

UNIVERSIDAD DEL PAÍS VASCO
EUSKAL HERRIKO UNIBERTSITATEA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA DE BILBAO
BILBOKO INGENIARITZA GOI ESKOLA TEKNIKOA

METODOLOGÍA PARA LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN CON PUESTA A TIERRA ACTIVA

MEMORIA

QUE PARA OPTAR AL GRADO DE
DOCTOR INGENIERO INDUSTRIAL

PRESENTA

D. Garikoitz Buigues Beraza

DIRECTORA

Prof. Dra. Dña. Inmaculada Zamora Belver

Bilbao, 2011

*“Agradece a la llama su luz, pero no olvides el pie del candil
que, constante y paciente, la sostiene en la sombra.”*

Rabindranath Tagore

Para Gaizkane, sin cuyo amor, apoyo, comprensión e incansable ánimo esta tesis doctoral no hubiera salido adelante.

Para mis padres y mi hermana, que incluso en los peores momentos, siempre creyeron en mí.

*“Mientras el río corra, los montes hagan sombra y en el cielo
haya estrellas, debe durar la memoria del beneficio recibido
en la mente del hombre agradecido”*

Virgilio

Mi primer agradecimiento ha de ser para mi directora de tesis, Inmaculada Zamora, por su constante apoyo en la realización de este trabajo. Posiblemente sin su estímulo y ayuda no hubiese podido presentar este trabajo. Gracias, además, por sus aportaciones, su infinita paciencia y su disponibilidad permanente.

También quiero dejar aquí constancia de mi agradecimiento a Victor Valverde, magnífico compañero e inestimable ayuda, quien colaboró activamente en el proyecto que dio lugar a esta tesis doctoral.

No quiero olvidar tampoco a todos mis compañeros de departamento que, en algún que otro momento, me han prestado su ayuda desinteresada, así como a todos aquellos que, de alguna forma, han colaborado para que esta tesis doctoral saliera adelante.

Por último, quiero agradecer igualmente la ayuda y colaboración ofrecida por todas las empresas que participaron en el proyecto que dio lugar a la presente tesis doctoral, y más concretamente a: F. Pazos, A. Amezua, I. Gutiérrez, J.M. García, P. García de Medinabeitia, G. Santamaría e I. Gracenea.

ÍNDICE GENERAL

1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. ANTECEDENTES.....	3
1.2. PUESTA A TIERRA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	5
1.3. DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS.....	7
1.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS DOCTORAL.....	8
2. MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA Y SU INFLUENCIA EN LAS FALTAS.....	11
2.1. INTRODUCCIÓN.....	13
2.2. CONCEPTO DE FalTA.....	13
2.2.1. Falta eléctrica.....	13
2.2.2. Origen de las faltas en la red de distribución.....	15
2.3. MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA DE MEDIA TENSIÓN.....	18
2.3.1. Aspectos generales.....	18
2.3.1.1. Consideraciones básicas y función de la puesta a tierra.....	19
2.3.1.2. Medios de puesta a tierra.....	19
2.3.1.3. Clases de puesta a tierra.....	23
2.3.2. Sistema efectivamente puesto a tierra.....	25
2.3.2.1. Múltiples puestas a tierra.....	25
2.3.2.2. Única puesta a tierra.....	25
2.3.3. Sistema aislado de tierra.....	28
2.3.4. Sistema puesto a tierra mediante impedancia.....	31
2.3.4.1. Sistema puesto a tierra mediante resistencia.....	32
2.3.4.2. Sistema puesto a tierra mediante reactancia.....	34
2.3.5. Sistema puesto a tierra de forma resonante.....	36
2.3.6. Sistema puesto a tierra de forma activa.....	38
2.3.6.1. El concepto de puesta a tierra activa.....	39
2.3.6.2. Descripción del sistema de puesta a tierra activa.....	41
2.3.6.3. Operación general del sistema.....	43
2.3.6.4. Comparativa con los métodos tradicionales de puesta a tierra.....	44
2.4. IMPORTANCIA DE LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	45
2.5. CONCLUSIONES.....	47
3. ESTADO DEL ARTE EN LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS, EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	49
3.1. INTRODUCCIÓN.....	51
3.2. DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	52
3.2.1. Métodos de detección de faltas monofásicas, en sistemas con puesta a tierra resonante o con neutro aislado.....	53
3.2.1.1. Detección de faltas monofásicas francas.....	54
3.2.1.2. Detección de faltas monofásicas muy resistivas.....	57
3.2.2. Métodos de detección de faltas de alta impedancia (FAI).....	71
3.2.2.1. Detección basada en magnitudes de frecuencia fundamental.....	71
3.2.2.2. Detección basada en medidas armónicas.....	72
3.2.2.3. Detección en el dominio del tiempo.....	72
3.2.2.4. Detección basada en el desequilibrio de tensiones.....	73
3.2.2.5. Detección basada en la Transformada Wavelet.....	73
3.2.2.6. Detección basada en inteligencia artificial.....	75
3.3. LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	83
3.3.1. Técnicas basadas en la medida de magnitudes a frecuencia fundamental.....	86

