

**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN: METODOLOGÍA PARA
LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEDIANTE LA APLICACIÓN DE
INTELIGENCIA ARTIFICIAL**

VÍCTOR AUGUSTO BARRERA NÚÑEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2006**

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN: METODOLOGÍA PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEDIANTE LA APLICACIÓN DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL



VÍCTOR AUGUSTO BARRERA NÚÑEZ

Trabajo de grado para optar al título de:
Magíster en Ingeniería Eléctrica

Director:

GILBERTO CARRILLO CAICEDO

Doctor Ingeniero Industrial
Escuela Superior de Ingenieros Industriales
Universidad Pontificia Comillas

Codirector:

GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA

Doctor Ingeniero Industrial
Escuela Superior de Ingenieros Industriales
Universidad Pontificia Comillas



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA
2006**

TITLE:
DISTRIBUTION SYSTEMS: FAULT LOCATION METHODOLOGY BY MEAN OF
APPLICATION OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE ¹

AUTHORS:

VÍCTOR AUGUSTO BARRERA NÚÑEZ**

KEYWORDS:

Fault location, Electric energy service continuity, Quality indexes, Power quality, Artificial intelligence, LAMDA technique, Multivariable classification.

ABSTRACT:

This document proposes alternatives to the improvement of electric energy service continuity with application of the LAMDA technique, which is based on artificial intelligence, and the fault location algorithm Ratan Das. The proposed methodology (hybrid model) demands a minimum investment from utilities since it only requires measurements in the substation end of the feeder. The information utilized by the tool for the estimation of fault location comprises data acquired by recorders installed in the substation end of feeders, network configuration and other parameters of the distribution system.

With the application of this methodology results like the reduction of duration (T) and number of interruptions (N) indexes of the supply of electric energy, which are established by regulating entities, are expected.

* Thesis of grade (investigation)

** Faculty of Phisic-Mechanics Sciences, Electrical engineering, Directors: GILBERTO CARRILLO CAICEDO. Codirector: GABRIEL ORDONEZ PLATA

TITULO:

SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN: METODOLOGÍA PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEDIANTE LA APLICACIÓN DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL*²

AUTORES:

VÍCTOR AUGUSTO BARRERA NÚÑEZ **

PALABRAS CLAVES

Localización de fallas, Continuidad del suministro de energía eléctrica, indicadores de calidad, Calidad de potencia, inteligencia artificial, Técnica LAMDA, Clasificación multivariable.

DESCRIPCIÓN

Este documento propone alternativas de mejoramiento a la continuidad del suministro de energía eléctrica, a partir de la aplicación de la técnica LAMDA, técnica basada en inteligencia artificial y el algoritmo de localización de fallas Ratan Das. La metodología que se propone (modelo híbrido) requiere de un mínimo de inversión por parte de las empresas, ya que solo se necesita la medición en la cabecera del circuito principal. La información que utiliza la herramienta para la estimación de la ubicación de la falla es la adquirida por los equipos de registro instalados en la cabecera de los circuitos principales, además de la configuración y demás parámetros del sistema de distribución en la cual se aplique la misma.

A partir de la aplicación de esta metodología para la identificación y localización de fallas en sistemas de distribución se esperan resultados como: la reducción de los índices referentes a la duración (T) y número de interrupciones (N) del suministro de energía eléctrica establecidos por los entes reguladores de energía de cada país.

* Trabajo de grado (Investigación)

**FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO-MECÁNICAS, INGENIERÍA ELÉCTRICA, DIRECTOR: GILBERTO CARRILLO CAICEDO, CODIRECTOR: GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA

DEDICATORIA

A Rosalba Maria, mi madre, por su flujo constante de consejos.

A Víctor Raúl, mi padre, quien a raíz de la distancia siempre estuvo presente conmigo.

A Manuel Maria, mi abuelo, por motivarme siempre a continuar con mi proceso de formación.

A Mario Alonso, mi hermano, por su apoyo incondicional en nuestra vida familiar y comercial, gracias.

A Mi abEjita MAyA, por acompañarme en este ultimo año de mi vida sentimental, porque que a pesar de los inconvenientes causados, me enseñó que en la vida cuando las cosas se hacen por amor es posible lograr hasta lo imposible. Pasará el tiempo y siempre estarás en mi recuerdo, jamás te olvidaré!

Víctor Augusto
Julio 3 de 2006

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos:

A JUAN JOSÉ MORA FLOREZ, Magíster en Ingeniería Eléctrica y PhD(C), Universidad de Girona, por su grandiosa colaboración en la entrega de información vital para la consecución de este trabajo de investigación.

A GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA, Doctor Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica, Profesor Titular de la Universidad de Santander y Co-director del trabajo de grado, por sus valiosas orientaciones y gestiones para la difusión pública de los resultados de este trabajo de investigación.

A GISEL - Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica, por permitirme participar en el desarrollo del proyecto de investigación "MODELOS HÍBRIDOS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA", Convenio COLCIENCIAS – UIS - ISA.

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	1
INTRODUCCIÓN	7
1 FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	10
2 TÉCNICA DE CLASIFICACIÓN BASADA EN INTELIGENCIA ARTIFICIAL	12
2.1 ALGORITMO DE APRENDIZAJE PARA ANÁLISIS DE DATOS MULTIVARIABLES - LAMDA	12
2.1.1 Clasificación cuantitativa	15
2.1.2 Clasificación cualitativa	18
2.1.3 Grado de adecuación global – GAD	19
3 ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS	20
3.1 ALGORITMO RATAN DAS	20
3.1.1 Análisis de ventajas y desventajas	23
3.1.2 Comparación con otros algoritmos de localización de fallas	23
4 SELECCIÓN DE DESCRIPTORES	25
4.1 DESCRIPTORES UTILIZADOS	25
4.1.1 Búsqueda de la proyección	27
4.1.2 Análisis de componentes principales	29
5 APLICACIÓN DEL ALGORITMO RATAN DAS Y LAMDA A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	37
5.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PROTOTIPO	37
5.1.1 Descripción	37
5.1.2 Modelado	38
5.1.3 Simulación	38
5.2 APLICACIÓN DE LA TÉCNICA LAMDA	39
5.2.1 Entrenamiento del sistema inteligente	40
5.2.2 Validación del sistema inteligente	43
5.3 APLICACIÓN DEL ALGORITMO RATAN DAS	46
5.4 LOCALIZADOR HÍBRIDO RATAN DAS – LAMDA	60
5.4.1 Análisis por tipo de falla	61
5.4.2 Análisis por secciones	62
5.4.3 Análisis estadístico de los resultados arrojados por el modelo híbrido ..	63
5.4.4 Análisis de la reducción del número de estimaciones	64
6 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEDIANTE LA APLICACIÓN DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL	69
6.1 METODOLOGÍA	69
6.1.1 Construcción del componente inteligente	70
6.1.1.1 Selección	71
6.1.1.2 Caracterización	71
6.1.1.3 Simulación	73
6.1.1.4 Cálculo de descriptores	73
6.1.1.5 Análisis estadístico	74
6.1.1.6 Construcción del componente inteligente	74
6.1.2 Construcción del modelo híbrido	75
6.1.2.1 Adecuación de señales	76
6.1.2.2 Extracción de descriptores	76

6.1.2.3	Obtención de fasores	77
6.1.2.4	Estimación de la zona de falla	77
6.1.2.5	Estimación del tipo y ubicación de la falla.....	77
6.1.2.6	Correlación de la zona de falla con las ubicaciones de la falla	78
6.2	IMPACTO DE LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA SOBRE LOS ÍNDICES DE CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	78
7.	CONCLUSIONES, APORTES, TRABAJOS FUTUROS Y RECOMENDACIONES.....	92
7.1	CONCLUSIONES	92
7.2	APORTES	93
7.3	TRABAJOS FUTUROS	93
7.4	RECOMENDACIONES	94
	BIBLIOGRAFÍA	95
A.	APÉNDICE: ESPECIFICACIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PROTOTIPO ..	97
B.	APÉNDICE: BÚSQUEDA DE LA PROYECCIÓN	100
	ÍNDICE DE BÚSQUEDA DE LA PROYECCIÓN	101
	MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN	102
C.	APÉNDICE: COMPONENTES PRINCIPALES.....	105
	CÁLCULO GENERALIZADO DE LAS COMPONENTES SIMÉTRICAS.....	105
D.	APÉNDICE: CALCULO TIPO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA ZONA DE FALLA	109
E.	APÉNDICE: RESULTADOS DE CLASIFICACIÓN CON LA COMBINACIÓN DE DESCRIPTORES DE ESTADO ESTABLE Y TRANSITORIO	111

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Sistema típico de distribución	11
Figura 2.1. Estructura del clasificador LAMDA	14
Figura 2.2. Grado de adecuación marginal	15
Figura 3.1. Esquema circuito sistema de distribución	20
Figura 3.2. Circuito Equivalente para el cálculo de la distancia S de la falla	21
Figura 4.1. Descriptores utilizados para el proceso de clasificación.....	26
Figura 4.2. Diagrama unifilar del sistema de distribución seleccionado.....	27
Figura 4.3. Proyección de los datos de fallas MONOFÁSICAS obtenida mediante PPEDA para el grupo de descriptores No. 26 ($ppi=9,1376$)	30
Figura 4.4. Primera y segunda componente de los datos de fallas MONOFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26	31
Figura 4.5. Primera y tercera componente de los datos de fallas MONOFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26 para resistencias de falla 0,05 Ω , 5 Ω , 10 Ω , 25 Ω y 50 Ω	32
Figura 4.6. Primera y tercera componente de los datos de fallas MONOFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26 para resistencias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω ..	33
Figura 4.7. Primera y tercera componente de los datos de fallas BIFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	34
Figura 4.8. Primera y tercera componente de los datos de fallas BIFÁSICAS A TIERRA del grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω .	35
Figura 4.9. Primera y tercera componente de los datos de fallas TRIFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	35
Figura 4.10. Primera y tercera componente de los datos de fallas TRIFÁSICAS A TIERRA del grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	36
Figura 4.11. Diagrama unifilar del modelo de sistema de distribución prototipo.	37
Figura 4.12. Circuito de distribución prototipo implementado en MatLab	38
Figura 4.13. GAD y sección asignada durante el proceso de ENTRENAMIENTO de la red MONOFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	41
Figura 4.14. GAD y sección asignada durante el proceso de ENTRENAMIENTO de la red BIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	42
Figura 4.15. Zonas de falla. (a) Monofásicas (b) Bifásica, bifásica a tierra, trifásica, trifásica a tierra.....	43
Figura 4.16. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red MONOFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	44
Figura 4.17. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red BIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	44
Figura 4.18. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red TRIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	45
Figura 4.19. Resultados generales arrojados por el algoritmo Ratan Das.....	48
Figura 4.20. Tipo de falla y fase fallada estimada por el algoritmo Ratan Das	49
Figura 4.21. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de la falla.	50
Figura 4.22. Resultados generales arrojados por al algoritmo Ratan Das. Resistencias de falla de 0,05 Ω , 5 Ω y 10 Ω	52

Figura 4.23. Tipo de falla y fase fallada estimada por el algoritmo Ratan Das. Resistencias de falla de $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω	52
Figura 4.24. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de la falla. Resistencias de falla de $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω	53
Figura 4.25. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de la falla para los cinco tipos de fallas en cada sección.....	54
Figura 4.26. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de falla MONOFÁSICAS.	55
Figura 4.27. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de falla BIFÁSICAS.....	56
Figura 4.28. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de falla BIFÁSICAS A TIERRA.....	56
Figura 4.29. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de falla TRIFÁSICAS y TRIFÁSICAS A TIERRA.....	57
Figura 4.30. Tipos de salida del modelo híbrido.....	60
Figura 4.31. Tipo de salida del modelo híbrido para los cinco tipos de falla.....	61
Figura 4.32. Tipo de salida del modelo híbrido para cada sección del sistema de distribución.....	62
Figura 4.33. Porcentaje de los tipos de salida arrojados por el modelo híbrido.	64
Figura 4.34. Cantidad de posibles ubicaciones de cada falla por sección.....	65
Figura 4.35. Cantidad de posibles ubicaciones de cada falla por tipo de falla.	66
Figura 4.36. Histograma de la cantidad de estimaciones arrojadas por Ratan Das y que están DENTRO de la zona de falla arrojada por LAMDA.....	67
Figura 4.37. Histograma acumulado de la cantidad de estimaciones arrojadas por Ratan Das y que están DENTRO de la zona de falla arrojada por LAMDA. ..	67
Figura4.38. Histograma de la cantidad de estimaciones arrojadas por Ratan Das y que están FUERA de la zona de falla arrojada por LAMDA.	68
Figura 6.1. Pasos para la implementación de la Metodología de localización de fallas.	70
Figura 6.2. Modelo de la línea.....	72
Figura 6.3. Modelo de carga.....	72
Figura 6.4. Arquitectura del componente inteligente para la estimación de la zona de falla.....	75
Figura 6.5. Procedimiento para la conformación de modelo híbrido de localización. ...	76
Figura 6.6. Circuito fallado.....	79
Figura 6.7. Zona de falla obtenida por métodos de localización convencionales.....	79
Figura 6.8. Zona de falla obtenida con las técnicas basadas en inteligencia artificial ...	80
Figura A.1. Diagrama unifilar del modelo de sistema de distribución prototipo.	97
Figura B.1. Proyección de los datos sobre una línea.	100
Figura B.2. Regiones B_k para el índice Chi-cuadrado de la proyección.	102
Figura B.3. Estructura encontrada por PPEDA, $ppi = 2,67$	103
Figura B.4. Estructura encontrada por PPEDA, $ppi = 0,572$	104
Figura E.1. Diagrama unifilar del sistema de distribución seleccionado. Nueva numeración de barras. Fuente: [RDAS98]	115
Figura E.2. Primera y tercera componente de los datos de fallas MONOFÁSICAS para el nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencias de falla 50Ω	115
Figura E.3. Primera y tercera componente de los datos de fallas BIFÁSICAS para el nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencias de falla 50Ω	116
Figura E.4. Primera y tercera componente de los datos de fallas TRIFÁSICAS para el nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencias de falla 50Ω	116
Figura E.5. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red MONOFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencia de falla 50Ω	118

Figura E.6. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red BIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencia de falla 50Ω.....	118
Figura E.7. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red BIFÁSICA A TIERRA basada en la técnica LAMDA. Nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencia de falla 50Ω.	119
Figura E.8. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red TRIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencia de falla 50Ω.....	119
Figura E.9. Primera y segunda componente de los datos de fallas BIFÁSICAS para el grupo No. 26 de descriptores. Máxima resistencias de falla 50Ω.	121
Figura E.10. Primera y segunda componente de los datos de fallas BIFÁSICAS para el nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencias de falla 50Ω.	121

LISTA DE TABLAS

Tabla 3.1. Comparación de las características de los algoritmos de localización de fallas en sistemas de distribución	24
Tabla 4.1. Descriptores utilizados para la localización de fallas	26
Tabla 4.2. Grupos de descriptores utilizados para la búsqueda de la proyección a partir de los datos de fallas monofásicas.....	29
Tabla 4.3. Cuantificación de la variabilidad de los datos de fallas monofásicas del grupo de descriptores No. 26.	31
Tabla 4.4. Variabilidad explicada por las componentes principales para los datos de los cinco tipos de falla y el grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla entre $0,05\Omega$ y 10Ω	34
Tabla 4.5. Número de simulaciones realizadas en MatLab	39
Tabla 4.6. Número de datos para entrenamiento y validación	40
Tabla 4.7. Secciones que conforman cada una de las Zonas de falla.....	42
Tabla 4.8. Resultados de validación de cada una de las cinco redes basadas en la técnica LAMDA	45
Tabla 4.9. Identificadores numéricos para cada uno de los tipos de falla.....	47
Tabla 4.10. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de la falla para tres grupos de resistencias de falla.	51
Tabla 4.11. Comportamiento del algoritmo Ratan Das en la estimación de las fallas MONOFÁSICAS.....	58
Tabla 4.12. Comportamiento del algoritmo Ratan Das en la estimación de las fallas BIFÁSICAS.	58
Tabla 4.13. Comportamiento del algoritmo Ratan Das en la estimación de las fallas BIFÁSICAS A TIERRA.	59
Tabla 4.14. Comportamiento del algoritmo Ratan Das en la estimación de las fallas TRIFÁSICAS Y TRIFÁSICAS A TIERRA.	59
Tabla A.1 Parámetros de línea del sistema de distribución prototipo.....	98
Tabla A.2 Datos de carga del sistema de distribución	98
Tabla A.3 Parámetros de la fuente de tensión	99
Tabla A.4 Factor de potencia para cada tipo de carga	99
Tabla B.1. Notación PPEDA	101
Tabla C.1. Matriz de varianzas covarianzas de los nueve indicadores.....	107
Tabla C.2. Valores propios de la matriz de la Tabla C.1	107
Tabla C.3. Vectores propios de la matriz Tabla C.1	107
Tabla C.4. Variabilidad explicada por los componentes principales para los datos de la Tabla C.1	108
Tabla D.1 Descriptores del grupo No. 26 del Hueco de tensión utilizado para el ejemplo	109
Tabla D.2 Componentes principales de los datos utilizados para el entrenamiento del componente inteligente	109
Tabla D.3 Componentes principales del hueco de tensión en estudio	110
Tabla D.4 GAD y MAD obtenidos para el hueco de tensión en estudio.....	110
Tabla E.1. Descriptores utilizados para la localización de fallas	111
Tabla E.2. Resultados de validación de cada una de las 4 redes basadas en la técnica LAMDA para las observaciones del nuevo grupo de descriptores.	117
Tabla E.3. Barras que conforman cada una de las zonas de falla.....	117

INTRODUCCIÓN

El tema de la localización de fallas en sistemas eléctricos de transmisión en alta tensión, como en sistemas de subtransmisión y distribución, ha sido de considerable interés, tanto para ingenieros como investigadores del sector eléctrico durante más de 30 años. El incremento en las investigaciones asociadas, ha desembocado en el desarrollo de métodos novedosos y numerosas publicaciones en revistas técnicas de impacto internacional. Cabe resaltar que en su mayoría las investigaciones han estado encaminadas a localizar fallas en sistemas de transmisión, debido al impacto socioeconómico sobre los sistemas de potencia.

Las centrales generadoras, las líneas de transmisión y los sistemas de distribución experimentan fallas causadas principalmente por tormentas, descargas atmosféricas, vandalismo y cortos-circuitos causados por animales y otros objetos externos. En la mayoría de los casos, las fallas eléctricas causan daños mecánicos que se deben reparar para restaurar el servicio de forma oportuna.

La restauración del servicio se puede facilitar si la localización de la falla se conoce o puede ser estimada con una precisión razonable. Esta es una de las razones que hacen necesario investigar acerca de la localización de fallas en sistemas eléctricos, especialmente en circuitos altamente ramificados y geográficamente dispersos como son los de distribución.

El crecimiento notorio de la demanda junto con las nuevas estrategias de mercado en el sector eléctrico, han llevado al aumento en tamaño y complejidad de los sistemas de distribución, y adicionalmente a requerir unos niveles aceptables de calidad. En el caso de este trabajo de investigación, el análisis se centrará en los sistemas de distribución y se debe fundamentalmente a la necesidad de reducir al mínimo la duración y la frecuencia de las indisponibilidades de las redes ante fallas permanentes o transitorias.

Para enfrentar apropiadamente las condiciones de los sistemas de distribución, es indispensable la utilización de técnicas modernas de análisis, sin olvidar los avances tecnológicos en los equipos de medida y registro.

El presente trabajo comprende el estudio e implementación de un modelo híbrido para la localización de fallas, constituido por una técnica basada en el modelo y otra basada en el conocimiento. El modelo híbrido busca combinar dos técnicas para estimar el tipo y la ubicación de la falla en el sistema de distribución. La técnica basada en el modelo corresponde al algoritmo de localización propuesto por Ratan Das [Das98], [VQ05] y la basada en el conocimiento, a la técnica LAMDA – Algoritmo de Aprendizaje para el Análisis de Datos Multivariantes [AL82].

Este trabajo hace parte de un grupo de investigaciones a nivel de postgrado y pregrado asociados a la ESTRATEGIA PARA FORTALECIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN Y SOSTENIBILIDAD DEL SECTOR ELÉCTRICO COLOMBIANO 2004 COLCIENCIAS – ISA. Una fuente imprescindible de información para su realización fueron los proyectos de grado a nivel de pregrado y postrado realizado en el Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica – GISEL, a continuación se describen en orden cronológico:

IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE RATAN DAS PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: (Pregrado). Implementación mediante una herramienta informática en MatLab de la técnica Ratan Das para la estimación de fallas en sistemas de distribución radial con ramificaciones monofásicas, bifásicas y trifásicas [VQ05].

CALIDAD DEL SERVICIO: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO DES Y FES A PARTIR DE INFORMACIÓN DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS: (Pregrado). En este trabajo de grado se propone una metodología para estimar los índices de calidad del suministro de energía eléctrica, a partir de la información topológica de localización de fallas en un sistemas de distribución. Se establece la influencia de la información de la localización de la falla en el procedimiento de atención y recuperación de fallas [BR06].

LOCALIZACIÓN DE FALLAS: CLASIFICACIÓN DE HUECOS DE TENSIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN UTILIZANDO LA TÉCNICA LAMDA: (Pregrado). Se realiza la caracterización y clasificación de huecos de tensión mediante la combinación de la técnica LAMDA con la Búsqueda de la Proyección – PPEDA [MM02], esta ultima una técnica basada en la estadística multivariable para la búsqueda de patrones en un conjunto de observaciones [MR06].

CARACTERIZACIÓN DE CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN PARA ESTUDIOS DE CALIDAD EN SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: (Pregrado). Se realiza una herramienta informática en MatLab y soportada en ATP para la simulación de fallas a lo largo y de manera automática en cualquier sistema de distribución de energía eléctrica, con la finalidad de generar la base de información de señales eléctricas para estudios de calidad (localización de fallas) [BJ06].

MODELO ESTADÍSTICO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA: (Postgrado). En este trabajo a nivel de postgrado se plantea un modelo de localización de fallas basado en la técnica estadística denominada Mezclas Finita [Cor06].

DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN LOS SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA MEDIANTE LA TÉCNICA MÁQUINAS DE SOPORTE VECTORIAL (SVM): (Postgrado). Análisis del comportamiento transitorio y de estado estable de los sistemas de energía eléctrica ante la ocurrencia de una perturbación que altere su operación normal, a través de datos de registro del sistema, modelado y simulación en el computador [Rod06].

Las memorias del trabajo de investigación están divididas en siete capítulos. En el primero, se realiza una introducción sobre sistemas de distribución y fallas en los mismos. En el segundo y tercer capítulo, se describen la técnica de clasificación LAMDA y el algoritmo de localización propuesto por Ratan Das. En el cuarto capítulo, se describe el procedimiento para la selección de los descriptores utilizados en la caracterización de fallas. En el quinto capítulo, se realiza un ejemplo de aplicación a la localización de fallas con la técnica LAMDA, con el método Ratan Das y con el modelo híbrido. Finalmente, en el sexto y séptimo capítulo, se plantea la metodología propuesta para la localización de fallas en sistemas de distribución y los impactos de su aplicación en los índices de continuidad del suministro de energía eléctrica.

1 FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

En el presente capítulo se describen los componentes típicos de un sistema de distribución y los diferentes tipos de fallas a los que puede estar sometidos.

Sistema de distribución

Se entiende por sistema de distribución de energía eléctrica a la disposición adoptada por los conductores, transformadores, consumidores y demás elementos del sistema, para lograr que la energía generada en las centrales pueda ser utilizada en los sitios de consumo [Das98]. Si ocurre una falla en un sistema de distribución, se interrumpe el servicio a los consumidores. Se estima que un 80% de todas las interrupciones ocurren, se deben a fallas en los sistemas de distribución [Boll00].

En la Figura 1.1 se muestra un sistema típico de distribución el cual incluye circuitos de subtransmisión, subestaciones, alimentadores, transformadores, circuitos secundarios y consumidores. Los circuitos de subtransmisión operan a tensiones que oscilan entre los 13,2 y 230 kV, transportan grandes cantidades de potencia hacia las subestaciones distribuidoras. Una subestación distribuidora incluye transformadores de potencia, barrajes, líneas, reactores, condensadores, aisladores, interruptores y seccionadores. Los transformadores reducen la tensión de subtransmisión a niveles más bajos para la distribución local.

Los alimentadores de distribución primaria los cuales operan a tensiones con rangos que varían entre los 4,16 y 34,5 kV, distribuyen energía a los centros de carga. De esos centros salen circuitos ramales laterales con alimentadores trifásicos y monofásicos. Los transformadores de distribución que operan entre los 10 y los 500 kVA están instalados comúnmente en alimentadores primarios o subalimentadores para reducir la tensión de distribución al nivel de utilización. Los circuitos secundarios facilitan la distribución de energía desde los transformadores de distribución a los consumidores, dependiendo de las necesidades de consumo.

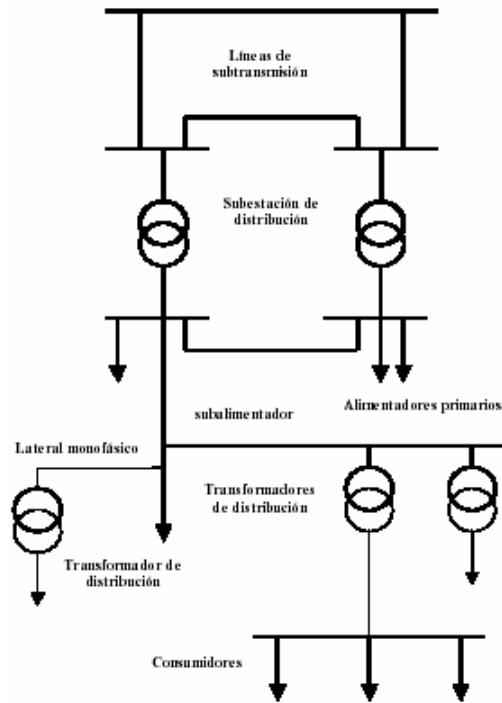


Figura 1.1. Sistema típico de distribución

1.1 Fallas paralelas

Para un sistema trifásico, las fallas paralelas se clasifican en cuatro categorías [And73]:

- a. Fallas monofásicas a tierra.
- b. Fallas línea-línea a tierra.
- c. Fallas línea-línea.
- d. Fallas trifásicas.

Según estudios, a lo largo de los años se ha llegado a determinar que en un determinado periodo de tiempo las fallas son de tipo monofásicas a tierra en un rango entre el 70% y 80% [Bol00].

2 TÉCNICA DE CLASIFICACIÓN BASADA EN INTELIGENCIA ARTIFICIAL

En el presente capítulo se realiza una descripción del Algoritmo de Aprendizaje para el Análisis de Datos Multivariantes – LAMDA, utilizado mas adelante como componente del modelo híbrido de localización de fallas. Dentro del modelo híbrido, LAMDA tendrá la función de estimar a partir de los descriptores de la falla, la región donde se encuentra ubicada la misma. En el apéndice D se presenta un ejemplo numérico de aplicación de la técnica.

2.1 Algoritmo de aprendizaje para análisis de datos multivariantes - LAMDA

LAMDA es un algoritmo de clasificación multivariable que combina la capacidad de generalización de la lógica difusa y la capacidad de interpolación de la lógica híbrida [AL82], [Wai00].

Las principales características del LAMDA son las siguientes [AA99]:

- Capacidad de aprendizaje supervisado y no supervisado.
- Evaluación de datos cuantitativos y cualitativos
- Capacidad de aprendizaje secuencial
- Implementación simple.

La estructura de clasificación es similar a la estructura de una red neuronal como la mostrada en la Figura 2.1; como ella, también requiere de una etapa de entrenamiento, donde se crean y modifican las clases, y una etapa de reconocimiento de patrones puros para la asignación de individuos a clases fijas. Estas dos etapas son compatibles, y pueden ser ejecutadas permanentemente para desarrollar un aprendizaje continuo [AA99].

La metodología LAMDA se basa en analizar el grado de adecuación de cada objeto a una clase, concepto relacionado con el grado de pertenencia a un conjunto difuso. La contribución de cada uno de los atributos o descriptores del individuo, al grado de pertenencia a una clase, es lo que se llama Grado de Adecuación Marginal (MAD - Marginal Adequacy Degree). Estas adecuaciones marginales se combinan mediante

operadores difusos para finalmente encontrar el Grado de Adecuación Global del individuo a cada una de las clases (GAD - Global Adequacy Degree) [Wai00] [AL82].

En la Figura 2.1, se presenta la estructura general de la metodología LAMDA. Para la clasificación, cada objeto corresponde a un vector de descriptores o atributos. Cada clase, está caracterizada por la misma cantidad de descriptores que tiene el individuo.

Los elementos a clasificar, se analizan de forma independiente. Primero se debe determinar el Grado de Adecuación Marginal - MAD de cada descriptor del individuo a los respectivos descriptores de cada clase, de esta manera, para el caso particular en que se tengan 4 descriptores y dos clases, se obtendrán 8 MAD's. En la Figura 2.2 se esquematiza el proceso de cálculo del Grado de Adecuación Marginal para una determinada clase C_j .

La etapa de aprendizaje consiste en encontrar parámetros que definan a cada uno de los descriptores de las clases. El tipo de parámetros y la forma para encontrarlos, depende de si se tienen con descriptores cuantitativos o cualitativos, y la forma de calcularlos depende de si es aprendizaje supervisado o no.

En el aprendizaje supervisado, se parte de un grupo de individuos a los cuales se les conoce la clase a la que pertenecen y se determinan los parámetros descriptivos de los diferentes grupos. En el caso del aprendizaje no supervisado los parámetros de las clases se calculan de forma secuencial a medida que un objeto genera una clase o se incluye en una clase preexistente.

Existe una clase de no información (NIC - Non Informative Class), la cual determina el umbral mínimo de adecuación global que debe tener un individuo para que pertenezca a alguna clase. La clase NIC funciona de la misma manera que las demás clases, a diferencia que los parámetros que la caracterizan hacen que todos los individuos tengan el mismo grado de pertenencia a la misma. Esta clase permite no incluir individuos poco representativos, pues se debe superar un umbral mínimo para la pertenencia a una clase.

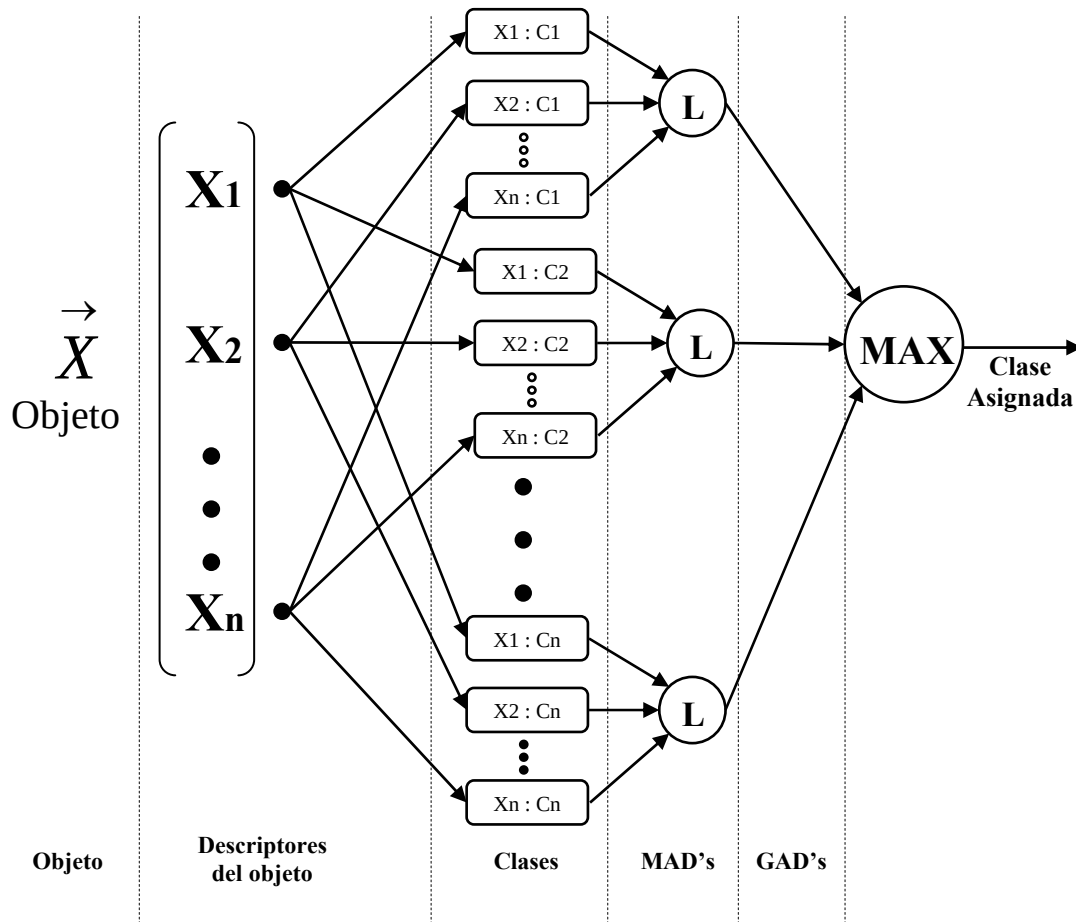


Figura 2.1. Estructura del clasificador LAMDA

En caso de aprendizaje supervisado, los individuos que no superen el GAD de la clase NIC, se dice que no pertenecen a ninguna de las clases.

Si se trata de aprendizaje no supervisado, a partir de los parámetros de la NIC y del individuo que no fue clasificado, se genera una nueva clase. Así, partiendo de un único grupo se logra clasificar a todos los individuos ubicándolos en los grupos que se generen dependiendo de los GAD's.

