

**IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO PARA LOCALIZACIÓN  
DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE  
DISTRIBUCIÓN DESBALANCEADOS**

ARNOLD TORRES SALAZAR

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas  
Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones  
Bucaramanga  
2012

**IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO PARA LOCALIZACIÓN  
DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE  
DISTRIBUCIÓN DESBALANCEADOS**

**ARNOLD TORRES SALAZAR**

Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero electricista

Director  
**GILBERTO CARRILLO CAICEDO**  
**Doctor Ingeniero Industrial**

Codirector  
**IVAN DAVID SERNA SUÁREZ**  
**Ingeniero Electricista, M.Sc.**

Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físico - Mecánicas  
Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones  
Bucaramanga  
2012

*«Venid a mi los que están cansados y agobiados y yo les daré descanso»: Mat 11:28*

*A mis padres Mariano y Cecilia, alentarme a seguir el camino emprendido hizo posible haber llegado. Este triunfo es mas de ustedes que mio.*

*— Arnold Torres Salazar.*

# Agradecimientos

Mis mas sinceros agradecimientos al Doctor Gilberto Carrillo Caicedo, dedicarle por lo menos un minuto a este trabajo en medio del empeño por recuperar a la UIS, y tantas otras ocupaciones, era toda una hazaña. ¡Gracias profe!

Al M.Sc Ivan Serna Suarez, sin su ayuda hubiera sido imposible la culminación de este trabajo. ¡Gracias Don Ivan!

A todos aquellos profesores que de verdad se interesaron en enseñarle al estudiante algo mas que ciencias, a todos ellos mis mas sinceros agradecimientos.

A la lista casi infinita de amigos que me encontré en este camino. Ustedes llegaron para quedarse, gracias por su preocupación.

A mi hermana Mara, gracias negra por preguntar a cada rato como iban las cosas. A mis hermanos Haaron y Roger, ingenieros de la UIS, ellos mas que nadie saben de este esfuerzo.

# Índice general

<b>Agradecimientos</b>	<b>6</b>
<b>Introducción</b>	<b>21</b>
<b>1. Métodos de localización de fallas en sistemas de distribución</b>	<b>23</b>
1.1. Métodos Basados en el Modelo (MBM)	23
1.1.1. Modelo generalizado del sistema de distribución para localización de fallas.	24
1.1.2. Métodos de localización de fallas basados en el modelo.	25
1.1.2.1. Método de la componente reactiva.	25
1.1.2.2. Método de Srinivasan.	25
1.1.2.3. Método de Girgis.	26
1.1.2.4. Método de Zhu.	26
1.1.2.5. Método de Aggarwal.	27
1.1.2.6. Método de Ratan Das.	27
1.1.2.7. Método de Novosel.	28
1.1.2.8. Método de Yang.	28
1.1.2.9. Método de Saha.	28
1.1.2.10. Método de Choi.	29
1.2. Métodos de clasificación basados en el conocimiento (MCBC)	29
1.2.1. El conocimiento teórico y el conocimiento empírico aplicados a la localización de fallas	30
1.2.2. Aplicación de sistemas basados en el conocimiento a la localización de fallas en redes de distribución	31
1.2.2.1. Método de Liu	31
1.2.2.2. Método de Chien	32
1.2.2.3. Método de Huan	32

1.2.2.4. Método de Peng . . . . .	32
1.2.2.5. Método de Jarv . . . . .	33
1.2.2.6. Método de Hsu . . . . .	33
1.2.2.7. Método de Mora . . . . .	33
1.3. Conclusiones . . . . .	34
<b>2. Método algorítmico propuesto</b>	<b>36</b>
2.1. Método algorítmico de Torres . . . . .	36
2.1.1. Detección e identificación del tipo de falla . . . . .	37
2.1.2. Registro de fallas . . . . .	39
2.1.3. Detección del sitio de la falla . . . . .	40
2.1.4. Estimación de la sección bajo falla . . . . .	42
2.1.5. Localización del nodo de falla . . . . .	45
2.2. Conclusiones . . . . .	46
<b>3. Estimación de la resistencia de falla</b>	<b>47</b>
3.1. Principio de funcionamiento . . . . .	47
3.2. Metodologías propuestas para la estimación de la $R_f$ . . . . .	49
3.2.1. Primer método . . . . .	51
3.2.2. Segundo método . . . . .	52
3.2.3. Tercer método . . . . .	52
3.2.4. Cuarto método . . . . .	53
3.3. Puebas y resultados a los métodos de estimación de la $R_f$ . . . . .	54
3.3.1. Pruebas al primer método de estimación de la $R_f$ . . . . .	55
3.3.2. Pruebas al segundo método de estimación de la $R_f$ . . . . .	56
3.3.3. Pruebas al tercer método de estimación de la $R_f$ . . . . .	56
3.3.4. Pruebas al cuarto método de estimación de la $R_f$ . . . . .	57
3.4. Conclusiones . . . . .	58
<b>4. Implementación del método</b>	<b>60</b>
4.1. Herramienta software simulacionRF . . . . .	61
4.2. Herramienta software MBM&C-TS . . . . .	61
4.2.1. Función «Topologia» . . . . .	62
4.2.2. Función «DeteccionFalla» . . . . .	62
4.2.3. Función «NodosIniFin» . . . . .	63
4.2.4. Función «GeneradorArchivosATP» . . . . .	63

4.2.5. Función «EjecutorArchivosATP» . . . . .	66
4.2.6. Función «Ifallas» . . . . .	66
4.2.7. Función «BaseDatos» . . . . .	67
4.2.8. Función «EstimacionRF» . . . . .	67
4.2.9. Función «SeccionFallada» . . . . .	68
4.2.10. Función «LocalizacionFalla» . . . . .	68
4.2.11. Función «BarraFallada» . . . . .	69
4.3. Conclusiones . . . . .	70
<b>5. Pruebas y Resultados de la Herramienta MBM&amp;C-TS</b>	<b>71</b>
5.1. Pruebas con el circuito Meissen de 11,4 Kv . . . . .	71
5.1.1. Pruebas en nodos del ramal principal . . . . .	72
5.1.2. Pruebas en nodos de ramales laterales . . . . .	75
5.2. Impacto de los desbalances sobre la localización: pruebas con el circuito Alban de 34,5 Kv . . . . .	77
5.2.1. Pruebas a carga nominal . . . . .	78
5.2.2. Pruebas a 60 % de carga nominal . . . . .	82
5.2.3. Pruebas a 120 % de carga nominal . . . . .	86
5.3. Errores en la localización de la falla . . . . .	90
5.3.1. Errores en la estimación de la resistencia de falla y en la localización en el ramal principal . . . . .	91
5.3.2. Errores en la estimación de la resistencia de falla y en la localización en ramales laterales . . . . .	98
5.4. Conclusiones . . . . .	105
<b>6. Conclusiones</b>	<b>109</b>
<b>Referencias bibliográficas</b>	<b>112</b>
<b>Anexos</b>	<b>115</b>

# Índice de figuras

1.1. Modelo generalizado de un sistema de distribución. Tomada de (Mora-Florez) . . . . .	24
2.1. Diagrama lógico para identificación del tipo de falla. Tomada de (Das)	38
2.2. Circuito bajo falla y registro de tensiones y corriente . . . . .	41
2.3. Recreación del circuito bajo falla . . . . .	41
2.4. Primera iteración en busca del sitio de la falla . . . . .	41
2.5. Segunda iteración en busca del sitio de la falla . . . . .	42
2.6. Diagrama lógico para obtener la sección bajo falla para cada resistencia de falla estimada . . . . .	43
2.7. Circuito para el ejemplo presentado . . . . .	43
2.8. Fallas en el nodo inicial y final del circuito . . . . .	44
2.9. Búsqueda de la sección en los laterales . . . . .	45
2.10. Proceso para localización del nodo fallado . . . . .	46
3.1. La corriente de falla registrada depende de $Z_L$ y $R_f$ . . . . .	48
3.2. Fallas en nodo inicial y nodo final del circuito para la estimación de la $R_f$ . . . . .	48
3.3. Circuito alimentado con la tensión de registro para creación de la base de datos . . . . .	49
3.4. Bosquejo del circuito urbano de prueba . . . . .	54
4.1. Diagrama de flujo de la implementación de la herramienta . . . . .	60
4.2. Entradas, proceso y salida de la función «todosim_RF» . . . . .	61
4.3. Entradas, proceso y salida de la función «Topologia» . . . . .	62
4.4. Entradas, proceso y salida de la función «DeteccionFalla» . . . . .	62
4.5. Entradas, proceso y salida de la función «NodosIniFin» . . . . .	63
4.6. Cambio en el timepo máximo de simulación: (a) Archivo original, (b) Archivo cambiado . . . . .	64

4.7. Eliminación de la impedancia de la fuente . . . . .	64
4.8. Cambio en el tiempo de simulación de la falla «Tclose»: (a) Archivo original, (b) Archivo cambiado . . . . .	65
4.9. Cambio de los valores de tensión de la fuente: (a) Archivo original, (b) Archivo cambiado . . . . .	65
4.10. Entrada, proceso y salida de la función «GeneradorArchivosATP» . . .	65
4.11. Entrada, proceso y salida de la función «EjecutorArchivosATP» . . . .	66
4.12. Datos a extraer en el archivo *.lis . . . . .	66
4.13. Estructura de la matriz de almacenamiento de datos de corriente . . .	66
4.14. Entrada, proceso y salida de la función «Ifallas» . . . . .	67
4.15. Entrada, proceso y salida de la función «BaseDatos» . . . . .	67
4.16. Entrada, proceso y salida de la función «EstimacionRF» . . . . .	67
4.17. Entrada, proceso y salida de la función «SeccionFallada» . . . . .	68
4.18. Diagrama logico del proceso de localización del nodo de falla . . . . .	69
4.19. Matriz para hallar la barra segun descriptor . . . . .	69
5.1. Circuito rural de prueba 34,5 Kv . . . . .	78
5.2. Error en la estimación de la $R_f$ para falla tipo 1 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	92
5.3. Error relativo en la localización para falla tipo 1 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	92
5.4. Error absoluto en la localización para falla tipo 1 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	93
5.5. Error en la estimación de la $R_f$ para falla tipo 4 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	93
5.6. Error relativo en la localización para falla tipo 4 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	94
5.7. Error absoluto en la localización para falla tipo 4 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	94
5.8. Error en la estimación de la $R_f$ para falla tipo 7 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	95
5.9. Error relativo en la localización para falla tipo 7 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	95
5.10. Error absoluto en la localización para falla tipo 7 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	96

5.11. Error en la estimación de la $R_f$ para falla tipo 10 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	96
5.12. Error relativo en la localización para falla tipo 10 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	97
5.13. Error absoluto en la localización para falla tipo 10 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba . . . . .	97
5.14. Error en la estimación de la $R_f$ para falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	98
5.15. Error relativo en la localización para falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	99
5.16. Error absoluto en la localización para falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	99
5.17. Error en la estimación de la $R_f$ para falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	100
5.18. Error relativo en la localización para falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	100
5.19. Error absoluto en la localización para falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	101
5.20. Error en la estimación de la $R_f$ para falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	101
5.21. Error relativo en la localización para falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	102
5.22. Error absoluto en la localización para falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	102
5.23. Error en la estimación de la $R_f$ para falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	103
5.24. Error relativo en la localización para falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	103
5.25. Error absoluto en la localización para falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	104
5.26. Caso particular para que el proceso de estimación de los nodos bajo falla no sea aplicable . . . . .	105
B.1. Instalación del directorio de la herramienta «TORRES» . . . . .	134
B.2. Se asegura que «work» sea la carpeta de ATP . . . . .	135

B.3. Ejecución de la herramienta . . . . .	136
B.4. Ventana principal de la herramienta . . . . .	137
B.5. Selección del archivo modelo *.atp . . . . .	138
B.6. Hoja de cálculo de la topología . . . . .	139
B.7. Hoja de registro de falla . . . . .	140
B.8. Aviso mostrado al terminar la simulación . . . . .	141
B.9. Contenido de la matriz «BarraSegunDescriptor» del archivo «Resumen»	142
B.10. Contenido de la matriz «Localizacion» del archivo «Resumen» . . . . .	142
B.11. Información contenida en el archivo «SeccionesHalladas» . . . . .	142

# Índice de tablas

3.1. Estructura general de la base de datos . . . . .	50
3.2. Valores de registro para una falla tipo 1 con $R_f = 0\Omega$ . . . . .	50
3.3. Matrices de la base de datos para el ejemplo mostrado. (a) Fase A; (b) Fase B; (c) Fase C . . . . .	51
3.4. Número de estimaciones realizadas para cada $R_f$ . . . . .	51
3.5. Base de datos para el método 1. (a) Fase A; (b) Fase B; (c) Fase C . . . . .	52
3.6. Base de datos para el método 2 . . . . .	52
3.7. Base de datos para el método 3. (a) Magnitud de IA; (b) Magnitud de IB; (c) Magnitud de IC; (d) Ángulo de IA; (e) Ángulo de IB; (f) Ángulo de IC . . . . .	53
3.8. Base de datos para el método 4 . . . . .	53
3.9. Porcentaje de aciertos en la estimación de la RF para el método 1 . . . . .	55
3.10. Número promedio de estimaciones del método 1 . . . . .	55
3.11. Porcentaje de aciertos en la estimación de la RF para el método 2 . . . . .	56
3.12. Número promedio de estimaciones del método 2 . . . . .	56
3.13. Porcentaje de aciertos en la estimación de la RF para el método 3 . . . . .	56
3.14. Número promedio de estimaciones del método 3 . . . . .	57
3.15. Porcentaje de aciertos en la estimación de la RF para el método 4 . . . . .	57
3.16. Número promedio de estimaciones del método 4 . . . . .	57
3.17. Resumen de los resultados obtenidos . . . . .	58
3.18. Resumen datos usados por cada método . . . . .	59
4.1. Resumen de los procesos y las funciones usadas en cada uno de estos . . . . .	70
5.1. Resultados para una falla Tipo 1. Circuito urbano de prueba . . . . .	72
5.2. Resultados para una falla Tipo 4. Circuito urbano de prueba . . . . .	73
5.3. Resultados para una falla Tipo 7. Circuito urbano de prueba . . . . .	74
5.4. Resultados para una falla Tipo 10. Circuito urbano de prueba . . . . .	74

5.5. Resistencias de falla estimadas para una falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	75
5.6. Nodos estimados para una falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	75
5.7. Resistencias de falla estimadas para una falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	75
5.8. Nodos estimados para una falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	76
5.9. Resistencias de falla estimadas para una falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	76
5.10. Nodos estimados para una falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	76
5.11. Resistencias de falla estimadas para una falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	76
5.12. Nodos estimados para una falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba . . . . .	77
5.13. Nodos seleccionados del circuito rural de prueba . . . . .	78
5.14. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a carga nominal . . . . .	79
5.15. Nodos estimados para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a carga nominal . . . . .	79
5.16. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a carga nominal . . . . .	80
5.17. Nodos estimados para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a carga nominal . . . . .	80
5.18. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a carga nominal . . . . .	81
5.19. Nodos estimados para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a carga nominal . . . . .	81
5.20. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a carga nominal . . . . .	82
5.21. Nodos estimados para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a carga nominal . . . . .	82
5.22. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal . . . . .	83

5.23. Nodos estimados para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal . . . . .	83
5.24. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal . . . . .	84
5.25. Nodos estimados para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal . . . . .	84
5.26. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal . . . . .	85
5.27. Nodos estimados para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal . . . . .	85
5.28. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal . . . . .	86
5.29. Nodos estimados para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal . . . . .	86
5.30. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal . . . . .	87
5.31. Nodos estimados para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal . . . . .	87
5.32. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal . . . . .	88
5.33. Nodos estimados para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal . . . . .	88
5.34. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal . . . . .	89
5.35. Nodos estimados para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal . . . . .	89
5.36. Resistencias de falla estimadas para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal . . . . .	90
5.37. Nodos estimados para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal . . . . .	90
5.38. Base de datos de corriente en la fase A para los circuitos de prueba a carga nominal. (a) Circuito urbano, (b) Circuito rural . . . . .	107
A.1. Resistencias de falla estimadas por el método 1 para una falla tipo 1 en el circuito urbano de prueba . . . . .	117

A.2. Resistencias de falla estimadas por el método 1 para una falla tipo 4 en el circuito urbano de prueba . . . . .	118
A.3. Resistencias de falla estimadas por el método 1 para una falla tipo 7 en el circuito urbano de prueba . . . . .	119
A.4. Resistencias de falla estimadas por el método 1 para una falla tipo 10 en el circuito urbano de prueba . . . . .	120
A.5. Resistencias de falla estimadas por el método 2 para una falla tipo 1 en el circuito urbano de prueba . . . . .	121
A.6. Resistencias de falla estimadas por el método 2 para una falla tipo 4 en el circuito urbano de prueba . . . . .	122
A.7. Resistencias de falla estimadas por el método 2 para una falla tipo 7 en el circuito urbano de prueba . . . . .	123
A.8. Resistencias de falla estimadas por el método 2 para una falla tipo 10 en el circuito urbano de prueba . . . . .	124
A.9. Resistencias de falla estimadas por el método 3 para una falla tipo 1 en el circuito urbano de prueba . . . . .	125
A.10. Resistencias de falla estimadas por el método 3 para una falla tipo 4 en el circuito urbano de prueba . . . . .	126
A.11. Resistencias de falla estimadas por el método 3 para una falla tipo 7 en el circuito urbano de prueba . . . . .	127
A.12. Resistencias de falla estimadas por el método 3 para una falla tipo 10 en el circuito urbano de prueba . . . . .	128
A.13. Resistencias de falla estimadas por el método 4 para una falla tipo 1 en el circuito urbano de prueba . . . . .	129
A.14. Resistencias de falla estimadas por el método 4 para una falla tipo 4 en el circuito urbano de prueba . . . . .	130
A.15. Resistencias de falla estimadas por el método 4 para una falla tipo 7 en el circuito urbano de prueba . . . . .	131
A.16. Resistencias de falla estimadas por el método 4 para una falla tipo 10 en el circuito urbano de prueba . . . . .	132

# Índice de anexos

<b>Resistencias de falla estimada para cada uno de los métodos propuestos</b>	<b>116</b>
<b>Manual de usuario</b>	<b>133</b>

## RESUMEN

### **TÍTULO:**

IMPLEMENTACIÓN DE ALGORITMO PARA LA LOCALIZACIÓN DE FALLAS DE CORTOCIRCUITO EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DESBALANCEADOS<sup>1</sup>

### **AUTOR:**

ARNOLD TORRES SALAZAR<sup>2</sup>

### **PALABRAS CLAVE:**

Localización de fallas, sistemas de distribución, métodos de localización, conocimiento empírico, conocimiento teórico, programación en Matlab.

### **DESCRIPCIÓN:**

El tema de localización de fallas en sistemas de distribución ha sido abordado ampliamente. Las técnicas empleadas van desde la implementación de Métodos Basados en el Modelo (MBM), que usan registros en la cabecera del circuito para hallar una distancia eléctrica hasta el punto de falla. El problema con los algoritmos que emplean este tipo de técnicas es la múltiple estimación. Con el fin de contrarrestar este inconveniente, estos se combinan con técnicas de un segundo grupo de localizadores llamados métodos de clasificación basados en el conocimiento (MCBC), que usan conocimiento basados en la experiencia para tratar de ubicar una zona donde es mas probable la ocurrencia del evento. Estos métodos, por aplicar características propias de ambos grupos de localizadores se conocen en la literatura como métodos híbridos. En este trabajo se propone una metodología de localización híbrida, que consiste en hallar el nodo de falla por medio de comparaciones entre un registro de falla dado y una serie de registros de falla obtenidos por medio de simulaciones.

Esta técnica fue evaluada en un ambiente simulado de dos redes de distribución reales, uno rural y uno urbano.

---

<sup>1</sup>Trabajo de grado.

<sup>2</sup>Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gilberto Carrillo Caicedo. Codirector: IVAN DAVID SERNA SUAREZ.

## ABSTRACT

### **TITLE:**

ALGORITHM IMPLEMENTATION FOR SHORT CIRCUIT LOCATION IN UNBALANCED DISTRIBUTION SYSTEM <sup>3</sup>

### **AUTHORS:**

ARNOLD TORRES SALAZAR<sup>4</sup>

### **KEY WORDS:**

Fault location, distribution system, locations methods, empirical knowledge, teorical knowledge, programming on Matlab

### **DESCRIPTION:**

The techniques used range from the implementation of Model-Based Methods (MBM), which uses header records in the circuit to find an electrical distance to the point of failure. The problem with the algorithms that employ these techniques is the multiple estimation. To counteract this problem, these techniques are combined with a second set of locators called Classification Methods Based on Knowledge (CCBM), which use knowledge based on experience to try to find an area where it is more likely to occur the event. These methods, by applying characteristics of both groups of papers are known in the literature as hybrid methods. In this paper we propose a hybrid location methodology, which is to find the node failure by comparison between a given fault record and a series of records obtained through fault simulations.

This technique was evaluated in a simulated environment of two real distribution networks, one rural and one urban.

---

<sup>3</sup>Research work.

<sup>4</sup>Faculty of Physical-Mechanic Engieneering. School of Electrical, Electronical and Telecommunications Engineering. Advisor: Gilberto Carrillo Caicedo. Co-advisor: Ivan David Serna Suárez.

# Introducción

La calidad de la energía eléctrica incluye la calidad del suministro y la calidad de atención al cliente. La calidad del suministro a su vez se considera que la conforman dos partes, la forma de onda y la continuidad del servicio ([Mora-Florez](#)). Esta propuesta de investigación pretende enriquecer los aportes hechos al tema de la continuidad del servicio a través de la localización de fallas.

Se han desarrollado diversos métodos para la localización de fallas ([Suarez and Salamanca](#)), uno de los métodos más usuales es el de la inspección visual de la línea. Este tiene el inconveniente de que se debe realizar a pie o en automóvil ocasionando demoras en la localización e inconvenientes debido a diversos factores: estado del tiempo, accesibilidad al sitio, etc. Básicamente, sin entrar en detalles sobre estos, los métodos existentes para la localización de fallas son tres: Fenómeno de ondas viajeras; Componentes de alta frecuencia y frecuencia fundamental. Estos métodos, por ser complejos en su aplicación, ameritan la búsqueda de otros métodos para la localización de perturbaciones en la onda de tensión en la red.

Este problema (localización de fallas) se encuentra relativamente resuelto en los sistemas de transmisión, donde por las características homogéneas de la línea, la medición en ambos terminales y la disponibilidad de diversos equipos, permiten localizar el sitio de la falla con una precisión relativamente alta. En sistemas de distribución, sin embargo, la localización de fallas es un problema complejo y aún no resuelto. La complejidad es debida principalmente a la presencia de conductores no homogéneos, cargas intermedias, derivaciones laterales y desbalances en el sistema y la carga. Además, normalmente, en estos sistemas sólo se cuenta con medidas en la subestación y un modelo simplificado del circuito. Los principales esfuerzos en la localización han estado orientados al desarrollo de métodos que utilicen el fundamental de la tensión y de la corriente en la subestación, para estimar la reactancia hasta la falla. Como la obtención de la reactancia permite cuantificar la distancia al sitio de la falla a partir del uso del modelo, el Método se considera Basado en el Modelo (MBM) ([Mora-Florez](#)). Por otro lado, y con el fin de complementar la so-

lución dada por los MBM, se recurre a métodos que usan otro tipo de información, conocimiento empírico, que establecen relaciones entre las señales obtenidas en la subestación con una zona bajo falla. Estos métodos son los conocidos como los Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento (MCBC). A los métodos que usan ambas características se les conocen como híbridos ([Mora-Florez](#)).

Teniendo en cuenta lo anterior y conociendo la existencia del gran número de técnicas de localización basadas en el modelo para sistemas de distribución y el poco conocimiento de su comportamiento en circuitos reales ([Ferreira-Sequeda and Martinez-Gutierrez](#)), este trabajo de grado busca la implementación de un algoritmo de localización que tenga en cuenta los desbalances en el sistema de distribución y que estará basado en el conocimiento que se tiene de las técnicas de localización basadas en el modelo y el conocimiento que se mencionaran mas adelante. Este algoritmo será evaluado en circuitos de distribución reales: Alban, perteneciente a la red de distribución rural de CODENSA y Meissen, perteneciente a la red de distribución urbana de la misma empresa.

Este documento se encuentra dividido en 6 capítulos. En el primero se hace un breve recorrido a los MBM y MCBC de mayor referencia y las ventajas ofrecidas por los esquemas híbridos. En el segundo se estudiará los conceptos previos en los que se basa el algoritmo de localización de la falla. Para ello dedicaremos un capítulo especial (capítulo 3) a la estimación de la resistencia de falla, que como se estudiará, representa un punto clave para este propósito. En el cuarto capítulo se verán las funciones programadas, las entradas y salidas de las mismas y su estructura. Seguido se estudiará, en el quinto capítulo, los resultados de las pruebas hechas al método con dos circuitos de prueba, uno de ellos con un no despreciable desbalance de tensión. En el sexto y último capítulo se harán las conclusiones pertinentes y se harán recomendaciones para trabajos futuros.

# 1. Métodos de localización de fallas en sistemas de distribución

La literatura disponible respecto a este tema muestra una diversidad de métodos de localización de fallas basadas en distintas técnicas y principios. En general estas técnicas se pueden clasificar en dos grandes grupos. El primero de ellos centra sus esfuerzos en estimar, con las medidas del fundamental de tensión y corriente en la subestación, la reactancia hasta el sitio de falla. Como la obtención de la reactancia permite cuantificar la distancia al sitio de falla a partir del uso del modelo, el Método se considera Basado en el Modelo (MBM). Sin embargo algunas de sus desventajas están asociadas a la necesidad de un buen modelo del sistema y a la posibilidad de tener varios sitios donde puede haber ocurrido la falla, esto es, se puede presentar múltiple estimación del sitio de falla ([Mora-Florez](#)). Por otro lado tenemos los métodos que usan otra clase de información, como la obtenida de las bases históricas de fallas con registros de tensión y corriente medidas en la subestación (no se limita únicamente al fundamental). Algunas de estas técnicas relaciona, por ejemplo, las características de la señal con la zona bajo falla y se denominan Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento (MCBC) ([Mora-Florez](#)).

## 1.1. Métodos Basados en el Modelo (MBM)

Los métodos más utilizados tanto por su facilidad de implementación como por su exactitud, son los métodos basados en la estimación de la impedancia a partir de medidas de tensión y corriente antes y durante la falla, medidos en un solo extremo de la línea, que en este caso corresponde a la subestación de distribución ([Das](#)).

Para el caso de redes de distribución que no están rígidamente puestas a tierra, se utilizan configuraciones especiales para detectar contactos a tierra de los conductores. Estas redes no son de uso generalizado debido al riesgo que implican para

las personas. Sin embargo, son utilizadas especialmente en industrias que requieren altos índices de continuidad en el suministro de energía (Blackburn).

### 1.1.1. Modelo generalizado del sistema de distribución para localización de fallas.

Para el análisis de los diferentes métodos de localización de fallas, se presenta un modelo del sistema de distribución. Este modelo tiene todos los elementos utilizados por todos los autores referenciados, para el desarrollo de su metodología en particular.

En la figura 1.1 se presenta un modelo unifilar generalizado en el cual los parámetros de las líneas se consideran como parámetros concentrados por unos autores, o distribuidos para otros. La presencia de cargas intermedias y su modelado, también es un aspecto que cada autor trata de forma diferente. Finalmente, una de las diferencias de los métodos es en la consideración de la presencia de circuitos laterales que se desprenden del alimentador principal. Para los circuitos reales, las medidas se tiene en la subestación (nodo M)

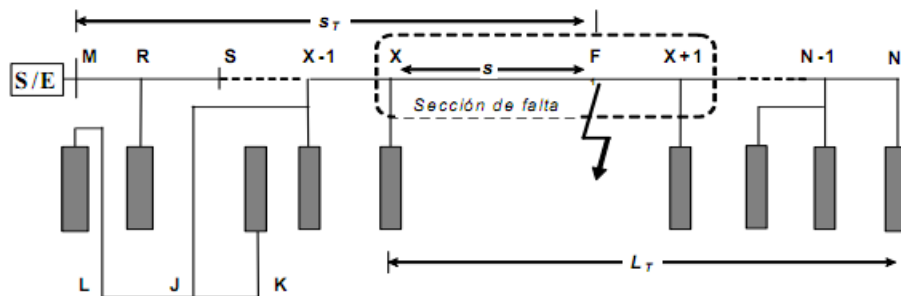


FIGURA 1.1.: Modelo generalizado de un sistema de distribución. Tomada de (Mora-Florez)

Donde

- $M$             Nodo inicial que corresponde a la subestación
- $X$              Nodo anterior a la falla
- $F$              Nodo en falla
- $X + 1$         Nodo después de la falla
- $N$              Nodo final de la línea

$S$	Distancia en p.u desde el nodo X hasta el nodo F
$S_T$	Distancia en p.u desde el nodo M hasta el nodo F
$L$	Distancia entre los nodos de la sección bajo falla, X y X+1
$L_T$	Distancia entre el nodo X y el último nodo del alimentador N.

### 1.1.2. Métodos de localización de fallas basados en el modelo.

A continuación se presenta un resumen de algunos de los métodos basados en la estimación de la impedancia o en las variaciones de la corriente y tensión de prefalla y falla, que han planteado y resuelto el problema de la localización de fallas.

#### 1.1.2.1. Método de la componente reactiva.

El método presentado en ([Warrington and Van](#)), considera la localización de la distancia de falla entre los nodos M y N tal como se presenta la figura 1.1, para encontrar la distancia  $S_T$ , se realiza la comparación de la reactancia estimada mediante los valores de tensión y de corriente a frecuencia fundamental medidos en el nodo M y la reactancia total de la línea entre M y N. La comparación de las reactancias atenúa el efecto de la resistencia de falla. El método de la componente reactiva ignora la presencia de cargas en las líneas.

#### 1.1.2.2. Método de Srinivasan.

El método propuesto en ([Srinivasan and Jacques](#)), utiliza una representación de parámetros distribuidos de la línea. A partir de esta representación se determinan las tensiones y corrientes en cada uno de los nodos del sistema. Para considerar el efecto de la carga, se tiene en cuenta un modelo dependiente de la tensión y del tipo de carga; a partir del flujo de carga se halla la corriente en las líneas y mediante la sustracción de la corriente de carga, se obtiene las corrientes en la siguiente sección de la red.

El proceso de localización de la falla se hace de forma iterativa. El valor inicial de la distancia al nodo de falla F se obtiene mediante la aproximación de la matriz de transmisión de línea larga a una línea corta. Posteriormente y considerando que los valores de admitancia de carga son los mismos obtenidos antes de la falla, se estiman

las corrientes de falla y la tensión en el nodo remoto N. Allí se concentran todas las cargas aguas abajo del nodo en falla. Con el valor de la tensión en cada nodo, se calcula la admitancia de las cargas, y con este valor, se estima un nuevo valor de la distancia de falla. El proceso iterativo finaliza cuando el error sea inferior a un valor de tolerancia deseado.

### **1.1.2.3. Método de Girgis.**

La técnica de localización propuesta en ([Girgis et al.](#)), usa el cambio de la magnitud del fundamental de corriente para determinar el tipo de falla. Conocido el tipo de falla, se calcula la impedancia aparente con la selección adecuada de las tensiones y corrientes utilizadas. La impedancia aparente así calculada sirve para plantear una ecuación compleja, que tiene como variables la resistencia de falla y la distancia a la cual esta ocurrió. El método considera las cargas y actualiza las tensiones y cada nodo mediante un flujo de carga simple, con un modelo de carga de impedancia constante. Para el caso de laterales, la técnica está deducida considerando el hecho que en esas líneas solo pueden ocurrir fallas monofásicas.

### **1.1.2.4. Método de Zhu.**

La técnica presentada en ([Zhu et al.](#)), propone un análisis matricial de la línea para obtener una ecuación en función de la distancia, la resistencia y las corrientes en el nodo F. Como se plantea una ecuación compleja con tres incógnitas, esta se resuelve mediante un proceso iterativo que parte de asumir que la corriente del nodo en falla esta dada por la diferencia entre la corriente de falla y la corriente de prefalla. La impedancia de la línea se representa por una matriz que considera la impedancia mutua. Para tener en cuenta las cargas, estas se modelan dependientes de la tensión. Los valores de las tensiones en los nodos antes del nodo F, se calculan como el resultado de restar la caída en la línea del valor de la tensión en el nodo anterior. Las corrientes de línea en una sección se calculan como la corriente de línea de la sección anterior, menos la corriente de la carga en el nodo entre las secciones analizadas.

Debido a inexactitudes en la estimación de los parámetros del sistema y en las mediciones realizadas, se considera que el método da un intervalo de falla, esto es, hace una extensión probabilística. Adicionalmente, usa una base de datos de fallas donde se almacenan los registros de activación de los elementos de protección, para reducir el problema de la doble estimación.

#### 1.1.2.5. Método de Aggarwal.

La metodología propuesta en (Aggarwal et al.) se fundamenta en la determinación de los valores de las componentes superimpuestas de tensión y corriente en cualquier punto de la línea a partir de las medidas en la subestación. Se define como componente superimpuesta a la diferencia entre los valores de las señales de corriente y tensión de falla y de pre falla. La idea principal se fundamenta en que el valor de las componentes superimpuestas de las fases que no están en falla, toman su valor mínimo en el punto de falla F. Debido a que se parte de este principio, este método no puede determinar la distancia ante una falla trifásica.

El método se basa entonces en hacer un barrido de la sección, asumiendo una distancia de falla y calculando las componentes superimpuestas de corriente en el punto de falla. A medida que el valor de la componente superimpuesta disminuye, la distancia a la falla asumida se hace mas parecida a la distancia real. El proceso iterativo termina cuando se halla un valor mínimo de la componente superimpuesta. Si se tienen varias secciones de línea se repite este procedimiento iterativo para cada una de ellas considerando las cargas que existen en cada nodo. Este método determina cuándo hay falla y no necesita la determinación del tipo de falla como entrada y por el contrario ofrece esta información como salida (Mora-Florez).

#### 1.1.2.6. Método de Ratan Das.

Metodológicamente, la técnica propuesta en (Das) propone inicialmente la detección e identificación del tipo de falla. Posteriormente, y a partir del fundamental de tensión y corriente de pre falla y falla, se hace una estimación de la sección bajo falla en los nodos X y X+1. A continuación, el sistema con ramales, se convierte en un sistema radial equivalente que incluye la sección bajo falla. Finalmente, para cada tipo de falla y de forma iterativa, se calculan las tensiones y corrientes en cada uno de los nodos y en el sitio de la falla, en un procedimiento iterativo que se realiza partiendo de los valores de prefalla de la admitancia de carga, para estimar la distancia de falla desde el nodo X hasta el sitio de falla  $s$  dentro de la sección bajo falla. Con el valor de  $s$  se actualizan los valores de tensión y con estos los valores de las admitancias de carga, iterando hasta que el error en la estimación de  $s$  sea menor a un valor de tolerancia predeterminado.

#### 1.1.2.7. Método de Novosel.

El método propuesto en (Novosel et al.), se basa en la simplificación de un circuito de distribución con cargas, a un circuito con las cargas concentradas en el nodo final. Esta simplificación se realiza considerando que la impedancia de la carga es mucho mas grande que la impedancia de la línea, por lo tanto, los errores en la estimación de la distancia no son considerables. A parir de esta simplificación y con el mismo concepto del método de la componente reactiva, se plantea una ecuación para un circuito superimpuesto equivalente que considera las variaciones de la tensión y la corriente en el estado estable de la falla y la prefalla. A parir de este circuito se plantea una ecuación compleja en términos de la resistencia y corriente de falla y la distancia en p.u de la misma desde el punto de medida.

Como se tiene una ecuación con aparentemente tres variables, este método plantea una solución iterativa asumiendo el valor de una de las variables. También, a partir de un análisis mas detallado, se puede encontrar una ecuación que permite resolver una ecuación cuadrática en términos de la distancia a la falla, resolviendo así el problema en forma directa.