3.3.1.1. Evolución metodológica.....	87
3.3.1.2. Metodologías más destacadas.....	89
3.3.1.3. Comparativa entre diferentes técnicas.....	104
3.3.2. <i>Técnicas basadas en la onda viajera y en la medida de altas frecuencias</i>	106
3.3.3. <i>Técnicas basadas en inteligencia artificial (AI)</i>	111
3.3.3.1. Sistemas expertos (XPS).....	112
3.3.3.2. Redes neuronales artificiales (ANN).....	113
3.3.3.3. Sistemas de lógica difusa (FLog).....	113
3.3.3.4. Algoritmos genéticos (GA).....	114
3.3.4. <i>Otros</i>	115
3.3.4.1. Métodos basados en dispositivos distribuidos.....	115
3.3.4.2. Métodos híbridos.....	115
3.3.5. <i>Experiencias de aplicación real</i>	116
3.4. CONCLUSIONES.....	117
4. ASPECTOS GENERALES Y ACTUACIONES PREVIAS EN LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	121
4.1. INTRODUCCIÓN.....	123
4.2. ASPECTOS GENERALES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	123
4.2.1. <i>Descripción general</i>	123
4.2.2. <i>Esquema básico de la nueva metodología</i>	125
4.3. ACTUACIONES PREVIAS.....	126
4.3.1. <i>Situación de prefalta</i>	126
4.3.2. <i>Situación de falta</i>	127
4.3.2.1. Detección de falta.....	128
4.3.2.2. Identificación de la fase en falta.....	128
4.4. DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA Y MAGNITUD DE LA INYECCIÓN DE CORRIENTE.....	128
4.4.1. <i>Normativa sobre características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución</i>	128
4.4.1.1. Norma UNE-EN 50160:2008.....	129
4.4.1.2. Influencia de la corriente inyectada sobre los parámetros de calidad de tensión.....	129
4.4.2. <i>Selección de la frecuencia de inyección</i>	130
4.4.3. <i>Selección de la magnitud de inyección</i>	131
4.5. CONDICIONES DE FALTA ANALIZADAS.....	133
4.5.1. <i>Ubicación de la falta</i>	134
4.5.2. <i>Magnitud de la resistencia de falta</i>	135
4.5.3. <i>Frecuencia y magnitud de la intensidad inyectada</i>	135
4.5.4. <i>Capacidades del sistema y por feeder</i>	136
4.5.5. <i>Medidas realizadas</i>	136
4.6. CONCLUSIONES.....	137
5. METODOLOGÍA DE DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	139
5.1. INTRODUCCIÓN.....	141
5.2. DETECCIÓN DEL FEEDER EN FALTA.....	142
5.3. PROTECCION DE LÍNEA SIN COMUNICACIÓN.....	144
5.3.1. <i>Medida del ángulo de la intensidad homopolar</i>	144
5.3.1.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz.....	145
5.3.1.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz.....	147
5.3.2. <i>Medida del valor de la reactancia homopolar (X_0)</i>	149
5.3.2.1. Análisis comparativo entre prefalta y falta.....	150
5.3.2.2. Análisis con magnitudes en situación de falta.....	157
5.3.3. <i>Medida del valor del cociente entre la reactancia y la resistencia homopolar (X_0/R_0)</i>	160
5.3.3.1. Análisis comparativo de prefalta y falta.....	161