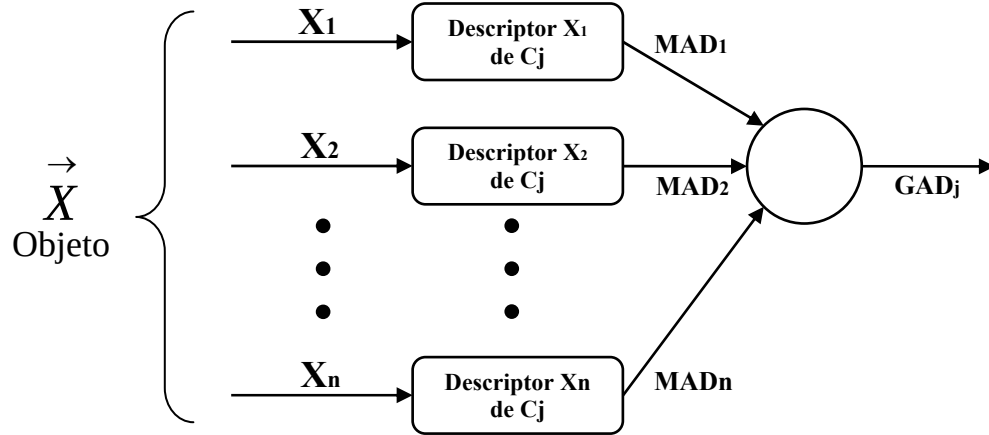


Figura 2.2. Grado de adecuación marginal

2.1.1 Clasificación cuantitativa

Cuando se tienen individuos con descriptores cuantitativos, el cálculo de los grados de adecuación marginal se realiza a partir de funciones, donde se tienen en cuenta el valor de cada descriptor. El aprendizaje, consiste en encontrar parámetros específicos de estas funciones.

El cálculo de los MADs, se puede realizar con diferentes funciones de distribución de probabilidad, entre ellas la función binomial, la función binomial con centro o función binomial modificada y la función normal o gaussiana. Esto permite tener diferentes particiones del espacio, de tal manera que dependiendo del conjunto de datos que se esté trabajando, se emplee la partición que mejor se adapte a la distribución de los datos [Isa04], [AA99].

En el caso de la función binomial, el MAD del individuo x para el descriptor j a la clase k corresponde a [AL82]:

$$MAD_{x_{jk}} = \rho_{kj}^{x_j} (1 - \rho_{kj})^{1-x_j} \quad 2.1$$

El aprendizaje, consiste en encontrar para cada descriptor en las diferentes k clases el parámetro ρ_{kj} . En el caso de aprendizaje supervisado ρ_{kj} , corresponde al valor medio de los descriptores x_j de los individuos de entrenamiento.

El valor del parámetro ρ_{NICj} (ρ_{kj} para la clase NIC) corresponde a 0,5, con esto el grado de adecuación marginal de cualquier individuo a la clase NIC, es 0,5.

En el caso de aprendizaje no supervisado, el parámetro ρ_{kj} se calcula de forma iterativa, según la siguiente ecuación:

$$\rho_{kj} = \rho_{kj}(t-1) + \frac{x_j - \rho_{kj}(t-1)}{(n^*)} \quad 2.2$$

$$n^* = n_0 + 1$$

Donde n^* es el número de objetos que se han incluido en la clase k , y n_0 es el parámetro de inicialización. Si se elige cero (0), la clase generada va a ser fuertemente caracterizada por el primer individuo. Entre mayor sea el valor de inicialización, es menor la influencia del primer individuo.

Se inicia sólo con la clase NIC y cuando se analiza el primer individuo, se genera un grupo a partir del ρ_{NICj} y del valor que tenga éste en cada uno de los x_j descriptores. A medida que entra un nuevo individuo, se evalúa si pertenece a alguna clase existente y si no supera el GAD_{nic} , se genera una nueva clase tal como se hizo con el primer objeto. Si el nuevo objeto pertenece a la clase k , entonces, se actualiza el valor de ρ_{kj} con la ecuación 2.2.

Otra función utilizada como MAD es la función binomial con centro o función binomial modificada. Esta función se presenta en la ecuación 2.4. Donde, en lugar de calcular directamente con los datos, se trabaja con la cercanía a un centro estimado [AA99], ecuación 2.3:

$$d_{kj} = |x_j - c_{kj}| \quad 2.3$$

$$MADx_{jk} = \rho_{kj}^{1-d_{kj}} (1 - \rho_{kj})^{d_{kj}} \quad 2.4$$

c_{kj} es el centro del descriptor j de la clase k , que para el caso de aprendizaje supervisado corresponde a la mediana de los datos de entrenamiento y ρ_{kj} , corresponde la separación promedio de los datos al centro [Wai00], [AA99].

En el caso de aprendizaje no supervisado, la forma de actualizar los valores de c_{kj} y ρ_{kj} corresponde a:

$$c_{kj}(t) = c_{kj}(t-1) + \frac{x_j - c_{kj}(t-1)}{1/n^*} \quad 2.5$$

$$n^* = n_0 + 1$$

$$d_{kj}(t) = |x_j - c_{kj}(t)| \quad 2.6$$

$$\rho_{kj}(t) = \rho_{kj}(t-1) + \frac{1 - d_{kj}(t) - \rho_{kj}(t-1)}{n^*} \quad 2.7$$

$$n^* = n_0 + 1$$

Otra función MAD ampliamente utilizada es la función normal o gaussiana. El proceso de aprendizaje es igual al caso anterior:

$$MAD_{X_{jk}} = \frac{1}{\sigma_{kj}} \ell \frac{(x_j - \mu_{kj})^2}{2\sigma_{kj}} \quad 2.8$$

El aprendizaje de tipo supervisado, consiste en calcular el valor medio (μ_{kj}) y la desviación estándar (σ_{kj}) del descriptor j-ésimo de los individuos que a priori se conoce que pertenecen a la clase k.

En el caso de la clase NIC, el valor medio (μ_{NICj}) es 0,5 y la varianza (σ_{kj}^2) es 0,25. Para aprendizaje no supervisado, la actualización de las clases se realiza a partir de las ecuaciones 2.9 y 2.10.

$$\mu_{kj}(t) = \mu_{kj}(t-1) + \frac{x_j - \mu_{kj}(t-1)}{n^*} \quad 2.9$$

$$n^* = n_0 + 1$$

$$\sigma_{kj}^2(t) = \sigma_{kj}^2(t-1) + \frac{(x_j - \mu_{kj}(t))^2 - \sigma_{kj}^2(t-1)}{n^*}$$

$$n^* = n_0 + 1$$
2.10

2.1.2 Clasificación cualitativa

Para el trabajo con este tipo de datos, además de los descriptores, se deben tener las diferentes modalidades que pueden tomar los atributos.

A diferencia del caso cuantitativo, en el cualitativo no se tienen funciones para el cálculo de los MAD`s. Los descriptores de las clases están caracterizados por las frecuencias de aparición de cada una de las modalidades [Isa04].

El grado de adecuación marginal, corresponde a la frecuencia que tenga la modalidad presente en el individuo X en el descriptor j , para la clase K . Para el aprendizaje, las frecuencias de cada modalidad en los descriptores se van actualizando según la ecuación:

$$f_{kj}(t) = f_{kj}(t-1) + \frac{x_j - f_{kj}(t-1)}{n^*}$$

$$n^* = n_0 + 1$$
2.11

Donde x_j es 1 si el descriptor j del objeto X corresponde a la modalidad que se está teniendo en la cuenta y cero si no es así. La actualización, se debe hacer para las diferentes modalidades de cada descriptor. Las frecuencias de la clase NIC se obtienen a partir de dividir 1 entre el número de modalidades que tenga cada descriptor.

Si se trabaja con aprendizaje supervisado, a medida que se analizan los individuos de entrenamiento, las frecuencias de cada modalidad en los diferentes descriptores de cada clase, se actualizan con la ecuación 2.11. Una vez se han incluido todos los objetos de entrenamiento, para reconocer nuevos individuos no se actualizan las frecuencias.

En el caso de aprendizaje no supervisado, el procedimiento es el mismo, pero la generación de clases se realiza a partir de la clase NIC, igual que en el caso cuantitativo.

2.1.3 Grado de adecuación global – GAD

Este valor determina el grado de pertenencia de un objeto a cada clase y se calcula con la agregación de todos los MAD's con operadores difusos mixtos, permitiendo dar el mismo grado de importancia a los diferentes descriptores.

$$GAD_{xk} = \alpha T(MAD_{x_{1k}}, MAD_{x_{2k}}, \dots, MAD_{x_{jk}}) + (1 - \alpha) S(MAD_{x_{1k}}, MAD_{x_{2k}}, \dots, MAD_{x_{jk}}) \quad 2.12$$

Donde α corresponde al parámetro de exigencia y está definido entre 0 y 1. En caso de ser $\alpha = 0$, se tiene la menor exigencia, haciendo que el grado de adecuación global sea alto a pesar de tener grados de adecuación marginal bajos, esto implica que la clasificación es poco exigente para incluir a un objeto en una clase. La máxima exigencia se obtiene con $\alpha = 1$ [AA99].

T y S, corresponden a cualquier T-norma y S-norma (T-conorma) de la teoría de lógica difusa. La T-norma utilizada es la mínimo/máximo.

En 'APÉNDICE: Calculo tipo para la estimación de la zona de falla', se realiza un ejemplo numérico de aplicación de la técnica LAMDA en la clasificación de huecos de tensión.

3 ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS

Los sistemas de distribución son la principal fuente de energía para una gran cantidad de usuarios industriales, comerciales y residenciales. Una falla en el interior de estos sistemas representa una interrupción del servicio a los usuarios, pérdidas económicas por detención de procesos, pérdidas de información, daños y pérdidas en maquinarias e insumos, etcétera. Consecuentemente, es de vital importancia la estimación del punto de localización de las fallas y en especial de fallas ocurridas en los sistemas de distribución de energía, debido a que a nivel mundial se ha observado que del orden del 80% del total de las interrupciones del suministro de energía eléctrica son originadas en los sistemas de distribución. La implementación de estos algoritmos permitirá reducir la duración de las interrupciones e igualmente la frecuencia de ocurrencia de las mismas en un periodo de tiempo determinado.

Se presentará en este capítulo una descripción del método Ratan Das, algoritmo de localización seleccionado para componer el modelo híbrido de localización de fallas junto con la técnica de clasificación LAMDA, descrita en el capítulo anterior. Posteriormente, se analizarán sus ventajas y desventajas, y finalmente, se realizará una comparación con otros algoritmos de localización de fallas.

3.1 Algoritmo Ratan Das

El algoritmo propuesto por Ratan Das [Das98], [VQ05] utiliza la información de tensiones y corrientes en estado estable de prefalla y falla a frecuencia fundamental.

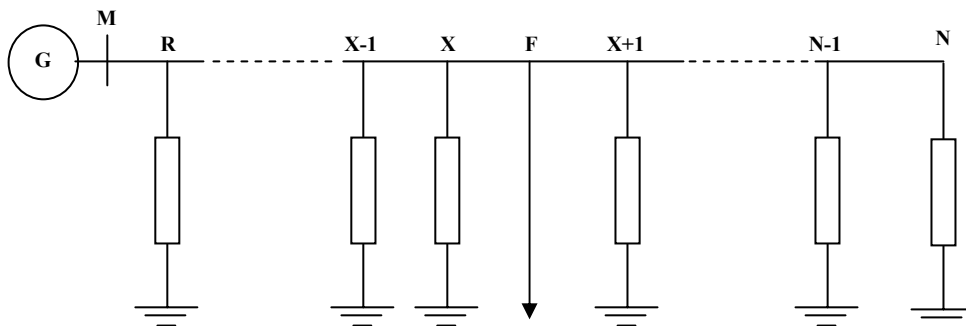


Figura 3.1. Esquema circuito sistema de distribución

En la Figura 3.1 se presenta el esquema de un alimentador de distribución con una fuente equivalente y una representación de las cargas laterales conectadas en diferentes secciones de conductor a lo largo del alimentador.

El algoritmo realiza en primera instancia una estimación inicial de la localización de la falla entre dos nodos del sistema (nodos X y $X+1$), teniendo en cuenta los parámetros de las líneas, el tipo de falla y los fasores de secuencia de tensión y corriente. Con base en esta estimación, todas las cargas pertenecientes a los laterales desde la fuente hasta la posible localización de la falla, se consideran conectadas al nodo en que está el lateral. Los efectos de estas cargas se representan por la compensación de sus corrientes. Se utilizan modelos de carga de tipo estático para todas las cargas hasta el nodo X , y para las demás cargas representadas como una carga concentrada en el extremo remoto.

Este modelo está descrito por la siguiente ecuación, para un nodo R :

$$Y_r = G_r |V_r|^{np-2} + jB_r |V_r|^{nq-2} \quad 3.1$$

Siendo V_r la tensión en el nodo R , Y_r la admitancia de carga, G_r y B_r constantes proporcionales a la conductancia y susceptancia respectivamente (estimadas de los valores de prefalla), y np y nq las constantes para las componentes activa y reactiva de la carga.

Las tensiones y corrientes en el nodo F durante la falla son enumeradas asumiendo que todas las cargas posteriores a la estimación de la falla se encuentran concentradas en el extremo remoto (nodo N), tal y como se muestra en la Figura 3.2.

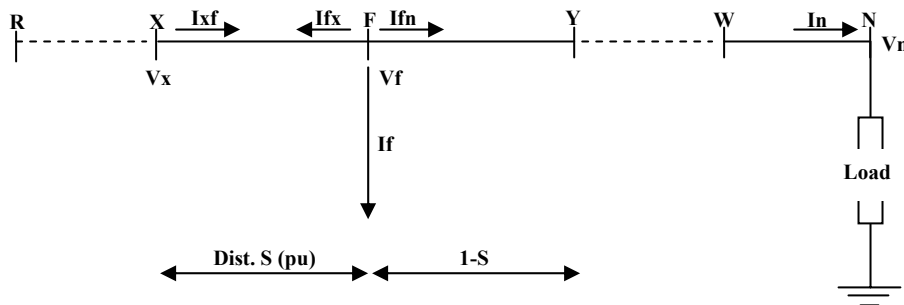


Figura 3.2. Circuito Equivalente para el cálculo de la distancia S de la falla

Las tensiones y corrientes en el nodo F y X se relacionan por la ecuación:

$$\begin{bmatrix} V_f \\ I_{fx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & -s * B_{xy} \\ s * C_{xy} & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad 3.2$$

Donde s es la distancia en por unidad (pu) hasta el nodo F desde el nodo X .

Las tensiones y corrientes de secuencia en los nodos N y F durante la falla están relacionadas por la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} V_n \\ -I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} De & -Be \\ Ce & -Ae \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & -(1-s) * B_{xy} \\ -(1-s) * C_{xy} & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_f \\ I_{fn} \end{bmatrix} \quad 3.3$$

Donde Ae , Be , Ce y De son las constantes equivalentes de las secciones en cascada entre los nodos $X+1$ y N .

Las corrientes en el nodo F están dadas por la siguiente expresión:

$$I_{fn} = -I_{fx} - I_f \quad 3.4$$

Mediante las sustituciones adecuadas, se puede llegar a una expresión de V_n e I_f , en términos de V_k e I_{xf} , truncando los elementos de orden superior en s , se obtiene:

$$\begin{bmatrix} V_n \\ I_f \end{bmatrix} = \frac{1}{K_v + s * K_w} \begin{bmatrix} K_m + s * K_n & s * K_p \\ K_q + s * K_r & K_v + s * K_u \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad 3.5$$

Donde los términos K son parámetros complejos calculados utilizando las constantes Y_n , B_{xy} , C_{xy} , Ae , Be , Ce y De .

Finalmente, la estimación de la localización de la falla, punto F desde el nodo X , expresada como una fracción de la distancia desde el punto X y el punto $X+1$, se calcula a partir de la razón tensión-corriente. Para una falla fase-tierra, esta relación está dada por:

$$\frac{V_{af}}{I_{af}} = \frac{V_{0f} + V_{1f} + V_{2f}}{I_{0f} + I_{1f} + I_{2f}} = Z_f \quad 3.6$$

Igualando los términos imaginarios en la anterior ecuación, y realizando las sustituciones adecuadas para las tensiones y corrientes de secuencia, resulta:

$$\text{Im}\left(\frac{K_A + s * K_B}{K_C + s * K_D}\right) = 0 \quad 3.7$$

Donde cada parámetro K es un número complejo; por lo que la solución para s , eliminando los términos de orden superior es:

$$s = \frac{K_{AR} * K_{CI} - K_{AI} * K_{CR}}{(K_{CR} * K_{BI} - K_{CI} * K_{BR}) + (K_{DR} * K_{AI} - K_{DI} * K_{AR})} \quad 3.8$$

3.1.1 Análisis de ventajas y desventajas

Ventajas

- El método propuesto considera que una línea de distribución puede tener conductores diferentes por tramo.
- Toma en cuenta que la admitancia de la carga varía en función de la tensión.
- Considera la compensación de corrientes debido a las cargas laterales.

Desventajas

- Se tiene que caracterizar la carga en cada uno de los nodos para poder obtener valores reales de las constantes de carga n_p y n_q .
- No es claro el proceso para concentrar las cargas que tienen valores diferentes de n_p y n_q .

3.1.2 Comparación con otros algoritmos de localización de fallas

A continuación se presenta en la Tabla 3.1 una comparación de algunas características de varios algoritmos de localización de fallas. El signo ✓ indica que el método tiene en cuenta la característica y el signo ✗ indica lo contrario.

ALGORITMO	CARACTERÍSTICAS					
	Modelo de Línea	Cargas Laterales	Heterogeneidad de la Red	Tipo de Falla	Múltiple estimación	Información
RATAN DAS [DAS98]	Larga	✓	✓	✓	si	Pre-Post
SRINIVASAN [JS89]	Larga	✗	✓	✓	si	Pre-Post
GIRGIS [ZLG97]	Corta	✓	✓	✓	si	Pre-Post y Protecciones
MYEON [CLLJ04]	Corta	✗	✓	✗	si	Pre-Post
YANG [YS98]	Corta	✗	✓	✓	si	Pre-Post
SAHA [SR02]	Corta	✓	✓	✓	si	Pre-Post
AGGARWAL[AAJ97]	Corta	✓	✓	✓	si	Pre-Post
WARRINGTON [WV68]	Corta	✗	✗	✗	si	Pre-Post
NOVOSEL [NHHM98]	Corta	✗	✗	✓	si	Pre-Post

Tabla 3.1. Comparación de las características de los algoritmos de localización de fallas en sistemas de distribución

De la Tabla 3.1 se puede resaltar que existen algoritmos que tienen ventajas comparativas con otros, como son los algoritmos propuestos por Ratan Das [Das98], Saha [SR02] y Aggarwal [AAJ97]. Ésto es debido a que consideran un modelo de línea adecuado para los sistemas de distribución, presencia de circuitos laterales, cargas desequilibradas, análisis según el tipo de falla y la utilización de las señales de tensión y corriente a frecuencia fundamental.

Para este estudio como primera opción se ha seleccionado el algoritmo propuesto por Ratan Das [Das98], [VQ05] para su implementación en el modelo híbrido, porque cuenta con características completas de un sistema de distribución, fácil implementación, precisión y actualidad. Adicionalmente, otra razón para la selección del método mencionado, ha sido la disponibilidad de pruebas y gran cantidad de información sobre el sistema y los tipos de fallo, adecuadamente documentados [Das98], [VQ05], [Dag00].

4 SELECCIÓN DE DESCRIPTORES

Los descriptores son características que permiten realizar una clasificación entre un número de objetos de un determinado fenómeno o aplicación. La naturaleza de los objetos puede ser cualquiera y depende necesariamente del fenómeno o aplicación, un ejemplo de objeto puede ser, los estudiantes de un plantel educativo y los descriptores, edad, estatura, peso y sexo. La naturaleza de los descriptores depende de los propósitos de la clasificación, esto es, se debe tener un conocimiento claro de la clasificación que se desea realizar.

Para el caso particular de este trabajo de investigación, los objetos a clasificar son los huecos de tensión; por ende es conveniente determinar el grupo o grupos de descriptores con los cuales realizar su adecuada clasificación. La selección de estos descriptores permitirá posteriormente generar la información para entrenar la técnica LAMDA, e igualmente validar su desempeño en la clasificación de los huecos de tensión generados por fallas producidas en un sistema de distribución.

El objetivo del presente capítulo es describir el procedimiento para la selección de los descriptores que permitan identificar y clasificar los huecos de tensión con base en la información del comportamiento de un sistema de distribución ante la presencia de fallas.

En el apéndice APÉNDICE: Resultados de clasificación con la combinación de descriptores de estado estable y transitorio” se presentan los resultados de clasificación obtenidos con un grupo de descriptores de estado estable y transitorio propuestos como producto del trabajo en equipo de los integrantes del Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica – GISEL [MSO05]. Se recomienda realizar la lectura de este apéndice luego de realizar la lectura del presente capítulo.

4.1 Descriptores utilizados

Un descriptor es una característica de los huecos de tensión que permite su clasificación con respecto a otros huecos de tensión. En la Figura 4.1 se hace una representación gráfica de algunos de los descriptores utilizados durante el proceso de selección del grupo de descriptores para la clasificación de huecos de tensión en un

circuito de distribución. La definición de cada uno de los descriptores se presenta en la Tabla 4.1 [MC03], [AL82]:

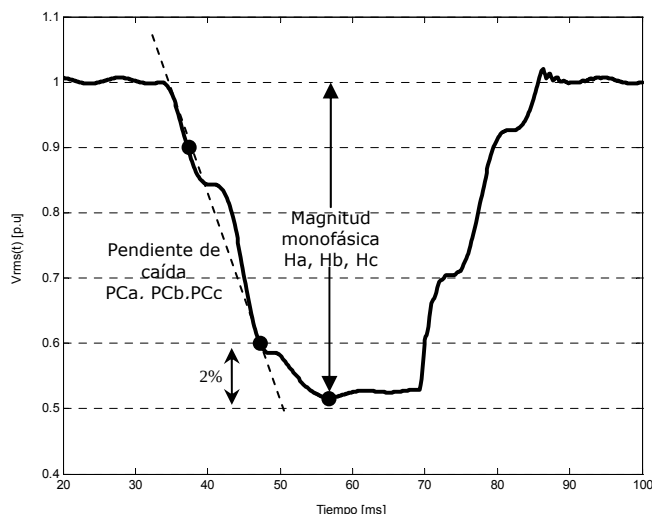


Figura 4.1. Descriptores utilizados para el proceso de clasificación.

Descriptor	Descripción
Ha, Hb, Hc	Profundidad del hueco de tensión por fase [p.u]
Ia, Ib, Ic	Elevación de corriente por fase [p.u].
PCa,PCb,PCc	Pendiente de caída por fase.
maxH	Máxima profundidad de tensión monofásica [p.u].
maxI	Máxima corriente monofásica [p.u].
minPC	Mínima pendiente de caída monofásica.
$\bar{H}$	Media de las tres profundidades monofásicas [p.u].
$\bar{I}$	Media de las tres corrientes monofásicas [p.u].
$\bar{PC}$	Media de las tres pendientes de caída monofásica.
σH	Desviación estándar de las tres profundidades monofásicas.
σI	Desviación estándar de las tres corrientes monofásicas.
σPC	Desviación estándar de las tres pendientes de caída monofásica

Tabla 4.1. Descriptores utilizados para la localización de fallas

El objetivo es realizar el análisis exploratorio de datos - EDA³, con el fin de reconocer el comportamiento de patrones característicos y estadísticamente soportados [MM02]. A partir de los resultados arrojados por el EDA se indagará acerca de la información contenida en los datos facilitando la comprensión y el análisis de los mismos. El EDA está conformado por un conjunto de técnicas que permiten la extracción de

³ Exploratory data analysis

maximización del *índice de búsqueda de la proyección* – ppi^6 [MM02], ver APÉNDICE: Búsqueda de la proyección

.

Con el objetivo de encontrar patrones que permitan clasificar las fallas con respecto a su localización dentro del sistema de distribución, se organizaron los descriptores en grupos con el objetivo de determinar que forma de agrupación describe mejor el hueco de tensión. En este sentido se generaron observaciones para 36 distintos grupos de descriptores, y se obtuvo para cada uno de ellos las proyecciones por medio de PPEDA.

En la Tabla 4.2 se muestran algunos grupos de descriptores utilizados para la búsqueda de la proyección de datos de fallas monofásicas. El mismo proceso se realizó para los otros cuatro tipos de fallas.

Los grupos de descriptores 5, 10 12, 19 y 26 son los que presentan los mejores índices de proyección (ppi); el máximo índice se obtiene con el grupo 26. Los valores numéricos ppi son respectivamente 4,92; 4,42; 3,88; 4,32; 9,13. De manera similar se observa que los grupos de descriptores que presentan las mejores estructuras son los que contemplan los descriptores de tensión. En la Figura 4.3 se presenta la distribución de las fallas vista desde el plano de proyección encontrada para el grupo de descriptores No. 26.

Observando la relación entre la leyenda de la Figura 4.3 y cada una de las secciones del sistema de distribución de la Figura 4.2, se aprecia que las fallas con respecto al eje vertical están distribuidas inversamente según la impedancia existente entre el punto de la falla y el alimentador, es decir, las que tienen mayor componente vertical son las fallas producidas en las dos primeras secciones del sistema de distribución (rombos), mientras que las que poseen menor componente vertical son la más distantes del alimentador, esto es, las producidas en la sección 8 y en las últimas secciones de los ramales monofásicos conectados a las fases B y C respectivamente (cuadrados y asteriscos). Este comportamiento de la fallas en el plano de proyección del grupo No.26 es muy importante porque la impedancia existente entre el punto de la falla y el alimentador, está relacionada proporcionalmente con la distancia, lo cual

⁶ Projection pursuit index - ppi

permitirá clasificar las fallas por zonas o grupos de secciones dentro del sistema de distribución. Por el contrario, sobre la componente horizontal las fallas están distribuidas con respecto a la fase fallada; a la izquierda, se encuentran todas las fallas monofásicas presentadas en la fase A, mientras que hacia la parte derecha se encuentran las fallas monofásicas presentadas en las fases B y C.

Grupo	Descriptor						ppi
	1	2	3	4	5	6	
1	Ha	Hb	Hc	Ia	Ib	Ic	3,27
2	Ha	Hb	Hc	PCa	PCb	PCc	1,54
3	Ia	Ib	Ic	PCa	PCb	PCc	0,8
5	Ha	Hb	Hc	maxH			4,92
6	Ia	Ib	Ic	maxI			1,11
7	PCa	PCb	PCc	minPC			0,63
8	maxH	Ia	Ib	Ic			1,74
9	maxH	PCa	PCb	PCc			0,49
10	Ha	Hb	Hc	maxI			4,42
11	PCa	PCb	PCc	maxI			0,92
12	Ha	Hb	Hc	minPC			3,88
13	Ia	Ib	Ic	minPC			0,97
14	maxH	maxI	minPC				3,68
15	Ha	Hb	Hc	maxH	maxI	minPC	4,00
19	maxH	σH	$\bar{H}$				4,32
20	maxI	σI	$\bar{I}$				2,41
21	minPC	σPC	$\overline{PC}$				1,70
21	maxH	$\bar{I}$	$\overline{PC}$				3,67
23	maxH	σI	σPC	minPC			1,43
24	maxI	σI	maxH	$\bar{H}$			3,51
26	Ha	Hb	Hc	maxH	σH	$\bar{H}$	9,13
27	Ia	Ib	Ic	maxI	σI	$\bar{I}$	2,35
28	PCa	PCb	PCc	minPC	σPC	$\overline{PC}$	1,28
29	Ha	Hb	Hc	maxI	σI		2,13
30	Ha	Ia	Hb	Ib	Hc	Ic	1,65
35	minPC	maxI					2,54
36	minPC	maxH					3,84

Tabla 4.2. Grupos de descriptores utilizados para la búsqueda de la proyección a partir de los datos de fallas monofásicas

4.1.2 Análisis de componentes principales

El Análisis de Componentes Principales - PCA tiene el objetivo de analizar, si dadas n observaciones de p variables, es posible representar adecuadamente esta información con un número menor de variables construidas como combinaciones lineales de las originales [Pen02]. Como consecuencia de la distribución de las fallas monofásicas con respecto a la componente vertical de la proyección de los descriptores del grupo No. 26, se realiza el análisis de componentes principales - PCA de las fallas monofásicas para el mismo grupo de descriptores. En la Tabla 4.3 se presenta la variabilidad explicada para cada una de las componentes principales. En el apéndice D se presenta un ejemplo numérico de aplicación de las componentes principales combinada con la técnica LAMDA para la clasificación de huecos de tensión.

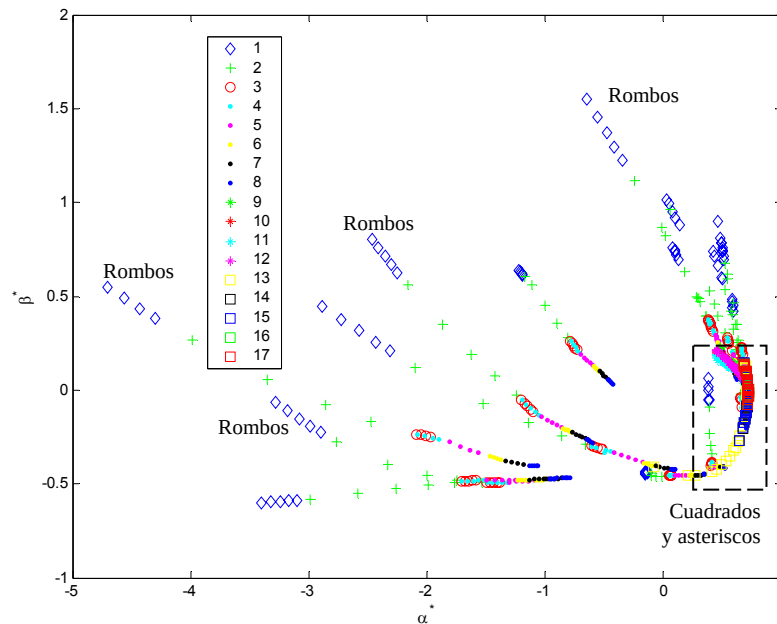


Figura 4.3. Proyección de los datos de fallas MONOFÁSICAS obtenida mediante PPEDA para el grupo de descriptores No. 26 ($ppi=9,1376$)

En la Tabla 4.3 se observa que con las tres primeras componentes se explica el 99,81% de la variabilidad de los datos de fallas monofásicas. En la Figura 4.4 se presenta un gráfico de las observaciones sobre el plano de las dos primeras componentes principales. Es preciso aclarar que los valores λ_i corresponden a los valores propios de la matriz de correlación de las observaciones de fallas monofásicas.

Componente principal					
1	2	3	4	5	6

λ_h	4,6083	3,6037	0,8421	0,0169	0,0006	0,0001
P_h [%]	50,79	39,72	9,28	0,18	0,01	0,007
$\sum_{i=1}^h P_h$ [%]	50,79	90,52	99,81	99,99	99,99	100

Tabla 4.3. Cuantificación de la variabilidad de los datos de fallas monofásicas del grupo de descriptores No. 26.

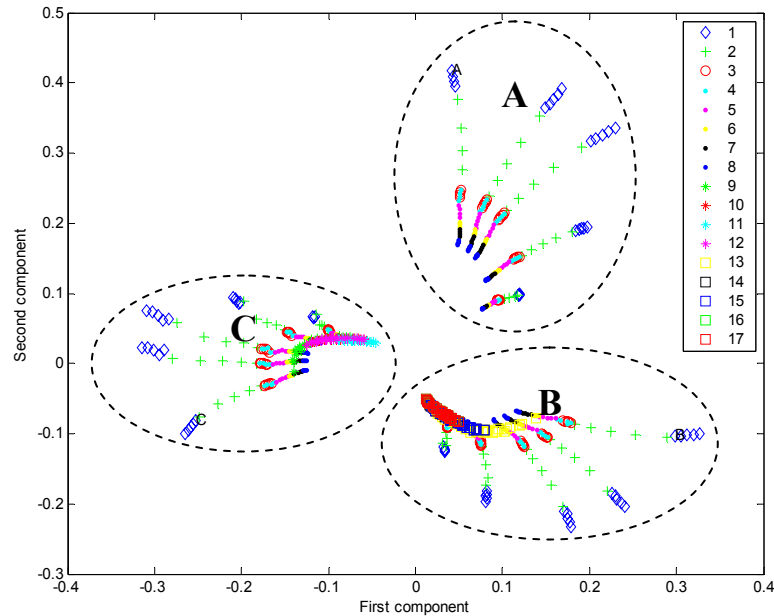


Figura 4.4. Primera y segunda componente de los datos de fallas MONOFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26

En la Figura 4.4 se observan tres estructuras semejantes a la palma de una mano donde cada estructura corresponde a las fallas monofásicas producidas en las fases A, B y C. Esto se puede verificar fácilmente observando la estructura inferior (B), allí se nota que están presentes los cuadrados que representan las fallas producidas en el ramal monofásico conectado a la fase B en el nodo 5-6, igualmente observando la estructura izquierda (C) se visualiza la presencia de asteriscos, los cuales corresponden a las fallas producidas en el otro ramal monofásico conectado a la fase C en el nodo 6-7. En la estructura superior (A) no están presentes los cuadrados ni los asteriscos, debido a que la fase A no tiene conectado ninguno de estos ramales monofásicos. Los cinco segmentos de recta presentes en cada una de las tres estructuras, corresponden a cada impedancia de falla simulada (0,05 Ω , 5 Ω , 10 Ω , 25 Ω y 50 Ω). Finalmente, se puede concluir que las dos primeras componentes

principales de los datos de fallas monofásicas para los descriptores del grupo No. 26 permiten discriminar la fase que interviene en una determinada falla monofásica.

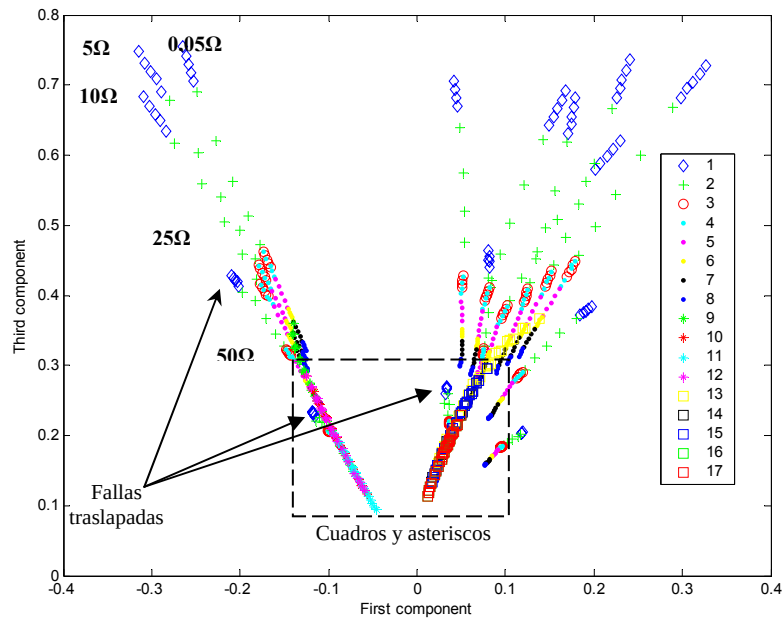


Figura 4.5. Primera y tercera componente de los datos de fallas MONOFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26 para resistencias de falla 0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω y 50Ω

De la misma manera, si se observa la distribución de los datos sobre la primera y tercera componente principal como se muestra en las Figura 4.5 y Figura 4.6, se nota que las fallas presentan, el mismo comportamiento descrito en la Figura 4.3, pero con la diferencia que las fallas se encuentran mucho menos dispersas.

