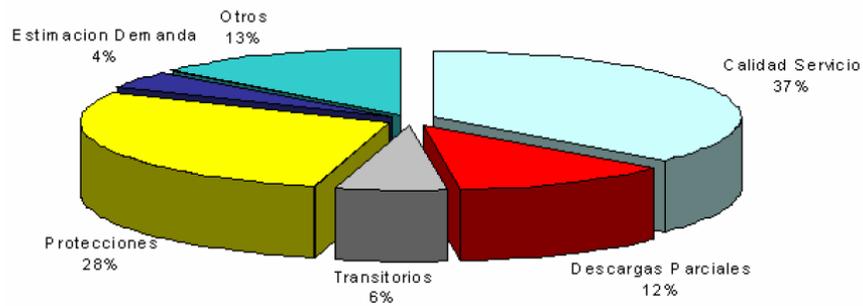
Una de las primeras aplicaciones del análisis wavelet a los sistemas de energía eléctrica fue realizada en 1994 por Robertson [7] donde las utilizó para estudios de transitorios electromagnéticos en sistemas eléctricos. A partir de este año y hasta la fecha, el número de publicaciones relacionadas con esta técnica de análisis ha ido experimentando un notable crecimiento.

Si, ahora, se tiene en cuenta el área particular de aplicación de las wavelets, se obtienen unas gráficas como las mostradas en las figuras 3.6 y 3.7. Así, puede observarse que el área de las protecciones es la segunda en importancia en cuanto al uso de esta técnica y que, a pesar de no ser la primera, representa la principal tendencia alcista a lo largo de los años analizados. El área de calidad de servicio representa cerca del 40% de las publicaciones relacionadas a la transformada wavelet de los últimos 5 años analizados.

Muy similar se encuentra el área de las protecciones eléctricas, con casi un 30% del total, aunque en el año 2005 se acercó al 40% del año, superando al área de calidad de servicio. Esto demuestra el gran interés que están teniendo las wavelets en cuanto a su aplicación a algoritmos modernos de protección y en la búsqueda de mejores herramientas para el análisis de las señales no estacionarias originadas en una condición de falla.



**Figura 3.6** Tendencias del uso de la TW, por área de desarrollo en sistemas de energía eléctrica y por año.

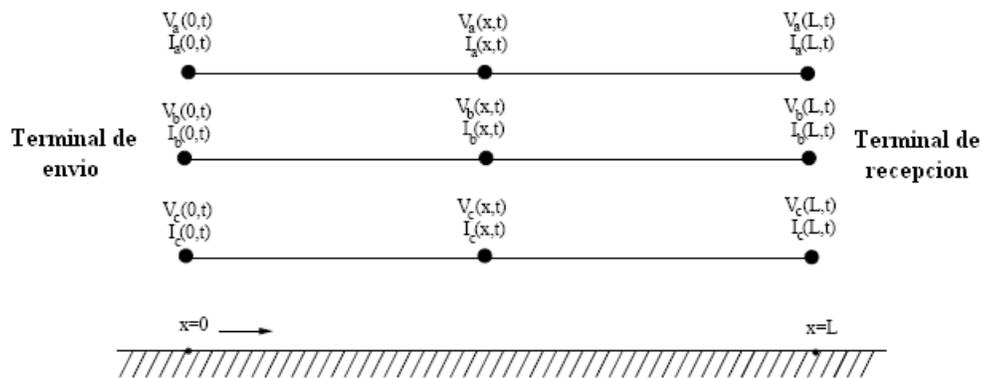


**Figura 3.7** Tendencias del uso de la TW, por área de desarrollo en sistemas de energía eléctrica entre los periodos 2000 - 2005.

### 3.3 TRANSFORMACIÓN MODAL.

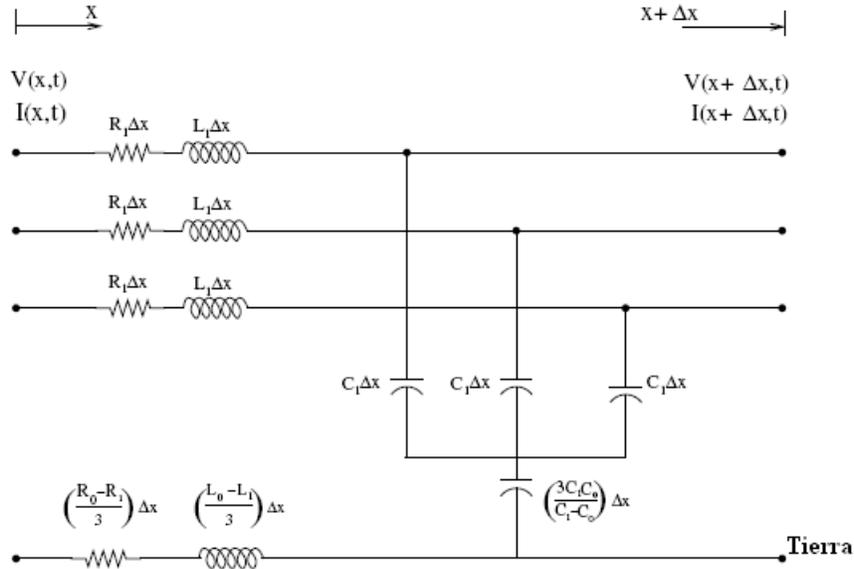
#### 3.3.1 Líneas de transmisión trifásicas. [8]

Una línea de transmisión trifásica está compuesta por 3 conductores paralelos y un retorno por tierra que son mostrados en la figura 3.8 La terminal de envío es considerada como un punto de generación mientras que la terminal de recepción consiste generalmente de una carga. Las señales de voltaje y de corriente serán funciones de la posición de  $x$  a lo largo de la línea.



**Figura 3.8** Representación de una línea de transmisión trifásica con retorno por tierra.

El circuito equivalente de un elemento  $dx$  en una línea de transmisión es mostrado en la figura 3.9 Un modelo de línea con parámetros uniformemente distribuidos es utilizado, el cual incluye variaciones dependientes de la frecuencia en los parámetros de la línea y el efecto del retorno por tierra. Los conductores son descritos por sus parámetros de secuencia positiva mientras que los efectos del retorno por tierra son descritos con los parámetros de secuencia cero.



**Figura 3.9.** Circuito equivalente de una unidad de longitud de una línea de transmisión trifásica.

### 3.3.2. Relación de Voltaje y corriente. [8]

Aplicando la ley de voltajes de Kirchhoff en el lazo formado por cada conductor y tierra,

$$-\frac{\partial}{\partial x} \begin{bmatrix} V_a(x,t) \\ V_b(x,t) \\ V_c(x,t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a(x,t) \\ I_b(x,t) \\ I_c(x,t) \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

Donde

$$Z_s = \left( R_o + L_o \frac{\partial}{\partial t} \right) + 2 \left( R_1 + L_1 \frac{\partial}{\partial t} \right) \quad (3.12a)$$

$$Z_m = \left( R_o + L_o \frac{\partial}{\partial t} \right) - \left( R_1 + L_1 \frac{\partial}{\partial t} \right) \quad (3.12b)$$

También usando la ley de corrientes de Kirchhoff en la unión de cada conductor con la rama de capacitancia de la tierra.

$$-\frac{\partial}{\partial x} \begin{bmatrix} V_a(x,t) \\ V_b(x,t) \\ V_c(x,t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} Y_s & Y_m & Y_m \\ Y_m & Y_s & Y_m \\ Y_m & Y_m & Y_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a(x,t) \\ I_b(x,t) \\ I_c(x,t) \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

Donde

$$Y_s = \left( \frac{1}{C_o} + \frac{2}{C_1} \right) \quad (3.14a)$$

$$Y_m = \left( \frac{1}{C_o} - \frac{2}{C_1} \right) \quad (3.14b)$$

Usando la transformada de Laplace en 3.12 y 3.13 resulta:

$$-\frac{d}{dx} \begin{bmatrix} V_a(x,s) \\ V_b(x,s) \\ V_c(x,s) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} (Z_o + 2Z_1) & (Z_o - Z_1) & (Z_o - Z_1) \\ (Z_o - Z_1) & (Z_o + 2Z_1) & (Z_o - Z_1) \\ (Z_o - Z_1) & (Z_o - Z_1) & (Z_o + 2Z_1) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a(x,s) \\ I_b(x,s) \\ I_c(x,s) \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Y

$$\begin{bmatrix} V_a(x,s) \\ V_b(x,s) \\ V_c(x,s) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} \left( \frac{1}{Y_o} + \frac{2}{Y_1} \right) & \left( \frac{1}{Y_o} - \frac{1}{Y_1} \right) & \left( \frac{1}{Y_o} - \frac{1}{Y_1} \right) \\ \left( \frac{1}{Y_o} + \frac{2}{Y_1} \right) & \left( \frac{1}{Y_o} + \frac{2}{Y_1} \right) & \left( \frac{1}{Y_o} - \frac{1}{Y_1} \right) \\ \left( \frac{1}{Y_o} - \frac{1}{Y_1} \right) & \left( \frac{1}{Y_o} - \frac{1}{Y_1} \right) & \left( \frac{1}{Y_o} + \frac{2}{Y_1} \right) \end{bmatrix} \frac{d}{dx} \begin{bmatrix} I_a(x,s) \\ I_b(x,s) \\ I_c(x,s) \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Donde

$$Z_0=R_0+sL_0, Z_1=R_1+sL_1, Y_0=sC_0 \quad (3.17)$$

$$Y_1=sC_1 \quad (3.18)$$

La relación entre 3.15 y 3.16 puede ser escrita de la siguiente forma:

$$-\frac{d}{dx} [V] = \frac{1}{3} [Z_p][I] \quad (3.19)$$

$$-[V] = \frac{1}{3} [Z_q] \frac{d}{dx} [I] \quad (3.20)$$

Eliminando la matriz de corriente [I] de 3.18 y 3.19, una ecuación diferencial de segundo orden utilizando la matriz de voltaje puede ser obtenida.

$$\frac{d^2}{dx^2} [V] - [\mu][V] = 0 \quad (3.21)$$

Donde

$$[\mu] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} (Z_0Y_0+2Z_1Y_1) & (Z_0Y_0-Z_1Y_1) & (Z_0Y_0-Z_1Y_1) \\ (Z_0Y_0-Z_1Y_1) & (Z_0Y_0+2Z_1Y_1) & (Z_0Y_0-Z_1Y_1) \\ (Z_0Y_0-Z_1Y_1) & (Z_0Y_0-Z_1Y_1) & (Z_0Y_0+2Z_1Y_1) \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

La ecuación 3.21 no tiene una solución simple debido a que la matriz de coeficiente  $[\mu]$  no es diagonal. Usando una transformación de variables, los voltajes actuales V pueden ser transformados en otro conjunto de componentes U.

$$[V] = [T][U] \quad (3.23a)$$

$$[U] = [T]^{-1}[V] \quad (3.23b)$$

Donde  $[T]$  es la matriz de transformación. Ahora 3.21 puede ser escrita como:

$$\frac{d^2}{dx^2} [U] - [\tau][U] = 0 \quad (3.24)$$

Donde

$$[\tau] = [T]^{-1} [\mu] [T] \quad (3.25)$$

Con la propia transformación, los componentes de la línea de transmisión de 3.22 llegan a ser,

$$[\tau] = [T]^{-1} [\mu] [T] = \begin{bmatrix} Z_0 Y_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 Y_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_1 Y_1 \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

Entonces, el sistema trifásico es ahora representado con tres sistemas independientes o modos. Este método es conocido como la transformación modal.

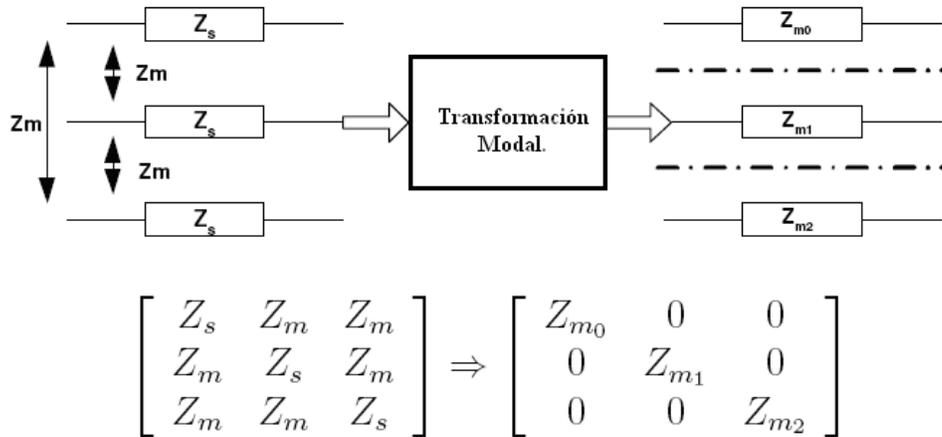
### 3.3.3 Principios básicos de la transformación modal. [8]

Para poder trabajar de una forma desacoplada sistemas multifásicos desbalanceados y simplificar enormemente los cálculos asociados, se hace necesario plantear una transformación que convierta el sistema trifásico convencional acoplado en un grupo de sistemas desacoplados. Para ello, Fortescue planteó en 1914, la transformación de las componentes simétricas.

Sin embargo, para el trabajo de análisis de ondas en el dominio del tiempo y no de la frecuencia, se plantea la transformación modal por estar representada en matrices reales.

Las líneas trifásicas tienen un significativo acoplamiento electromagnético entre sus conductores. Esto implica una descomposición modal, donde los voltajes y las corrientes son

descompuestos en un nuevo conjunto de corrientes y voltajes modales, el cual cada uno puede ser tratado independientemente en una forma similar a un sistema monofásico. En 1963, Wedepohl estableció fundamentos básicos de una matriz para resolver sistemas multifásicos usando el fenómeno de la teoría modal.



**Figura 3.10** Desacople de la transformación modal.

Una matriz de transformación como la mostrada en 3.26 es usada para encontrar las cantidades modales. La transformación de las señales de voltaje y de corriente usa dos matrices de transformación. La fórmula 3.27 muestra la relación entre la fase y las cantidades modales.

$$[v^m(t)] = [S]^{-1} [v(t)] \quad (3.27a)$$

$$[i^m(t)] = [Q]^{-1} [i(t)] \quad (3.27b)$$

Donde [S] y [Q] son las matrices de transformación de voltaje y corriente respectivamente. [v<sup>m</sup>(t)] y [i<sup>m</sup>(t)] son las matrices modales de voltaje y corriente. La relación inversa está dada por:

$$[v^m(t)] = [S]^{-1} [v(t)] \quad (3.28a)$$

$$[i^m(t)] = [Q]^{-1} [i(t)] \quad (3.28b)$$

Las matrices de transformación [S] y [Q] más conocidas son las de Clark, Wedephol y Karrenbauer que son las que se utilizan para el desacople del dominio de fases al dominio modal, en aplicaciones de estudios transitorios (onda viajera).

Si bien estas matrices no tienen las mismas propiedades que las de componentes simétricas, permiten desacoplar las señales de voltaje o corriente del sistema trifásico en un modo tierra y en dos modos aéreos que permiten resolver de forma sencilla los fenómenos relacionados con ondas viajeras. Cada modo tiene particular impedancia característica y velocidad.

Estas matrices son:

a) Transformada de Clark.

$$[S]=[Q]=\begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 \\ 1 & -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ 1 & \frac{1}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (3.29a)$$

$$[S]^{-1}=[Q]^{-1}=\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \frac{1}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{\sqrt{3}} \end{bmatrix} \quad (3.29b)$$

b) Transformada Wedephol.

$$[S]=[Q]=\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & -2 \\ 1 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.20a)$$

$$[S]^{-1}=[Q]^{-1}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \frac{3}{2} & 0 & -\frac{3}{2} \\ \frac{1}{2} & -1 & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \quad (3.29b)$$

c) Transformada Karrenbauer

$$[S]=[Q]=\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \quad (3.31a)$$

$$[S]^{-1}=[Q]^{-1}=\frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (3.29b)$$

Las cantidades modales evaluadas tendrán 3 modos, dos modos aéreos y un modo tierra.

Modo tierra (modo 1)

Este es la componente de secuencia cero de las fases de voltaje y corriente. Su velocidad y atenuación se ven afectadas por la resistividad de la tierra.

La velocidad para bajas frecuencias es aproximadamente 75% de la velocidad de la luz.

Modos aéreos (modo 2 y 3)

En estos modos el efecto de la resistividad de la tierra es muy pequeño. Las velocidades de propagación en estos modos son muy cercanas a la velocidad de la luz.

Tomando en cuenta que:

$$V_f=[T]V_m \text{ ó } I_f=[T]I_m \quad (3.32)$$

Donde:

$$V_f=\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

$$V_m = \begin{bmatrix} v_0 \\ v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$I_f = \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

$$I_m = \begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (3.36)$$

Para el presente trabajo se optó por utilizar la Transformada Karrenbauer para convertir las señales de corriente en el dominio del tiempo al dominio Modal:

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (3.37)$$

Donde:

$i_0$ : Modo tierra de corriente.

$i_\alpha$ : Modo aéreo 1 de corriente.

$i_\beta$ : Modo aéreo 2 de corriente.

Para esta tesis, la señal de corriente del modo aéreo 1 y 2 es usada para calcular la distancia de la falla.

### 3.4 REDES NEURONALES ARTIFICIALES (RNA). [9]

Las redes neuronales artificiales son técnicas que permiten, estimar parámetros, clasificar y reconocer patrones, en sistemas complejos a partir de una cantidad limitada de entradas. La idea es imitar el comportamiento del cerebro humano y su capacidad de generalización, a fin establecer salidas adecuadas ante entradas no conocidas previamente, pero similares a las que se han utilizado para el aprendizaje.

Esto lleva a tomar como punto de partida el uso de las RNA como un método de solución viable para los problemas planteados en los esquemas de protección eléctrica. El cerebro humano contiene cerca de diez mil millones de neuronas con unos sesenta billones de conexiones entre sí, de las cuales depende la capacidad de memoria. La diferencia fundamental que se afronta al crear un sistema neuronal artificial, es el tiempo de “cómputo”; mientras en el cerebro los tiempos de conexión son del orden de milisegundos, en un semiconductor convencional pueden llegar a ser del orden de los nanosegundos.

En fin, una red neuronal es un procesador de información altamente distribuido en paralelo, que tiene capacidad de filtrar y procesar las señales de entrada para tomar una decisión de forma rápida y certera.

Esta estructura se asemeja a un cerebro humano en dos ideas básicas:

- a.- La red necesita cierta cantidad de información para aprender (entrenamiento).
- b.- La conectividad de las neuronas es utilizada como almacenamiento de información y su ajuste se adapta según el proceso de aprendizaje.

Diversos trabajos han demostrado que las RNA, tienen las siguientes ventajas:

1. En el problema de estimación de variables y reconocimiento de patrones, se pueden conseguir errores promedios menores al 5 % para un sin fin de aplicaciones, dependiendo de una correcta selección de las variables influyentes en el proceso y de un entrenamiento adecuado.
2. Su aplicación es sencilla.
3. Un adecuado y continuo entrenamiento, puede adaptar la red a los cambios que pudieran presentarse en el sistema, indicando características dinámicas y adaptables.

La red neuronal, como herramienta de reconocimiento o estimación, se entrena con los datos históricos conocidos (patrones de entrada/salida), que le permita ir ajustando una serie de números (memoria - pesos o constantes usadas para enlazar la entrada con la salida) hasta lograr la respuesta deseada.

En la actualidad existen varios tipos de configuraciones o estructuras relacionadas con redes neuronales. Sin embargo, la mayoría de los trabajos previos a éste, han adoptado para estimar ciertas características asociadas a las fallas eléctricas, la red multicapas, la razón de ello se debe a su sencillez estructural, a su fácil uso y rápido entrenamiento mediante el método de retropropagación “backpropagation” (propagación hacia atrás).

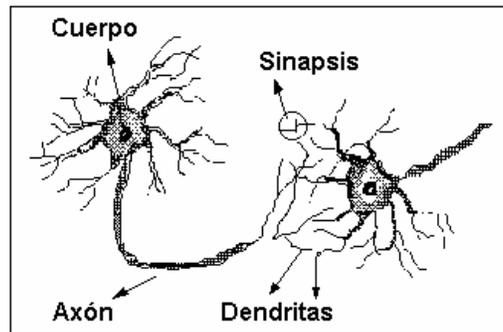
Para desarrollar una introducción al marco teórico de las redes neuronales artificiales, se comenzará con una breve descripción de una neurona biológica. A continuación, se presenta el modelo genérico de neurona artificial basado precisamente en la comparación directa con la parte biológica. En función del modelo, se efectúa la descripción de una RNA y sus reglas básicas de aprendizaje, así como distintas arquitecturas típicas. En este último punto, se hace un especial énfasis en aquellas que tienen un mayor interés en la presente investigación, como son las redes de retro propagación, las redes de base radial y las redes competitivas tipo probabilístico.

### **3.4.1 Neuronas biológicas.**

El cerebro humano recibe señales o estímulos de muchas fuentes y las procesa para generar una respuesta apropiada al motivo de su excitación. Para ello, el cerebro cuenta con millones de neuronas que se interconectan para conformar una red neuronal. Estas redes ejecutan las millones de instrucciones necesarias para mantener una vida normal. [9]

Las neuronas son las células que forman la corteza cerebral de los seres vivos, y constituyen una unidad de procesamiento de información fundamental para la operación de una red neuronal (RN). Cada una, está formada por tres elementos llamados: cuerpo, axón y dendritas, tal como se ilustra en la figura 3.11.

Las dendritas están formadas por una estructura de filamentos muy fina que rodea el cuerpo de la neurona. El axón es un tubo largo y delgado que se ramifica en su extremo en pequeños bulbos finales que casi tocan las dendritas de las células vecinas. Por último, las sinapsis son las unidades que ponderan las interacciones entre las neuronas.



**Figura 3.11** Dibujo de una neurona biológica.

Las neuronas, al igual que las demás células del cuerpo, funcionan a través de impulsos eléctricos y reacciones químicas. Los impulsos eléctricos que utiliza una neurona para intercambiar información con las demás ingresan por las dendritas, viajan por el axón, que hace contacto con las dendritas de la neurona vecina mediante la sinapsis. Las conexiones sinápticas pueden excitar o inhibir la señal que transmiten. Una sinapsis muy utilizada tiende a reforzarse y a ser cada vez más eficiente en el transporte; mientras que otra de poca utilidad puede ir disminuyendo su eficiencia y, eventualmente, desaparecer.

Estas conexiones definen una red de flujo de señales en el cerebro que son la base de funcionamiento del mismo. Se puede afirmar que, dado que todas las neuronas son básicamente iguales, el “conocimiento” está representado de alguna manera en las conexiones sinápticas.

### 3.4.2 Modelo de una neurona artificial.

Siguiendo la definición y funcionamiento de la neurona natural o biológica, se puede plantear un modelo en diagrama de bloques tal como se muestra en la figura 3.11. Este modelo conforma el diseño básico de una red neuronal artificial. En él se pueden apreciar tres elementos constitutivos:

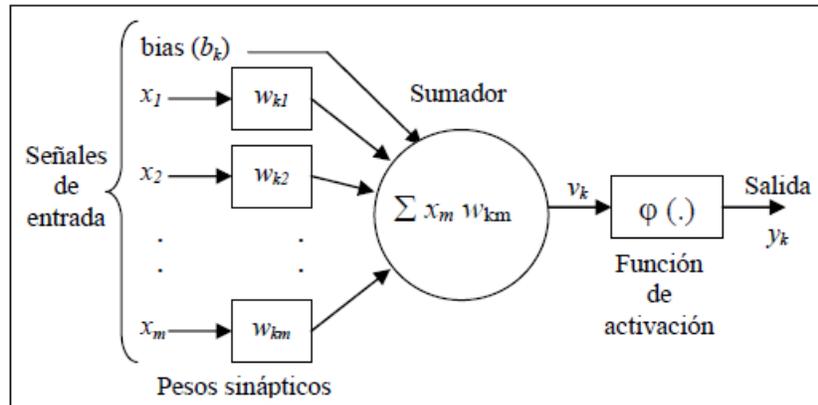


Figura 3.12 Modelo de una neurona artificial.