5.3.3.2. Análisis con magnitudes en situación de falta	168
5.4. PROTECCIÓN DE LÍNEA CON COMUNICACIÓN	171
5.4.1. <i>Medida y comparación del módulo de la intensidad homopolar</i>	172
5.4.1.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz.....	173
5.4.1.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz.....	176
5.4.2. <i>Medida y comparación del ángulo de la intensidad homopolar</i>	178
5.4.2.1. Obtención de los valores	178
5.4.2.2. Comparativa entre feeders sin falta y con falta.....	179
5.5. ESTRATEGIA DE DETECCIÓN SELECCIONADA	182
5.5.1. <i>Protecciones de línea sin comunicación</i>	183
5.5.2. <i>Protecciones de línea con comunicación</i>	184
5.6. CONCLUSIONES	185
6. METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	187
6.1. INTRODUCCIÓN	189
6.2. LOCALIZACIÓN DEL PUNTO DE FALTA.....	189
6.3. METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL.....	190
6.3.1. <i>Esquemas de secuencia y formulación</i>	190
6.3.2. <i>Resultados obtenidos</i>	193
6.3.2.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz.....	193
6.3.2.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz.....	196
6.3.3. <i>Conclusiones</i>	198
6.4. METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA.....	199
6.4.1. <i>Esquemas de secuencia y formulación</i>	199
6.4.2. <i>Resultados obtenidos</i>	200
6.4.2.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz.....	201
6.4.2.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz.....	204
6.4.3. <i>Conclusiones</i>	207
6.5. METODOLOGÍA FINAL.....	207
6.5.1. <i>Esquemas de secuencia y cálculos realizados</i>	207
6.5.2. <i>Localización kilométrica del punto de falta</i>	210
6.5.3. <i>Resultados obtenidos</i>	212
6.5.3.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz.....	212
6.5.3.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz.....	216
6.5.4. <i>Variantes metodológicas</i>	219
6.5.4.1. Variante Nº 1: Utilización de capacidades homopolares reales	220
6.5.4.2. Variante Nº 2: Utilización de otras magnitudes de entrada	221
6.5.5. <i>Conclusiones</i>	222
6.6. ESTRATEGIA DE LOCALIZACIÓN SELECCIONADA.....	223
6.7. CONCLUSIONES.....	224
7. APORTACIONES DE LA TESIS DOCTORAL Y TRABAJOS FUTUROS	227
7.1. CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS DOCTORAL	229
7.2. TRABAJOS FUTUROS	231
8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	233
ANEXO A. MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL	A.1
A1. INTRODUCCIÓN.....	A.3
A2. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL.....	A.3
A2.1. <i>Descripción general del sistema de distribución real</i>	A.3
A2.2. <i>Obtención de las características de los elementos a modelizar</i>	A.8

A2.2.1. Transformador de potencia	A.8
A2.2.2. Líneas aéreas y subterráneas.....	A.8
A2.2.3. Puesta a tierra	A.10
A2.3. Modelización de elementos.....	A.10
A2.3.1. Transformador de potencia	A.11
A2.3.2. Cargas trifásicas.....	A.11
A2.3.3. Líneas de distribución	A.12
A2.3.4. Puesta a tierra	A.18
A2.3.5. Sistema de puesta a tierra activo	A.19
A2.3.6. Falta a tierra	A.20
A2.4. Verificación de la modelización realizada	A.20
ANEXO B. DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: RESULTADOS	B.1
B1. INTRODUCCIÓN	B.3
B2. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 25 HZ.....	B.4
<i>B2.1. Protección de línea sin comunicación.....</i>	<i>B.4</i>
B2.1.1. Medida de valores en prefalta.....	B.4
B2.1.2. Medida de la intensidad homopolar en falta (inyección 2 Apico)	B.5
B2.1.3. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 en falta (inyección 2 Apico).....	B.10
B2.1.4. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta (inyección 2 Apico)	B.20
<i>B2.2. Protección de línea con comunicación</i>	<i>B.25</i>
B3. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 325 HZ.....	B.31
<i>B3.1. Protección de línea sin comunicación.....</i>	<i>B.31</i>
B3.1.1. Medida de valores en prefalta.....	B.31
B3.1.2. Medida de la intensidad homopolar en falta (inyección 5 Apico)	B.32
B3.1.3. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 en falta (inyección 5 Apico).....	B.38
B3.1.4. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta (inyección 5 Apico)	B.48
<i>B3.2. Protección de línea con comunicación</i>	<i>B.53</i>
ANEXO C. LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: RESULTADOS.....	C.1
C1. INTRODUCCIÓN	C.3
C2. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 25 HZ.....	C.4
<i>C2.1. Metodología básica inicial y básica corregida.....</i>	<i>C.4</i>
C2.1.1. Feeder 1.....	C.4
C2.1.2. Feeder 5.....	C.5
C2.1.3. Feeder 6.....	C.7
C2.1.4. Feeder 8.....	C.8
<i>C2.2. Metodología final.....</i>	<i>C.10</i>
C2.2.1. Feeder 1.....	C.10
C2.2.2. Feeder 5.....	C.11
C2.2.3. Feeder 6.....	C.13
C2.2.4. Feeder 8.....	C.14
<i>C2.3. Variantes Metodológicas N° 1 y N° 2.....</i>	<i>C.16</i>
C2.3.1. Feeder 1.....	C.16
C2.3.2. Feeder 5.....	C.17
C2.3.3. Feeder 6.....	C.19
C2.3.4. Feeder 8.....	C.20
C3. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 325 HZ.....	C.22
<i>C3.1. Metodología básica inicial y básica corregida.....</i>	<i>C.22</i>
C3.1.1. Feeder 1.....	C.22
C3.1.2. Feeder 5.....	C.23
C3.1.3. Feeder 6.....	C.25
C3.1.4. Feeder 8.....	C.26