La diferencia entre los dos gráficos (Figura 4.5 y Figura 4.6) radica en los valores de resistencias de falla que se tuvieron presentes para el cálculo de las componentes. En la Figura 4.5 se visualizan las componentes principales de los datos de fallas monofásicas para impedancias de falla de 0,05Ω a 50Ω, mientras que en la Figura 4.6 de 0,05Ω a 10Ω. En la Figura 4.5 se identifica que los valores de impedancias de falla mayores o iguales a 25Ω son impedancias de falla relativamente altas, debido a que las fallas de 25Ω y 50Ω producidas en la primera sección (rombos), se confunden o traslapan con las fallas producidas en las secciones mas distantes del alimentador del sistema de energía (cuadros y asteriscos). Todo lo contrario se visualiza en la Figura 4.6, donde todas las fallas producidas en la primera sección para impedancias de falla entre 0,05Ω y 10Ω se encuentran concentradas en la parte superior.

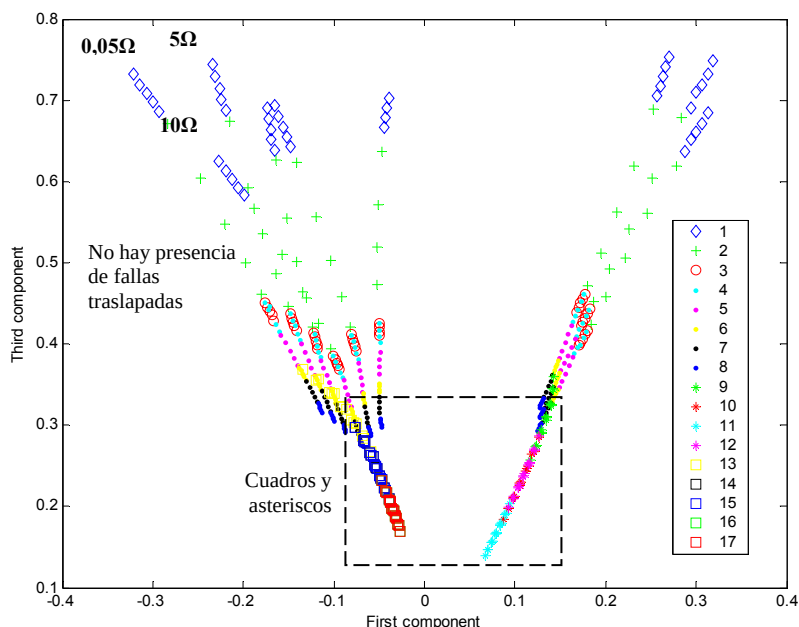


Figura 4.6. Primera y tercera componente de los datos de fallas MONOFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26 para resistencias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

De lo anterior se puede concluir que la primera y tercera componente principal de los datos de fallas monofásicas para los descriptores del grupo No. 26 permiten discriminar la distancia comprendida entre el alimentador y la localización de una falla dentro del sistema de distribución.

En la Tabla 4.4 se presenta la variabilidad explicada para cada una de las componentes principales de los datos de fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra con impedancias de falla de $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

Las tres primeras componentes principales explican más del 99% de la variabilidad de los datos correspondientes a los tres primeros tipos de fallas, mientras que con las dos primeras componentes se explica más del 99% de los datos correspondientes a fallas trifásicas y trifásicas a tierra. Esto como consecuencia del número de observaciones en este tipo de fallas con respecto a las demás.

Tipo de falla	Componente principal [%]					
	1	2	3	4	5	6
Monofásica	52,32	94,10	99,91	99,99	99,99	100
Bifásica	49,43	88,60	99,85	99,99	99,99	100
Bifásica a tierra	35,05	69,16	99,40	99,99	99,99	100
Trifásica	79,52	99,98	99,99	99,99	100	100
Trifásica a tierra	79,68	99,99	99,99	99,99	100	100

Tabla 4.4. Variabilidad explicada por las componentes principales para los datos de los cinco tipos de falla y el grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla entre $0,05\Omega$ y 10Ω .

En las Figura 4.7, Figura 4.8, Figura 4.9 y Figura 4.10 se muestra la distribución de los datos sobre la primera y tercera componente principal para cada uno de los tipos de fallas e impedancias de $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

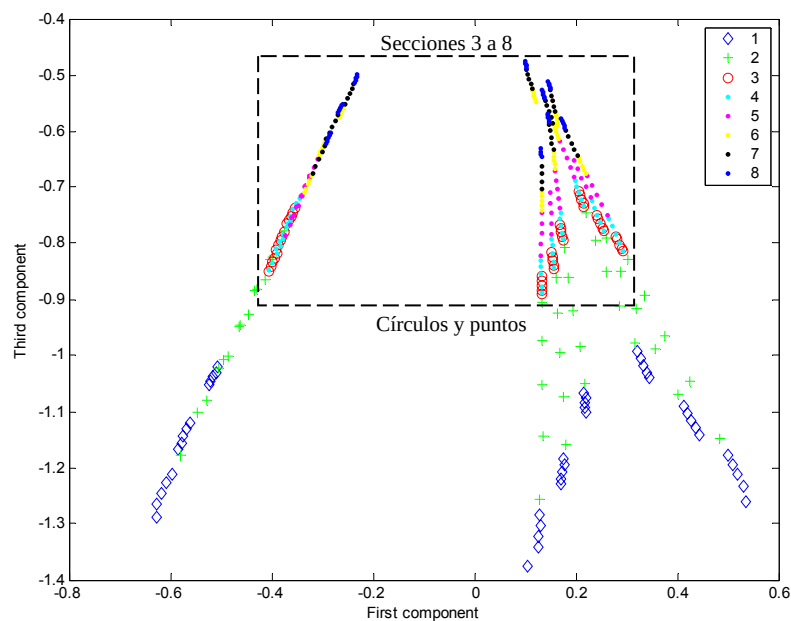


Figura 4.7. Primera y tercera componente de los datos de fallas BIFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

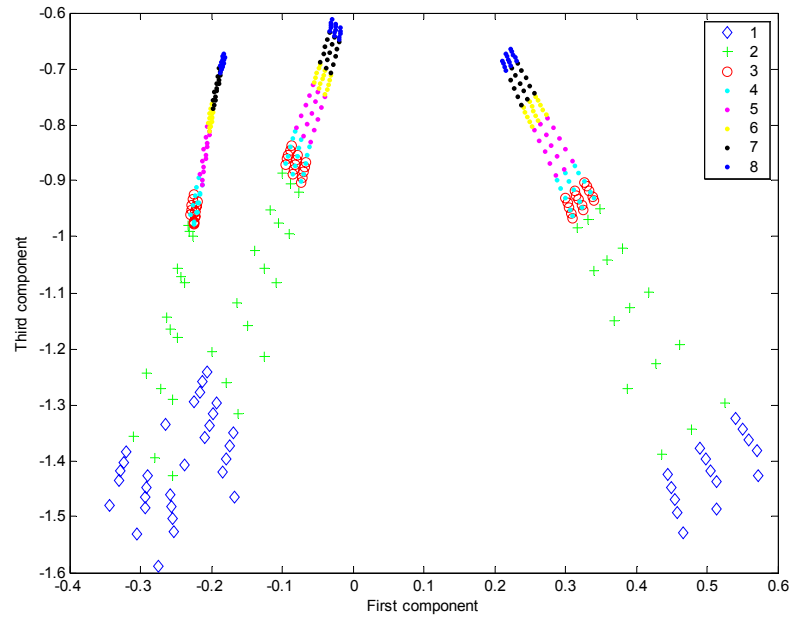


Figura 4.8. Primera y tercera componente de los datos de fallas BIFÁSICAS A TIERRA del grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

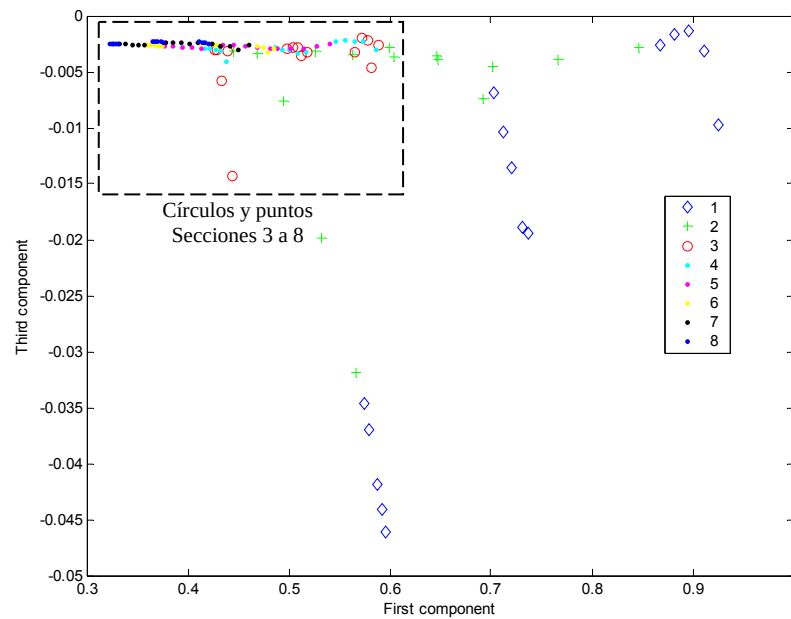


Figura 4.9. Primera y tercera componente de los datos de fallas TRIFÁSICAS del grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

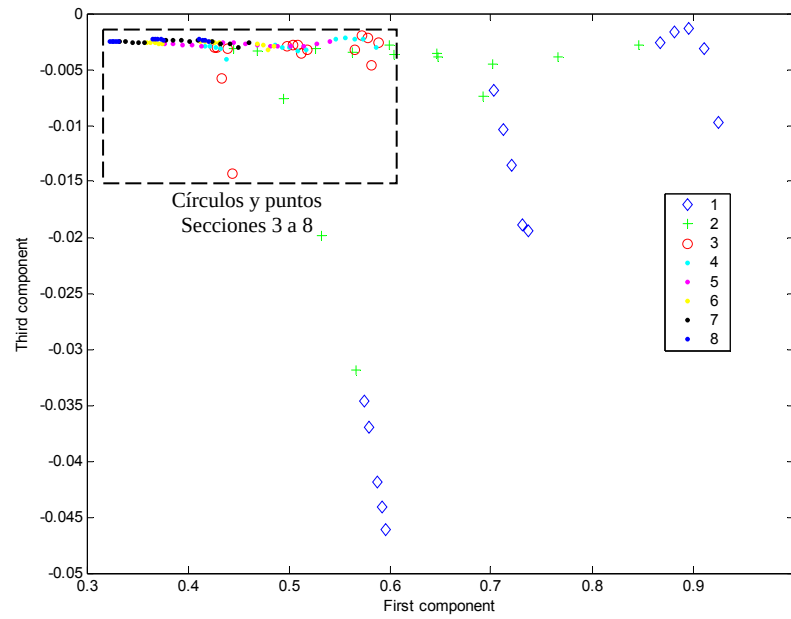


Figura 4.10. Primera y tercera componente de los datos de fallas TRIFÁSICAS A TIERRA del grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

5 APLICACIÓN DEL ALGORITMO RATAN DAS Y LAMDA A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En el presente capítulo se presenta la estimación de la distancia de falla en el sistema de distribución mencionado utilizando la técnica LAMDA y el método propuesto por Ratan Das. LAMDA se aplicará a la estimación de la región de ubicación de la falla mientras que Ratan Das se aplicará a la estimación del punto de ubicación de la falla dentro del sistema de distribución. Finalmente, se combinarán ambas técnicas en un modelo híbrido de localización de fallas, el cual se aplicará también al mismo sistema de distribución.

5.1 Sistema de distribución prototipo

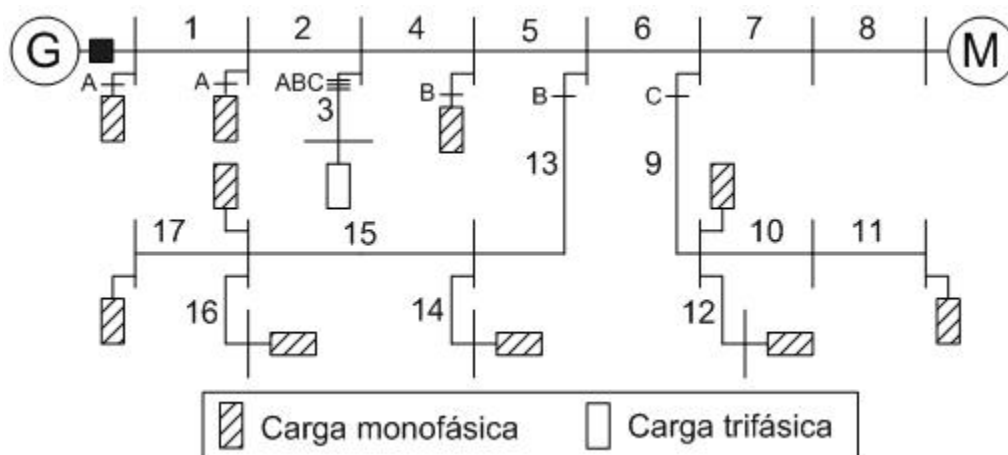


Figura 4.11. Diagrama unifilar del modelo de sistema de distribución prototipo.

5.1.1 Descripción

El sistema de distribución seleccionado para las pruebas de la metodología propuesta es el modelo de sistema utilizado en [Das98]. Este circuito ha sido utilizado para pruebas de distintos métodos de localización de fallas, como los encontrados en [MG05] y [JLCK02]. El diagrama unifilar de este sistema se muestra en la Figura 4.11. En el apéndice A.1 se presentan las especificaciones del sistema y los parámetros de las líneas y cargas, tales como: impedancias de secuencia, carga instalada, tipo de carga y factor de potencia.

Algunas de las características relevantes del sistema son:

- Tensión nominal de 25 kV.
- 10 cargas monofásicas y 2 trifásicas distribuidas a lo largo del circuito.
- El sistema está compuesto por 17 nodos con ramales monofásicos y trifásicos, los cuales presentan diferentes secciones de conductor en varios tramos de las líneas. Las secciones enumeradas de 1 a 8 son trifásicas, los ramales unidos a los nodos 5-6 y 6-7 son monofásicos conectados a las fases B y C respectivamente.
- Cada sección tiene una longitud alrededor de 3,5 km, lo cual implica aproximadamente un total de 60 km de línea.
- Las medidas de tensión y corriente se realizan en la cabecera del circuito.

5.1.2 Modelado

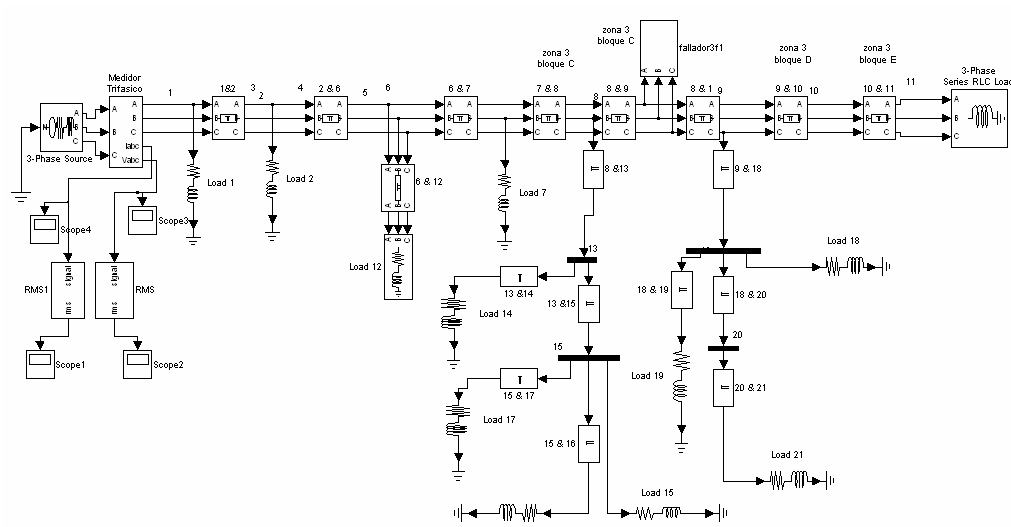


Figura 4.12. Circuito de distribución prototipo implementado en MatLab

En la Figura 4.12 se muestra el sistema de distribución prototipo implementado mediante *Power System BlockSet* en la plataforma *Simulink* de MatLab. Los modelos utilizados para representar cada uno de los componentes del sistema de distribución son los descritos en el Capítulo 6.

5.1.3 Simulación

En la presente sección se describirá el procedimiento utilizado para obtener la cantidad de información con la cual se realizarán los análisis estadísticos, entrenamiento y

validación de la técnica LAMDA y los de identificación y localización de fallas del algoritmo de localización propuesto por Ratan Das [Das98], [VQ05].

Para la realización del proceso de entrenamiento y validación de las herramientas basadas en inteligencia artificial es necesario contar con información. Debido al tipo y a la cantidad de información requerida, se realizaron simulaciones del sistema de distribución propuesto bajo condiciones de falla utilizando MatLab, para obtener una base de datos con señales de tensión y corriente.

Con la utilización de la herramienta *Power System Blockset* en la plataforma *Simulink* de MatLab, fue posible simular los 5 tipos de fallas presentes en sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica (fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra). Se realizaron por cada tipo de falla cinco fallas equidistantes en cada sección, es decir, las fallas se produjeron al 5%, 27,5%, 50%, 72,5% y 95% de cada sección.

Tipo de falla	Simulaciones MatLab	Resistencias de falla [Ω]
Monofásica	825	
Bifásica	600	
Bifásica a tierra	600	0,05, 5, 10,
Trifásica	200	25, 50
Trifásica a tierra	200	
TOTAL	2425	

Tabla 4.5. Número de simulaciones realizadas en MatLab

En la Tabla 4.5 se muestra el número de simulaciones realizadas por cada tipo de falla. Se observa adicionalmente que existe un número menor de simulaciones de fallas bifásicas y trifásicas, debido a la presencia de ramales monofásicos en el sistema de distribución.

5.2 Aplicación de la técnica LAMDA

Seguidamente se mostrarán los resultados obtenidos de la aplicación de la técnica de clasificación LAMDA a la localización de fallas en el sistema de distribución prototipo mostrado en la Figura 4.11.

5.2.1 Entrenamiento del sistema inteligente

Las fallas utilizadas para el entrenamiento fueron las fallas simuladas al 5%, 50% y 95% de cada sección, mientras que las fallas de validación fueron las simuladas al 27,5% y 72,5%. Las fallas se dividieron de esta manera porque permiten una mejor valoración de la capacidad de generalización de la red LAMDA, debido a que las fallas utilizadas en el proceso de validación tienen ubicaciones distintas a las utilizadas durante el proceso de entrenamiento.

Se presenta en la Tabla 4.6 el número de datos utilizados tanto para el entrenamiento como para la validación del sistema inteligente de cada uno de los cinco tipos de falla. Es importante precisar que el número de datos se redujo debido a que se suprimieron las fallas para impedancias de 25Ω y 50Ω , las cuales corresponden a 970 observaciones de fallas.

Tipo de falla	Entrenamiento	Validación	Simulaciones
Monofásica	297	198	495
Bifásica	216	144	360
Bifásica a tierra	216	144	360
Trifásica	72	48	120
Trifásica a tierra	72	48	120
TOTAL	873	582	1455

Tabla 4.6. Número de datos para entrenamiento y validación

El proceso de entrenamiento fue supervisado y consistió en introducir los datos de fallas a cada una de las cinco redes basadas en la técnica LAMDA que en conjunto conforman el sistema inteligente, es decir, una red LAMDA encargada para un tipo específico de falla. De esta manera, se acondicionaron los parámetros de cada una de las clases, de cada una de las cinco redes LAMDA.

El número de clases de cada una de las cinco redes se determinó partiendo de considerar cada sección del sistema como una clase. Esto es, se consideró que cada una de las fallas de cada sección tiene un comportamiento diferente con respecto a las fallas de las secciones vecinas, y después, se agrupó en una misma clase cada una de

las secciones que tenían un comportamiento similar, conformando finalmente lo que de ahora en adelante se denomina *zona de falla*.

En las Figura 4.13 y Figura 4.14 se presentan cada una de las clases seleccionadas por la red monofásica y por la red bifásica con los datos respectivos de entrenamiento (297 monofásicos y 216 bifásicos) y tomando como una clase a cada una de las secciones. Por esta razón en la red monofásica (Figura 4.13) hay presentes 17 posibles zonas de falla, mientras que en la red bifásica sólo 8. La información contenida en estos gráficos es el punto de partida para decidir que secciones fusionar para conformar con ellas una única zona de falla. El proceso de cálculo realizado para estimar la posible sección de ubicación de cada una de las fallas, se describe en el apéndice D.

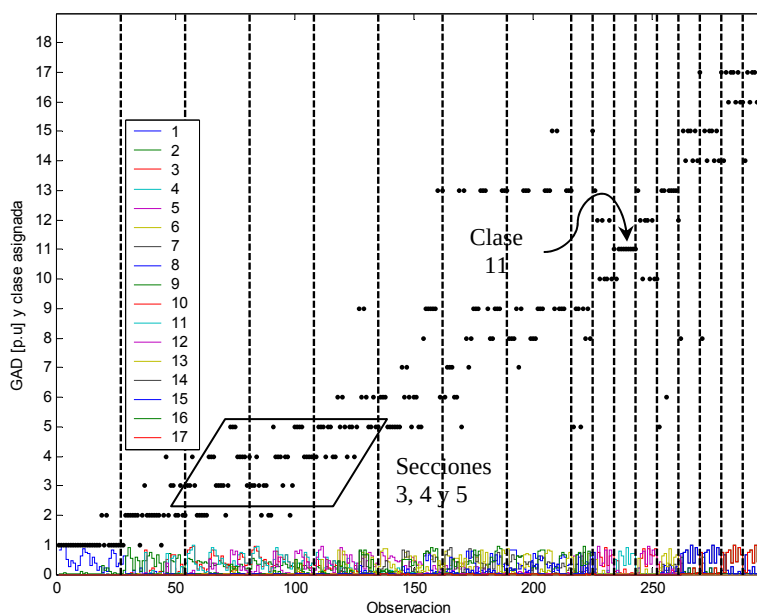


Figura 4.13. GAD y sección asignada durante el proceso de ENTRENAMIENTO de la red MONOFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

La clase 11 en los datos monofásicos de la Figura 4.13 tiene 100% de acierto, entonces esta sección podría considerarse como una sola zona de falla. Las secciones 3, 4 y 5 de la misma gráfica por el contrario tiene un porcentaje de aciertos relativamente bajo, debido a que la red se confunde con las falla de estas tres secciones, por lo cual es conveniente fusionarlas y conformar una única zona de falla.

Realizando el mismo análisis con los datos de fallas bifásicas de la Figura 4.14 y con los demás tipos de falla, es posible seleccionar cada una de las secciones que conformarán cada zona de falla como se muestra en la Tabla 4.7.

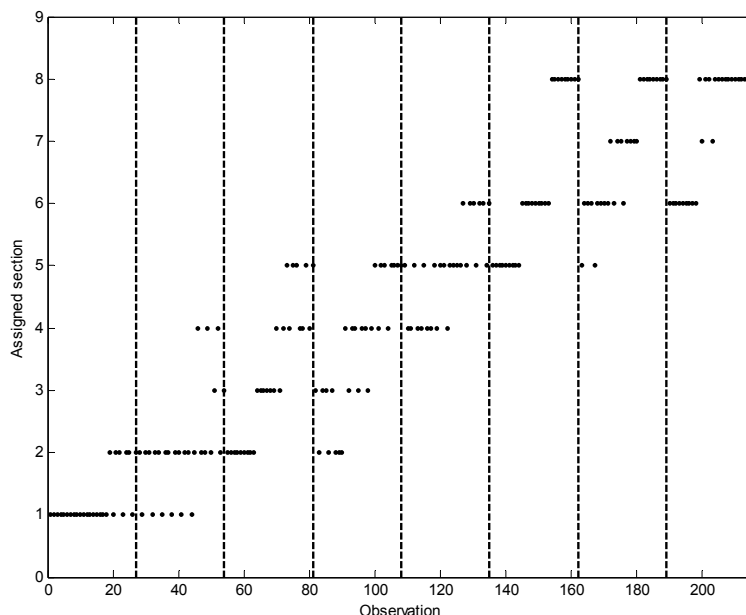


Figura 4.14. GAD y sección asignada durante el proceso de ENTRENAMIENTO de la red BIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

Zona de falla	Monofásica [secciones]	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica [secciones]	Trifásica a tierra
1	1, 2			1, 2	
2	3, 4, 5			3, 4, 5	
3	6, 7, 8			6, 7, 8	
4	9, 10, 12				
5	11		No presenta esta zona		
6	13,14,15,16,17				

Tabla 4.7. Secciones que conforman cada una de las Zonas de falla

En la Tabla 4.7 se nota que los tipos de falla bifásica, bifásica a tierra, trifásica y trifásica a tierra comparten las mismas zonas de falla, por consiguiente el sistema de distribución en estudio tendrá únicamente dos esquemas de posibles zonas de falla, es decir, uno para zonas monofásicas y otro para las demás, en la Figura 4.15 se muestran estos esquemas.

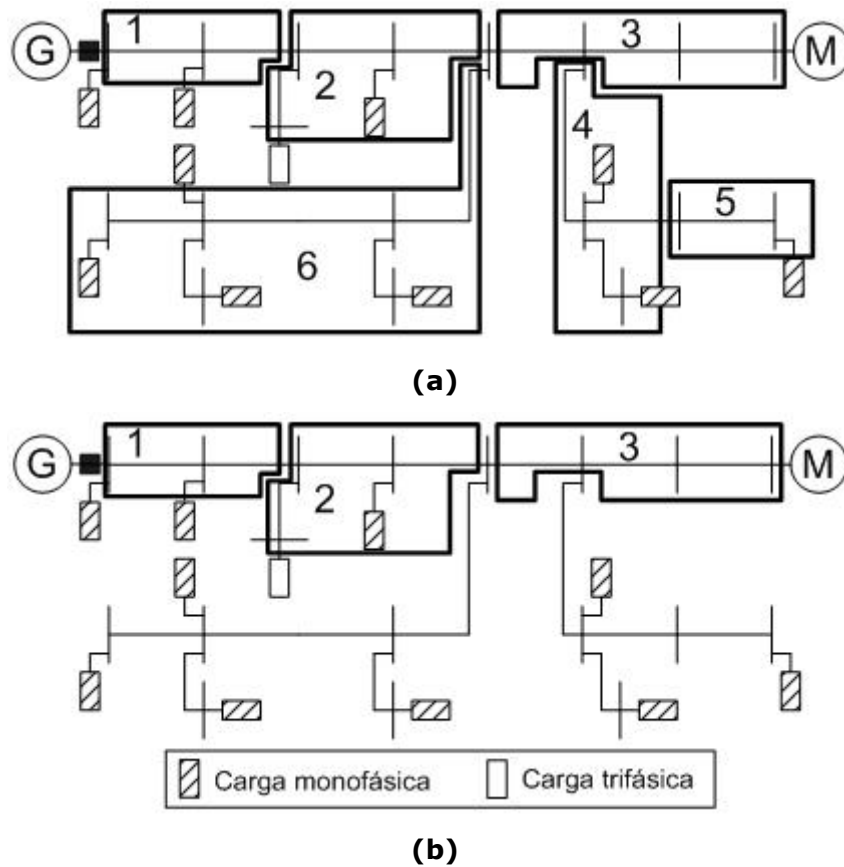


Figura 4.15. Zonas de falla. (a) Monofásicas (b) Bifásica, bifásica a tierra, trifásica, trifásica a tierra.

5.2.2 Validación del sistema inteligente

En las Figura 4.16, Figura 4.17 y Figura 4.18 se presentan los resultados de clasificación con los datos de validación de la red monofásica, bifásica y trifásica respectivamente. El número de zonas de falla y cada una de las secciones que la conforman esta de acuerdo con lo consignado en la Tabla 4.7.

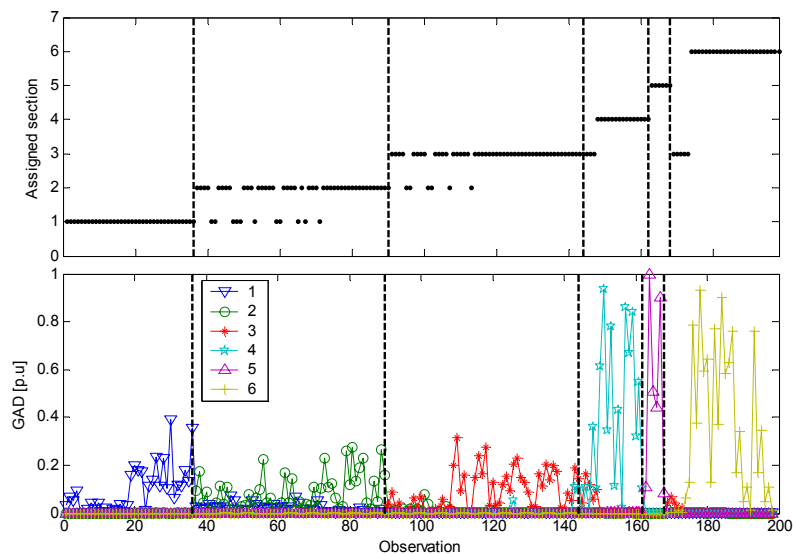


Figura 4.16. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red MONOFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

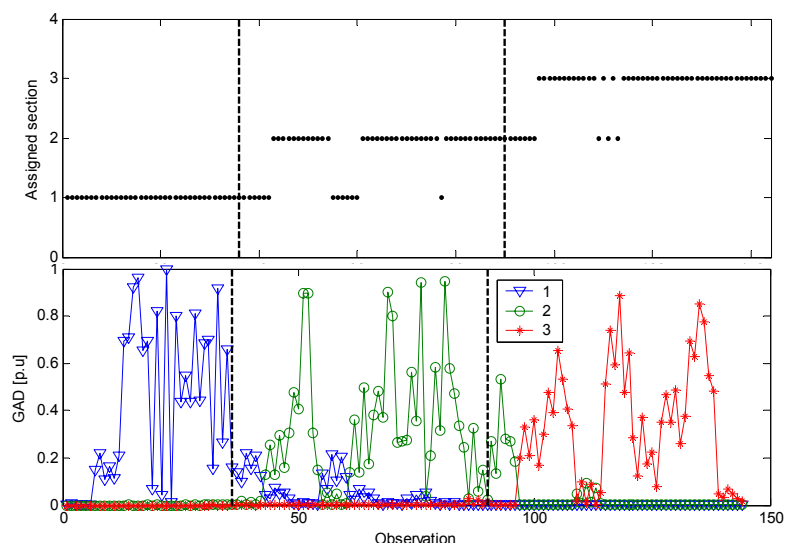


Figura 4.17. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red BIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

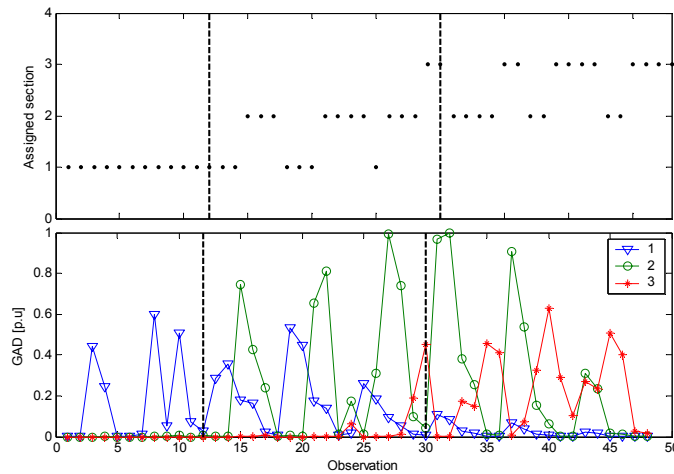


Figura 4.18. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red TRIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Grupo de descriptores No. 26 e impedancias de falla $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

En la parte inferior de cada una de estas figuras se describe el comportamiento del GAD de cada una de las zonas de falla, manifestándose un comportamiento gaussiano con medias y desviaciones distintas con respecto a las otras zonas de falla. Este comportamiento del GAD es muy importante porque permite confirmar que el clasificador es capaz de discriminar entre cada uno de los grupos de clasificación, que en este caso corresponde a las posibles zonas de falla.

En la Tabla 4.8 se presenta el número de aciertos de cada una de la redes durante el proceso de validación.

Zona de falla	Monofásica	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica	Trifásica a tierra
	[Aciertos]	[Aciertos]	[Aciertos]	[Aciertos]	[Aciertos]
1	36/36:100	36/36:100	36/36:100	12/12:100	12/12:100
2	41/54:76	40/54:74	39/54:72	13/18:72	13/18:72
3	40/54:74	46/54:85	43/54:80	13/18:72	13/18:72
4	12/18:67				
5	6/6:100	No presenta esta zona de falla			
6	19/30:63				
Totales	154/198:78	122/144:85	118/144:82	38/48:79	38/48:79
	470/582:81%				

Tabla 4.8. Resultados de validación de cada una de las cinco redes basadas en la técnica LAMDA

En general, en la Tabla 4.8 se aprecia que utilizando los descriptores del grupo No. 26, detallados en el Capítulo 4, los resultados obtenidos son buenos y que con la implementación de esta metodología es posible mejorar los índices de calidad referentes a la continuidad del suministro de energía eléctrica, debido a que se reducirían los tiempos de acceso⁷ y de recorrido⁸ hasta el punto de falla, permitiendo restablecer eficientemente el suministro de la energía eléctrica [CRR93] [BCR05], [Bar05].

Finalmente, podemos concluir que la Búsqueda de la Proyección y el Análisis de Componentes Principales en conjunto son herramientas útiles para determinar el comportamiento de los diferentes tipos de falla en los sistemas de distribución. A través de las componentes principales de los datos de falla del grupo No. 26 ($H_a H_b H_c \max H \sigma H \overline{H}$), es posible discriminar la ubicación de las fallas dentro de un sistema de distribución desbalanceado, y además, la fase o fases que intervienen en la misma. En el apéndice D se describe mediante un ejemplo numérico el proceso de clasificación de huecos de tensión combinando el análisis de componentes principales con la técnica de clasificación LAMDA, para los descriptores del grupo No. 26.