- Un grupo de sinapsis o enlaces de interconexión, que caracterizan cada entrada a través de la multiplicación de la misma con un valor, el cual se denomina peso. Éste representa la eficiencia de la unión sináptica en la transporte de la información. Los pesos se denotan con la letra “ $w$ ”. Específicamente, una señal  $x_j$  antes de ingresar a la neurona  $k$  será multiplicada por el peso sináptico  $w_{kj}$ .
- Un sumador que realiza la combinación lineal de las señales provenientes de las respectivas sinapsis de la neurona.
- Una función de activación, cuya tarea es limitar la amplitud de la señal de salida de la neurona a un margen de valores finitos. Típicamente, los intervalos normalizados de las amplitudes de las señales de salida son  $(0,1)$  y alternativamente  $(-1,1)$ .

### **3.4.3 Definición de una red neuronal artificial.**

Las redes neuronales artificiales son dispositivos o programas informáticos desarrollados a partir de los modelos y estructuras neuronales del cerebro humano. A través de las neuronas o unidades de procesamiento, éstos son capaces de almacenar conocimiento por experiencia y hacerlo disponible para su uso.

Entre las principales tareas y funciones que realizan las RNA se encuentran: la percepción, asociación, reconocimiento y clasificación de patrones, estimación de funciones, entre otras.

### **3.4.4 Ventajas y desventajas de las redes neuronales. [9]**

Debido a la semejanza en el funcionamiento de las RNA con el cerebro, esta herramienta computacional ofrece las siguientes ventajas:

- a.- Aprendizaje. Tienen la capacidad de aprender de los datos que se le presentan, con la cual pueden capturar desde las relaciones más sutiles, hasta las más complejas. Esta capacidad estará definida por la topología de la RNA y el método de aprendizaje utilizado.
  
- b.- No linealidad. Una RNA puede ser lineal o no. Esta es una gran ventaja, que permite a las RNA capturar interacciones complejas entre las variables de entrada de un sistema. La no linealidad es una propiedad extremadamente importante, si los sistemas responsables de la generación de información son inherentemente no lineales.
  
- c.- Pueden generalizar. Son capaces de manejar las imprecisiones e incertidumbres que aparecen al procesar información que conserva poco parecido con la disponible en su entrenamiento.

d.- No son algorítmicas. No se programan haciéndoles seguir una secuencia predefinida de instrucciones. Las RNA generan sus propias “reglas”, para asociar la respuesta a su entrada, es decir, aprenden por ejemplos y de sus propios errores.

e.- Adaptabilidad. Tienen la capacidad de ajustarse al cambio en las condiciones de operación. Por lo tanto, una red neuronal entrenada para operar en un ambiente específico puede ser reentrenable para adaptarse a cambios en las condiciones de operación.

f.- Son estructuras altamente paralelas distribuidas. Sus numerosas operaciones independientes pueden ser ejecutadas simultáneamente. Son ésta y la habilidad de generalización, las dos capacidades de procesamiento de información que hacen posible que la RNA resuelva problemas complejos que normalmente serían intratables.

Estas ventajas son resumen de algunas características del cerebro, tales como: la alta tolerancia a fallas, la flexibilidad, la capacidad de aprender con rapidez y generalizar, la alta velocidad de procesamiento, y el buen manejo de información ruidosa e inconsistente. Ellas han hecho de las RNA una herramienta computacional multidisciplinaria, centrada principalmente en áreas como matemáticas, estadística, física, neurociencias, ciencias de la computación e ingeniería, entre otras. Poseen múltiples aplicaciones en diversos campos, como la modelación, análisis de series de tiempo, reconocimiento de patrones, procesamiento de señales, control, etc.

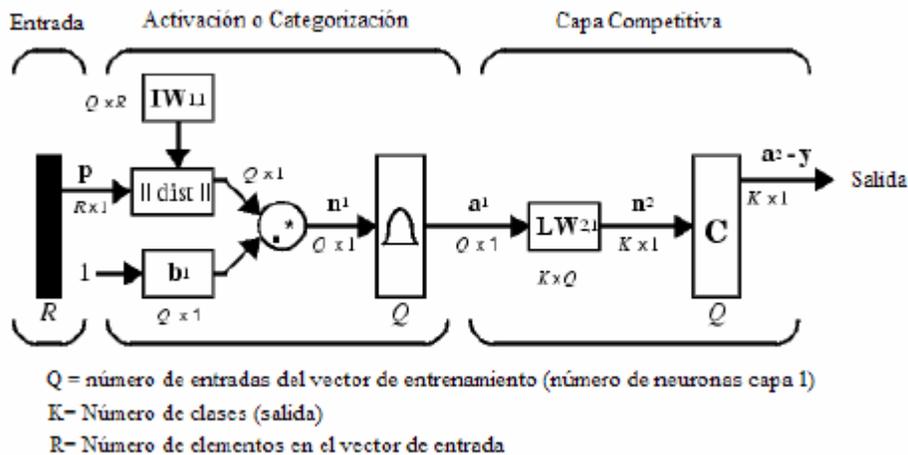
### **3.4.5 Redes neuronales del tipo probabilístico.**

La red neuronal del tipo probabilístico es ideal para problemas de clasificación y cae dentro del grupo de técnicas no paramétricas en el argot de inteligencia artificial.

Esta red está compuesta por tres capas: La primera corresponde a las entradas, una intermedia, que puede ser de base radial, es una capa de categorización y la última que arroja la salida se basa en un esquema competitivo. [9] [10] [11]

El trabajo se realiza de la siguiente manera: La primera capa calcula las distancias desde el vector de entrada a los vectores de entrenamiento y produce un vector resultante, cuyos elementos indican la cercanía entre estos dos vectores (entrada/entrenamiento). La segunda capa suma las contribuciones para cada clase de entradas para producir un vector de probabilidades. Finalmente, una función de transferencia del tipo competitivo, toma el máximo del vector de probabilidades y produce una salida binaria para la clasificación de tipos (un “1” para el de mayor probabilidad y un “0” para el resto de posiciones del vector).

La arquitectura más simple de este sistema, se muestra en la figura 3.13.



**Figura 3.13** Arquitectura base de una red neuronal del tipo probabilístico.

La “función” de activación para este caso, consiste en la densidad de probabilidades (DP) entre la entrada y los patrones de entrenamiento. Como puede observarse, no hay un entrenamiento previo para cálculo de pesos, sino que la capa de categorización calcula la DP para cada vector de entrada, comparándola con los vectores de entrenamiento para las clases o categorías de salida pre-especificadas.

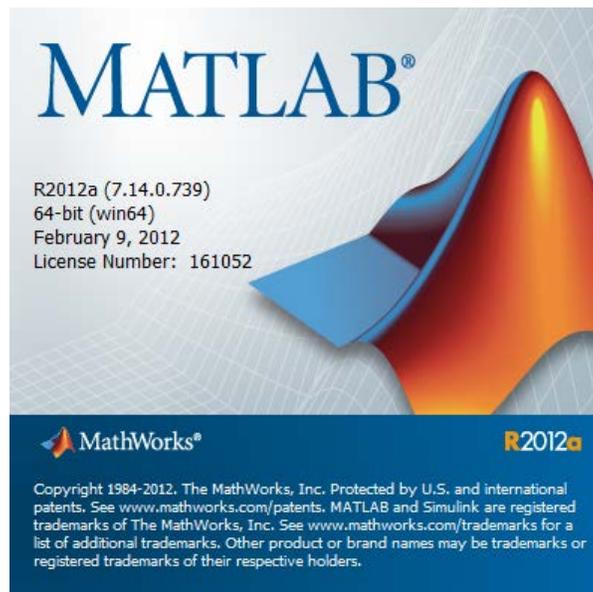
### 3.5 MATLAB.

MATLAB es el nombre abreviado de “MATrix LABoratory”. MATLAB es un programa para realizar cálculos numéricos con *vectores* y *matrices*. Como caso particular puede también trabajar con números escalares, tanto reales como complejos, con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información más complejas.

MATLAB es un gran programa de cálculo técnico y científico. Para ciertas operaciones es muy rápido, cuando puede ejecutar sus funciones en código nativo con los tamaños más adecuados para aprovechar sus capacidades de vectorización.

Entre sus prestaciones básicas se hallan: la manipulación de matrices, la representación de datos y funciones, la implementación de algoritmos, la creación de interfaces de usuario (GUI) y la comunicación con programas en otros lenguajes y con otros dispositivos hardware.

La versión de Matlab que fue utilizada en esta investigación es la siguiente:



**Figura 3.14** Versión de Matlab utilizada.

### **3.6. ATP-EMTP.**

Una de las etapas importantes en el estudio, desarrollo, análisis y pruebas de algoritmos de protección de sistemas de energía eléctrica, es disponer de señales adecuadas de tensiones, corrientes y otras variables eléctricas o mecánicas.

Hay dos formas de obtener estas señales: una es por medio de los registros físicos de estas cantidades (“osciloperturbógrafos” o registradores) y otra es mediante la simulación digital o analógica.

En general, cuando se está en fase de desarrollo de una metodología es difícil poseer datos suficientes (en cuanto al abanico de posibilidades), de registros físicos y es por ello que se recurre a la simulación digital.

Existen diversos programas de reconocido prestigio que permitirían teóricamente obtener de forma adecuada las señales necesarias, entre ellos se puede mencionar: el PSCAD-EMTDC, el ATP/EMTP, el bloque de sistemas de potencia de Matlab, PSPICE, etc. La mayoría de ellos se basan en la solución de los modelos seleccionados en el dominio del tiempo, utilizando el método de integración trapezoidal o modificaciones de éste, que permitan la estabilidad numérica necesaria para la resolución general de cualquier tipo de transitorios en sistemas de potencia.

Para el presente trabajo se seleccionó el programa de transitorios electromagnéticos EMTP/ATP en su versión estudiantil.

# *REFERENCIAS*

- [1] Javier Iglesias Lorenzo, “Diseño de un relevador neuronal de protección para líneas aéreas de AT con procesamiento de señal mediante la transformada de wavelet”, Universidad Politécnica de Cataluña.
- [2] Burrus, C.C. “Introduction to wavelets and wavelet transform”, Prentice Hall, 1998.
- [3] Daubechies,I. “Ten lectures on Wavelets”, SIAM Philadelphia, Pennsylvania, 1992.
- [4] De Castro, R. Martínez, J.; López, M.; Díaz, H. y Martínez, M. “Introducción al análisis wavelet para la protección de redes eléctricas; técnicas y criterios de discriminación” VII Simposio Iberoamericano Sobre Protección de Sistemas Eléctricos de Potencia, México, 2004.
- [5] De Castro, R. Martínez, J.; López, M.; Díaz, H. y Martínez, M. “Introducción a la transformada de wavelet para ingenieros: un enfoque didáctico”, 2do Congreso IEEE Internacional sobre innovación y desarrollo tecnológico, CIINDET 04, México.
- [6] Dr. Julio M. “Análisis de la teoría de ondículas orientadas a las aplicaciones de ingeniería eléctrica: Fundamentos”, E.T.S.I. Industriales, Madrid.
- [7] Robertson D., O. Camps and J. Mayer, “Wavelets and electromagnetics power system transients”, SPIE International Symposium on optical engineering in aerospace sensing, Abril.
- [8] Vajira Pathirana. “A power System Protection Scheme Combining Impedance Measurement and Traveling Waves: Software and Hardware Implementation” The university of Manitota 2006.
- [9] Pedro Ponce Cruz, “Inteligencia artificial con aplicaciones a la ingeniería”, alfaomega, Mexico, 2010.
- [10] Paloma Teresita G. R. “Aplicación de la red neuronal probabilística para la clasificación de productos conforme a sus especificaciones, Instituto Tecnológico de Celaya, 2013
- [11] Zhi-hong SUN,Hong-mei DUAN, Jian- zhong HAO “Fault Diagnosis of Diesel Engine Cylinder Wall Based on Matlab Probabilistic Neural Network, Air Force Logistics College, China.

---

## *Modelado de la falla Cross Country en ATP-EMTP*

Para comenzar a desarrollar el algoritmo es necesario contar con las señales de voltaje y corriente que se deseen introducir en él, en este capítulo se muestra como fueron implementadas las diferentes tipos de fallas que pudieran ocurrir en un sistema eléctrico de potencia, además de la falla Cross Country.

Se utilizó una red real llamada tres estrellas (TTE)- Teotihuacán (TTH) que fue implementada en [3], y modificada de acuerdo a las necesidades para este trabajo.

La red fue creada en ATP-EMTP a través de su interfaz gráfica (ATPDRAW), en este software se pueden modelar los diferentes equipos eléctricos que componen el sistema eléctrico de potencia y simular todas las fallas eléctricas que pudieran ocurrir en él. Una vez obtenidos los parámetros de voltaje y corriente de la falla, estos son exportados hacia MATLAB donde las señales en forma de vectores pueden ser manipulados fácilmente.

#### 4.1 INTRODUCCIÓN.

En el mercado existe una serie de programas que permiten simular los fenómenos eléctricos, para este estudio se utilizó el programa de transitorios electromagnéticos EMTP (ElectroMagnetic Transient Program), ó ATP (Alternative Transient Program), el EMTP/ATP es un programa digital utilizado para simular transitorios electromagnéticos, electromecánicos y de sistemas de control en sistemas eléctricos polifásicos de potencia, de amplia difusión y utilización en todo el mundo; cuenta con la ventaja adicional de ser de distribución gratuita por contar con una licencia de carácter no comercial.

Los estudios que involucran el uso del EMTP/ATP, tienen objetivos encuadrados dentro de dos categorías. Una es el diseño, la cual incluye la coordinación de aislamiento, dimensionamiento de los equipos, especificación de los equipos de protección, diseño de los sistemas de control, etc. La otra es la solución de problemas de operación, tales como fallas en los sistemas y análisis de los transitorios que normalmente ocurren en la operación del sistema. Entre los estudios típicos que se realizan utilizando este software se encuentran:

- Transitorios de maniobra: Estudios determinísticos y probabilísticos, maniobra de reactores y transformadores, maniobra de capacitores, maniobra de interruptores.
- Impulsos atmosféricos: Flameos inversos, impulsos inducidos, ingreso de impulsos atmosféricos a subestaciones.
- Coordinación de aislamiento: líneas aéreas, subestaciones, subestaciones blindadas en SF6 (GIS), selección y ubicación de descargadores.
- Solicitaciones torsionales de ejes (por analogía electro-mecánica): resonancia sub sincrónica, rechazo de carga.
- Sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC): Sistema de control, transitorios eléctricos, armónicos.
- Compensadores estáticos: Sistema de control, sobretensiones, armónicos.
- Análisis armónico.
- Arranque de motores.
- Análisis de sistemas des balanceados.
- Análisis de fallas.

Una de las mayores ventajas del EMTP/ATP es su flexibilidad para modelar sistemas, por lo tanto un usuario experimentado puede aplicar el programa a una gran variedad de estudios. El usuario define el sistema a ser simulado interconectando los diversos componentes que constituyen el modelo del sistema; los tipos de componentes que pueden ser utilizados son:

- Resistencias, capacidades e inductancias concentradas. Estas pueden ser elementos monofásicos, o secciones polifásicas consistentes en matrices R, C y L simétricas.
- Modelos para representar líneas aéreas o cables, ya sea con parámetros distribuidos o con secciones pi. Se disponen de distintos tipos de modelos que permiten considerar las transposiciones, la variación de los parámetros con la frecuencia, etc.
- Inductancias y Resistencias no lineales, Como por ejemplo inductores no lineales para representar dispositivos con saturación magnética y descargadores de protección.
- Llaves de diversos tipos que permiten representar interruptores, diodos, tiristores, etc.
- Fuentes ideales de corriente y tensión, las cuales pueden ser sinusoidales de cualquier frecuencia, exponenciales, o cualquier otra especial definida por el usuario.
- Máquinas sincrónicas, siendo posible modelar la parte eléctrica, mecánica y también sus dispositivos de control.
- Modelo de máquina universal que permite representar máquinas sincrónicas, de inducción y de continua.

El dimensionamiento del programa es variable de tal manera que, de ser necesario, es posible ajustarlo a las necesidades de cada tipo de problema. Las entradas del programa consisten en el intervalo de tiempo para el cálculo, el tiempo máximo de simulación, las variables de salida deseadas y los datos del modelo. El modelo puede armarse con un programa adicional denominado ATPDRAW, el cual actúa como un preprocesador de los

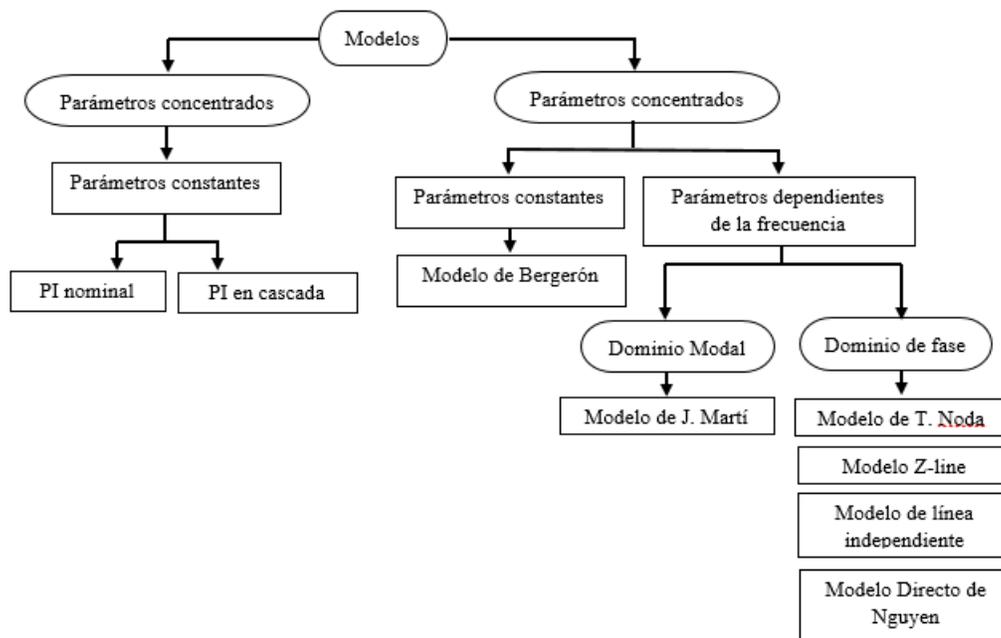
datos, permitiendo ensamblar los distintos componentes del modelo en forma gráfica. Como resultado de la simulación, el EMTP/ATP provee las tensiones de barra, corrientes de ramas, energía, variables de máquina, variables de control, etc. Estos valores pueden ser graficados y/o impresos como función del tiempo y almacenados en archivos para su posterior tratamiento. También se dispone de la impresión de los valores máximos y mínimos de las variables y del tiempo al cual ocurren. Antes de la simulación transitoria es realizada una solución de estado estacionario para definir las condiciones iniciales, y esto puede ser también una útil herramienta de estudio en sí misma. Todas las tensiones, corrientes y potencias de estado estacionario son determinadas para todos los nodos de la red. También se dispone de una opción de barrido en frecuencia de las fuentes que permite realizar estudios de armónicos en el sistema eléctrico.

Los datos de entrada requeridos por el EMTP/ATP son diferentes y superiores en cantidad que los necesarios para otros programas tales como flujo de carga, cortocircuito y estabilidad. Esto se debe a que el EMTP/ATP utiliza modelos más detallados que dichos programas, para poder simular en forma precisa los transitorios de alta frecuencia que ocurren durante cortos períodos de tiempo. Para facilitar la entrada de datos, existen programas auxiliares que ayudan al usuario en la entrada de los datos de líneas, cables, transformadores, etc.

## **4.2 MODELADO DE LA LÍNEA.**

El ATP permite modelar las líneas de transmisión de diferentes maneras permitiendo realizar modelos tan sencillos como se quiera o tan complejos como sean necesarios; las limitaciones de un modelo sencillo pueden hacer inservible una simulación por tanto se recurre entonces a modelos más rigurosos, suponiendo que una mayor complejidad estará ligada a una mejor representación y por tanto precisión en los resultados obtenidos. La determinación del tipo de modelo más adecuado para la realización de la simulación dependerá del fenómeno que se quiera estudiar, en la Figura 4.1 se muestra la clasificación de los modelos con los que cuenta el EMTP/ATP para el modelado de líneas.

A continuación se realizará una pequeña descripción de dichos modelos, haciendo énfasis en las limitaciones presentes en cada uno, así como en los fenómenos que mejor pueden ser modelados con estos. Los modelos disponibles en el ATP son los circuitos Pi, el modelo de parámetros distribuidos constantes (o de K. C. Lee), los modelos dependientes de la frecuencia basados en la descomposición modal: Semlyen Setup , J Marti Setup, y Taku Noda Setup. [1]



**Figura 4.1** Clasificación de los modelos de línea de transmisión para transitorios electromagnéticos.

#### 4.2.1. PI nominal.

El modelo PI nominal es bastante exacto y es el modelo para usar en simulaciones de estado estacionario de líneas cortas, a la frecuencia de la red, no condicionan el paso de tiempo de cálculo y la solución en estado estacionario es exacta. Este modelo es la base para el estudio del modelo de línea de circuitos PI nominales en cascada; como defecto, no se pueden representar líneas con parámetros dependientes de la frecuencia y deben aceptarse oscilaciones espurias provocadas por los elementos concentrados dichas oscilaciones puede amortiguarse mediante resistencias en paralelo con las ramas R-L.

La cantidad de secciones PI nominales en cascada para la correcta representación de la línea, depende principalmente de la frecuencia del fenómeno transitorio a estudiar, la conexión en cascada de circuitos PI puede ser útil para líneas no transpuestas, puesto que no es necesario considerar aproximaciones a la matriz de transformación fase-modo.

El modelo de línea de circuitos PI nominales en cascada no es muy exacto para fenómenos basados en ondas viajeras (sobrevoltajes por maniobra y por descargas atmosféricas), ni muy eficiente debido a la cantidad de secciones de circuitos PI nominales utilizadas en el momento de representar este tipo de fenómenos; por lo tanto, para un mejor modelado de operaciones de maniobra y descargas atmosféricas, los modelos basados en la propagación de las ondas viajeras son la mejor opción ya que son más rápidos y usualmente más precisos.

#### 4.2.2. Parámetros distribuidos constantes.

Este método está basado en la propagación de las ondas en una línea de transmisión sin pérdidas, y con parámetros L y C constantes distribuidos a través de la línea de transmisión, el modelo de parámetros distribuidos constantes procede calculando la propagación de diferentes componentes de modo, siendo estos modos desacoplados, en cada extremo de la línea se convierten los valores de modo a valores de fase mediante la matriz de transformación, para las líneas transpuestas esta matriz es constante, pero para líneas no transpuestas, varía con la frecuencia y en mayor medida para los cables que para las líneas; adicionalmente en líneas de transmisión se presentan fenómenos como el efecto piel y el efecto de retorno a tierra a medida que aumenta la frecuencia lo que hace necesario tomar precauciones al adoptar la frecuencia a la cual se determinarán los parámetros y así obtener resultados más exactos.

La principal causa de error se produce al suponer constantes los parámetros con la frecuencia, la mayor variación se produce para el modo de tierra, es decir, para transitorios en los que aparecen componentes homopolares de tensión y de corriente, otro error aparece cuando el paso de cálculo no es un submúltiplo del tiempo de propagación de la línea. El ATP efectúa una interpolación lineal, pero para picos muy agudos pueden obtenerse valores

muy diferentes para distintos pasos de cálculo; para líneas o cables cortos se requiere emplear un paso de tiempo menor que el de tránsito, necesitando por tanto mayor tiempo de cálculo. Con sus limitaciones, este modelo mejora substancialmente los resultados con respecto a los modelos formados por elementos PI.

#### 4.2.3 Modelo de Semlyen.

Este modelo aproxima la impedancia característica y la constante de propagación de cada modo mediante dos exponenciales, si bien no fue el primer modelo de parámetros variables con la frecuencia, es el más antiguo que todavía subsiste en el ATP. La sencillez de las ecuaciones hace que aún cuando los parámetros de la línea no presenten discontinuidades, la aproximación sea insuficiente por lo que este modelo está cayendo en desuso y es posible que se descontinúe su inclusión en el ATP, como ha sucedido con WEIGHTING y HAUER SETUP.