#### 1.1.2.8. Método de Yang.

El método propuesto en (Yang), se plantea para líneas homogéneas sin cargas intermedias, y mediante el análisis del circuito del sistema, se determina la impedancia vista desde la subestación, en función de la distancia a, la resistencia de y la corriente por la falla. Como el método está planteado para determinar la distancia a la falla usando medidas en un solo terminal pero con una línea alimentada por ambos extremos y un sistema balanceado, la corriente por la falla se relaciona con la corriente medida en uno de los extremos con la corriente de secuencia negativa.

El método así planteado resuelve de manera directa la distancia a la falla considerando fallas monofásicas y polifásicas. Finalmente, y puesto que no considera cargas intermedias, el método no propone ninguna alternativa para su modelado o agrupamiento.

#### 1.1.2.9. Método de Saha.

El método propuesto en (M. Saha), localiza la distancia de falla mediante la impedancia aparente, calculada a partir de las corrientes y las tensiones en la subestación.

Inicialmente se estima la sección donde ocurrió la falla con la impedancia aparente usada para calcular la impedancia equivalente desde la subestación hasta el siguiente nodo (R), mediante el arreglo serie – paralelo de las impedancias de línea y de carga, asumiendo que la falla en R tiene resistencia cero. El proceso se repite hasta cuando el valor de la impedancia equivalente sea menor que cero, caso en el cual se asume que la falla ocurrió justo después del último nodo evaluado. El método propone una fórmula recursiva que sirve para el cálculo de esta impedancia equivalente. Luego de determinar la sección bajo falla, se plantea la estimación de la distancia desde el nodo X hasta el punto de falla F, mediante el principio planteado por el método de la componente reactiva.

#### **1.1.2.10. Método de Choi.**

El algoritmo de localización de fallas propuesto en (Choi et al.), está basado en el análisis directo del circuito trifásico para el sistema de distribución desbalanceado. Para resolver la complejidad de las ecuaciones matriciales se incorpora el lema de la matriz inversa, como un concepto de gran ayuda en la determinación de la ecuación de la distancia a la falla. Mediante este análisis, se obtiene una ecuación cuadrática que permite obtener la distancia a la falla, considerando que las cargas del circuito están ubicadas en el nodo final.

Como aspecto importante, el documento donde se presenta el método señala la imposibilidad de aplicar la teoría de las componentes simétricas sobre sistemas desbalanceados, debido a la dependencia entre las componentes positiva, negativa y cero.

## **1.2. Métodos de clasificación basados en el conocimiento (MCBC)**

A continuación se presenta el enfoque del problema de la localización de fallas desde el ámbito de las técnicas de clasificación. Se iniciará para ello con la fundamentación asociada a la teoría del conocimiento.

Muchas de las actividades humanas consideradas como «inteligentes» se basan en la explotación de la información, los hechos, las experiencias y los conocimientos mas o menos específicos de un ámbito particular. En consecuencia, una parte im-

portante de las labores de investigación y desarrollo, consiste en la concepción de formalismos que permiten el desarrollo de «sistemas basados en el conocimiento» (SBC) y específicamente el estudio de las distintas maneras de definir y crear sus bases (Santos).

El proceso de conversión de conocimiento en un formato ordenado y útil se denomina «representación de conocimientos». Una vez que el conocimiento se representa adecuadamente, se puede utilizar en un sistema inteligente, que con el empleo de herramientas de análisis, tratamiento y manipulación automática pueden inducir o deducir nuevos conocimientos (Mora-Florez).

### 1.2.1. El conocimiento teórico y el conocimiento empírico aplicados a la localización de fallas

La literatura especializada en el análisis de la información y su tratamiento y conversión en conocimiento útil, lo clasifica en dos grandes grupos: empírico y teórico (Santos).

- Conocimientos teóricos: Modelan el conocimiento que se tiene de un tema a través de una teoría correspondiente con el problema planteado. Son «tratados» que se desarrollan a partir del análisis de los conocimientos básicos y representan una generalización de lo empírico y habitualmente se representan por estructuras simbólicas como normas de producción, modelos matemáticos, redes semánticas u objetos estructurados, entre otros.
- Conocimientos empíricos: Son basados en la experiencia, experimentación e investigación, y en último término, en la percepción. Son conocimientos puros que no se han tratado, analizado o modificado y representan los resultados de experiencias o los ejemplos de casos prácticos sin transformaciones y que no son fácilmente explicables en una primera instancia (Mora-Florez).

En general, los conocimientos de los que se dispone para abordar un problema particular son de tipo empírico y teórico, y forman conjuntos que se complementan. En la mayoría de los casos, los conocimientos disponibles sobre un problema en particular, no son totalmente correctos ni completos; por esta razón la información disponible debe explotarse de la mejor forma posible para entender mejor los fenómenos que representan (Mora et al. [b]).

Para el caso de la localización de fallas, la utilización de los conocimientos teóricos asociados al problema se realiza mediante los Métodos Basados en el Modelo (MBM), tales como los que se presentaron en la sección anterior. Éstos utilizan relaciones matemáticas plenamente válidas y reconocidas por la teoría general de circuitos eléctricos, para obtener la impedancia de un circuito a partir de las medidas de tensión y corriente tomadas en la subestación.

La utilización de los conocimientos empíricos se puede hacer mediante herramientas que establezcan una relación entre las medidas de tensión y de corriente y el fenómeno real presentado en un sistema. Para el caso de la localización de fallas, se utiliza la información adicional al valor eficaz, para establecer una relación con la localización de la falla, mediante los Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento (MCBC). La información adicional o entradas de los MCBC esta compuesta por las características de carga, activación de protecciones, comportamiento de los huecos de tensión, comportamiento del perfil de corriente, entre otros. Esta información se caracteriza por los descriptores. Las salidas de los MCBC son el tipo y la región donde se presentó la falla en el sistema de distribución.

### **1.2.2. Aplicación de sistemas basados en el conocimiento a la localización de fallas en redes de distribución**

A continuación se presenta una síntesis de algunos de los trabajos mas relevantes donde se presenta la aplicación de las metodologías propias del campo de la inteligencia artificial. Esta sección tiene como objetivo remitir al lector a otras aplicaciones e implementaciones realizadas en el área de localización de fallas.

#### **1.2.2.1. Método de Liu**

El método presentado en ([Liu and Schulz](#)) se basa en en el conocimiento para localizar interrupciones del servicio usando datos comprensibles de las llamadas de los clientes, sistemas automáticos de medida remotos y sistemas de control supervisado y adquisición de datos (SCADAS). Este algoritmo utiliza la capacidad de lectura bajo demanda del sistema de medida, el cual permite al centro de control comunicarse remotamente con los controles del medidor. El algoritmo propuesto tiene dos partes importantes, el procedimiento de escalamiento de la interrupción y el de solicitud de información a los medidores (meter polling). El escalamiento involucra la búsqueda

de la región de acuerdo con la información comprensiva de la interrupción. El procedimiento de solicitud de información a los medidores incluye el diseño del esquema de solicitud de información y la confirmación de la localización de la interrupción de acuerdo con los resultados del análisis de la información recibida. El algoritmo fue diseñado para trabajar adecuadamente durante una o varias situaciones de interrupción del servicio.

#### **1.2.2.2. Método de Chien**

El algoritmo descrito en (Chien et al.) propone una estructura de red Bayesiana en base al conocimiento experto y a los datos históricos para el diagnóstico de fallas en alimentadores de distribución. Esta red imita la relación causal entre el equipo bajo falla y las observaciones durante las interrupciones del servicio del alimentador, tales como distribución regional de las llamadas de los clientes reportando problemas, observaciones de anomalías de los alimentadores expresadas en las llamadas, y los eventos climáticos de la región donde se encuentra la línea. El sistema desarrollado fue utilizado para simular varios escenarios de falla del alimentador y para entrenar equipos de mantenimiento e inspección de alimentadores. El cuestionario desarrollado puede ser rápidamente adaptado para asegurar las fortalezas de las reglas de inferencia en otras redes Bayesianas.

#### **1.2.2.3. Método de Huan**

En (Huan) se presenta una propuesta de optimización basado en algoritmos inmunes (IA based), para la estimación de la sección bajo falla en un sistema de distribución. A través de la teoría de evolución inmunológica, un anticuerpo que se asemeje al antígeno correspondiente se convierte en la solución. Para la aplicación de este método al problema de estimación, cada sección del modelo del sistema de potencia puede ser considerada como un «anticuerpo».

#### **1.2.2.4. Método de Peng**

Los equipos de mantenimiento usualmente identifican las fallas utilizando las llamadas de los clientes quienes reportan problemas, observaciones de anomalías en los alimentadores que han sido reportadas en las llamadas. Usualmente cada falla es registrada en una tabla que incluye la hora, la fecha, la dirección, el equipo falla-

do, las causas o accidentes, entre los mas importantes. Estas bases de datos acumulan una gran cantidad de información durante años. El estudio propuesto en (Peng et al.) está orientado al uso de la «rough set theory» (herramienta matemática para manipular conjuntos de información vaga o incompleta), como una herramienta de minería de datos para obtener patrones y reglas útiles para el diagnóstico del equipo en falla y su localización.

#### **1.2.2.5. Método de Jarv**

El método descrito en (Jarventausta et al.) presenta una propuesta para el diagnóstico de las fallas en redes de distribución, mediante el uso de conocimiento heurístico de los operadores del centro de control y de la información obtenida de las bases de datos de la red y los sistemas SCADA. Sin embargo, la naturaleza de este conocimiento heurístico es inexacta e incierta. También, la información obtenida del sistema de control remoto contiene incertezas y puede ser incorrecto, conflictivo e inadecuado. Aquí se propone un método basado en la teoría de conjuntos difusos para tratar la incerteza involucrada en el proceso de localización de fallas en las redes de distribución.

#### **1.2.2.6. Método de Hsu**

En (Hsu et al.) se propone un sistema experto basado en reglas para localizar las fallas en un sistema de distribución. Un conjunto de reglas heurísticas son compiladas a partir de la experiencia de los operadores y se encuentran embebidas en la base de reglas. Para localizar fallas en sistemas de distribución, un mecanismo de inferencia se desarrolla para que desempeñe razonamientos deductivos en las reglas de la base de conocimiento. El mecanismo de inferencia comprende tres partes principales: Un método dinámico de búsqueda, aproximación de «backtracking» (algoritmo usado por lenguajes de programación lógica tales como Prolog para encontrar los posibles caminos para alcanzar una meta) y la operación de intersección de conjuntos.

#### **1.2.2.7. Método de Mora**

Un algoritmo basado en las señales de corriente medidas en la subestación de distribución, el conocimiento de los elementos de protección y las redes ANFIS se presenta en (Mora et al. [a]). Como resultado se presenta que este método permite

localizar la zona bajo falla por el uso de patrones de corriente mediante la elaboración de reglas «if-then» y el uso del módulo neuronal. En esta aplicación se utilizan las características asociadas a las variaciones de la señal de corriente, como resultado de la operación de los dispositivos de protección del circuito tales como reconectores, seccionadores y fusibles. Esto es lo que se conoce como «firma del sistema».

Cada uno de los métodos expuestos anteriormente tiene sus ventajas y desventajas. Entre las más importantes están el requerimiento de gran cantidad y diversidad de fuentes de información tal como llamadas de clientes, mediciones del sistema SCADA y condiciones climáticas, entre otros. Otros sistemas plantean el uso del conocimiento experto de los operadores para desarrollar sistemas basados en reglas. Una mención especial al método aplicado a las redes de distribución presentado en (Mora et al. [a]), el cual, a pesar de usar solo información de los patrones de corriente registrados bajo condiciones de falla, está limitado a sistemas pequeños y la determinación de la zona en falla, que debe ser muy grande para satisfacer las condiciones de precisión del método.

### **1.3. Conclusiones**

Existe un grupo de localizadores que permiten la estimación de la distancia eléctrica desde la subestación hasta el sitio de falla, muy parecida a la real, siempre y cuando los parámetros de la red sean perfectamente conocidos. Esto muestra la dependencia al conocimiento de un buen modelo del sistema de distribución y por lo tanto los buenos resultados de estos métodos están muy relacionados con el conocimiento de la red. Estos son los llamados Métodos Basados en el Modelo. En estos métodos, la distancia eléctrica estimada desde la subestación hasta el sitio de falla puede coincidir en más de un punto si la red es muy ramificada, característica común en los sistemas de distribución. A este problema se le conoce como múltiple estimación. En la aplicación de estos métodos se requiere de la utilización de conocimientos teóricos.

Los Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento (MCBC), conocidos genéricamente como «clasificadores», tienen la capacidad de establecer una relación, normalmente no lineal, entre un conjunto de entradas (descriptores), y un conjunto de salidas (tipo y región de la falla). Los métodos de clasificación se caracterizan por la utilización de otras fuentes de información (conocimiento empírico) para la

localización de la falla.

## 2. Método algorítmico propuesto

En el primer capítulo de este documento se estudió los MBM para la localización de fallas en sistemas de distribución y cuyo principal inconveniente es la múltiple estimación. También se estudió algunos MCBC que muestran el potencial de estos para el diagnóstico de fallas en sistemas de distribución a través del estudio sobre el análisis de la información y su tratamiento como conocimiento aplicado al problema del diagnóstico de falla ([Mora-Florez](#)).

La necesidad de ser cada vez más preciso en la localización de una falla de cortocircuito en los sistemas de distribución, llevan a la necesidad de implementar algoritmos híbridos que combinen las ventajas encontradas en los métodos de estos dos grupos.

En este capítulo, y en concordancia a lo expresado anteriormente, se presenta un algoritmo híbrido de localización de fallas que propone la utilización tanto del modelo circuital, como de conocimiento experto de los operadores de la red, o en su defecto, la utilización de bases de datos históricas que puede apoyar uno de los procesos llevados a cabo para la localización de la falla.

En este capítulo veremos, en la primera sección, la propuesta formal del algoritmo. Luego se estudiará, en la segunda sección, la primera etapa llevada a cabo por el método, que es, la detección del tipo de falla. En la tercera sección se verá la etapa del registro de los valores necesarios para la localización. En la cuarta sección, la estimación de la sección bajo falla. Luego, en la quinta sección, la localización final del nodo de falla. Por último se verán las conclusiones de este capítulo.

### 2.1. Método algorítmico de Torres

A continuación se hará una descripción detallada del método algorítmico propuesto. Este método aprovecha el conocimiento del modelo del circuito de distribución en cuestión y la posibilidad de estimar la resistencia de la falla a la cual ocurrió el evento. Si dados los tres factores, considerados en este trabajo como fundamenta-

les, que son, el tipo de falla, la resistencia de la falla y el nodo de la falla, se puede tener, por medio de una simulación de una falla que cumpla con los tres factores antes mencionados, una corriente de simulación que será igual a la corriente de falla obtenida por medio de un registro. Esta corriente de simulación será más parecida a la de registro en la medida en que el modelo del circuito sea mas parecido al real.

Como se puede ver, se trata de un método comparativo que aborda un tema poco estudiado, que es la estimación de la resistencia de falla de cortocircuito. Este método se basa fundamentalmente en el conocimiento del perfil de corrientes en la cabecera del circuito y aprovecha este conocimiento para hacer las estimaciones de resistencias de falla a que haga lugar tal como se explicará en detalle mas adelante.

Por último, cabe anotar que este es un método basado en observaciones, lo que se estudió en la sección 1.2 como conocimiento empírico, y que su aplicación no obedece a la aplicación de un modelo matemático en particular.

### 2.1.1. Detección e identificación del tipo de falla

La corriente registrada cuando una falla ocurre contiene una componente de carga y una componente de corriente debida a la falla. Si una o mas de las corrientes de línea  $I_A$ ,  $I_B$  e  $I_C$  son mayores a una corriente umbral  $I_t$  estimada<sup>1</sup>, entonces se considera que una falla ha ocurrido y por lo tanto se procede a registrarla. Adicionalmente, tal como lo muestra la ecuación 2.1, se puede calcular el fasor de secuencia cero con este registro de corrientes y una vez que este valor supera una corriente umbral  $I_d$ , se determina que la falla fue a tierra (Das).

$$I_{omr} = \frac{I_{regA} + I_{regB} + I_{regC}}{3} \quad (2.1)$$

---

<sup>1</sup>La selección de esta  $I_t$  se hace de acuerdo a un análisis de cortocircuito previo



- 9 Bifásica C-A Tierra.
- 10 Trifásica A-B-C Línea.
- 11 Trifásica A-B-C Tierra.

### 2.1.2. Registro de fallas

El primer paso para la localización exitosa de una falla de cortocircuito en un sistema de distribución es el registro de la misma. El circuito mostrado en la figura 1.1 muestra el modelo unifilar generalizado de un circuito de distribución que tiene cargas intermedias y laterales que se desprenden del alimentador principal. Cuando una falla ocurre en el nodo F a una resistencia de falla  $R_f$ , se registrarán en la cabecera de la subestación unos valores de tensión y corriente de falla. Para los circuitos reales, las medidas se tienen en el nodo M. Para efectos prácticos de este trabajo, se considerará que este registro depende solo de los siguientes factores: La resistencia de la falla, el tipo de falla y el nodo de falla. Por lo tanto, para un tipo de falla ubicada en un nodo dentro del circuito y con resistencia de falla  $R_f$ , se obtendrán los valores  $V_{registro_1}$  e  $I_{registro_1}$  que son, respectivamente, los fasores de tensión y de corriente de falla. Si uno o varios de los factores antes mencionados cambia, se obtendrán valores  $V_{registro_2}$  e  $I_{registro_2}$ . En general se puede dar alguno de los siguientes escenarios

Primer escenario:

$$V_{registro_1} \neq V_{registro_2}$$

y

$$I_{registro_1} \neq I_{registro_2}$$

Segundo escenario

$$V_{registro_1} = V_{registro_2}$$

y

$$I_{registro_1} \neq I_{registro_2}$$

Tercer escenario

$$V_{registro_1} \neq V_{registro_2}$$

y

$$I_{registro_1} = I_{registro_2}$$

aún cuando la diferencia puede llegar a ser muy pequeña. Solo en casos muy particulares puede ocurrir que ambas señales sean iguales ([Morales et al.](#)).

### 2.1.3. Detección del sitio de la falla

La metodología propuesta en este trabajo de investigación se fundamenta en la comparación entre el valor de corriente de falla registrada en la subestación y el valor de corriente obtenida a partir de una simulación. Como se dijo en la sección anterior, la primera se obtiene a través de los medidores en la subestación; de ellos se extrae el valor eficaz del fundamental de corriente registrada cuando una falla de cortocircuito ocurre en cualquier nodo del circuito a una resistencia de falla  $R_f$ . La segunda se obtiene en cada una de las fallas sistemáticamente simuladas en el circuito en cuestión.

La figura 2.2 muestra un circuito sencillo operando a una tensión  $V_{op}$ . Cuando una falla ocurre en el nodo N, se registra una  $V_{reg}$  y una  $I_{reg}$  en el nodo M

Donde  $Z_L$  es la impedancia de la línea y  $Z_s$  es la impedancia de la fuente. Para obtener los valores de registro de simulación es necesario recrear el circuito bajo falla.

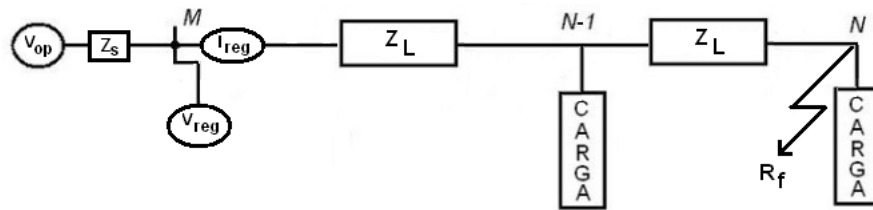


FIGURA 2.2.: Circuito bajo falla y registro de tensiones y corriente

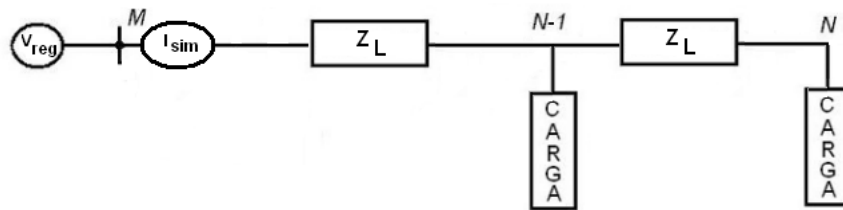


FIGURA 2.3.: Recreación del circuito bajo falla

En la figura 2.3 se observa un primer intento por recrear el circuito bajo falla. En este se ha reemplazado la fuente (junto con la impedancia de esta) por la tensión de registro, que fue la tensión que vio el nodo M al momento de la falla. Por ahora se supondrá que conocemos tanto el tipo de falla, como la resistencia de falla a las cuales ocurrió el evento. El siguiente paso es buscar el nodo en el que ocurrió la falla, para ello es necesario simular dicha falla en cada uno de los nodos del circuito y luego comparar los valores de corriente de registro con los de simulación. La figura 2.4 muestra la primera iteración en busca del nodo bajo falla

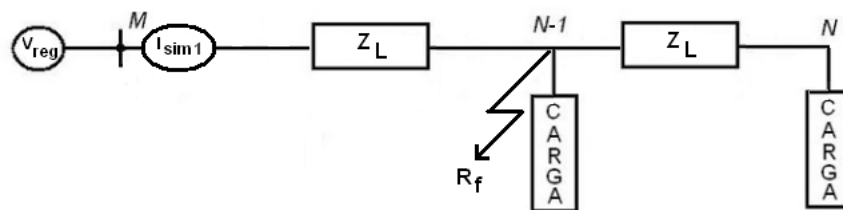


FIGURA 2.4.: Primera iteración en busca del sitio de la falla

En esta primera iteración se obtiene una corriente de registro de simulación  $I_{sim1}$ , la cual se almacena para un análisis futuro. La figura 2.5 muestra la segunda iteración

En esta segunda iteración se obtiene una corriente de registro de simulación  $I_{sim2}$  que al igual que la primera, se almacena para un futuro análisis.

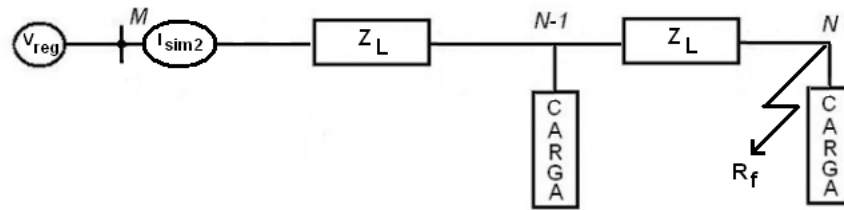


FIGURA 2.5.: Segunda iteración en busca del sitio de la falla

El siguiente paso es comparar el valor de corriente de registro  $I_{reg}$  con cada uno de los valores de corriente de registro de simulación. En este caso,  $I_{sim2}$  debe ser idealmente igual a  $I_{reg}$ , dado que este valor se obtuvo al simular la falla en el nodo donde ocurrió ésta y bajo las mismas condiciones.

En este sencillo ejemplo hemos supuesto el conocimiento de la resistencia de falla, sin embargo, este es un punto clave para la correcta localización de la falla, de hecho, la localización es posible, si y sólo si la resistencia de falla es estimada<sup>2</sup>. Este será el tema de estudio del siguiente capítulo.

#### 2.1.4. Estimación de la sección bajo falla

Hasta ahora, para encontrar el sitio de la falla, se debe hacer la búsqueda en cada uno de los nodos del circuito. Esto, en términos de eficiencia, no es conveniente ya que el método de localización es exigente computacionalmente hablando. Para mejorar considerablemente el tiempo para localizar la falla, se propone un método para la estimación de la sección bajo falla antes de hacer una búsqueda definitiva.

Este método está basado en que la corriente de falla obtenida al hacer una falla, con las mismas condiciones de tipo y resistencia de falla, en un nodo aguas abajo del nodo de falla a la cual se obtiene el registro, es menor que la corriente de registro<sup>3</sup>. Es decir, si una falla ocurre en el nodo  $N - 1$ , una falla idéntica en el nodo  $N$  registrará una corriente de menor magnitud.

Este método encuentra una posible sección bajo falla para cada una de las resistencias de falla estimadas. El diagrama de la figura 2.6 muestra el proceso para obtener la sección bajo falla.

<sup>2</sup>También es necesario una correcta identificación del tipo de falla, pero se hace énfasis en la estimación de la resistencia de falla por representar una reto mucho mayor

<sup>3</sup>Este hecho se estudiará a profundidad en el siguiente capítulo

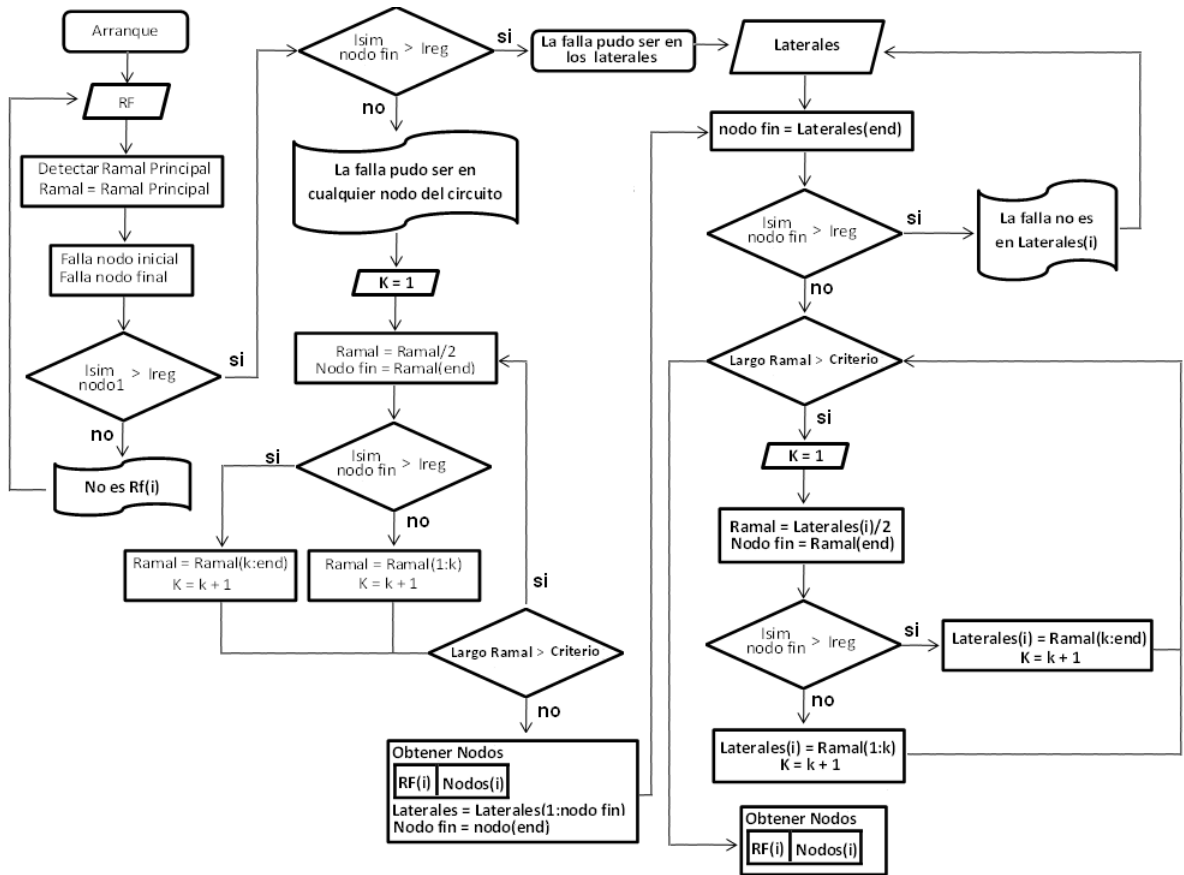


FIGURA 2.6.: Diagrama lógico para obtener la sección bajo falla para cada resistencia de falla estimada

El siguiente ejemplo ilustrará lo expuesto en el diagrama de la figura 2.6.

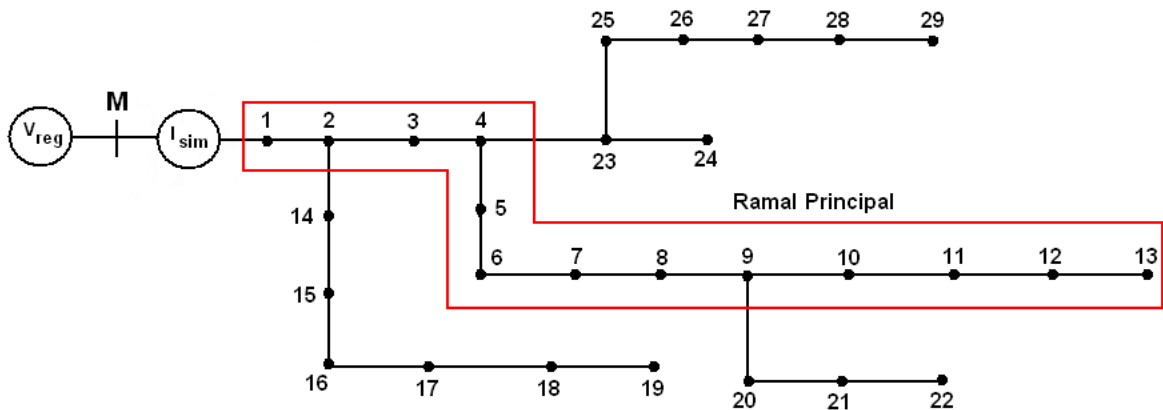


FIGURA 2.7.: Circuito para el ejemplo presentado

Considerese el circuito que se muestra en la figura 2.7. Supongamos que para este circuito todos los tramos de línea son de la misma longitud. El primer paso es detectar el ramal mas largo desde el nodo  $M$ , es decir, el ramal principal, que en este caso corresponde al trayecto conformado por los nodos 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12 y 13. El siguiente paso es aplicar un primer filtro a cada  $R_f$  estimada, que consiste en hacer una falla en el nodo 1. Se debe cumplir que  $I_{reg}$  debe ser menor que  $I_{sim1}$ <sup>4</sup>. Si esta condición se cumple, el siguiente paso es hacer una falla en el nodo 13, en este caso  $I_{reg}$  puede ser mayor o menor que  $I_{sim13}$ , como lo muestra la figura 2.8

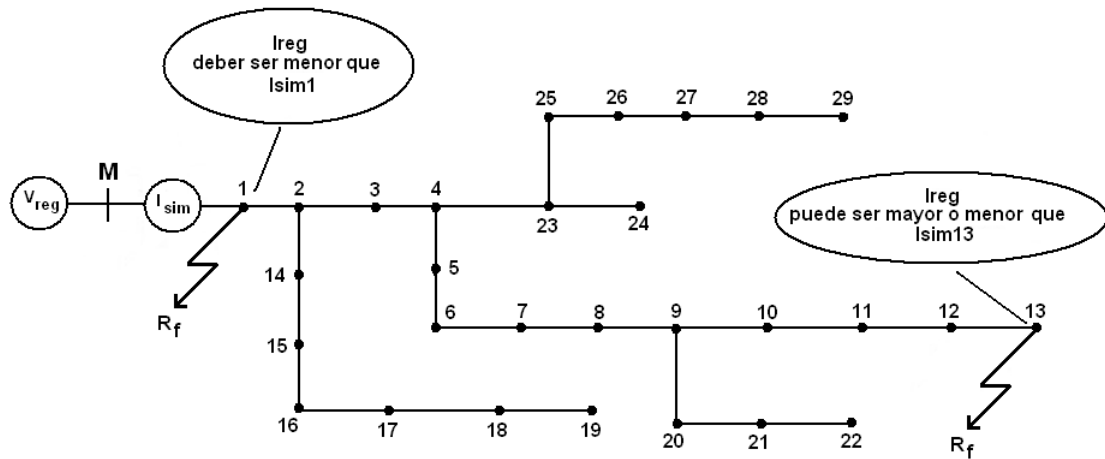


FIGURA 2.8.: Fallas en el nodo inicial y final del circuito

Si  $I_{reg}$  es mayor que  $I_{sim13}$  entonces la falla puede ser en cualquier nodo del circuito, por el contrario, si es menor, con seguridad la falla no fue en el ramal principal, la búsqueda en este caso se limita solo a los ramales. Para el siguiente paso supongamos que la falla puede ser en cualquier nodo del circuito. La búsqueda de la sección fallada se divide en dos partes: La primera es buscarla en el ramal principal, para ello se hace una falla al 50 % del ramal, en este caso en el nodo 8. Si  $I_{reg}$  es mayor que  $I_{sim8}$  entonces la falla esta aguas arriba del nodo 8, de lo contrario, la falla se encuentra aguas abajo, entonces se toma la parte del ramal principal que corresponda. Este proceso se repite hasta que se cumpla un criterio de parada, en este trabajo se consideró que cuando el método detecte que el numero de nodos donde es probable la falla sea 5 o menor, es suficiente. La segunda parte consiste en buscar la sección bajo falla en los laterales, para ello primero detecta cuales son esos laterales donde hacer la búsqueda. Para saber esto, el método se basa en el rango de nodos estimados en el

<sup>4</sup>Los número en el subíndice se refiere al nodo

ramal principal, para este ejemplo supongamos que el rango es el comprendido entre el nodo 4 y el 7. Los laterales en los cuales hacer la búsqueda son aquellos que se encuentren aguas arriba del último nodo de ese rango (nodo 7), entonces los laterales son los que se desprenden de los nodos 2 y 4. Para la búsqueda de los nodos en los laterales se aplica el mismo procedimiento que el empleado en el el ramal principal, solo que en este caso la  $I_{reg}$  en el nodo final de cada ramal debe ser necesariamente mayor que la  $I_{sim}$ , tal como lo muestra la figura 2.9

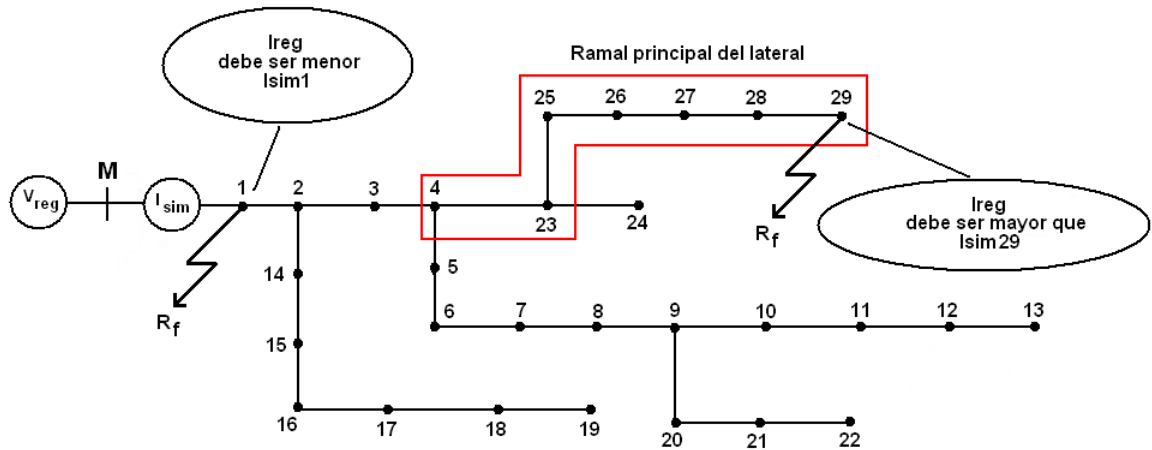


FIGURA 2.9.: Búsqueda de la sección en los laterales

El procedimiento completo se aplica para cada resistencia de falla estimada. Al final se da como posibles nodos bajo falla los nodos del ramal principal, si es el caso, y los nodos de el(los) lateral(es) para cada  $R_f$  estimada.