5.3 Aplicación del algoritmo Ratan Das

Ahora se mostrarán los resultados obtenidos de la aplicación del algoritmo propuesto por Ratan Das a la localización de fallas en el sistema de distribución prototipo descrito en el numeral 5.1.1 y mostrado en la Figura 4.11.

5.3.1 Análisis general de Resultados

Para el análisis de los resultados de identificación y localización de las fallas del sistema de distribución prototipo, entregados por el algoritmo propuesto por Ratan Das, se debe tener presente lo siguiente:

⁷ Tiempo de acceso: Tiempo para acceder a la red con el objeto de comenzar la búsqueda de la falla [8].

⁸ Tiempo de recorrido: Tiempo que se tarda en recorrer la parte afectada de la red para determinar el punto exacto donde se ha producido la falla [8].

Identificador numérico	Fase o fases falladas	Tipo de falla
0		No identificada
1	A	Monofásicas
2	B	
3	C	
4	AB	Bifásicas
5	BC	
6	AC	
7	ABt	Bifásicas a tierra
8	BCt	
9	ACt	
10	ABC y ABCt	Trifásicas y trifásicas a tierra

Tabla 4.9. Identificadores numéricos para cada uno de los tipos de falla

1. Los parámetros de entrada del algoritmo son:
 - a. Los argumentos y magnitudes de las tensiones y corrientes de fase en estado estable (fasores).
 - b. Los fasores de tensiones y corrientes de fase en estado de falla.
 - c. La corriente umbral de falla. Obtenida de un análisis de cortocircuito del sistema de distribución en estudio y le permite al algoritmo determinar la magnitud de corriente a partir de la cual el sistema se encuentra en falla.
 - d. La distancia e impedancias de secuencia de cada sección, carga instalada, entre otros que corresponden a los parámetros del circuito como se muestra en el Apéndice A.1.
2. Los parámetros de salida del algoritmo son:
 - a. El tipo de falla. Identificador numérico que representa a un tipo de falla y la fase fallada respectivamente, tal como se indica en la Tabla 4.9.
 - b. La ubicación o las múltiples ubicaciones de la falla a localizar. La cantidad de posibles ubicaciones depende de la topología del circuito de distribución. La múltiple estimación es consecuencia de que el algoritmo de localización estime la ubicación de la falla a partir de la impedancia existente entre el alimentador y la verdadera ubicación de la falla.

Teniendo presente lo anterior, como parámetros de entrada al método Ratan Das, se tomaron los fasores de las tensiones y corrientes de fallas vistas desde el alimentador para las 2425 fallas simuladas y utilizadas para el entrenamiento y validación de la

técnica LAMDA. La corriente umbral utilizada fue de 70 A, la cual fue obtenida a través de un análisis de cortocircuito y sugerida en [RDAS]. En la Figura 4.19 se observan de manera general, los resultados arrojados por el algoritmo propuesto por Ratan Das para las 2425 falla simuladas. En ella se visualizan la resistencia de falla, el número de la falla dentro de la base de datos de fallas simuladas y el identificador del tipo de falla según lo descrito en la Tabla 4.9. Se observa también, que el algoritmo no fue capaz de localizar y tampoco de identificar el tipo de un número pequeño de fallas (monofásicas, trifásicas y trifásicas a tierra) para los cinco tipos de resistencias de falla (Ejes 'Resistencia de falla' Vs 'Falla').

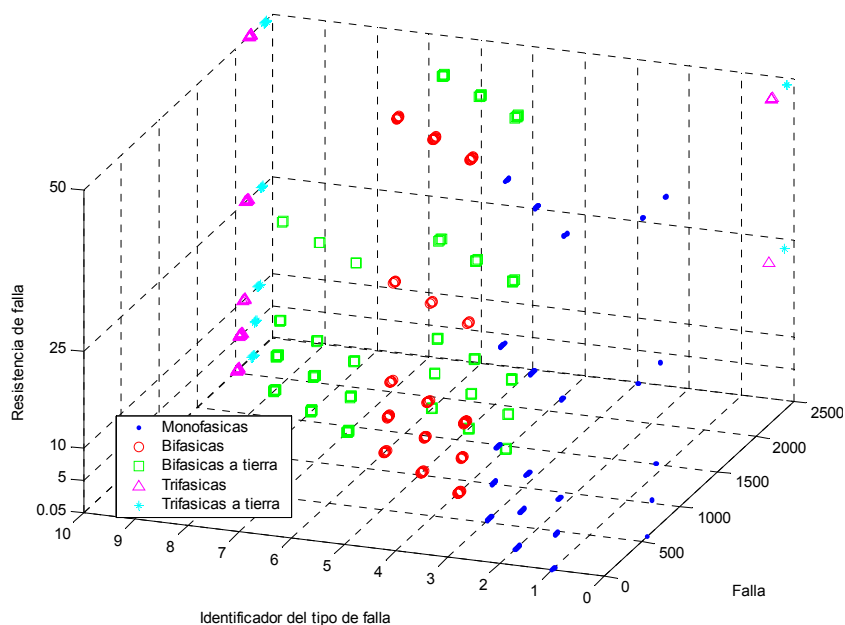


Figura 4.19. Resultados generales arrojados por el algoritmo Ratan Das

En la Figura 4.20, se observa con mejor detalle el plano 'Resistencia de falla' Vs 'Falla', y se puede notar claramente que sólo un bajo porcentaje correspondiente al 2,35% (49 monofásicas, 4 trifásicas y 4 trifásicas a tierra, ver Tabla 4.10) de la cantidad total de fallas no pudo ser estimada por el algoritmo Ratan Das (identificador de falla igual a cero, recuadros en línea punteada en la Figura 4.20), esto sucede porque el algoritmo no converge para esos determinados parámetros de entrada.

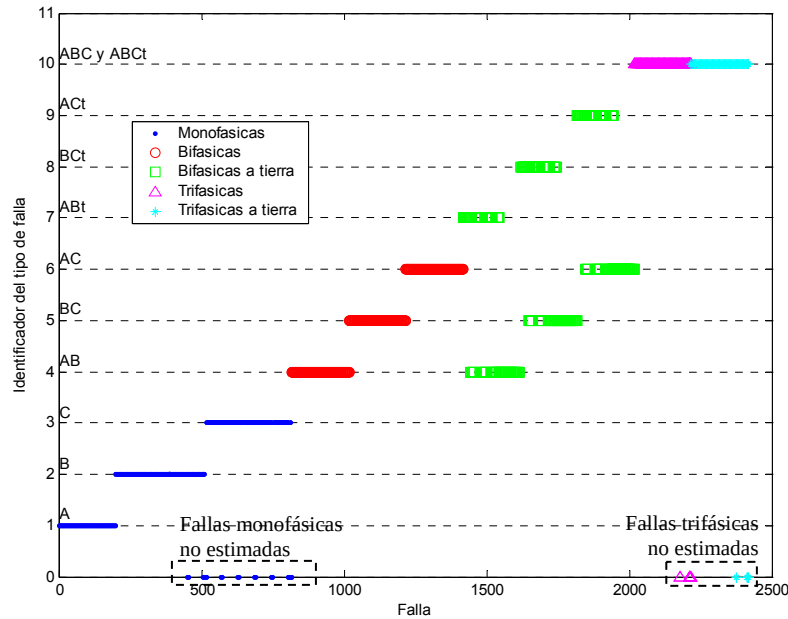


Figura 4.20. Tipo de falla y fase fallada estimada por el algoritmo Ratan Das

Por otro lado, es posible visualizar que el algoritmo se confunde en la estimación del tipo de fallas bifásicas tierra, esto es, el algoritmo se confunde considerando que la falla es de tipo bifásica.

5.3.1.1 Ubicación y tipo de falla

Hasta el momento sólo se habían analizado los resultados según el tipo de falla arrojado por el algoritmo propuesto por Ratan Das [Das98], [VQ05]. En la Figura 4.21, se muestran los aciertos obtenidos, tanto en el tipo de falla como en su ubicación (sección) dentro del sistema. En la Figura 4.21 los datos están clasificados según el tipo de falla (monofásicas, bifásica, bifásica a tierra, trifásica y trifásica a tierra).

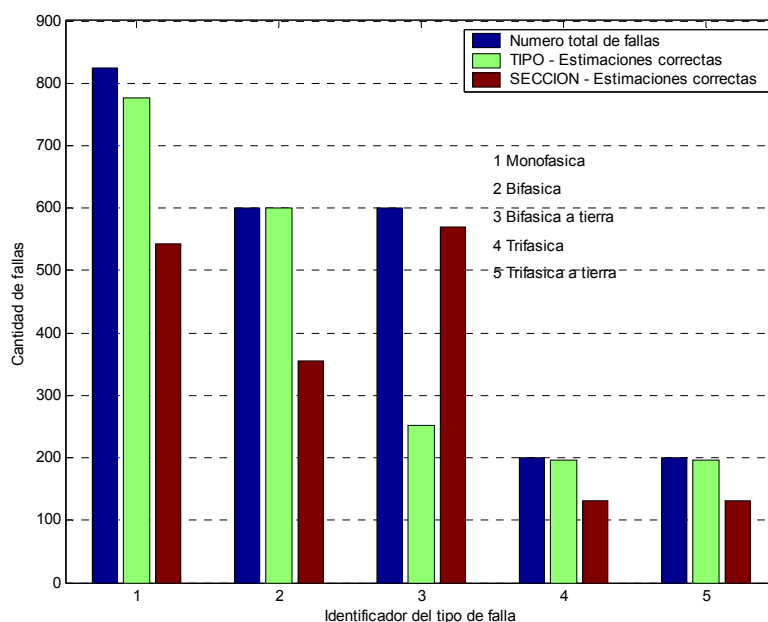


Figura 4.21. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de la falla.

Según las estadísticas de la Figura 4.21, la cantidad de estimaciones correctas para el tipo de falla es bueno para los cinco tipos de falla, excepto para las fallas bifásicas a tierra en donde el algoritmo sólo estimó correctamente el 42% de las 600 fallas bifásicas a tierra, esto como resultado de que el algoritmo confundió las fallas bifásicas a tierra con las bifásicas, según lo descrito anteriormente en la Figura 4.20, es decir, al otro 58% de las fallas bifásicas a tierra el algoritmo Ratan Das arrojó los identificadores de los tres correspondientes tipos de falla bifásica (4, 5 y 6 respectivamente). Este fenómeno no se considera tan grave debido a que la confusión del algoritmo es entre dos tipos de falla de la misma naturaleza, esto es, dos fases.

Con respecto a la estimación de la sección donde se produjo la falla, los resultados no tienen el mismo comportamiento de los encontrados en la estimación del tipo de falla, por el contrario, curiosamente en las fallas bifásicas a tierra es donde se obtuvo la mayor cantidad de estimaciones correctas para la sección de ubicación de la falla, correspondiente a un 95% del total de falla bifásicas a tierra.

En la Tabla 4.10 se presentan las estadísticas de la cantidad de aciertos tanto en el tipo de falla como en la sección de ubicación de la falla para los cinco tipos de fallas y tres grupos distintos de resistencias de falla.

GRUPO 1: Resistencia de falla 0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω, 50Ω						
Tipo falla	Número de Simulaciones	Estimaciones Ratan Das	Tipo de falla		Sección fallada	
			Aciertos	Aciertos[%]	Aciertos	Aciertos[%]
Monofásicas	825	817	776	94,06	543	65,82
Bifásicas	600	600	600	100,00	355	59,17
Bifásicas a tierra	600	600	252	42,00	570	95,00
Trifásica	200	200	196	98,00	131	65,50
Trifásicas a tierra	200	200	196	98,00	131	65,50
Totales	2425	2417	2020	83,30%	1730	71,34%

GRUPO 2: Resistencia de falla 0,05Ω, 5Ω, 10Ω, 25Ω						
Monofásicas	660	657	638	96,67	502	155,00
Bifásicas	480	480	480	100,00	342	138,00
Bifásicas a tierra	480	480	252	52,50	456	24,00
Trifásica	160	160	159	99,38	128	32,00
Trifásicas a tierra	160	160	159	99,38	128	32,00
Totales	1940	1937	1688	87,01%	1556	80,21%

GRUPO 3: Resistencia de falla 0,05Ω, 5Ω, 10Ω						
Monofásicas	495	495	485	97,98	399	80,61
Bifásicas	360	360	360	100,00	291	80,83
Bifásicas a tierra	360	360	234	65,00	342	95,00
Trifásica	120	120	120	100,00	110	91,67
Trifásicas a tierra	120	120	120	100,00	110	91,67
Totales	1455	1455	1319	90,65%	1252	86,05%

Tabla 4.10. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de la falla para tres grupos de resistencias de falla.

Las estadísticas de la Tabla 4.10 se separaron en tres grupos de resistencias con la intención de observar el comportamiento del porcentaje de aciertos tanto en el tipo de falla como en la estimación de la ubicación de la falla, a medida que se suprimían las fallas correspondientes a las resistencias de falla más altas, 25 Ω y 50Ω. Finalmente, al igual que lo sucedido durante la selección de los datos de entrenamiento de la redes LAMDA en la sección 3.2 “Aplicación de la técnica LAMDA”, el método Ratan Das presenta mejor porcentaje de aciertos para las fallas del grupo de resistencias de falla de 0,05Ω, 5Ω y 10Ω. Comparando los resultados del Grupo 1 con los del Grupo 3 de la Tabla 4.10, observamos que el porcentaje de aciertos en cuanto a la estimación del tipo de falla se incrementa de 83,3% a 90,65% (+7,35%) mientras que la estimación de la ubicación de la falla de 71,34% a 86,05% (+14,71%); apreciándose por estos porcentajes que la resistencia de falla tiene mayor influencia en la estimación de ubicación de la falla que en la estimación del tipo de falla en el algoritmo propuesto por Ratan Das. Teniendo esto presente se suprimieron las fallas para resistencias de 25 Ω y 50Ω, debido a que por razones obvias, en estudios de localización de fallas es más

relevante la estimación de la ubicación de la falla que la identificación del tipo de falla. En las Figura 4.22, Figura 4.23 y Figura 4.24, se muestran la distribución de las fallas para el grupo de resistencias $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

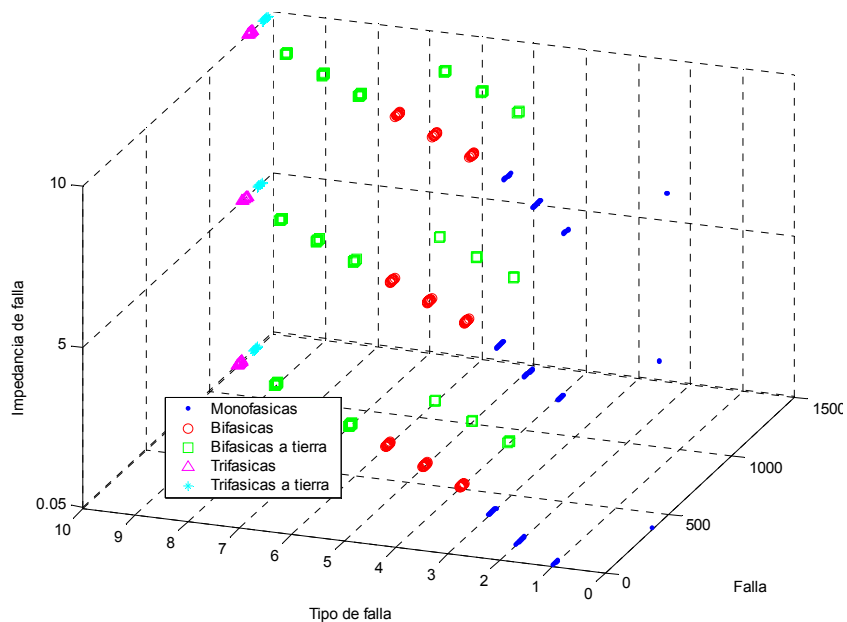


Figura 4.22. Resultados generales arrojados por el algoritmo Ratan Das. Resistencias de falla de $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

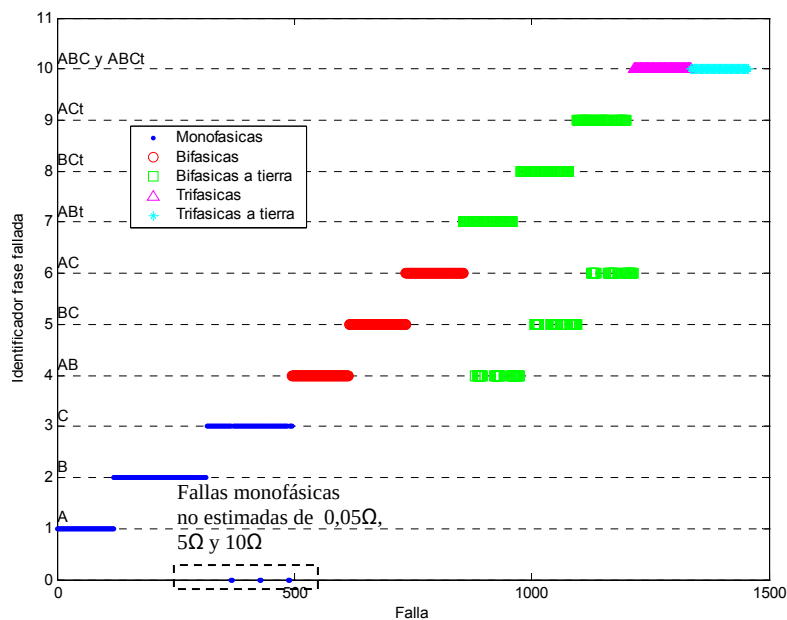


Figura 4.23. Tipo de falla y fase fallada estimada por el algoritmo Ratan Das. Resistencias de falla de $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

A diferencia de las Figura 4.19 y Figura 4.20, en las Figura 4.22 y Figura 4.23, las 4 fallas trifásicas y las 4 trifásicas a tierra que el algoritmo no pudo identificar se quitaron debido a que correspondían a resistencias de falla de 25Ω y 50Ω . Por el contrario, las fallas monofásicas no identificadas continúan presentes.

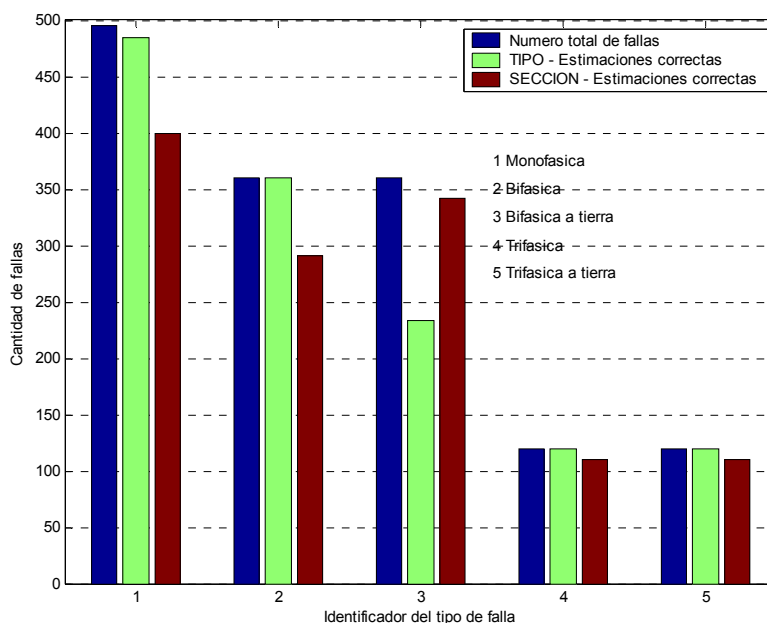


Figura 4.24. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de la falla. Resistencias de falla de $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω .

La proporción de aciertos se mejora notablemente, esto puede confirmarse con lo datos presentados en la Figura 4.24. Los datos numéricos para cada una de las tres figuras anteriores se pueden consultar en los datos del grupo 3 de Tabla 4.10.

5.3.1.2 Análisis por secciones

A continuación se analizarán los resultados clasificados según las 17 secciones del sistema de distribución prototipo.

En la Figura 4.25, se visualiza el comportamiento del algoritmo Ratan Das para las tres resistencias y los cinco tipos de fallas producidas en cada una de las secciones del sistema. Por ejemplo, según la Figura 4.25, para la sección 1, el algoritmo acertó en cuanto a la ubicación de la falla en un 98,18%, es decir, el algoritmo estimó correctamente casi el total de la suma de todas las fallas monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra, producidas en la sección 1 para las

resistencias de $0,05\Omega$, 5Ω y 10Ω . Igualmente, el porcentaje de estimaciones del tipo de falla en la misma sección fue del 100%.

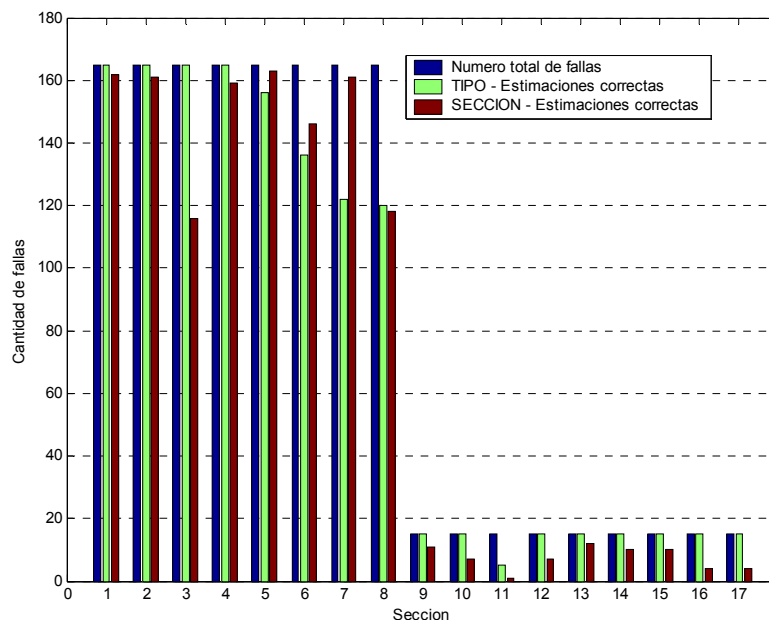


Figura 4.25. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de la falla para los cinco tipos de fallas en cada sección.

Podemos afirmar, según lo consignado en la Figura 4.25, que el algoritmo presenta porcentajes de acierto superiores al 75% para las secciones 1 hasta la 8, las cuales corresponden a las secciones que hacen parte del ramal trifásico del sistema prototipo. De estas secciones las que tuvieron un menor porcentaje de aciertos en cuanto a la ubicación de la falla fueron las secciones 3 y 8, esto como consecuencia de la mala estimación del algoritmo en la ubicación de las fallas bifásicas en ambas secciones, esto se corroborará mas adelante en la Figura 4.27. En estas ocho secciones se realizaron los cinco tipos de fallas mencionadas anteriormente, y de allí la razón del mayor cantidad de fallas con respecto a las secciones 9 hasta la 17, donde sólo existe una fase y por ende se produjeron sólo fallas tipo monofásicas. En el ramal monofásico conectado a la fase 'C', correspondiente a las secciones 9 a 12, los resultados no son tan prometedores como los arrojados para las secciones 1 a 8. Además, las secciones de este ramal en donde se obtuvo un menor nivel de acierto corresponden a las secciones terminales del ramal, 11 y 12 respectivamente. Resultados similares se obtuvieron para el ramal monofásico conectado a la fase 'B', correspondiente a las secciones 13 a 17, en donde las secciones con menor porcentaje de acierto fueron las secciones 16 y 17, las cuales son las secciones terminales del ramal.

En las Figura 4.26, Figura 4.27, Figura 4.28 y Figura 4.29 se presentan los mismos resultados de la Figura 4.25 pero para cada tipo de falla, esto es, en estas cuatro figuras sólo se presenta un tipo de falla en cada sección. Por ejemplo, de estas se puede notar que el número de desaciertos en la estimación de la ubicación de la falla en la sección 1 (ver Figura 4.19) corresponde a 3 fallas como se observa en las Figura 4.26 y Figura 4.29 (1 monofásica, 1 trifásica y 1 trifásica a tierra), en otras palabras, el algoritmo Ratan Das fue capaz de estimar correctamente en esta sección tanto el tipo, como la ubicación de todas las fallas bifásicas y bifásicas a tierra producidas en la sección 1.

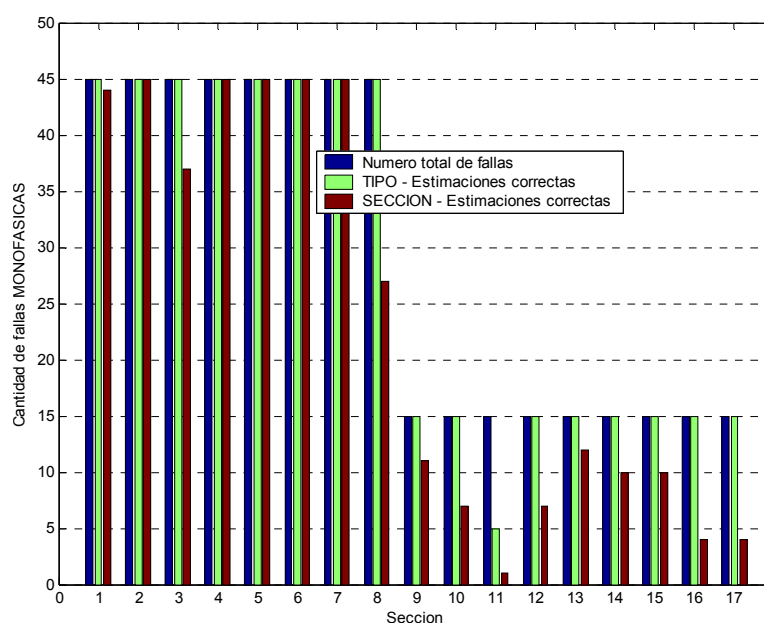


Figura 4.26. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de falla MONOFÁSICAS.

La estimación de la ubicación de la falla en las secciones 3 y 8 fue relativamente baja a causa de que el porcentaje de aciertos para las fallas bifásicas producidas en esas secciones fue muy bajo (31,11% y 53,33% respectivamente), es decir, en estas dos secciones el desempeño fue deficiente en cuanto a la ubicación de la falla porque el algoritmo Ratan Das arrojó un porcentaje de aciertos muy bajo para las falla bifásicas producidas en las sección 3 y 8.

Las fallas trifásicas y trifásicas a tierra, ver Figura 4.29, en general tuvieron un porcentaje de aciertos muy aceptable, lo cual permite intuir que el algoritmo no presentó dificultad en estimar el tipo y ubicación de las fallas de esta naturaleza.

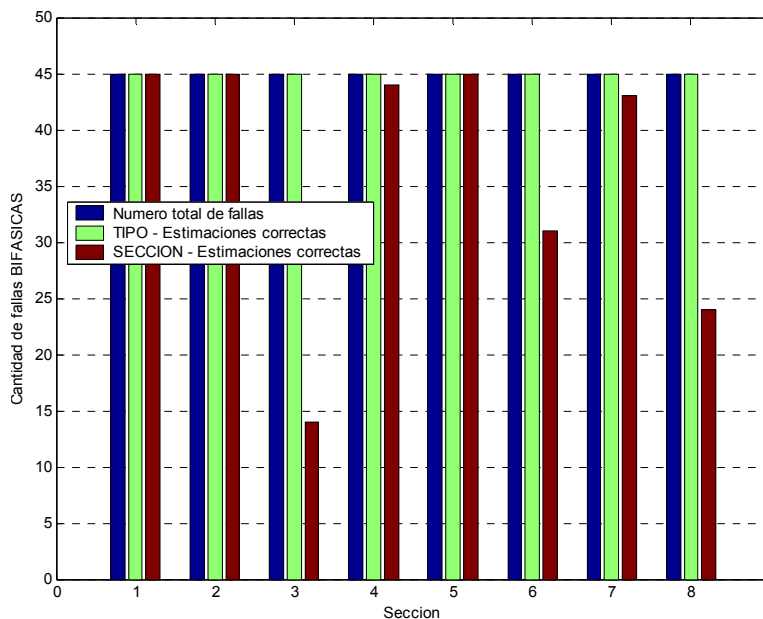


Figura 4.27. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de falla BIFÁSICAS.

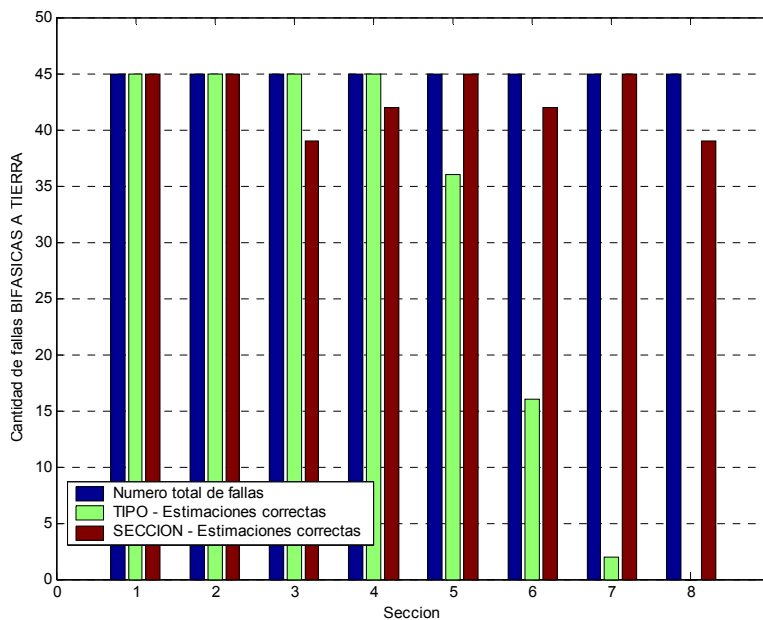


Figura 4.28. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de falla BIFÁSICAS A TIERRA.

Análogamente, en las secciones 6 y 7 la estimación del tipo de falla fue deficiente a causa de que el algoritmo Ratan Das arrojó un porcentaje de acierto de 35,55% y 4,44% en las fallas bifásicas a tierra producidas en estas dos secciones. Para los demás tipos de falla producidas en esta sección los resultados fueron del 100% de aciertos.

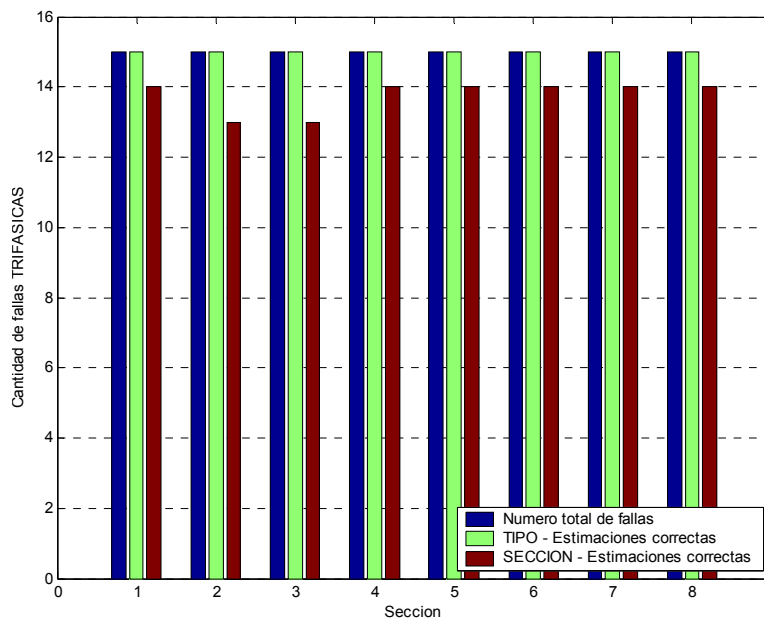


Figura 4.29. Cantidad de fallas y aciertos en la estimación del tipo y sección de ubicación de falla TRIFÁSICAS y TRIFÁSICAS A TIERRA.

En las, Tabla 4.11 Tabla 4.12, Tabla 4.13 y Tabla 4.14 se presenta con mejor detalle los resultados tabulados para cada una de las figuras anteriores.

FALLA MONOFÁSICA																			
Tipo																			
Resistencia falla [Ω]	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Aciertos	Aciertos [%]
0,05	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	5/5	5/5	2/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	162/165	98,18
5	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	5/5	5/5	2/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	162/165	98,18
10	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	5/5	5/5	1/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	161/165	97,58
Totales	45/45	45/45	45/45	45/45	45/45	45/45	45/45	45/45	15/15	15/15	5/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	485/495	97,98

Ubicación																			
0,05	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	9/15	4/5	3/5	1/5	3/5	4/5	4/5	4/5	2/5	2/5	141/165	85,45
5	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	9/15	4/5	2/5	0/5	2/5	4/5	3/5	3/5	1/5	1/5	134/165	81,21
10	14/15	15/15	7/15	15/15	15/15	15/15	15/15	9/15	3/5	2/5	0/5	2/5	4/5	3/5	3/5	1/5	1/5	124/165	75,15
Totales	44/45	45/45	37/45	45/45	45/45	45/45	45/45	27/45	11/15	7/15	1/15	7/15	12/15	10/15	10/15	4/15	4/15	399/495	80,61

Tabla 4.11. Comportamiento del algoritmo Ratan Das en la estimación de las fallas MONOFÁSICAS.

FALLA BIFÁSICA										
Tipo										
Resistencia falla [Ω]	1	2	3	4	5	6	7	8	Aciertos	Aciertos [%]
0,05	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	120/120	100
5	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	120/120	100
10	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	120/120	100
Totales	45/45	45/45	45/45	45/45	45/45	45/45	45/45	45/45	360/360	100

Ubicación										
0,05	15/15	15/15	13/15	14/15	15/15	14/15	15/15	13/15	114/120	95,00
5	15/15	15/15	1/15	15/15	15/15	14/15	15/15	11/15	101/120	84,17
10	15/15	15/15	0/15	15/15	15/15	3/15	13/15	0/15	76/120	63,33
Totales	45/45	45/45	14/45	44/45	45/45	31/45	43/45	24/45	291/360	80,83

Tabla 4.12. Comportamiento del algoritmo Ratan Das en la estimación de las fallas BIFÁSICAS.