#### 4.2.4 Modelo de José Martí.

Debido a la naturaleza distribuida de las pérdidas y a la dependencia en frecuencia de los parámetros, es más conveniente desarrollar las ecuaciones de línea en el dominio de la frecuencia. Este modelo aproxima la impedancia característica y la constante de propagación por funciones racionales. Es el modelo de parámetros variables que más se utiliza; una de sus limitaciones es que utiliza una matriz de transformación constante para convertir valores de modo a fase, lo cual es poco notable para líneas aéreas, pero para cables su influencia es muy importante, conduciendo a resultados inservibles; otra limitación es su comportamiento inestable para frecuencias muy bajas y para secciones de línea muy cortas, debido a las imprecisiones presentes para los cálculos en el dominio del tiempo, como es el caso de la carga atrapada.

#### 4.2.5 Modelo de Taku Noda.

Este modelo difiere de los anteriores en que el cálculo se hace directamente en componentes de fase (o más precisamente, de conductor), obviándose el inconveniente de la

matriz de transformación, la admitancia característica y los coeficientes de deformación se ajustan mediante funciones racionales.

Debido a que en el modelo desarrollado por Taku Noda se aproxima la admitancia característica y la matriz de propagación por medio de la transformada, el modelo depende del paso de tiempo ( $\Delta T = 1/10 \cdot f_{max}$ ) y no se puede aplicar directamente un paso de tiempo arbitrario.

Generalmente es más complicado obtener un modelo adecuado para una línea determinada, pero tiene la ventaja de que permite definir un paso de cálculo independiente del tiempo de tránsito, pero esto exige emplear este paso de tiempo para la simulación, de ser necesario emplear otro paso, deberá recalcularse el modelo.

### **4.3 COMPARACIÓN DE LOS MODELOS DE LÍNEA.**

La comparación de los modelos de línea utilizados para el estudio de transitorios en sistemas de potencia, se basa en cuatro índices muy significativos: la exactitud del modelo, el tiempo de respuesta computacional, la capacidad del modelo de simular líneas con alta asimetría y su complejidad.

Estas características se pueden tener en cuenta al momento de elegir un modelo adecuado para una determinada situación a simular, como por ejemplo modelar líneas con alta asimetría, las cuales no presentan esquemas de transposición y multicircuitos.

Los modelos basados en circuitos PI nominales son muy útiles para sobrevoltajes temporales; para fenómenos como operaciones de maniobra y descargas atmosféricas, puede ser usado el modelo de línea de circuitos PI nominales en cascada, pese a que al compararlo con el modelo de Bergeron, este último resulte ser más exacto y computacionalmente más rápido, incluso ante un gran número de circuitos PI nominales en cascada.

Cuando la frecuencia del transitorio es alta, como por ejemplo para sobrevoltajes por maniobras y sobrevoltajes por descargas atmosféricas, la longitud de onda es menor comparada con la longitud de la línea de transmisión, produciéndose un retardo de tiempo de la onda, por lo cual son empleados los modelos basados en ondas viajeras ya que son mucho más exactos. [2]

A continuación se muestra una clasificación general de los modelos de línea para transitorios electromagnéticos.

**Tabla 4.1** *Clasificación general de los modelos de línea.*

<b>GRUPO</b>	<b>RANGO DE FRECUENCIA</b>	<b>MODELO</b>	<b>FENÓMENO</b>
I	0,1Hz - 3kHz	Modelos basados en circuitos PI	Sobrevoltajes temporales.
II	50Hz - 20kHz	Modelos de ondas viajeras	Sobrevoltajes por maniobra.
III	10kHz - 3MHz	Modelos de ondas viajeras	Sobrevoltajes por descargas atmosféricas.

#### **4.4 MODELADO DE LA RED TRES ESTRELLAS (TTE)-TEOTIHUACAN (TTH).**

Las torres de transmisión, líneas de transmisión, subestaciones, generadores, instrumentos de medición y cargas fueron modeladas una por una en [3] con la información proporcionada por SIEMENS MESOAMERICA. Para este trabajo se tomó esa misma red eléctrica, eligiendo el método de análisis que mejor se acoplara para este trabajo, entre los cuales se mencionaron Bergeron, PI, J Marti, Semlyen y Noda.

Después de realizar pruebas a la línea de transmisión se optó por elegir el método Bergeron debido a que ofrece una mejor respuesta cuando se requiere obtener los transitorios electromagnéticos.

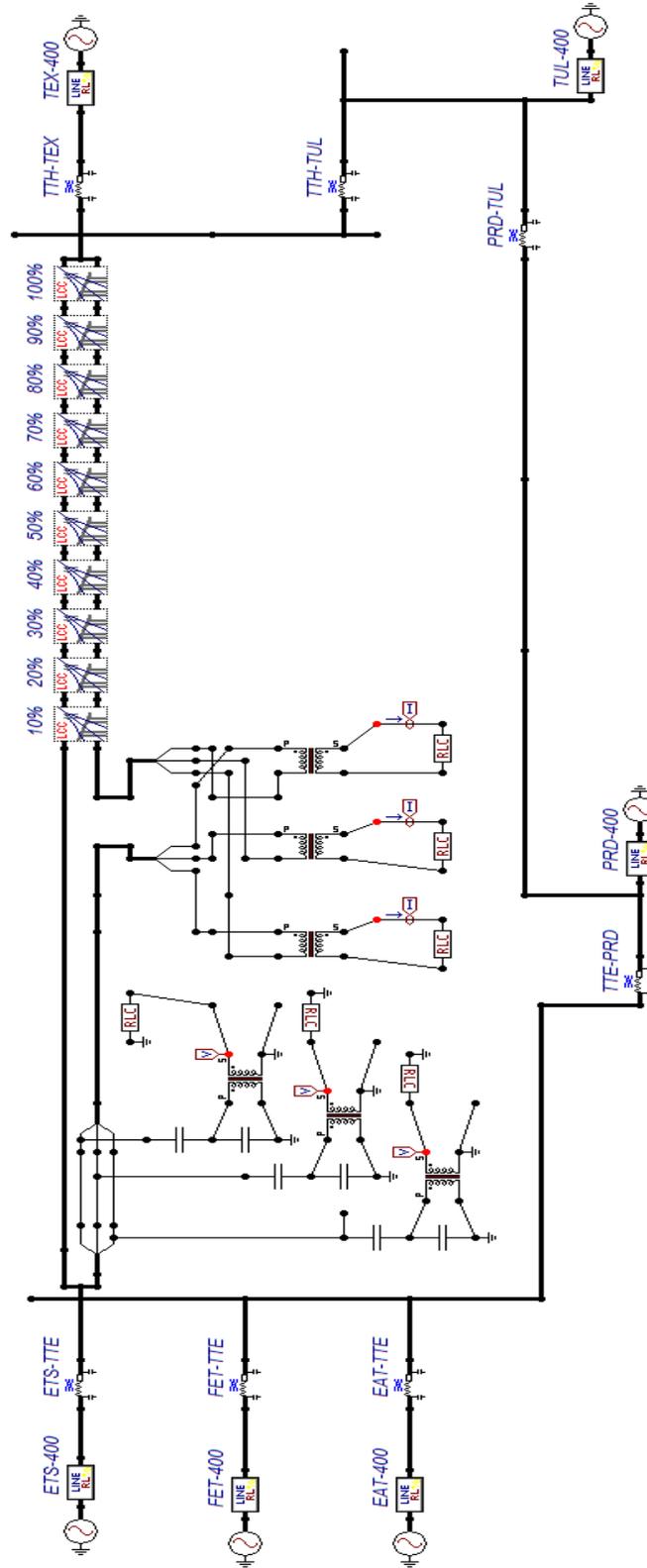
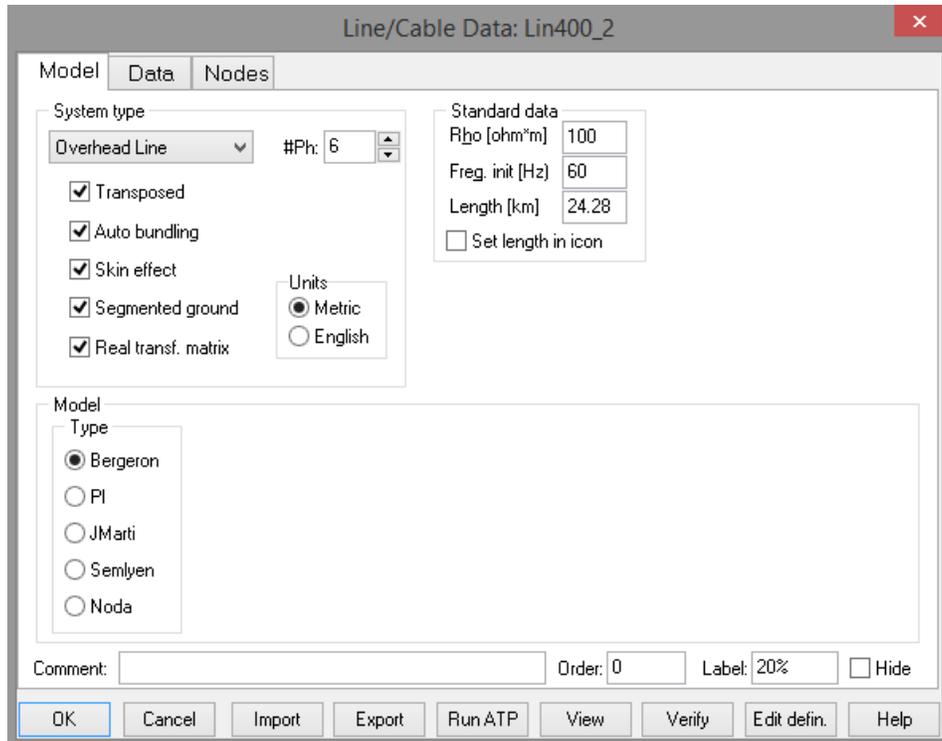


Figura 4.2 Sistema eléctrico de potencia (tres estrellas-teotihuacan).



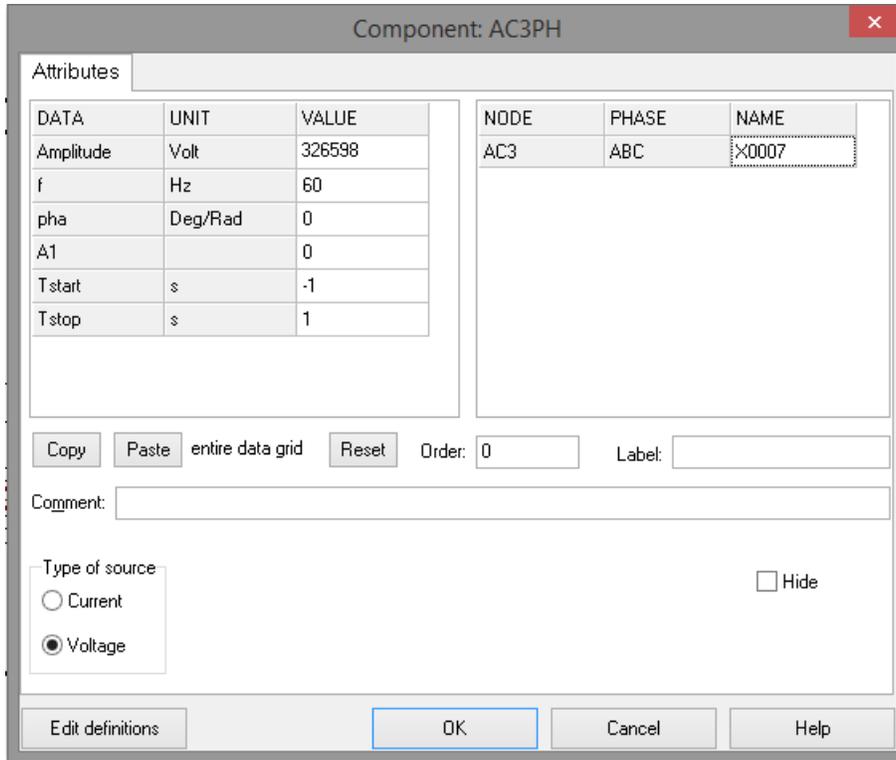
**Figura 4.3** Selección del método de análisis “Bergeron” en ATP-EMTP.

El sistema eléctrico de potencia es de 400 Kv lo cual debemos especificar a las fuentes de la siguiente manera:

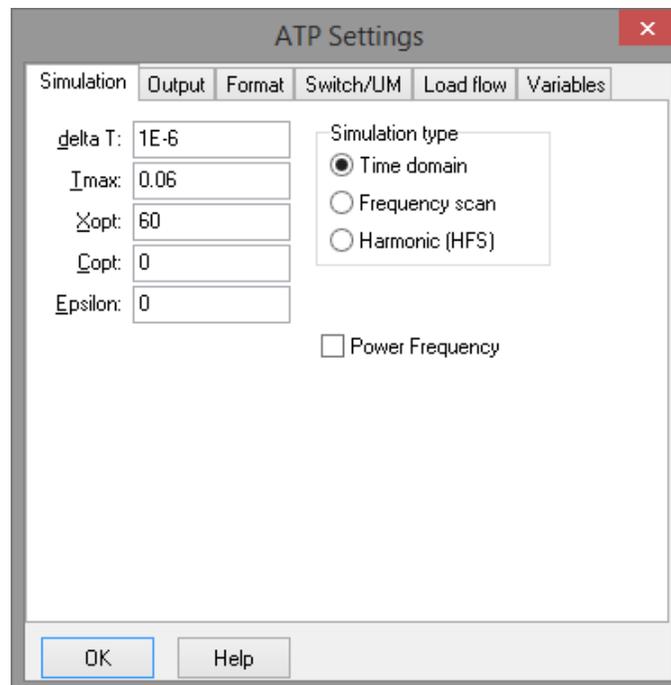
En el software ATP-EMTP debemos ingresar el V<sub>pf</sub> (Voltaje pico fase):

$$V_{pf} = \frac{400 \text{ Kv}}{\sqrt{3}} * \sqrt{2}$$

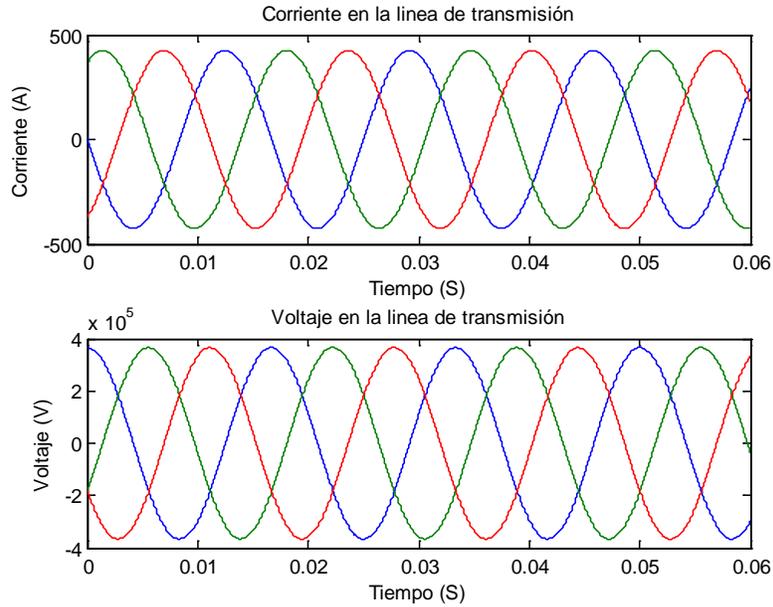
$$V_{pf} = 326,598.6324 \text{ volts}$$



**Figura 4.4** Asignación de valor de voltaje a las fuentes.

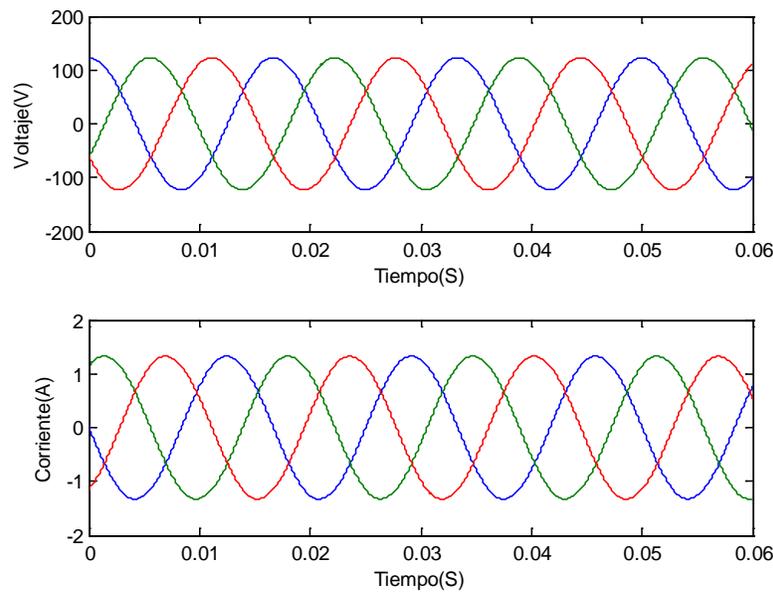


**Figura 4.5** Configuración del tiempo de simulación.



**Figura 4.6** Señales de voltaje y corriente de la fase A, B y C en la línea de transmisión.

Se escogió un tiempo de simulación de 0.06 segundos tiempo necesario para extraer la información necesaria para el funcionamiento del algoritmo, la señales de voltaje y corriente del sistema eléctrico de potencia de los transformadores de voltaje y corriente.



**Figura 4.7** Señales de voltaje y corriente de la fase A, B y C de los transformadores de instrumentos.

**4.5 MODELADO DE LAS FALLAS EN LA RED TRES ESTRELLAS (TTE)-TEOTIHUACAN (TTH).**

El sistema eléctrico de potencia está dividido en porcentaje con referencia a la longitud total de la línea (242.8 Km) por lo tanto las fallas fueron colocadas cada 10 % de la línea, la falla principal a modelar es la falla Cross Country (que involucra más fases en esta). Sin embargo, se modelaran todas las fallas que pudieran ocurrir.

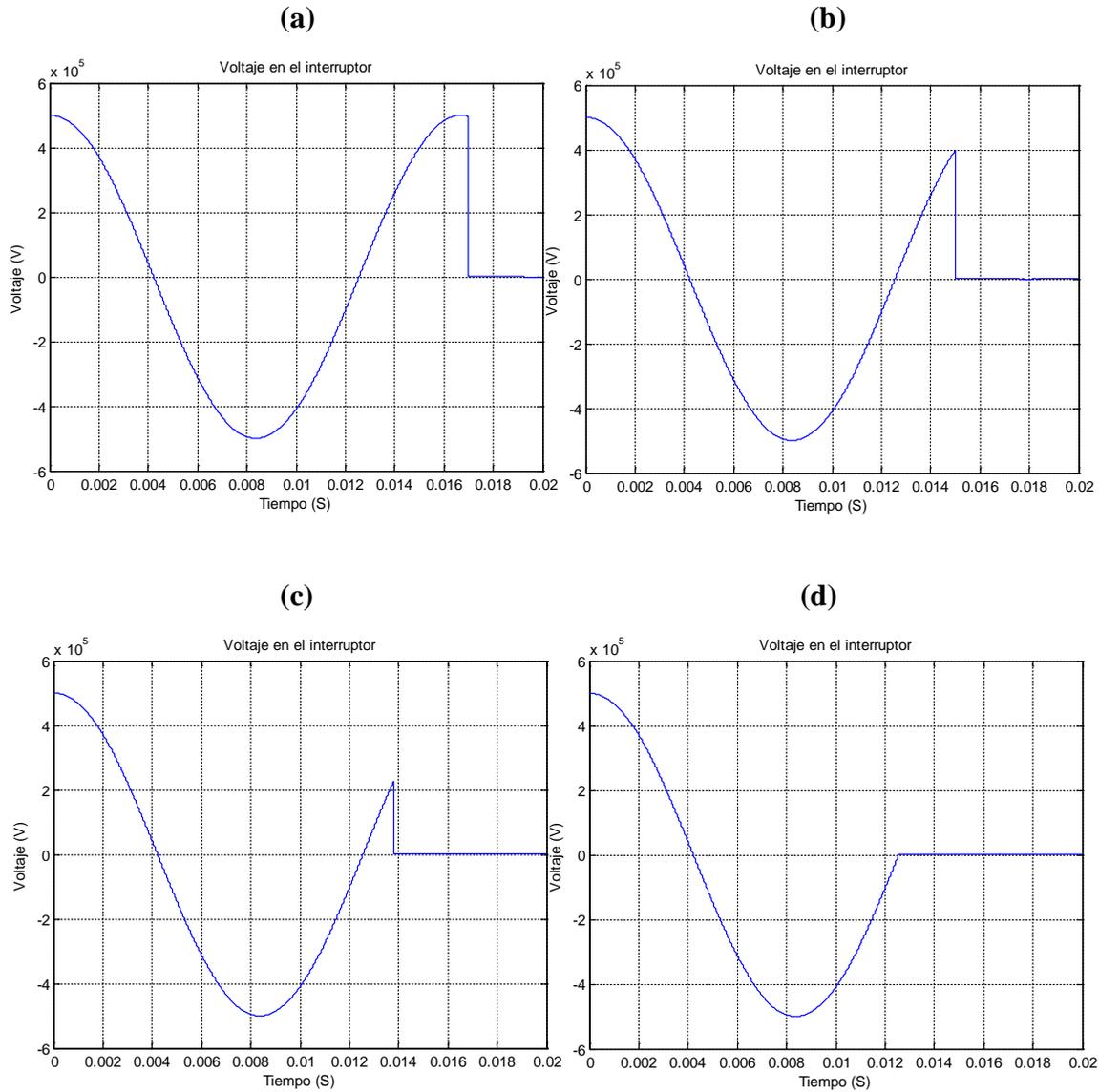
- Falla monofásica (línea a tierra)
- Falla bifásica (entre dos fases y entre dos fases a tierra)
- Falla trifásica (entre las tres fases)
- Falla Cross Country (evolutiva)

El tiempo de cierre de los interruptores puede ser modificado, para controlar el ángulo de ocurrencia de la falla. Estos interruptores son utilizados para simular las fallas, después de un determinado tiempo (t) estos operan y ponen en corto circuito las fases o realizan la conexión a tierra.

Attributes			Characteristic		
DATA	UNIT	VALUE	NODE	PHASE	NAME
T-cl	s	0.017	From	A	X0001
T-op	s	2	To	1	X0028
Imar	Amps	100			
3-ph	0/1	0			

**Figura 4.8** Ajuste de parámetros del interruptor.

En la casilla T-cl de la figura 4.8 se coloca el tiempo en el que se quiera que el interruptor, si graficáramos la señal de voltaje en el interruptor obtendríamos lo siguiente:

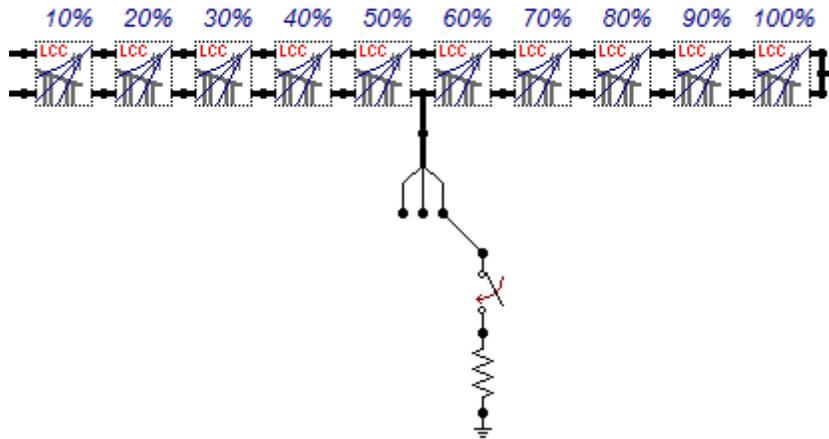


**Figura 4.9** Señal de voltaje en el interruptor. (a)Ángulo de ocurrencia de la falla a  $90^\circ$ , (b) Ángulo de ocurrencia de la falla a  $60^\circ$ , (c)Ángulo de ocurrencia de la falla a  $30^\circ$  y (d) Ángulo de ocurrencia de la falla a  $0^\circ$ .