### 2.1.5. Localización del nodo de falla

Una vez dada las posibles resistencia de falla y los posibles nodos, se procede a buscar entre estos el nodo de falla. Este parte del método pone en práctica lo explicado en la 2.1.3. Aquí la búsqueda de la falla se limita a los nodos que se estimaron para cada  $R_f$ , entonces con cada  $R_f$  estimada, se simulan fallas en los nodos asociados a esta. Este proceso se resume en la figura 2.10

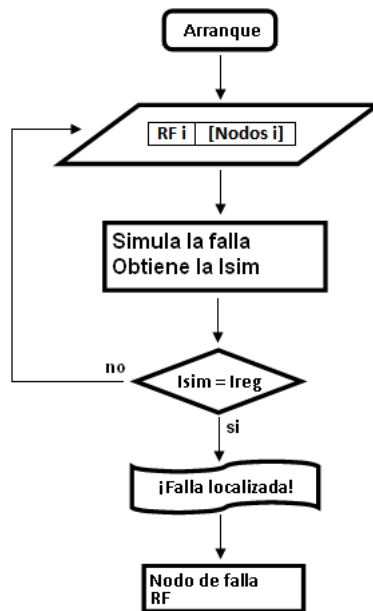


FIGURA 2.10.: Proceso para localización del nodo fallado

## 2.2. Conclusiones

El método de localización propuesto en este trabajo utiliza un concepto bastante sencillo para la localización de una falla que consiste en comparar un fasor de corriente de registro contra uno o varios fasores de corrientes de simulación y, luego de comparar estos fasores, concluir el sitio de la falla. Debido al método comparativo que usa, ofrece grandes ventajas:

1. No presenta el problema de múltiple estimación
2. Es apto para localizar cualquier tipo de falla
3. Puede localizar la falla en cualquier nodo del circuito

Estas grandes ventajas implican un costo, debido a las simulaciones que debe realizar, este método impone altos requerimientos computacionales. Para mitigar este último hecho, se recurre a un método de estimación de la sección bajo falla que reduce drásticamente el número de simulaciones a realizar, y por lo tanto, reduce el tiempo que se necesita para encontrar la falla.

## 3. Estimación de la resistencia de falla

En este tercer capítulo se hará un estudio detallado para la estimación de la resistencia de falla. A pesar de que son tres los factores que intervienen en la correcta localización de la falla, tal como se mencionó en el capítulo 1, se dedicará un capítulo a este factor ya que representa el reto más grande y, más importante aún, expone una nueva forma de estimar la resistencia de falla de cortocircuito en sistemas de distribución de energía eléctrica. Para esto se hará el estudio sobre cuatro métodos. Todos ellos están basados en el mismo principio, pero cada uno utiliza diferentes tipos de descriptores además de las fases<sup>1</sup> que cada uno tiene en cuenta para la estimación final. Los cuatro métodos objeto de estudio se soportan en la creación previa de una base de datos para la estimación de la  $R_f$ . Se estudiará cómo crearlas, qué información contienen y, por su puesto, cómo utilizar la información contenida para la estimación final de la(s) resistencia(s) de falla. Para llegar a la conclusión de cuál es el método más efectivo se tendrá en cuenta tanto la efectividad del método al momento de hacer una estimación, como el número promedio de estimaciones que realiza cada uno. Este capítulo está dividido en cuatro secciones. En la primera se estudiará el principio fundamental de la metodología para la estimación de la resistencia de falla. Luego se estudiará en detalle cada uno de los métodos para la estimación. A continuación se presentarán los resultados obtenidos por cada uno de ellos al hacer pruebas en un circuito urbano de prueba. Por último se harán conclusiones de los aspectos más relevantes estudiados en este capítulo.

### 3.1. Principio de funcionamiento

El estudio de la estimación de la resistencia de falla se puede realizar gracias a la relación que existe entre la impedancia vista desde el nodo M y la resistencia de falla.

---

<sup>1</sup>Todas las fases o solo las fases falladas

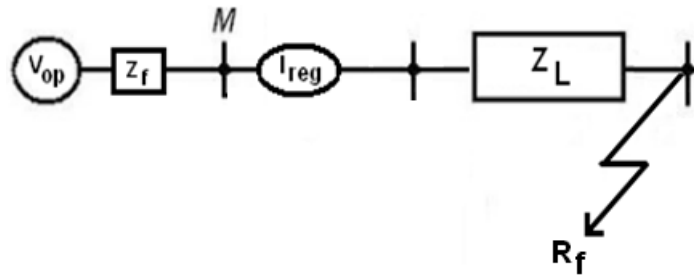


FIGURA 3.1.: La corriente de falla registrada depende de  $Z_L$  y  $R_f$

El circuito sencillo de la figura 3.1 muestra, en virtud de la ley de Ohm, que para una  $R_f$  dada, si la impedancia de la línea  $Z_L$  aumenta, se verá reflejada una disminución de la magnitud de la  $I_{reg}$ . Por otro lado, si la  $Z_L$  se mantiene fija, para un aumento de la  $R_f$ , se espera también una disminución de la magnitud de la  $I_{reg}$  y, por supuesto, lo contrario. La sensibilidad del circuito es un punto importante. Esta sensibilidad está dada por la forma en cómo varían los valores de los registros cuando una falla ocurre, es decir, si la  $R_f$  fue lo suficientemente grande o pequeña como para afectar dichos valores (Serna-Suárez). Sabiendo esto, si el circuito es lo suficientemente sensible como para poder registrar estos cambios en los valores de registro para una  $R_f$  dada, entonces se espera que baste con fallar el primer y último nodo del circuito, como lo muestra la figura 3.2, para poder tener una idea de cual fue la  $R_f$  a la cual ocurrió el evento.

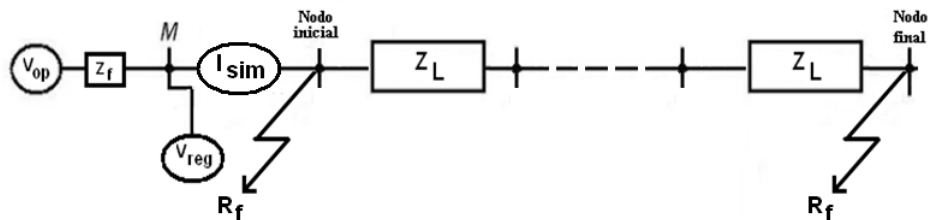


FIGURA 3.2.: Fallas en nodo inicial y nodo final del circuito para la estimación de la  $R_f$

Esto quiere decir que si la  $I_{reg}$  es un valor intermedio a los valores de registro obtenidos al hacer falla en el primer y último nodo del circuito para una  $R_f$ , entonces es posible que la falla haya ocurrido con esa  $R_f$ . Este hecho no se cumple rigurosamente en todos los casos. Como veremos mas adelante, es posible que, cuando un circuito es ramificado, la  $R_f$  no pueda ser estimada por medio de este principio debido a que pueden existir ramales que tengan una impedancia total desde el nodo

M comparable con la impedancia del ramal mas largo del circuito, en este caso, para una falla ocurrida en un nodo que este al final de dicho ramal, es posible que la  $I_{reg}$  no sea un valor intermedio a los valores de registro al hacer falla al inicio y al final del circuito, aún si se acierta con la  $R_f$ .

Todo esto nos lleva a un escenario en el que si de alguna manera se conoce entre qué rango de valores es mas probable que se encuentre el valor de la  $R_f$ , entonces se puede valer de una base de datos construida previamente para mayor facilidad en la implementación del método de estimación de la  $R_f$ . Esta base de datos contendría los valores de simulación, en este caso de corriente, al hacer fallas en los dos nodos mencionados para resistencias de falla indicadas en el rango.

### 3.2. Metodologías propuestas para la estimación de la $R_f$

Los cuatro métodos que se estudiarán a continuación están basadas en el mismo principio. El circuito de la figura 3.3 es una variante del circuito de la figura 2.2, en donde se forzó a que la tensión del circuito sea la de registro.

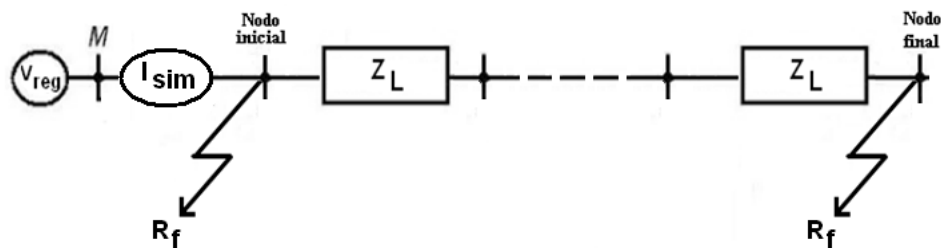


FIGURA 3.3.: Circuito alimentado con la tensión de registro para creación de la base de datos

Esto se hace con el fin de emular el circuito en estado de falla, por lo tanto, al ser la tensión un valor fijo, se tendrá en cuenta solo el fasor de corriente obtenida al hacer falla en los nodos indicados.

La base de datos consiste en un número de matrices en las que se consignan los valores que requiere cada método para la estimación. La tabla 3.1 muestra la estructura general de esta matriz.

CUADRO 3.1.: Estructura general de la base de datos

Descriptor		
Rf	Fase	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1	M(Rf1)	N(Rf1)
Rf2	M(Rf2)	N(Rf2)
Rf3	M(Rf3)	N(Rf3)
Rf4	M(Rf4)	N(Rf4)
Rf5	M(Rf5)	N(Rf5)
Rfn	M(Rfn)	N(Rfn)

En esta  $M(R_{fi})$  el valor que toma el descriptor (magnitud de corriente o ángulo de corriente) cuando se hace una falla en el nodo inicial del circuito con una resistencia de falla  $R_{fi}$  del rango, y  $N(R_{fi})$ , el valor que toma el descriptor cuando se hace una falla en el nodo final con la misma  $R_f$ . El número de matrices depende de los descriptores que use el método y de las fases que involucra (todas las fases o solo las fases falladas)

El siguiente ejemplo ilustra el principio de funcionamiento. La tabla 3.2 muestra los valores de registro obtenidos para una falla tipo 1, con  $R_f = 0\Omega$

CUADRO 3.2.: Valores de registro para una falla tipo 1 con  $R_f = 0\Omega$

Falla Tipo 1, Rf = 0	
Mag IA	3892,935796
Mag IB	92,26325256
Mag IC	89,70279302

Ahora se tomará cada uno de los valores allí mostrados y se buscará en la matriz correspondiente de la base de datos<sup>2</sup>. Para el primer valor, magnitud de corriente en la fase A, se busca en qué rango de valores se encuentra en la matriz que se muestra en la tabla 3.3(a). Para este ejemplo, este valor se encuentra en el rango de valores para las resistencias de falla  $0\Omega$ ,  $1\Omega$  y  $2\Omega$ , los cuales se encuentran señalados.

<sup>2</sup>Aquí solo se muestra una fracción de la base de datos

CUADRO 3.3.: Matrices de la base de datos para el ejemplo mostrado. (a) Fase A; (b) Fase B; (c) Fase C

Magnitud de corriente			Magnitud de corriente			Magnitud de corriente		
Rf	Fase A		Rf	Fase B		Rf	Fase C	
	Nodo inicial	Nodo final		Nodo inicial	Nodo final		Nodo inicial	Nodo final
0	15206,7693	2481,62739	0	86,502455	94,2234458	0	85,9938305	92,0451239
1	7977,54147	2237,1342	1	80,3830266	92,6315252	1	107,532489	94,8332324
2	4520,43705	1970,36447	2	88,37593	92,128557	2	105,077912	96,7678437
3	3119,85691	1728,99684	3	91,6115734	92,2296659	3	103,277467	97,9525393
4	2384,1664	1525,85783	4	93,2607455	92,5810664	4	102,179231	98,6410486
5	1933,93661	1358,9166	5	94,247263	93,0032479	5	101,459547	99,0308806
6	1630,78999	1222,10091	6	94,900557	93,4194417	6	100,955589	99,2454234
7	1413,0221	1109,28197	7	95,3640577	93,8014634	7	100,584237	99,357019
8	1249,11499	1015,35236	8	95,709591	94,1420275	8	100,299698	99,4076401

Este procedimiento se hace para cada descriptor y fase involucrada en el método. Al final se cuenta cuantas veces fue estimada cada  $R_f$  y se selecciona las que tuvieron mayor número de estimaciones tal como lo muestra la tabla 3.4.

CUADRO 3.4.: Número de estimaciones realizadas para cada  $R_f$

Rf	Número de estimaciones
0	3
1	2
2	1

En este sencillo ejemplo, la  $R_f$  con mayor número de estimaciones fue la de  $0\Omega$ , con tres estimaciones, por lo tanto se concluye que lo mas probable es que la falla fue con  $R_f = 0\Omega$ , lo cual es cierto.

### 3.2.1. Primer método

El primer método de estimación utiliza la magnitud de la corriente de cada una de las tres fases. La base de datos a utilizar contendrá tres matrices. La tabla 3.5 muestra la estructuración de los datos.

CUADRO 3.5.: Base de datos para el método 1. (a) Fase A; (b) Fase B; (c) Fase C

Magnitud I			Magnitud I			Magnitud I		
Rf	Fase A		Rf	Fase B		Rf	Fase C	
	Nodo inicial	Nodo final		Nodo inicial	Nodo final		Nodo inicial	Nodo final
Rf1			Rf1			Rf1		
Rf2			Rf2			Rf2		
Rf3			Rf3			Rf3		
Rf4			Rf4			Rf4		
Rf5			Rf5			Rf5		
Rfn			Rfn			Rfn		

(a)

(b)

(c)

### 3.2.2. Segundo método

El segundo método utiliza para la estimación la magnitud de la corriente y solo la(s) fase(s) fallada(s). Lo que quiere decir que el numero de matrices a usar es 1, 2 o 3 dependiendo de si la falla es, respectivamente, monofásica, bifásica o trifásica. La tabla 3.6 muestra la estructura de los datos

CUADRO 3.6.: Base de datos para el método 2

Magnitud I		
Rf	Fase fallada	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1		
Rf2		
Rf3		
Rf4		
Rf5		
Rfn		

### 3.2.3. Tercer método

En este método se utilizan la magnitud y el ángulo de la corriente de cada una de las tres fases. La base de datos consta, por lo tanto, de 6 matrices como lo muestra la tabla 3.7.

CUADRO 3.7.: Base de datos para el método 3. (a) Magnitud de IA; (b) Magnitud de IB; (c) Magnitud de IC; (d) Ángulo de IA; (e) Ángulo de IB; (f) Ángulo de IC

Magnitud I		
Rf	Fase A	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1		
Rf2		
Rf3		
Rf4		
Rf5		
Rfn		

(a)

Magnitud I		
Rf	Fase B	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1		
Rf2		
Rf3		
Rf4		
Rf5		
Rfn		

(b)

Magnitud I		
Rf	Fase C	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1		
Rf2		
Rf3		
Rf4		
Rf5		
Rfn		

(c)

Ángulo I		
Rf	Fase A	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1		
Rf2		
Rf3		
Rf4		
Rf5		
Rfn		

(d)

Ángulo I		
Rf	Fase B	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1		
Rf2		
Rf3		
Rf4		
Rf5		
Rfn		

(e)

Ángulo I		
Rf	Fase C	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1		
Rf2		
Rf3		
Rf4		
Rf5		
Rfn		

(f)

### 3.2.4. Cuarto método

El cuarto y último método utiliza la magnitud y el ángulo de la corriente de la(s) fase(s) fallada(s). La base de datos consta de 2, 4 o 6 matrices dependiendo de si la falla es, respectivamente, monofásica, bifásica o trifásica. La tabla 3.8 muestra la estructura de los datos.

CUADRO 3.8.: Base de datos para el método 4

Descriptor		
Rf	Fase fallada	
	Nodo inicial	Nodo final
Rf1		
Rf2		
Rf3		
Rf4		
Rf5		
Rfn		

### 3.3. Puebas y resultados a los métodos de estimación de la $R_f$

A cada uno de los cuatro métodos se le realizan pruebas con un circuito real urbano de distribución<sup>3</sup> de 11,4 Kv de tensión nominal caracterizado por sus múltiples ramificaciones y las cargas localizadas a lo largo del circuito. El bosquejo de este circuito se muestra en la figura 3.4. De este circuito se seleccionan los nodos del alimentador principal, que son los nodos del 1 al 29. El ramal marcado es el ramal principal

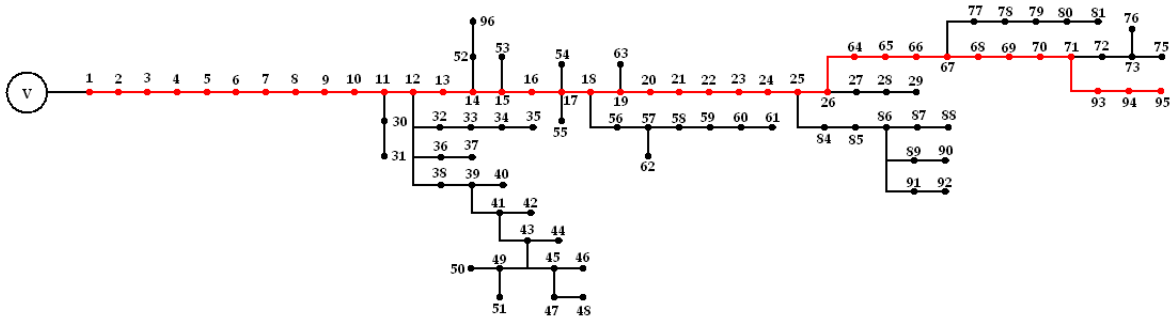


FIGURA 3.4.: Bosquejo del circuito urbano de prueba

Este sistema está compuesto por un alimentador principal y 10 laterales, tramos subterráneos y aéreos. Está compuesto de 95 nodos, de los cuales 50 son de carga. Para verificar la sensibilidad de cada uno de los métodos a la hora de estimar la resistencia de falla, se hace en cada uno de estos nodos cuatro tipos de falla: tipo 1, tipo 4, tipo 7 y tipo 10 con resistencias de falla de  $0\Omega$ ,  $1\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ ,  $20\Omega$  y  $40\Omega$ . Los aspectos a evaluar son la efectividad del método y el número de estimaciones de resistencias de falla que realizan. Cada valor en la tabla de porcentajes de aciertos se calcula de acuerdo a la ecuación 1.1

$$\%Acierto = \frac{NA}{NT} \times 100 \quad (3.1)$$

Donde:

$NA$       Número de nodos en los que la falla le fue estimada la  $R_f$  exitosamente

$NT$       Número total de nodos

<sup>3</sup>Circuito Meissen perteneciente a CODENSA

Por otro lado, los valores de las tablas de promedio de estimaciones se obtienen de acuerdo a la ecuación 1.2

$$PromedioEstimaciones = \frac{\sum EN}{NT} \quad (3.2)$$

Donde:

$EN$  Número de estimaciones hechas para cada nodo

### 3.3.1. Pruebas al primer método de estimación de la $R_f$

La tabla 3.9 muestra los porcentajes de acierto que tubo el método 1 al estimar cada una de las 6 resistencias de falla para cada uno de los 4 tipos de falla aplicados.

CUADRO 3.9.: Porcentaje de aciertos en la estimación de la RF para el método 1

Porcentaje de aciertos						
Tipo falla	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	100,00	79,31	100,00	86,21	89,66	93,10
4	100,00	100,00	100,00	93,10	82,76	65,52
7	100,00	31,03	93,10	86,21	79,31	65,52
10	96,55	100,00	100,00	96,55	89,66	79,31

En esta podemos ver que los porcentajes de acierto oscilan entre el 31,03 % y el 100 %. Este método tiene un porcentaje promedio de acierto del 87,78 %. La tabla 3.10 muestra el numero promedio de estimaciones hechas por el método para cada tipo de falla y para cada resistencia de falla.

CUADRO 3.10.: Número promedio de estimaciones del método 1

Promedio de estimaciones						
Tipo falla	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	1,00	1,97	5,31	4,90	5,45	4,31
4	2,21	3,00	3,10	2,79	2,72	2,69
7	1,28	1,90	2,52	2,38	2,24	2,48
10	1,62	1,76	1,48	1,38	1,31	1,03

De esta tabla podemos establecer que el número promedio de estimaciones es de 2,53.

### 3.3.2. Pruebas al segundo método de estimación de la $R_f$

La tabla 3.11 muestra los porcentajes de acierto que tubo el método 2

CUADRO 3.11.: Porcentaje de aciertos en la estimación de la RF para el método 2

Porcentaje de aciertos						
Tipo falla	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	100,00	100,00	100,00	96,55	96,55	93,10
4	100,00	100,00	100,00	93,10	82,76	65,52
7	96,55	100,00	93,10	86,21	79,31	65,52
10	96,55	100,00	100,00	96,55	89,66	79,31

El porcentaje de acierto de este método oscila entre 65,52 % y 100 %, teniendo un porcentaje promedio de acierto del 92,10 %. El numero promedio de estimaciones es el que se muestra en la tabla 3.12

CUADRO 3.12.: Número promedio de estimaciones del método 2

Promedio de estimaciones						
Tipo falla	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	2,03	2,69	2,31	1,76	1,62	1,31
4	2,90	3,17	3,10	2,79	2,72	2,69
7	2,76	2,86	2,55	2,38	2,24	2,48
10	1,62	1,76	1,48	1,38	1,31	1,03

Este método realiza en promedio 2,21 estimaciones.

### 3.3.3. Pruebas al tercer método de estimación de la $R_f$

El porcentaje de aciertos del método 3, se muestra en la tabla 3.13

CUADRO 3.13.: Porcentaje de aciertos en la estimación de la RF para el método 3

Porcentaje de aciertos						
Tipo falla	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	100,00	41,38	65,52	79,31	0,00	0,00
4	100,00	100,00	72,41	93,10	82,76	65,52
7	100,00	10,34	62,07	75,86	79,31	65,52
10	100,00	55,17	100,00	96,55	89,66	58,62

Este método tiene un porcentaje promedio de aciertos del 70,55 %. El numero promedio de estimaciones lo muestra la tabla 3.14.

CUADRO 3.14.: Número promedio de estimaciones del método 3

Promedio de estimaciones						
Tipo falla	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	1,00	1,34	2,83	3,83	3,90	3,00
4	1,17	2,59	3,03	4,00	2,66	2,69
7	1,07	1,38	2,10	2,10	2,83	2,90
10	1,03	1,38	1,31	1,38	1,31	3,07

Este método estima en promedio 2,25 resistencia de falla.

### 3.3.4. Pruebas al cuarto método de estimación de la $R_f$

Los porcentajes de acierto del cuarto método se muestran en la tabla 3.15

CUADRO 3.15.: Porcentaje de aciertos en la estimación de la RF para el método 4

Porcentaje de aciertos						
Tipo falla	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	100,00	100,00	100,00	96,55	93,10	93,10
4	100,00	100,00	72,41	93,10	82,76	65,52
7	100,00	51,72	62,07	75,86	79,31	65,52
10	100,00	55,17	100,00	96,55	89,66	58,62

El cuarto método tiene un porcentaje promedio de aciertos del 84,63 %. La tabla 3.16 muestra el numero promedio de estimaciones

CUADRO 3.16.: Número promedio de estimaciones del método 4

Promedio de estimaciones						
Tipo falla	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	1,34482759	1,10	2,31	1,76	6,24	30,21
4	1,38	2,76	3,03	4,03	2,66	2,69
7	1,10	2,14	2,14	2,10	2,34	2,34
10	1,03	1,38	1,31	1,38	1,31	3,07

El método 4 estima en promedio 3,38 resistencias de falla.

Hasta ahora se ha estudiado para cada método, el porcentaje promedio de aciertos y el número promedio de estimaciones que realiza. La tabla 3.17 muestra un resumen de los resultados obtenidos.

CUADRO 3.17.: Resumen de los resultados obtenidos

Método	Promedios	
	Efectividad (%)	Numero de estimaciones
1	87,78735632	2,534482759
2	92,09770115	2,206896552
3	70,54597701	2,245689655
4	84,62643678	3,382183908

De esta tabla podemos ver que el método mas efectivo a la hora de estimar la  $R_f$  es el método 2 cuya efectividad promedio es significativamente mayor que las demas, además tiene el menor numero de estimaciones relaizadas, por lo que lo convierte en el método de mayor eficiencia.

El resultado completo de las simulaciones se pueden ver en el anexo A.

### 3.4. Conclusiones

Son varios los factores involucrados en la localización de una falla de cortocircuito pero es la estimación de la resistencia de falla la que requiere de mas estudio y por lo tanto es el factor clave para una localización exitosa. Para ello se hizo estudio sobre cuatro métodos de estimación. Los puntos mas importantes se enumeran a continuación:

1. Los cuatro métodos hacen la respectiva estimación basados en una base de datos.
2. Cada uno de ellos utiliza una grupo diferentes de descriptores combinado con la utilización de todas las fases o solo las fases falladas.
3. La conclusión sobre cual método es mas conveniente estará determinada por la efectividad del método como por el numero de estimaciones que realiza. Este último punto es clave para los tiempos que emplea el localizador para detectar una falla.

Para la aplicación de estos método fué necesario la creación previa de una base de datos. Esta tiene dos grandes propósitos:

1. la caracterización de resistencias de falla de cortocircuito en las redes de distribución solo con una base de datos de tensiones y corrientes de falla
2. Disminuir los tiempos de ejecución del algoritmo.

Luego de estudiar los resultados de la efectividad y del numero promedio de estimaciones hechas por cada método, se evidencia que aquellos que utilizan el ángulo de la corriente para la estimación son los que presentaron resultados menos satisfactorios, por el contrario, aquellos que solo usaron la magnitud de la corriente, presentaron los mejores.

La tabla 3.18 muestra un resumen de cada método estudiado

Método	Descriptoros		Fases	
	Magnitud I	Ángulo I	Todas	Falladas
1	X		X	
2	X			X
3	X	X	X	
4	X	X		X

CUADRO 3.18.: Resumen datos usados por cada método

## 4. Implementación del método

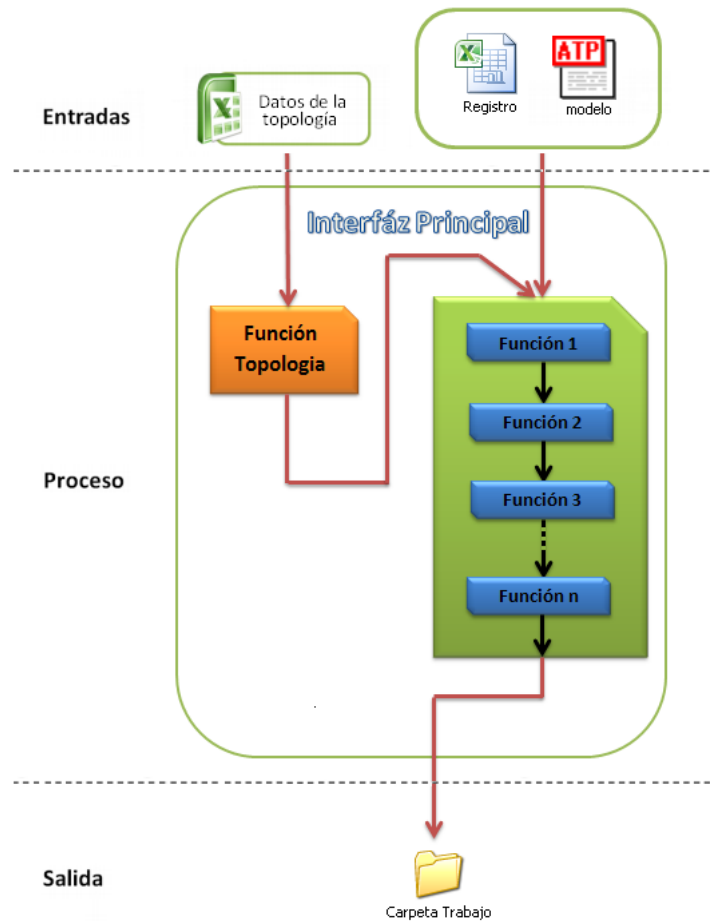


FIGURA 4.1.: Diagrama de flujo de la implementación de la herramienta

En este capítulo estudiaremos las funciones programadas para la implementación del método. La herramienta MBM&C-TS<sup>1</sup>, que es la implementación del método de localización objeto de estudio en este trabajo, se programó en la plataforma de

<sup>1</sup>La sigla MBM&C hace referencia a que es un Método Basado en el Modelo y en el conocimiento. La sigla TS hace referencia al autor

Matlab® y la simulación de los circuitos en ATP (Alternative Transient Program). Todo el proceso de localización utiliza una serie de funciones que se ejecutan linealmente, tal como lo muestra la figura 4.1. Con algunas pocas excepciones, las funciones aquí descritas son usadas en los tres procesos: Estimación de la resistencia de falla, estimación de la sección bajo falla y localización final de la falla. Estudiaremos cada una de estas funciones, que hacen, cuales son sus entradas, cuales sus salidas y en que proceso es usada.

## 4.1. Herramienta software simulacionRF

La herramienta simulacionRF (Villar-Cruz and Jaimes-Florez) es la encargada de realizar las simulaciones de las fallas por medio de la función integradora «todosim\_RF». A esta herramienta se le indica que tipo de falla a simular, en cual nodo del circuito y con que resistencia de falla. La salida, entre otras, es un archivo de extensión \*.atp que es el archivo usado para continuar el proceso.

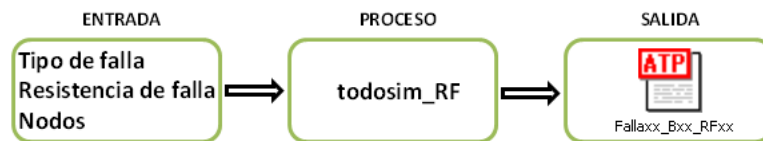


FIGURA 4.2.: Entradas, proceso y salida de la función «todosim\_RF»

La figura 4.2 muestra el diagrama de proceso de la función. En esta se han destacado las entradas y salida mas relevantes.

Para un mayor entendimiento de esta herramienta, se recomienda dirigirse directamente a la fuente.

## 4.2. Herramienta software MBM&C-TS

La herramienta MBM-TS es la implementación del método de localización objeto de estudio cuya programación se hizo en la plataforma de Matlab®. Usa la metodología mostrada en la figura 4.1 en la que se ejecutan una serie de funciones en la que las salidas de una, con algunas excepciones, son las entradas de la siguiente función a ejecutar. Este tipo de programación de bloques en cascada garantiza un mejor seguimiento del proceso. Las funciones usadas se describen a continuación.

### 4.2.1. Función «Topologia»

Esta función lee la hoja de cálculo donde se encuentra los datos del circuito a trabajar y crea un archivo \*.mat llamada «ArchivoReduccion» que contiene a su vez los siguientes archivos:

- MatrizLecturaLineas: Es la matriz con la información de los segmentos de línea del circuito con la información de las longitudes de dichos segmentos.
- SistemaRadial: Este archivo contiene los circuitos caminos del circuito. Un circuito camino es el descrito por los nodos desde un nodo final del circuito hasta el nodo inicio del mismo.
- NodosBifurcacion: Son los nodos desde donde se desprende una ramificación

La figura 4.3 resume el proceso realizado por esta función



FIGURA 4.3.: Entradas, proceso y salida de la función «Topologia»

### 4.2.2. Función «DeteccionFalla»

La función «DeteccionFalla» es la que se encarga de determinar el tipo de falla que ha ocurrido según el proceso descrito en la figura 2.1. Para ello hace una serie de comparaciones de las magnitudes de corriente de registro (en falla) con una corriente umbral  $I_t$  estimada después de un previo análisis de cortocircuito. La figura 4.4 muestra lo más relevante de este proceso.

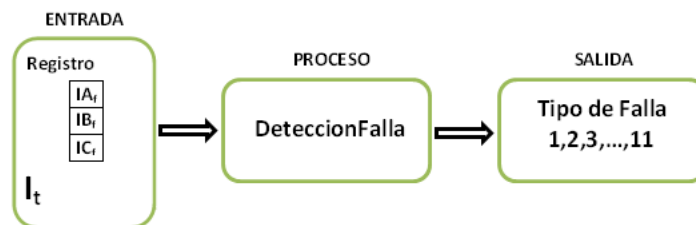


FIGURA 4.4.: Entradas, proceso y salida de la función «DeteccionFalla»

### 4.2.3. Función «NodosIniFin»

Esta función es la que se encarga de identificar los nodos inicial y final del circuito. El nodo inicial es aquel donde se encuentran los medidores en la subestación, el nodo final es el nodo mas alejado del circuito. Para ello se basa en la información contenida en el archivo de extensión \*.mat llamado «archivoreducción». Este archivo contiene información de la topología del circuito como son las longitudes de cada tramo del circuito, los circuitos ramales y los nodos bifurcación<sup>2</sup>. La identificación de estos nodos es importante ya que la creación de la base de datos, como se estudio anteriormente, se basa en obtener registros de fallas simuladas en estos. Una vez identificados los nodos inicial y final del circuito, la función se encarga tambien de identificar el ramal principal (los nodos pertenecientes al ramal principal). La figura 4.5 muestra lo mas relevante de este proceso.



FIGURA 4.5.: Entradas, proceso y salida de la función «NodosIniFin»

### 4.2.4. Función «GeneradorArchivosATP»

Esta función es usada en todos los procesos. Es la que se encarga de hacer las modificaciones necesarias al archivo de extensión \*.atp dada como salida por la función «todosim\_RF». Los cambios necesarios para la simulación de la falla con las condiciones descritas en el capítulo 2, son realizados en un nuevo archivo tambien de extensión \*.atp, el cual mantiene el mismo nombre del original pero, para diferenciarlo, se le antepuso la letra «X» para indicar que es el archivo de falla con los cambios. El primer cambio realizado lo muestra la figura 4.6.

<sup>2</sup>Nodos de los que se desprenden otros ramales

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW enero, sábado 21, 2012
C A Bonneville Power Administration program
C by H. K. Heidalen at SEFAS/NTNU - NORWAY 1994-2008
C -----
POWER FREQUENCY                60.
$DUMMY, XYZ000
C dT >> Tmax >> Xopt >< Copt >
.0005 0.25 60. 60.
500 1 1 1 1 0 0 1 0
C 1 2 3 4 5 6 7 8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
    
```

(a)

```

BEGIN NEW DATA CASE
C -----
C Generated by ATPDRAW enero, sábado 21, 2012
C A Bonneville Power Administration program
C by H. K. Heidalen at SEFAS/NTNU - NORWAY 1994-2008
C -----
POWER FREQUENCY                60.
$DUMMY, XYZ000
C dT >> Tmax >> Xopt >< Copt >
.0005 -1. 60. 60.
500 1 1 1 1 0 0 1 0
C 1 2 3 4 5 6 7 8
C 3456789012345678901234567890123456789012345678901234567890
/BRANCH
    
```

(b)

FIGURA 4.6.: Cambio en el tiempo máximo de simulación: (a) Archivo original, (b) Archivo cambiado

El tiempo máximo de simulación «Tmax», dado como entrada para la herramienta «simulacionRF», se cambia por -1, esto es para poder simular una falla de cortocircuito.

El segundo cambio a realizar es el indicado en la figura 4.7. Aquí se elimina la impedancia de la fuente.