FALLA BIFÁSICA A TIERRA										
Tipo										
Resistencia falla [Ω]	1	2	3	4	5	6	7	8	Aciertos	Aciertos [%]
0,05	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	14/15	2/15	0/15	91/120	75,83
5	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	2/15	0/15	0/15	77/120	64,17
10	15/15	15/15	15/15	15/15	6/15	0/15	0/15	0/15	66/120	55,00
Totales	45/45	45/45	45/45	45/45	36/45	16/45	2/45	0/45	234/360	65,00
Ubicación										
0,05	15/15	15/15	13/15	14/15	15/15	14/15	15/15	13/15	114/120	95,00
5	15/15	15/15	13/15	14/15	15/15	14/15	15/15	13/15	114/120	95,00
10	15/15	15/15	13/15	14/15	15/15	14/15	15/15	13/15	114/120	95,00
Totales	45/45	45/45	39/45	42/45	45/45	42/45	45/45	39/45	342/360	95,00

Tabla 4.13. Comportamiento del algoritmo Ratan Das en la estimación de las fallas BIFÁSICAS A TIERRA.

FALLA TRIFÁSICA Y TRIFÁSICA A TIERRA										
Tipo										
Resistencia falla [Ω]	1	2	3	4	5	6	7	8	Aciertos	Aciertos [%]
0,05	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	40/40	100,00
5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	40/40	100,00
10	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	40/40	100,00
Totales	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	15/15	120/120	100,00
Ubicación										
0,05	5/5	4/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	39/40	97,50
5	5/5	4/5	4/5	5/5	5/5	5/5	5/5	5/5	38/40	95,00
10	4/5	5/5	4/5	4/5	4/5	4/5	4/5	4/5	33/40	82,50
Totales	14/15	13/15	13/15	14/15	14/15	14/15	14/15	14/15	110/120	91,67

Tabla 4.14. Comportamiento del algoritmo Ratan Das en la estimación de las fallas TRIFÁSICAS Y TRIFÁSICAS A TIERRA.

5.4 Localizador híbrido Ratan Das – LAMDA

En esta sección se plantea la evaluación de un modelo híbrido para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica, el cual estará conformado por la técnica LAMDA y el algoritmo de localización de fallas propuesto por Ratan Das.

Para la evaluación de este modelo es necesario tener presente que las salidas del modelo híbrido serán dos: la zona de falla (LAMDA) y la localización de la falla dentro del sistema de distribución (Ratan Das). Estas dos salidas, dependiendo de su ubicación con respecto al sistema, podrán ser en conjunto de cuatro posibles tipos tal y como se muestra en la Figura 4.30.

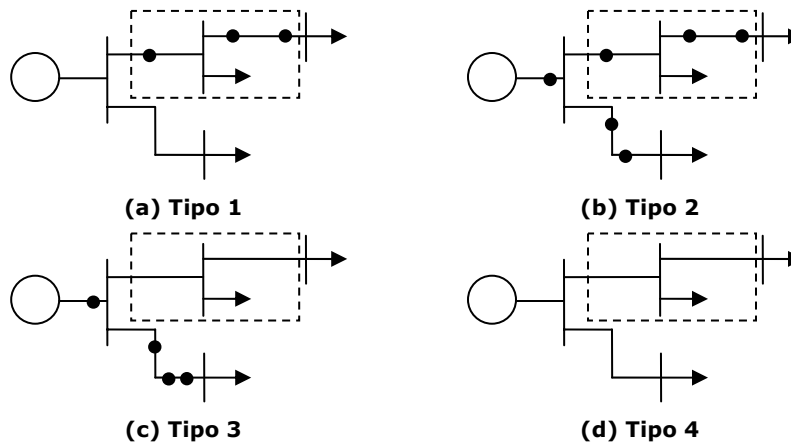


Figura 4.30. Tipos de salida del modelo híbrido.

Se describirá brevemente cada uno de los cuatro tipos de salida asumidos para el modelo híbrido que se presentan en la Figura 4.30.

1. *Salida tipo 1:* Todas las posibles ubicaciones de la falla, arrojadas por el algoritmo Ratan Das, se encuentran dentro de la zona de falla arrojada por la técnica LAMDA. Intersección completa. No hay posibles ubicaciones de la falla por fuera de la zona de falla.
2. *Salida tipo 2:* Algunas posibles ubicaciones de la falla, se encuentran dentro de la zona arrojada por la técnica LAMDA. Intersección media. Presencia de posibles ubicaciones de la falla por dentro y por fuera de la zona de falla.

3. *Salida tipo 3*: Todas las posibles ubicaciones de la falla, se encuentran por fuera de la zona arrojada por la técnica LAMDA. Intersección vacía. No hay ninguna posible ubicación de la falla dentro de la zona de falla.
4. *Salida tipo 4*: Por razones de convergencia del algoritmo Ratan Das, sólo se tiene como salida del modelo híbrido la zona de falla. No existen posibles ubicaciones de la falla.

5.4.1 Análisis por tipo de falla

En la Figura 4.31, se esboza la distribución de cada uno de los cinco tipos de falla con respecto a las cuatro posibles salidas del modelo híbrido.

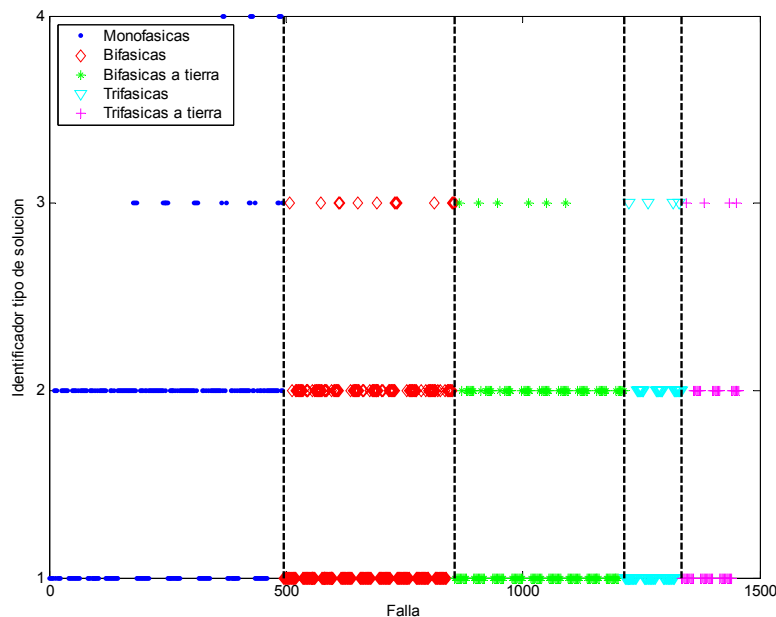


Figura 4.31. Tipo de salida del modelo híbrido para los cinco tipos de falla.

Las fallas están organizadas de izquierda a derecha (segmentos verticales), así: monofásicas, bifásicas, bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra. En la parte inferior, se aprecia que hay una gran proporción de salidas tipo 1 y que corresponden a los cinco tipos de fallas. Por el contrario, la cantidad de salidas tipo 4 es muy baja, debido a que sólo una pequeña proporción de las fallas monofásicas aportan fallas a este tipo de salida; esto quiere decir, que el algoritmo Ratan Das por motivos de convergencia no fue capaz de arrojar posibles ubicaciones a esta porción de fallas monofásicas. Consecuentemente, la mayor cantidad de fallas se encuentran

distribuidas entre los tipos de salida 1 y 2; lo cual es muy importante porque con la presencia de salidas tipo 1, es decir, todas las estimaciones dentro de la zona de falla, el modelo híbrido garantiza que muy probablemente la falla se encuentra dentro de la zona arrojada por la técnica LAMDA en alguna de las ubicaciones estimada por el algoritmo Ratan Das. Mientras que la salida tipo 2, le permite al modelo híbrido reducir la cantidad de estimaciones arrojadas por el algoritmo Ratan Das. Esto es, se reduce la múltiple estimación, (desventaja de los algoritmos de localización de fallas) pero no se elimina.

En la siguiente sección se realizará un análisis similar al anterior, pero organizando las fallas en cada una de las secciones en la cual se produjeron.

5.4.2 Análisis por secciones

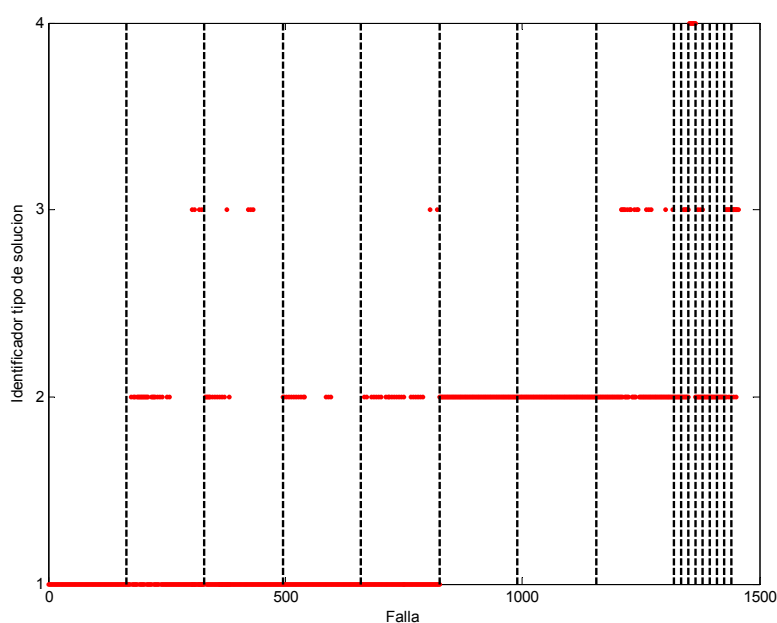


Figura 4.32. Tipo de salida del modelo híbrido para cada sección del sistema de distribución.

Se presenta en la Figura 4.32, la distribución de los cuatro tipos de salida del modelo híbrido en cada una de las 17 secciones (segmentos verticales) del sistema de distribución.

En la Figura 4.32, con respecto a la Figura 4.31, se puede observar que las fallas que produjeron en el modelo híbrido salidas tipo 1, son fallas monofásicas, bifásicas,

bifásicas a tierra, trifásicas y trifásicas a tierra producidas en las secciones 1, 2, 3, 4 y 5. Igualmente, las que produjeron salidas tipo 4, son fallas monofásicas producidas en la sección 11. Otro comportamiento que vale la pena mencionar, es que el modelo híbrido presenta salidas tipo 1 en las secciones mas cercanas al alimentador, mientras que para las secciones mas lejanas el modelo arroja salidas tipo 2, y en las secciones a distancia media (secciones 2, 3, 4 y 5) una combinación de ambas salidas. Esto permite confirmar que a medida que se incrementa la distancia entre el alimentador y la verdadera ubicación de la falla, el algoritmo Ratan Das reduce su precisión en la estimación de la posible ubicación de la misma. Reflejándose, en la aparición de estimaciones por fuera de la zona de falla (salida tipo 2) arrojada por la técnica LAMDA.

5.4.3 Análisis estadístico de los resultados arrojados por el modelo híbrido

En el diagrama de barras mostrado en la Figura 4.33, se visualiza en tanto por ciento la proporción de los cuatro tipos de salida arrojados por el modelo híbrido de localización para las 1455 fallas simuladas. Tal y como se había comentado anteriormente, existe una muy pequeña proporción de salidas tipo 3 y tipo 4, las cuales en suma no exceden el 6% del total del número de fallas. Por el contrario, para los tipos de salida 1 (50,45%) y 2 (43,85%) las proporciones como se esperaba son mucho mayores. Este comportamiento con respecto al tipo de salida 2, es un gran punto a favor para el modelo híbrido porque permite confirmar que este ha heredado las cualidades tanto de la técnica LAMDA como del algoritmo Ratan Das, brindando a través de la combinación de ambos componentes la posibilidad de obtener resultados mas fiables, por las siguientes razones:

1. Permite reducir el número de estimaciones arrojado por el algoritmo de localización de fallas. Esto se corrobora con el 43,85% de salidas tipo 2, ver sección 'Análisis de la reducción del número de estimaciones'.

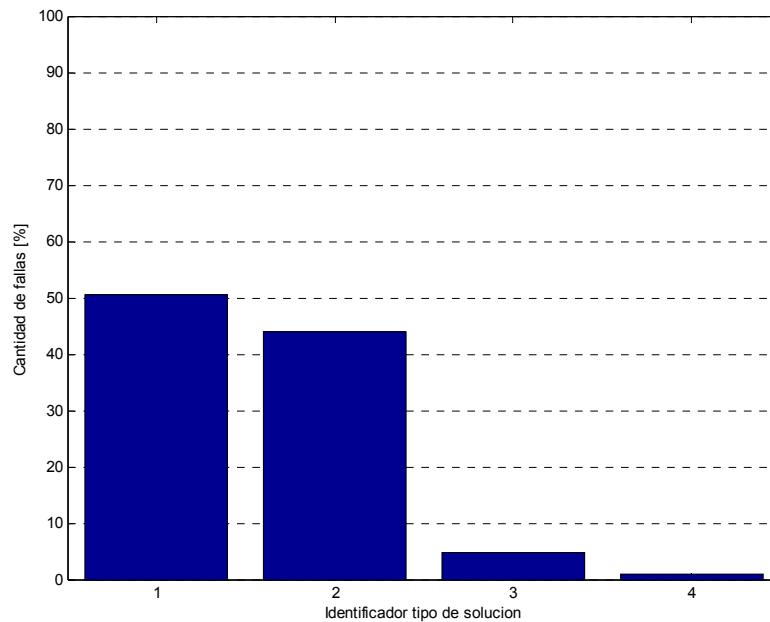


Figura 4.33. Porcentaje de los tipos de salida arrojados por el modelo híbrido.

2. El modelo híbrido siempre entregará una salida. Esto es, aunque no converja el algoritmo de localización, siempre habrá una salida que será la zona arrojada por la técnica de inteligencia artificial (Salida tipo 4).
3. El modelo híbrido soluciona el problema de la amplia zona de falla arrojada por la técnica de inteligencia artificial, pues, además de entregar una zona, el modelo entrega los puntos dentro de la zona donde se puede encontrar ubicada la falla (salidas tipo 1 y tipo 2).

En la próxima sección se analizará la reducción del número de estimaciones cuando la salida del modelo híbrido es de tipo 2.

5.4.4 Análisis de la reducción del número de estimaciones

Tendiendo presente que la segunda mayor cantidad de salidas del modelo híbrido fue la salida tipo 2 (43,85%) y que por su naturaleza esta salida permite reducir la cantidad de estimaciones arrojadas por el algoritmo Ratan Das (intersección media entre la zona y las estimaciones), se muestra en la Figura 4.34, la cantidad de estimaciones arrojadas por el algoritmo Ratan Das e igualmente la cantidad de estimaciones dentro de la zona a la que pertenece cada una de las fallas simuladas y

en la parte inferior el tipo de salida arrojada por el modelo híbrido. En esta oportunidad las fallas están organizadas por secciones del sistema de distribución (segmentos verticales).

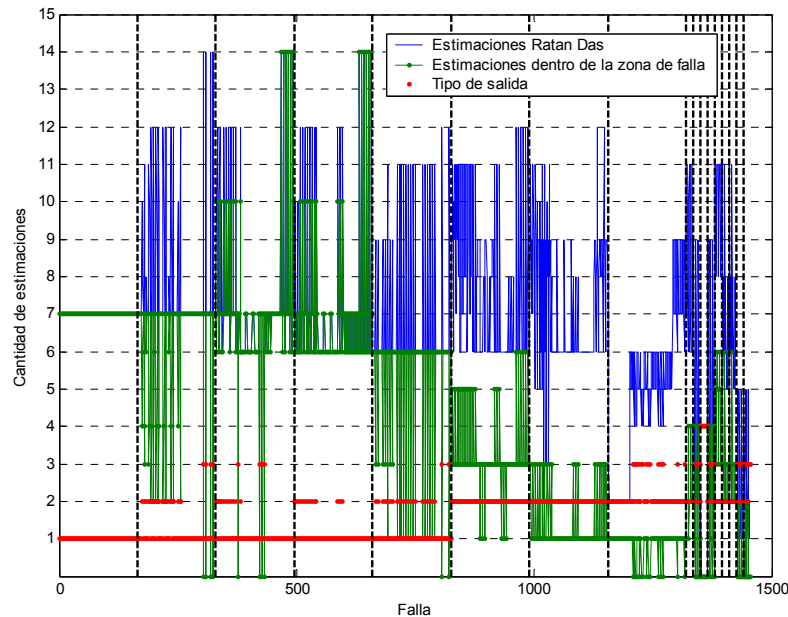


Figura 4.34. Cantidad de posibles ubicaciones de cada falla por sección.

En la Figura 4.34 podemos observar que la cantidad de estimaciones arrojadas por algoritmo Ratan Das oscila entre cero (0) y catorce (14). Cuando hay cero estimaciones la salida del modelo híbrido es tipo 4. La curva de color verde describe la cantidad de estimaciones que están dentro de la zona de falla arrojada por la técnica LAMDA, y al igual que la curva en azul oscila entre cero y catorce estimaciones. La cantidad de fallas dentro de la zona de falla, se esperaría que oscilará entre cero y un valor menor a catorce estimaciones, esto no ocurre debido a que existen salidas tipo 3, en las cuales no existe intersección entre la zona de falla y las estimaciones, luego entonces, no hay por parte del modelo híbrido reducción de la cantidad de estimaciones de posibles ubicaciones de la falla arrojadas por el algoritmo de localización.

En la sección 1 se nota claramente que todas las salidas son tipo 1 y que el número de estimaciones Ratan Das, siete (7) en total, es igual al número de estimaciones dentro de la zona de falla, por esta razón, ambas curvas se encuentran superpuestas en la recta igual a siete (7) estimaciones. En la sección 6 y 7 todas las salidas son tipo 2,

luego entonces existe por lo menos una estimación Ratan Das por fuera de la zona de falla, esto se corrobora observando que la curva azul se encuentra por encima de la curva verde en estas secciones y en cualquier otro sección en donde existan salidas tipo 2.

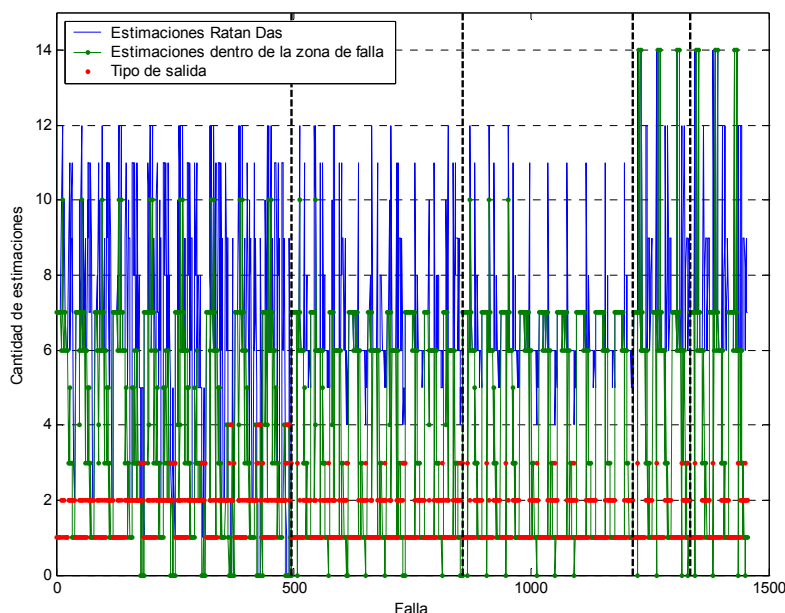


Figura 4.35. Cantidad de posibles ubicaciones de cada falla por tipo de falla.

En la Figura 4.35 se observan los datos de la Figura 4.34 pero organizados por tipo de falla (segmentos verticales). Desde esta otra perspectiva se aprecia que el número de estimaciones que más se repite dentro de la zona de falla (curva verde) es: 7, 6, 3 y 1. Ahora, si se utiliza un histograma para la cantidad de estimaciones dentro de la zona de falla (curva verde), como se muestra la Figura 4.36, se puede mejorar certeza con respecto a la proporción existente para cada una de las posibles quince (15) cantidades de estimaciones de fallas dentro de la zona de falla. En la Figura 4.36, observamos el histograma de quince (15) niveles, y a partir de él se puede afirmar que 31,34% de salidas del modelo híbrido contienen 7 estimaciones dentro de la zona de falla arrojada por LAMDA. A esa cantidad de estimaciones le preceden en orden descendente 1 (21,03%), 6 (20,41%) y 3 (12,65%) estimaciones mayores. Por otro lado, no hay ninguna salida del modelo híbrido en la cual existan 8, 9, 11, 12 ó 13 estimaciones dentro de la zona falla.

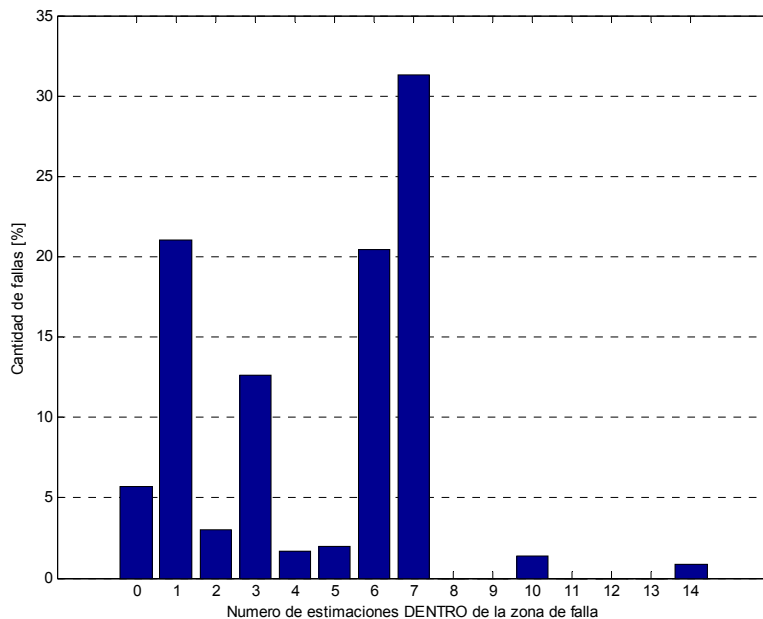


Figura 4.36. Histograma de la cantidad de estimaciones arrojadas por Ratan Das y que están DENTRO de la zona de falla arrojada por LAMDA.

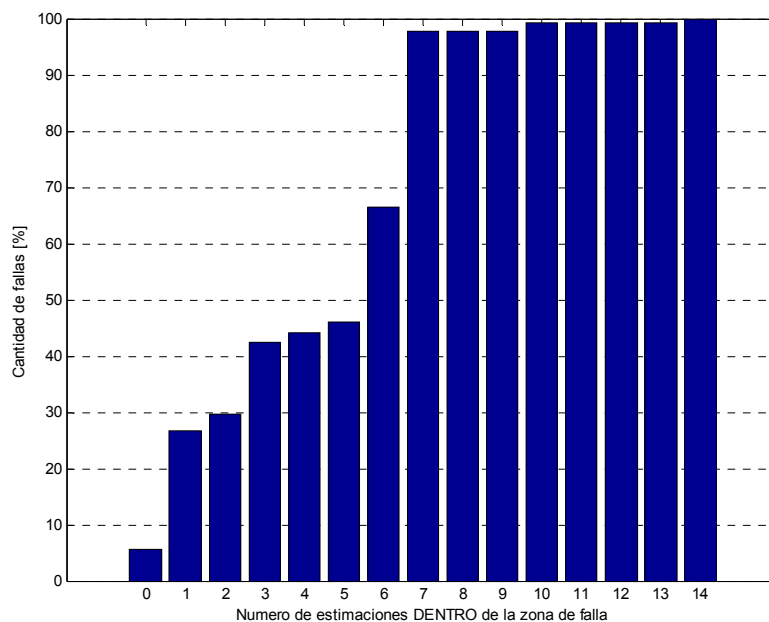


Figura 4.37. Histograma acumulado de la cantidad de estimaciones arrojadas por Ratan Das y que están DENTRO de la zona de falla arrojada por LAMDA.

A partir de histograma acumulado mostrado en la Figura 4.37 se nota que para el 92,10% de las fallas, por lo menos existe entre una (1) a siete (7) estimaciones arrojadas por Ratan Das dentro de la zona de falla arrojada por LAMDA, o mejor aun, que hay una probabilidad del 0,85 de que haya 1, 3, 6 ó 7 estimaciones dentro de la

zona de falla. La probabilidad de que no exista ninguna estimación dentro de la zona de falla es de 0,057; lo cual es un resultado alentador, porque garantiza que en la salida del modelo híbrido, exista una zona de falla acompañada de las posibles ubicaciones de la falla dentro de la misma.

De igual manera, si se quiere conocer la proporción de la cantidad de estimaciones que queda por fuera de zona de falla, es necesario realizar el histograma de la diferencia de la curva azul y la curva verde, en la Figura4.38 se muestra este histograma.

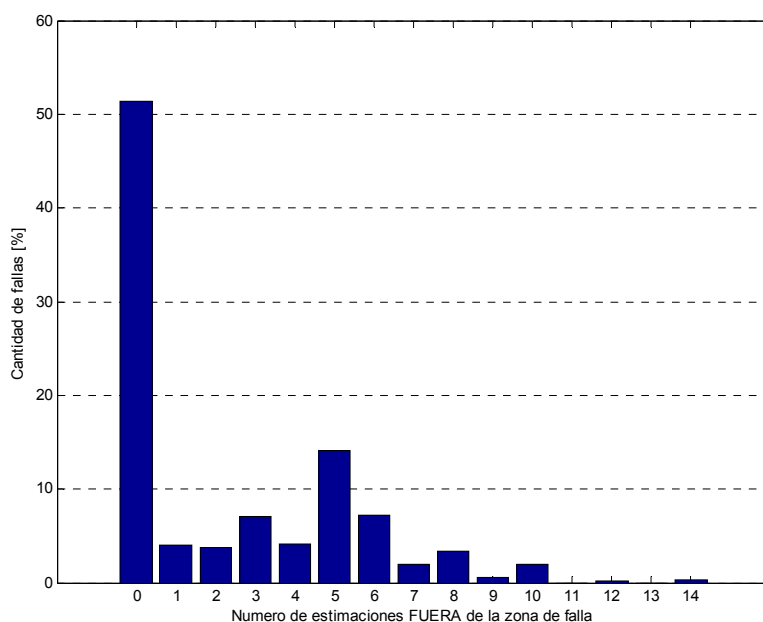


Figura4.38. Histograma de la cantidad de estimaciones arrojadas por Ratan Das y que están FUERA de la zona de falla arrojada por LAMDA.

El resultado del histograma era de esperarse, porque la mayor cantidad de salidas del modelo híbrido es tipo 1 (50,45%), es decir, que por lo menos el 50,45% de las fallas no tienen estimaciones fuera de la zona de falla arrojada por LAMDA, lo cual concuerda con el diagrama de barras del histograma en la barra correspondiente a cero (0) estimaciones fuera de la zona. Las otras estimaciones, de uno (1) a catorce (14), corresponden al otro 49,55% que se distribuyen entre las salidas tipo 2, tipo 3 y tipo 4, en donde si existen estimaciones por fuera de la zona de falla.

Finalmente, la probabilidad de que no exista ninguna estimación por fuera de la zona de falla es 0,5045.

6 METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS MEDIANTE LA APLICACIÓN DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL

En este capítulo se consigna el conjunto de pasos a seguir para la implementación de la metodología de localización de fallas en un circuito de distribución de energía eléctrica. A raíz de la naturaleza híbrida de la metodología, el capítulo está dividido en tres grandes partes, la primera en donde se describen los pasos para la construcción del componente inteligente, la segunda, donde se describen los pasos a seguir para la construcción del modelo híbrido de localización, la tercera donde se estima la incidencia de la aplicación de la metodología propuesta sobre los índices de continuidad del suministro de energía eléctrica. Esta última parte pretende asociar la metodología con los índices referentes a la duración (DES) y número de interrupciones (FES) en un periodo de tiempo de dado. Dicho análisis se realiza partiendo de la desagregación de los tiempos de indisponibilidad [Car93], y observando aquellos que se ven afectados por la localización de la falla.

Este capítulo es importante en las memorias del trabajo de investigación, porque se plasman los resultados que conllevan al alcance de objetivo general de dicha investigación.

6.1 Metodología

La metodología que se propone para la localización de fallas en sistemas de distribución mediante la aplicación de inteligencia artificial se divide en dos grandes conjuntos de pasos a seguir para la implementación de la misma en un circuito de distribución radial. El primer conjunto de pasos, corresponde a los pasos que se deben realizar para construir el componente basado en inteligencia artificial, mientras que el otro conjunto, concierne a los pasos que se deben seguir para la construcción y conformación del modelo híbrido de localización de fallas. En la Figura 6.1, se esquematizan estos dos grupos y se nombran los pasos contenidos en ambos.

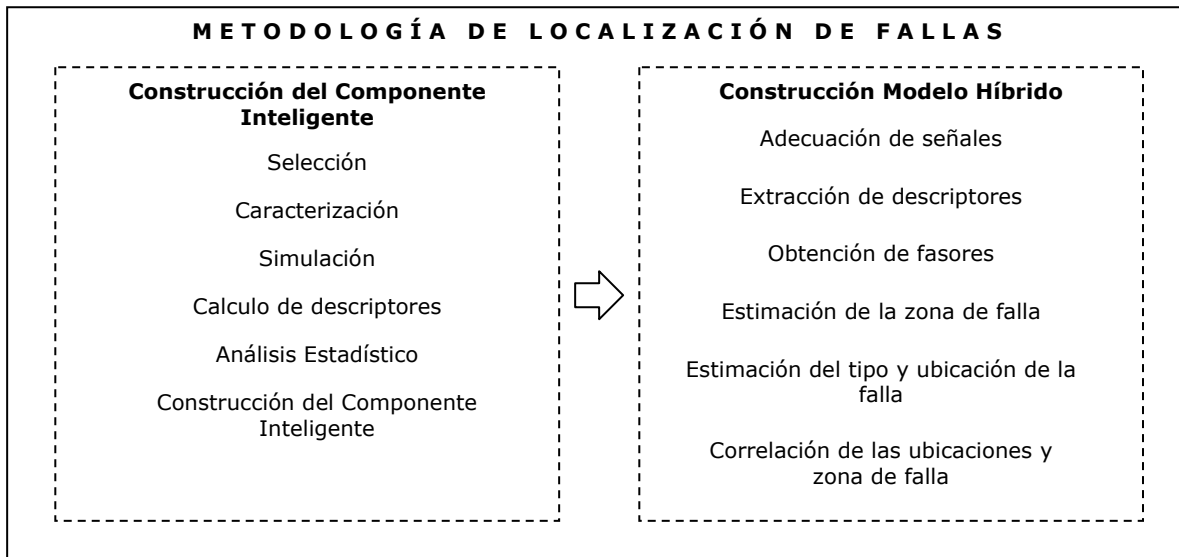


Figura 6.1. Pasos para la implementación de la Metodología de localización de fallas.

Seguidamente se describirán los pasos o actividades a realizar (Figura 6.1) para la implementación de la metodología.

6.1.1 Construcción del componente inteligente

La construcción del componente inteligente es el primer paso para iniciar la implementación de la metodología. Es conveniente recordar que el componente inteligente es el encargado de estimar la zona en donde se encuentra ubicada la falla. En esta investigación se propone para la implementación de este componente inteligente la técnica LAMDA, pero igualmente para la implementación del mismo es posible utilizar otra técnica basada en inteligencia artificial tales como: redes neuronales, máquinas de soporte vectorial [Rod06], etcétera, o también técnicas estadísticas y probabilísticas como las mezclas finitas [Cor06] y las redes neuronales de bases radial, entre otras. Esto se debe a que indistintamente la técnica, los datos de entrenamiento son los mismos (seleccionados en la etapa 'Análisis estadístico'). Finalmente, la capacidad de aprendizaje del componente inteligente y del modelo híbrido dependerá de las capacidades de la técnica seleccionada.

Ahora, se describe cada uno de los pasos para la construcción del componente inteligente.

6.1.1.1 Selección

En esta actividad se selecciona el circuito de distribución en donde se pretende implementar la metodología. Las siguientes son las dos condiciones necesarias que debe cumplir el circuito de distribución seleccionado:

1. Ser radial.
2. Estar caracterizado.

La segunda condición hace referencia a que la empresa de energía debe conocer la información topológica del circuito, como: distancia de los tramos entre estructuras, tramo aéreo o subterráneo, calibres de conductores, separación entre conductores, altura de los conductores con respecto al suelo y carga instalada por tramo, entre otros.

6.1.1.2 Caracterización

A continuación se describirán las características de los modelos a utilizar para los tres componentes fundamentales de los sistemas de distribución: la fuente de tensión, los alimentadores, la carga y el transformador. Para fines comparativos de las características de los modelos aquí propuestos con la de los modelos utilizados por la herramienta simulación, pueden ser consultadas las características en el manual de usuario de la herramienta de simulación seleccionada.

6.1.1.2.1 Modelo de la fuente

Esta componente corresponde a la fuente de alimentación del sistema de distribución, el modelo utilizado para la representación de la fuente de tensión trifásica presenta las siguientes características:

- a. Las tensiones son senoidales de única frecuencia.
- b. La fuente es trifásica balanceada y con impedancia interna RL.
- c. La conexión es "Y" con neutro aterrizado.
- d. Las tensiones generadas deben estar descritas por las siguientes expresiones:

$$V_R(t) = \sqrt{2}|V_{rms}| \sin(120\pi t)$$

$$V_S(t) = \sqrt{2}|V_{rms}| \sin(120\pi t + 120^\circ)$$

$$V_T(t) = \sqrt{2}|V_{rms}| \sin(120\pi t - 120^\circ)$$

6.1.1.2.2 Modelo del alimentador

El modelo utilizado para caracterizar cada una de las secciones (alimentadores) del sistema de distribución, es el modelo PI de línea de transmisión con parámetros concentrados. En la Figura 6.2 se muestra sólo una fase del modelo de línea.

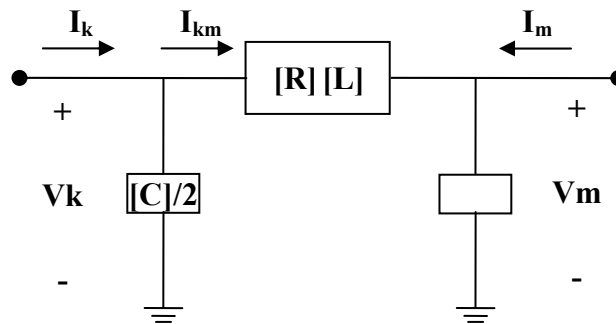


Figura 6.2. Modelo de la línea.