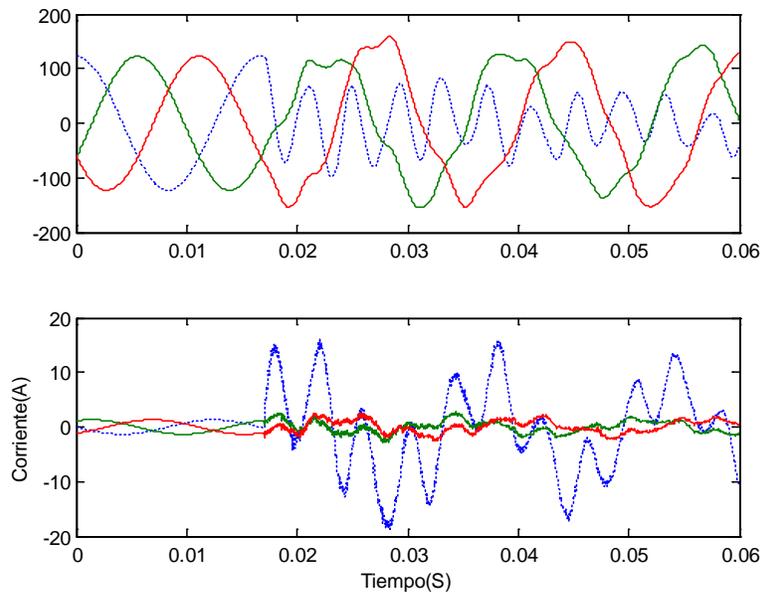
En la figura 4.9 se observan las señales de voltaje en el interruptor para diferentes ángulos de ocurrencia de la falla, el poder manipular el tiempo en el que ocurra la falla también permite manipular el ángulo en el que ocurre la falla para las simulaciones se utilizaron ángulos de  $90^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $30^\circ$  y  $0^\circ$ . Después de realizarse pruebas con ángulos negativos se llega a la conclusión que se tiene el mismo efecto para los cálculos del algoritmo.

4.5.1 Modelado de la falla monofásica.

La falla monofásica se modela de la siguiente forma:



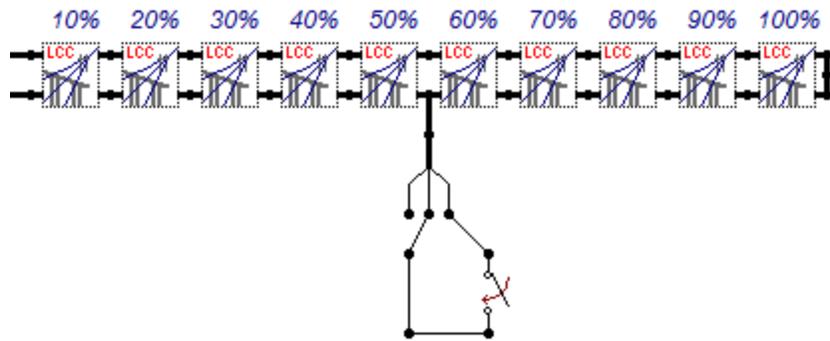
**Figura 4.10** Modelado de la falla monofásica.



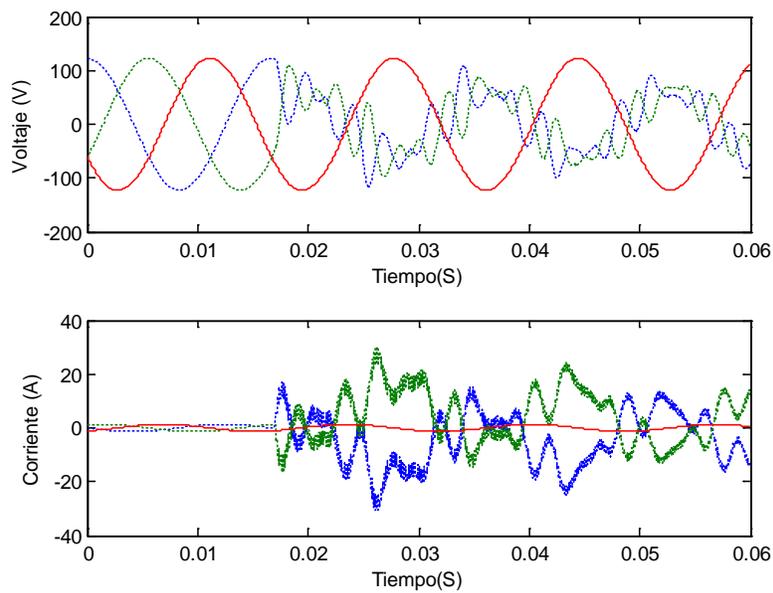
**Figura 4.11** Señales de voltaje y corriente con falla monofásica.

La fase fallada aparece resaltada, se utilizara la fase A como referencia en la mayoría de las fallas, cuando esta no esté involucrada se utilizara como referencia la fase B.

4.5.2 Modelado de la falla bifásica

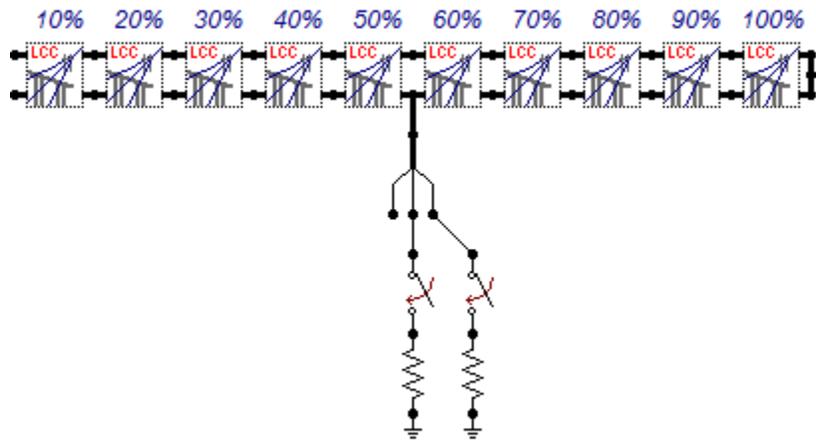


**Figura 4.12** Modelado de la falla bifásica.

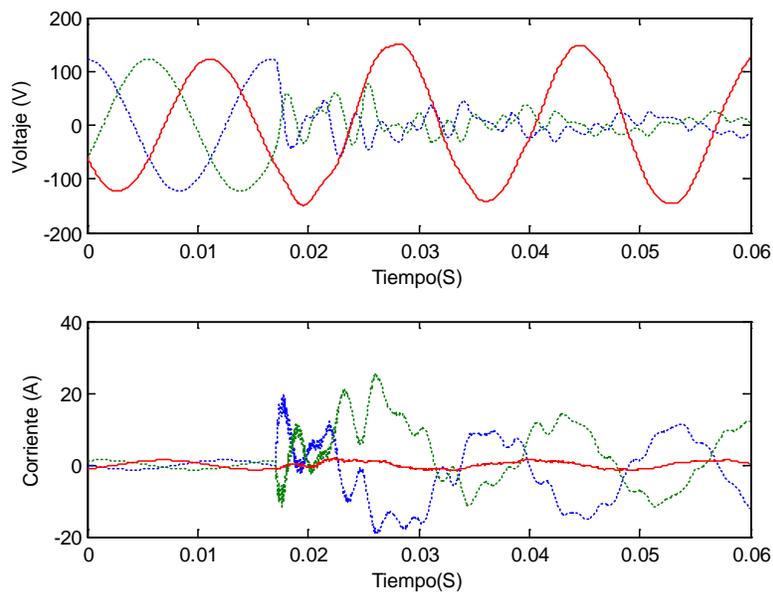


**Figura 4.13** Señales de voltaje y corriente con falla bifásica.

4.5.3 Modelado de la falla bifásica a tierra.

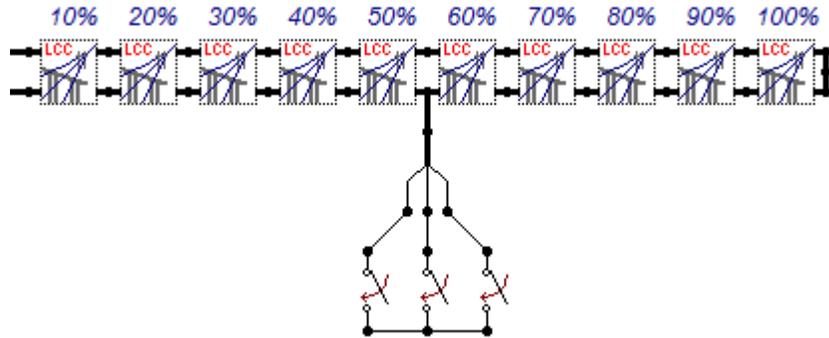


**Figura 4.14** Modelado de la falla bifásica a tierra.

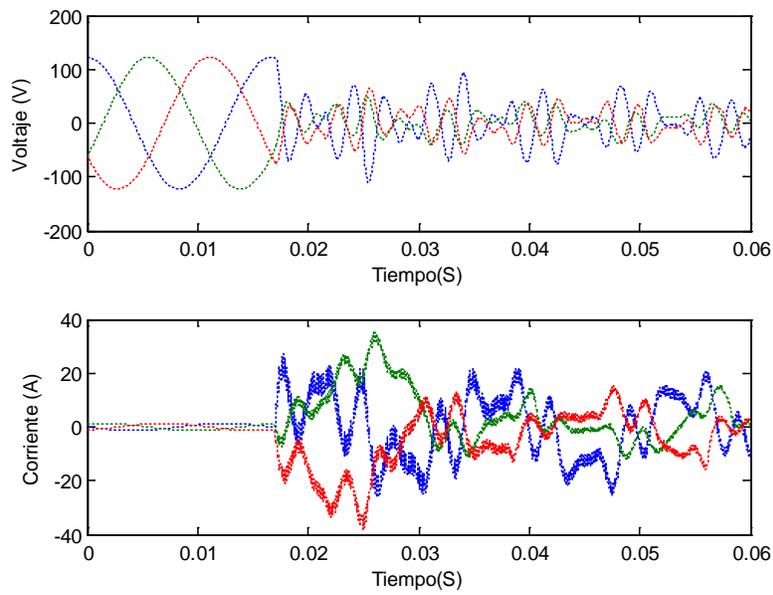


**Figura 4.15** Señales de voltaje y corriente con falla bifásica a tierra.

4.5.4 Modelado de la falla trifásica.

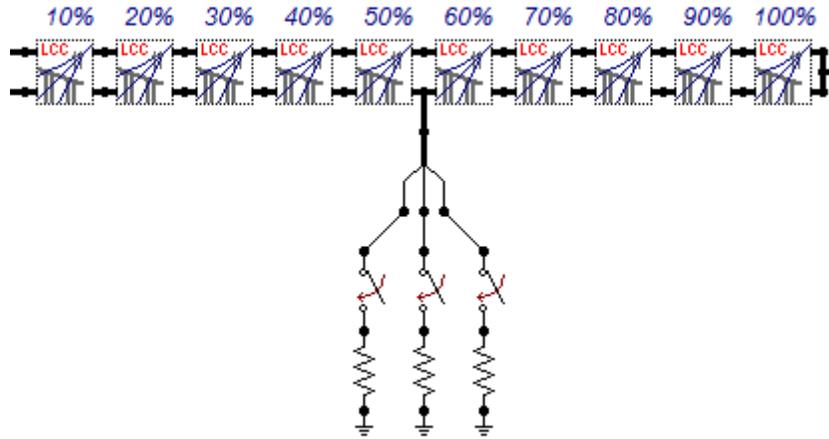


**Figura 4.16** Modelado de la falla trifásica.

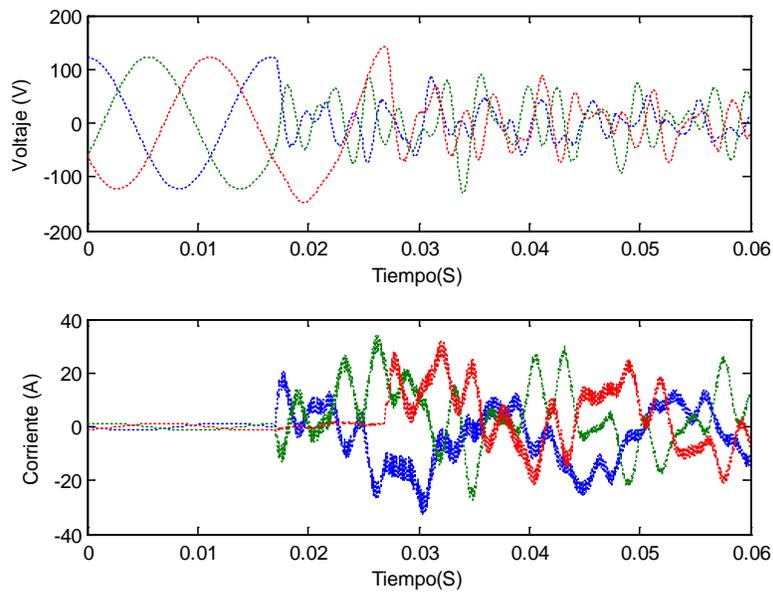


**Figura 4.17** Señales de voltaje y corriente con falla trifásica.

4.5.5 Modelado de la falla Cross Country.



**Figura 4.18** Modelado de la falla Cross Country.



**Figura 4.19** Señales de voltaje y corriente con falla Cross Country.

Con este modelo puede ser utilizado para cualquier combinación de fallas evolutivas de monofásica a bifásica, bifásica a trifásica, etc.

Para este tipo de falla en caso de tratarse de una falla evolutiva bifásica a trifásica los interruptores serán programados para que después de un determinado tiempo una tercera fase entre en falla después de un determinado tiempo, se aplicara la misma dinámica para otros casos de falla Cross Country.

En resumen para lograr el modelo de las fallas se utilizan interruptores que son programados para cerrar en un determinado tiempo, permitiendo cortocircuitar las fases o lograr una conexión a tierra. En él, también puede ser modificada el valor de la resistencia de falla.

# *REFERENCIAS*

- [1] László Prikler, Hans Kristian Høidalen, “ATPDRAW USER’S MANUAL, 2002.
- [2] Miguel Martínez Lozano, “Técnicas modernas de protección de líneas de transporte utilizando transformaciones tiempo-frecuencia y herramientas de reconocimiento de patrones, Universidad Politécnica de Madrid, 2006. Tesis Doctoral.
- [3] C.R.S “Desarrollo de un algoritmo de protección de distancia en relevadores SIEMENS para disparos de alta velocidad, conjugando dos técnicas de análisis de fallas en líneas de transmisión, Instituto Tecnológico de Cd. Madero, 2012.

---

## *Desarrollo del algoritmo*

Un algoritmo es un conjunto de instrucciones utilizadas para resolver un problema, una o varias señales de entrada son introducidas y procesadas internamente por el algoritmo y al final se obtiene una respuesta, en este capítulo se trabajó conjuntamente con ATP-EMTP Y MATLAB donde se obtienen las señales de fallas para después procesarlas con MATLAB.

Al terminar cada simulación los datos obtenidos son almacenados en un formato que permita ser leído por Matlab donde se empezó a desarrollar el algoritmo del relevador con las herramientas mencionadas en el capítulo 3.

El algoritmo está dividido en 4 etapas; Detección, Clasificación, Discriminación de dirección y Localización de la falla. Después de ocurrir una falla el algoritmo detecta un cambio de corriente y este es comparado con un valor de ajuste pre-establecido si este es superado la falla es detectada y se toma un  $\frac{1}{4}$  de ciclo ( $\approx 4.2$  ms) de información la cual es procesada e introducida a las ultimas 3 etapas del algoritmo.

## **5.1 INTRODUCCIÓN.**

El algoritmo está dividido en 4 etapas fundamentales: detección, clasificación, discriminación de dirección y localización. En las últimas 3 etapas se utilizó la transformada de wavelet como herramienta fundamental y para las etapas de clasificación, discriminación de dirección y localización de falla se apoyó con redes neuronales del tipo probabilísticas, todas estas en conjunto crean el algoritmo de protección de distancia para fallas Cross Country, uno de los principales objetivos de este trabajo es crear un algoritmo que trabaje lo suficientemente rápido y reaccione antes de que la falla Cross Country evolucione.

El algoritmo toma como base utilizar las componentes de alta frecuencia de las señales (transitorios), buscando como principal objetivo, la rapidez.

## **5.2 PROTECCIÓN DE LINEAS DE TRANSMISIÓN POR MEDIO DE TRANSITORIOS.**

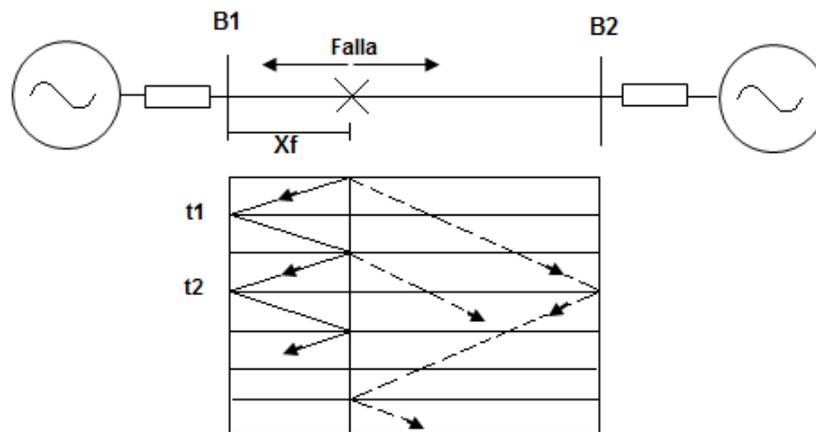
El método consiste en que cuando ocurre una falla en la línea de transmisión, se generan señales de tensión y corriente desde el punto de la falla, hacia el resto del sistema eléctrico de potencia. Esas señales, a lo largo de su propagación se encuentran con diferentes discontinuidades que causan que estas, se reflejen y se transmitan hacia el punto de la falla nuevamente. Generalmente esas señales se caracterizan por componentes de alta frecuencia (10 KHz- 1 MHz).

La forma e identidad de estas señales, dependen de muchos factores aleatorios, como la posición de la falla, la presencia de arcos eléctricos, la impedancia de falla y la topología de la red.

El estudio de estas propuestas no es nuevo y se remonta a finales de 1970 e inicios de 1980, cuando varios investigadores (Dommel, A.T. Johns, McLaren, etc.). Concluyeron que a partir de las ondas viajeras generadas por una falla, se podía encontrar toda la información necesaria para desarrollar un algoritmo completo de protección.

Hoy en día, el temario es más amplio y utiliza como concepto el aprovechamiento de toda la información de alta frecuencia, denominándose esquemas basados en transitorios, más que protección de onda viajera.

Es importante indicar que la propagación de esas ondas es ampliamente estudiada por los diagramas de Bewley como se indica en la figura 5.1.



**Figura 5.1.** Diagrama de Bewley.

Si se puede distinguir, a partir de la extracción de las componentes de alta frecuencia de las señales medidas de tensión y corriente en el nodo B1, la llegada de una discontinuidad  $t_1$ , es posible entonces señalar que se ha producido una falla en la línea (etapa de detección). Posteriormente, puede analizarse el contenido de esas fallas en cada fase y entonces detallar en cual se ha producido (etapa de clasificación); además, a partir de la comparación entre los componentes regresivos y progresivos de las ondas registradas, es posible detectar la dirección de la cual proviene dicha falla ( etapa de discriminación direccional) y, por último, si se identifican las sucesivas llegadas de ondas reflejadas y transmitidas (determinación del instante  $t_2$ ), es posible entonces hallar de forma precisa donde se ha producido la falla (etapa de la localización de la falla).[1]

Sin embargo, existen situaciones particulares en las que las técnicas basadas en transitorios no pueden trabajar correctamente, como es el caso de las fallas cercanas al nodo B1, o si el ángulo de inserción de la tensión es muy bajo.

Lo más importante es la forma de extraer la información adecuada de las formas de las tensiones y corrientes medidas (análisis de señales). Es aquí donde interviene la transformada de wavelet. Existen dos metodologías para la extracción de las señales de interés que pueden ser resumidas de la siguiente manera: .[ 2, 3]

### 1. Extracción de las componentes superpuestas de la señal.

Estas componentes corresponden a las cantidades incrementales de variación ( $\Delta u$  y  $\Delta i$ ) entre las señales prefalla almacenadas previamente en memoria ( $u_{pf}$  e  $i_{pf}$ ) y las registradas durante la condición de falla  $u_f$  e  $i_f$ .

$$u_f(t) = u_{pf}(t) + \Delta u(t) \quad (5.1)$$

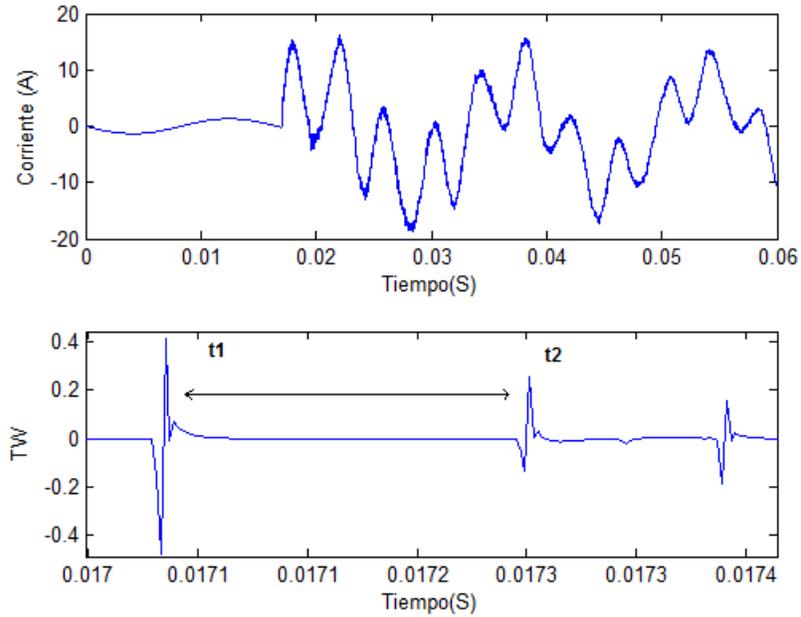
$$i_f(t) = i_{pf}(t) + \Delta i(t) \quad (5.2)$$

Esta técnica es muy empleada actualmente en relés comerciales, pues es fácil de implementar algorítmicamente.

### 2. Extracción o filtrado de una banda de frecuencias de la señal de falla.

Corresponde a la aplicación de diversos tipos de filtros digitales de señales (FIR, transformada de Gabor, morfología matemática, transformada wavelet, etc.) Para esta tesis se utilizó la propuesta número 2, la cual aplica la transformada wavelet. Así, si una señal es muestreada, por ejemplo, a 500 kHz, los distintos detalles de descomposición tienen la información de la señal en las siguientes bandas de frecuencia:

- Detalle 1 (d1): 125- 250 kHz
- Detalle 2 (d2): 62,5-125 kHz
- Detalle 3 (d3): 31,25-62,5 kHz

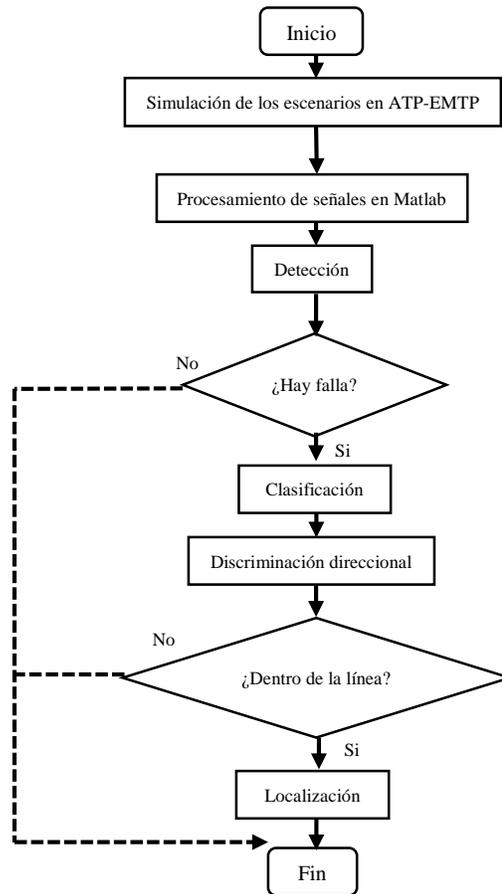


**Figura 5.2.** Señal de corriente y TW de la señal.

En la imagen anterior se observa la señal de la fase A ante una falla y se observa el comportamiento de la corriente (a) y en (b) se encuentra los componentes de alta frecuencia extraídos de ella.