```

C Carga CD16590
N093A N093B 12238. 5027. 0
N093B N093C 12238. 5027. 0
N093C N093A 12238. 5027. 0
S1X0002ANFOA .00395 .56604
S2X0002BNFOB .00175 .6366
S3X0002CNFOC
Nf01A N001A 1.E-9 1.E-9 1.E9 0
Nf01B N001B 1.E-9 1.E-9 1.E9 0
Nf01C N001C 1.E-9 1.E-9 1.E9 0
C TRAMO43 LongLCC_0.057
$INCLUDE, c:\ATP\work\TO61.lib, NO60A#, NO60B#, NO60C#, NO61A#, NO61B# $$
    
```

FIGURA 4.7.: Eliminación de la impedancia de la fuente

El tercer cambio esta relacionado con el tiempo de currencia de la falla indicado como tiempo de cierre «Tclose» dado tambien como entrada a la herramienta «simulacionRF». Para que sea posible la simulación de una falla de cortocircuito es necesario cambiar este valor por -1. Este cambio se indica en la figura 4.8

```

/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
Nf0A Nf01A MEASURING 1
Nf0B Nf01B MEASURING 1
Nf0C Nf01C MEASURING 1
N001A SwA 0.02 0.25 0
N001B SwB 0.25 0.25 0
N001C SwC 0.25 0.25 0
Swg -1. 0.25 0
    
```

(a)

```

/SWITCH
C < n 1>< n 2>< Tclose ><Top/Tde >< Ie ><Vf/CLOP >< type >
Nf0A Nf01A MEASURING 1
Nf0B Nf01B MEASURING 1
Nf0C Nf01C MEASURING 1
N001A SwA -1. 0.25 0
N001B SwB 0.25 0.25 0
N001C SwC 0.25 0.25 0
Swg -1. 0.25 0
    
```

(b)

FIGURA 4.8.: Cambio en el tiempo de simulación de la falla «Tclose»: (a) Archivo original, (b) Archivo cambiado

El último cambio es el de los valores de tensión de la fuente. Parte del proceso de localización es recrear el circuito bajo falla, en este paso, se alimenta al circuito con los valores de tensión de registro. La figura 4.9 muestra el cambio realizado

```

/SOURCE
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/TO>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14X0002A 09308.06102 60. -1. 1.
14X0002B 09308.06102 60. -120. 1.
14X0002C 09308.06102 60. 120. -1. 1.
    
```

(a)

```

/SOURCE
C < n 1><>< Ampl. >< Freq. ><Phase/TO>< A1 >< T1 >< TSTART >< TSTOP >
14Nf0A 0 9258.6994 60. -3.7717 -1. 1.E3
14Nf0B 0 9266.7347 60. -120.4104 -1. 1.E3
14Nf0C 0 9301.9421 60. 119.5678 -1. 1.E3
    