Los parámetros de la línea R , L y C deben estar especificados como componentes de secuencia, permitiendo tener en la cuenta los acoples inductivos y capacitivos entre los tres conductores de fase.

6.1.1.2.3 Modelo de carga

El modelo de la carga tiene las siguientes características:



Figura 6.3. Modelo de carga.

- La carga es lineal, es decir, el contenido de componentes armónicas en la señal de corriente es el mismo contenido de la señal de tensión. Como el modelo de la fuente es de naturaleza sinusoidal de única frecuencia, la única componente de frecuencia en la señal de corriente es 60 Hz.

- b. La carga es una combinación en serie de elementos R, L, y C.
- c. El modelo de la carga es de impedancia constante.
- d. El consumo de potencia es proporcional al cuadrado de la tensión aplicada.

6.1.1.2.4 Modelo del transformador

Para el modelo del transformador se puede utilizar cualquier modelo que no tenga presente el flujo de componentes armónicas de corriente, debido a que tanto el modelo de la fuente como el modelo de la carga son de naturaleza lineal y además la sencillez de los modelos reduce ostensiblemente los tiempos de simulación. Es conveniente no utilizar un modelo complejo para el transformador debido a que por su complejidad retardan la simulación por la cantidad de recursos que exige al equipo de cómputo.

6.1.1.3 Simulación

Luego de haber caracterizado el sistema y seleccionado la herramienta de simulación, se debe proceder a realizar de manera automática las simulaciones de las fallas, y almacenar las señales trifásicas de tensión y corriente medidas en los terminales del alimentador. La herramienta de simulación seleccionada debe permitir la facilidad de automatización de las simulaciones, es decir, mediante sentencias de código programar la realización sucesiva, sin la supervisión humana, de todas las fallas que se deben realizar dentro del sistema de distribución en estudio. Herramientas como ATP y Power System BlockSet – PSB de MatLab permiten realizarlo; en el primero, mediante la creación de archivos batch o de procesamiento por lotes BAT, y en PSB mediante el editor de MatLab.

A través de la herramienta de simulación seleccionada se debe automatizar la realización de cuatro fallas equidistantes para cada tipo de falla y cada resistencia de falla. Se debe tener presente realizar las fallas en todas las fases o pares de fases según la naturaleza de la falla (monofásica, bifásica y bifásica a tierra), es decir, bajo este contexto y para un sólo valor de resistencia de falla se producirán 55 fallas en una única sección del sistema de distribución seleccionado para el estudio. La resistencia máxima de falla puede ser 40Ω ó 50Ω según lo establecido en [Dagenhart00].

6.1.1.4 Cálculo de descriptores

Para obtener los descriptores es necesario programar las rutinas para el cálculo de los mismos a partir de las señales trifásicas de tensión y de corriente. Para programar estas rutinas es ineludible conocer los 18 descriptores propuestos en este trabajo de investigación y descritos en el capítulo "SELECCIÓN DE DESCRIPTORES", Tabla 4.2. Toda la información generada a partir de la extracción de los descriptores será utilizada en el 'Análisis estadístico' y en la 'Construcción del componente inteligente'.

6.1.1.5 Análisis estadístico

Este es el paso más importante dentro de los pasos que conllevan a la construcción del componente inteligente. Su objetivo fundamental es encontrar la forma como se deben agrupar (zonas de falla) los datos para utilizarlos en la construcción del componente inteligente (entrenamiento y validación). Dicha agrupación se debe realizar con los datos del grupo de descriptores que mejor se ajuste a los datos obtenidos en la 'Extracción de descriptores'. Para conocer los grupos de descriptores y la forma de seleccionar el grupo de descriptores que mejor se ajuste a los datos, véase el capítulo 'SELECCIÓN DE DESCRIPTORES' en el cual se realiza un análisis estadístico o análisis exploratorio de datos sobre un circuito de distribución de energía eléctrica.

6.1.1.6 Construcción del componente inteligente

Con los resultados obtenidos a través del 'Análisis estadístico', se deben construir cinco (5) sub- componentes inteligentes los cuales conformarán el componente inteligente para la estimación de la zona en donde se encuentra ubicada la falla. Cada sub-componente inteligente tendrá como función estimar la ubicación de un tipo de falla en especial, tal y como se muestra en la Figura 6.4. La entrada del componente inteligente será el tipo de falla estimado por el algoritmo implementado de localización de fallas y los descriptores de la falla a clasificar.

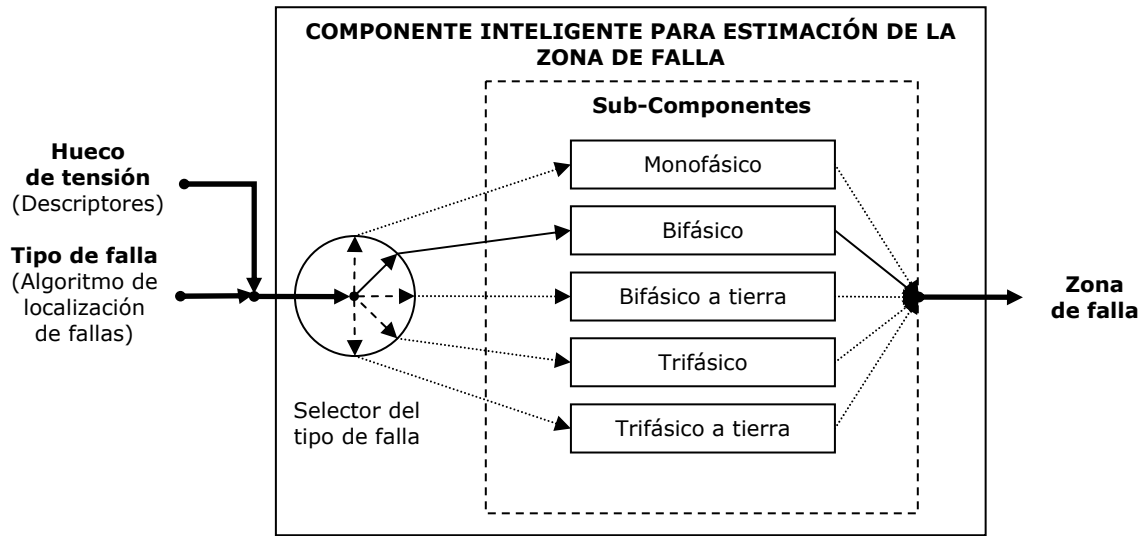


Figura 6.4. Arquitectura del componente inteligente para la estimación de la zona de falla.

El selector del tipo de falla en la Figura 6.4 es una estructura de selección que tendrá como función determinar el sub- componente al que se deben entregar los descriptores y realizar la petición de estimación de la zona de falla.

Cada sub- componente inteligente tendrá una distribución de zonas de falla distinta a los otros tipos de falla, de ser así, existirán cinco diagramas de zona de falla, los cuales, servirán de apoyo para saber qué secciones pertenecen a la zona de falla estimada por el componente inteligente o la ubicación geográfica de la zona dentro del sistema de distribución.

6.1.2 Construcción del modelo híbrido

Una vez construido el componente inteligente para la estimación de la zona de falla, e implementado el algoritmo de localización de fallas a través de una herramienta de programación, se debe proceder a constituir el modelo híbrido, a través del procedimiento que se esquematiza en la Figura 6.5 [BCR05], [Bar05].

La metodología requiere en general dos entradas principales, los parámetros de la red – Bloque 1 y las señales trifásicas de tensión y de corriente registradas por los medidores en el instante en que ocurrió la falla – Bloque 2. Los parámetros de la red son necesarios para la estimación del método algorítmico de localización debido a que estos métodos son basados en el modelo y no en el conocimiento como es el caso de

los componentes inteligentes implementados con redes neuronales, lógica difusa, maquinas de soporte vectorial, etcétera. Los parámetros de la red corresponden a: distancias entre estructuras, altura y configuración de los conductores, tramo aéreo o subterráneo, calibres de conductores, carga instalada por tramo, entre otros.

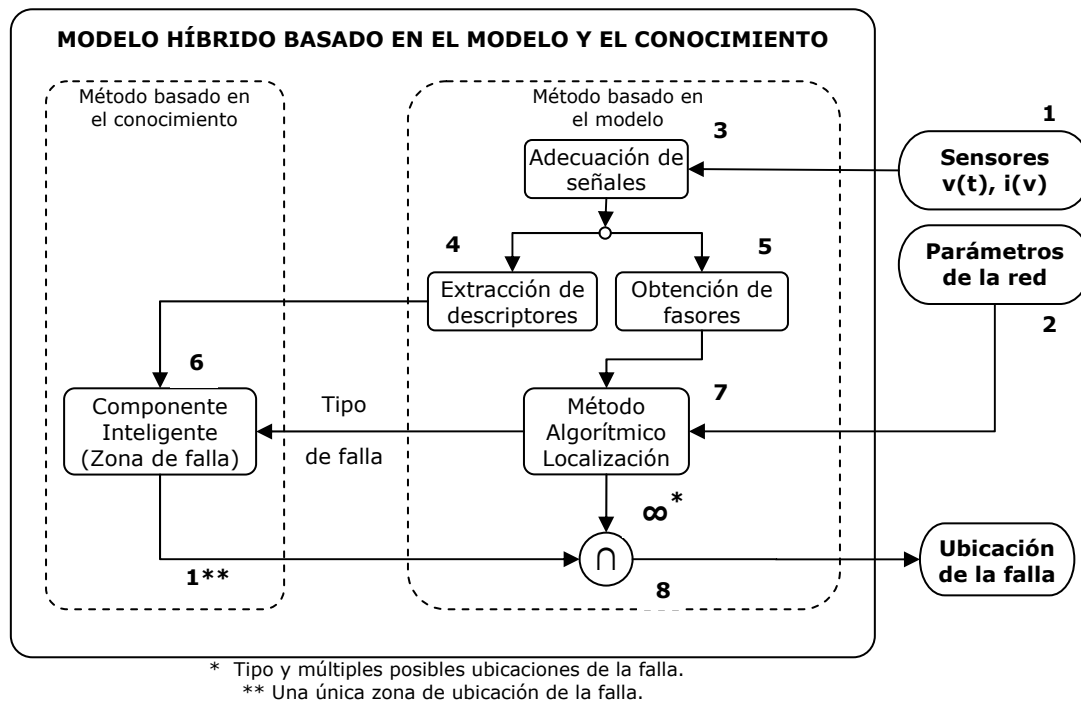


Figura 6.5. Procedimiento para la conformación de modelo híbrido de localización.

Una vez caracterizado el sistema de distribución, entrenado y validado el componente inteligente y adquiridas las señales de tensión y corriente, se realiza el proceso de clasificación del hueco de tensión en las etapas que describen a continuación [Bar05].

6.1.2.1 Adecuación de señales

Se debe realizar el cálculo del valor eficaz tanto de las señales de tensión como de corriente en el tiempo. El cálculo se realiza mediante el empleo de una ventana deslizante de 128 muestras, que se actualiza cada muestra [Bol00]. Luego de la adecuación de las señales, éstas se utilizan para realizar los procesos de los bloque 4 y 5.

6.1.2.2 Extracción de descriptores

En este paso se calculan los descriptores que permitirán clasificar el hueco de tensión correspondiente a las señales arrojadas por el bloque 3. En la Tabla 4.1, en el capítulo 'SELECCIÓN DE DESCRIPTORES' se describe cada uno de los descriptores propuestos en este trabajo de investigación, y además, se hace una representación gráfica de ellos en la Figura 4.1.

6.1.2.3 Obtención de fasores

Obtención de los fasores de tensión y corriente, en los estados de pretalla y falla. Los fasores son utilizados junto con los parámetros de la red como entradas para el algoritmo de localización de fallas.

6.1.2.4 Estimación de la zona de falla

Es una de las etapas más importantes durante el proceso de clasificación del hueco de tensión, en la cual se realiza la clasificación con ayuda del componente inteligente. Vale la pena recordar que este último se encuentra previamente entrenado y validado, según la descripción expuesta en el capítulo 'APLICACIÓN DEL ALGORITMO RATAN DAS Y LAMDA A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN', sección 'Aplicación de la técnica LAMDA'.

En síntesis, el componente inteligente se utiliza para clasificar la falla dentro de las posibles zonas de falla definidas durante el proceso de entrenamiento y validación de cada uno de los sub- componentes.

6.1.2.5 Estimación del tipo y ubicación de la falla

En esta investigación se seleccionó el algoritmo de Ratan Das para su implementación en el modelo híbrido, por su fácil implementación, precisión y actualidad. Sin embargo, para la implementación de la metodología también es posible la utilización de otro método algorítmico distinto al procedimiento propuesto por Ratan Das. En el capítulo 'ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS' se describe brevemente el algoritmo Ratan Das.

Lo que se requiere del algoritmo de localización de fallas que se desee implementar, es que éste tenga la capacidad de arrojar la estimación del tipo de falla y las posibles ubicaciones de la falla dentro del sistema de distribución.

6.1.2.6 Correlación de la zona de falla con las ubicaciones de la falla

Después de la obtención en el Bloque 7 de todas las posibles ubicaciones de la falla en el sistema de distribución, estas deben ser correlacionadas (Bloque 8 en la Figura 6.5) con la zona de falla arrojada por el componente inteligente en el bloque 6. La correlación permite optimizar el proceso de localización física de la falla dentro de la red de distribución, véase capítulo 'APLICACIÓN DEL ALGORITMO RATAN DAS Y LAMDA A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN' sección 'Localizador híbrido Ratan Das – LAMDA'.

6.2 Impacto de la aplicación de la metodología sobre los índices de continuidad del suministro de energía eléctrica

Los métodos algorítmicos para la localización de fallas, estiman una distancia eléctrica desde la subestación o sitio de medida hasta el lugar de falla con cierto nivel de precisión, pero debido a las características operativas (operación radial) y topológicas (alta ramificación de los circuitos y la no homogeneidad de las redes) que presentan los sistemas de distribución, se observa que la eficiencia del método se ve comprometida reflejándose en el incremento del tiempo empleado para localizar la falla, ya que presentan problemas de múltiple estimación, es decir, el método arroja posibles puntos de falla. Además son métodos que requieren de una muy buena caracterización de los circuitos.

Por otro lado, las técnicas de clasificación basadas en inteligencia artificial eliminan el problema de múltiple estimación, pero dependen de la calidad de los datos suministrados por el sistema de información de la empresa. Adicionalmente, están sometidos a la influencia debido al volumen de información que utilizan, y su precisión no es tan alta como la de los métodos algorítmicos [BR06].

Con la unión de estas dos técnicas se puede obtener una mejor estimación, ya que una mejora las deficiencias de la otra y viceversa. Es así como correlacionando los posibles puntos de fallas arrojados por los algoritmos basados en el modelo con la zona de falla

obtenida con las técnicas clasificación se logra una respuesta de localización mucho más precisa que las anteriores.

Con esta nueva información de localización es posible reducir considerablemente el tiempo de reposición del servicio después de la reparación de la falla y por lo tanto el mejoramiento de los índices de calidad DES y FES.

Por medio de un ejemplo gráfico se explicará la forma en que afecta la información de localización proporcionada por el modelo híbrido a los índices de calidad DES y FES [BR06].

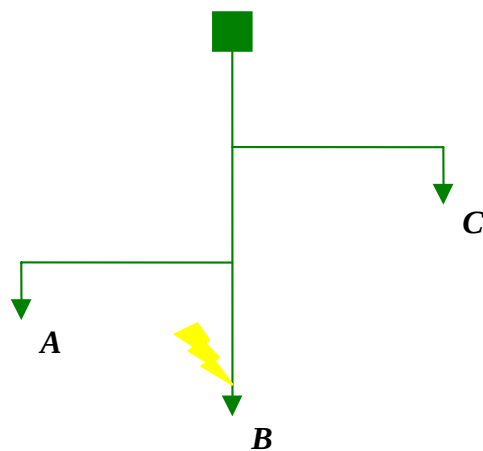


Figura 6.6. Circuito fallado. Fuente: [BR06]

Se considera el circuito de la Figura 6.6 para el caso más desfavorable, una falla permanente al final del alimentador.

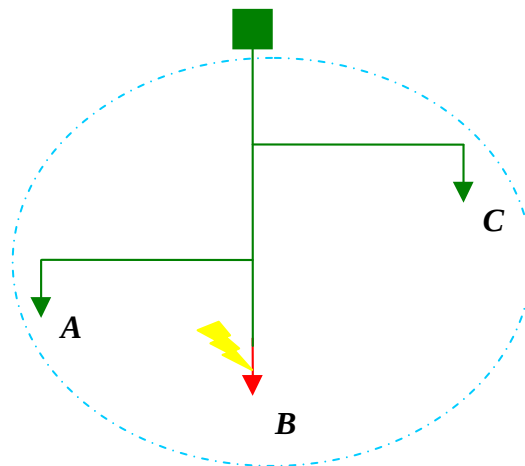


Figura 6.7. Zona de falla obtenida por métodos de localización convencionales. Fuente: [BR06]

Los métodos de localización convencionales logran ubicar el circuito donde se presentó la falla (ver Figura 6.7), ahora los operarios deben llegar a esta zona y comenzar el proceso de recorrido y pruebas para ubicar el ramal en el que se encuentra la falla y poder despejarla. El tiempo que se requiere para realizar el recorrido del circuito depende de la longitud del circuito y de la cantidad de ramales que lo conformen [BR06], [Bar05].

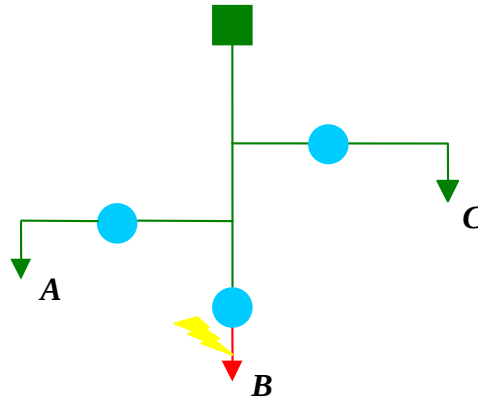


Figura 9. Puntos posibles de falla obtenidos con los métodos algorítmicos. Fuente: [BR06]

Al implementarse los métodos algorítmicos de localización se obtiene el sitio de falla como una distancia eléctrica desde el lugar de medida hasta el punto de falla. Como se observa en la Figura 6.7, existe un punto en cada uno de los ramales del circuito que cumple con esta distancia, en este caso también es necesario recorrer los ramales en los que posiblemente se encuentra la falla, lo cual no representa ninguna disminución considerable en el tiempo de localización.

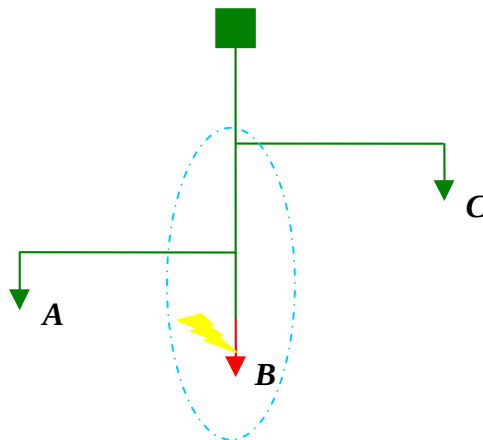


Figura 6.8. Zona de falla obtenida con las técnicas basadas en inteligencia artificial. Fuente: [BR06]

Las técnicas de clasificación basadas en inteligencia artificial arrojan como resultado una zona de falla (ver Figura 6.8) que al ser correlacionada con los puntos posibles de fallas obtenidos con los algoritmos de localización, se obtiene una respuesta de localización de mayor precisión. Con esta respuesta es posible eliminar el tiempo empleado en el recorrido de todo el circuito para encontrar el punto con falla y sólo es necesario acceder a él y determinar el dispositivo que ha fallado.

6.2.1 Tiempos de indisponibilidad

Con el objeto de contabilizar el efecto de la implementación de la metodología en el mejoramiento de los índices, se dividió el tiempo de indisponibilidad en tiempos asociados a las acciones realizadas para restituir el servicio de energía eléctrica propuesta por [BR06], [Car93], [BCR05], ver Figura 6.9.

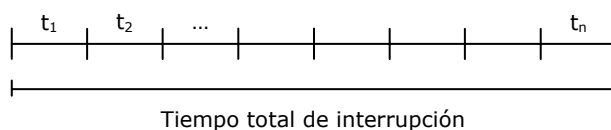


Figura 6.9. Intervalos del tiempo total de interrupción. Fuente: [BR06]

La división anterior no es única y podría desglosarse de otras formas. Los tiempos anteriores no se contabilizan necesariamente en todas las interrupciones, pero sí es posible representar cualquier interrupción con esta división. Así mismo, no tienen porque darse de forma secuencial las acciones que representan cada tiempo. Cada interrupción particular comprenderá distintos valores para los tiempos anteriores. Sin embargo y como es habitual en la evaluaciones de continuidad del suministro, estos tiempos pueden ser representados mediante la media de los valores registrados [Car93], [BR06], [BCR05]. Seguidamente se describen los catorce (14) intervalos de tiempo:

- 1)** Tiempo de detección (T_d): Tiempo que tarda el operador de red en reconocer la existencia de una falla.
- 2)** Tiempo de estimación del lugar de la falla (T_e): Tiempo necesario para encontrar el área donde se estima la falla. La estimación de la ubicación se puede realizar mediante el análisis de la base de datos del sistema y la

información proporcionada por los usuarios en el momento de reportar un daño (*Call center*), dicho análisis consiste en asociar el numero identificador del cliente suscriptor con el transformador al cual se encuentra conectado. Otra forma de estimar la ubicación de la falla es consultando los antecedentes históricos de fallas presentadas en la zona estimada, y de ser posible determinar la ubicación geográfica a partir de la dirección de los usuarios [BR06].

3) Tiempo de planeación (T_p): Tiempo transcurrido entre la confirmación de existencia de falla y la emisión de la orden de trabajo.

4) Tiempo de traslado (T_t): Tiempo utilizado para llegar a la zona de falla.

5) Tiempo de localización (T_l): El tiempo de localización es el intervalo del tiempo total que es empleado por la cuadrilla para realizar pruebas en el circuito y los recorridos para encontrar el lugar preciso de la falla. Cuando se cuenta con una zona de falla muy reducida, las cuadrillas realizan un recorrido normalmente a pie a una velocidad promedio de 3 km/h, por la línea principal buscando el lugar exacto de la falla. Si hay información suficiente sobre un lugar exacto la cuadrilla puede agilizar su traslado utilizando su vehículo. Un caso común es no encontrar la falla en la línea principal, cuando esto ocurre se debe recorrer posteriormente sus ramificaciones hasta hallarla. Cuando la zona de falla es extensa se recurre a realizar pruebas en el circuito, que consisten en energizar la zona y determinar la actuación de las protecciones, tratando de reducir la zona hasta poder encontrar un área mínima que sea fácil de recorrer y posteriormente lograr la localización[BR06].

6) Tiempo de seccionamiento (T_{sc}): Tiempo que se tarda en aislar el lugar de la falla.

7) Tiempo de maniobra para la transferencia (T_{mt}): Tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde sea posible.

8) Tiempo de seguridad (T_s): Tiempo empleado para instalar las puestas a tierra y los equipos de seguridad.

9) Tiempo de logística (Tlg): Tiempo necesario para el despacho y transporte de materiales y equipos requeridos. Es igual a cero (0) cuando se asume que la cuadrilla lleva consigo las herramientas indispensables para restablecer una falla.

10) Tiempo de reparación y montaje (Trm): Tiempo para la reparación o reemplazo y montaje de los elementos.

11) Tiempo de desconexión de seguridad (Tds): Tiempo para retirar las puestas a tierra instaladas.

12) Tiempo de prueba (Tpr): Tiempo para realizar las pruebas de funcionamiento y revisión final del trabajo.

13) Tiempo de restablecimiento (Trs): Tiempo que se tarda en restablecer el servicio en la parte aislada de la línea.

14) Tiempo de desconexión de suplencias (Tv): Tiempo necesario para recuperar la configuración normal de los tramos alimentados por suplencias, una vez ejecutadas las tareas de reparación en el tramo fallado.

Es evidente que la implementación de la metodología incide directamente en el *tiempo de estimación de la falla* (Te) y el *tiempo de localización* (TI), debido a que permite relacionar la localización de la falla dentro del sistema, con la ubicación geográfica de la misma, en otras palabras, la metodología permite reducir el tiempo de duración (índice DES) invertido en las acciones encaminadas a la búsqueda de la falla dentro de la red de distribución de energía, y si el tiempo se reduce a un valor menor que el contabilizado como falla (un (1) minuto), también disminuiría el número de interrupciones (índice FES). A su vez, la metodología también permite localizar fallas no permanentes causantes de huecos de tensión, reflejándose en el mejoramiento del índice de continuidad referente a la frecuencia de las interrupciones (índice FES).

Ahora, se estimará numérica y porcentualmente la reducción del índice DES como consecuencia de la implementación de la metodología de localización. Igualmente, se

estimaré la reducción en los pagos por compensación debidos al no cumplimiento con los valores máximos admisibles para los índices DES y FES establecidos por la CREG⁹ y vigilados por la SSPD¹⁰. Para esta estimación se tomará como base el estudio CREG sobre procedimientos técnicos y tiempos admisibles, en el cual establecen valores de tiempos para la reposición de una falla por grupos de calidad partiendo de la información reportada por los operadores de red [CTP04] [ICC04]. En la Tabla 6.1 se presenta la descripción de cada uno de los grupos de calidad, mientras en la Tabla 6.2 se presentan los mencionados intervalos de tiempo en horas y minutos.

GRUPO	HABITANTES
1	Usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100 000 habitantes.
2	Usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100 000 habitantes y superior o igual a 50 000 habitantes.
3	Usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50 000 habitantes.
4	Usuarios ubicados fuera del área urbana.

Tabla 6.1. Grupos de calidad. Zonificaron según el numero de habitantes

	Grupo I		Grupo II		Grupo III		Grupo IV	
	[min]	[horas]	[min]	[horas]	[min]	[horas]	[min]	[horas]
Td	10,00	0,17	10,00	0,17	15,00	0,25	20,00	0,33
Te	20,00	0,33	20,00	0,33	20,00	0,33	20,00	0,33
Tp	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	20,00	0,33
Tt	10,00	0,17	10,00	0,17	10,00	0,17	60,00	1,00
TI	30,00	0,50	50,00	0,83	60,00	1,00	60,00	1,00
Tsc	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	25,00	0,42
Tmt	25,00	0,42	20,00	0,33	20,00	0,33	30,00	0,50
Tsc	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25
TIg	0,00	0,00	30,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Trm	120,00	2,00	120,00	2,00	120,00	2,00	120,00	2,00
Tds	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25
Tpr	5,00	0,08	5,00	0,08	5,00	0,08	5,00	0,08
Trs	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	25,00	0,42
Tv	25,00	0,40	20,00	0,33	20,00	0,33	30,00	0,50
Total	320,00	5,32	360,00	6,00	345,00	5,75	445,00	7,42

Tabla 6.2. Intervalos de tiempo para el restablecimiento de fallas en circuitos de cualquier grupo de calidad

⁹ CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas

¹⁰ SSPD, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios

	Grupo I	Grupo II	Grupo III	Grupo IV
	[%]	[%]	[%]	[%]
Td	3,13	2,78	4,35	4,49
Te	6,25	5,56	5,80	4,49
Tp	4,69	4,17	4,35	4,49
Tt	3,13	2,78	2,90	13,48
TI	9,38	13,89	17,39	13,48
Tsc	4,69	4,17	4,35	5,62
Tmt	7,81	5,56	5,80	6,74
Tsc	4,69	4,17	4,35	3,37
Tlg	0,00	8,33	0,00	0,00
Trm	37,50	33,33	34,78	26,97
Tds	4,69	4,17	4,35	3,37
Tpr	1,56	1,39	1,45	1,12
Trs	4,69	4,17	4,35	5,62
Tv	7,81	5,56	5,80	6,74
Total	100,00	100,00	100,00	100,00

Tabla 6.3. Intervalos de tiempo para el restablecimiento de fallas en circuitos de cualquier grupo de calidad en porcentaje con respecto al tiempo total

En la Tabla 6.3 se muestra en porcentaje cada uno de los intervalos que conforman el tiempo total de interrupción para cada uno de los grupos de calidad. Se observa que los intervalos Te y TI corresponden en suma al 15,63%, 19,44%, 23,19%, 17,98% de cada uno de los tiempos totales de interrupción en cada grupo de calidad.

Ahora, si consideramos el efecto de la implementación de la metodología en los intervalos de restablecimiento debería existir una reducción en el *tiempo de estimación del lugar de la falla* – Te y el *tiempo de localización* – TI, por las siguientes razones:

- a. En el *tiempo de estimación del lugar de la falla* - Te ya no será necesaria la correlación entre los datos proporcionados por los usuarios y las redes de la empresa, evitando con esto incurrir en errores por la utilización de información poco precisa proporcionada por los usuarios al *Call Center* del operador. En lugar de esto, se presenta un intervalo pequeño en el que se contempla el tiempo empleado por la herramienta informática de localización de fallas para dar la ubicación y un rango de algunos minutos para contemplar las demoras humanas que pueden presentarse o el tiempo tomado para confirmar los datos por tarde del Centro de Control de la empresa proveedora de energía a la cuadrilla de turno, disminuyendo este intervalo a una duración aproximada de 5 min [BR06].

- b. El *tiempo de localización* - TI disminuirá al no tener que realizar pruebas de disparo de protecciones, además el área donde ocurre la falla proporcionada por la herramienta informática de localización permite visualizar el lugar de la falla rápidamente pero se debe tener presente que posiblemente en algunos casos es necesario identificar el objeto fallado entre los elementos que se encuentren en una poste tomando para esto algunos minutos, por esta razón se considerará el caso más desfavorable utilizando un tiempo estimado de 10 min [BR06].

En la Tabla 6.4 y Tabla 6.5 se presentan los intervalos del tiempo total de interrupción teniendo en la cuenta las dos razones expuestas anteriormente, es decir, quince (15) minutos en suma para los tiempos Te y TI de los cuatro grupos de calidad.

	Grupo I		Grupo II		Grupo III		Grupo IV	
	[min]	[horas]	[min]	[horas]	[min]	[horas]	[min]	[horas]
Td	10,00	0,17	10,00	0,17	15,00	0,25	20,00	0,33
Te	5,00	0,08	5,00	0,08	5,00	0,08	5,00	0,08
Tp	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	20,00	0,33
Tt	10,00	0,17	10,00	0,17	10,00	0,17	60,00	1,00
TI	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25
Tsc	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	25,00	0,42
Tmt	25,00	0,42	20,00	0,33	20,00	0,33	30,00	0,50
Tsc	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25
Tlg	0,00	0,00	30,00	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00
Trm	120,00	2,00	120,00	2,00	120,00	2,00	120,00	2,00
Tds	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25
Tpr	5,00	0,08	5,00	0,08	5,00	0,08	5,00	0,08
Trs	15,00	0,25	15,00	0,25	15,00	0,25	25,00	0,42
Tv	25,00	0,40	20,00	0,33	20,00	0,33	30,00	0,50
Total	290,00	4,82	310,00	5,17	285,00	4,75	385,00	6,42

Tabla 6.4. Intervalos de tiempo para el restablecimiento de fallas en circuitos de cualquier grupo de calidad con presencia de herramienta de localización de fallas.

Con esta reducción en los tiempos Te y TI, se tiene según la Tabla 6.5 que en suma estos tiempos corresponden al 6,90%; 6,45%; 7,02% y 5,19% del tiempo total de interrupción, esto es, se redujo el tiempo en tanto por ciento con respecto a los tiempos admisibles sin la presencia de la herramienta informática de localización en -8,73%; -12,99%; -16,17% y -12,73%.

Consecuentemente debido a la implementación de la herramienta informática de localización, existe una reducción en los tiempos Te, TI y además en el tiempo total de interrupción. Con la intención de observar la reducción del tiempo total de interrupción

en tanto por ciento con respecto al tiempo total de interrupción sin la presencia de la herramienta de localización, se presenta la Tabla 6.6. En ella se observa que cada uno de los cuatro (4) tiempo totales de interrupción se reducen al 90,63%; 86,11%; 82,61% y 86,52% con respecto a su homologó en cada grupo de calidad. Estas cantidades en porcentaje permitirán estimar aproximadamente la reducción en el pago de compensaciones por parte de los operadores a los usuarios de la red debidas al no cumplimiento, por parte de los primeros, de los valores admisibles de los índices de calidad.

	Grupo I	Grupo II	Grupo III	Grupo IV
	[%]	[%]	[%]	[%]
Td	3,45	3,23	5,26	5,19
Te	1,72	1,61	1,75	1,30
Tp	5,17	4,84	5,26	5,19
Tt	3,45	3,23	3,51	15,58
TI	5,17	4,84	5,26	3,90
Tsc	5,17	4,84	5,26	6,49
Tmt	8,62	6,45	7,02	7,79
Tsc	5,17	4,84	5,26	3,90
Tlg	0,00	9,68	0,00	0,00
Trm	41,38	38,71	42,11	31,17
Tds	5,17	4,84	5,26	3,90
Tpr	1,72	1,61	1,75	1,30
Trs	5,17	4,84	5,26	6,49
Tv	8,62	6,45	7,02	7,79
Total	100,00	100,00	100,00	100,00

Tabla 6.5. Intervalos de tiempo en porcentaje para el restablecimiento de fallas en circuitos de cualquier grupo de calidad con presencia de herramienta de localización de fallas

En la Tabla 6.7 se presentan nueve (9) circuitos alimentadores de distintos grupos de calidad y de tres (3) empresas colombianas de energía eléctrica con sus respectivos índices DES y FES monitoreados durante el tercer trimestre del pasado año 2001. Además, también se consigna en esta tabla, información como los valores máximos admisibles para cada índice y el valor en millones de pesos de las compensaciones realizadas por la respectiva empresa de energía. Esta información fue obtenida a través del Convenio SSPD-UIS: "Monitoreo y Evaluación de Parámetros de Calidad del Servicio Público de Energía Eléctrica" vigente durante los años 2001 y 2002, el cual tenía por objeto fundamental realizar una auditoria a la calidad del servicio de energía eléctrica a empresas distribuidoras de energía del sector eléctrico colombiano.