Otra observación importante que se hace es la aparición del primer frente de onda que llega a la barra 1 (bus) y el tiempo ( $t_2$ ) que tarda en llegar el segundo frente de onda.

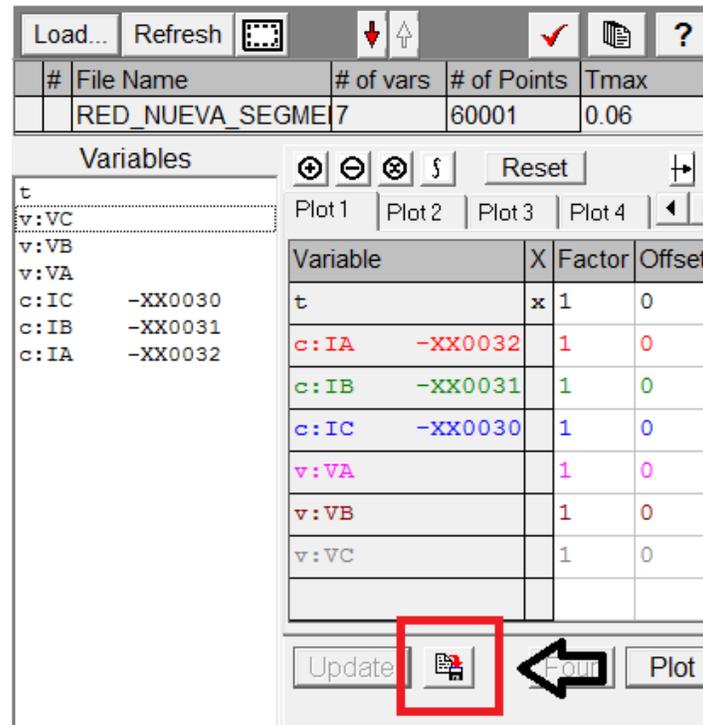
### 5.3. ALGORITMO DE PROTECCIÓN.



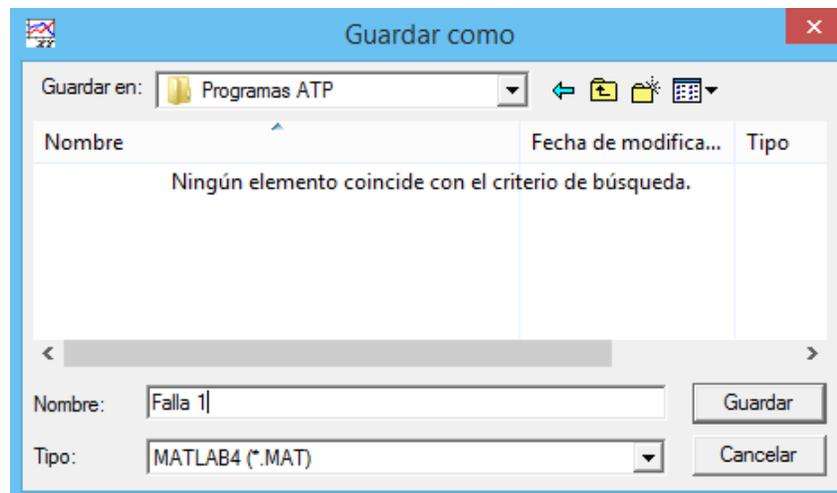
**Figura 5.3.** Diagrama de flujo del algoritmo.

En la figura (5.3) se muestra la lógica de operación del algoritmo de protección de distancia y como fueron ordenadas las etapas. Después de simular algún caso de falla, los datos obtenidos de voltajes y corrientes son guardados en formato (.mat) para ser procesadas y analizadas en Matlab donde el algoritmo realiza su trabajo.

En la figura 5.8, 5.14, 5.20 y 5.25 se muestra un diagrama de bloques detallado para la etapa de detección, clasificación, discriminación direccional y localización respectivamente.



**Figura 5.4.** Señales de voltaje y corriente obtenidas de ATP-EMTP.



**Figura 5.5.** Señales de voltaje y corrientes almacenadas en formato (.mat).

## 5.4. DESARROLLO DEL ALGORITMO.

### 5.4.1. Detección.

La primera etapa consiste en la detección de cualquier disturbio o anomalía en el sistema eléctrico de potencia, una vez que sea detectada la falla se inicia el resto de las etapas como se mostró en el diagrama de flujo. Existen diferentes formas para detectar una falla de manera sencilla para este algoritmo consiste en comparar la corriente de falla con un valor de ajuste ya establecido si este es superado la falla es detectada.

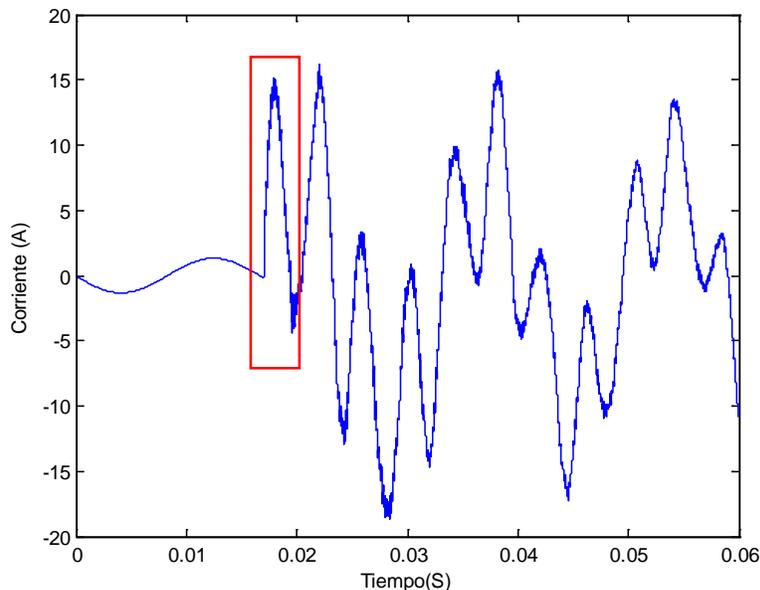
a) Se utilizan las señales de corriente de las tres fases y se comparan con un valor de ajuste de corriente ya especificado, si este es mayor que el valor de ajuste la falla es detectada.

$$|I_a| \text{ ó } |I_b| \text{ ó } |I_c| > I_{\text{ajuste}} \quad (5.3)$$

Donde:

$I_{\text{ajuste}}$ , es el valor de ajuste de la corriente.

$I_a, I_b, I_c$ , Son la corriente de cada fase.



**Figura 5.6.** Señal de corriente en la fase A.

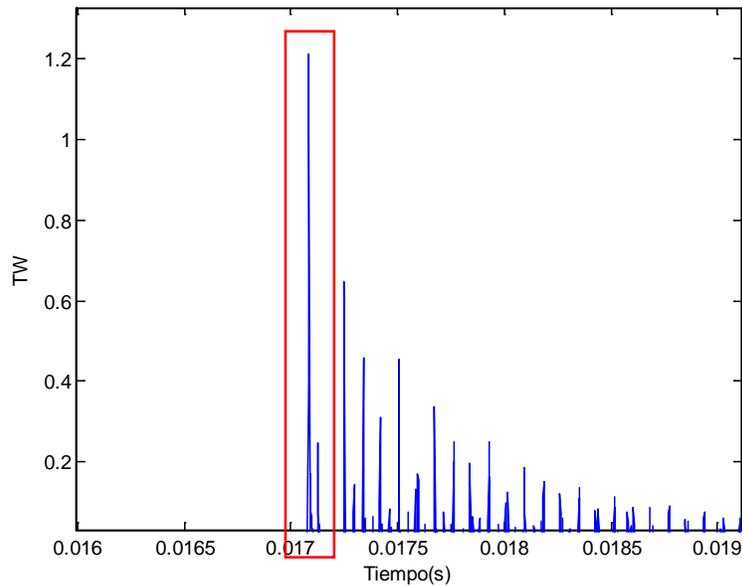
b) El siguiente método es similar al anterior, solo que en lugar de comparar la magnitud de la corriente de las fases con un valor de ajuste pre-establecido, se compara la información transitoria del primer instante cuando ocurre la falla con un valor también pre-establecido.

$$|TW(I_a)| \text{ ó } |TW(I_b)| \text{ ó } |TW(I_c)| > TW(I_x)_{\text{ajuste}} \quad (5.4)$$

Donde:

$TW(I_a), (I_b), (I_c)$ , es la información transitoria obtenida con la transformada wavelet.

$TW(I_x)_{\text{ajuste}}$ , es el valor de ajuste pre-establecido.



**Figura 5.7.** Información transitoria de la señal de corriente de la fase A.

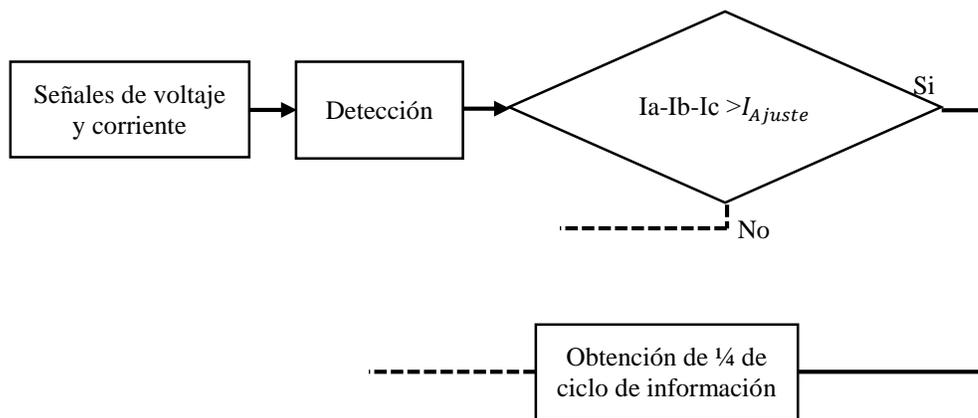
Para el presente trabajo se utilizó la opción a, cabe mencionar que ambas opciones fueron probadas.

La selección correcta de la corriente de ajuste ( $I_{\text{ajuste}}$ ) debe ser seleccionada variando parámetros como: posición de la falla, inserción del ángulo, resistencia de falla. En pocas palabras llevando el sistema de potencia a los peores escenarios posibles.

El valor de ajuste debe ser mayor que el valor de corriente normal que circula en la red y menor que el valor máximo presentado cuando ocurre una falla. Una vez detectada la falla se empieza un conteo y toma un cuarto de ciclo (de información) de la frecuencia de 60 Hz (60 ciclos).

Es decir, la frecuencia de nuestro país de 60 ciclos/segundo, un ciclo es igual a 16.66 ms, entonces el cuarto de un ciclo equivalente en segundo sería  $\approx 4.16$  ms.

En resumen, después de ocurrir la falla el algoritmo solo toma ese cuarto de ciclo para analizarlo y ser utilizado en todas las etapas.



**Figura 5.8** Diagrama de flujo de la etapa de detección.

#### 5.4.2. Clasificación.

Una vez que se ha detectado la falla la siguiente tarea es clasificarla, es decir, identificar el tipo de falla que se ha presentado y además conocer cuáles son las fases que se encuentran involucradas. Es importante conocer las fases que se encuentran involucradas para este algoritmo ya que si no se contara con esa información la etapa de discriminación direccional y localización de la falla no se lograrían de forma correcta.

En este trabajo se utilizan las componentes de alta frecuencia de las señales obtenidos por la transformada wavelet apoyándose con una red neuronal tipo probabilística.

Se utilizan dos niveles de detalle de la información transitoria:

- Detalle 1(d1): 125- 250 kHz
- Detalle 3 (d3): 31,25-62,5 kHz

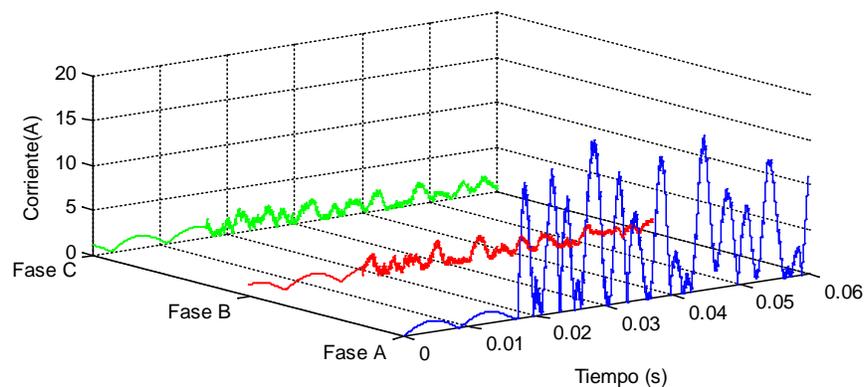
Al hablar de Detalle 1 (nivel) se refiere a un filtro el cual solo permite pasar frecuencias de 125-250 kHz, una vez aplicado el primer filtro enseguida se obtiene la información del Detalle 3 (nivel).

Cuando ocurre una falla con un bajo ángulo de inserción de voltaje se tiene el problema de que no ocurre el fenómeno de onda viajera (transitorios electromagnéticos) o suelen ser muy pobre la información obtenida.

En resumen si ocurre una falla con bajo ángulo de inserción de voltaje las frecuencias registradas no serían tan grandes para apreciarse con el primero filtro de detalle 1, sin embargo, habría frecuencias más bajas es por eso que se utiliza otro nivel de detalle que pueda capturar frecuencias menores. [4]

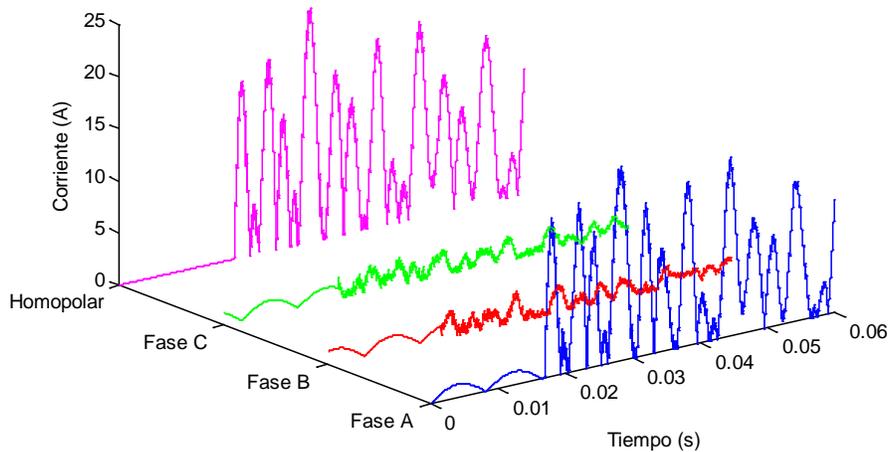
Cuando ocurre una falla en un sistema eléctrico de potencia, las fases afectadas tendrían la mayor cantidad de componentes de alta frecuencia así como también la corriente en ellas, sin embargo en casos donde el ángulo de inserción es muy bajo las frecuencias serian similares a la de las fases sanas.

Por ejemplo en la siguiente figura 5.9. Se muestra la corriente de las tres fases.



**Figura 5.9.** Señales de corriente de la fase A, B y C.

Se observa en la figura anterior como sobresale la fase A de las otras fases, sin embargo hay ocasiones en las que es necesario conocer cuándo se encuentra involucrada la “tierra” para poder diferenciar entre una falla bifásica y una falla bifásica a tierra, es por eso que se utiliza el concepto de corriente homopolar.



**Figura 5.10** Señales de corriente de la fase A, B, C y Homopolar.

La corriente homopolar se obtiene al sumar las señales de corriente de las fases:

$$i_0(t) = i_a(t) + i_b(t) + i_c(t) \quad (5.5)$$

En la figura 5.10 se puede comprender la lógica de como clasificar una falla por lo tanto, las señales que presenten los registros más grandes de corriente o información transitoria son las fases falladas.

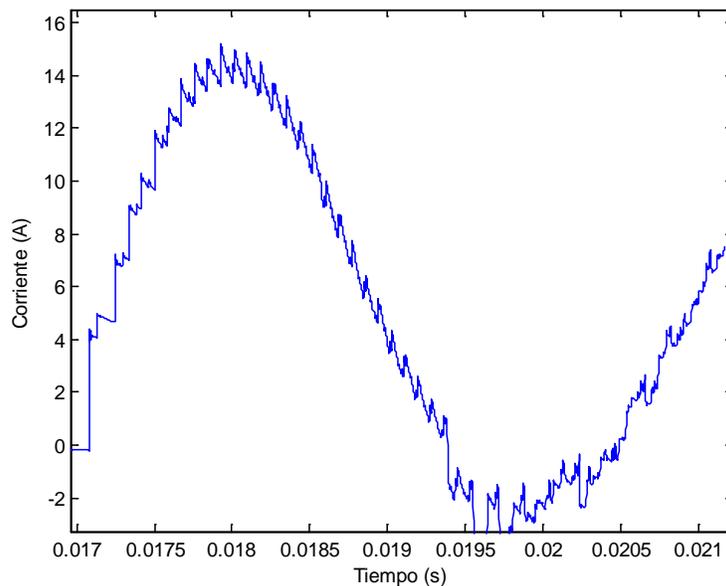
Es aquí donde se utiliza una técnica de reconocimiento de patrones, en la literatura existen varios tipos de redes neuronales artificiales, sin embargo se optó por utilizar la red neuronal tipo probabilística debido a la sencillez de entrenamiento e implementación.

La red, se basa en la determinación de la probabilidad de que un vector  $V_i$  (de entrada), caiga en una región  $R$ , en un espacio multidimensional (patrones). Cada región  $R$ , posee características específicas, determinadas por los patrones de entrenamiento. La región

que en su conjunto arroje la mayor probabilidad, será la “ganadora” y por ende la que defina la salida de la red (también se le conoce como red competitiva). Para su creación, entrenamiento y pruebas, se utilizó la herramienta de redes neuronales de Matlab (“neural network toolbox”). [5]

Una vez definida la red neuronal a emplear, queda por establecer el tipo y características del vector de entrada que se utilizara y la cantidad de casos de entrenamiento que serán necesarios.

El vector de entrada constara de  $\frac{1}{4}$  de ciclo de las señales con los detalles 1 y 3 de la transformada wavelet de las señales de corriente. Una señal del tamaño de  $\frac{1}{4}$  de ciclo contiene 4168 muestras si lo graficamos contra el tiempo se obtiene la señal mostrada en la figura 5.11.



**Figura 5.11** Señal de corriente de la fase A ( $\approx 4.2$  ms) después de la falla.

A la misma señal de la figura 5.11 se le aplica la transformada wavelet, una de las grandes ventajas que se presentan al trabajar con Matlab es que contiene gran variedad de herramientas, una de ellas es el “Wavelet toolbox” el cual nos permite aplicar la herramienta matemática fácilmente sin necesidad de resolver alguna complicada ecuación.

En la etapa de clasificación, discriminación de dirección de la falla y localización de la falla se recurre a la utilización de la transformada de wavelet para ciertas tareas, al tener en Matlab las señales de voltaje y corriente que se quieren analizar, solo se le aplica la transformada de wavelet por medio de un comando. Por ejemplo:

```
[N,T]=dwt (Corriente fase A, 'db6')
```

Donde:

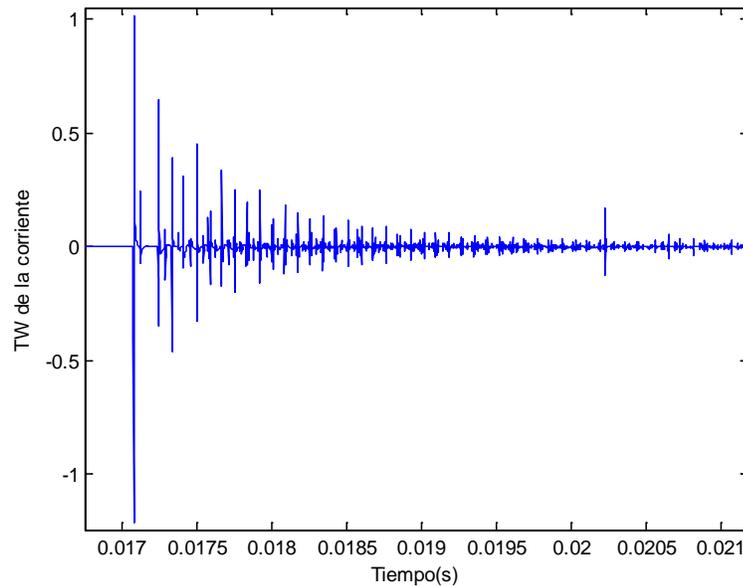
N, es la señal original.

T, es la información transitoria de interés.

dwt, es el tipo de transformada seleccionada para este trabajo “daubechies”.

Corriente de fase A, es la señal que se quiere analizar.

db6, es el nivel de detalle seleccionado para la extracción de la información.



**Figura 5.12** Transformada wavelet de la señal de corriente de la fase A.

La red neuronal tiene un vector de entrada con las cuatro señales y queda así:

$$V_x = [c_a + c_b + c_c + c_0]$$

Donde:

$$C_\emptyset = \sum_{j=1}^N |d_1^j|^2 + \sum_{j=1}^N |d_3^j|^2 \quad (5.6)$$

Donde:

$d_n$ , son los coeficientes de detalle para el nivel de descomposición  $n$ , con  $n=1$  y  $3$ .

$N$  es la cantidad de muestras contenidas en  $\frac{1}{4}$  de ciclo (4168 muestras).

$C_\emptyset$ , es el valor de clasificación para la fase  $\emptyset$  con  $\emptyset=a,b,c$ .

Nota: El vector de entrada son las señales de las fases y homopolar después de ser aplicada la transformada wavelet.

Y de la misma forma para la corriente homopolar

$$C_0 = \sum_{j=1}^N |d_1^j|^2 + \sum_{j=1}^N |d_3^j|^2 \quad (5.7)$$

Donde:

$d_n$ , son los coeficientes de detalle para el nivel de descomposición  $n$ , con  $n=1$  y  $3$ .

$N$  es la cantidad de muestras contenidas en  $\frac{1}{4}$  de ciclo (4168 muestras).

$C_\emptyset$ , es el valor de clasificación.

Si aplicamos las dos fórmulas para obtener el vector  $V_x$  de clasificación con una falla monofásica en la fase A al 10 % de la línea el resultado sería lo siguiente:

$$V_{x1} = [285.9167 \quad 101.6403 \quad 101.7633 \quad 268.8426]$$

Para una falla en la fase B

$$V_{x2} = [101.6403 \quad 287.1667 \quad 101.7633 \quad 268.8427]$$

Para una falla en la fase C

$$V_{x3} = [101.6403 \quad 101.7633 \quad \mathbf{286.4477} \quad \mathbf{268.8423}]$$

Una vez comprendida la técnica de clasificación se explica ahora como fue conjugada con la red neuronal artificial:

**Tabla 5.1** Salida de la red neuronal de acuerdo al tipo de falla.

<b>TIPOS DE FALLAS</b>	<b>SALIDA DE LA RED NEURONAL</b>
<b>Fallas de línea a tierra</b>	
A Vs T	1
B Vs T	2
C vs T	3
<b>Fallas bifásicas</b>	
AB	4
BC	5
CA	6
<b>Fallas bifásicas a tierra</b>	
AB Vs T	7
BC Vs T	8
CA Vs T	9
<b>Falla trifásica</b>	
ABC	10

La red neuronal tipo probabilística es entrenada para tomar una decisión, al entrar un vector como los 3 ejemplos anteriores ( $V_{x1}$ ,  $V_{x2}$ ,  $V_{x3}$ ) este se procesa por la red neuronal y arroja su salida correspondiente como lo son mostrados en la tabla anterior.