```

(b)

FIGURA 4.9.: Cambio de los valores de tensión de la fuente: (a) Archivo original, (b) Archivo cambiado

Se han descrito todos los cambios que se realizan al archivo para poder crear un archivo que simule la falla de cortocircuito con las condiciones deseadas. La figura 4.10 muestra el resumen del proceso.



FIGURA 4.10.: Entrada, proceso y salida de la función «GeneradorArchivosATP»

### 4.2.5. Función «EjecutorArchivosATP»

Esta es la función que se encarga de ejecutar cada uno de los archivos de extensión \*.atp generados por la función «GeneradorArchivosATP». La ejecución de los archivos \*.atp genera, entre otros, un archivo de extensión \*.lis. Este archivo, que es un archivo de texto, contiene toda la información de tensiones y corrientes en todos los nodos del circuito, por lo que es en este archivo de donde se extraen los valores de tensión y corriente de simulación. La figura 4.11 muestra el resumen del proceso



FIGURA 4.11.: Entrada, proceso y salida de la función «EjecutorArchivosATP»

### 4.2.6. Función «Ifallas»

Esta función es la encargada de hacer la extracción de los datos de corriente de simulación en el archivo \*.lis generado por la función «EjecutorArchivosATP». La figura 4.12 muestra los datos a extraer.

Output for steady-state phasor switch currents.					
Node-K	Node-M	I-real	I-imag	I-magn	Degrees
NFOA	NFO1A	1.11614349E+03	-1.06997183E+02	1.12126032E+03	-5.4758
NFOB	NFO1B	-7.57013452E+01	-5.94097193E+01	9.62299767E+01	-141.8755
NFOC	NFO1C	-1.38842443E+01	9.88688569E+01	9.98389859E+01	97.9938
N001A	SWA	1.02652809E+03	-6.75478696E+01	1.02874809E+03	-3.7648
N001B	SWB	Open	Open	Open	Open
N001C	SWC	Open	Open	Open	Open
SWG		1.02652809E+03	-6.75478696E+01	1.02874809E+03	-3.7648

FIGURA 4.12.: Datos a extraer en el archivo \*.lis

estos datos son almacenados en una matriz de celdas que tiene la estructura mostrada en la figura 4.13

Matrizregistrada				
RF \ Barra	Barra 1	Barra 2	Barra 3	Barra n
RF 1				
RF 2				
RF 3				
RF n				

FIGURA 4.13.: Estructura de la matriz de almacenamiento de datos de corriente

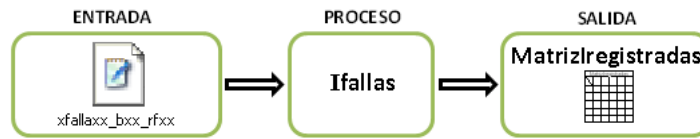


FIGURA 4.14.: Entrada, proceso y salida de la función «Ifallas»

La figura 4.14 muestra el resumen del proceso

#### 4.2.7. Función «BaseDatos»

Una vez se tenga la matriz que contienen los datos de corriente de falla se extrae de esta los datos para construir la base de datos, tal como se estudió en la sección 3.2. La base de datos se guarda en un archivo de extensión \*.mat para su revisiones futuras si el usuario así lo desea. La figura 4.15 muestra el resumen del proceso



FIGURA 4.15.: Entrada, proceso y salida de la función «BaseDatos»

#### 4.2.8. Función «EstimacionRF»

Esta función es la que se encarga de estimar la(s) resistencia(s) de falla para el registro de entrada tal como se estudió en el capítulo 3. La(s) resistencia(s) de falla estimadas se guardan en el vector «RFestimadas», esto se hace porque el siguiente proceso, estimación de la sección bajo falla, se hace para cada resistencia de falla estimada. La figura 4.16 muestra el resumen del proceso

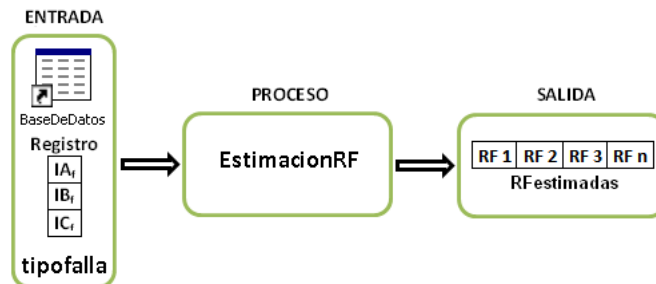


FIGURA 4.16.: Entrada, proceso y salida de la función «EstimacionRF»

#### 4.2.9. Función «SeccionFallada»

Esta es la función que se encarga de llevar a cabo el proceso descrito en el diagrama lógico de la figura 2.6 estudiado en el capítulo 2. Para cada una de las resistencias de falla estimadas, esta función, halla las posibles zonas del circuito en donde pudo ser la falla. Para ello determina primero si la falla pudo ser en el ramal principal, en los laterales del circuito o en ambos. Luego de esto halla los posibles nodos bajo falla integrando en un mismo vector los nodos del ramal principal, si la función determina que es posible que la falla sea en un ramal principal, y los nodos de los laterales. El resumen del proceso se muestra en la figura 4.17

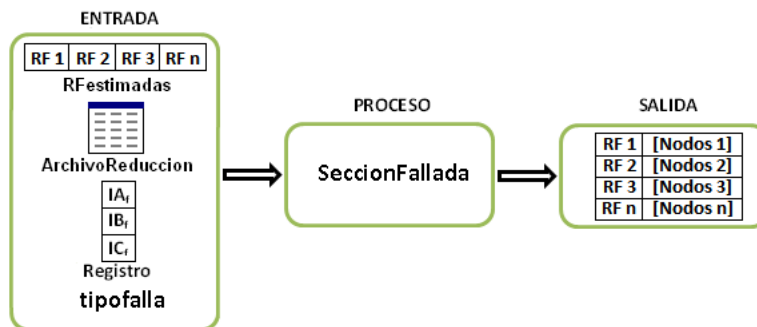


FIGURA 4.17.: Entrada, proceso y salida de la función «SeccionFallada»

#### 4.2.10. Función «LocalizacionFalla»

Luego de todo este proceso se tiene la matriz de posibles nodos bajo falla y su resistencia de falla asociada. Esta función se encarga de realizar el proceso descrito en la sección 2.1 y que se encuentra resumido en la figura 4.18, en donde se puede observar las funciones implicadas en este proceso.

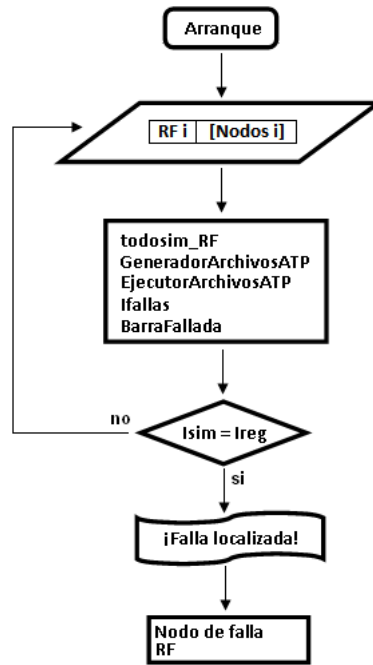


FIGURA 4.18.: Diagrama lógico del proceso de localización del nodo de falla

#### 4.2.11. Función «BarraFallada»

Esta es la función que toma la decisión de en cuál barra ocurrió la falla. Para ello hace una comparación individual de cada uno de los descriptores del fasor de corriente de registro con los de la corriente de simulación. Dicho de otro modo, hace una localización individual por cada descriptor y al final concluye dependiendo de que barra tuvo mayor número de localizaciones. Para ello se vale de una matriz como la mostrada en la figura 4.19

Barra según descriptor	
Descriptor	Barra
Mag IA	
Mag IB	
Mag IC	
Ang IA	
Ang IB	
Ang IC	

FIGURA 4.19.: Matriz para hallar la barra según descriptor

En esta se indica, por cada descriptor, cual es la barra fallada.

### 4.3. Conclusiones

En este capítulo se estudió cada una de las funciones usadas en el proceso. La programación de las funciones por bloques y la ejecución en cascada de estos, permiten un mejor seguimiento del proceso y por lo tanto una mejor referencia para futuras modificaciones.

Se hizo posible la implementación de la herramienta MBM&C-TS gracias a la utilización de la herramienta software «simulacionRF» desarrollada como tesis de grado. Se le dió un importante valor agregado a esta herramienta.

La tabla 4.1 muestra el resumen de los procesos y las funciones usadas en cada uno de ellos.

Proceso	Funciones usadas
Detección del tipo de falla	DeteccionFala
Detección de los nodos inicial y final y del ramal principal	NodosIniFin
Estimación de la resistencia de falla	todosim_RF GeneradorArchivosATP EjecutorArchivosATP Ifallas BaseDatos EstimacionRF
Detección de la sección bajo falla	todosim_RF GeneradorArchivosATP EjecutorArchivosATP Ifallas
Localización de la falla	todosim_RF GeneradorArchivosATP EjecutorArchivosATP Ifallas BarraFallada

CUADRO 4.1.: Resumen de los procesos y las funciones usadas en cada uno de estos

## 5. Pruebas y Resultados de la Herramienta MBM&C-TS

En este capítulo se estudiarán los resultados de la herramienta al ser sometida a varias pruebas para verificar su correcto funcionamiento. Se harán estudios sobre la herramienta con diferentes circuitos con diferentes modelados. Estas pruebas se limitan a estudiar el comportamiento de la herramienta al hacer la estimación de la resistencia de falla y la estimación de los posibles nodos bajo falla. Esto se hace porque es suficiente con saber si la herramienta estima correctamente estos dos datos. Si es así, la falla, con seguridad, será localizada con una efectividad del 100 %.

### 5.1. Pruebas con el circuito Meissen de 11,4 Kv

Las pruebas de la herramienta en el circuito urbano de distribución a carga nominal, cuyo bosquejo se muestra en la figura 3.4 y cuyas características se presentaron en la sección 3.3 se hará en dos partes. Se iniciará con los nodos 2 a 10, de acuerdo a la tendencia de los resultados, se mostrará, en la segunda parte, los resultados de las pruebas en nodos que pertenezcan a los laterales del circuito, se seleccionaron los nodos 31, 33, 44, 64 y 84. Se probará para resistencias de falla de  $0\Omega$ ,  $1\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ ,  $20\Omega$  y  $40\Omega$ , para cada una de las siguientes tipos de falla: Monofásica (A-T), bifásica línea (A-B), bifásica tierra (A-B-T) y trifásica (A-B-C).

Hechas las pruebas se obtuvieron los resultados presentados de la tabla 5.1 a 5.4, en donde se destacan los nodos a los que se le hicieron pruebas, la totalidad de las resistencias de falla estimadas y la totalidad de los nodos estimadas para cada una de estas. Las casillas marcadas con «X» quiere decir que no fue posible estimar ningún nodo para la  $R_f$  indicada. La nomenclatura X:Y indica un rango de valores que van desde X, de uno en uno, hasta Y.

### 5.1.1. Pruebas en nodos del ramal principal

■ Falla Monofásica

CUADRO 5.1.: Resultados para una falla Tipo 1. Circuito urbano de prueba

Falla Tipo 1												
Nodo	RF = 0Ω		RF = 1Ω		RF = 5Ω		RF = 10Ω		RF = 20Ω		RF = 40Ω	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos
2	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[22:24,84:86]	9	[24:26,58:62,84:86]	19	[22:24,58:62]	39	[25,26,64,65,84:86]
			1	[1,2,3,4]	4	[22:24,58:62]	10	[1,2,3,4]	20	[1,2,3,4]		
			5	[1,2,3,4]	5	[1,2,3,4]	10	[1,2,3,4]	20	[1,2,3,4]		
3	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[25:29,58:62]	9	[25:29,58:62,64,65,84:86]	19	[24:26,58:62,84:86]	39	[17,19,45:48,54:58]
			1	[1,2,3,4]	4	[22:24,58:62]	10	[1,2,3,4]	20	[1,2,3,4]		
			5	[1,2,3,4]	5	[1,2,3,4]	10	[1,2,3,4]	20	[1,2,3,4]		
4	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[58:62,64,65,84:86]	9	[25:29,64,65,84:86]	19	[24:26,64,65,84:86]	39	[22:24,58:62]
			1	[1,2,3,4]	4	[24:26,58:62,84:86]	10	[1,2,3,4]	20	[1,2,3,4]		
			5	[1,2,3,4]	5	[1,2,3,4]	10	[1,2,3,4]	20	[1,2,3,4]		
5	0	[4,5,6]	0	X	3	[58:62,64,65,84:86]	9	[25,65:68,77:79,84:86]	19	[25,26,64,65,84:86]	39	[22:24,58:62]
			1	[4,5,6]	4	[25:29,58:62,64,65,84:86]	10	[4,5,6]	20	[4,5,6]		
			5	[4,5,6]	5	[4,5,6]	10	[4,5,6]	20	[4,5,6]		
6	0	[4,5,6]	0	X	4	[25:29,64,65,84:86]	9	[25,65:68,77:79,84:86]	19	[25,68:70,77:79,84:86]	39	[25,26,64,65,84:86]
			1	[4,5,6]	5	[4,5,6]	10	[4,5,6]	20	[4,5,6]		
			5	[4,5,6]	5	[4,5,6]	10	[4,5,6]	20	[4,5,6]		
7	0	[6,7,8]	0	X	4	[25:29,64,65,84:86]	9	[25,65:68,77:79,84:86]	19	[25,65:68,77:79,84:86]	39	[25,26,64,65,84:86]
			1	[6,7,8]	5	[6,7,8]	10	[6,7,8]	20	[6,7,8]		
			5	[6,7,8]	5	[6,7,8]	10	[6,7,8]	20	[6,7,8]		
8	0	[6,7,8]	0	X	4	[25:29,64,65,84:86]	9	[25,65:68,77:79,84:86]	19	[25,65:68,77:79,84:86]	39	[25,26,64,65,84:86]
			1	[6,7,8]	5	[6,7,8]	10	[6,7,8]	20	[6,7,8]		
			5	[6,7,8]	5	[6,7,8]	10	[6,7,8]	20	[6,7,8]		
9	0	[8,9,10]	0	X	4	[25:29,64,65,84:86]	9	[25,65:68,77:79,84:86]	19	[25,65:68,77:79,84:86]	39	[67:70,77:79,86:92]
			1	[8,9,10]	5	[8,9,10]	10	[8,9,10]	20	[8,9,10]		
			5	[8,9,10]	5	[8,9,10]	10	[8,9,10]	20	[8,9,10]		
10	0	[8,9,10]	0	X	4	[64,65,25,26,84,85,86]	9	[68:70,79:83,86:92]	19	[70:73,75,76,79:83,93]	39	[67:70,77:79,86:92]
	1	X	1	[8,9,10]	5	[8,9,10]	10	[8,9,10]	20	[8,9,10]		

■ Falla Bifásica línea

CUADRO 5.2.: Resultados para una falla Tipo 4. Circuito urbano de prueba

Falla Tipo 4												
Nodo	RF = 0Ω		RF = 1Ω		RF = 5Ω		RF = 10Ω		RF = 20Ω		RF = 40Ω	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos
2	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[24,25,26,84,85,86]	8	[25,29,64,65,84,86]	17	[79,83]	37	X
	1	X	1	[1,2,3,4]	4	[12,15,32,38,52,96]	9	[10,13,32,38]	18	[24,26,84,86]	38	[79,83]
					5	[1,2,3,4]			19	[10,13,30,38]	39	[22,23,24]
3	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[24,25,26,84,85,86]	8	[25,26,64,65,84,86]	17	[79,83]	37	[79,83]
	1	X	1	[1,2,3,4]	4	[12,15,32,38,52,96]	9	[12,15,32,38,52,96]	18	[25,29,64,65,84,86]	38	[22,23,24]
					5	[1,2,3,4]	10	[1,2,3,4]	19	[10,13,32,38]	39	[10,13,30,38]
4	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[26,64,65,25,84,86]	8	[25,65,68,77,79,84,86]	17	X	37	X
	1	X	1	[1,2,3,4]	4	[13,15,38,41,52,96]	9	[13,15,38,41,52,96]	18	[25,65,68,77,79,84,86]	38	[24,26,84,86]
					5	[1,2,3,4]	10	[1,2,3,4]	19	[13,15,38,41,52,96]	39	[10,13,33,38]
5	0	[4,5,6]	0	X	3	[25,65,68,84,86,77,79]	8	[25,65,68,77,79,84,86]	18	[25,65,68,77,79,84,86]	37	X
	1	X	1	[4,5,6]	4	[17,19,41,45,49,51,54,58]	9	[17,19,41,45,49,51,54,58]	19	[13,15,38,41,52,96]	38	[25,65,68,77,79,84,86]
					5	[4,5,6]	10	[4,5,6]			39	[13,15,38,41,52,96]
6	0	[4,5,6]	0	X	3	[17,19,41,45,49,51,54,58]	8	[67,70,77,79,86,92]	18	[25,65,68,77,79,84,86]	37	X
	1	X	2	X	4	[17,19,45,48,56,58]	9	[17,19,45,48,56,58]	19	[13,15,41,45,49,52,96]	38	[25,65,68,77,79,84,86]
					5	[4,5,6]	10	[4,5,6]			39	[13,15,38,41,52,96]
7	0	[6,7,8]	0	X	3	[25,65,68,84,86,77,79]	8	[69,70,79,83,86,92]	18	[67,70,77,90,86,92]	37	X
	1	X	2	X	4	[18,22,56,57,58]	9	[18,22,56,57,58]	19	[17,19,45,48,56,58]	38	[25,65,68,77,79,84,86]
					5	[6,7,8]	10	[6,7,8]	20	[6,7,8]	39	[14,17,41,45,49,53,96]
8	0	[6,7,8]	0	X	3	[25,67,70,77,79,84,86]	8	[71,73,75,76,79,83,93,95]	18	[69,70,79,83,86,92]	37	X
	1	X	2	X	4	[19,22,58,62]	9	[22,24,58,62]	19	[18,22,56,57,58]	38	[68,70,79,83,86,88,89,92]
					5	[6,7,8]	10	[6,7,8]	20	[6,7,8]	39	[17,19,56,58]
9	0	[8,9,10]	0	X	3	[25,67,70,77,79,84,86]	8	[71,73,75,76,79,83,93,95]	18	[71,73,75,76,79,83,93,95]	37	X
	1	X	2	X	4	[19,22,58,62]	9	[22,24,58,62]	19	[19,22,58,62]	38	[71,73,75,76,79,83,93,95]
					5	[8,9,10]	10	[8,9,10]	20	[8,9,10]	39	[18,22,56,58]
10	0	[8,9,10]	0	X	3	[25,67,70,77,79,84,86]	8	[71,73,75,76,79,83,93,95]	18	[71,73,75,76,79,83,93,95]	38	[71,73,75,76,79,83,93,95]
	1	X	2	X	4	[22,24,58,62]	9	[22,24,58,62]	19	[22,24,58,62]	39	[18,22,56,58]
					5	[8,9,10]	10	[8,9,10]	20	[8,9,10]		

■ Falla Bifásica a tierra

CUADRO 5.3.: Resultados para una falla Tipo 7. Circuito urbano de prueba

Nodo	Falla Tipo 7											
	RF = 0Ω		RF = 1Ω		RF = 5Ω		RF = 10Ω		RF = 20Ω		RF = 40Ω	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos
2	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[71:73,75,76,79:83]	8	[79:83]	18	[25:29,64,65,84:86]	37	[79:83]
	1	X	1	[1,2,3,4]	4	[25:29,64,65,84:86]	9	[25,26,64,65,84:86]	19	[10:13,32:38]	38	[24:26,84:86]
											39	[10:13,30:38]
3	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[25:29,64,65,84:86]	8	[79:83]	18	[25,65:68,77:79,84:86]	37	[79:83]
	1	X	1	[1,2,3,4]	4	[13:15,38:41,52,96]	9	[25:29,64,65,84:86]	19	[13:15,38:41,52,96]	38	[22,23,24]
											39	[10:13,30:38]
4	0	[1,2,3,4]	0	X	3	[67:70,77:79,84:86]	8	[25,26,64,65,84:86]	18	[25:29,64,65,84:86]	37	X
	1	X	1	[1,2,3,4]	4	[18:22,56,57,58]	9	[12:15,32:38,52,96]	19	[10:13,32:38]	38	[25,65:68,77:79,84:86]
											39	[13:15,38:41,52,96]
5	0	[4,5,6]	0	X	3	[25:29,64,65,84:86]	8	[25,26,64,65,84:86]	18	[24:26,84:86]	37	X
	1	X	1	[4,5,6]	4	[12:15,32:38,52,96]	9	[12:15,32:38,52,96]	19	[10:13,30:38]	38	[71:73,75,76,79:83,93:95]
											39	[22:24,58:62]
6	0	[4,5,6]	0	X	3	[17:19,41:45,49:51,54:58]	8	[67:70,77:79,86:92]	18	[25:29,64,65,84:86]	37	X
	1	X	1	[4,5,6]	4	[17:19,45:48,56:58]	9	[17:19,45:48,56:58]	19	[10:13,32:38]	38	[67:70,77:90,86:92]
											39	[17:19,45:48,56:58]
7	0	[6,7,8]	0	X	3	[25,67:70,77:79,84:86]	8	[25,26,64,65,84:86]	18	[69:70,79:83,86:92]	37	X
	1	X	1	[6,7,8]	4	[19:22,58:62]	9	[17:19,45:48,56:58]	19	[18:22,56:58]	38	[69:70,79:83,86:92]
											39	[18:22,56,57,58]
8	0	[6,7,8]	0	X	4	[22:24,58:62]	8	[71:73,75,76,79:83,93:95]	18	[71:73,75,76,79:83,93:95]	38	[68:70,79:83,86:92]
	1	X	1	[6,7,8]	5	[6,7,8]	9	[22:24,58:62]	19	[22:24,58:62]	39	[22:24,58:62]
											20	[6,7,8]
9	0	[8,9,10]	0	X	4	[17:19,45:48,56:58]	8	[67:70,77:79,86:92]	18	[69:70,79:83,86:92]	38	[22:24,58:62]
	1	X	1	[8,9,10]	5	[8,9,10]	9	[17:19,45:48,56:58]	19	[18:22,56:58]	39	[67:70,77:79,86:92]
											20	[8,9,10]
10	0	[8,9,10]	0	X	4	[25:29,64,65,84:86]	9	[17:19,45:48,56:58]	18	[69:70,79:83,86:92]	38	[25,67:70,77:79,84:86]
	1	X	2	[8,9,10]	5	[8,9,10]	10	[8,9,10]	19	[18:22,58:62]	39	[22:24,58:62]
											20	[8,9,10]

■ Falla trifásica

CUADRO 5.4.: Resultados para una falla Tipo 10. Circuito urbano de prueba

Nodo	Falla Tipo 10											
	RF = 0Ω		RF = 1Ω		RF = 5Ω		RF = 10Ω		RF = 20Ω		RF = 40Ω	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos	RF [Ω]	Nodos
2	0	[1,2,3,4]	0	X	4	[25,26,64,65,84:86]	9	[25:29,64,65,84:86]	19	[22:24,58:62]	39	[13:15,41:45,49:52,96]
			1	[1,2,3,4]	5	[1,2,3,4]	10	[1,2,3,4]				
3	0	[1,2,3,4]	0	X	4	[25,26,64,65,84:86]	9	[25,26,64,65,84:86]	19	[22:24,58:62]	39	[18:22,56:58]
			1	[1,2,3,4]	5	[1,2,3,4]	10	[1,2,3,4]				
4	0	[1,2,3,4]	0	X	4	[25,26,64,65,84:86]	9	[25,65:68,77:79,84:86]	19	[26:29,64,65,84:86]	39	[18:22,56:58]
			1	[1,2,3,4]	5	[1,2,3,4]	10	[1,2,3,4]				
5	0	[4,5,6]	0	X	4	[67:70,77:79,86:92]	9	[25,67:70,77:79,84:86]	19	[25,26,64,65,84:86]	39	[24:26,84:86]
			1	[4,5,6]	5	[4,5,6]	10	[4,5,6]				
6	0	[4,5,6]	0	X	4	[67:70,77:79,86:92]	9	[25,65:68,77:79,84:86]	19	[25,68:70,77:79,84:86]	39	[24:26,84:86]
			1	[4,5,6]	5	[4,5,6]	10	[4,5,6]				
7	0	[6,7,8]	0	X	4	[67:70,77:79,86:92]	9	[18:22,56,57,58]	19	[25:29,64,65,84:86]	39	[24:26,84:86]
			1	[6,7,8]	5	[6,7,8]	10	[6,7,8]				
8	0	[6,7,8]	0	X	4	[25,67:70,77:79,84:86]	9	[25,65:68,77:79,84:86]	20	[6,7,8]	40	[6,7,8]
			1	[6,7,8]	5	[6,7,8]	10	[6,7,8]				
9	0	[8,9,10]	0	X	4	[71:73,75,76,79:83,93:95]	9	[68:70,79:83,86:92]	20	[8,9,10]	40	[8,9,10]
			1	[8,9,10]	5	[8,9,10]	10	[8,9,10]				
10	0	[8,9,10]	0	X	5	[8,9,10]	10	[8,9,10]	20	[8,9,10]	40	[8,9,10]
			1	[8,9,10]	5	[8,9,10]	10	[8,9,10]				

De las tablas 5.1 a 5.4 se evidencia un hecho esperado. Debido a que el método está diseñado para encontrar la sección bajo falla sólo si la  $R_f$  es estimada correctamente,

los nodos hallados para las  $R_f$  que no son la resistencia de falla correcta, no aportan información en absoluto respecto a la localización. Por el contrario, si la  $R_f$  es estimada correctamente, entonces los nodos son estimados también de forma correcta. En adelante solo se hará seguimiento a la estimación de los nodos bajo falla solo si la  $R_f$  es debidamente estimada.

### 5.1.2. Pruebas en nodos de ramales laterales

#### ■ Falla Monofásica

CUADRO 5.5.: Resistencias de falla estimadas para una falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
31	[0,1]	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	40
33	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	40
44	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	10	20	40
64	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
84	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40

CUADRO 5.6.: Nodos estimados para una falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

Nodo	Falla Tipo 1					
	$R_f = 0\Omega$	$R_f = 1\Omega$	$R_f = 5\Omega$	$R_f = 10\Omega$	$R_f = 20\Omega$	$R_f = 40\Omega$
	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos
31	[11:15,30:38,52,96]	[11:15,30:38,52,96]	[11:15,30:38,52,96]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]
33	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38]	[10:13,30:38]
44	[17:19,41:45,49:51,55:58]	[17:19,41:45,49:51,55:58]	[17:19,41:45,49:51,55:58]	[17:19,41:45,49:51,55:58]	[17:19,41:45,49:51,54:58]	[17:19,41:45,49:51,54:58]
64	[25:29,58:62,64,65,84:86]	[25:29,64,65,85:87]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]
84	[25:29,58:62,64,65,84:86]	[25:29,58:62,64,65,84:86]	[25:29,58:62,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[24:26,58:62,84:86]

#### ■ Falla Bifásica a línea

CUADRO 5.7.: Resistencias de falla estimadas para una falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
31	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
33	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
44	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
64	[0,1,2,3]	[1,2,3,4]	[5,6,7]	[10,11,12]	[20,21]	[39,40]
84	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11,12]	[19,20,21]	[39,40]

CUADRO 5.8.: Nodos estimados para una falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

Falla Tipo 4						
Nodo	Rf = 0Ω	Rf = 1Ω	Rf = 5Ω	Rf = 10Ω	Rf = 20Ω	Rf = 40Ω
	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos
31	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]
33	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[10:13,30:38]
44	[17:19,41:45,49:51,56:58]	[17:19,41:45,49:51,56:58]	[17:19,41:45,49:51,55:58]	[17:19,41:45,49:51,54:58]	[17:19,41:45,49:51,54:58]	[13:15,41:45,49:51,52,96]
64	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]
84	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[24:26,58:62,84:86]

■ Falla Bifásica a Tierra

CUADRO 5.9.: Resistencias de falla estimadas para una falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [Ω]					
	0	1	5	10	20	40
31	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
33	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
44	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
64	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
84	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]

CUADRO 5.10.: Nodos estimados para una falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

Falla Tipo 7						
Nodo	Rf = 0Ω	Rf = 1Ω	Rf = 5Ω	Rf = 10Ω	Rf = 20Ω	Rf = 40Ω
	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos
31	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]
33	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[10:13,30:38]
44	[17:19,41:45,49:51,56:58]	[17:19,41:45,49:51,56:58]	[17:19,41:45,49:51,55:58]	[17:19,41:45,49:51,54:58]	[17:19,41:45,49:51,54:58]	[13:15,41:45,49:51,52,96]
64	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]
84	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]

■ Falla Trifásica

CUADRO 5.11.: Resistencias de falla estimadas para una falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [Ω]					
	0	1	5	10	20	40
31	[0,1]	1	5	10	20	40
33	[0,1]	1	5	10	20	40
44	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
64	[0,1]	[1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
84	[0,1]	[1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40

CUADRO 5.12.: Nodos estimados para una falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

Falla Tipo 10						
Nodo	Rf = 0Ω	Rf = 1Ω	Rf = 5Ω	Rf = 10Ω	Rf = 20Ω	Rf = 40Ω
	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos	Nodos
31	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]	[10:13,30:38]
33	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[12:15,32:38,52,96]	[10:13,30:38]
44	[17:19,41:45,49:51,56:58]	[17:19,41:45,49:51,56:58]	[17:19,41:45,49:51,55:58]	[17:19,41:45,49:51,54:58]	[17:19,41:45,49:51,54:58]	[13:15,41:45,49:51,52,96]
64	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]
84	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]	[25:29,64,65,84:86]

## 5.2. Impacto de los desbalances sobre la localización: pruebas con el circuito Alban de 34,5 Kv

A continuación se harán pruebas de la herramienta con un circuito rural de distribución de 34,5 Kv de tensión nominal. Este circuito se caracteriza por tener tramos subterráneos y cuatro tramos de red compacta. En busca de tener en cuenta el efecto que tiene la variación de de la carga en el algoritmo de localización, se hicieron bajo tres escenarios: De carga nominal, 60 % de carga nominal y 120 % de carga nominal. En cada uno de estos escenarios se simularán fallas tipo 1, tipo 4, tipo 7 y tipo 10 con resistencias de falla de 0Ω, 1Ω, 5Ω, 15Ω, 25Ω y 40Ω. Este circuito también tiene un desbalance en tensión, por lo que resulta útil para estudiar el efecto de dichos desbalances sobre la localización de la falla. Se seleccionaron 12 nodos que se encuentran distribuidos a lo largo de la topología del circuito, estos junto con la distancia desde la cabecera se encuentran en la tabla 5.13. El circuito en cuestión es el mostrado en la figura 5.1

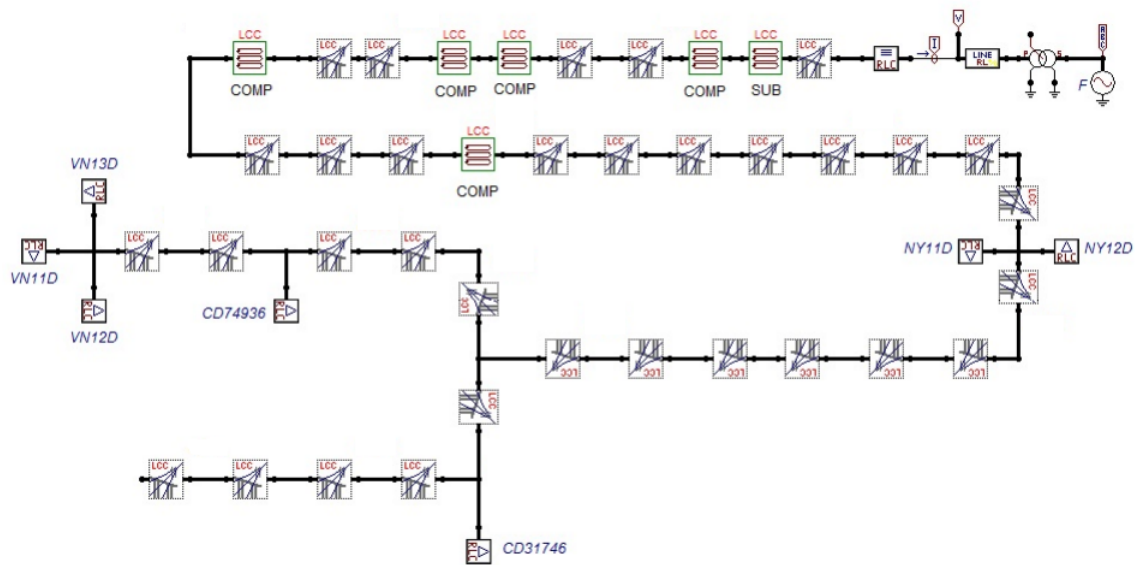


FIGURA 5.1.: Circuito rural de prueba 34,5 Kv

CUADRO 5.13.: Nodos seleccionados del circuito rural de prueba

Nodo	Distancia (Km)
24	2,62
70	7,58
85	12,5
104	15,21
130	17,43
147	24,59
166	30,95
176	17,96
190	19,84
200	21,3
220	23,28
272	28,03

### 5.2.1. Pruebas a carga nominal

Las tablas 5.14 a 5.21 muestran los resultados de la estimación de la resistencia de falla en los nodos seleccionados y los nodos estimados para cuando la  $R_f$  fue estimada correctamente

■ Falla Monofásica

CUADRO 5.14.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a carga nominal

Falla Tipo 1						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:5]	[0:5]	[0:6]	[0:7]	[0:10]	[0:13]
70	[0:7]	[0:7]	[0:7]	[0:9]	[0:11]	[0:14]
85	[0:8]	[0:8]	[0:8]	[0:10]	[0:12]	[0:15]
104	[0:9]	[0:9]	[0:9]	[0:10]	[0:12]	[0:15]
130	[0:9]	[0:9]	[0:10]	[0:11]	[0:13]	[0:16]
147	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:13]	[0:14]	[0:17]
166	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:20]
176	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:13]	[0:16]
190	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:12]	[0:13]	[0:16]
200	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:12]	[0:14]	[0:16]
220	[0:11]	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:14]	[0:17]
272	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:18]

CUADRO 5.15.: Nodos estimados para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a carga nominal

Falla Tipo 1						
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[102,103,104,105]
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]
166	0	[163:166,274:277]	1	[163:166,274]	5	[163:166,274]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:139,187:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]

■ Falla Bifásica a línea

CUADRO 5.16.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a carga nominal

Falla Tipo 4						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:9]	[0:9]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:16]
70	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:12]	[0:14]	[0:18]
85	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:13]	[0:15]	[0:19]
104	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:14]	[0:16]	[0:20]
130	[0:12]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
147	[0:14]	[0:14]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:22]
166	[0:15]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:20]	[0:23]
176	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:21]
190	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:17]	[0:21]
200	[0:13]	[0:14]	[0:14]	[0:16]	[0:18]	[0:21]
220	[0:16]	[0:14]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:22]
272	[0:17]	[0:15]	[0:16]	[0:17]	[0:19]	[0:23]

CUADRO 5.17.: Nodos estimados para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a carga nominal

Falla Tipo 4								
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$		RF = 15 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]	x	x
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]	x	x
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]	15	[82,83,84,85]
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]	15	[163:166,274]
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]	15	[127,128,129,130]
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]	15	[147:149,235:238,900]
166	0	[163:166,274:277]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:276]	15	[163:166,274:276]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]	15	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:137,188:190]	15	[135:137,188:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]	15	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]	15	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]	15	[156:157,271:274]

■ Falla Bifásica a tierra

CUADRO 5.18.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a carga nominal

Falla Tipo 7						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:17]
70	[0:9]	[0:9]	[0:10]	[0:12]	[0:14]	[0:18]
85	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:13]	[0:15]	[0:19]
104	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:14]	[0:16]	[0:19]
130	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:14]	[0:16]	[0:20]
147	[0:14]	[0:14]	[0:14]	[0:15]	[0:18]	[0:21]
166	[0:15]	[0:15]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:22]
176	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:14]	[0:16]	[0:20]
190	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
200	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:21]
220	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:17]	[0:21]
272	[0:14]	[0:14]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:22]

CUADRO 5.19.: Nodos estimados para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a carga nominal

Falla Tipo 7								
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$		RF = 15 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]	x	x