Herramienta localización	Grupo I	Grupo II	Grupo III	Grupo IV
	[min]	[min]	[min]	[min]
NO	320,00	360,00	345,00	445,00
SI	290,00	310,00	285,00	385,00
Total[%]	90,63	86,11	82,61	86,52

Tabla 6.6. Reducción en porcentaje del tiempo total de interrupción ante la presencia de la herramienta de localización de fallas

EMPRESA	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	GRUPO DE CALIDAD	VALOR MÁXIMO DES [Horas]	DES MONITOREADO [Horas]	VALOR MÁXIMO FES [Horas]	FES MONITOREADO [Horas]	COMPENSACIÓN MILLONES DE PESOS [\$]
ELECTRO COSTA	CHAMBACÚ	CHAMBACÚ1	1	3	8,9	9	18	6,46
		CHAMBACÚ2	1	3	7,11	9	21	9,89
		CHAMBACÚ4	4	3	41,54	9	43	82,9
		CHAMBACÚ5	4	3	16,1	9	28	18,77
	BOSTON	BOSTON1	1	3	31,48	18	25	21,61
		BOSTON2	4	12	61,23	18	64	51,6
		BOSTON3	1	3	19,53	9	32	13,38
ELECTROLIMA	CENTRO	HOSPITAL	3	13	145,14	20	75	12,15
CEDENAR	PASTO	CTO 2 CALLE 20	1	4,75	10,46	10	11	6,17

Tabla 6.7. Índices de calidad DES y FES de circuitos alimentadores monitoreados durante el tercer semestre del año 2001

EMPRESA	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	GRUPO DE CALIDAD	VALOR MÁXIMO DES [Horas]	DES MONITOREADO [Horas]	Fc GRUPO CALIDAD	(DESc)Fc	REDUCCIÓN COMPENSACIÓN [%]
ELECTRO COSTA	CHAMBACÚ	CHAMBACÚ1	1	3	8,9	90,63	8,07	85,86
		CHAMBACÚ2	1	3	7,11	90,63	6,44	83,78
		CHAMBACÚ4	4	3	41,54	86,52	35,94	85,47
		CHAMBACÚ5	4	3	16,1	86,52	13,93	83,43
	BOSTON	BOSTON1	1	3	31,48	90,63	28,53	89,64
		BOSTON2	4	12	61,23	86,52	52,97	83,23
		BOSTON3	1	3	19,53	90,63	17,70	88,92
ELECTROLIMA	CENTRO	HOSPITAL	3	13	145,14	82,61	119,90	80,90
CEDENAR	PASTO	CTO 2 CALLE 20	1	4,75	10,46	90,63	9,48	82,83

Tabla 6.8. Estimación de la reducción del índice DES y pagos por compensación

La expresión $VCDc = (DESc - VMDESc)(CI)(DPc)$ **6.1** es la establecida por la CREG para el cálculo del valor a compensar por el indicador DES.

$$\text{Si } (DESc - VMDESc) > 0$$

$$VCDc = (DESc - VMDESc)(CI)(DPc) \quad 6.1$$

$$\text{Si } (DESc - VMDESc) = 0$$

$$VCDc = 0$$

Donde,

DESc,	Indicador DES registrado por la empresa de energía.
VMDESc,	Valor máximo admisible para el indicador DES.
CI,	Costo estimado de la energía no consumida durante el corte de electricidad.
DPc,	Demanda promedio. Se calcula como la suma de los consumos en kilovatios hora (kWh) que aparecen en las facturas de los últimos 12 meses, sobre 8760 horas.

Mientras que para el cálculo del valor a compensar por incumpliendo en el índice FES, es el siguiente:

$$\text{Si } (FESc - VMFESc) > 0$$

$$VCDc = (FESc - VMFESc) \left(\frac{DESc}{FESc} \right) (CI)(DPc) \quad 6.2$$

$$\text{Si } (FESc - VMFESc) = 0$$

$$VCFc = 0$$

La empresa de energía debe calcular el valor por incumplimiento del indicador DES y otro por incumplimiento del indicador FES. El mayor de los dos será compensado al usuario por parte de la empresa de energía. Para los nueve (9) circuitos relacionados en la Tabla 6.7 las empresas proveedoras tuvieron que realizar pagos por compensación al incumplimiento del indicador DES, es decir el valor a compensar de este indicador fue mayor que el valor a compensar por el indicador FES.

Teniendo presente lo anterior, para estimar en que tanto por ciento se reduce el valor a compensar con respecto al valor a compensar sin la presencia de la herramienta de localización de fallas, se debe realizar el siguiente cociente:

$$\frac{VCDc_{CON \text{ HERRAMIENTA}}}{VCDc_{SIN \text{ HERRAMIENTA}}} = \frac{(FcgcDESc - VMDESc)(CI)(DPc)}{(DESc - VMDESc)(CI)(DPc)} = \frac{(FcgcDESc - VMDESc)}{(DESc - VMDESc)} \quad 6.3$$

Donde,

$Fcgc$, Factor de corrección del grupo de calidad, ver Tabla 6.8

A partir de esta expresión es posible obtener la reducción en el valor de compensación por incumplimiento en el indicador DES sin la necesidad de conocer el costo estimado de la energía no consumida CI y tampoco la demanda promedio DPc, tal y como se muestra en la Tabla 6.8. Se puede observar que con la implementación de la metodología a través de una herramienta informática de localización es posible reducir el índice DES un promedio de 88% aproximadamente, mientras que el valor de las compensaciones un promedio de 84% aproximadamente, es decir, la implementación de la metodología brinda la posibilidad de por lo menos reducir los pagos por compensaciones en un 16% aproximadamente.

7. CONCLUSIONES, APORTES, TRABAJOS FUTUROS Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

En este trabajo de investigación se ha propuesto una metodología basada en la técnica LAMDA y el algoritmo propuesto por Ratan Das para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica que permite a las empresas distribuidoras y operadores de red, mejorar los índices de calidad del servicio a través de la disminución de la duración y frecuencia de las interrupciones ocasionadas por fallas sobre el sistema.

Se establecieron descriptores que permiten identificar y caracterizar los huecos de tensión con base en la información en estado transitorio y estado estable del comportamiento del sistema de distribución.

Se ha desarrollado una metodología para la construcción de modelos híbridos de localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica que combine una técnica basada en el conocimiento (LAMDA) y otra en el modelo (método Ratan Das).

Se analizó el impacto de la localización de fallas en los índices de calidad referentes a la duración y frecuencia de las interrupciones, DES y FES respectivamente.

Se implementó la metodología híbrida propuesta en un sistema de distribución de energía eléctrica, logrando evidenciar las ventajas de implementación de un modelo híbrido (combinación de dos técnicas), con respecto a los resultados obtenidos con las mismas técnicas pero implementadas de manera independiente.

El modelo híbrido de localización de fallas permite reducir notablemente la múltiple estimación de la técnica basada en el modelo (método Ratan Das), y por el contrario, a la técnica basada en el conocimiento (LAMDA) le permite mejorar su precisión en la estimación de la falla.

La Búsqueda de la Proyección y el Análisis de Componentes Principales en conjunto son herramientas estadísticas útiles para determinar el comportamiento de los diferentes tipos de falla en los sistemas de distribución, ya sea desde el punto de vista del tipo de falla (fases que intervienen en la falla) o desde el punto de vista de la ubicación de la misma en el sistema de distribución.

La primera y segunda componente principal permiten discriminar el tipo de falla que produjo un determinado hueco de tensión, mientras que la primera y tercera componente permiten discriminar la ubicación de la falla dentro del sistema de distribución.

Se demostró que MatLab es una herramienta de simulación de sistemas de potencia con gran capacidad de programación y automatización, sin dejar a un lado la confiabilidad en cuanto a resultados de simulación arrojados, los cuales por comparaciones realizadas, son muy similares a los arrojados por ATP. Por razones obvias estas comparaciones no se plasmaron en este documento.

Aportes

Se diseñó una herramienta informática en MatLab para el análisis estadístico de fallas en sistemas de energía eléctrica basada en la técnica LAMDA y la Búsqueda de la Proyección.

Se propone una idea novedosa mediante la implementación de modelos híbridos de la localización de fallas para dar solución a los problemas de calidad del servicio relacionados con la ingeniería eléctrica.

Se incursiona la técnica de clasificación LAMDA y la Búsqueda de la Proyección en la exploración de alternativas de solución a problemas de actualidad referentes a la calidad del suministro de energía eléctrica.

Trabajos futuros

Implementar la metodología en circuitos de distribución reales para determinar el comportamiento del modelo híbrido con la presencia fallas y parámetros reales.

Mejorar el funcionamiento del modelo híbrido a través de la implementación de comunicación entre las técnicas que lo conforman, es decir, que ambas técnicas puedan modificar bilateralmente los parámetros de la otra, con la intención de lograr una mejor aproximación de la ubicación de la falla en el sistema de distribución.

Recomendaciones

Desarrollar una herramienta informática que concentre a MatLab y ATP, que brinde la posibilidad de caracterizar cualquier circuito de distribución en ATP y posteriormente el proceso de simulación pueda ser automatizado y parametrizado en MatLab. Esto permitirá agrupar las ventajas de MatLab en cuanto a flexibilidad en programación y las ventajas en tiempo de simulación de ATP.

Fomentar en los operadores de red y empresas comercializadoras de energía la cultura del registro de la información a través de bases de datos del sistema de distribución, pues sin una base de datos del historial de perturbaciones del sistema, jamás será posible implementar una metodología de esta índole en un sistema de distribución real.

BIBLIOGRAFÍA

- [AA99] Aguado, Carlos, Aguilar, J. "A mixed qualitative quantitative self learning classification technique applied to situation assessment in industrial control". 1999. <http://www.qrg.northwestern.edu/papers/Files/qr-workshops/QR99/>
- [AAJ97] R.K Aggarwal, Y. Aslan. and A.T Johns. "An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps", 1997.
- [AL82] Aguilar J., López N. "The process of classification and learning the meaning of linguistic descriptors of concepts". Approximate Reasoning in Decision Analysis, 1982. p. 165-175. N. Holland.
- [And73] Anderson, Paul M. "Analysis of Faulted Power Systems". IEEE PRESS. 1973.
- [Bar05] Barrera N., Víctor. Carrillo C., Gilberto; Mora, Juan "Una aplicación de la técnica LAMDA a los índices de continuidad del suministro de energía eléctrica". II Revista de la Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas UIS. Enero de 2006. ISSN 1657-4583. III Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica. SICEL IEEE. Bogota D.C- Colombia. Nov. 16-18 de 2005.
- [BCR05] Barrera, Víctor; Cormane, Jorge; Rodríguez, Juan. "Metodología para el mejoramiento de los índices de continuidad del suministro de energía eléctrica". III Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica. Bogota, Colombia, Noviembre 16-18 de 2005.
- [BJ06] Billar C., Jaimes F., Felix. Ronald. "Caracterización de circuitos de distribución para estudios de calidad en sistemas de energía eléctrica". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2006.
- [Bol00] Bollen M.H.J. Understanding Power Quality Problems: Voltages Sags and Interruptions. IEEE PRESS. 2000
- [BR06] Beltran, Diego; Romero, Angélica. "Calidad del servicio: Propuesta metodológica para la estimación de los índices de calidad del servicio DES y FES a partir de información de localización de fallas". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2006.
- [Car93] Carrillo C., Gilberto. "Metodología coste-beneficio aplicada a la instalación de equipos de localización y seccionamiento del tramo avería en redes de distribución". 3^{ras} Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Barcelona, 1-3 de Julio de 1993.
- [CLLJ04] Myeon Son Choi, Seung-Jae Lee, Duck-su Lee and Bo-Gun Jin. "A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems", 2004.
- [Cor06] Cormane Angarita, Jorge Andrés. "Modelo estadístico para la localización de fallas en sistemas de distribución de energía eléctrica". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2006.
- [CTP04] "Concepto técnico sobre procedimientos operativos, tiempos admisibles y frecuencia en la ejecución de mantenimientos programados". Informe final, Estudio realizado para la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG. Bogotá, Marzo 19 del 2004. 20 p.
- [Das98] Ratan Das. "Determining the locations of faults in distribution systems". University of Saskatchewan Saskatoon, Canada, 1998.
- [Dag00] J. B. Dagenhart. "The 40- Ground-Fault Phenomenon" IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 36, no. 1, pp 30-32, 2000
- [ICC04] Documento CREG 069. "Indicadores de calidad para la continuidad en la prestación de servicio de energía eléctrica en sistemas de transmisión regional y/o distribución local". Diciembre 14 de 2004. 25 p.
- [Isa04] Isaza N, Claudia V. "Clasificación y diagnostico de procesos empleando metodología LAMDA". Universidad de los Andes. Maestría en Ingeniería Eléctrica y Electrónica. Facultad

de Ingenierías. Bogota, DC, 2004.

- [JS89] Alain St-Jacques and Krishnaswamy Srinivasan. "A new fault location algorithm for radial transmission lines with loads", 1989.
- [Malo02] J. Malo. "Análisis de la teoría de ondículas orientado a las aplicaciones de ingeniería-Fundamentos" Tesis. Universidad Politécnica de Madrid.2002.
- [Martinez02] M. Martínez. "Análisis y medida de procesos no estacionarios en el domino tiempo frecuencia" Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid.2002
- [MM02] Wendy L. Martínez and Angel R. Martínez. "Computacional Statistics Handbook with MatLab", Chapman & Hall/CRC, Boca Ratón, Florida, 2002.
- [MR06] Martínez, Juan; Rojas, Cesar. "Localización de fallas: Clasificación de huecos de tensión en sistemas de distribución utilizando la técnica LAMDA". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. (En curso).
- [MSO05] Mora, Juan, Serrano, Herman, Ordóñez, Gabriel. "Mejoramiento de los Índices de Calidad del Servicio mediante la Caracterización de Señales para Localización de Fallas en Distribución". III Simposio Internacional de Calidad de la Energía Eléctrica. Bogota, Colombia, Noviembre 16-18 de 2005.
- [NHHM98] Damir Novosel, D. Hart, Y. Hu, and J. Myllymaki. "System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads", 1998.
- [Pen02] Peña Daniel. "Análisis de Datos Multivariantes", McGraw-Hill/Interamericana de España, Madrid, 2002.
- [SFA02] L. Sousa, V. Fernao, V. Alegria. "A new accurate fault location method using $\alpha\beta$ space vector algorithm". 14 Power System Control Conference. 2002
- [SMFA03] L. Sousa, J. Martins, V. Fernao, V. Alegria. "A network Distribution Power System Fault location based on Neural Eigenvalue Algorithm", IEEE Bologna Power Tech. 2003
- [SR02] Murari Mohan Saha, Eugeniusz Rosółowski. "Method and device of fault location for distribution networks", 2002.
- [Rod06] Rodríguez Suárez, Juan Carlos. "Detección y localización de fallas en sistemas de energía eléctrica mediante la técnica Maquinas de soporte Vectorial (SVM)". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2006.
- [VQ05] Villamizar, Libardo; Quiñónez, Carlos. "Implementación del método de Ratan Das para la localización de fallas en sistemas de energía eléctrica". Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, 2005.
- [Wai00] WAISSMAN J "Construction d'un modèle comportemental pour la supervision de procedes: Application a une station de traitement des eaux", These de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Toulouse, 2000
- [WV68] Warrington, A.R. Van C. Protective Relays, Their Theory and Practice. London, 1968.
- [YS98] Lifeng Yang, Coral Springs. One terminal fault location system that corrects for fault resistance effects, 1998.
- [ZLG97] Jun Zhu, David L. Lubkeman and Adly A. Girgis. Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders, 1997.

A. APÉNDICE: Especificaciones del sistema de distribución prototipo

El sistema de distribución utilizado para las pruebas de la metodología propuesta se presenta en la siguiente figura.

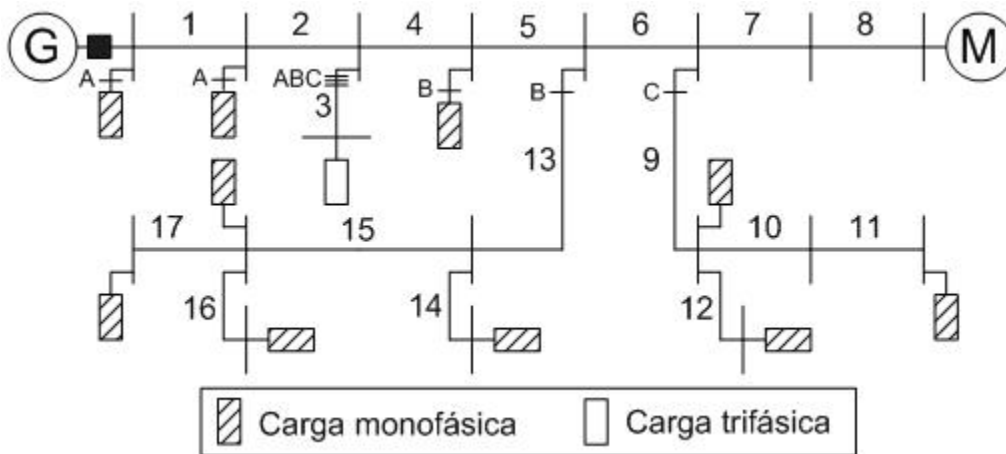


Figura A.1. Diagrama unifilar del modelo de sistema de distribución prototipo.

Los datos de la línea se presentan por secciones. Los nodos a los que está conectada cada sección, la distancia de cada sección y las impedancias del modelo equivalente pi se muestran en la Tabla A.1.

Algunas características del sistema propuesto son [Das98], [VQ05]:

- Entre los nodos 1 y 11 hay 37km de longitud. Esta línea está compuesta por diferentes tipos de conductores.
- Se instalaron cargas de diferentes tipos en los nodos del sistema excepto en los nodos 3, 4, 5, 10 y 20.
- Los nodos 3, 4 y 5 forman parte de una sección de 16km.
- El nodo 20 divide en dos secciones la sección entre los nodos 18 y 21.
- El nodo 10 es la unión de dos secciones de diferente tipo de conductor.

Sección		Distancia (km)	Impedancias Serie		Admitancia Paralela	
Nodo Inic.	Nodo Fin.		Pos. y Neg. (Ω/km)	Cero (Ω/km)	Pos. y Neg. (S/km)	Cero (S/km)
1	2	2,414	$0,3480 + i * 0,5166$	$0,5254 + i * 1,704$	$i * 3,74e - 06$	$i * 2,49e - 06$
2	3	4,023	$0,3480 + i * 0,5166$	$0,5254 + i * 1,704$	$i * 3,74e - 06$	$i * 2,49e - 06$
3	4	4,023	$0,3480 + i * 0,5166$	$0,5254 + i * 1,704$	$i * 3,74e - 06$	$i * 2,49e - 06$
4	5	4,023	$0,3480 + i * 0,5166$	$0,5254 + i * 1,704$	$i * 3,74e - 06$	$i * 2,49e - 06$
5	6	4,023	$0,3480 + i * 0,5166$	$0,5254 + i * 1,704$	$i * 3,74e - 06$	$i * 2,49e - 06$
6	7	4,023	$0,3480 + i * 0,5166$	$0,5254 + i * 1,704$	$i * 3,74e - 06$	$i * 2,49e - 06$
7	8	5,150	$0,5519 + i * 0,5390$	$0,7290 + i * 1,727$	$i * 3,59e - 6$	$i * 2,39e - 6$
8	9	2,414	$0,5519 + i * 0,5390$	$0,7290 + i * 1,727$	$i * 3,59e - 6$	$i * 2,39e - 6$
9	10	4,506	$0,5519 + i * 0,5390$	$0,7290 + i * 1,727$	$i * 3,59e - 6$	$i * 2,39e - 6$
10	11	2,414	$0,3480 + i * 0,5166$	$0,5254 + i * 1,704$	$i * 3,74e - 06$	$i * 2,49e - 06$
6	12	2,414	$0,3480 + i * 0,5166$	$0,5254 + i * 1,704$	$i * 3,74e - 06$	$i * 2,49e - 06$
8	13	2,414	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$
13	14	2,414	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$
13	15	2,414	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$
15	16	2,414	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$
15	17	2,414	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$
9	18	2,414	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$
18	19	2,414	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$
18	20	3,219	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$
20	21	3,219	$7,3977 + i * 0,8998$	$7,3977 + i * 0,8998$	$i * 2,51e - 6$	$i * 2,51e - 6$

Tabla A.1 Parámetros de línea del sistema de distribución prototipo

La información acerca de los datos de las cargas especifica en la Tabla A.2, se presenta el valor nominal de la carga, el nodo y las fases al que esta conectada la carga, como es la distribución en por ciento de la carga con respecto a los tres tipos de cargas básicos: motor, iluminación y calentador.

Nodo	Fase	Carga (kVA)	Composición de la carga [%]		
			Calentador	Iluminación	Motor
1	A	15,0	99,8	0,1	0,1
2	A	15,0	99,8	0,1	0,1
7	B	15,0	99,8	0,1	0,1
11	ABC	1000,0	0,1	0,1	99,8
12	ABC	67,5	99,8	0,1	0,1
14	B	15,0	99,8	0,1	0,1
15	B	15,0	99,8	0,1	0,1
16	B	7,5	99,8	0,1	0,1
17	B	15,0	99,8	0,1	0,1
18	C	25,0	99,8	0,1	0,1
19	C	15,0	99,8	0,1	0,1
21	C	15,0	99,8	0,1	0,1

Tabla A.2 Datos de carga del sistema de distribución

Los datos del generador se presentan en por unidad como se muestra en la Tabla A.3 y la base para hacer la respectiva conversión a Ohms.

Tensión Base (MVA)	Potencia Base (kVA)	impedancia de Secuencia Positiva y Negativa (p.u.)	Impedancia de Secuencia Cero (p.u.)
25	1000	$0,68283 + j2,98139$	$0,09496 + j1,39289$

Tabla A.3 Parámetros de la fuente de tensión

El factor de potencia de cada tipo de carga se muestra en la Tabla A.4.

Tipo de carga	Factor de potencia
Calentador	1
Iluminación	0,85 atraso
Motor	0,8 atraso

Tabla A.4 Factor de potencia para cada tipo de carga

B. APÉNDICE: Búsqueda de la proyección

El análisis exploratorio de datos por búsqueda de la proyección – PPEDA consiste en realizar gran cantidad de proyecciones sobre los datos para encontrar una proyección de interés, donde el interés de la proyección se mide con un índice, ver figura B.1. Algunos índices utilizados son: Friedman-Tukey, Entropía, Momento y Distancia. El índice seleccionado en este trabajo de investigación es conocido como *índice Chi-cuadrado* y desarrollado por Posse. Se seleccionó debido a que es el más rápido y de mayor facilidad de cálculo [MM02], [MR06].

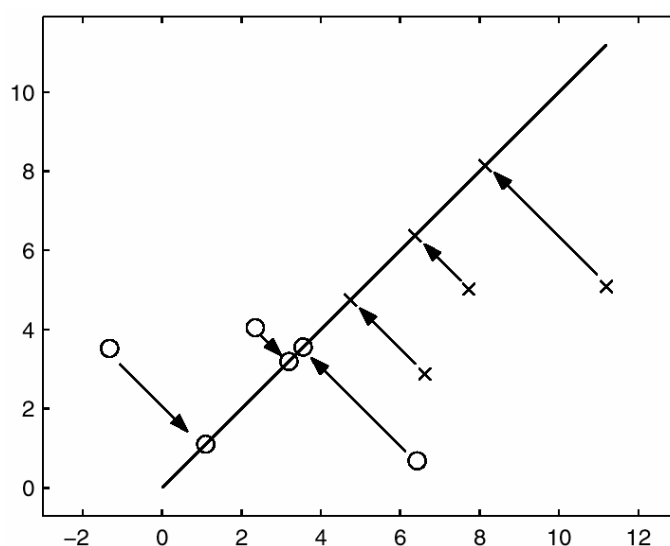


Figura B.1. Proyección de los datos sobre una línea.

PPEDA consta de dos partes:

1. Un índice de búsqueda de la proyección que mide el grado de la estructura, y
2. Un método de optimización que permite encontrar la proyección con el valor máximo para el índice.

El algoritmo utiliza una búsqueda aleatoria para localizar el óptimo global del índice de la proyección. Cada proyección encontrada muestra una estructura que en términos del índice de la proyección, es menos importante o de menor interés que la proyección previa o anterior. Antes de describir el método PPEDA, se presenta en la Tabla B.1 un

resumen de la notación utilizada en el análisis exploratorio de datos por búsqueda de la proyección.

Notación	Descripción
X	Matriz de $n \times d$, donde cada fila (X_i) corresponde a una observación d-dimensional y n el número de observaciones.
Z	Es la versión esférica de X .
$\hat{\mu}$	Matriz de $1 \times d$. La media de las observaciones: $\hat{\mu} = \sum X_i / n$
$\hat{\Sigma}$	Matriz de covarianza de las observaciones. $\hat{\Sigma}_{ij} = \frac{1}{n-1} \sum \left(X_i - \hat{\mu} \right) \left(X_j - \hat{\mu} \right)^T$
α, β	Vectores d-dimensionales y ortonormales. Coordenadas del plano de proyección. $\alpha^T \alpha = 1 = \beta^T \beta$, $\alpha^T \beta = 0$
$P(\alpha, \beta)$	Plano de la proyección descrito por α y β .
z_i^α, z_i^β	Proyecciones de las observaciones esféricas sobre los vectores α y β . $z_i^\alpha = z_i^T \alpha; \quad z_i^\beta = z_i^T \beta$
(α^*, β^*)	Indica el plano donde el índice es máximo.
$PI_{X^2}(\alpha, \beta)$	Indica el índice de Chi-cuadrado de la proyección utilizando los datos proyectados sobre el plano con coordenadas α y β .
Φ_2	Densidad normal bivariable Standard.
C_k	Probabilidad evaluada sobre la k-ésima región utilizando la normal bivariable Standard.
B_k	Cuadro en el plano de proyección.
I_{Bk}	Función indicadora para la sección B_k
η_j	Angulo por el cual los datos son rotados en el plano antes de ser asignados a regiones B_k . Están dadas por
$\alpha(\eta_j), \beta(\eta_j)$	$\alpha(\eta_j) = \alpha \cos(\eta_j) - \beta \sin(\eta_j)$ $\beta(\eta_j) = \alpha \sin(\eta_j) + \beta \cos(\eta_j)$
c	Escalar que determina el tamaño de la vecindad alrededor de (α^*, β^*) que es visitado en la búsqueda por planos que brindan el valor mas alto para el índice de la proyección.
V	Vector uniformemente distribuido en la esfera unitaria d-dimensional.
$half$	Especifica el número de pasos sin un incremento en el índice de la proyección.
m	Representa el número de búsquedas o comienzos aleatorios para encontrar el mejor plano.

Tabla B.1. Notación PPEDA

Índice de búsqueda de la proyección

[Posee] desarrolló un índice basado en el Chi-cuadrado. El plano es dividido en 48 regiones B_k que están distribuidas en anillos, ver Figura B.2. Todas las regiones tienen el mismo ancho angular de 45 grados y las regiones internas tienen el mismo ancho radial de $(2\log 6)^{1/2}/5$. Esta selección de ancho radial brinda las regiones con aproximadamente la misma probabilidad para la distribución normal bivariable estándar. Las regiones en la parte externa del anillo tienen probabilidad de 1/48. Las

regiones están construidas de esta manera para justificar la simetría radial de la distribución normal estándar [MM02].

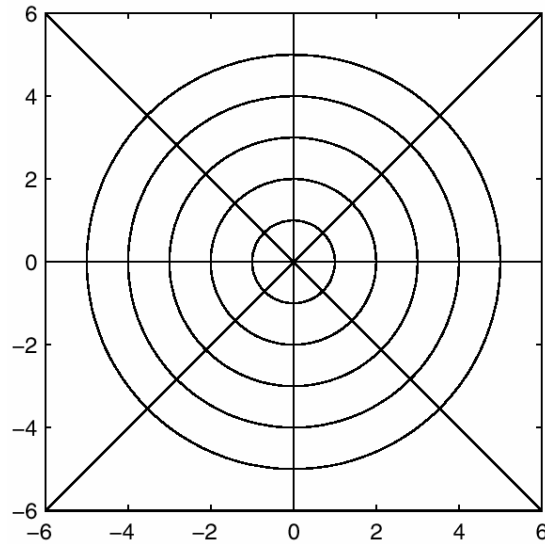


Figura B.2. Regiones B_k para el índice Chi-cuadrado de la proyección.

En la ecuación
$$PI_{X^2}(\alpha, \beta) = \frac{1}{9} \sum_{j=1}^8 \sum_{k=1}^{48} \frac{1}{c_k} \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_{B_k} \left(z_i^{\alpha^{(\eta_j)}}, z_i^{\beta^{(\eta_j)}} \right) - c_k \right]^2 \quad \text{B.1,}$$
 se presenta la versión empírica del índice de la proyección, porque es la única que puede ser implementada en computador. El índice de la proyección está dado por

$$PI_{X^2}(\alpha, \beta) = \frac{1}{9} \sum_{j=1}^8 \sum_{k=1}^{48} \frac{1}{c_k} \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n I_{B_k} \left(z_i^{\alpha^{(\eta_j)}}, z_i^{\beta^{(\eta_j)}} \right) - c_k \right]^2 \quad \text{B.1}$$

El índice Chi-cuadrado de la proyección no es afectado por la presencia de datos *outliers*, además, es rápido y fácil de calcular, especialmente cuando se tiene gran cantidad de observaciones [MM02].

Método de optimización

La segunda parte de PPEDA requiere de un método para la optimización del índice de la proyección sobre todas las posibles proyecciones. [Posee], muestra que su método de optimización funciona mejor que las técnicas "Steepest-ascent". El algoritmo de [Posee] comienza por la selección aleatoria de un plano, el cual se convierte en el

actual mejor plano (α^*, β^*) . El método busca mejorar la solución considerando dos opciones candidatas dentro de esa vecindad. Estos planos candidatos están dados por

$$\begin{aligned} a_1 &= \frac{\alpha^* + cv}{\|\alpha^* + cv\|} & b_1 &= \frac{\beta^* - (a_1^T \beta^*) a_1}{\|\beta^* - (a_1^T \beta^*) a_1\|} \\ a_2 &= \frac{\alpha^* - cv}{\|\alpha^* - cv\|} & b_2 &= \frac{\beta^* - (a_2^T \beta^*) a_2}{\|\beta^* - (a_2^T \beta^*) a_2\|} \end{aligned} \quad \text{B.2}$$

En consecuencia, se comienza una búsqueda global mediante la observación de vecinos cercanos al plano actual con la mejor solución (α^*, β^*) . Si luego de un número especificado de iteraciones no se consigue un mejoramiento del índice, el procedimiento de mejoramiento del índice se detiene y se comienza nuevamente con otro plano aleatorio y así sucesivamente.

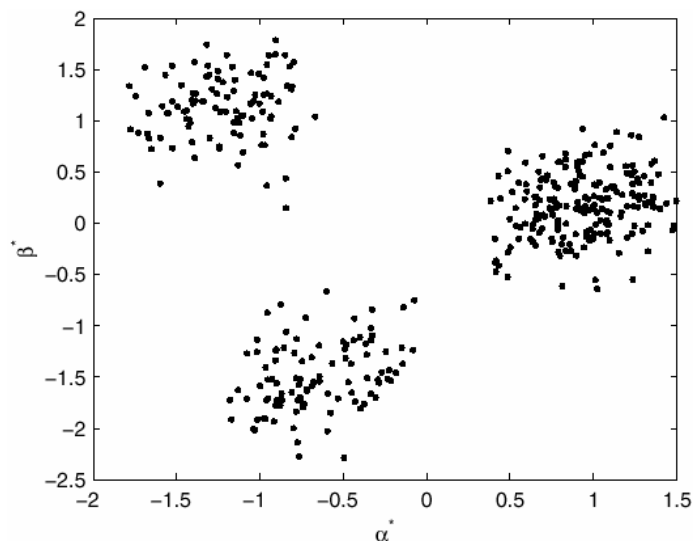


Figura B.3. Estructura encontrada por PPEDA, ppi = 2,67.

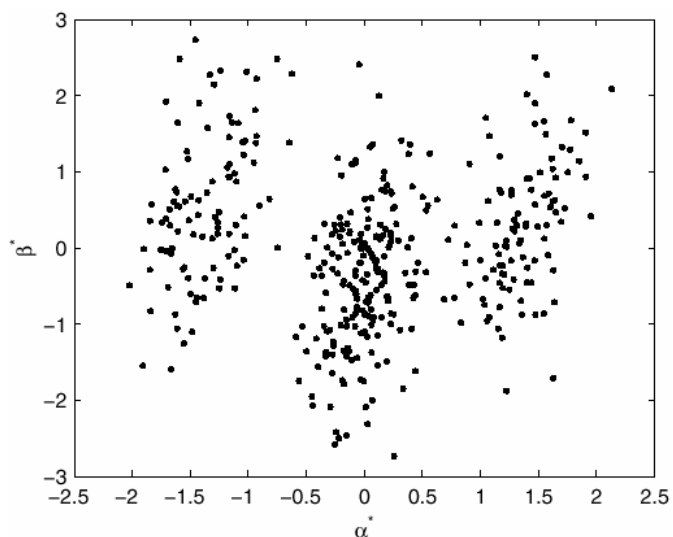


Figura B.4. Estructura encontrada por PPEDA, ppi = 0,572

En la Figura B.3 y Figura B.4 se presentan dos estructuras arrojadas en un análisis exploratorio mediante la utilización de PPEDA. La primera estructura tiene un índice Chi-cuadrado de búsqueda de la proyección de 2,67, mientras que en la segunda estructura el índice es de 0,572. A través de estas dos figuras se puede corroborar gráficamente el significado del índice de búsqueda de la proyección. En la Figura B.3 con respecto a la Figura B.4 se observa que PPEDA obtuvo un plano donde se visualizan claramente definidas tres estructuras de los datos, todo lo contrario ocurre en la Figura B.4, donde las tres estructuras están traslapadas entre sí, lo cual está en consonancia con el significado del índice de búsqueda de la proyección, esto es, cuanto mayor sea el índice de búsqueda de la proyección, mejor definición en la estructura encontrada en el plano de proyección de los datos.

C. APÉNDICE: Componentes principales

Un problema central en el análisis de datos multivariantes es la reducción de la dimensionalidad: si es posible describir con precisión los valores de p variables por un pequeño subconjunto $r < p$ de ellas, se habrá reducido la dimensión del problema a costa de una pequeña pérdida de información [Pen02].