La red neuronal tipo probabilística es creada con Matlab con el comando “newpnn” y se crea un vector de entrada llamado “input” para este caso, y un vector objetivo llamado “target”. Si se desea crear una red neuronal para solamente una falla monofásica en la fase A, se escribiría así: [6, 7]

Input = [285.9167 101.6403 101.7633 268.8426]

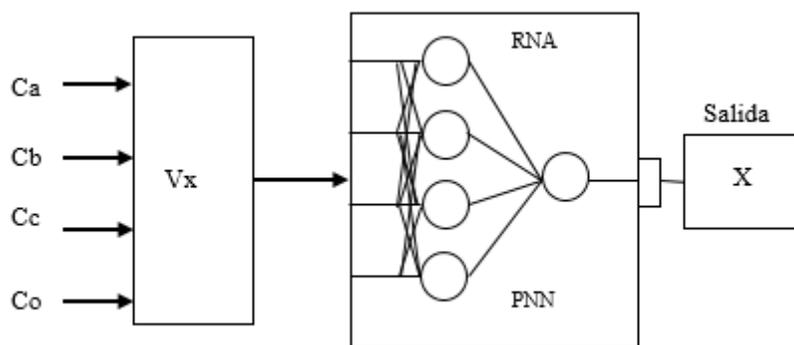
Target = [1]

Donde:

Input, es el vector X de las señales de corriente de las fases y homopolar, después de haberles aplicado la transformada wavelet.

Target, es el vector de salida, ahí se coloca lo que queremos que la red neuronal responda.

Para todos los casos de entrenamiento se utilizaron al menos 100 casos para cada tipo de falla, entre más casos de entrenamiento tenga mayor precisión tendrá la red neuronal tipo probabilística. Para cada tipo de falla se varió su posición en la línea, el ángulo de inserción de la falla, la resistencia de la falla en la tabla 5.2 se muestran ejemplos para fallas al 10% de la línea.



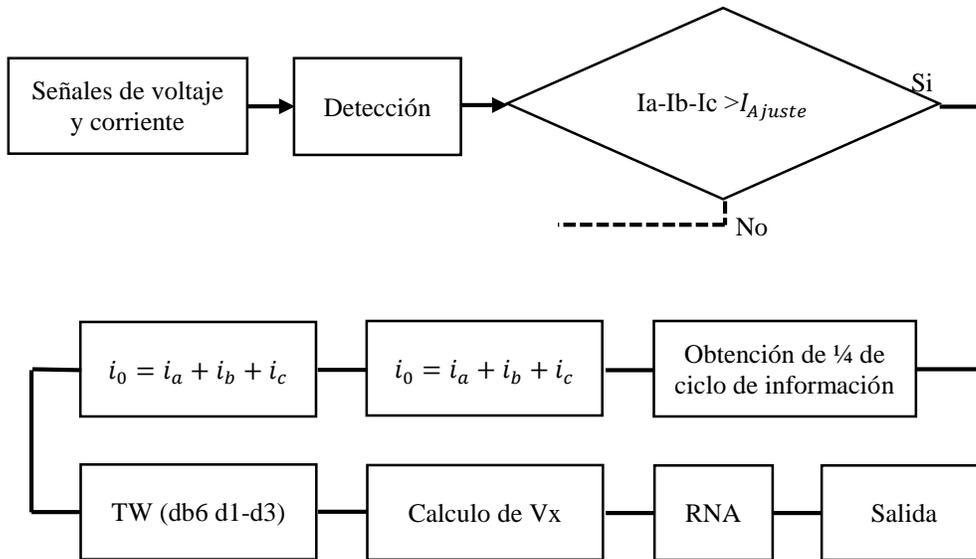
**Figura 5.13** Entrada y salida de la red neuronal.

**Tabla 5.2** Valores de clasificación para algunas fallas al 10% de la línea.

Valores de clasificación						
Tipos de falla	Ángulo de inserción de la falla	Resistencia de la falla ( $\Omega$ )	Ca	Cb	Cc	C $\phi$ (neutro)
Monofásica (A vs T)	0°	50	<b>2.5557</b>	0.7375	0.4471	<b>2.9686</b>
Monofásica (B vs T)	30°	25	9.2319	<b>25.4366</b>	9.2824	<b>27.8860</b>
Monofásica (C vs T)	60°	0	27.2201	27.2069	<b>84.0695</b>	<b>84.7223</b>
Monofásica (A vs T)	90°	50	<b>35.4533</b>	13.1710	13.1991	<b>39.9965</b>
Bifásica (A vs B)	0°	No aplica*	<b>113.4807</b>	<b>113.5881</b>	0.3120	0.0016
Bifásica (B vs C)	30°	No aplica*	0.3198	<b>205.7357</b>	<b>205.6732</b>	0.0016
Bifásica (C vs A)	60°	No aplica*	<b>257.0795</b>	0.5055	<b>257.3438</b>	0.0011
Bifásica (A vs B)	90°	No aplica*	<b>240.3758</b>	<b>240.5010</b>	0.3595	0.0015
Bifásica a tierra (AB vs T)	0°	50	<b>26.3161</b>	<b>27.2500</b>	10.4084	<b>29.7749</b>
Bifásica a tierra (BC vs T)	30°	25	7.6890	<b>54.8862</b>	<b>59.2432</b>	<b>53.0488</b>
Bifásica a tierra (CA vs T)	60°	0	<b>258.0948</b>	0.8154	<b>256.4153</b>	<b>114.1151</b>
Bifásica a tierra (AB vs T)	90°	50	<b>33.7279</b>	<b>30.8699</b>	7.1270	<b>29.2062</b>
Trifásica	0°	No aplica*	<b>190.0300</b>	<b>234.5518</b>	<b>242.6380</b>	0.0017
Trifásica	30°	No aplica*	<b>141.0880</b>	<b>175.5548</b>	<b>135.0604</b>	0.0017
Trifásica	60°	No aplica*	<b>218.1689</b>	<b>254.9590</b>	<b>237.8167</b>	0.0017
Trifásica	90°	No aplica*	<b>274.3015</b>	<b>214.5573</b>	<b>260.3207</b>	0.0017

En resumen, el vector de entrada ( $V_x$ ) competirá con los casos ya preestablecidos como se muestra en la tabla 5.1. Al encontrar su caso esta red arroja su valor de salida correspondiente y entonces el algoritmo indica el tipo de falla que se presentó, así como las fases que están involucradas.

Un diagrama de flujo se muestra a continuación:



**Figura 5.14** Diagrama de flujo de la etapa de clasificación.

### 5.4.3. Discriminación direccional.

Una vez que es detectada la falla pasa a la etapa de discriminación direccional y esta comprueba si se encuentra dentro o fuera de la línea de transmisión, si la falla no está dentro de la línea de transmisión automáticamente termina el proceso del algoritmo, es por eso que se colocó en segundo lugar esta etapa.

Cuando se trata de redes malladas es necesario detectar la dirección de la falla desde el punto de vista del relevador, para decidir si se encuentra dentro o fuera de la zona de

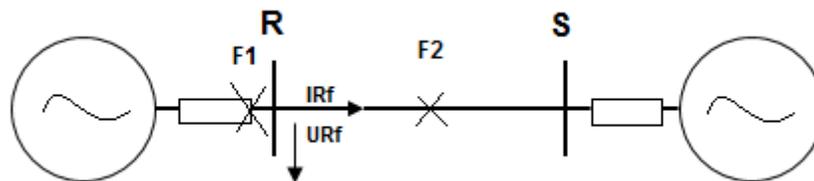
protección. En sistemas de protección unitarios, la decisión se toma mediante la comparación de información entre los extremos de la línea (comunicaciones).

Existen diversas metodologías capaces de determinar de forma bastante fiable la dirección de la falla. Hay varias cuyo objetivo principal es ser ultra rápidas y se basan por ello en la información transitoria y utilizan como principal funcionamiento, el concepto de direccionalidad de la potencia o de la energía.

En este trabajo se emplea el concepto de direccionalidad de la potencia utilizando las componentes de alta frecuencia (pero solamente el primer pico de las señales de voltaje y corriente de las fases involucradas). Por lo tanto se desarrolla la etapa de direccionalidad que permita establecer de forma rápida y fiable la dirección de la falla con referencia a la ubicación del relevador.

#### a) Metodología

La metodología empleada se fundamenta en el principio de direccionalidad de la potencia, descrito en [5,7], utilizando para ello solo los primeros frentes de onda de voltaje y corriente de la falla. El criterio para establecer la dirección de la falla es relativamente sencillo, partiendo del análisis de las componentes superpuestas para los dos casos de interés (fallas hacia delante y atrás)

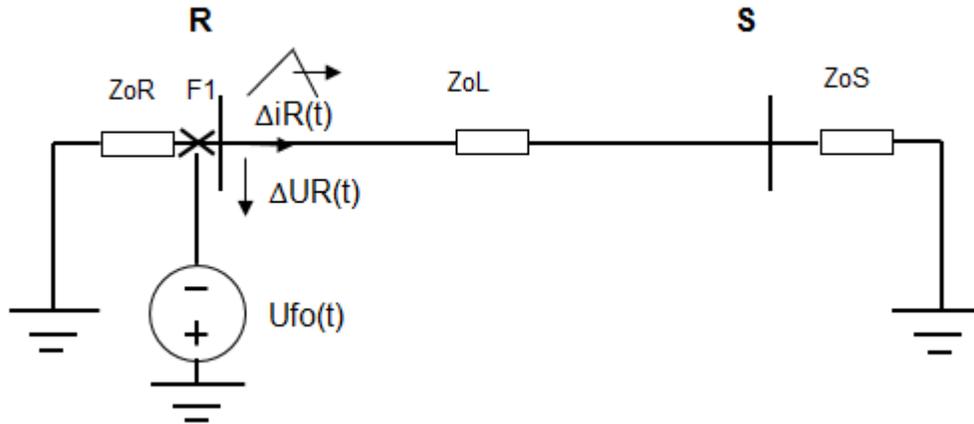


**Figura 5.15** Análisis de un SEP con falla dentro y fuera de la línea de transmisión.

El análisis se llevó a cabo para cada falla (F1 y F2), mediante la resolución del sistema planteado para las componentes superpuestas. El método de superposición del cual se extraen estas componentes, se encuentra bastante detallado en la literatura especializada.

El análisis se realizó para una línea monofásica ideal (sin pérdidas), considerando solo la onda inicial generada en el punto de falla y no tomando en cuenta las reflexiones posteriores.

En la figura 5.16. Se muestra el circuito para el análisis de la falla F1 (en el sentido contrario de la referencia de dirección del relé R). Se puede obtener la expresión del primer frente de corriente y voltaje que llega a la barra de interés, desde el punto donde se ha producido la falla.



**Figura 5.16** Análisis de la falla en F1, por componentes superpuestas.

La cantidad  $U_{fo}(t)$  corresponde a la tensión de pre-falla en el punto de la falla, con esta topología, las ondas iniciales de voltaje y corriente se originan en el punto de falla, son indicadas en (5.8) y (5.9).

$$i(t) = -\frac{u_{fo}(t)}{Z_{oL}} \quad (5.8)$$

$$u(t) = -u_{fo}(t) \quad (5.9)$$

que, en el nudo R (tomando como referencia lo indicado en la figura 5.14), correspondería a (5.10 y 5.11)

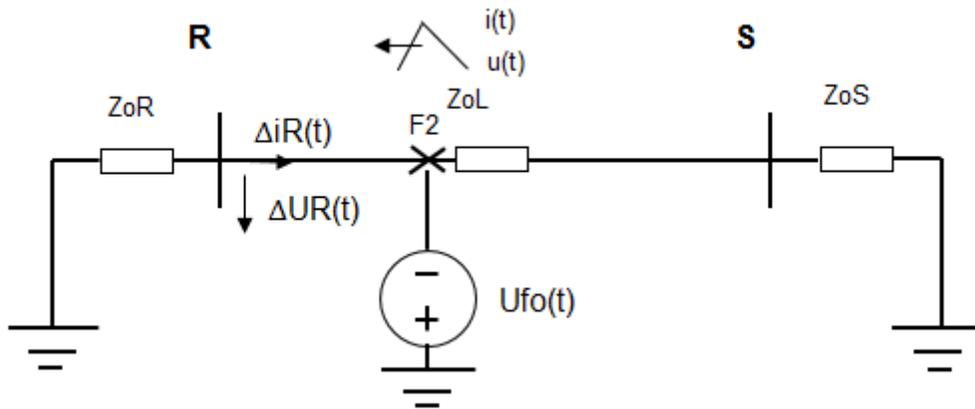
$$\Delta i_R = i(t) = -\frac{u_{fo}(t)}{Z_{oL}} \quad (5.10)$$

$$\Delta u_R = u(t) = -u_{fo}(t) \quad (5.11)$$

Relacionando directamente las cantidades de voltaje y corriente en el nudo R, se llega a (5.12)

$$Z_{oL} \cdot \Delta i_R(t) = \Delta u_R(t) \quad (5.12)$$

La relación (5.12) indica que en la llegada del primer frente de onda al nodo R, las polaridades del voltaje y corriente (respecto a las referencias), son iguales y, por lo tanto su producto siempre es positivo.



**Figura 5.17** Análisis de la falla en F2, por componentes superpuestas.

De la misma manera puede trabajarse el caso de la falla F2, indicado en la figura 5.17 las expresiones de las ondas iniciales de voltaje y corriente generadas en el punto de falla se indican en (5.13 y 5.14)

$$i(t) = -\frac{u_{fo}(t)}{Z_{oL}} \quad (5.13)$$

$$u(t) = -u_{fo}(t) \quad (5.14)$$

Y por lo tanto, las señales registradas en el nudo R, según las referencias indicadas en la figura 5.17, corresponden a (5.15 y 5.16)

$$\Delta i_R(t) = -i \left( t - \frac{x_f}{v} \right) \cdot \frac{2 \cdot Z_{oL}}{(Z_{oR} + Z_{oL})} = u_{fo} \left( t - \frac{x_f}{v} \right) \cdot \frac{2 \cdot Z_{oL}}{(Z_{oR} + Z_{oL})} \quad (5.15)$$

$$\Delta u_R(t) = -u \left( t - \frac{x_f}{v} \right) \cdot \frac{2 \cdot Z_{oR}}{(Z_{oR} + Z_{oL})} = u_{fo} \left( t - \frac{x_f}{v} \right) \cdot \frac{2 \cdot Z_{oR}}{(Z_{oR} + Z_{oL})} \quad (5.16)$$

Donde:

$x_f$ , es la distancia desde el nodo R hasta el punto de la falla.

$v$ , es la velocidad de propagación en el medio.

Por simplicidad, se definirán los siguientes coeficientes ( $K_{T1}$  y  $K_{T2}$ ), como se indica en (5.17 y 5.18)

$$K_{T1} = \frac{2 \cdot Z_{oR}}{(Z_{oR} + Z_{oL})} \quad (5.17)$$

$$K_{T2} = \frac{2}{(Z_{oR} + Z_{oL})} \quad (5.18)$$

Relacionando las cantidades de voltaje y corriente en el nodo R (5.15 y 5.16) se llega a (5.19).

$$\frac{K_{T1}}{K_{T2}} \cdot \Delta i_R(t) = -\Delta u_R(t) \quad (5.19)$$

Debe descartarse que  $K_{T1}$  y  $K_{T2}$  son siempre factores constantes y positivos.

En este caso, la relación (5.19), indica que las polaridades del voltaje y corriente (respecto a las referencias) en el nodo R son siempre opuestas, por lo que su producto será menor a cero. Este hecho puede resumirse en la tabla 5.3.

**Tabla 5.3** Polaridades de las cantidades superpuestas de voltaje y corriente, según la localización de la falla [7].

Tipo de falla	Polaridad de $u_{fo}(t)$	Polaridad de $\Delta i_R(t)$	Polaridad de $\Delta u_R(t)$
Detrás (F1)	+	-	-
	-	+	+
Delante (F2)	+	-	+
	-	+	-

Como puede observarse, la relación entre las polaridades de las cantidades superpuestas del voltaje y corriente, permite determinar con claridad, la dirección de la falla.

Esto puede extrapolarse, como criterio, al primer pico de la transformada wavelet de las señales de voltaje y corriente, estableciendo un criterio claro de direccionalidad, como se indica en (5.20).

$$D_d = \text{pol}\{TW(i\emptyset)\} \cdot \text{pol}\{TW(u\emptyset)\} \quad (5.20)$$

Si

$$D_d > 0 \rightarrow \text{Falla detrás del relé} \quad (5.21)$$

$$D_d < 0 \rightarrow \text{Falla delante del relé} \quad (5.22)$$

Donde:

$\text{pol}\{TW(i\emptyset)\}$ , es la polaridad del primer pico detectado del  $\{TW(i\emptyset)\}$

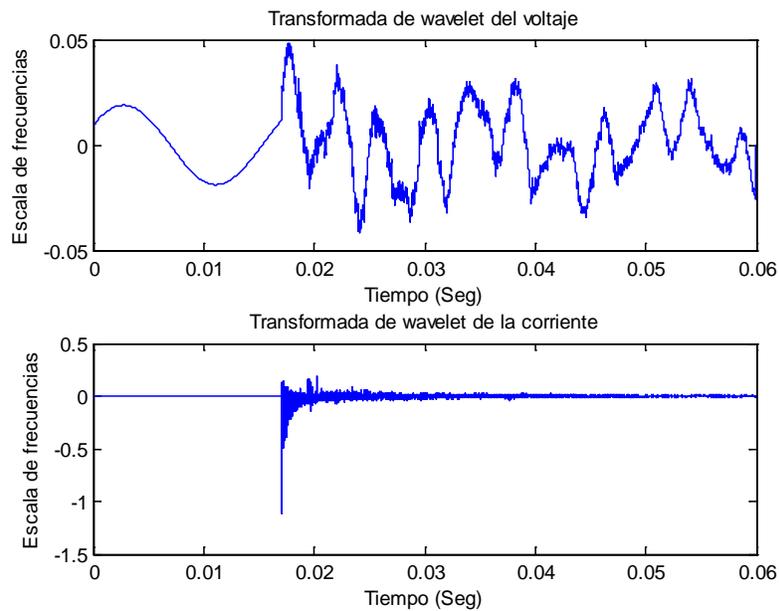
$\{TW(u\emptyset)\}$ , es la polaridad del primer pico detectado del  $\{TW(u\emptyset)\}$

$\emptyset$ , es la fase seleccionada de acuerdo al tipo de falla.

**Tabla 5.4** Selección de las señales de voltaje y corriente, según el tipo de falla.[5]

Tipo de falla		$i\phi$	$u\phi$
F1 $\phi$ -T	FAT	Ia	Ua
	FBT	Ib	Ub
	FCT	Ic	Uc
F2 $\phi$ -T	FABT	Ia	Ua
	FBCT	Ib	Ub
	FCAT	Ic	Uc
F2 $\phi$	FAB	Ia	Ua
	FBC	Ib	Ub
	FCA	Ic	Uc
F3 $\phi$	FABC	Ia	Ua

A continuación se presenta una muestra cuando se tiene una falla dentro de la línea a proteger en la figura (5.18) y en la figura (5.19) se muestra cuando se presenta una falla fuera de la línea de transmisión a proteger.

**Figura 5.18.** TW de las señales de voltaje y corriente mediante una falla dentro de la línea.

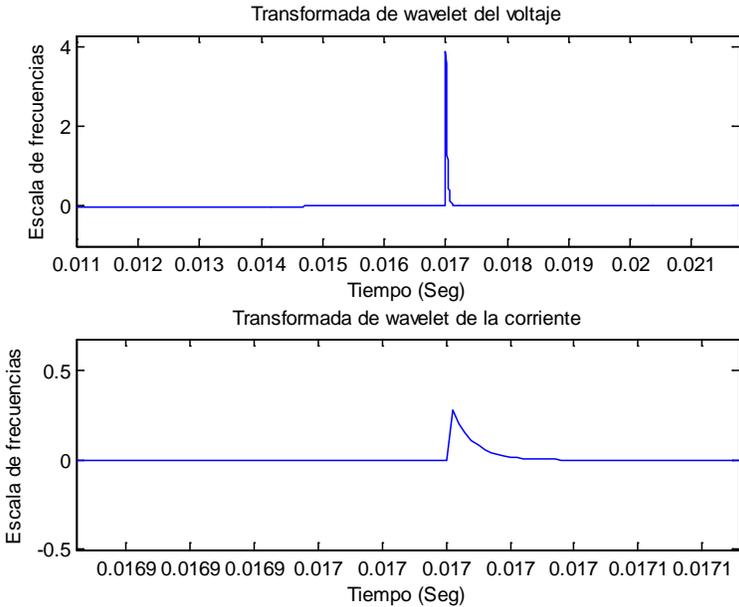


Figura 5.19 Señales TW de voltaje y corriente mediante una falla fuera de la línea.

En resumen en esta etapa se utilizan los dos picos de señales de voltaje y corriente después de aplicarse la transformada wavelet y son comparados, si su polaridad es diferente entonces la falla se encuentra dentro de la línea de transmisión de lo contrario, con polaridades iguales la falla se encuentra fuera de la línea.

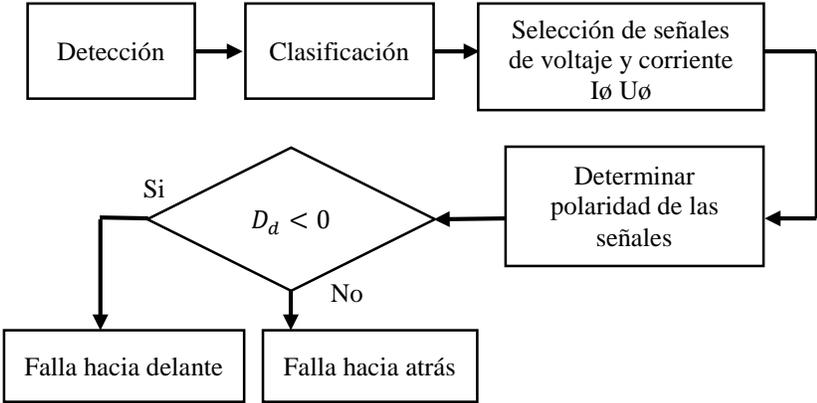


Figura 5.20 Diagrama de flujo de la etapa discriminación direccional.

### 5.4.5 Localización.

La localización de la falla consiste como su nombre lo indica en “localizar” en el sistema eléctrico de potencia donde se presentó la falla, esto al obtener la distancia aproximada con referencia a la ubicación del relevador, la ubicación suele presentarse en kilómetros o por zonas.

Esta parte del algoritmo basa su funcionamiento en la detección de las señales de alta frecuencia (ondas viajeras) generadas por una anomalía en el SEP, en este caso las anomalías se refieren a fallas de línea a tierra, doble línea, doble línea a tierra y trifásicas.

El primer paso es obtener las señales de corriente del lado secundario vistas por los “transformadores de instrumentos”, después a esas señales se les aplica una transformación modal para descomponer las señales de corriente (a,b,c) en el dominio del tiempo a otras señales de corriente en el dominio modal ( $I_0, I_\alpha, I_\beta$ ), estas últimas contienen toda la información de la falla.

Después se le aplica la transformada wavelet al modo aéreo 1 y 2 de la corriente modal ( $I_\alpha$  e  $I_\beta$ ) para obtener las señales de alta frecuencia así como también el tiempo en el que estas ocurren, para posteriormente determinar la distancia a la cual ocurrió la falla.

#### 5.4.5.1 Transformación modal.

Una parte importante del algoritmo es la transformación de señales en el dominio del tiempo a señales en el dominio modal, como se mencionó en el capítulo 3 la Matriz de Transformación a utilizar es la Karrenbauer.