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]	x	x
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]	x	x
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]	x	x
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]	x	x
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]	15	[147:149,235:238,900]
166	0	[163:166,274:276]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:276]	15	[163:166,274:276]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]	15	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:139,187:190]	15	[135:139,187:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]	15	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]	15	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]	15	[156:157,271:274]

■ Falla Trifásica

CUADRO 5.20.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a carga nominal

Falla Tipo 10						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:5]	[0:5]	[0:5]	[0:8]	[0:11]	[0:15]
70	[0:5]	[0:5]	[0:6]	[0:9]	[0:11]	[0:15]
85	[0:6]	[0:6]	[0:7]	[0:9]	[0:12]	[0:14]
104	[0:6]	[0:6]	[0:7]	[0:9]	[0:12]	[0:14]
130	[0:6]	[0:7]	[0:7]	[0:10]	[0:12]	[0:14]
147	[0:7]	[0:8]	[0:8]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
166	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:13]
176	[0:7]	[0:7]	[0:7]	[0:10]	[0:12]	[0:14]
190	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
200	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
220	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
272	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:12]	[0:13]	[0:13]

CUADRO 5.21.: Nodos estimados para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a carga nominal

Falla Tipo 10						
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]
166	0	[163:166,274:276]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:276]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:139,187:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]

### 5.2.2. Pruebas a 60 % de carga nominal

De la misma forma que para los resultados anteriores, de la tabla 5.22 a la 5.29 muestran los resultados de la estimación de la resistencia de falla en los nodos seleccionados y los nodos estimados para cuando la  $R_f$  fue estimada correctamente.

■ Falla Monofásica

CUADRO 5.22.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal

Nodo	Falla Tipo 1					
	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:5]	[0:5]	[0:6]	[0:7]	[0:9]	[0:13]
70	[0:7]	[0:7]	[0:7]	[0:9]	[0:10]	[0:13]
85	[0:8]	[0:8]	[0:8]	[0:10]	[0:11]	[0:14]
104	[0:9]	[0:9]	[0:9]	[0:10]	[0:12]	[0:15]
130	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:13]	[0:15]
147	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:14]	[0:16]
166	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:17]
176	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:13]	[0:15]
190	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:12]	[0:13]	[0:16]
200	[0:11]	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:13]	[0:16]
220	[0:11]	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:14]	[0:16]
272	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]

CUADRO 5.23.: Nodos estimados para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal

Nodo	Falla Tipo 1					
	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[102,103,104,105]
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]
147	0	[900,147:149,231:233]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]
166	0	[157:160,274:277]	1	[163:166,274:277]	5	[163:166,274]
176	0	[130:133,173:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,139,187:190]	1	[135:137,139,188:190]	5	[135:139,187:190]
200	0	[142:145,196:198]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,214,216:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]
272	0	[152:155,264:266]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]

■ Falla Bifásica a línea

CUADRO 5.24.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal

Falla Tipo 4						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:9]	[0:9]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:16]
70	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:12]	[0:14]	[0:18]
85	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:14]	[0:16]	[0:19]
104	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
130	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:17]	[0:21]
147	[0:15]	[0:15]	[0:16]	[0:17]	[0:19]	[0:22]
166	[0:16]	[0:16]	[0:17]	[0:18]	[0:20]	[0:23]
176	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:18]	[0:21]
190	[0:14]	[0:14]	[0:14]	[0:16]	[0:18]	[0:21]
200	[0:14]	[0:14]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:22]
220	[0:15]	[0:15]	[0:15]	[0:17]	[0:19]	[0:22]
272	[0:16]	[0:16]	[0:16]	[0:18]	[0:20]	[0:23]

CUADRO 5.25.: Nodos estimados para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal

Falla Tipo 4								
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$		RF = 15 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]	x	x
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]	x	x
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]	x	x
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]	x	x
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]	x	x
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,233:235]	5	[900,147:149,235:238]	15	[147:149,235:238,900]
166	0	[163:166,274:277]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:276]	15	[163:166,274:276]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]	15	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:137,139,187:190]	15	[135:137,139,187:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]	15	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]	15	[145,146,900,218:221]
272	0	[157:160,271:274]	1	[156:157,271:273]	5	[157:160,271:274]	15	[156:157,271:274]

■ Falla Bifásica a tierra

CUADRO 5.26.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal

Falla Tipo 7						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:17]
70	[0:9]	[0:9]	[0:10]	[0:12]	[0:14]	[0:18]
85	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:13]	[0:15]	[0:19]
104	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:14]	[0:16]	[0:20]
130	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:14]	[0:17]	[0:20]
147	[0:14]	[0:14]	[0:14]	[0:16]	[0:18]	[0:21]
166	[0:15]	[0:15]	[0:15]	[0:17]	[0:19]	[0:22]
176	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:14]	[0:17]	[0:20]
190	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
200	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:21]
220	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:16]	[0:18]	[0:21]
272	[0:14]	[0:14]	[0:15]	[0:17]	[0:19]	[0:22]

CUADRO 5.27.: Nodos estimados para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal

Falla Tipo 7								
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$		RF = 15 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]	x	x
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]	x	x
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]	x	x
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]	x	x
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]	x	x
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]	15	[147:149,235:238,900]
166	0	[163:166,274:276]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:276]	15	[163:166,274:276]
176	0	[130:133,173:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]	x	x
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:139,187:190]	x	x
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]	15	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]	15	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[157:160,271:274]	5	[156:157,271:2734]	15	[157:160,272:274]

■ Falla Trifásica

CUADRO 5.28.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal

Nodo	Falla Tipo 10					
	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:5]	[0:5]	[0:6]	[0:8]	[0:11]	[0:15]
70	[0:5]	[0:6]	[0:6]	[0:9]	[0:11]	[0:15]
85	[0:6]	[0:6]	[0:7]	[0:9]	[0:12]	[0:15]
104	[0:6]	[0:7]	[0:7]	[0:10]	[0:12]	[0:15]
130	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:12]	[0:15]
147	[0:7]	[0:8]	[0:8]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
166	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:14]
176	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:12]	[0:14]
190	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
200	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
220	[0:7]	[0:8]	[0:8]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
272	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:15]

CUADRO 5.29.: Nodos estimados para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a 60 % de la carga nominal

Nodo	Falla Tipo 10					
	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]
166	0	[163:166,274:277]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:277]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,139,187:190]	5	[135:139,187:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]

### 5.2.3. Pruebas a 120 % de carga nominal

Por último se presentan los resultados obtenidos al hacer pruebas en el circuito en este escenario. De la misma forma que los escenarios anteriores se presentan las resistencias de falla estimadas y la estimación de los nodos bajo falla para cuando la  $R_f$  fue estimada correctamente. Las tablas 5.30 a 5.37 muestran estos resultados.

■ Falla Monofásica

CUADRO 5.30.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal

Falla Tipo 1						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:5]	[0:5]	[0:6]	[0:7]	[0:9]	[0:12]
70	[0:7]	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:13]
85	[0:8]	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:11]	[0:13]
104	[0:9]	[0:9]	[0:9]	[0:10]	[0:12]	[0:14]
130	[0:9]	[0:9]	[0:9]	[0:11]	[0:12]	[0:14]
147	[0:11]	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:13]	[0:15]
166	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:14]	[0:16]
176	[0:9]	[0:9]	[0:10]	[0:11]	[0:12]	[0:14]
190	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:12]	[0:15]
200	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:13]	[0:15]
220	[0:11]	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:13]	[0:15]
272	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:14]	[0:16]

CUADRO 5.31.: Nodos estimados para falla tipo 1 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal

Falla Tipo 1						
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[102,103,104,105]
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]
166	0	[163:166,274:277]	1	[163:166,274:277]	5	[163:166,274:277]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:139,187:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]

■ Falla Bifásica a línea

CUADRO 5.32.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal

Falla Tipo 4						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:9]	[0:9]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:16]
70	[0:10]	[0:10]	[0:10]	[0:12]	[0:14]	[0:17]
85	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:13]	[0:15]	[0:18]
104	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:14]	[0:16]	[0:19]
130	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
147	[0:14]	[0:15]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:21]
166	[0:15]	[0:16]	[0:16]	[0:17]	[0:19]	[0:22]
176	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
190	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
200	[0:14]	[0:14]	[0:14]	[0:16]	[0:18]	[0:21]
220	[0:14]	[0:14]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:21]
272	[0:15]	[0:15]	[0:16]	[0:17]	[0:19]	[0:22]

CUADRO 5.33.: Nodos estimados para falla tipo 4 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal

Falla Tipo 4								
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$		RF = 15 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]	x	x
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]	x	x
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]	x	x
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]	x	x
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]	15	[127,128,129,130]
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]	15	[147:149,235:238,900]
166	0	[163:166,274:277]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:276]	15	[163:166,274:276]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]	15	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:137,188:190]	15	[135:137,188:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]	15	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]	15	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]	15	[156:157,271:274]

■ Falla Bifásica a tierra

CUADRO 5.34.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal

Falla Tipo 7						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:11]	[0:13]	[0:16]
70	[0:9]	[0:9]	[0:10]	[0:12]	[0:14]	[0:17]
85	[0:10]	[0:10]	[0:11]	[0:13]	[0:15]	[0:18]
104	[0:11]	[0:11]	[0:12]	[0:13]	[0:16]	[0:19]
130	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:14]	[0:16]	[0:19]
147	[0:13]	[0:13]	[0:14]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
166	[0:14]	[0:14]	[0:15]	[0:16]	[0:18]	[0:21]
176	[0:12]	[0:12]	[0:12]	[0:14]	[0:16]	[0:19]
190	[0:12]	[0:12]	[0:13]	[0:14]	[0:16]	[0:19]
200	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
220	[0:13]	[0:13]	[0:13]	[0:15]	[0:17]	[0:20]
272	[0:14]	[0:14]	[0:14]	[0:16]	[0:18]	[0:21]

CUADRO 5.35.: Nodos estimados para falla tipo 7 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal

Falla Tipo 7								
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$		RF = 15 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]	x	x
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]	x	x
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]	x	x
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]	x	x
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]	x	x
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]	15	[147:149,235:238,900]
166	0	[163:166,274:276]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:276]	15	[163:166,274:276]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]	x	x
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:137,139,187:190]	x	x
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]	15	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]	15	[145,146,900,218:221]
272	0	[157:160,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]	15	[156:157,271:274]

■ Falla Trifásica

CUADRO 5.36.: Resistencias de falla estimadas para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal

Falla Tipo 10						
Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	15	25	40
24	[0:5]	[0:5]	[0:5]	[0:8]	[0:10]	[0:14]
70	[0:5]	[0:5]	[0:6]	[0:8]	[0:11]	[0:14]
85	[0:6]	[0:6]	[0:7]	[0:9]	[0:11]	[0:15]
104	[0:6]	[0:6]	[0:7]	[0:9]	[0:12]	[0:14]
130	[0:6]	[0:7]	[0:7]	[0:9]	[0:12]	[0:14]
147	[0:7]	[0:8]	[0:8]	[0:10]	[0:12]	[0:13]
166	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:10]	[0:13]	[0:14]
176	[0:6]	[0:7]	[0:7]	[0:10]	[0:12]	[0:14]
190	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:12]	[0:13]
200	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:12]	[0:13]
220	[0:7]	[0:7]	[0:8]	[0:10]	[0:12]	[0:13]
272	[0:8]	[0:8]	[0:9]	[0:10]	[0:12]	[0:14]

CUADRO 5.37.: Nodos estimados para falla tipo 10 en el circuito rural de prueba a 120 % de la carga nominal

Falla Tipo 10						
Nodo	RF = 0 $\Omega$		RF = 1 $\Omega$		RF = 5 $\Omega$	
	Estimación		Estimación		Estimación	
	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos	RF [ $\Omega$ ]	Nodos
24	0	[821,23,24]	1	[821,23,24]	5	[821,23,24]
70	0	[68,69,70,71]	1	[68,69,70,71]	5	[68,69,70,71]
85	0	[82,83,84,85]	1	[82,83,84,85]	5	[82,83,84,85]
104	0	[102,103,104,105]	1	[102,103,104,105]	5	[163:166,274]
130	0	[127,128,129,130]	1	[127,128,129,130]	5	[127,128,129,130]
147	0	[900,147:149,235:238]	1	[900,147:149,235:238]	5	[900,147:149,235:238]
166	0	[163:166,274:276]	1	[163:166,274:276]	5	[163:166,274:276]
176	0	[130:132,174:176]	1	[130:133,173:176]	5	[130:133,173:176]
190	0	[135:137,188:190]	1	[135:137,188:190]	5	[135:139,187:190]
200	0	[142:145,198:200]	1	[142:145,198:200]	5	[142:145,198:200]
220	0	[145,146,900,218:221]	1	[145,146,900,218:221]	5	[145,146,900,218:221]
272	0	[156:157,271:274]	1	[156:157,271:274]	5	[156:157,271:274]

### 5.3. Errores en la localización de la falla

Con el fin de dar una vista mas general de los resultados obtenidos en la validación de la herramienta, se presenta a continuación las gráficas de los errores relativos y absolutos obtenidos tanto en la estimación de la resistencia de falla como en la localización de la misma. Para ello se han analizados los mismos tipos de falla analizadas

hasta el momento: Fallas tipo 1, 4, 7 y 10. Con respecto a las resistencias de falla simuladas solo se hizo un cambio, no se simuló la resistencia de falla cero, debido que los errores, por la definición que veremos mas adelante, repercutían negativamente en la presentación de las gráficas. En cambio se simuló una resistencia de falla de  $1\Omega$ . Dado el comportamiento mostrado por la herramienta en las pruebas realizadas hasta el momento, se consideró suficiente el análisis de errores con el circuito urbano de prueba (11,4 Kv). El análisis del error en la estimación de la resistencia de falla y en la localización se hizo en dos etapas. La primera muestra los resultados al simular las fallas en los nodos del ramal principal. La segunda, los nodos finales de cada ramal lateral.

Los errores analizados son los que se presentan a continuación:

■ Error Absoluto

$$\%E_{absoluto} = \frac{D_E - D_T}{D_T} * 100 \quad (5.1)$$

■ Error Relativo

$$\%E_{relativo} = \frac{D_E - D_R}{D_R} * 100 \quad (5.2)$$

Donde

$D_E$  Distancia estimada por el localizador

$D_R$  Distancia real de la falla

$D_T$  Longitud total del circuito

### 5.3.1. Errores en la estimación de la resistencia de falla y en la localización en el ramal principal

■ Falla Monofásica

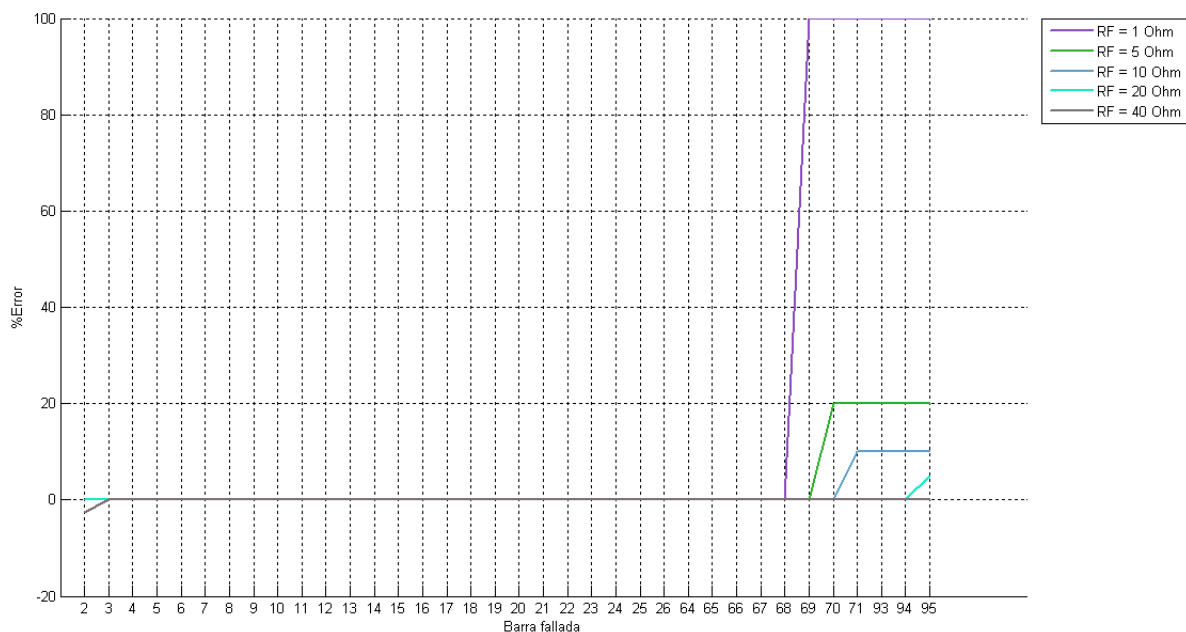


FIGURA 5.2.: Error en la estimación de la  $R_f$  para falla tipo 1 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

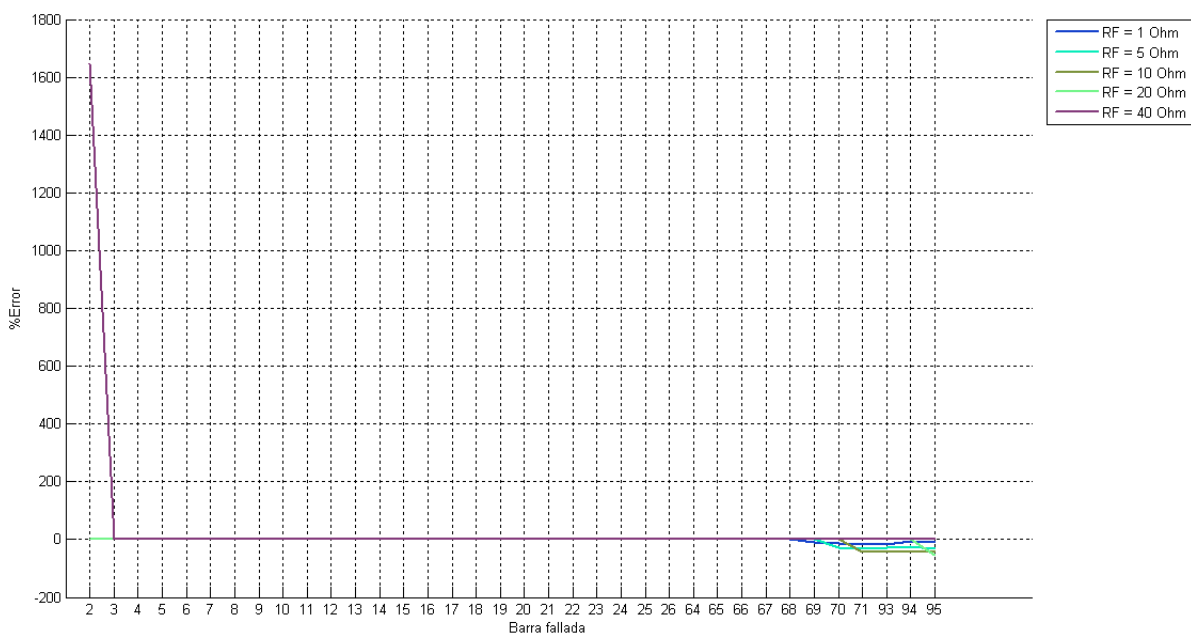


FIGURA 5.3.: Error relativo en la localización para falla tipo 1 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

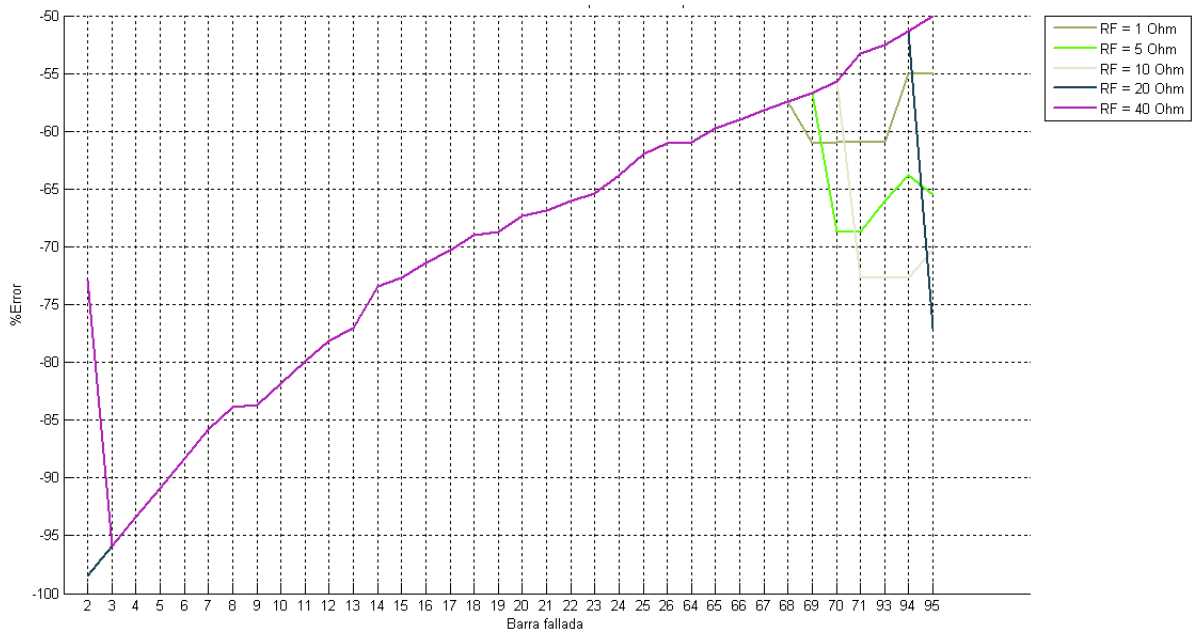


FIGURA 5.4.: Error absoluto en la localización para falla tipo 1 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

■ Falla Bifásica a Línea

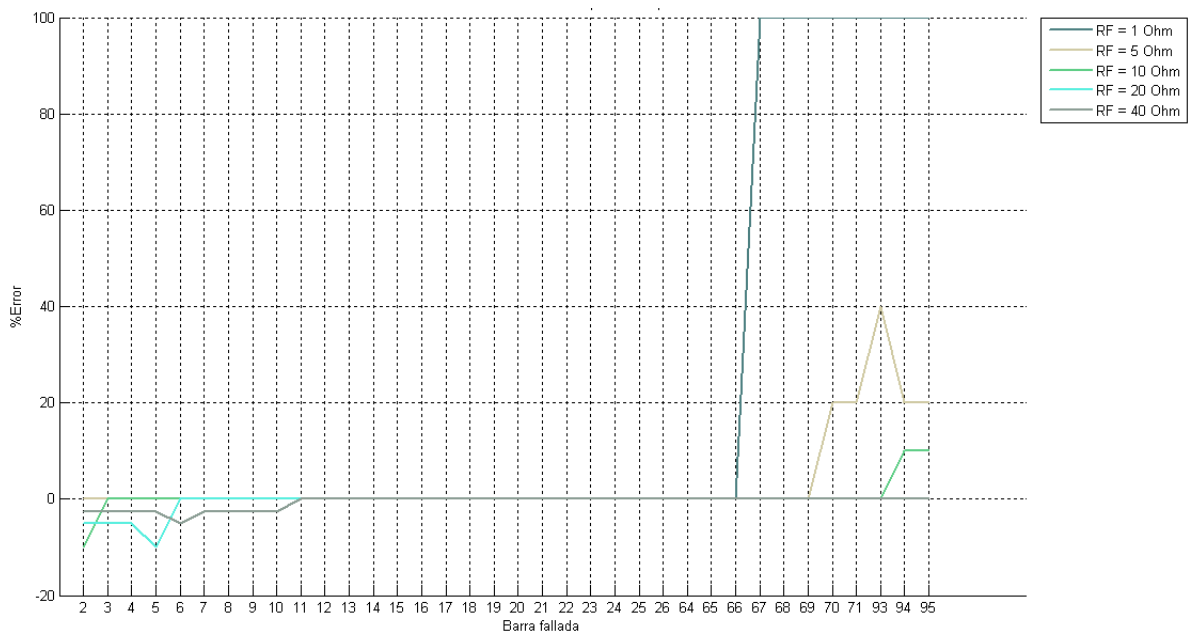


FIGURA 5.5.: Error en la estimación de la  $R_f$  para falla tipo 4 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

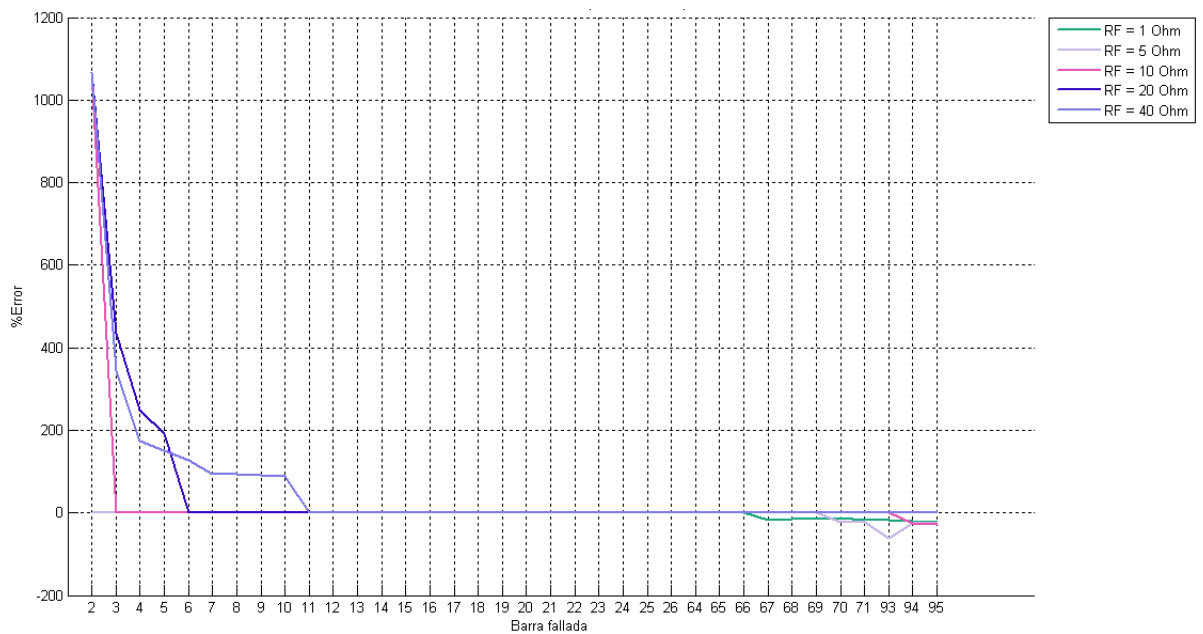


FIGURA 5.6.: Error relativo en la localización para falla tipo 4 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

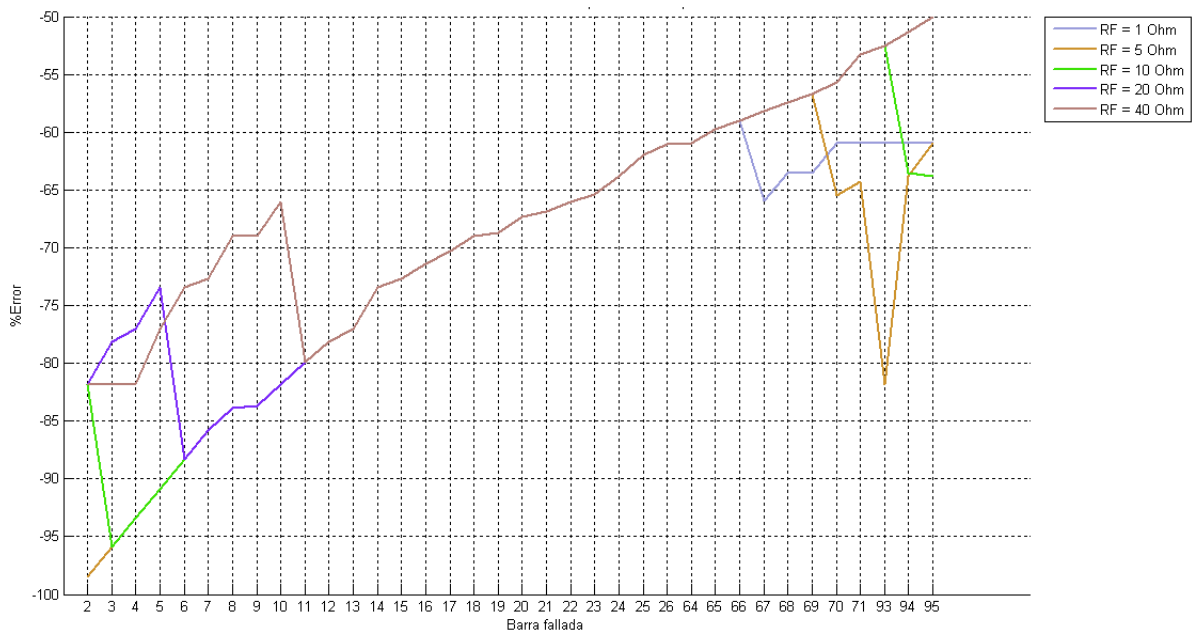


FIGURA 5.7.: Error absoluto en la localización para falla tipo 4 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

■ Falla Bifásica a Tierra

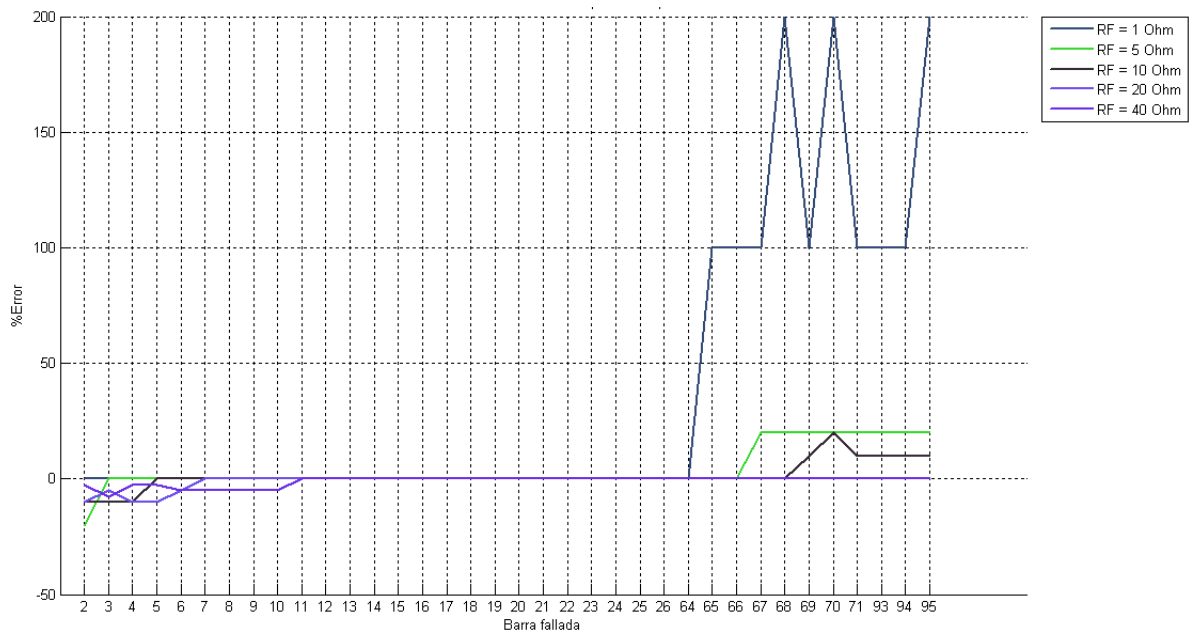


FIGURA 5.8.: Error en la estimación de la  $R_f$  para falla tipo 7 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

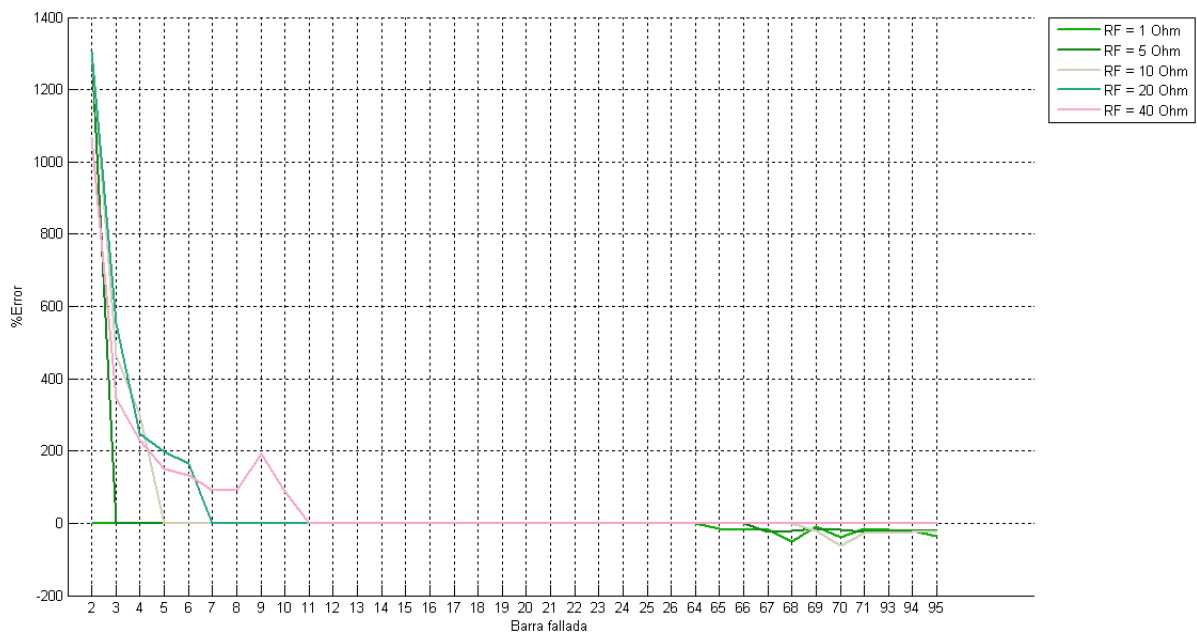


FIGURA 5.9.: Error relativo en la localización para falla tipo 7 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

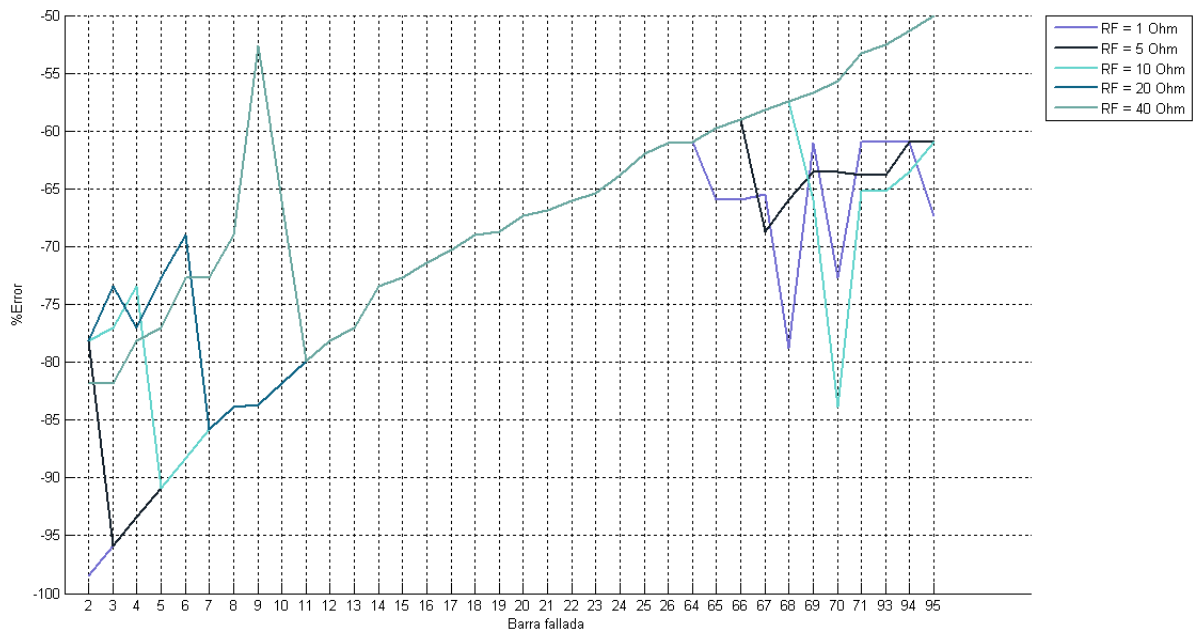


FIGURA 5.10.: Error absoluto en la localización para falla tipo 7 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

■ Falla Trifásica

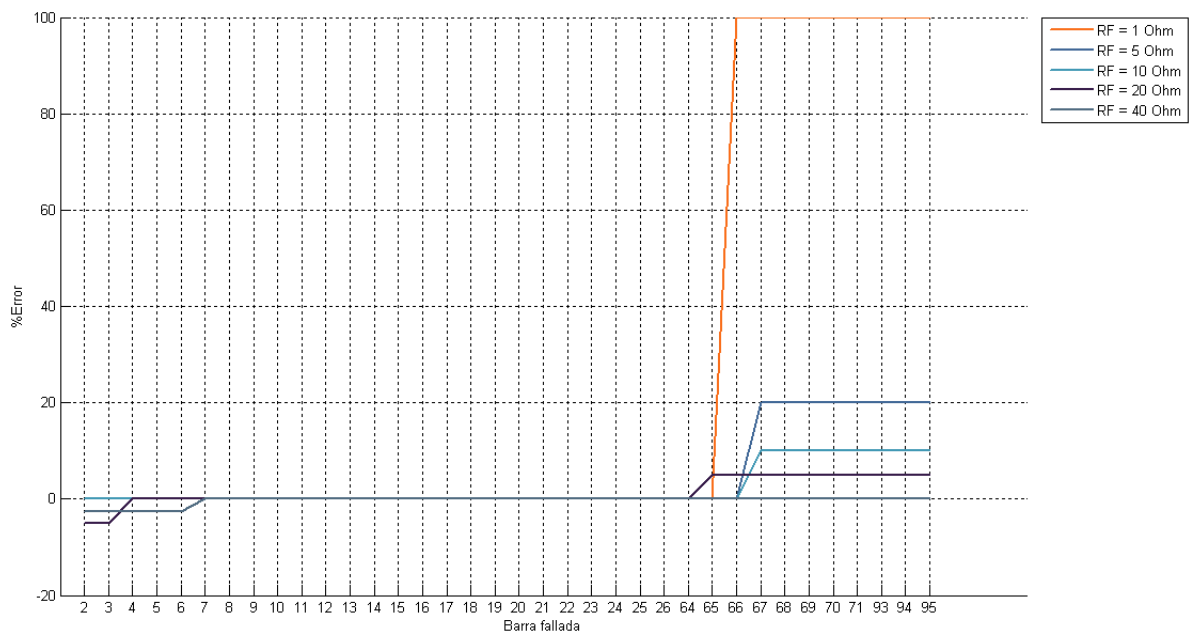


FIGURA 5.11.: Error en la estimación de la  $R_f$  para falla tipo 10 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

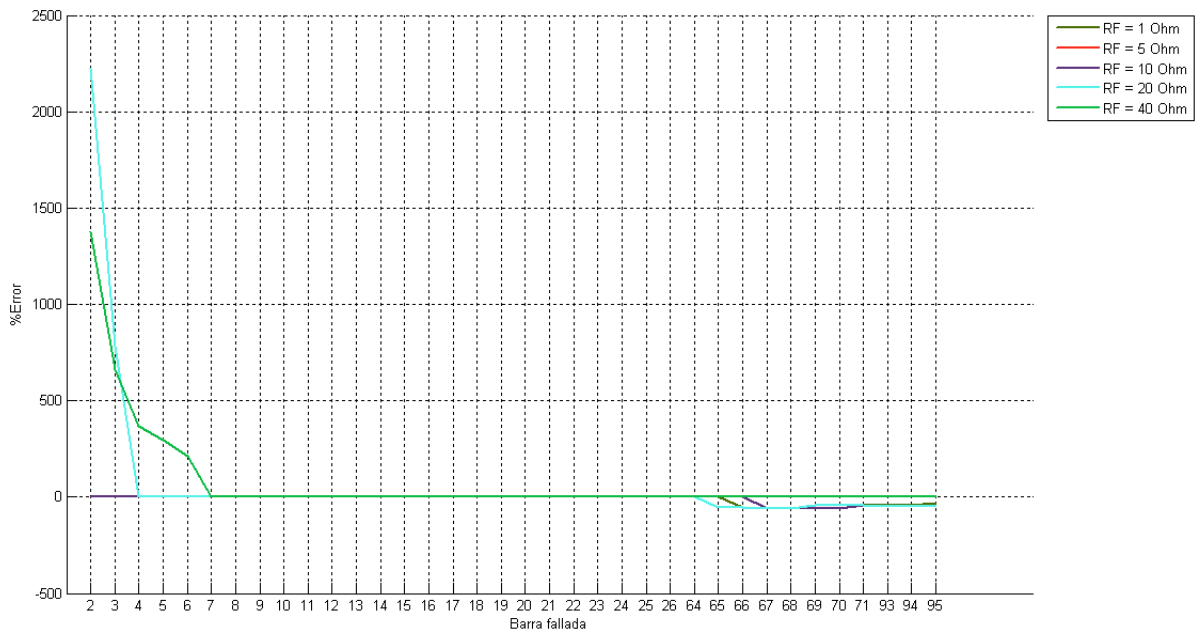


FIGURA 5.12.: Error relativo en la localización para falla tipo 10 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

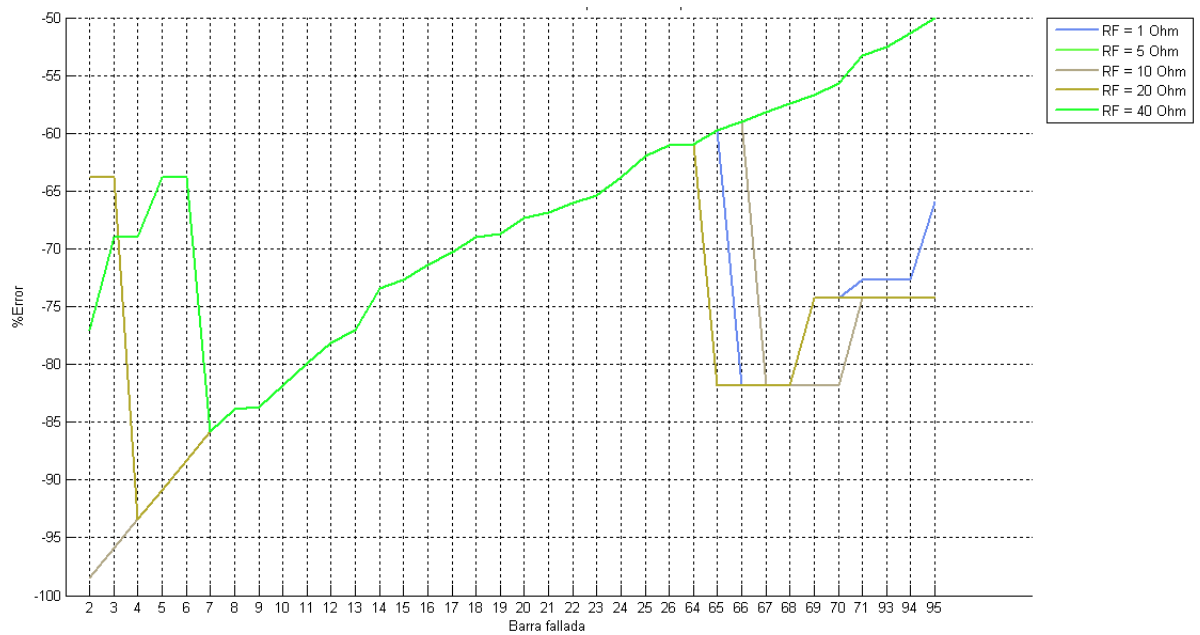


FIGURA 5.13.: Error absoluto en la localización para falla tipo 10 en nodos del ramal principal del circuito urbano de prueba

### 5.3.2. Errores en la estimación de la resistencia de falla y en la localización en ramales laterales

■ Falla Monofásica

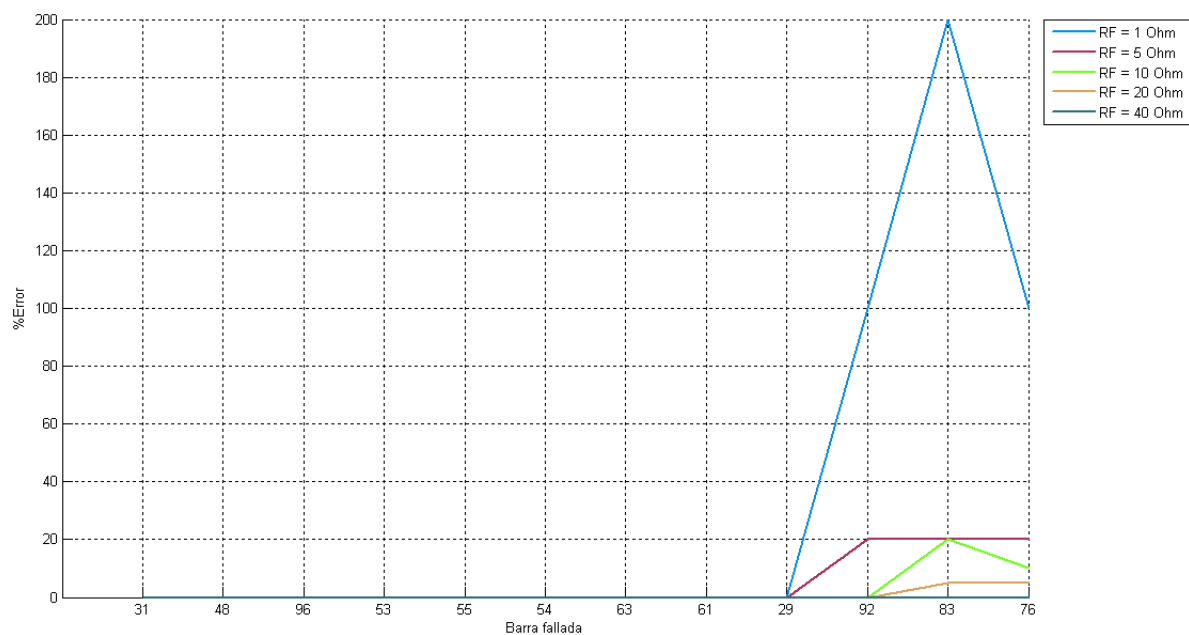


FIGURA 5.14.: Error en la estimación de la  $R_f$  para falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

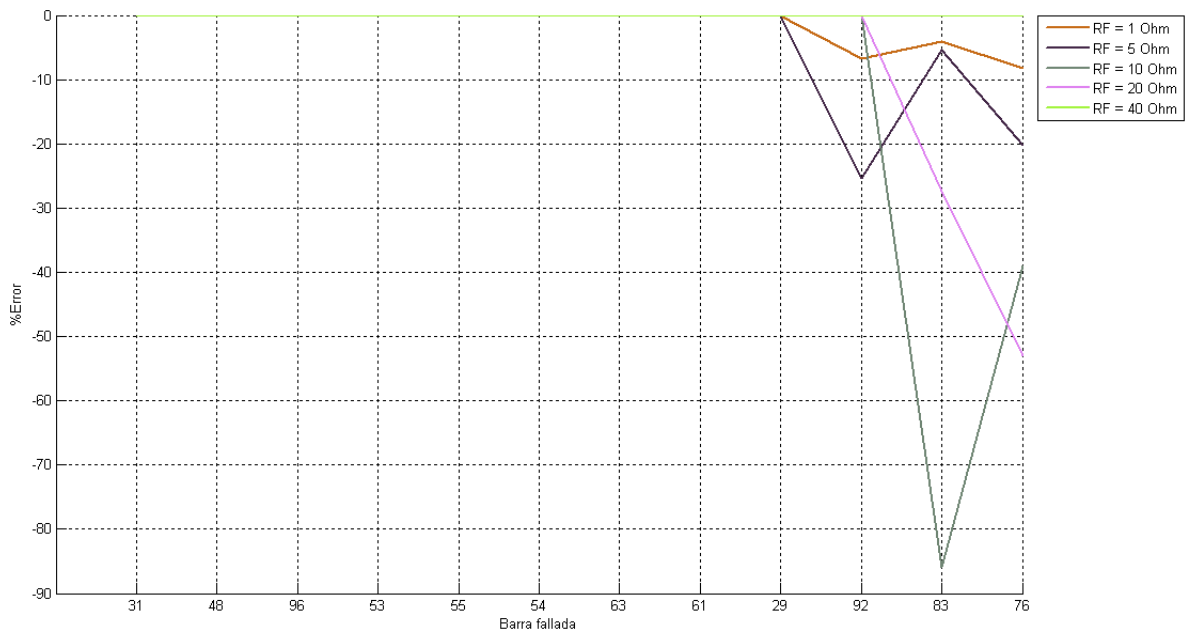


FIGURA 5.15.: Error relativo en la localización para falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

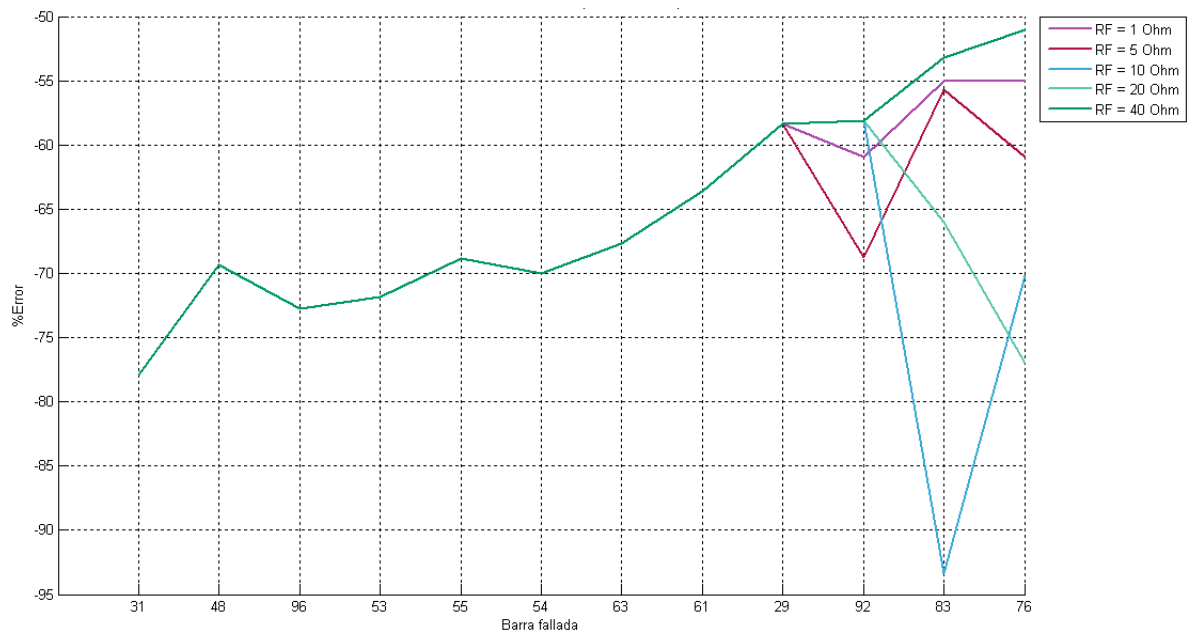


FIGURA 5.16.: Error absoluto en la localización para falla tipo 1 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

■ Falla Bifásica a Línea

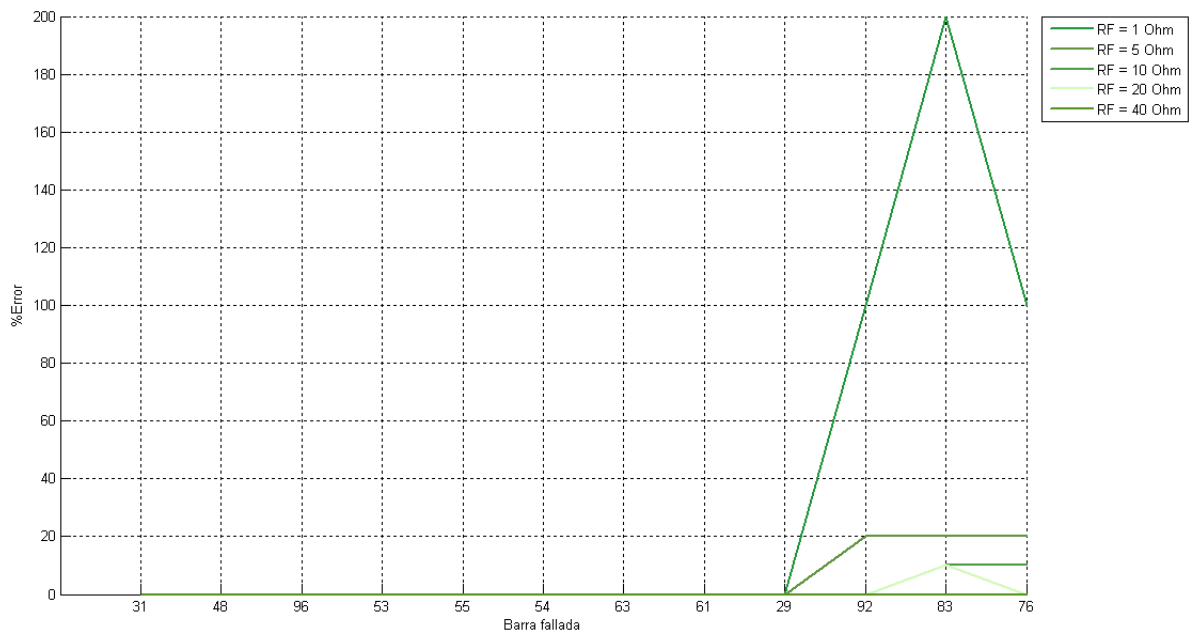


FIGURA 5.17.: Error en la estimación de la  $R_f$  para falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

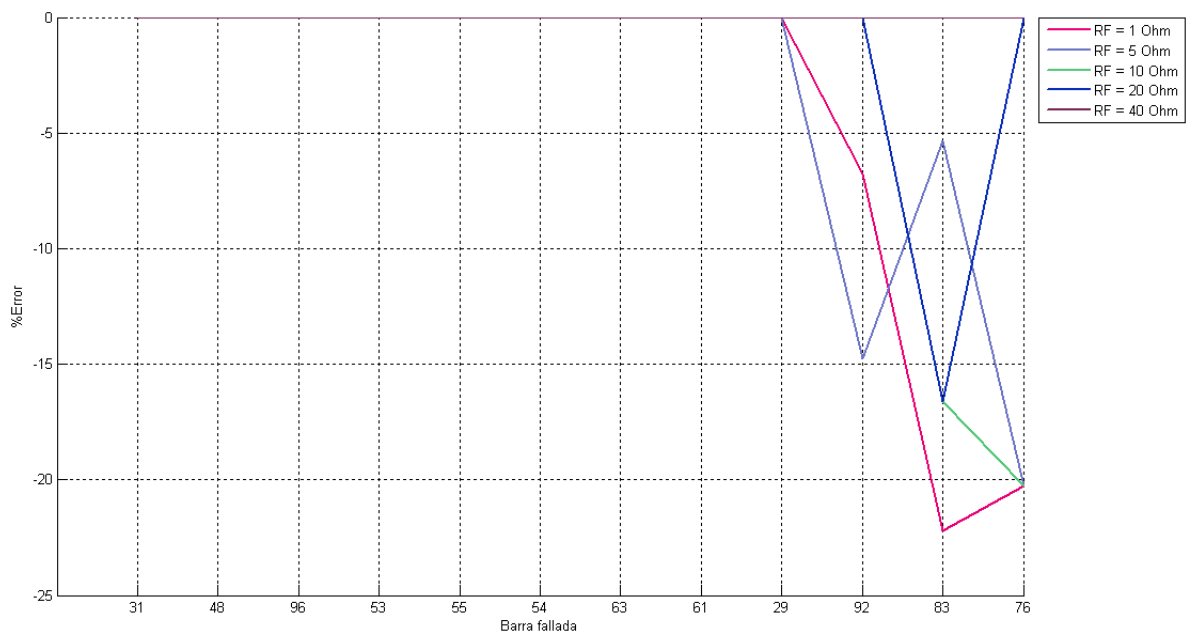


FIGURA 5.18.: Error relativo en la localización para falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

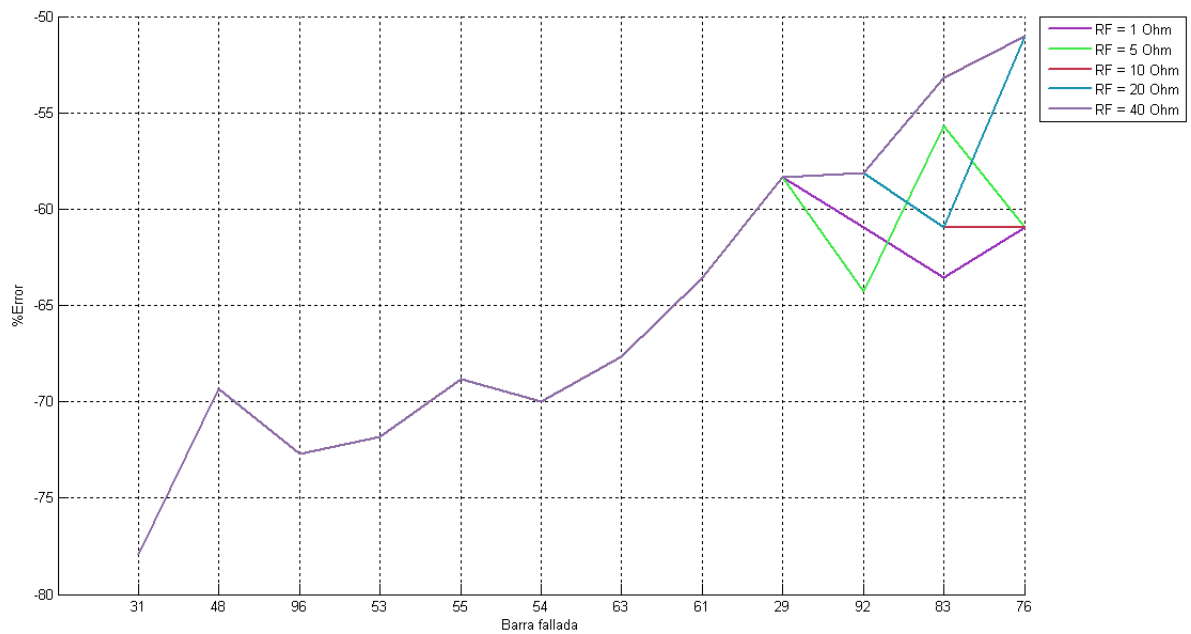


FIGURA 5.19.: Error absoluto en la localización para falla tipo 4 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

■ Falla Bifásica a Tierra

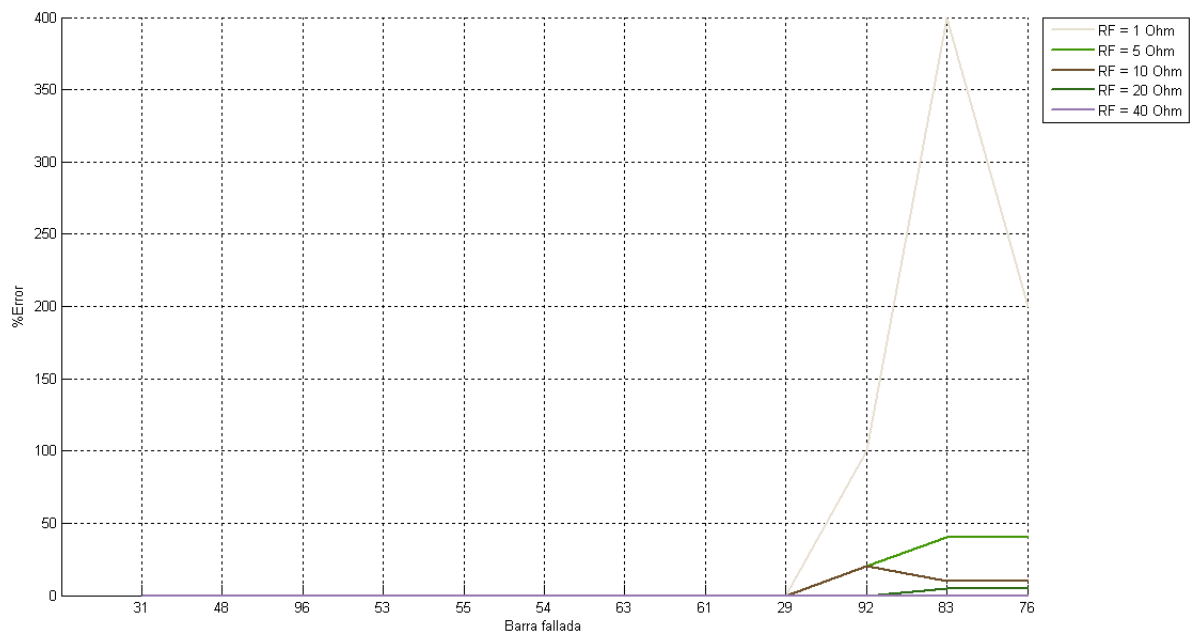


FIGURA 5.20.: Error en la estimación de la  $R_f$  para falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

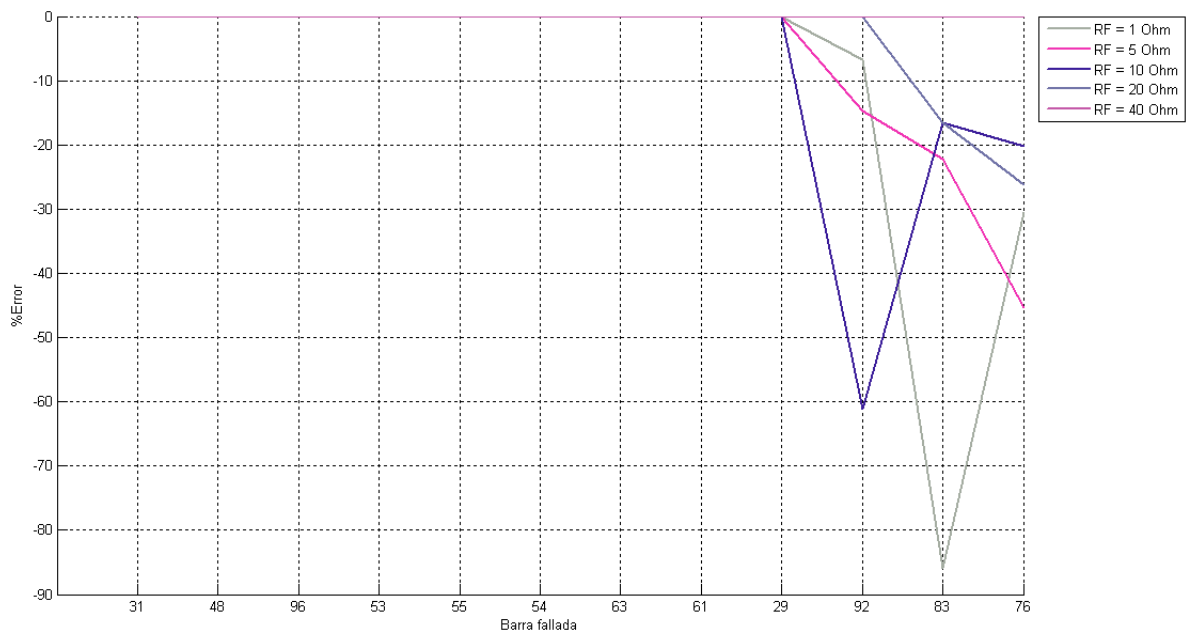


FIGURA 5.21.: Error relativo en la localización para falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

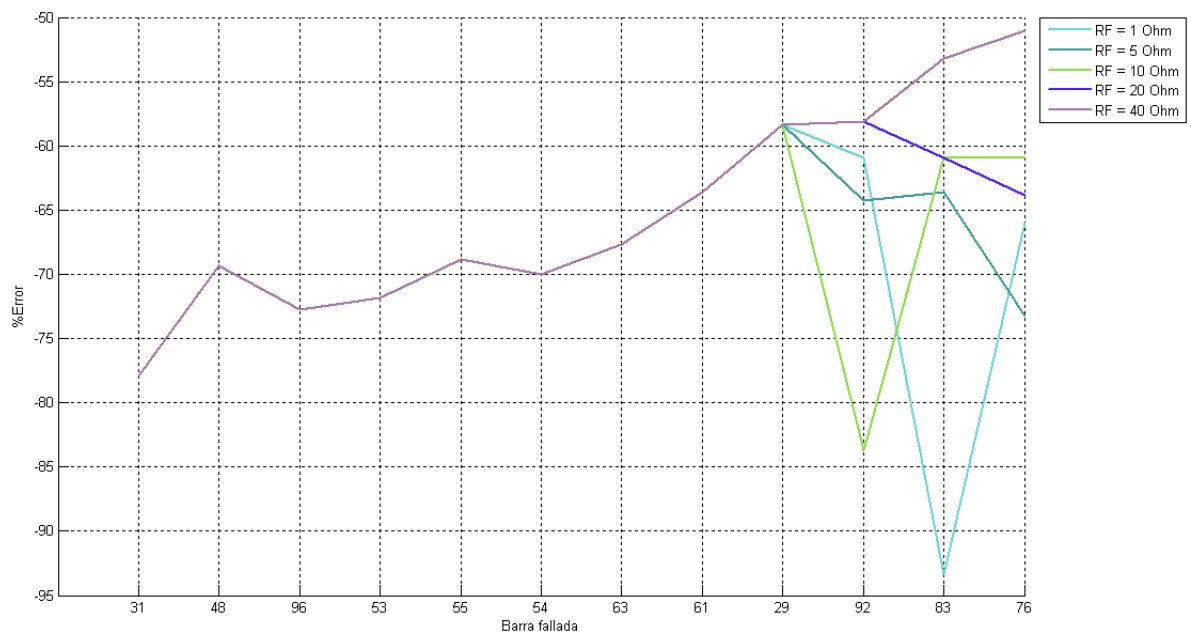


FIGURA 5.22.: Error absoluto en la localización para falla tipo 7 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

■ Falla Trifásica

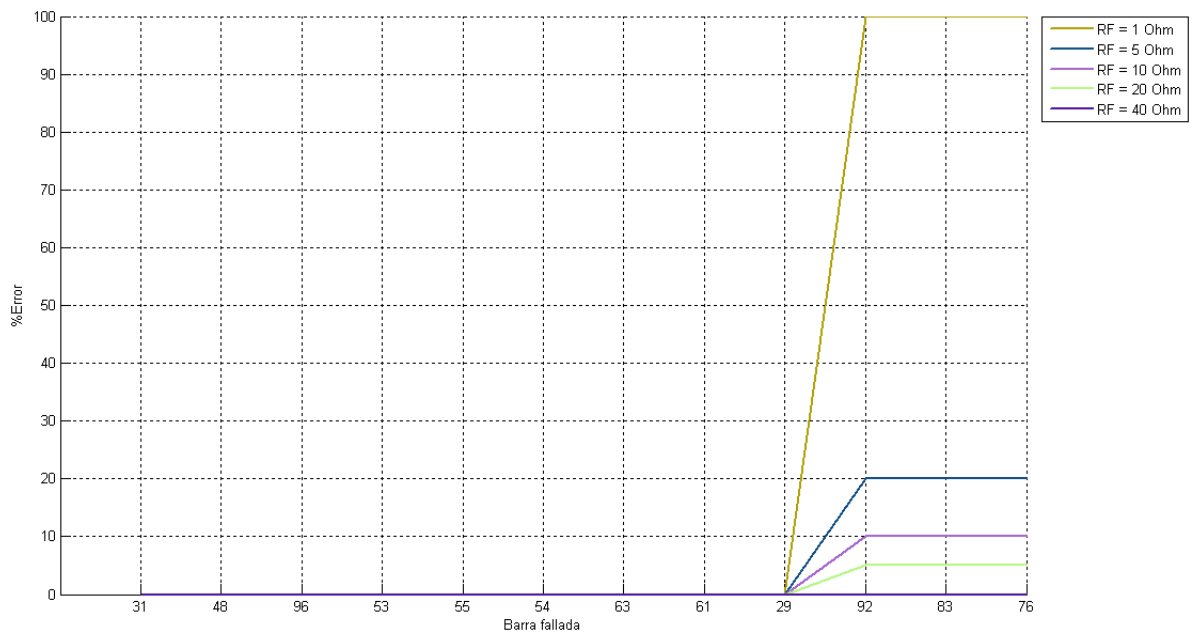


FIGURA 5.23.: Error en la estimación de la  $R_f$  para falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

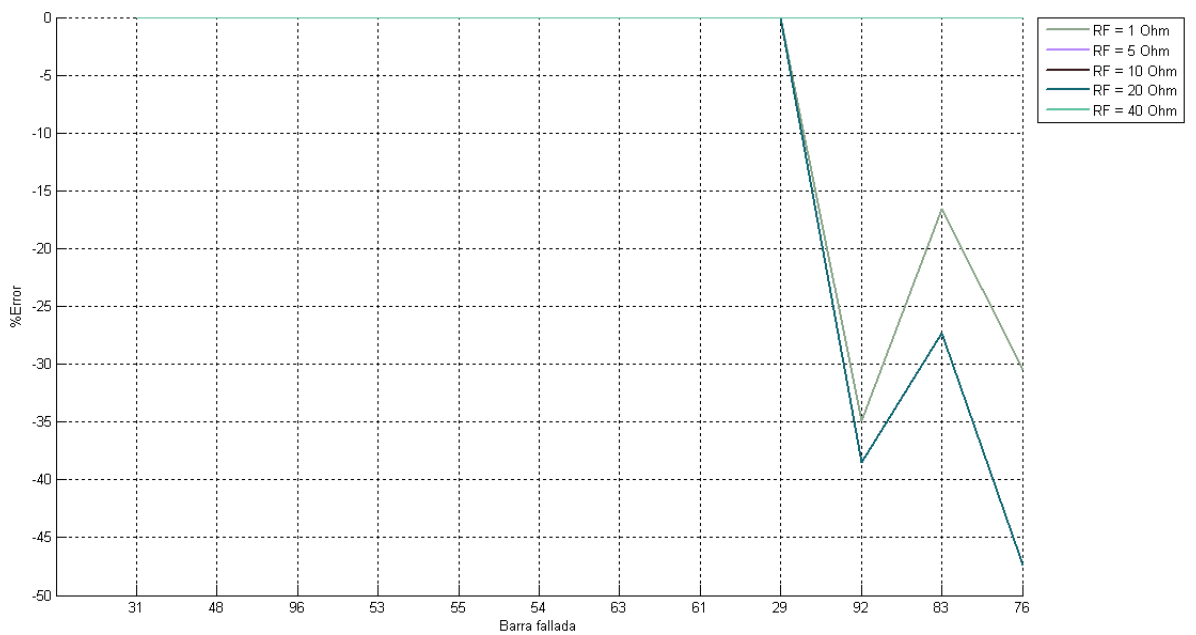


FIGURA 5.24.: Error relativo en la localización para falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

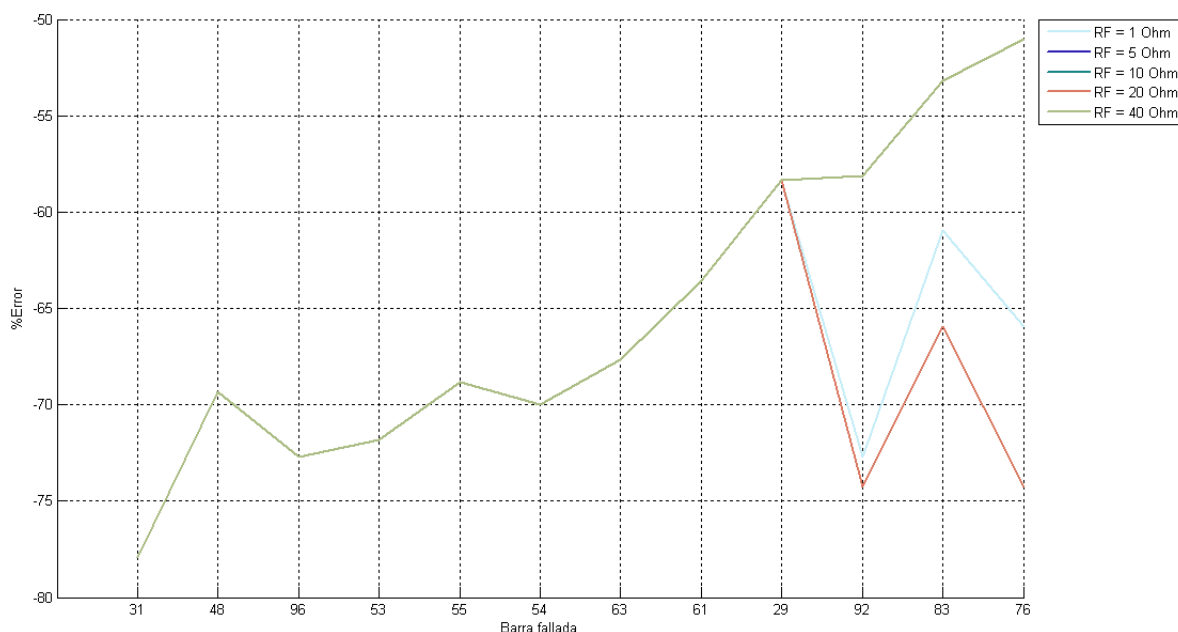


FIGURA 5.25.: Error absoluto en la localización para falla tipo 10 en nodos laterales del circuito urbano de prueba

De los resultados mostrados en las figuras 5.2 a 5.25 resaltamos el hecho de que la herramienta se porta de manera muy similar en los dos casos analizados (ramal principal y ramales laterales). Se puede notar que la herramienta funciona de manera correcta en la mayor parte del circuito. En las partes donde no lo hizo, que son los nodos al principio o al final del circuito, se puede explicar por la forma en como se está estimando la resistencia de falla. Recordemos que esta se halla a partir de una base de datos que se obtiene con valores de fallas hechas en el nodo inicial y en el nodo final del circuito. Con respecto a los nodos de los ramales laterales, se puede observar que aquellos ramales que son comparables en longitud con el ramal principal, son los que presentaron mayores errores, tal como ocurrió con el análisis hecho al ramal principal.

De los resultados mostrados vale la pena hacer varias observaciones

1. La estimación de los nodos bajo falla depende en gran medida al criterio de parada suministrado por el usuario. Cuanto mas grande sea este criterio es mas probable la estimación correcta de los nodos debido a que el método se enfrenta a problemas de tipo técnico al momento de hacer simulaciones. Para mencionar un ejemplo, una falla tipo 1 con  $R_f = 0\Omega$  en el nodo 200 para el circuito rural de prueba a 120% de la carga nominal, registra una corriente

de falla en la fase A de 988,3926A, sin embargo, en el momento de buscar la sección bajo falla, en las iteraciones, una falla en el mismo nodo registra una corriente en la misma fase de 977,483A, cuando en teoría deberían ser iguales.

2. Esta metodología se aplica sin cosiderar hechos muy particulares en cuanto al funcionamiento de los circuitos en condiciones normales. Se está partiendo del hecho, como se explicó en la sección 1.5, que una falla en el nodo  $N + 1$  del circuito, registra una corriente menor que una falla identica en el nodo  $N$ . Sin embargo es posible que no en todos los circuitos se cumpla este hecho. Piénsese en la situación mostrada en el circuito de la figura 5.2

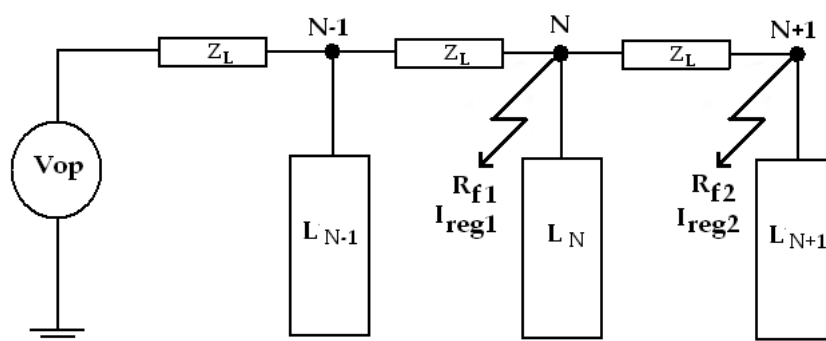


FIGURA 5.26.: Caso particular para que el proceso de estimación de los nodos bajo falla no sea aplicable

¿Qué condiciones se deben cumplir, encunto a la carga, el tipo de falla, la resistencia de falla, etc, para que la  $I_{reg2} > I_{reg1}$ ? En los circuitos en los que se hizo prueba no se presento ningún caso.

Los errores mostrados para cuando se simula una falla de  $1\Omega$  a veces llega al 300 %, errores muy grandes, mientras que para una resistencia de falla de  $40\Omega$  son errores mucho mas pequeños, cuando los hay. Este hecho es muy sencillo de explicar. Si la falla simulada es de  $1\Omega$  y la estimación es de  $2\Omega$ , a pesar de que es relativamente parecida, el error es de 200 %. Mientras que lo contrario pasa cuando la  $R_f$  simulada es relativamente alta.

## 5.4. Conclusiones

Los resultados de las pruebas presentadas en este capítulo demuestran de forma clara que si es posible la implementacion de las metodologías tanto de estimación

de la resistencia de falla como de los posibles nodos o secciones del circuito bajo falla. Sin embargo el método presenta algunas limitaciones. Para el circuito urbano de prueba los resultados son mejores por cuanto la resistencias de falla estimadas abarcan un mayor rango que para el circuito rural, estimando para el primero resistencias de falla de hasta  $40\Omega$ , mientras que para el segundo la resistencia de falla estimadas mayores a  $15\Omega$  no fueron estimadas. Queda en evidencia lo expuesto en la sección 3.1 sobre la importancia de la sensibilidad de los circuitos. La tabla 4.30, que muestra la base de datos para una falla tipo 1 en los circuitos a carga nominal, ilustra este hecho

CUADRO 5.38.: Base de datos de corriente en la fase A para los circuitos de prueba a carga nominal.  
(a) Circuito urbano, (b) Circuito rural

Rf [n]	Nodo 1	Nodo 95	Rf [n]	Nodo 1	Nodo 168
0	9258708,7	2903,9253	0	9258708,7	391,35289
1	9350,7912	2524,0229	1	9305,1612	387,89689
2	4721,4929	2152,5749	2	4675,8249	383,98875
3	3178,4305	1844,4677	3	3132,7217	379,68759
4	2406,9269	1600,8358	4	2361,1773	375,05174
5	1944,0463	1409,1672	5	1898,2564	370,1375
6	1635,4766	1256,8469	6	1589,6472	364,99811
7	1415,0842	1133,9922	7	1369,216	359,68309
8	1249,8023	1033,3594	8	1203,8961	354,23778
9	1121,2603	949,71456	9	1075,3169	348,70311
10	1018,4361	879,25781	10	972,45626	343,1155
11	934,31549	819,19727	11	888,29994	337,50699
12	864,22235	767,45144	12	818,17184	331,90542
13	804,91939	722,4449	13	758,83465	326,33464
14	754,09427	682,96772	14	707,97601	320,81489
15	710,05128	648,0777	15	663,90017	315,36308
16	671,51863	617,03166	16	625,33535	309,99311
17	637,52379	589,23641	17	591,309	304,71628
18	607,31035	564,21326	18	561,06467	299,54152
19	580,28114	541,57205	19	534,0052	294,47573
20	555,95844	520,99176	20	509,65284	289,52408
21	533,95551	502,20606	21	487,62083	284,6902
22	513,95594	484,99221	22	467,59277	279,97645
23	495,69836	469,16257	23	449,30724	275,38409
24	478,96495	454,55801	24	432,54642	270,91347
25	463,57273	441,04273	25	417,12734	266,56421
26	449,36691	428,50015	26	402,89516	262,33527
27	436,2156	416,82967	27	389,718	258,22512
28	424,00578	405,944	28	377,4828	254,23182
29	412,63998	395,76708	29	366,09213	250,35311
30	402,03378	386,23232	30	355,4615	246,58647
31	392,11361	377,28117	31	345,51737	242,9292
32	382,81513	368,86197	32	336,19536	239,37845
33	374,08177	360,92894	33	327,43891	235,93129
34	365,86365	353,44141	34	319,19811	232,58472
35	358,11655	346,36308	35	311,42876	229,33572
36	350,80121	339,66148	36	304,09156	226,18125
37	343,88258	333,30748	37	297,15146	223,11832
38	337,32931	327,27488	38	290,57711	220,14393
39	331,11328	321,54001	39	284,34037	217,25516
40	325,20917	316,08147	40	278,41592	214,44913

(a)

(b)