El análisis de componentes principales tiene este objetivo: dadas n observaciones de p variables, se analiza si es posible representar adecuadamente esta información con un número menor de variables construidas como combinaciones lineales de las originales. Por ejemplo, con variables con alta dependencia es frecuente que un pequeño número de nuevas variables (menos del 20% de las originales) expliquen la mayor parte (mas del 80% de la variabilidad original).

La técnica de componentes principales es debida a Hotelling (1933), aunque sus orígenes se encuentran en los ajustes ortogonales por mínimos cuadrados introducidos por K. Pearson (1901). Su utilidad es doble [Pen02]:

1. Permite representar óptimamente en un espacio de dimensión pequeña observaciones de un espacio general p -dimensional. En este sentido, componentes principales es el primer paso para identificar las posibles variables latentes, o no observadas que generan los datos.
2. Permite transformar las variables originales, en general correladas, en nuevas variables incorreladas, facilitando la interpretación de los datos.

En este apéndice se presenta esta técnica únicamente como una herramienta para realizar un análisis exploratorio de datos.

Cálculo generalizado de las componentes simétricas

Puede demostrarse que el espacio de dimensión r que mejor representa a los puntos viene definido por los vectores propios asociados a los r mayores valores propios de S , donde S es la matriz de varianzas y covarianzas de los datos a explorar X . Estas direcciones se denominan *direcciones principales* de los datos y a las nuevas variables

por ellas definidas *componentes principales*. En general, la matriz X (y por tanto la S) tiene rango p , existiendo entonces tantas componentes principales como variables que se obtendrán calculando los valores propios o raíces características, $\lambda_1, \dots, \lambda_p$, de la matriz de varianzas y covarianzas de las variables, S , mediante:

$$|S - \lambda I| = 0 \quad \text{C.1}$$

Y sus vectores asociados son:

$$|S - \lambda_i I| a_i = 0 \quad \text{C.2}$$

Al ser la matriz S simétrica, los términos λ_i son reales y positivos, ya que S es definida positiva. Por ser S simétrica si λ_j y λ_h son dos raíces distintas sus vectores asociados son ortogonales. Si S fuese semidefinida positiva de rango $r < p$, lo que ocurriría si $p-r$ variables fuesen combinación lineal de las demás, habría solamente r raíces características positivas y el resto serían ceros.

Llamando Z a la matriz cuyas columnas son los valores de los p componentes en los n individuos, estas nuevas variables están relacionadas con las originales mediante:

$$Z = XA \quad \text{C.3}$$

Donde $A'A = I$. Calcular los componentes principales equivale a aplicar una transformación ortogonal A a las variables X (ejes originales) para obtener unas nuevas variables Z incorreladas entre si. Esta operación puede interpretarse como elegir unos nuevos ejes coordenados, que coincidan con los "ejes naturales" de los datos.

En la Tabla C.1 se presenta la matriz de varianzas y covarianzas de observaciones de nueve indicadores económicos medidos en distintas empresas durante un periodo determinado de tiempo.

Los valores propios de esta matriz se presentan en la Tabla C.2. Su suma es 1441,8, prácticamente igual, salvo por errores de redondeo, a la suma de las varianzas de las variables (elementos de la diagonal principal de la matriz S de la Tabla C.1), que es 1442. Los vectores propios de los tres primeros componentes se indican en la Tabla C.3. Se observa que el primer componente principal es una media ponderada de las primeras seis variables. El segundo contrapone la primera, la segunda y la cuarta a la tercera y la sexta. El tercer componente contrapone las tres primeras al resto de las variables.

Indicador	1	2	3	4	5	6	7	8	9
	177	179	95	96	53	32	-7	-4	-3
		419	245	131	181	127	-2	1	4
			302	60	109	142	4	0,4	11
				158	102	42	4	3	2
					137	96	4	5	6
						128	2	2	8
							34	31	33
								39	39Tabla C.1
									48

Tabla C.1. Matriz de varianzas covarianzas de los nueve indicadores

Estos resultados son consistentes con la matriz de la Tabla C.1. El rasgo mas característico de esta tabla es la distinta magnitud de las seis primeras variables respecto al resto. Esto lo recoge el primer componente principal. El segundo rasgo es la presencia de covarianzas negativas en las filas de las dos primeras variables y esto se recoge en el segundo componente.

Componente	1	2	3	4	5	6	7	8	9
λ_i	878,5	196,1	128,6	103,4	81,2	37,8	7,0	5,7	3,5
$\sum_{i=1}^h \lambda_h$	878,5	1,074,6	1,203,2	1,306,6	1,387,8	1,425,6	1,432,6	1,438,3	1,441,8

Tabla C.2. Valores propios de la matriz de la Tabla C.1

Componente	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,30	0,66	0,48	0,26	0,32	0,27	0,00	0,00	0,01
2	-0,48	-0,15	0,58	-0,49	-0,04	0,37	0,06	0,04	0,08
3	-0,41	-0,18	-0,23	0,45	0,49	0,27	0,26	0,28	0,29

Tabla C.3. Vectores propios de la matriz Tabla C.1

El tercero incorpora por un lado las tres últimas variables y, por otro, contrapone las tres primeras variables frente al resto.

Se observa en la Tabla C.4 que el primer componente principal explica aproximadamente el 61% de la variabilidad de los datos de la Tabla C.1. Con los seis primeros componentes se explica cerca del 99% de la variabilidad. Además, después del sexto vector propio la variabilidad explicada disminuye claramente, menor al 1%, lo que indica que sólo debemos preocuparnos de las seis primeras componentes principales ya que las siguientes tienen poca capacidad explicativa.

Componente	λ_h	P_h	$\sum_{i=1}^h P_h$
1	878,5	0,609	0,609
2	196,1	0,136	0,745
3	128,6	0,089	0,835
4	103,4	0,072	0,906
5	81,2	0,056	0,963
6	37,8	0,026	0,989
7	7	0,005	0,994
8	5,7	0,004	0,998
9	3,5	0,002	1,000

Tabla C.4. Variabilidad explicada por los componentes principales para los datos de la Tabla C.1

Cuando los datos son muy distintos en magnitud y al realizar el análisis queremos conservar esta propiedad se sugiere realizar el análisis de componentes principales sobre la matriz de covarianza de los datos tal y como se mostró en el ejemplo anterior, por el contrario, cuando las observaciones contienen variables con distintas unidades de medida y no queremos dar más peso a unas variables, es conveniente realizar el *análisis normado* o sobre la matriz de correlación en lugar de la matriz de covarianza [Pen02]. Este último, el análisis normado, fue el utilizado en este trabajo de investigación, debido a que en los 36 grupos de descriptores existían descriptores con diferentes unidades de medida y no se deseaba que un descriptor tuviese mayor influencia que los demás en los resultados de clasificación.

D. APÉNDICE: Calculo tipo para la estimación de la zona de falla

En el presente apéndice se describen brevemente los cálculos realizados por componente inteligente basado en la técnica de clasificación LAMDA para la estimación de la zona de falla a la cual pertenece un hueco de tensión.

En la Tabla D.1 se presentan los descriptores del grupo No. 26 (ver Tabla 4.2) del hueco de tensión que será utilizado para el ejemplo. Este hueco de tensión fue producido por una falla monofásica en la fase B y ubicada al 5% de la primera sección del sistema mostrado en la Figura 4.2.

<i>Ha</i>	<i>Hb</i>	<i>Hc</i>	<i>max H</i>	<i>medH</i>	<i>desvH</i>
0.43802	0.0048612	0.42144	0.43802	0.24544	0.28811

Tabla D.1 Descriptores del grupo No. 26 del Hueco de tensión utilizado para el ejemplo

Según lo descrito en el capítulo 4, sección 'Análisis de componentes principales', antes de realizar la clasificación del hueco de tensión, es necesario reflejarlo sobre la primera y tercera componente principal de los datos de falla utilizados para el entrenamiento del componente inteligente basado en la técnica LAMDA, ver Tabla D.2. Se deben reflejar sobre la primera y tercera componente, porque es en estas, en donde las fallas se distribuyen proporcionalmente con respecto a su distancia de separación del alimentador del sistema de distribución, es decir, a mayor distancia, mayor es la tercera componente. Las componentes principales de los datos de entrenamiento se obtuvieron a partir de la matriz de covarianzas de los datos de entrenamiento [Pen02].

Componentes Principales						
1º	-0.73286	-0.029191	0.67971	-0.0046639	-0.0036549	-0.0050918
2º	-0.44589	0.77074	-0.44854	-0.039964	-0.041767	-0.05103
3º	0.2911	0.44483	0.34182	0.4101	0.4315	0.49616
4º	-0.32966	-0.35602	-0.36515	0.60528	0.48876	-0.1612
5º	0.14893	0.16003	0.16598	0.6576	-0.59563	-0.37073
6º	0.22024	0.23425	0.24307	-0.17717	0.46732	-0.76666

Tabla D.2 Componentes principales de los datos utilizados para el entrenamiento del componente inteligente

El hueco de tensión de la Tabla D.1, reflejado en cada una de las seis componentes principales se muestra en la Tabla D.3.

Componentes principales					
1°	2°	3°	4°	5°	6°
0.039098	0.42306	0.70221	0.038626	0.17101	0.016262

Tabla D.3 Componentes principales del hueco de tensión en estudio

Entonces, los únicos datos utilizados para estimar la zona de falla a la cual pertenece el hueco de tensión en estudio, serán 0.039098 y 0.70221, los cuales corresponden a los valores de la primera y tercera componente principal. Esto es importante porque demuestra la potencialidad de las componentes principales, debido a que una clasificación de un objeto de seis dimensiones, la reduce a un problema de clasificación de dos dimensiones. Estos dos valores son los datos de entrada a la red LAMDA para cualquier hueco de tensión del sistema de distribución de la Figura 4.2.

Para el cálculo del Grado de Adecuación Marginal – GAD, se utilizó la función de distribución gaussiana, ver ecuación 2.8. En la Tabla D.4 se presentan los valores obtenidos para el Grado de Adecuación Marginal – MAD de cada descriptor. El Grado de Adecuación Global – GAD, se calculo con la expresión 2.12 de cada una de las seis posibles (clases) zonas de falla.

Clase (Sección)	MAD D ₁	MAD D ₃	$GAD = \prod_{i=1}^6 H_i$
1	0,12145324	0,23275314	0,028268622
2	1,2371E-20	6,504E-23	8,04587E-43
3	2,4786E-56	1,2034E-63	2,9759E-119
4	0	2,3258E-75	0
5	0	0	0
6	0	0	0

Tabla D.4 GAD y MAD obtenidos para el hueco de tensión en estudio

En la Tabla D.4 se puede notar claramente que el mayor GAD se obtuvo para la clase numero 1, la cual corresponde a las fallas producidas en las secciones uno y dos del sistema de distribución analizado y mostrado en la Figura 4.15, lo cual corresponde con la información inicial y conocida sobre el hueco de tensión de la Tabla D.1.

E. APÉNDICE: Resultados de clasificación con la combinación de descriptores de estado estable y transitorio

En este apéndice se describen cada uno de los descriptores de estado estable y transitorio propuestos por GISEL¹¹ para la clasificación e identificación de huecos de tensión en sistemas de distribución de energía eléctrica [MSO05].

Los resultados obtenidos con este grupo de descriptores son mejores que los arrojados con el grupo No. 26 de descriptores planteado en la Tabla 4.2 del capítulo 'SELECCIÓN DE DESCRIPTORES'. Al final, se expondrán las razones por las cuales se obtienen mejores resultados con este nuevo grupo que con el número 26.

En la Tabla E.1 se describen cada uno de los descriptores propuestos. Los dos primeros juegos de descriptores (Ha, Hb, Hc, Ia, Ib, Ic) son idénticos a los planteados en el grupo No. 26 de descriptores, es decir, las profundidades de tensión y las elevaciones de corriente.

Descriptor	Descripción
Ha, Hb, Hc	Profundidad del hueco de tensión por fase [p.u]
Ia, Ib, Ic	Elevación de corriente por fase [p.u].
Fa, Fb, Fc	Frecuencia del transitorio [Hz]
Qa, Qb, Qc	Variación de la potencia reactiva [VAR]
λ	Constante obtenida a través de la transformada de Clark

Tabla E.1. Descriptores utilizados para la localización de fallas

El siguiente juego de descriptores (Fa, Fb, Fc) hace referencia a la frecuencia del transitorio producido en cada fase durante la presencia de la falla dentro del sistema de distribución. La frecuencia del transitorio es un descriptor que está directamente relacionado con la distancia de falla. En un sistema de potencia existe una relación entre los parámetros R, L, C con la frecuencia y la distancia. Los parámetros L y C presentan una relación fuerte con la frecuencia, ya que definen la frecuencia natural de

¹¹ GISEL, Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica, Universidad Industrial de Santander, UIS, Bucaramanga, Colombia.

la oscilación transitoria. Debido a que la frecuencia del transitorio depende solo de L y C, este descriptor permite encontrar la distancia de falla sin considerar los efectos de la resistencia de la misma. Esta es una gran ventaja asociada a este descriptor en particular [MSO05].

Para la extracción de este descriptor es necesaria la implementación de la Transformada Wavlet y la Transformada de Fourier. La primera, permite filtrar una señal en el dominio del tiempo mediante filtros pasa bajo y pasa alto que eliminan componentes de alta y baja frecuencia de la señal. El filtrado se aplica de manera secuencial, para las señales resultantes del proceso de filtrado anterior. Este procedimiento continúa hasta que la señal se ha descompuesto un cierto número de niveles predefinidos [Malo02]. Como resultado del proceso de descomposición, se obtiene un conjunto de señales en diferentes bandas de frecuencia que representan a la señal original. Los detalles obtenidos con la Transformada Wavlet se analizan con la transformada de Fourier, ya que ésta permite analizar señales no estacionarias, dividiendo la señal original en pequeñas partes que se asumen estacionarias [Martinez02]. A partir de la aplicación de la transformada de Fourier al detalle con mayor índice Wavlet se obtiene la frecuencia del transitorio.

Los descriptores Qa, Qb, Qc, hacen referencia a la variación de la potencia reactiva, debido a que ésta se asocia con la potencia que consume el tramo de línea desde la subestación hasta el sitio de falla. Este descriptor se obtiene a partir de la ecuación

$$\Delta Q_{falla} = Q_f \left| \frac{V_{falla}}{V_n} \right|^{If} = \Delta Q_{eq_{pre}} - jQ_n \left| \frac{V_{falla}}{V_n} \right|^{If} \quad \text{E.1 [MSO05].}$$

$$\Delta Q_{falla} = Q_f \left| \frac{V_{falla}}{V_n} \right|^{If} = \Delta Q_{eq_{pre}} - jQ_n \left| \frac{V_{falla}}{V_n} \right|^{If} \quad \text{E.1}$$

El último descriptor es λ , y su obtención se fundamenta en la transformación de las muestras de las tres señales de corriente de falla, utilizando la transformada de Clark. Las variables de dos fases de esta transformada se conocen como “Alfa” y “Beta”. La tercera se conoce como transformada “Cero”, pero ésta no fue utilizada en este trabajo [SFA02] [SMFA03] [MSO05]. Para el caso específico de localización de fallas se

utilizará la transformación de Clark-Concordia, tal como se presenta en la ecuación

$$[T_c] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad \mathbf{E.2.}$$

$$[T_c] = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad \text{E.2}$$

Para la caracterización de fallos no es necesario la utilización de la componente cero por lo tanto se suprime la ultima fila de la matriz $[T_c]$ tal como se presenta en

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad \mathbf{E.3.}$$

$$\begin{bmatrix} I_\alpha \\ I_\beta \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad \text{E.3}$$

Para interpretar el conjunto de señales de corrientes α y β luego de aplicar la transformada T_c , se usa una aproximación basada en los valores propios. Esta técnica permite representar las corrientes de línea usando los valores propios de las muestras de datos de una matriz de correlación B . De esta forma, a partir de las corrientes de línea transformadas tal como se presenta en

$$A = \begin{bmatrix} i_{\alpha}(t_o) & i_{\beta}(t_o) \\ i_{\alpha}(t_o + \Delta t) & i_{\beta}(t_o + \Delta t) \\ \dots & \dots \\ i_{\alpha}(t_o + (n-1)\Delta t) & i_{\beta}(t_o + (n-1)\Delta t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

E.4 se obtiene la matriz A. El número de muestras significativas corresponde al número de filas de A, donde t_o es el tiempo inicial de la muestra de datos y Δt es el intervalo de muestreo.

$$A = \begin{bmatrix} i_{\alpha}(t_o) & i_{\beta}(t_o) \\ i_{\alpha}(t_o + \Delta t) & i_{\beta}(t_o + \Delta t) \\ \dots & \dots \\ i_{\alpha}(t_o + (n-1)\Delta t) & i_{\beta}(t_o + (n-1)\Delta t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix} \quad \text{E.4}$$

La matriz de correlación se obtiene aplicando la ecuación $B = A^T \cdot A$ **E.5**

$$B = A^T \cdot A \quad \text{E.5}$$

Los valores propios se obtienen mediante la función de MatLab "eig(B)" a partir de la cual se obtienen las matrices V y D como se presenta a continuación

$$D = \begin{bmatrix} \lambda_{\alpha} & 0 \\ 0 & \lambda_{\beta} \end{bmatrix} \quad \text{E.6}$$

De estos dos valores, únicamente el mayor valor de λ se utiliza para la definición de la distancia de la falla.

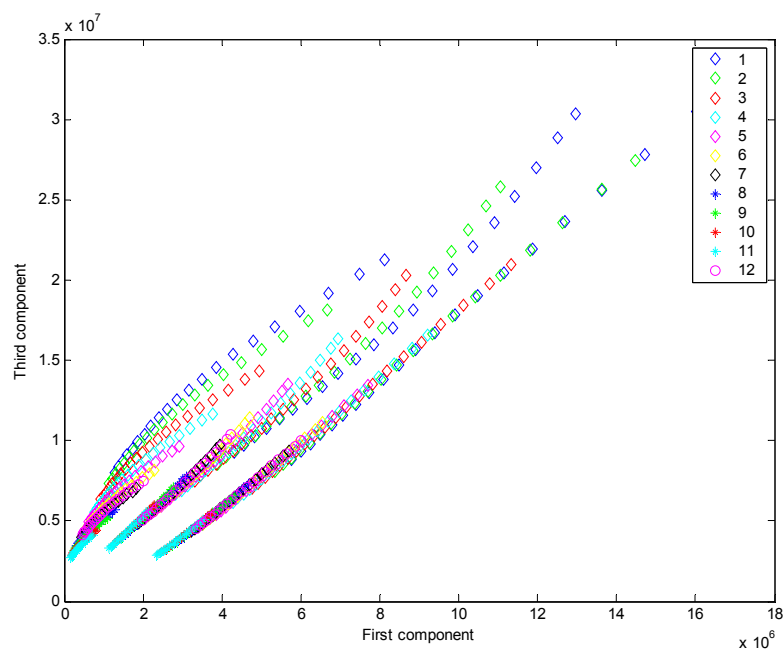


Figura E.3. Primera y tercera componente de los datos de fallas BIFÁSICAS para el nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencias de falla 50 Ω .

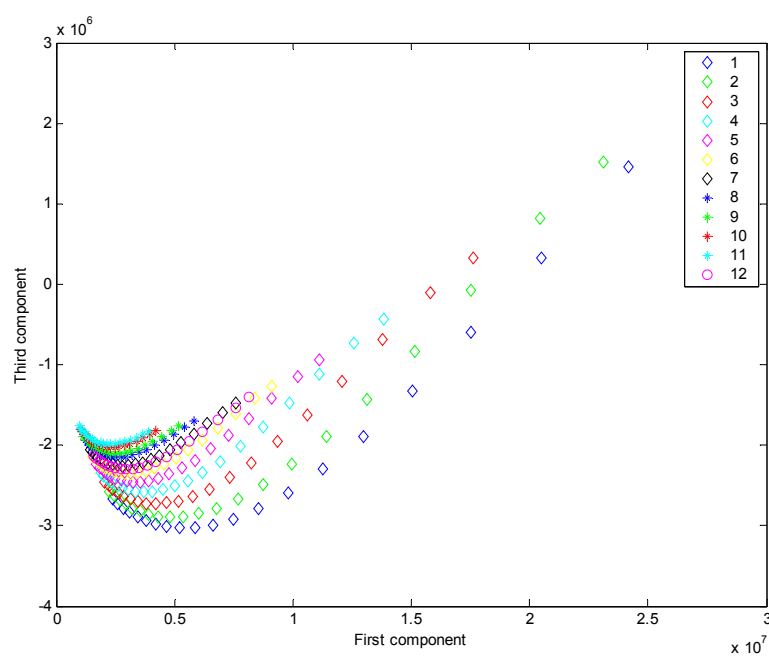


Figura E.4. Primera y tercera componente de los datos de fallas TRIFÁSICAS para el nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencias de falla 50 Ω .

En la figuras Figura E.2, Figura E.3 y Figura E.4 a se nota claramente que la distribución de las fallas en cada uno de los planos de las componentes principales, mantienen un comportamiento similar a los observados en la figuras Figura 4.6, Figura 4.7, Figura 4.8 y Figura 4.9 del capítulo 'SELECCIÓN DE DESCRIPTORES', donde las fallas se distribuyen en el eje vertical proporcionalmente con la distancia a la falla. Este conjunto de datos de falla corresponden a 1290 observaciones de fallas con 21 resistencias de falla comprendidas entre 0.05Ω y 50Ω . En la Tabla E.2 se presentan los resultados de clasificación con las observaciones de falla del nuevo grupo de descriptores para cuatro redes LAMDA entrenadas y validadas (monofásica, bifásica, bifásica a tierra y trifásica).

Zona de falla	Monofásica	Bifásica	Bifásica a tierra	Trifásica
	[Acertos]	[Acertos]	[Acertos]	[Acertos]
1	352/360:98%	233/240:97%	221/240:92%	79/80:99%
2	25/50:50%	92/120:77%	97/120:80%	22/40:55%
3	20/40:50%			
	397/450:88%	325/360:90%	318/360:88%	101/120:84%
TOTAL	1141/1290:88%			

Tabla E.2. Resultados de validación de cada una de las 4 redes basadas en la técnica LAMDA para las observaciones del nuevo grupo de descriptores.

Zona de falla	Monofásica [barras]	Bifásica	Bifásica a tierra [barras]	Trifásica
1	1, 2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12		1,2,3,4,5,6,7,12	
2	13,14,15,16,17		8,9,10,11,12	
3	18,19,20,21			

Tabla E.3. Barras que conforman cada una de las zonas de falla

En la Tabla E.3 se muestran las barras que conforman cada zona de falla. En las figuras Figura E.5 a Figura E.8 se esbozan los resultados de validación de las redes LAMDA para las fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas de la Tabla E.2.

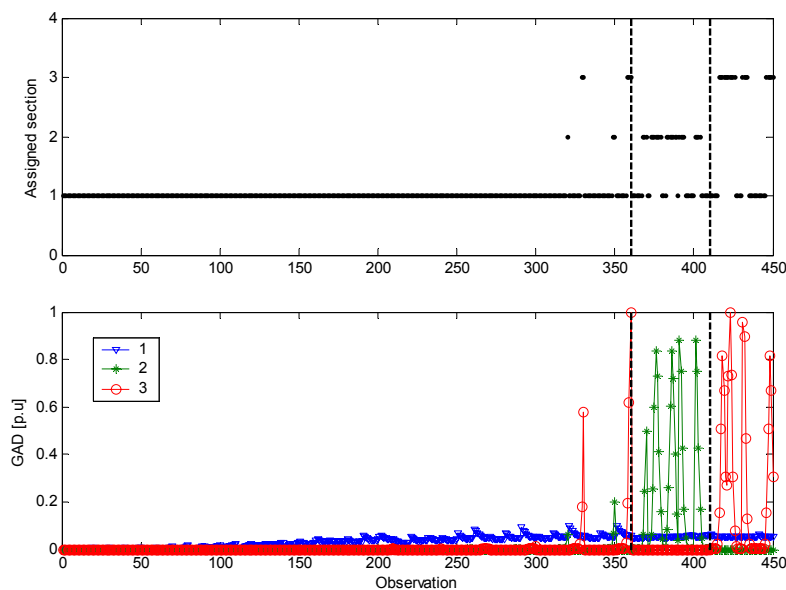


Figura E.5. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red MONOFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencia de falla 50Ω.

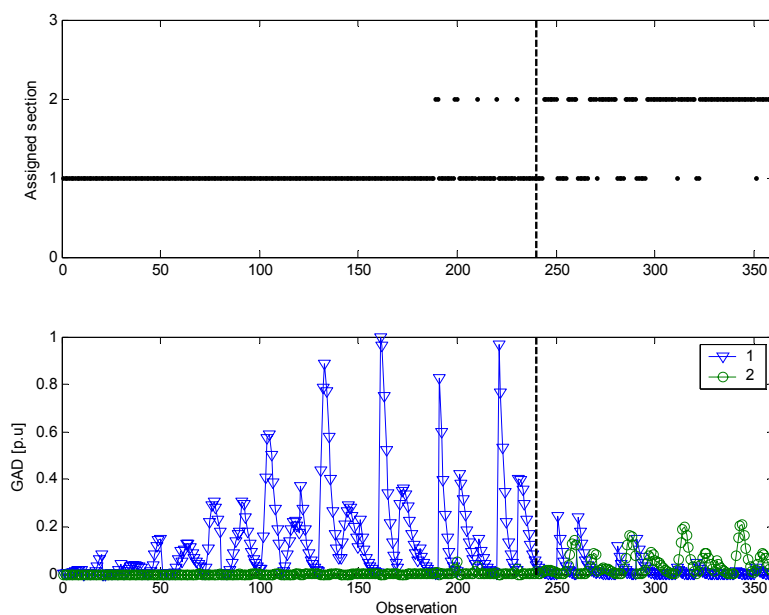


Figura E.6. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red BIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencia de falla 50Ω.

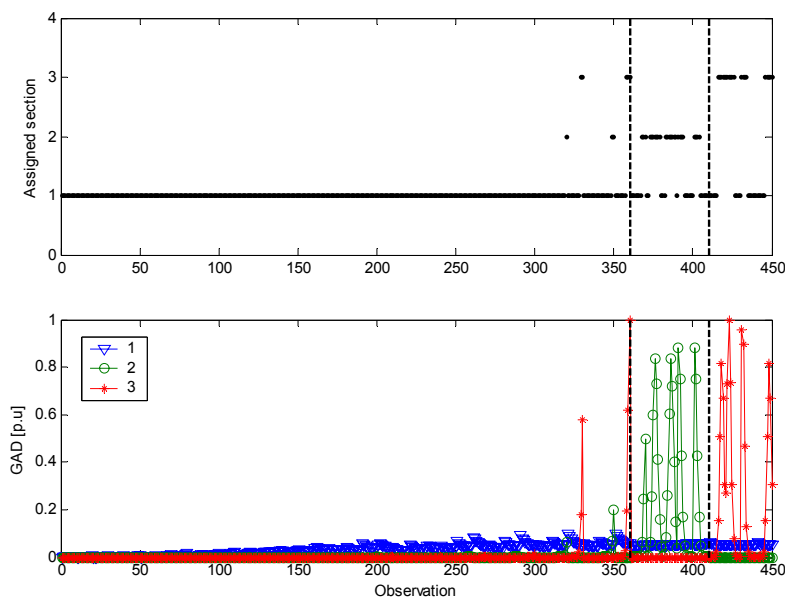


Figura E.7. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red BIFÁSICA A TIERRA basada en la técnica LAMDA. Nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencia de falla 50Ω .

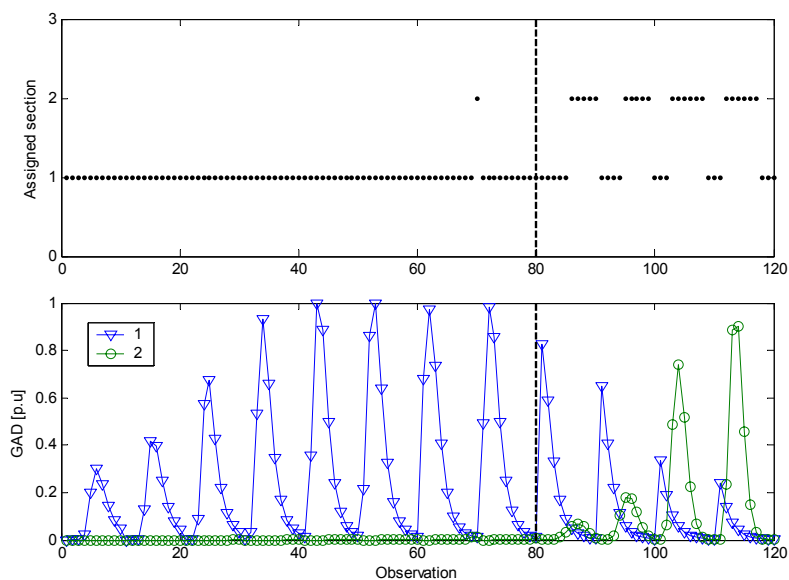


Figura E.8. GAD y zona de falla asignada durante el proceso de VALIDACIÓN de la red TRIFÁSICA basada en la técnica LAMDA. Nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencia de falla 50Ω .

A pesar de que los resultados de localización mejoraron en un 7% respecto a los resultados de localización de los descriptores del grupo numero 26, el valor agregado que deja este nuevo grupo de descriptores es la posibilidad de localizar fallas con resistencia de mayor valor, pues con el grupo numero 26 la clasificación es posible solo

hasta resistencias menores o iguales a 10Ω , mientras que con este nuevo grupo es de 50Ω . Este comportamiento con respecto a la clasificación de fallas con mayor resistencia de falla, se debe a la presencia de los descriptores F_a , F_b y F_c , que están relacionados con la distancia desde la subestación al punto de ubicación de la falla y no dependen de la resistencia de la misma, pues la frecuencia de los transitorios como se había comentado anteriormente, depende de los parámetros L y C que definen la frecuencia de oscilación del sistema. Por otro lado, la distribución de las observaciones de fallas sobre la primera y segunda componente principal tienen un mejor comportamiento con los descriptores del grupo No. 26 que con el nuevo grupo de descriptores. En la figura Figura E.9 y Figura E.10 se muestra la distribución de las fallas para cada uno de los dos grupos de descriptores. Esta distribución de las fallas en estas dos componentes permite determinar la fase o fases que interviene en el evento. Para este propósito con el nuevo grupo de descriptores no se obtienen buenos resultados, por ejemplo en la figura Figura E.10 se puede observar como las fallas bifásicas BC se traslapan con las fallas AC, razón por la cual la red LAMDA arroja resultados erróneos, todo lo contrario se visualiza con los datos de falla de la figura Figura E.9. Igualmente, este comportamiento de las observaciones de falla para los nuevos descriptores no es preocupante porque en la localización de fallas lo relevante es la ubicación de la misma y el tipo de falla y no las fases que intervienen en el evento. Este comportamiento para el nuevo grupo de descriptores es similar para los demás tipos de falla en el plano de la primera y segunda componente principal.

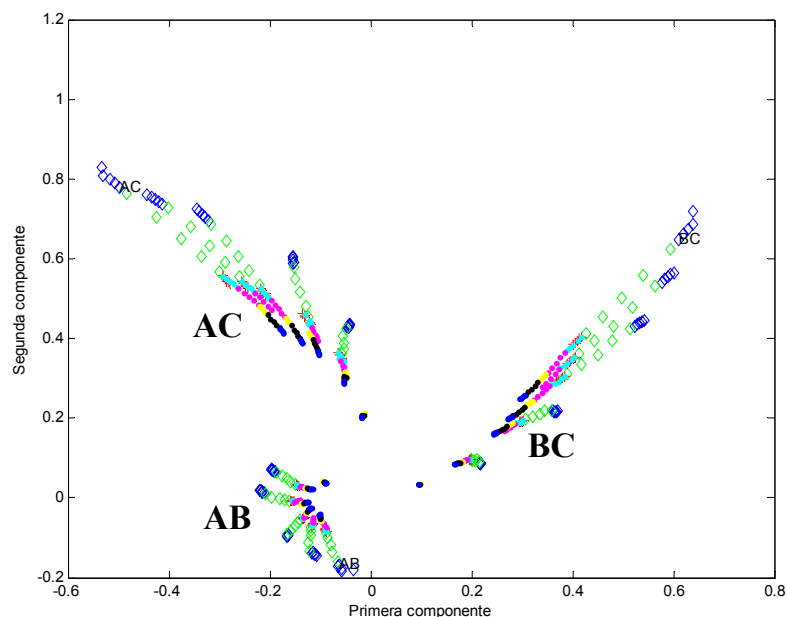


Figura E.9. Primera y segunda componente de los datos de fallas BIFÁSICAS para el grupo No. 26 de descriptores. Máxima resistencias de falla 50Ω .

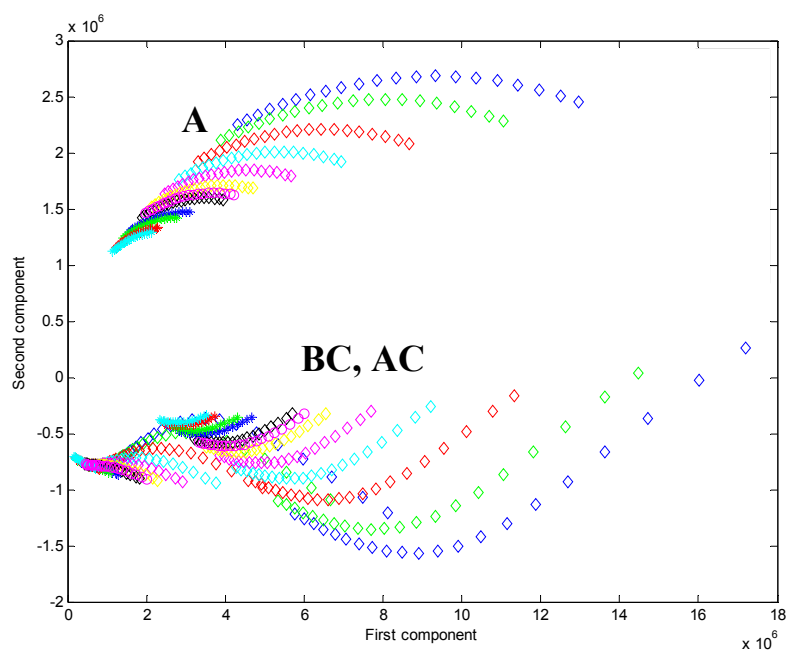


Figura E.10. Primera y segunda componente de los datos de fallas BIFÁSICAS para el nuevo grupo de descriptores. Máxima resistencias de falla 50Ω .