Al aplicar la transformación modal se obtienen 3 modos (modo tierra, modo aéreo 1 y 2), para la presente investigación se trabaja únicamente con el modo aéreo 1 y 2 ya que la velocidad de propagación de la onda es muy cercana a la de la luz y además contiene toda la información de la falla.

El algoritmo de protección realiza esta tarea multiplicando las señales de corriente en el dominio del tiempo por la matriz de transformación de Karrenbauer y como resultado obtiene 3 vectores que son los modos tierra, aéreo 1 y aéreo 2.

$$\begin{bmatrix} i_0 \\ i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix} \quad (5.23)$$

Al resolver la matriz obtenemos las siguientes ecuaciones:

$$i_0 = \frac{1}{3} i_a + \frac{1}{3} i_b + \frac{1}{3} i_c \quad (5.24)$$

$$i_\alpha = \frac{1}{3} i_a - \frac{1}{3} i_b \quad (5.25)$$

$$i_\beta = \frac{1}{3} i_a - \frac{1}{3} i_c \quad (5.26)$$

Donde:

$i_0$ , es el modo tierra.

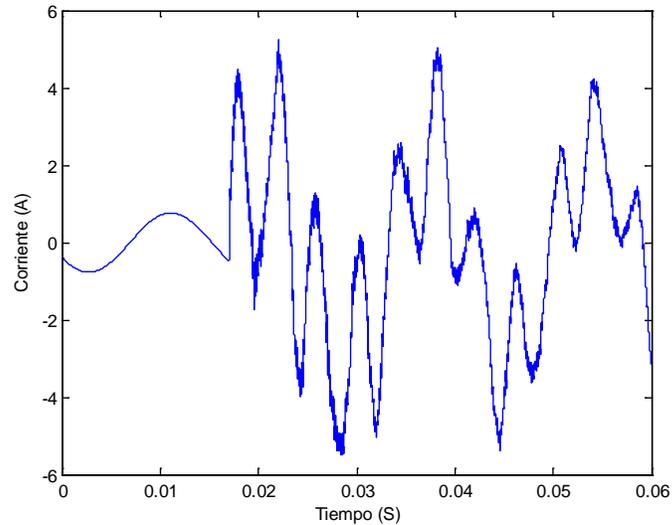
$i_\alpha$ , es el modo aéreo 1.

$i_\beta$ , es el modo aéreo 2.

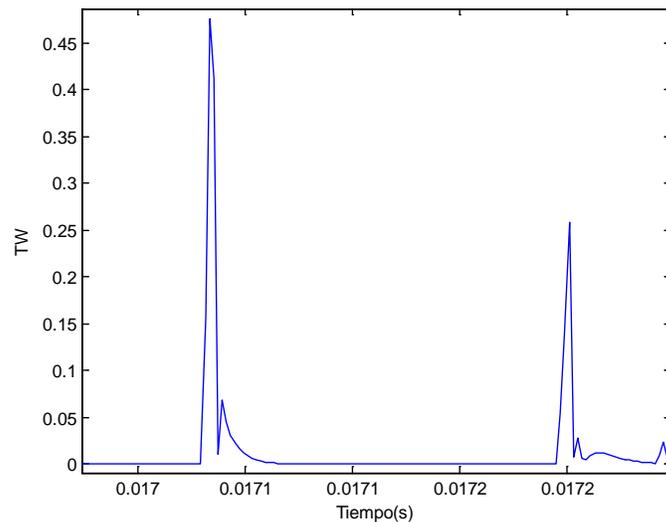
En otras tesis solamente han usado la localización de fallas monofásicas en la fase A, debido a la dificultad de seleccionar el modo aéreo adecuado donde se encuentre la fase a analizar, por ejemplo, si solamente se trabajara con el modo aéreo 1, donde solamente se encuentran involucradas las fases a y b, no se podría encontrar la ubicación de falla en caso de presentarse en la fase C, es aquí donde con ayuda de la etapa clasificación sabemos cuáles son las fases afectadas por la falla y se puede elegir automáticamente qué modo aéreo utilizar para localizar la falla.

Los fundamentos teóricos de la Transformada Wavelet están explicados a detalle en el capítulo 3, para el desarrollo del algoritmo utilizamos la TW para extraer la señal de alta frecuencia (d1) del modo aéreo 1 de la señal de corriente.

A continuación se localiza una falla monofásica en la fase A al 10% de la línea (24.28 km).

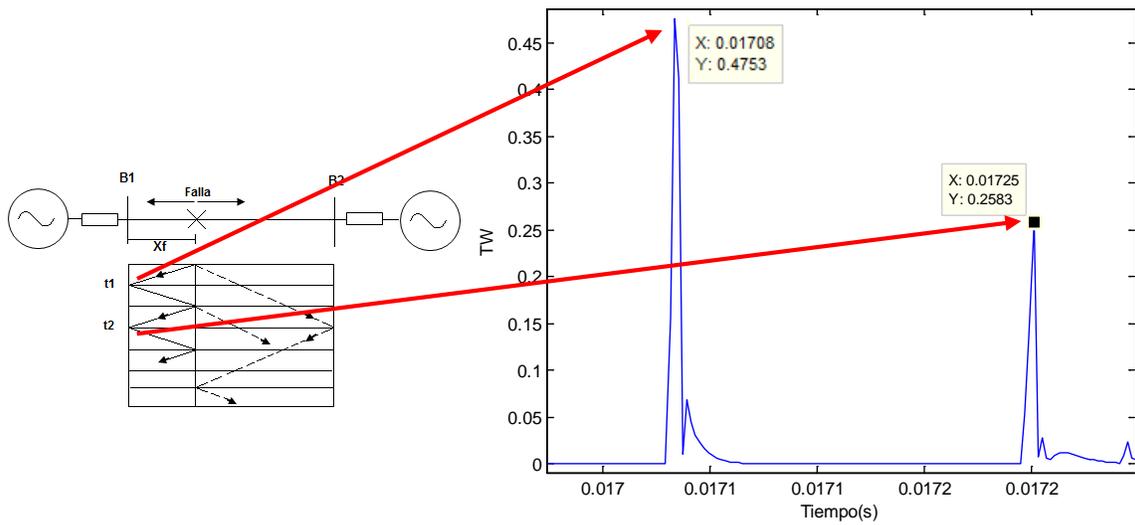


**Figura 5.21** Transformación modal de la corriente en la fase A (modo aéreo 1).



**Figura 5.22** Transformada de wavelet del modo aéreo 1.

Con esta herramienta podemos determinar el tiempo en el que se presentan las ondas viajeras y así poder determinar la distancia en la que ocurre la falla.



**Figura 5.23** *Tiempos de las ondas viajeras.*

Con esto podemos detectar el tiempo en el que el relevador ve por primera vez la onda viajera ( $t_1$ ) y también el tiempo en el cual se detecta por segunda vez la misma onda ( $t_2$ ), con este intervalo de tiempo podemos obtener la distancia en el cual ocurre la falla, con la siguiente fórmula:

$$D_f = \frac{v \cdot t_0}{2} \quad (5.27)$$

Donde:

$D_f$  = Distancia de la falla

$t_0 = (t_2 - t_1)$ ; Intervalo de tiempo en el que la onda viaja del relevador hacia la falla y regresa.

$v$  = Velocidad de propagación de la onda (aproximadamente 300.000 km/s).

El cálculo de la distancia de la falla depende en gran parte en la velocidad de propagación de la onda, la velocidad de propagación de la onda viajera es muy cercana a la

velocidad de propagación de la luz mas no igual, para este trabajo de investigación se optó por hacer un cálculo de dicha velocidad de propagación proponiendo la distancia de la falla y aplicando la siguiente formula:

$$v = \frac{2 \times \text{longitud de la linea}}{t_0} \quad (5.27)$$

De la figura 5.20 se obtienen los tiempos de las ondas viajeras:

$$t_1 = 0.017083152426027s$$

$$t_2 = 0.017251124426939s$$

$$t_0 = (t_2 - t_1) = 0.000167972 s$$

La falla que simulada se encuentra a 24.28 km. Ahora solo queda aplicar la fórmula (5.27) para calcular la velocidad de propagación de la onda.

$$v = \frac{2 \times 24.28 \text{km}}{0.00017s} = 289,095.8017$$

Al aplicar la fórmula 5.27 se obtiene la distancia a la cual ocurrió la falla

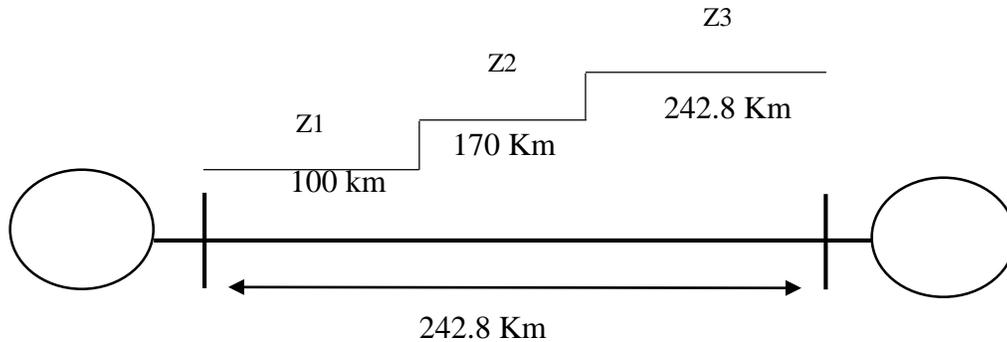
$$D_f = \frac{(289,095.8017 \text{Km/s}) \times (0.000167972s)}{2} = 24.28 \text{ Km}$$

Para los cálculos de la distancia de falla se utiliza la velocidad de onda calculada.

Debido al problema que se tiene cuando se presentan bajos ángulos de inserción de la falla, el algoritmo arroja valores equivocados de la distancia real de la falla es por eso que se propone utilizar una red neuronal para cada tipo de falla específica.

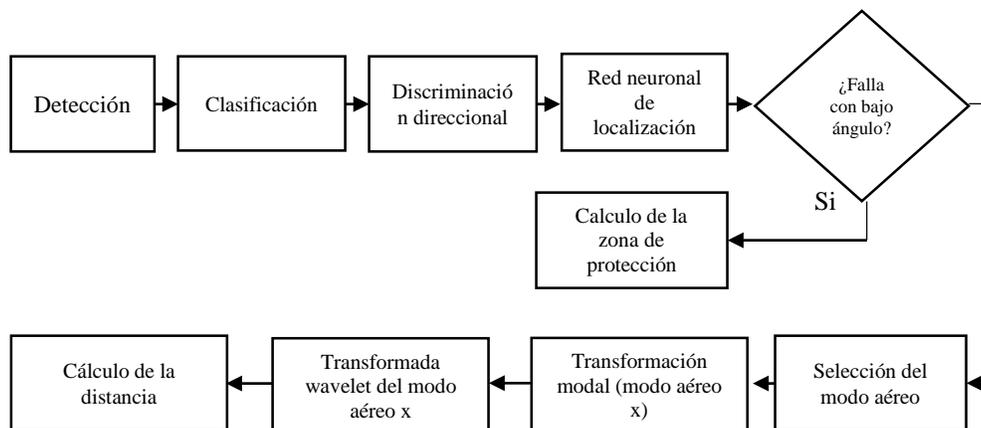
Supongamos que se presenta una falla en la fase B a tierra con un bajo ángulo de inserción, después de ser clasificada se conoce ahora que efectivamente la falla ha sido en la

fase B, al llegar a la etapa de localización, el vector  $V_x$  que había entrado a la red neuronal dedicada a la clasificación, entra ahora a una red neuronal especialmente creada para fallas monofásicas en la fase B, donde ésta la clasifica nuevamente, en caso de ser una falla con bajo ángulo de inserción se procede a estimar la localización por zonas en vez de distancia aproximada, de lo contrario al saber que la falla no tiene bajo ángulo de inserción se procede a calcular la falla con la fórmula 5.1.23.



**Figura 5.24** Sistema eléctrico de potencia dividido por zonas.

Como los casos de entrenamiento de la red neuronal para la clasificación fueron simulados cada 10% de la línea se puede utilizar esa información para cuando el vector  $V_x$  llegue a la etapa de localización utilice esa información para estimar la distancia en la que ocurre la falla por medio de las zonas 1, zona 2 y zona 3.



**Figura 5.25** Diagrama de flujo de la etapa de localización.

# *REFERENCIAS*

- [1] J. de Dios R.C., Fernando S. C., “Protección de líneas de transmisión a través de relevadores detectores de onda viajera”, 20 Encuentro Nacional de Investigación Científica y Tecnológica del Golfo de México, 2008.
- [2] Fernando S. C., ““Protección de líneas de transmisión a través de relevadores detectores de onda viajera”, Instituto Tecnológico de Cd. Madero, 2008. Tesis
- [3] JIN Jingxin, “Protection of HVDC Transmission Lines Base don Wavelet Transformation and Analysis of Energy Spectrum, Tongji University, 2008.
- [4] Miguel Martínez Lozano, “Técnicas modernas de protección de líneas de transporte utilizando transformaciones tiempo-frecuencia y herramientas de reconocimiento de patrones, Universidad Politécnica de Madrid, 2006. Tesis Doctoral.
- [5] Paloma Teresita G. R. “Aplicación de la red neuronal probabilística para la clasificación de productos conforme a sus especificaciones, Instituto Tecnológico de Celaya, 2013
- [6] Zhi-hong SUN, Hong-mei DUAN, Jian- zhong HAO “Fault Diagnosis of Diesel Engine Cylinder Wall Based on Matlab Probabilistic Neural Network, Air Force Logistics College, China.
- [7] Wei Chen, “ Study of Wavelet-Based Ultra High Speed Directional Transmission Line Protection, IEEE Transactions on Power Delivery, 2003.

---

## *Resultados*

En este capítulo se comprueba que el algoritmo funciona correctamente y tan rápido que es capaz de detectar la aparición de una falla Cross country (puede reaccionar lo suficientemente rápido antes de que la falla evolucione) además, se prueba el algoritmo utilizando fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas.

Se simularon fallas con ángulos de inserción al  $90^\circ$ ,  $60^\circ$ ,  $30^\circ$  y  $0^\circ$ , también se varió la resistencia de falla con  $0\Omega$ ,  $25\Omega$  y  $50\Omega$ , también se varía la posición de la falla a lo largo de la línea al 10, 20, 50 y 70 %.

Las tablas muestran si la falla fue clasificada, la distancia calculada o la zona de protección en la que se encuentra. Además, se incluyen los resultados para las fallas Cross Country.

## 6.1 RESULTADOS.

### 6.1.1 Resultados de las fallas simuladas al 10 % de la línea (24.28 Km).

**Tabla 6.1** Resultados del algoritmo de protección para fallas monofásicas al 10% de la línea.

Fase Fallada	Fallas monofásicas				% de error
	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	
A vs T	0°	0 $\Omega$	A vs T	24.2800	0
A vs T	30°	25 $\Omega$	A vs T	24.2800	0
A vs T	60°	50 $\Omega$	A vs T	24.2800	0
A vs T	90°	0 $\Omega$	A vs T	24.2800	0
B vs T	0°	25 $\Omega$	B vs T	24.2800	0
B vs T	30°	50 $\Omega$	B vs T	24.2800	0
B vs T	60°	0 $\Omega$	B vs T	24.2800	0
B vs T	90°	25 $\Omega$	B vs T	24.2800	0
C vs T	0°	50 $\Omega$	C vs T	24.2800	0
C vs T	30°	0 $\Omega$	C vs T	24.2800	0
C vs T	60°	25 $\Omega$	C vs T	24.2800	0
C vs T	90°	50 $\Omega$	C vs T	24.2800	0

**Tabla 6.2** Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas al 10% de la línea.

Fase Fallada	Fallas bifásicas				% de error
	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	
AB	0°	No aplica*	AB	23.9910	1.19
AB	30°	No aplica*	AB	23.9910	1.19
AB	60°	No aplica*	AB	23.9910	1.19
AB	90°	No aplica*	AB	23.9910	1.19
CB	0°	No aplica*	CB	23.9910	1.19
CB	30°	No aplica*	CB	23.9910	1.19
CB	60°	No aplica*	CB	23.9910	1.19
CB	90°	No aplica*	CB	23.9910	1.19
CA	0°	No aplica*	CA	23.9910	1.19
CA	30°	No aplica*	CA	23.9910	1.19
CA	60°	No aplica*	CA	23.9910	1.19
CA	90°	No aplica*	CA	23.9910	1.19

**Tabla 6.3** Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas a tierra al 10% de la línea.

Fallas bifásicas a tierra					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
AB vs T	0°	0 $\Omega$	AB vs T	24.2800	0
AB vs T	30°	25 $\Omega$	AB vs T	24.2800	0
AB vs T	60°	50 $\Omega$	AB vs T	24.2800	0
AB vs T	90°	0 $\Omega$	AB vs T	24.2800	0
BC vs T	0°	25 $\Omega$	BC vs T	24.2800	0
BC vs T	30°	50 $\Omega$	BC vs T	24.2800	0
BC vs T	60°	0 $\Omega$	BC vs T	24.2800	0
BC vs T	90°	25 $\Omega$	BC vs T	24.2800	0
CA vs T	0°	50 $\Omega$	BC vs T	Z1	
CA vs T	30°	0 $\Omega$	CA vs T	24.2800	0
CA vs T	60°	25 $\Omega$	CA vs T	24.2800	0
CA vs T	90°	50 $\Omega$	CA vs T	24.2800	0

**Tabla 6.4** Resultados del algoritmo de protección para fallas trifásicas al 10% de la línea.

Fallas trifásicas					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
ABC	0°	No aplica*	ABC	23.9910	1.19
ABC	30°	No aplica*	ABC	23.9910	1.19
ABC	60°	No aplica*	ABC	23.9910	1.19
ABC	90°	No aplica*	ABC	23.9910	1.19

Como se observó en las tablas anteriores el algoritmo se comportó de manera correcta, incluso se observa que aunque se presenten fallas con ángulos cercanos a 0° el algoritmo trabaja correctamente y hay ocasiones en las que la distancia no puede ser calculada de manera correcta pero arroja una zona en la que la falla pudiera estar.

En ocasiones cuando las fallas tienen ángulo de cero y una resistencia de falla muy alta, la etapa de clasificación pudiera tener un error de confundir la fase de una falla como se puede observar en la tabla 6.3, para una falla CA Vs T, el algoritmo indica que se trata de una falla BC Vs T., sin embargo aun con esos pequeños detalles el algoritmo es muy confiable.

### 6.1.2 Resultados de las fallas simuladas al 30 % (72.84 Km).

**Tabla 6.5** Resultados del algoritmo de protección para fallas monofásicas al 30% de la línea.

Fase Fallada	Fallas monofásicas				% de error
	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	
A vs T	0°	0 $\Omega$	A vs T	72.2619	0.79
A vs T	30°	25 $\Omega$	A vs T	72.2619	0.79
A vs T	60°	50 $\Omega$	A vs T	72.2619	0.79
A vs T	90°	0 $\Omega$	A vs T	72.2619	0.79
B vs T	0°	25 $\Omega$	B vs T	72.2619	0.79
B vs T	30°	50 $\Omega$	B vs T	72.2619	0.79
B vs T	60°	0 $\Omega$	B vs T	72.2619	0.79
B vs T	90°	25 $\Omega$	B vs T	72.2619	0.79
C vs T	0°	50 $\Omega$	C vs T	72.2619	0.79
C vs T	30°	0 $\Omega$	C vs T	72.2619	0.79
C vs T	60°	25 $\Omega$	C vs T	72.2619	0.79
C vs T	90°	50 $\Omega$	C vs T	72.2619	0.79

**Tabla 6.6** Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas al 30% de la línea.

Fase Fallada	Fallas bifásicas				% de error
	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	
AB	0°	No aplica *	AB	72.2619	0.79
AB	30°	No aplica *	AB	72.2619	0.79
AB	60°	No aplica *	AB	72.2619	0.79
AB	90°	No aplica *	AB	72.2619	0.79
CB	0°	No aplica *	CB	72.2619	0.79
CB	30°	No aplica *	CB	72.2619	0.79
CB	60°	No aplica *	CB	72.2619	0.79
CB	90°	No aplica *	CB	72.2619	0.79
CA	0°	No aplica *	CA	72.2619	0.79
CA	30°	No aplica *	CA	72.2619	0.79
CA	60°	No aplica *	CA	72.2619	0.79
CA	90°	No aplica *	CA	72.2619	0.79

**Tabla 6.7** Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas a tierra al 30% de la línea.

Fallas bifásicas a tierra					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
AB vs T	0°	0 $\Omega$	AB vs T	72.2619	0.79
AB vs T	30°	25 $\Omega$	AB vs T	72.2619	0.79
AB vs T	60°	50 $\Omega$	AB vs T	72.2619	0.79
AB vs T	90°	0 $\Omega$	AB vs T	72.2619	0.79
BC vs T	0°	25 $\Omega$	BC vs T	72.2619	0.79
BC vs T	30°	50 $\Omega$	BC vs T	72.2619	0.79
BC vs T	60°	0 $\Omega$	BC vs T	72.2619	0.79
BC vs T	90°	25 $\Omega$	BC vs T	72.2619	0.79
CA vs T	0°	50 $\Omega$	CA vs T	Z1	
CA vs T	30°	0 $\Omega$	CA vs T	72.2619	0.79
CA vs T	60°	25 $\Omega$	CA vs T	72.2619	0.79
CA vs T	90°	50 $\Omega$	CA vs T	72.2619	0.79

**Tabla 6.8** Resultados del algoritmo de protección para fallas trifásicas al 30% de la línea.

Fallas trifásicas					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
ABC	0°	No aplica *	ABC	72.2619	0.79
ABC	30°	No aplica *	ABC	72.2619	0.79
ABC	60°	No aplica *	ABC	72.2619	0.79
ABC	90°	No aplica *	ABC	72.2619	0.79

### 6.1.3 Resultados de las fallas simuladas al 50 % (121.4 Km).

**Tabla 6.9** Resultados del algoritmo de protección para fallas monofásicas al 50% de la línea.

Fase Fallada	Fallas monofásicas				% de error
	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	
A vs T	0°	0 $\Omega$	A vs T	120.2438	0.95
A vs T	30°	25 $\Omega$	A vs T	120.2438	0.95
A vs T	60°	50 $\Omega$	A vs T	120.2438	0.95
A vs T	90°	0 $\Omega$	A vs T	120.2438	0.95
B vs T	0°	25 $\Omega$	B vs T	120.2438	0.95
B vs T	30°	50 $\Omega$	B vs T	120.2438	0.95
B vs T	60°	0 $\Omega$	B vs T	120.2438	0.95
B vs T	90°	25 $\Omega$	B vs T	120.2438	0.95
C vs T	0°	50 $\Omega$	C vs T	120.2438	0.95
C vs T	30°	0 $\Omega$	C vs T	120.2438	0.95
C vs T	60°	25 $\Omega$	C vs T	120.2438	0.95
C vs T	90°	50 $\Omega$	C vs T	120.2438	0.95

**Tabla 6.10** Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas al 50% de la línea.

Fase Fallada	Fallas bifásicas				% de error
	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	
AB	0°	No aplica*	AB	120.2438	0.95
AB	30°	No aplica*	AB	120.2438	0.95
AB	60°	No aplica*	AB	120.2438	0.95
AB	90°	No aplica*	AB	120.2438	0.95
CB	0°	No aplica*	CB	120.2438	0.95
CB	30°	No aplica*	CB	120.2438	0.95
CB	60°	No aplica*	CB	120.2438	0.95
CB	90°	No aplica*	CB	120.2438	0.95
CA	0°	No aplica*	CA	120.2438	0.95
CA	30°	No aplica*	CA	120.2438	0.95
CA	60°	No aplica*	CA	120.2438	0.95
CA	90°	No aplica*	CA	120.2438	0.95