Se puede apreciar que para el circuito urbano, la diferencia entre los valores de corriente en el nodo inicial (nodo 1) y final (nodo 95) del circuito no varían considerablemente, mientras que estos valores, en el circuito rural, si lo hacen. Quiere decir que el circuito urbano de prueba es capaz de «reaccionar» ante una falla con una  $R_f$  grande en el último nodo, y por lo tanto en cualquier otro nodo del circuito, con prácticamente la misma intensidad como si fuera en el nodo inicial. Este hecho lo convierte en un circuito sensible.

El número de estimaciones de la  $R_f$  en el circuito rural es significativamente gran-

de, con un promedio aproximado de 11 resistencias de falla. La tabla 5.38(b) también puede explicar este hecho. La diferencia que existe entre la magnitud de la corriente en el primer y último nodo, incrementa la posibilidad de encontrar la resistencia de falla en un rango más amplio. Con el circuito urbano pasa lo contrario, al ser la diferencia entre los dos valores mencionados, el rango se reduce y por lo tanto el método es más preciso en este caso.

La variación de la carga no afecta el desempeño de la herramienta. Los resultados son satisfactorios para cada uno de los escenarios presentados y mostrando un comportamiento muy similar en cada uno de los tres casos.

Se evidenció que el desbalance no es un impedimento para el correcto funcionamiento de la herramienta y por lo tanto para la correcta localización de la falla. Esto se puede concluir por el hecho de que la herramienta, como se dijo antes, tiene limitaciones para la estimación de la  $R_f$  dada por la sensibilidad del circuito más no por motivos de desbalance.

Es evidente que la herramienta presenta problemas con la estimación de las resistencias de falla y, por lo tanto, con la localización de la falla en los nodos que se encuentran cerca del nodo inicial y los nodos cerca del nodo final del ramal principal.

## 6. Conclusiones

En este trabajo se presentó una alternativa para la localización de fallas de cortocircuito para sistemas de distribución que se basa en la comparación de un fasor de corriente de falla registrada contra un fasor de corriente de falla simulada. El método primero estima una o varias resistencias de falla para posteriormente estimar la sección del circuito donde es más probable la falla para cada una de las resistencias de falla estimadas. El algoritmo propuesto es un híbrido que combina características de los Métodos Basados en el Modelo y los Métodos de Clasificación Basados en el Conocimiento.

La aplicación de los MCBC al problema de la localización de fallas en sistemas de distribución, se fundamenta en la necesidad de aprovechar el conocimiento empírico disponible en la información registrada en la subestación. Esta información se obtiene en forma de descriptores, a partir del tratamiento de las señales de tensión y de corriente medidas en la subestación, en este caso, en estado de falla.

Se creó una herramienta en la plataforma Matlab® basada en el principio de funcionamiento del método de localización. Esta herramienta se programó de forma modular o en bloques, que permite concentrarse en cada parte del proceso al momento de hacer futuras modificaciones. La herramienta cuenta con una interfaz gráfica que permite al usuario cargar externamente la topología del circuito a trabajar, el modelo del circuito y los datos de registro de la falla, entre otros datos. La presentación de los resultados se hacen de forma clara y ordenada en forma de archivos que el usuario puede acceder desde su carpeta de trabajo.

Las funciones programadas no usan cálculos de alta complejidad, por lo que las hacen relativamente sencillas de programar en otros plataformas o lenguajes de programación.

Esta herramienta cuenta con un manual de usuario que explica de forma sencilla su instalación, ejecución y uso de la herramienta.

La herramienta de localización presentada mostró resultados muy buenos, por cuanto su comportamiento fue como se esperaba en cada uno de los procesos para

la localización de la falla. Esto se evidenció tanto en el circuito Meissen y Alban, circuito urbano y rural respectivamente. El punto o proceso clave para la exitosa localización de la falla es una correcta estimación de la resistencia de la falla. Se evidenció también que el método permite la localización de la falla para cualquier estado de carga del mismo y en cualquier nodo del circuito.

Se logró implementar un algoritmo de localización de fallas que en su método de búsqueda tiene en cuenta cualquier desbalance en el circuito, que se refleja en los valores de tensión y corriente registrados al momento de la falla, por lo tanto, los desbalances no tienen ningún impacto sobre la correcta localización de la falla.

Por medio de las gráficas de errores relativos y absolutos se evidenció el correcto funcionamiento de la herramienta en sectores del circuito cuyas longitudes desde la cabecera no sean comparables ni con la longitud del tramo más largo, ni con la longitud de los nodos cercanos a la cabecera. Esto se cumple tanto para los nodos del ramal principal como para los ramales laterales.

Para la estimación de la resistencia de falla basta con la información aportada por la magnitud de la corriente. Todos los procesos están basados en esta información. Con respecto al ángulo de la corriente, se evidenció que la información aportada es difusa e introduce marcados errores al proceso de estimación de la resistencia de falla.

Debido a que el método tiene requerimientos computacionales altos, se elaboró un método de optimización que reduce en gran medida el número de simulaciones a realizar. Este proceso se encarga de hallar una porción del circuito donde, por comparaciones entre las corrientes de falla simuladas y de registro, es más probable encontrar la falla. Este está diseñado para ubicar dichos nodos solo si la  $R_f$  fue estimada correctamente. Los resultados de las pruebas realizados evidencian el correcto funcionamiento de este proceso, en donde para cada  $R_f$  estimada adecuadamente, se halló de manera satisfactoria la sección del circuito en donde ocurrió el evento. Las pocas excepciones se debieron a problemas que en nada tienen que ver con la metodología misma.

Se propone para trabajos futuros, ampliar el estudio para la estimación de la resistencia de falla. Probar el proceso de estimación de la  $R_f$  en circuitos reales de variadas características y probando con una base de datos de tensión y corriente de fallas con el fin de caracterizar resistencias de falla en dichos circuitos.

Los resultados presentados en este trabajo muestran la forma global del funcionamiento de la herramienta, se recomienda empezar estudios para casos particulares

o para circuitos de comportamiento atípico y establecer variantes en la metodología para cada uno de esos casos.

# Bibliografía

- R.K. Aggarwal, Y. Aslan, and A.T. Johns. An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with loads taps. *IEEE Developments in Power System*, 1997.
- L. Blackburn. Protective relaying principles and applications. *Marcel Dekker Inc*, 1998.
- C. Chien, S. Chen, and Y. Lin. Using bayesian network for fault location on distribution feeder. *IEEE Transactions on Power delivery*, 2002.
- M. Son Choi, S. Lee, D. Lee, and B. Jin. A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution system. *IEEE Transaction on Power System*, 2004.
- R. Das. *Determining the locations of faults in distributions systems*. University of Saskatchewan Saskatoon, Doctoral dissertation, 1998.
- Carlos D. Ferreira-Sequeda and Sergio A. Martinez-Gutierrez. *Localización de fallas en sistemas de distribución: Evaluación de algoritmos*. Trabajo de grado dirigido por Gilberto Carrillo Caicedo e Ivan Serna Suárez. Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2010.
- A. Girgis, C. Fallon, and D. Lubkerman. A fault location technique for rural distribution feeders. *IEEE Transaction on Industry and application*, 1993.
- Y. Hsu, F. Liu, Y. Chien, J. Liu, J. Lin, H. Yu, and R. Kuo. An expert system for locating distribution system fault. *in Proc. IEEE/PES Summer Meeting*, 1990.
- S. Huan. Application of immune-based optimization method for fault section optimization in a distribution system. *IEEE Transaction of Power Delivery*, 2002.
- P. Jarventausta, P. Verho, and J. Partanen. Using fuzzy sets to model uncertainty in fault location process of distribution network. *IEEE Trans. Power Delivery*, 1994.

- Y. Liu and N. Schulz. Knowledge-based system for distribution system outage locating using comprehensive information. *IEEE Transaction on Power System*, 2002.
- E. Rosolowski M. Saha. Method and device of fault location for distribution networks. *US Patent number 6,483,435 B2*, 2002.
- J. Mora, G. Carrillo, and L. Pérez. Fault location in power distribution system using anfis nets and current patterns. *In Proceedings of 2006 IEEE PES Transmissions and Distribution Conference and Exposition, 2006*, a.
- J. Mora, J. Meléndez, and G. Carrillo. Arquitectura genética para el desarrollo de sistemas híbridos. propuesta de localizador de fallas para mejorar los índices de calidad. *III International Symposium of Power Quality. Colombia-Bogota. CD proceedings, 2005*, b.
- Juan Mora-Florez. *Localización de faltas en sistemas de distribución de energía eléctrica usando métodos basados en el modelo y métodos de clasificación basados en el conocimiento*. Tesis doctoral. Programa de doctorado en tecnologías de la información. Universidad de Girona, 2006.
- G. Morales, J. Mora, and H. Vargas. Elimination of multiple estimation for fault location in radial power system by using fundamental single-end measurements. *IEEE Transanction on Power Delivery*, 2009.
- D. Novosel, D. Hart, and J. Millymaki. System for locating fault and estimating fault resistance in distribution network with tapped loads. *US Patent 5,839,093*, 1998.
- J. Peng, C. Chien, and T. Tseg. Rough set theory for data mining for fault diagnosis on distribution feeder. *IEEE Proceeding Generation, Transmission and Distribution*, 2004.
- F. Santos. Un système hybride neuro-symbolique pour l'apprentissage automatique construtif. *Tesis Doctoral. Laboratoire LEIBNIZ / INPG. Grenoble-Francia*, 1998.
- Ivan David Serna-Suárez. Localización de fallas mediante la caracterización de la resistencia de falla y empleando los perfiles de reactancia del sistema de distribución. *SICEL*, 2011.
- K. Srinivasan and A. St Jacques. A new fault location algorithm for radial transmission lines with loads. *IEEE Transaction on Power Delivery*, 1998.

- M. Suarez and E. Salamanca. Localización de fallas: Reconocimiento estadístico de patrones. *Trabajo de grado dirigido por Hernann Raul Vargas Torres y Jorge Andres Cormane. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.*
- Ronal J. Villar-Cruz and Felix A. Jaimes-Florez. *Caracterización de circuitos de distribución para estudios de la calidad en sistemas de energía eléctrica. Trabajo de grado dirigido por Gabriel Ordoñez Plata. Escuela de ingenierías Eléctrica, Electrónica y telecomunicaciones. Universidad Industrial de Santander, 2006.*
- A. Warrington and C. Van. Protective relay. their theory and practice. *Chapman and Hall Ltd, 1973.*
- L. Yang. Once terminal fault location system that corrects for fault resistance effects. *US Patent number 5,773,980, 1998.*
- J. Zhu, D. Lubkeman, and A. Girgis. Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders. *IEEE Transactions on Power Delivery, 1997.*

# Anexos

---

## **A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados**

En el capítulo 3 se vió de forma general los resultados de cada uno de los métodos de estimación de la resistencia de falla propuestos. Estos resultados se presentaron de forma resumida. El objetivo de esta sección es mostrar de forma completa los resultados obtenidos para cada una de las simulaciones realizadas, para de esta manera hacer un seguimiento más detallado de los métodos. Los resultados que se presentan son las estimaciones realizadas en el circuito urbano de prueba. Si bien no se presentan la totalidad de los nodos del circuito, se presenta una cantidad que se puede considerar representativa de este, en total 29 nodos. Las resistencias de falla simuladas, como se presentan en las tablas son:  $0\Omega$ ,  $1\Omega$ ,  $5\Omega$ ,  $10\Omega$ ,  $20\Omega$  y  $40\Omega$ . En las tablas se puede encontrar, en algunas casillas la leyenda «N.E», esto quiere decir que para esa resistencia de falla y tipo de falla, no fue posible estimar una resistencia de falla en ese nodo.

A continuación se presentan los resultados obtenidos.

## A.1. Método 1

### ■ Falla Monofásica

CUADRO A.1.: Resistencias de falla estimadas por el método 1 para una falla tipo 1 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	[0,1]	[3,4,5]	[9,40]	[19,1,2,3,4]	[39,1,2,3]
2	0	[0,1]	[3,4,5]	10	[19,20,1,2,3,4]	[39,1,2,3]
3	0	[0,1]	[3,4,5]	10	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
4	0	[0,1]	[3,4,5,0]	[9,10]	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
5	0	[0,1]	[3,4,5,0]	[9,10,3,4,5,6,7,8]	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
6	0	[0,1]	[4,5,0]	[9,10,1,2,3,4,5,6,7,8]	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
7	0	[0,1]	[4,5,0]	[9,10,2,3,4,5,6,7,8]	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
8	0	[0,1]	[4,5,0]	[9,10]	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
9	0	[0,1]	[4,5,0]	[9,10]	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
10	0	[0,1]	[4,5,0]	10	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
11	0	[0,1]	[4,5,0]	10	[19,20,1,2,3,4]	[39,40,1,2,3]
12	0	[0,8]	[4,5,0]	[9,10,11,12,13,14]	[19,20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
13	0	1	[4,5,0]	[9,10,11,12,13]	[19,20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
14	0	[1,2]	[4,5,0]	[9,10,11,12]	[20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
15	0	[1,2]	[4,5,0]	[9,10,11]	[20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
16	0	[1,2]	[4,5,0]	[9,10,11]	[20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
17	0	1	[4,5,0]	[10,11]	[20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
18	0	[0,1]	[4,5,0]	[10,11]	[20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
19	0	[0,1]	[4,5,6,0]	10	[20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
20	0	[0,1]	[4,5,6,0]	10	[20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
21	0	[0,1]	[4,5,6,0]	10	1	[40,1,2,3]
22	0	[0,1]	[4,5,6,0]	10	[1,2,3,4]	[40,1,2,3]
23	0	[0,1]	[5,6,0]	10	[20,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
24	0	0	[5,6,0]	[4,5,6,7,8]	[20,21,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
25	0	0	[5,6,0]	[2,3,4,5,6,7,8]	[20,21,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
26	0	0	[5,6,0]	[1,2,3,4,5,6,7,8]	[20,21,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
27	0	0	[5,6,0]	[1,2,3,4,5,6,7]	[20,21,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
28	0	0	[5,40]	[10,1,2,3,4,5,6,7]	[20,21,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
29	0	0	[0,5,40]	[10,1,2,3,4,5,6,7]	[20,21,1,2,3,4]	[40,1,2,3]
% Acierto	100,00	79,31	100,00	86,21	89,66	93,10
Promedio Estimaciones	1,00	1,97	5,31	4,90	5,45	4,31

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla Bifásica a Línea

CUADRO A.2.: Resistencias de falla estimadas por el método 1 para una falla tipo 4 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	[0,1]	[0,1]	[2,3,4,5]	[7,8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
2	[0,1]	[0,1]	[2,3,4,5]	[8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
3	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[17,18,19]	[37,38,39]
4	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
5	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
6	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
7	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
8	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
9	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
10	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
11	[0,1,2]	[0,1,2]	[3,4,5,6]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
12	[0,1]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
13	[0,1]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
14	[0,1]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
15	[0,1]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
16	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
17	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
18	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[38,39,40]
19	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[38,39,40]
20	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[38,39,40]
21	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[38,39,40]
22	[0,1]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
23	0	[1,2]	[5,6,7]	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
24	[0,1]	[1,2]	[5,6,7]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
25	[0,1]	[1,2]	[5,6,7]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
26	[0,1]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
27	[0,1]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11,12]	[19,20,21]	[39,40]
28	[0,1]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11,12]	[20,21]	[39,40]
29	[0,1]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11,12]	[20,21]	[39,40]
% Acierto	100,00	100,00	100,00	93,10	82,76	65,52
Promedio Estimaciones	2,21	3,00	3,10	2,79	2,72	2,69

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla Bifásica a Tierra

CUADRO A.3.: Resistencias de falla estimadas por el método 1 para una falla tipo 7 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	[0,1]	0	3	[8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
2	[0,1]	0	3	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
3	[0,1]	0	[2,3,4,5]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
4	[0,1]	0	[3,4,5]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
5	[0,1]	0	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
6	0	0	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
7	0	0	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
8	0	0	[4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
9	0	0	[4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
10	0	0	[4,5]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39]
11	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
12	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
13	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
14	0	0	[4,5,6]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
15	0	0	[4,5,6]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
16	0	0	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
17	0	0	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
18	0	0	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[39,40]
19	0	0	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[39,40]
20	0	0	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[39,40]
21	0	[0,1,2,3]	[5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
22	0	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
23	0	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
24	0	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
25	0	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
26	0	[0,1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
27	0	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
28	0	[1,2,3,4]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
29	[0,1,2,3]	[1,2,3,4]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
% Acierto	100,00	31,03	93,10	86,21	79,31	65,52
Promedio Estimaciones	1,28	1,90	2,52	2,38	2,24	2,48

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla trifásica

CUADRO A.4.: Resistencias de falla estimadas por el método 1 para una falla tipo 10 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	[0,1]	[4,5]	9	19	39
2	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	19	39
3	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	19	39
4	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
5	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
6	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
7	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
8	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	20	40
9	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	20	40
10	0	[0,1]	5	10	20	40
11	[0,1]	[0,1]	5	10	20	40
12	[0,1]	1	5	10	20	40
13	[0,1]	1	5	10	20	40
14	[0,1]	1	5	10	20	40
15	[0,1]	1	5	10	20	40
16	[0,1]	1	5	10	20	40
17	[0,1]	1	5	10	20	40
18	[0,1]	1	5	10	20	40
19	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
20	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
21	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
22	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
23	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
24	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
25	[0,1]	[1,2]	[5,6]	10	[20,21]	40
26	[0,1]	[1,2]	[5,6]	10	[20,21]	40
27	[0,1]	[1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
28	[0,1]	[1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
29	1	[1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
<b>% Acierto</b>	<b>96,55</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>96,55</b>	<b>89,66</b>	<b>79,31</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>1,62</b>	<b>1,76</b>	<b>1,48</b>	<b>1,38</b>	<b>1,31</b>	<b>1,03</b>

## A.2. Método 2

### ■ Falla monofásica

CUADRO A.5.: Resistencias de falla estimadas por el método 2 para una falla tipo 1 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	[0,1]	[3,4,5]	9	19	39
2	0	[0,1]	[3,4,5]	[9,10]	[19,20]	39
3	0	[0,1]	[3,4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
4	0	[0,1]	[3,4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
5	0	[0,1]	[3,4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
6	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
7	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
8	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
9	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
10	[0,1]	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
11	[0,1]	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
12	[0,1]	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	40
13	[0,1]	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	40
14	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	20	40
15	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	20	40
16	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	20	40
17	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	10	20	40
18	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	10	20	40
19	[0,1]	[0,1,2]	[4,5,6]	10	20	40
20	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	10	20	40
21	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	10	20	40
22	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	10	20	40
23	[0,1,2]	[0,1,2]	[5,6]	[10,11]	20	40
24	[0,1,2]	[0,1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
25	[0,1,2]	[0,1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
26	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
27	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
28	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
29	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
<b>% Acierto</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>96,55</b>	<b>96,55</b>	<b>93,10</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>2,03</b>	<b>2,69</b>	<b>2,31</b>	<b>1,76</b>	<b>1,62</b>	<b>1,31</b>

*Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados*

■ **Falla Bifásica a Línea**

**CUADRO A.6.:** Resistencias de falla estimadas por el método 2 para una falla tipo 4 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	[0,1]	[0,1]	[2,3,4,5]	[7,8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
2	[0,1]	[0,1]	[2,3,4,5]	[8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
3	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[17,18,19]	[37,38,39]
4	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
5	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
6	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
7	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
8	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
9	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
10	[0,1]	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
11	[0,1,2]	[0,1,2]	[3,4,5,6]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
12	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
13	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
14	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
15	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
16	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
17	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
18	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[38,39,40]
19	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[38,39,40]
20	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[38,39,40]
21	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[38,39,40]
22	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
23	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
24	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
25	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
26	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
27	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11,12]	[19,20,21]	[39,40]
28	[0,1,2,3]	[1,2,3,4]	[5,6,7]	[10,11,12]	[20,21]	[39,40]
29	[0,1,2,3]	[1,2,3,4]	[5,6,7]	[10,11,12]	[20,21]	[39,40]
<b>% Acierto</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>93,10</b>	<b>82,76</b>	<b>65,52</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>2,90</b>	<b>3,17</b>	<b>3,10</b>	<b>2,79</b>	<b>2,72</b>	<b>2,69</b>

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla Bifásica a Tierra

CUADRO A.7.: Resistencias de falla estimadas por el método 2 para una falla tipo 7 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	[0,1]	[0,1]	[3,4]	[8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
2	[0,1]	[0,1]	[3,4]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
3	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
4	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
5	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
6	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
7	[0,1]	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
8	[0,1]	[0,1]	[4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
9	[0,1]	[0,1]	[4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
10	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39]
11	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
12	[0,1]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
13	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
14	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
15	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
16	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
17	[0,1,2]	[0,1,2]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
18	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[39,40]
19	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[39,40]
20	[0,1,2]	[0,1,2,3]	[4,5,6]	[9,10,11]	[19,20]	[39,40]
21	[0,1,2]	[1,2,3]	[5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
22	[0,1,2]	[1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
23	[0,1,2]	[1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
24	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
25	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
26	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
27	[0,1,2,3]	[1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
28	[0,1,2,3]	[1,2,3,4]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
29	[1,2,3]	[1,2,3,4]	[5,6,7]	[10,11]	[20,21]	[39,40]
<b>% Acierto</b>	<b>96,55</b>	<b>100,00</b>	<b>93,10</b>	<b>86,21</b>	<b>79,31</b>	<b>65,52</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>2,76</b>	<b>2,86</b>	<b>2,55</b>	<b>2,38</b>	<b>2,24</b>	<b>2,48</b>

■ Falla Trifásica

CUADRO A.8.: Resistencias de falla estimadas por el método 2 para una falla tipo 10 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	[0,1]	[4,5]	9	19	39