**Tabla 6.11** Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas a tierra al 50% de la línea.

Fallas bifásicas a tierra					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
AB vs T	0°	0 $\Omega$	AB vs T	119.9548	1.19
AB vs T	30°	25 $\Omega$	AB vs T	119.9548	1.19
AB vs T	60°	50 $\Omega$	AB vs T	119.9548	1.19
AB vs T	90°	0 $\Omega$	AB vs T	119.9548	1.19
BC vs T	0°	25 $\Omega$	BC vs T	119.9548	1.19
BC vs T	30°	50 $\Omega$	BC vs T	119.9548	1.19
BC vs T	60°	0 $\Omega$	BC vs T	119.9548	1.19
BC vs T	90°	25 $\Omega$	BC vs T	119.9548	1.19
CA vs T	0°	50 $\Omega$	CA vs T	ZZ	
CA vs T	30°	0 $\Omega$	CA vs T	119.9548	1.19
CA vs T	60°	25 $\Omega$	CA vs T	119.9548	1.19
CA vs T	90°	50 $\Omega$	CA vs T	119.9548	1.19

**Tabla 6.12** Resultados del algoritmo de protección para fallas trifásicas al 50% de la línea.

Fallas trifásicas					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
ABC	0°	No aplica*	ABC	120.2438	0.95
ABC	30°	No aplica*	ABC	120.2438	0.95
ABC	60°	No aplica*	ABC	120.2438	0.95
ABC	90°	No aplica*	ABC	120.2438	0.95

#### 6.1.4 Resultados de las fallas simuladas al 70 % (169.96 Km).

**Tabla 6.13** Resultados del algoritmo de protección para fallas monofásicas al 70% de la línea.

Fallas monofásicas					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
A vs T	0°	0 $\Omega$	A vs T	168.2257	1.02
A vs T	30°	25 $\Omega$	A vs T	168.2257	1.02
A vs T	60°	50 $\Omega$	A vs T	168.2257	1.02
A vs T	90°	0 $\Omega$	A vs T	168.2257	1.02
B vs T	0°	25 $\Omega$	B vs T	168.2257	1.02
B vs T	30°	50 $\Omega$	B vs T	168.2257	1.02
B vs T	60°	0 $\Omega$	B vs T	168.2257	1.02
B vs T	90°	25 $\Omega$	B vs T	168.2257	1.02
C vs T	0°	50 $\Omega$	C vs T	168.2257	1.02
C vs T	30°	0 $\Omega$	C vs T	168.2257	1.02
C vs T	60°	25 $\Omega$	C vs T	168.2257	1.02
C vs T	90°	50 $\Omega$	C vs T	168.2257	1.02

**Tabla 6.14** Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas al 70% de la línea.

Fallas bifásicas					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
AB	0°	No aplica*	AB	168.2257	1.02
AB	30°	No aplica*	AB	168.2257	1.02
AB	60°	No aplica*	AB	168.2257	1.02
AB	90°	No aplica*	AB	168.2257	1.02
CB	0°	No aplica*	CB	168.2257	1.02
CB	30°	No aplica*	CB	168.2257	1.02
CB	60°	No aplica*	CB	168.2257	1.02
CB	90°	No aplica*	CB	168.2257	1.02
CA	0°	No aplica*	CA	168.2257	1.02
CA	30°	No aplica*	CA	168.2257	1.02
CA	60°	No aplica*	CA	168.2257	1.02
CA	90°	No aplica*	CA	168.2257	1.02

**Tabla 6.15** Resultados del algoritmo de protección para fallas bifásicas a tierra al 70% de la línea.

Fallas bifásicas a tierra					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
AB vs T	0°	0 $\Omega$	AB vs T	167.9367	1.19
AB vs T	30°	25 $\Omega$	AB vs T	167.9367	1.19
AB vs T	60°	50 $\Omega$	AB vs T	167.9367	1.19
AB vs T	90°	0 $\Omega$	AB vs T	167.9367	1.19
BC vs T	0°	25 $\Omega$	BC vs T	167.9367	1.19
BC vs T	30°	50 $\Omega$	BC vs T	167.9367	1.19
BC vs T	60°	0 $\Omega$	BC vs T	167.9367	1.19
BC vs T	90°	25 $\Omega$	BC vs T	167.9367	1.19
CA vs T	0°	50 $\Omega$	CA vs T	167.9367	1.19
CA vs T	30°	0 $\Omega$	CA vs T	167.9367	1.19
CA vs T	60°	25 $\Omega$	CA vs T	167.9367	1.19
CA vs T	90°	50 $\Omega$	CA vs T	167.9367	1.19

**Tabla 6.16** Resultados del algoritmo de protección para fallas trifásicas al 70% de la línea.

Fallas trifásicas					
Fase Fallada	Ángulo de la falla	Resistencia de falla ( $\Omega$ )	Clasificación	Distancia (Km)	% de error
ABC	0°	No aplica*	ABC	167.9367	1.19
ABC	30°	No aplica*	ABC	167.9367	1.19
ABC	60°	No aplica*	ABC	167.9367	1.19
ABC	90°	No aplica*	ABC	167.9367	1.19

Terminadas todas las simulaciones para fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas, puede analizarse que respecto al cálculo de la localización de falla no existe un error tan grande con respecto a la distancia real, el error más grande que se presentó fue de 1.19 %.

### 6.1.5 Resultados de las fallas Cross Country.

Las fallas Cross country son aquellas que con el paso del tiempo involucran más fases en ella, por ejemplo una falla monofásica pudiera incluir una fase más evolucionando a una falla bifásica. Es necesario recordar que el objetivo de esta tesis es resolver el problema de evitar que la falle evolucione; En otras palabras, desarrollar un algoritmo lo suficientemente rápido en reaccionar para cuando se presente la primer falla esta sea procesada lo más rápido posible y mande la señal de disparo para liberar la falla en la línea de transmisión.

El hecho de utilizar la técnica de la onda viajera y redes neuronales artificiales, ofrece una gran ventaja sobre el tiempo necesario para procesar toda la información de la falla, en esta tesis se utilizó un tiempo de  $\approx 4.2$  ms después de ocurrir la falla. Se tiene registrado que las fallas Cross country evolucionan al menos  $\approx 7$  ms después que se presenta la primer falla, este tiempo puede ser aleatorio, esto quiere decir que el algoritmo no tendrá ningún problema con liberar la falla antes de que evolucione.

**Tabla 6.17** Resultado de la falla Cross Country a una distancia propuesta.

Fallas Cross Country					
Falla inicial	Falla final	T. segunda falla	Clasificación	D. Real (Km)	D. calculada (Km)
A Vs T	AB Vs T	10 ms	A Vs T	24.28	24.28
B Vs T	BC Vs T	10 ms	B Vs T	24.28	24.28
C Vs T	CA Vs T	10 ms	C Vs T	24.28	24.28
AB	ABC	10 ms	AB	24.28	23.9910
BC	ABC	10 ms	BC	24.28	23.9910
CA	ABC	10 ms	CA	24.28	23.9910
AB Vs T	ABC Vs T	10 ms	AB Vs T	24.28	24.28
BC Vs T	ABC Vs T	10 ms	BC Vs T	24.28	24.28
CA Vs T	ABC Vs T	10 ms	CA Vs T	24.28	24.28
A Vs T	AB Vs T	8 ms	A Vs T	72.84	72.2619

B Vs T	BC Vs T	8 ms	B Vs T	72.84	72.2619
C Vs T	CA Vs T	8 ms	C Vs T	72.84	72.2619
AB	ABC	8 ms	AB	72.84	72.2619
BC	ABC	8 ms	BC	72.84	72.2619
CA	ABC	8 ms	CA	72.84	72.2619
AB Vs T	ABC Vs T	8 ms	AB Vs T	121.4	120.2438
BC Vs T	ABC Vs T	8 ms	BC Vs T	121.4	120.2438
CA Vs T	ABC Vs T	8 ms	CA Vs T	121.4	120.2438
A Vs T	AB Vs T	7 ms	A Vs T	121.4	120.2438
B Vs T	BC Vs T	7 ms	B Vs T	121.4	120.2438
C Vs T	CA Vs T	7 ms	C Vs T	121.4	120.2438
AB	ABC	7 ms	AB	121.4	120.2438
BC	ABC	7 ms	BC	121.4	120.2438
CA	ABC	7 ms	CA	121.4	120.2438
AB Vs T	ABC Vs T	7 ms	AB Vs T	121.4	119.9548
BC Vs T	ABC Vs T	7 ms	BC Vs T	121.4	119.9548
CA Vs T	ABC Vs T	7 ms	CA Vs T	121.4	119.9548
A Vs T	AB Vs T	5 ms	A Vs T	169.96	168.2257
B Vs T	BC Vs T	5 ms	B Vs T	169.96	168.2257
C Vs T	CA Vs T	5 ms	C Vs T	169.96	168.2257
AB	ABC	5 ms	AB	169.96	168.2257
BC	ABC	5 ms	BC	169.96	168.2257
CA	ABC	5 ms	CA	169.96	168.2257
AB Vs T	ABC Vs T	5 ms	AB Vs T	169.96	167.9367
BC Vs T	ABC Vs T	5 ms	BC Vs T	169.96	167.9367
CA Vs T	ABC Vs T	5 ms	CA Vs T	169.96	167.9367

A Vs T	AB Vs T	4 ms	A Vs T	24.28	24.28
B Vs T	BC Vs T	4 ms	B Vs T	24.28	24.28
C Vs T	CA Vs T	4 ms	C Vs T	24.28	24.28
AB	ABC	4 ms	AB	24.28	23.9910
BC	ABC	4 ms	BC	24.28	23.9910
CA	ABC	4 ms	CA	24.28	23.9910
AB Vs T	ABC Vs T	4 ms	AB Vs T	24.28	24.28
BC Vs T	ABC Vs T	4 ms	BC Vs T	24.28	24.28
CA Vs T	ABC Vs T	4 ms	CA Vs T	24.28	24.28

En la tabla 6.17. Se observa que la falla es correctamente clasificada y la distancia calculada antes de que la falla evolucione.



**Figura 6.1** Porcentaje de error en la clasificación de fallas.

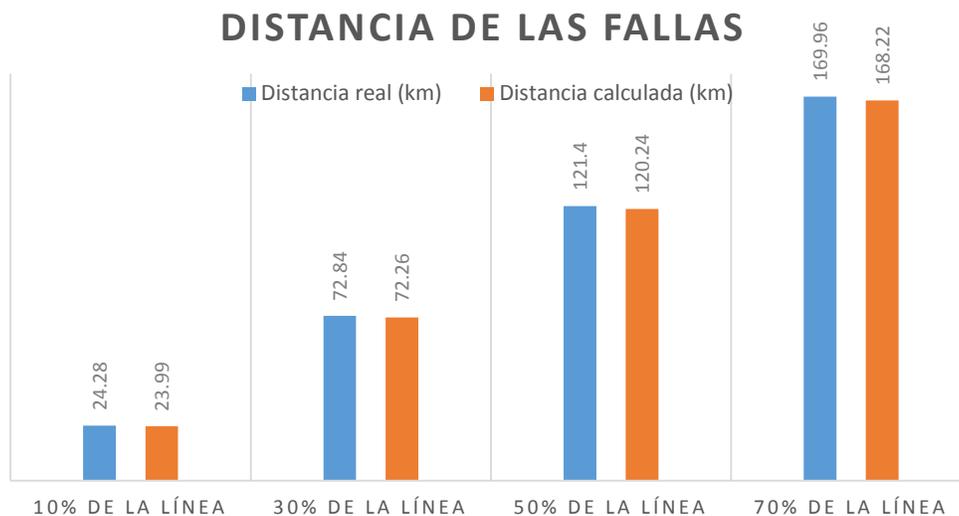
En la figura 6.1 se muestra una gráfica con los resultados respecto a la clasificación, donde se observa que la mayoría de las fallas fueron correctamente clasificadas, teniendo solamente 1% de error.

### Localización de fallas



**Figura 6.2** Porcentaje de localizaciones de las fallas en la línea de transmisión.

En la figura 6.2 se muestra una gráfica con los resultados respecto a la localización de la falla, indicando que la mayoría de las distancias de las fallas fueron correctamente calculadas, y solamente 1% de las fallas su distancia fue estimada.



**Figura 6.3** Comparación de la distancia real y calculada.

En la figura 6.3 se observa que no existe una gran diferencia con la distancia calculada con respecto a la real, no existe un error mayor al 1.2 % para el caso de las distintas fallas simuladas.

---

## Conclusiones

### 7.1. CONCLUSIONES.

El uso de las redes neuronales artificiales y el método de la onda viajera, reforzó todas las etapas del algoritmo, estas dos técnicas trabajando conjuntamente hacen que el algoritmo sea más confiable en cuanto a la toma de decisiones. Además que con ayuda de la red neuronal artificial, el algoritmo puede ser probado con todo tipo de fallas en el sistema eléctrico de potencia esto debido a la selección automática que se logra al decidir con que ecuaciones se trabaja dependiendo a la falla presentada, a diferencia de otros trabajos relacionados con el método de onda viajera donde solo se había logrado trabajar con fallas monofásicas.

El algoritmo fue simulado con más de 700 casos que fueron útiles para el entrenamiento de la red neuronal artificial tipo probabilística, las clasificaciones presentaron un 98 % de exactitud mientras que en el cálculo de la localización de la falla solo se presentaron como error máximo un 4% con respecto a la ubicación real en Km.

Aunque el algoritmo fue desarrollado para operar antes de que la falla Cross country evolucione este es posible de utilizarse con fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra y trifásicas.

Cuando se simularon fallas con un ángulo de ocurrencia de falla igual a cero, el algoritmo de protección fue capaz de detectar la distancia de la falla en algunas ocasiones, esto es debido a que cuando se produce una falla en el momento que la onda de voltaje está cruzando por cero no se generan ondas viajeras y es imposible que el algoritmo de protección las detecte. Debido a este inconveniente fue necesario el desarrollo de una nueva alternativa para cuando la distancia de falla no pueda ser calculada, el algoritmo haga una estimación e indique en que zona aproximadamente se encuentra la falla.

## **7.2. RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS.**

Se recomienda aplicar los siguientes puntos:

- Implementar el algoritmo en un hardware es decir, diseñar y construir un relevador donde el algoritmo pueda ser cargado en su memoria y realizar las pruebas pertinentes para la validación de los resultados obtenidos en las simulaciones.
- Implementar una técnica para discriminación de fallas transitorias en el relevador.
- Implementar un algoritmo alternativo que permita identificar cuando se ha presentado una falla Cross country, y lograr añadirla al clasificador.

# Apéndice

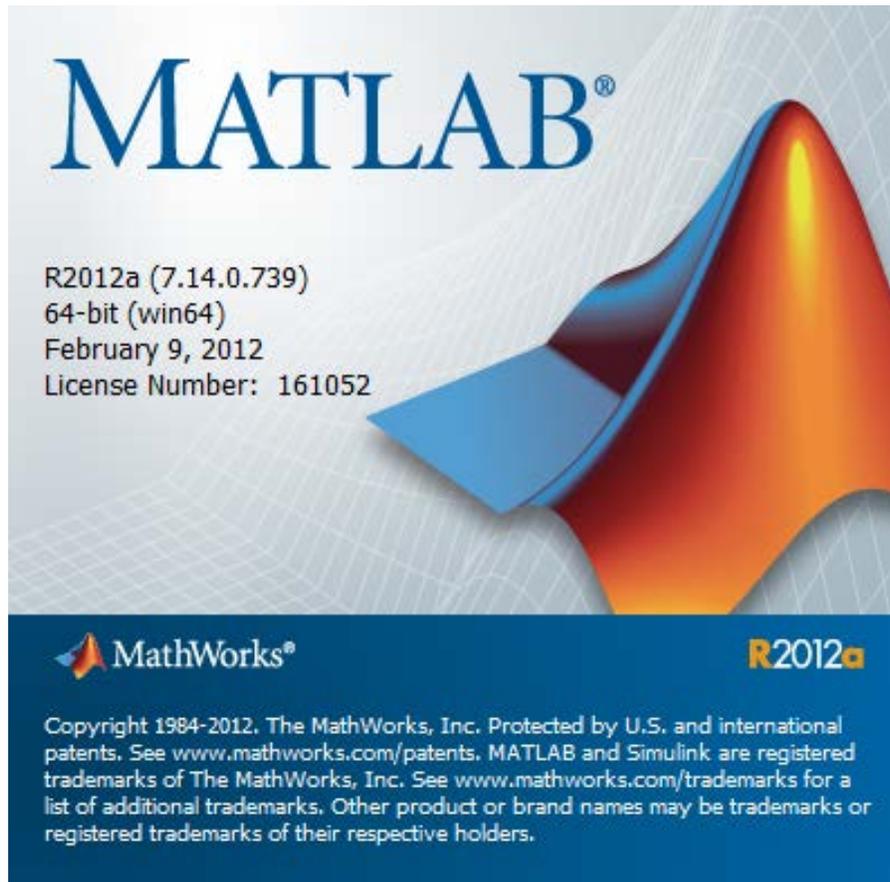
# A

---

## Código en MATLAB

### A.1 CÓDIGO DEL ALGORITMO EN MATLAB.

En este apéndice se mostrara el código del algoritmo elaborado en Matlab 2012a.



**Figura A.1** *Ventana de Bienvenida de Matlab.*

Lo primero que se hace es cargar los archivos obtenidos de la simulación en ATP-EMTP y los archivos de las redes neuronales probabilísticas creadas con Matlab:

```

clc; clear all ;close all
load ('falla.mat')      % Datos de la Falla.
load ('PNN.mat');      % Red neuronal Clasificadora de Tipo De Falla.
load ('PNNMA.mat');    % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Monofasica en fase A
load ('PNNMB.mat');    % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Monofasica en fase B
load ('PNNMC.mat');    % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Monofasica en fase C
load ('PNNBIAB.mat');  % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Bifásica en fase AB
load ('PNNBIBC.mat');  % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Bifásica en fase BC
load ('PNNBICA.mat');  % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Bifásica en fase CA
load('PNNBITAB.mat');  % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Bifásica en fase AB-T
load ('PNNBITBC.mat'); % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Bifásica en fase BC-T
load('PNNBITCA.mat');  % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Bifásica en fase CA-T
load('PNNABC.mat');    % Red neuronal para determinar angulo de 0° con falla Trifásica

%Corrientes      %Voltajes
A=iIaXx0032;     VA=vVa;
B=iIbXx0031;     VB=vVb;
C=iIcXx0030;     VC=vVc;

```

Al mismo tiempo de ser cargados los archivos provenientes de ATP-EMTP, los nombres son editados para obtener una mayor facilidad en el manejo de los datos.

## A.2 ETAPA DE DETECCIÓN.

En esta sección del código donde se implementó la etapa más sencilla que fue la de detección donde se estableció un valor de ajuste, y si este era superado, dentro del mismo código continuarían las siguientes etapas.

```

for ite=1:1:length(A);
    if A(ite)>=5;
        F=1;
        if F==1
            Fd=1;
            break
        end
    elseif B(ite)>=5;
        F=1;
        if F==1
            Fd=1;
            break
        end
    elseif C(ite)>=5;
        F=1;
        if F==1
            Fd=1;
            break
        end
    end
end

```

```

end

end

end %Detección de la falla.

```

Una vez detectada la falla, desde el punto donde se presentó la falla se toma un ¼ de ciclo de la señal de 60 Hz ( $\approx 4.2$  ms).

```

Npts=max(t)/length(A); %Obtencion de 1/4 de ciclo de todas las señales.
Npts2=0.0042/Npts;
Tm=t(ite:ite+Npts2);

```

## A.3 ETAPA DE CLASIFICACIÓN.

### A.3.1 Creación de la red neuronal probabilística.

En esta parte se muestra como fue creada la red neuronal probabilística por medio de código:

```

load('INPUTS.mat'); %Se cargan los vectores de clasificacion de cada
tipo de falla.
%Ejemplo Falla A Vs T: Vx= [100 20 20 100]
load('TARGETS.mat'); %Se cargan los vectores objetivo para la respuesta
%deaseada con cada tipo de falla
T=ind2vec(TARGET);
Spread=0.01;
PNN=newpnn(Input,T,Spread); %Se crea la red neuronal.
Y=sim(PNN,Input); %Se simula la red neuronal.
Yc=vec2ind(Y) %Se validan los resultados obtenidos.

```

Después de ser creada la red neuronal es almacenada en un archivo (.mat) para ser cargada dentro del código.

### A.3.2 Clasificación por medio de la red neuronal probabilística.

Después de haber tomado  $\approx 4.2$  ms después de ocurrir la falla con cada señal, a esta se le aplica la transformada wavelet a las señales de corriente para obtener los índices de clasificación para cada fase y la corriente homopolar (la suma de la fase A, B y C).

```

[ali,d1i]=dwt(A1,'db1'); %Obtención de TW de cada señal.
[ali,d1ii]=dwt(A1,'db3');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[ali1,d1i2]=dwt(B1,'db1');
[ali1,d1i22]=dwt(B1,'db3');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[ali2,d1i3]=dwt(C1,'db1');
[ali2,d1i33]=dwt(C1,'db3');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[ali3,d1i4]=dwt(D1,'db1');
[ali3,d1i44]=dwt(D1,'db3');
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
Inda=sum(abs(d1i))+sum(abs(d1ii));
Indb=sum(abs(d1i2))+sum(abs(d1i22));
Indc=sum(abs(d1i3))+sum(abs(d1i33));
Inde=sum(abs(d1i4))+sum(abs(d1i44));

X=[Inda,Indb,Indc,Inde]; % Vector de Indices de clasificación.
net=sim(Network,X); % Entrada de Vector de Indices a la RNA.
Rnet=vec2ind(net); % Respuesta de la RNA.

```

Despues de ser obtenidos los índices para la clasificación de cada fase, son introducidos en un vector X el cual, es introducido y simulado en la red neuronal probabilística y nos proporciona una respuesta de acuerdo a la tabla 5.1

#### A.4 ETAPA DE DISCRIMINACIÓN DIRECCIONAL.

La siguiente etapa tiene la tarea de determinar si la falla se encuentra dentro de la línea que se está protegiendo, se logra al comparar los primeros picos de la señal de la fase falla luego de ser analizada con la transformada wavelet:

```

[ali,d1i]=dwt(A,'db1');
npuntos=length(d1i);
tt=0:max(t)/(npuntos-1):max(t);
tt=tt';
Dr=max(d1i);
Drr=max(abs(d1i));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
if Dr>=Drr;
    Dr1=Dr;
else Drr>=Dr;
    Dr1=Drr*-1;
end
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
[aali,dd1i]=dwt(A1,'db1');
Dr2=max(dd1i);

if Dr1*Dr2<0;
    falla=1;
else

```

```

Dr1*Dr2>0;
falla=0;
end
if falla==1;
    disp('Falla dentro de la zona de operación.')
else falla==0;
    disp('Falla fuera de la zona de operación.')
end

```

## A.5 ETAPA DE LOCALIZACIÓN DE LA FALLA.

En esta etapa se determina el tiempo en que tarda en llegar el segundo frente de onda desde la falla hasta el relevador luego de haber llegado anteriormente el primer frente de onda, esto se logra con el siguiente código:

```

%% Transformacion modal %
modo0i=(1/3.*A)+(1/3.*B)+(1/3.*C);%
modo1ai=(1/3.*A)-(1/3.*B);
modo2ai=(1/3.*A)-(1/3.*C);
%% Transformada wavelet %%
[N,T]=dwt(modo2ai,'db6');
npuntos=length(T);
tt=0:max(t)/(npuntos-1):max(t);
tt=tt';
dliabs=abs(T);
[Y1,I1]=max(dliabs);
t1aa=tt(I1);
I1a=I1-5;
I1b=I1+5;
dliabs(1:I1b)=0;
[Y2,I2]=max(dliabs);
t1bb=tt(I2);
ttot=(t1bb-t1aa);
tiempo=ttot/2;
%Velocidad de Propagacion de la Onda.
v=289095.8017;
%Distancia de la falla
distancia=(ttot*v)/2

```

## A.6 RESPUESTA DEL ALGORITMO EN MATLAB.

```
Falla Detectada  
Falla Monofásica B vs T  
Distancia de la falla= 120.272 Km  
Falla dentro de la zona de operación.  
fx >> |
```

**Figura A.2** *Respuesta del algoritmo en Matlab.*