2	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	19	39
3	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	19	39
4	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
5	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
6	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
7	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
8	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	20	40
9	0	[0,1]	[4,5]	[9,10]	20	40
10	0	[0,1]	5	10	20	40
11	[0,1]	[0,1]	5	10	20	40
12	[0,1]	1	5	10	20	40
13	[0,1]	1	5	10	20	40
14	[0,1]	1	5	10	20	40
15	[0,1]	1	5	10	20	40
16	[0,1]	1	5	10	20	40
17	[0,1]	1	5	10	20	40
18	[0,1]	1	5	10	20	40
19	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
20	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
21	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
22	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
23	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
24	[0,1]	[1,2]	5	10	20	40
25	[0,1]	[1,2]	[5,6]	10	[20,21]	40
26	[0,1]	[1,2]	[5,6]	10	[20,21]	40
27	[0,1]	[1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
28	[0,1]	[1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
29	1	[1,2]	[5,6]	[10,11]	[20,21]	40
<b>% Acierto</b>	<b>96,55</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>96,55</b>	<b>89,66</b>	<b>79,31</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>1,62</b>	<b>1,76</b>	<b>1,48</b>	<b>1,38</b>	<b>1,31</b>	<b>1,03</b>

### A.3. Método 3

■ Falla Monofásica

CUADRO A.9.: Resistencias de falla estimadas por el método 3 para una falla tipo 1 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	1	[3,4,5]	[9,10]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
2	0	1	[3,4,5]	10	[1,2,3,4]	[1,2,3]
3	0	1	[3,4,5]	10	[1,2,3,4]	[1,2,3]
4	0	1	[3,4,5]	[9,10]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
5	0	1	[3,4,5]	[9,10,3,4,5,6,7,8]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
6	0	[0,1]	[4,5]	[9,10,1,2,3,4,5,6,7,8]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
7	0	[0,1]	[4,5]	[9,10,2,3,4,5,6,7,8]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
8	0	0	[4,5]	[9,10]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
9	0	0	[4,5]	[9,10]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
10	0	0	[4,5]	10	[1,2,3,4]	[1,2,3]
11	0	0	4	10	[1,2,3,4]	[1,2,3]
12	0	0	4	[9,10,11,12,13,14]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
13	0	[0,1]	4	[9,10,11,12,13]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
14	0	[0,1,2]	[4,5,1,2,3]	[9,10,11,12]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
15	0	[0,1,2]	[4,5,1,2,3]	[9,10,11]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
16	0	[0,1,2]	[4,5,1,2,3]	[9,10,11]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
17	0	[0,1]	[4,5,1,2,3]	[10,11]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
18	0	0	[4,5,1,2]	[10,11]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
19	0	0	[4,5,1,2]	10	[1,2,3,4]	[1,2,3]
20	0	0	[4,5,1,2]	10	[1,2,3,4]	[1,2,3]
21	0	0	[4,5,1,2]	10	1	[1,2,3]
22	0	0	[4,5,1,2]	10	[1,2,3,4]	[1,2,3]
23	0	0	[1,2]	[10,9]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
24	0	0	[1,2]	[4,5,6,7,8]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
25	0	0	[1,2]	[2,3,4,5,6,7,8]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
26	0	0	[1,2]	[1,2,3,4,5,6,7,8]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
27	0	0	[1,2]	[1,2,3,4,5,6,7]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
28	0	0	[1,2]	[1,2,3,4,5,6,7]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
29	0	0	[1,2]	[1,2,3,4,5,6,7]	[1,2,3,4]	[1,2,3]
% Acierto	100,00	41,38	65,52	79,31	0,00	0,00
Promedio Estimaciones	1,00	1,34	2,83	3,83	3,90	3,00

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla Bifásica a Línea

CUADRO A.10.: Resistencias de falla estimadas por el método 3 para una falla tipo 4 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	[0,1]	[2,3,4,5]	7	[17,18,19]	[37,38,39]
2	0	[0,1]	[2,3,4,5]	[8,9,7]	[17,18,19]	[37,38,39]
3	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[17,18,19]	[37,38,39]
4	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
5	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
6	0	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
7	0	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
8	0	[1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
9	0	[1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
10	0	[1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
11	0	[1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
12	0	[1,2]	[4,5]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
13	0	[1,2]	[4,5]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
14	0	[1,2]	[4,5]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
15	0	[1,2,3]	4	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
16	0	[1,2,3]	4	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
17	0	[1,2,3]	4	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
18	0	[1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[38,39,40]
19	0	[0,1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[38,39,40]
20	0	[0,1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[38,39,40]
21	0	[0,1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[38,39,40]
22	0	[1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[39,40]
23	0	[1,2]	[5,6,7,2,3,4]	[9,10]	[19,20,21]	[39,40]
24	0	[1,2]	[5,6,7,2,3,4]	10	[19,20,21]	[39,40]
25	[0,1]	[1,2]	[5,6,7,2,3,4]	[1:11]	[19,20,21]	[39,40]
26	[0,1]	[1,2,3]	[5,6,7,2,3,4]	[1:11]	[19,20,21]	[39,40]
27	[0,1]	[1,2,3]	[5,6,7,2,3]	[1:12]	[19,20,21]	[39,40]
28	[0,1]	[1,2,3]	[5,6,7,2,3]	[1:11]	20	[39,40]
29	[0,1]	[1,2,3]	[5,6,7,2,3]	[1:11]	20	[39,40]
<b>% Acierto</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>72,41</b>	<b>93,10</b>	<b>82,76</b>	<b>65,52</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>1,17</b>	<b>2,59</b>	<b>3,03</b>	<b>4,00</b>	<b>2,66</b>	<b>2,69</b>

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla Bifásica a Tierra

CUADRO A.11.: Resistencias de falla estimadas por el método 3 para una falla tipo 7 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	[0,1]	0	3	[8,9]	[17,18,19,4]	[37,38,39,1,2,3,4]
2	[0,1]	0	3	[8,9]	[18,19,4]	[37,38,39,1,2,3,4]
3	0	0	[2,3,4,5]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39,1,2,3,4]
4	0	0	[3,4,5]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39,1,2,3,4]
5	0	0	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	37
6	0	0	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38]
7	0	0	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38]
8	0	0	[4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
9	0	0	[4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
10	0	0	[4,5]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39]
11	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
12	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
13	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
14	0	0	4	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
15	0	0	4	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
16	0	0	4	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
17	0	0	[4,6]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
18	0	0	[4,6]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
19	0	0	[4,6]	9	[19,20]	[39,40]
20	0	0	[4,6]	9	[19,20]	[39,40]
21	0	0	6	9	[19,20,21]	[39,40]
22	0	0	6	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
23	0	0	[5,6]	[9,10,11]	20	[39,40]
24	0	0	[5,6]	[9,10,11]	[19,20,21,1,2]	[39,40]
25	0	0	[5,6]	[9,10,11]	[19,20,21,1,2]	[39,40]
26	0	0	[5,6,7]	[10,11]	[19,20,21,1,2]	[39,40]
27	0	[1,2,3,0]	[5,6,7]	10	[19,20,21,1,2]	[39,40]
28	0	[1,2,3,4,0]	[5,6,7]	10	[20,21,1,2]	[39,40]
29	0	[1,2,3,4,0]	[5,6,7]	10	[20,21,1,2]	[39,40]
<b>% Acierto</b>	<b>100,00</b>	<b>10,34</b>	<b>62,07</b>	<b>75,86</b>	<b>79,31</b>	<b>65,52</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>1,07</b>	<b>1,38</b>	<b>2,10</b>	<b>2,10</b>	<b>2,83</b>	<b>2,90</b>

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla Trifásica

CUADRO A.12.: Resistencias de falla estimadas por el método 3 para una falla tipo 10 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	0	[4,5]	9	19	39
2	0	0	[4,5]	[9,10]	19	39
3	0	0	[4,5]	[9,10]	19	39
4	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
5	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
6	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
7	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
8	0	0	[4,5]	[9,10]	20	40
9	0	0	[4,5]	[9,10]	20	40
10	0	0	5	10	20	40
11	0	0	5	10	20	40
12	0	0	5	10	20	40
13	0	0	5	10	20	40
14	0	1	5	10	20	40
15	0	1	5	10	20	40
16	0	1	5	10	20	40
17	0	1	5	10	20	40
18	0	1	5	10	20	40
19	0	[1,2]	5	10	20	40
20	0	[1,2]	5	10	20	40
21	0	[1,2]	5	10	20	40
22	0	[1,2]	5	10	20	40
23	0	[1,2]	5	10	20	[1:10,40]
24	0	[1,2]	5	10	20	[1,2,3,4,5,6,7,8,9,10]
25	0	[1,2]	5	10	[20,21]	[1,2,3,4,5,6,7,8,9]
26	0	[1,2]	5	10	[20,21]	[1,2,3,4,5,6,7,8,9]
27	0	[1,2]	5	[10,11]	[20,21]	[1,2,3,4,5,6,7,8,9]
28	0	[1,2]	5	[10,11]	[20,21]	[1,2,3,4,5,6,7,8,9]
29	[0,1]	[1,2]	5	[10,11]	[20,21]	[1,2,3,4,5,6,7,8,9]
<b>% Acierto</b>	<b>100,00</b>	<b>55,17</b>	<b>100,00</b>	<b>96,55</b>	<b>89,66</b>	<b>58,62</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>1,03</b>	<b>1,38</b>	<b>1,31</b>	<b>1,38</b>	<b>1,31</b>	<b>3,07</b>

## A.4. Método 4

### ■ Falla monofásica

CUADRO A.13.: Resistencias de falla estimadas por el método 4 para una falla tipo 1 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	1	[3,4,5]	9	[19,1:9]	[1:21,39]
2	0	1	[3,4,5]	[9,10]	[1:10,19,20]	[1:21,39]
3	0	1	[3,4,5]	[9,10]	[1:10,19,20]	[1:21,39,40]
4	0	1	[3,4,5]	[9,10]	[1:11,19,20]	[1:21,39,40]
5	0	1	[3,4,5]	[9,10]	[1:11,19,20]	[1:22,39,40]
6	0	1	[4,5]	[9,10]	[1:12,19,20]	[1:22,39,40]
7	0	1	[4,5]	[9,10]	[1:12,19,20]	[1:22,39,40]
8	0	1	[4,5]	[9,10]	[1:13,19,20]	[1:23,39,40]
9	0	1	[4,5]	[9,10]	[1:13,19,20]	[1:23,39,40]
10	0	1	[4,5]	[9,10]	[1:16,19,20]	[1:24,39,40]
11	[0,1]	1	[4,5]	[9,10]	[1:18,19,20]	[1:26,39,40]
12	[0,1]	1	[4,5]	[9,10]	19	[1:26,40]
13	[0,1]	1	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[1:27,40]
14	[0,1]	[1,2]	[4,5]	[9,10]	20	[1:29,40]
15	[0,1]	[1,2]	[4,5]	[9,10]	20	[1:30,40]
16	[0,1]	[1,2]	[4,5]	[9,10]	20	[1:30,40]
17	0	1	[4,5]	10	20	[1:30,40]
18	0	1	[4,5]	10	20	[1:31,40]
19	0	1	[4,5,6]	10	20	[1:32,40]
20	0	1	[4,5,6]	10	20	[1:32,40]
21	0	1	[4,5,6]	10	20	[1:33,40]
22	0	1	[4,5,6]	10	20	[1:34,40]
23	0	1	[5,6]	[10,11]	20	[1:35,40]
24	0	1	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[1:36,40]
25	[0,1,2]	1	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[1:36,40]
26	[0,1,2]	1	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[1:37,40]
27	0	1	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[1:37,40]
28	0	1	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[1:38,40]
29	0	1	[5,6]	[10,11]	[20,21]	[1:40]
<b>% Acierto</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>96,55</b>	<b>93,10</b>	<b>93,10</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>1,34</b>	<b>1,10</b>	<b>2,31</b>	<b>1,76</b>	<b>6,24</b>	<b>30,21</b>

*Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados*

■ Falla Bifásica a Línea

CUADRO A.14.: Resistencias de falla estimadas por el método 4 para una falla tipo 4 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	[0,1]	[2,3,4,5]	[7,8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
2	0	[0,1]	[2,3,4,5]	[8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
3	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[17,18,19]	[37,38,39]
4	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
5	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38,39]
6	0	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
7	0	[0,1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
8	0	[1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
9	0	[1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38,39]
10	0	[1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
11	0	[1,2]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
12	0	[1,2]	[4,5]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
13	0	[1,2]	[4,5]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39,40]
14	0	[1,2]	[4,5]	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
15	0	[1,2,3]	4	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
16	0	[1,2,3]	4	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
17	0	[1,2,3]	4	[9,10,11]	[19,20]	[38,39,40]
18	0	[1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[38,39,40]
19	0	[0,1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[38,39,40]
20	0	[0,1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[38,39,40]
21	0	[0,1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[38,39,40]
22	0	[1,2,3]	4	[9,10]	[19,20,21]	[39,40]
23	0	[1,2,3]	[5,6,7,2,3,4]	[9,10]	[19,20,21]	[39,40]
24	0	[1,2,3]	[5,6,7,2,3,4]	10	[19,20,21]	[39,40]
25	[0,1,2]	[1,2,3]	[5,6,7,2,3,4]	[1:11]	[19,20,21]	[39,40]
26	[0,1,2]	[1,2,3]	[5,6,7,2,3,4]	[1:11]	[19,20,21]	[39,40]
27	[0,1,2]	[1,2,3]	[5,6,7,2,3]	[1:12]	[19,20,21]	[39,40]
28	[0,1,2]	[1,2,3,4]	[5,6,7,2,3]	[1:11]	20	[39,40]
29	[0,1,2,3]	[1,2,3,4]	[5,6,7,2,3]	[1:11]	20	[39,40]
<b>% Acierto</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>72,41</b>	<b>93,10</b>	<b>82,76</b>	<b>65,52</b>
<b>Promedio Estimaciones</b>	<b>1,38</b>	<b>2,76</b>	<b>3,03</b>	<b>4,03</b>	<b>2,66</b>	<b>2,69</b>

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla Bifásica a Tierra

CUADRO A.15.: Resistencias de falla estimadas por el método 4 para una falla tipo 7 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [Ω]					
	0	1	5	10	20	40
1	[0,1]	0	[3,4]	[8,9]	[17,18,19]	[37,38,39]
2	[0,1]	0	[3,4]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
3	0	0	[3,4,5]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
4	0	0	[3,4,5]	[8,9]	[18,19]	[37,38,39]
5	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	37
6	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19]	[37,38]
7	0	[0,1]	[3,4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[37,38]
8	0	[0,1]	[4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
9	0	[0,1]	[4,5]	[8,9,10]	[18,19,20]	[38,39]
10	0	[0,1,2]	[4,5]	[9,10]	[18,19,20]	[38,39]
11	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
12	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
13	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
14	0	0	4	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
15	0	0	4	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
16	0	0	4	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
17	0	0	[4,6]	[9,10]	[19,20]	[38,39,40]
18	0	0	[4,6]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
19	0	0	[4,6]	9	[19,20]	[39,40]
20	0	0	[4,6]	9	[19,20]	[39,40]
21	0	[0,1,2,3]	6	9	[19,20,21]	[39,40]
22	0	[0,1,2,3]	6	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
23	0	[0,1,2,3]	[5,6]	[9,10,11]	20	[39,40]
24	0	[0,1,2,3]	[5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
25	0	[0,1,2,3]	[5,6]	[9,10,11]	[19,20,21]	[39,40]
26	0	[0,1,2,3]	[5,6,7]	[10,11]	[19,20,21]	[39,40]
27	0	[1,2,3]	[5,6,7]	10	[19,20,21]	[39,40]
28	0	[1,2,3,4]	[5,6,7]	10	[20,21]	[39,40]
29	[0,1]	[1,2,3,4]	[5,6,7]	10	[20,21]	[39,40]
% Acierto	100,00	51,72	62,07	75,86	79,31	65,52
Promedio Estimaciones	1,10	2,14	2,14	2,10	2,34	2,34

Anexo A. Resistencias de falla estimadas por cada uno de los métodos de estimación estudiados

■ Falla Trifásica

CUADRO A.16.: Resistencias de falla estimadas por el método 4 para una falla tipo 10 en el circuito urbano de prueba

Nodo	Resistencias de falla [ $\Omega$ ]					
	0	1	5	10	20	40
1	0	0	[4,5]	9	19	39
2	0	0	[4,5]	[9,10]	19	39
3	0	0	[4,5]	[9,10]	19	39
4	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
5	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
6	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	39
7	0	0	[4,5]	[9,10]	[19,20]	[39,40]
8	0	0	[4,5]	[9,10]	20	40
9	0	0	[4,5]	[9,10]	20	40
10	0	0	5	10	20	40
11	0	0	5	10	20	40
12	0	0	5	10	20	40
13	0	0	5	10	20	40
14	0	1	5	10	20	40
15	0	1	5	10	20	40
16	0	1	5	10	20	40
17	0	1	5	10	20	40
18	0	1	5	10	20	40
19	0	[1,2]	5	10	20	40
20	0	[1,2]	5	10	20	40
21	0	[1,2]	5	10	20	40
22	0	[1,2]	5	10	20	40
23	0	[1,2]	5	10	20	[1:10,40]
24	0	[1,2]	5	10	20	[1:10]
25	0	[1,2]	5	10	[20,21]	[1:9]
26	0	[1,2]	5	10	[20,21]	[1:9]
27	0	[1,2]	5	[10,11]	[20,21]	[1:9]
28	0	[1,2]	5	[10,11]	[20,21]	[1:9]
29	[0,1]	[1,2]	5	[10,11]	[20,21]	[1:9]
% Acierto	100,00	55,17	100,00	96,55	89,66	58,62
Promedio Estimaciones	1,03	1,38	1,31	1,38	1,31	3,07

## **B. Manual de usuario**

La herramienta aquí descrita corresponde a un software desarrollado para determinar la ubicación exacta de una falla de cortocircuito en sistemas de distribución de energía eléctrica radiales. La herramienta MBM&C-TS es denominada Torres en correspondencia con el nombre del autor de la técnica de localización. Este «software» fue desarrollado por Arnold Torres Salazar, estudiante de ingeniería eléctrica de la Universidad Industrial de Santander como proyecto de pregrado.

La herramienta TORRES es un algoritmo que hace uso del conocimiento de la topología del circuito y de las medidas de tensiones y corrientes en estado de falla en la cabecera del circuito para hallar el punto donde ocurrió el evento.

### **B.1. Instalación y ejecución de la herramienta**

#### **B.1.1. Instalación**

Para la instalación de la herramienta es necesario tener instalado la versión de Matlab 7.10. o superior, Microsoft Office Excel 2007 o superior, sistema operativo Windows XP profesional versión 2002 (service pack 3), también se requiere la instalación de ATP (Alternative Transient Program) versión 5.5 o superior y tener un espacio disponible en disco no inferior a 18 MB.

Para instalar la herramienta en cualquier PC que cumpla con los requerimientos antes mencionados, se copia la carpeta con el nombre de la herramienta que se encuentra en el CD instalador. Luego siga la siguiente ruta en Matlab: File>>Set Path>>Add with Subfolders. En el directorio que se abre se selecciona la carpeta de nombre «TORRES», tal como lo muestra la figura B.1, luego se oprime la opción «Save» y luego «Close».

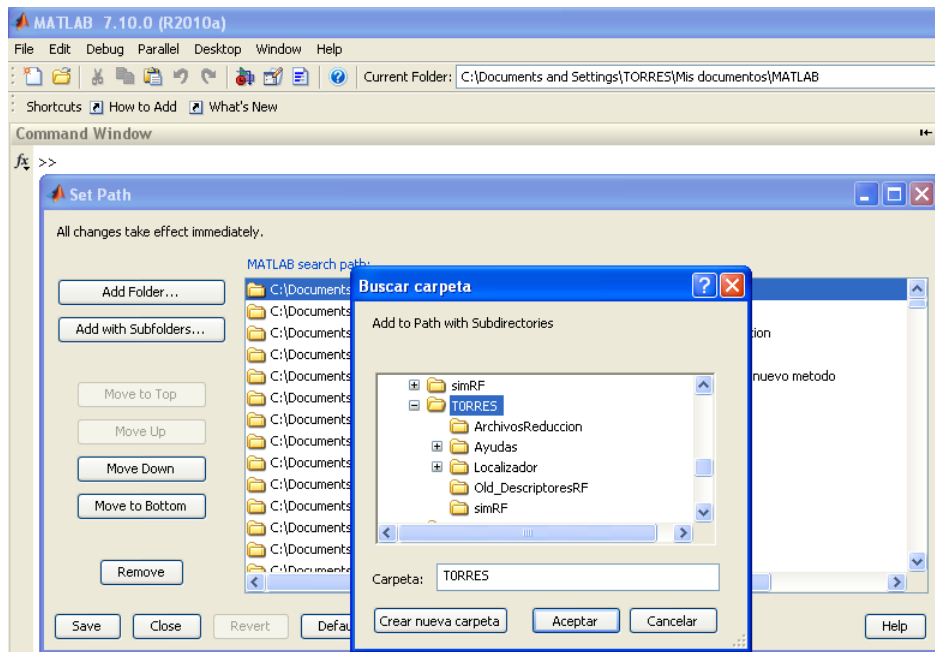


FIGURA B.1.: Instalación del directorio de la herramienta «TORRES»

Con respecto a ATP, en el CD instalador siga la ruta: ATP>>ATP\_EasyInstall. Ejecute los siguientes archivos en este orden:

1. InsATP114.exe
2. InsATP11\_add.exe
3. InsATP11\_lib.exe
4. ATPLnchUpdate.exe

Es importante indicar que la instalación la haga en el disco C en una carpeta llamada «ATP», de tal forma que ATP esté instalado en el directorio C:\ATP.

Luego de esto siga las siguientes instrucciones:

1. Copiar el archivo pl42mat.exe al directorio donde se encuentra el archivo runATP.exe y starup.ini (C:\ATP\tools)
2. en ese mismo directorio abrir el archivo ATPLnch.ini y cambiar el valor de la propiedad «closewindow = 0» a «closewindow = 1» y almacenar (esto se hace para evitar la solicitud de oprimir una tecla cada vez que termina una simulación por parte de runATP.exe)

3. Ejecute ATPDraw y diríjase a la siguiente ruta: Tools>>Options, luego entre a la pestaña Files&Folders y asegúrese que la «work» sea la carpeta de ATP, tal como lo muestra la figura B.2
4. Después de instalado el ATPDraw, seleccione, o en su defecto simule, un circuito de distribución y ejecútelo. Esta acción generará un archivo de extensión \*.atp en la carpeta «work» de ATP

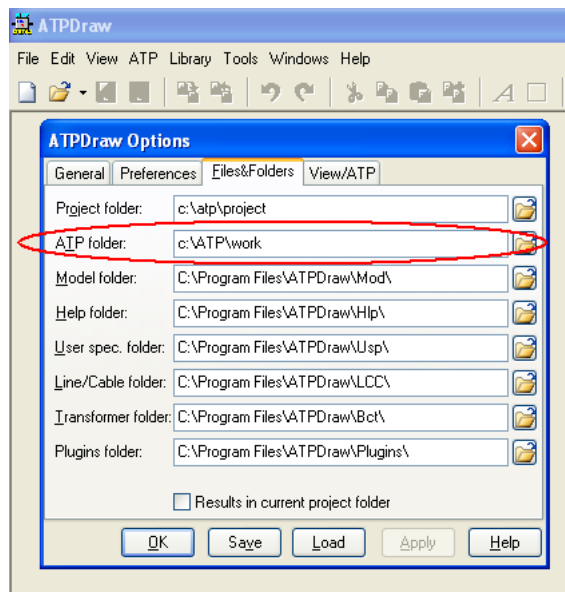


FIGURA B.2.: Se asegura que «work» sea la carpeta de ATP

En la carpeta se encuentran todos los archivos necesarios para el correcto funcionamiento de la herramienta, si por alguna circunstancia se producen errores por la inexistencia de algún archivo o carpeta, se recomienda volver a copiar al disco toda la carpeta de la herramienta y repetir todos los pasos anteriores.

Para evitar posibles errores en la instalación de la herramienta, se debe tener en cuenta que cuando estas son descargadas al disco duro del PC, no deben ser copiadas dentro de carpetas con un nombre similar al de la herramienta o al de alguna carpeta usada por la herramienta.

### B.1.2. Ejecución

Para la ejecución de la herramienta se debe seguir dos sencillos pasos:

1. Se ejecuta Matlab
2. Se digita en minúscula y sin espacios el nombre de la herramienta. Este comando permite llamar y poner en ejecución la herramienta.

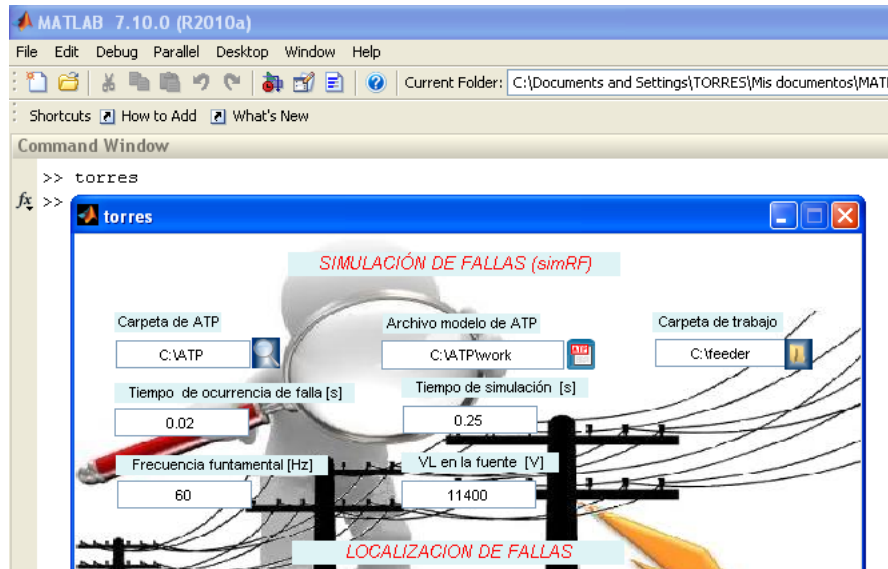


FIGURA B.3.: Ejecución de la herramienta

## B.2. Interfáz gráfica de la herramienta

### B.2.1. Ventana principal

Al ejecutar la herramienta, llamándola desde el «prompt» de Matlab, aparecerá en pantalla la ventana principal de esta, como se muestra en la figura B.4

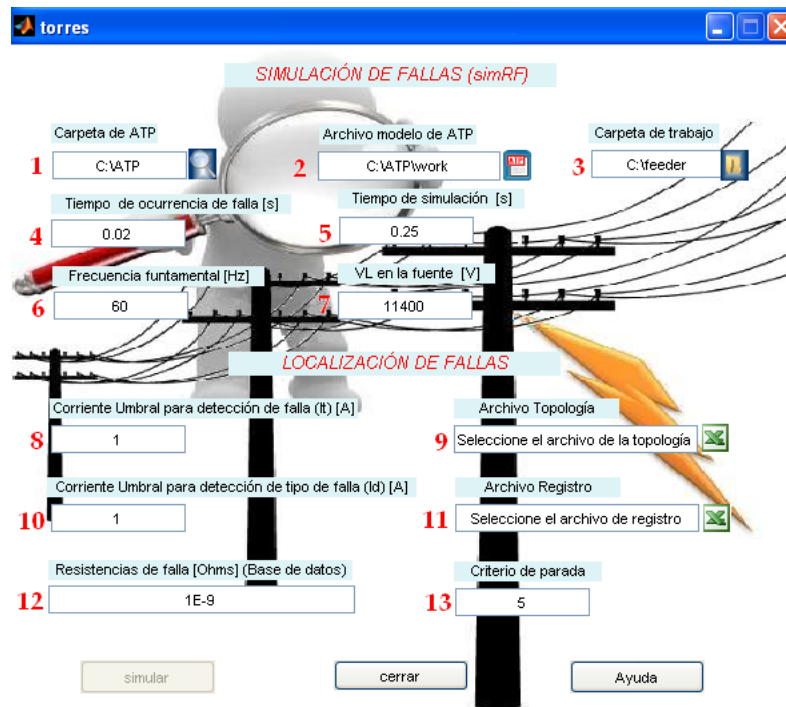


FIGURA B.4.: Ventana principal de la herramienta

Esta está dividida en dos módulos. El superior, marcado como «SIMULADOR DE FALLAS» está basado en la herramienta «SimulacionRF», en este modulo se especifican las entradas básicas para la simulación. El modulo inferior es el llamado «LOCALIZACIÓN DE FALLAS», en este se ingresan los datos propios para la localización.

#### B.2.1.1. Módulo «SIMULACIÓN DE FALLAS»

- 1 Carpeta ATP. Se debe seleccionar el directorio en el cual se encuentra instalado ATP. Si se sigue las instrucciones descritas en la sección B.1.1, no es necesario hacer ningún cambio.
- 2 Archivo modelo ATP. Se refiere al archivo del circuito a trabajar. Al presionar el boton, se dirige a la carpeta work de ATP, como lo muestra la figura B.5, en esta selecciones el archivo del circuiuto que quiere trabajar.

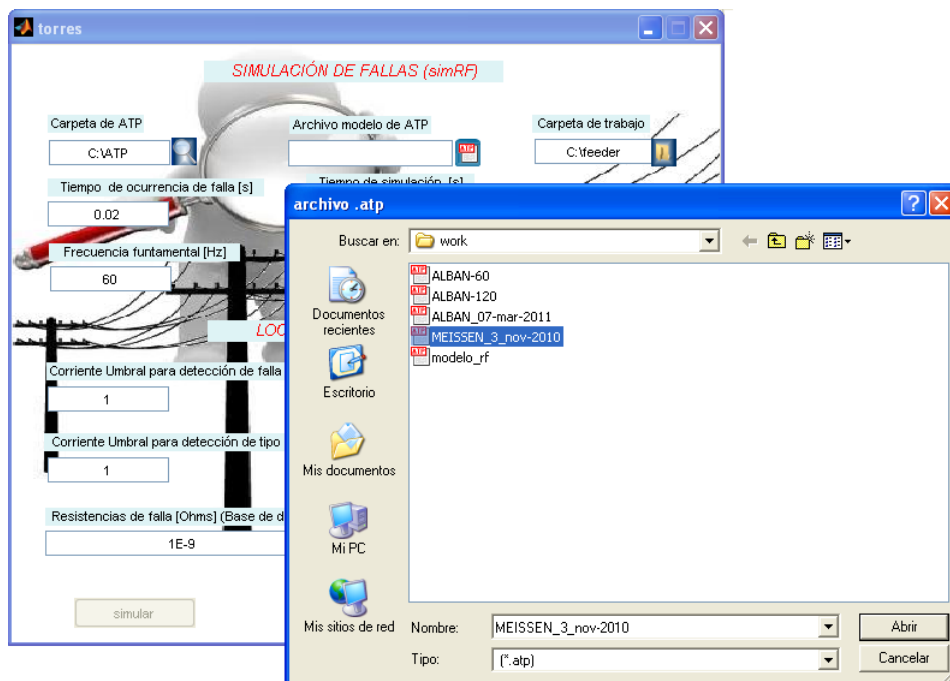


FIGURA B.5.: Selección del archivo modelo \*.atp

- 3        Carpeta de trabajo. Cree una carpeta de trabajo, se recomienda que esta esté vacía, igualmente se recomienda que cree una por cada simulación a realizar. Luego de creada la arpeta, búsquela y seleccionela en el directorio que se despilea al pulsar el boton.
- 4        Tiempo de ocurrencia de la falla. Digite el tiempo de ocurrencia de la falla en segundos. Se recomienda un tiempo de 0.02 segundos
- 5        Tiempo de simulación. Digite el tiempo de simulación en segundos. Se recomienda un tiempo de 0.25 segundos.
- 6        Frecuencia fundamental. Digite la frecuencia a la que trabaja el circuito en Hz.
- 7        Tensión de línea en la fuente. Digite la tensión de línea a la que trabaja el circuito.

#### B.2.1.2. Módulo «LOCALIZACIÓN DE FALLAS»

- 8        Corriente umbral para detección de falla. Luego de un análisis de cortocircuito, determine la corriente umbral en A para detección de falla y

digítela.

9 Archivo topología. Es la hoja donde se ingresan los datos de las líneas entre nodos, el orden en que se registren las secciones no tiene relevancia. esta hoja se encuentra dentro de la carpeta «Archivos excel». En la figura B.6 se muestra un recorte de esta. Los datos se registran así:

- **Nodo inicial X:** Es la columna donde se ingresa el nodo aguas arriba de la sección a registrar.
- **Nodo inicial X + 1:** Es la columna donde se ingresa el nodo aguas abajo de la sección a registrar.
- **Longitud de la sección:** Es la columna donde se ingresa la longitud en kilómetros de la sección.
- **Impedancia serie de la sección:** Son las columnas donde se ingresan los valores de las impedancias serie en  $[\Omega/Km]$  de secuencia positiva, negativa y cero
- **Admitancia paralela de la sección:** Son las columnas donde se ingresan los valores de la admitancia paralela en  $[S/Km]$  de secuencia positiva, negativa y cero.
- **Selección del tipo de sección:** Es la columna donde se escoge e tipo de linea a registrar. Se puede escoger entre trifásica, bifásica o monofásica y las fases que la componen (a,b y c). Existen siete tipos de secciones, en el momento en que se escoge el tipo de sección, la columna anterior tomará un valor automáticamente (que lo representará).

<b>IMPEDANCIAS Y ADMITANCIAS DE SECUENCIA DEL CIRCUITO</b>										
Nodo Inicial "x"	Nodo Final "x+1"	Longitud de la Sección en [Km]	Impedancia Serie de la Sección en [Ohms/Km]				Admitancia Paralela de la Sección en [Mhos/Km]		Tipo de Sección [Automático]	Selección del Tipo de Sección
			Secuencia Positiva y Negativa		Secuencia Cero		Secuencia Positiva y Negativa	Secuencia Cero		
			Real	Imaginario	Real	Imaginario	Imaginario	Imaginario		
1	2	2,414	0,3480	0,5166	0,5254	1,7040	3,740E-06	2,490E-06	1	Trifásico
2	3	4,023	0,3480	0,5166	0,5254	1,7040	3,740E-06	2,490E-06	1	Trifásico
3	4	4,023	0,3480	0,5166	0,5254	1,7040	3,740E-06	2,490E-06	1	Trifásico
4	5	4,023	0,3480	0,5166	0,5254	1,7040	3,740E-06	2,490E-06	1	Trifásico
5	6	4,023	0,3480	0,5166	0,5254	1,7040	3,740E-06	2,490E-06	1	Trifásico

FIGURA B.6.: Hoja de cálculo de la topología

- 10 Corriente umbral para detección de tipo de falla. Es la corriente para la cual se determina si hubo o no falla a tierra. Digite este valor en A. Se recomienda aproximadamente un 1 % de la corriente de carga.
- 11 Archivo registro. Es la hoja que contiene los registros de falla. La figura B.7 muestra un recorte de esta.

REGISTRO DE FALLAS				
Fase	CORRIENTE		TENSIÓN	
	Magnitud de corriente [A]	Ángulo de corriente [Grados]	Magnitud de tensión [V]	Ángulo de Tensión [Grados]
A	996,2657430	-6,2117000	9258,6993553	-3,7716878
B	95,7157161	-141,6910000	9266,7346778	-120,4103835
C	99,8313754	97,6495000	9301,9421080	119,5678377

FIGURA B.7.: Hoja de registro de falla

- 12 Resistencias de falla. En esta se digita el rango de valores de resistencias de falla donde hacer la búsqueda. Se recomienda ingresar los valores en el siguiente formato:

$$R_{fmin} : paso : R_{fmax}$$

Donde

$R_{fmin}$  Resistencia de falla mínima del rango

$R_{fmax}$  Resistencia de falla máxima del rango

*paso* Es el incremento en el valor desde  $R_{fmin}$  hasta  $R_{fmax}$

Por ejemplo, si se ingresa el rango 1:0.1:2 se genera un vector de resistencias de falla  $R_f = [1,1, 1,2, 1,3, 1,4, 1,5, 1,6, 1,7, 1,8, 1,9, 2]$

- 13 Criterio de parada. El método de estimación de la sección bajo falla termina la búsqueda de dicha sección, cuando el número de nodos se reduce a lo indicado en esta casilla.

## B.2.2. Corrida de la herramienta

Una vez se han ingresado todos los datos requeridos por la herramienta, se presiona el botón «simular» ubicado en la parte inferior de la interfaz. Cuando la herramienta termine la simulación, aparecerá en la pantalla un aviso como el mostrado en la figura B.8



FIGURA B.8.: Aviso mostrado al terminar la simulación

## B.3. Salidas de la herramienta

La salida de la herramienta se presenta en la carpeta de trabajo dada por el usuario. En esta se pueden cargar varios archivos de extensión \*.mat. Estos archivos contienen la información más relevante de la simulación. Los archivos considerados más importantes son:

- Archivo «Resumen»: Este archivo contiene dos matrices. La matriz «BarraSegunDescriptor» contiene la información de la localización individual dada por cada descriptor y la resistencia de falla que considera cada uno que fue con la que ocurrió la falla. En la figura 1.9 se muestra un despliegue de esta matriz

	1	2	3
1	'Descriptor'	'Barra'	'RF [Ohms]'
2	'MagnitudFaseA'	6	5
3	'MagnitudFaseB'	6	5
4	'MagnitudFaseC'	6	5
5	'AnguloFaseA'	6	5
6	'AnguloFaseB'	6	5
7	'AnguloFaseC'	6	5
8			
9			
10			

FIGURA B.9.: Contenido de la matriz «BarraSegunDescriptor» del archivo «Resumen»

La matriz «Localización» muestra el resultado de la localización. En ella se destaca el nodo fallado, la resistencia de falla detectada y el tipo de falla ocurrida, tal como lo muestra la figura 1.10

	1	2
1	'Nodo Fallado'	6
2	'RF [Ohm]'	5
3	'Tipo de falla'	'A-T'
4		
5		

FIGURA B.10.: Contenido de la matriz «Localizacion» del archivo «Resumen»

- Archivo «SeccionesHalladas»: Este archivo contiene los nodos estimados para cada resistencia de falla estimada. A partir de esta información es de donde se hace la localización final. La figura 1.11 muestra un despliegue de esta matriz

	1	2
1	'RF'	'Nodos'
2	4	<1x11 uint64>
3	5	[4,5,6]
4		
5		

FIGURA B.11.: Información contenida en el archivo «SeccionesHalladas»

Como se puede ver, la información está organizada de forma tal que es sencilla su lectura e interpretación.