<i>C3.2. Metodología final</i>	C.28
C3.2.1. Feeder 1.....	C.28
C3.2.2. Feeder 5.....	C.29
C3.2.3. Feeder 6.....	C.31
C3.2.4. Feeder 8.....	C.32

ÍNDICE FIGURAS

2. MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA Y SU INFLUENCIA EN LAS FALTAS.....	11
FIGURA 2.1. FALTA DE ALTA IMPEDANCIA	14
FIGURA 2.2. PORCENTAJES DE FALLO POR ARBOLES EN LA NIAGARA MOHAWK POWER CORPORATION [8]	16
FIGURA 2.3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN TÍPICO CON UN CIRCUITO RADIAL [22]	22
FIGURA 2.4. SISTEMA RÍGIDO A TIERRA CON UNA ÚNICA PUESTA A TIERRA [22].....	26
FIGURA 2.5. TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO PARA UN TRANSFORMADOR DE SUBESTACIÓN [22]	27
FIGURA 2.6. SISTEMA AISLADO [22].....	28
FIGURA 2.7. FALTA A TIERRA EN SISTEMA AISLADO [22]	28
FIGURA 2.8. TENSIONES Y CORRIENTES DE FALTA A TIERRA EN SISTEMA AISLADO [22].....	29
FIGURA 2.9. SISTEMA PUESTO A TIERRA MEDIANTE IMPEDANCIA [22]	31
FIGURA 2.10. SISTEMA PUESTO A TIERRA MEDIANTE RESISTENCIA [21]	32
FIGURA 2.11. FALTA MONOFÁSICA SOBRE UN SISTEMA PUESTO A TIERRA MEDIANTE BAJA REACTANCIA [21].....	35
FIGURA 2.12. FALTA MONOFÁSICA SOBRE UN SISTEMA PUESTO A TIERRA DE FORMA RESONANTE [21]	36
FIGURA 2.13. DIAGRAMA VECTORIAL DE UN SISTEMA RESONANTE [21].....	37
FIGURA 2.14. ESQUEMA BÁSICO DE PUESTA A TIERRA ACTIVA	39
FIGURA 2.15. EXTINCIÓN DE FALTA TRANSITORIA EN LA FASE 1 [33]	39
FIGURA 2.16. REDUCCIÓN DE LA TENSIÓN DE LA FASE 1 A LA MITAD	40
FIGURA 2.17. VERIFICACIÓN DE AISLAMIENTO EN FASE 1	40
FIGURA 2.18. ESQUEMA DEL SISTEMA ACTIVO DE PUESTA A TIERRA [2]	41
FIGURA 2.19. RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE EXTINCIÓN DE FALTA [3]	44
FIGURA 2.20. TÉCNICAS DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS POR PARTE DE LAS COMPAÑÍAS ELÉCTRICAS [40].....	46
3. ESTADO DEL ARTE EN LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS, EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	49
FIGURA 3.1. DETECCIÓN POR BREVE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO [56]	56
FIGURA 3.2. RED DE DISTRIBUCIÓN EN VACÍO [44]	58
FIGURA 3.3. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DESIR, DETECCIÓN ESTÁTICA (VECTOR DE REFERENCIA SIN MEJORAR) [60]....	62
FIGURA 3.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DESIR, DETECCIÓN ESTÁTICA (VECTOR DE REFERENCIA MEJORADO) [1]	63
FIGURA 3.5. SUPERPOSICIÓN DE TENSIONES EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	67
FIGURA 3.6. DIAGRAMA DE BLOQUES SIMPLIFICADO DE UN SISTEMA EXPERTO [4]	76
FIGURA 3.7. ARQUITECTURA DE TRES CAPAS, DE UNA ANN, CON PROPAGACIÓN HACIA ADELANTE (FEEDFORWARD) [4]	77
FIGURA 3.8. ESQUEMA DE UN SISTEMA DE LÓGICA DIFUSA [128]	80
FIGURA 3.9. DIAGRAMA DE FLUJOS DE UN GA BÁSICO [4]	82
FIGURA 3.10. PORCENTAJE DE PUBLICACIONES SOBRE LA LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	83
FIGURA 3.11. DISTRIBUCIÓN PORCENTUAL DE PUBLICACIONES DE SISTEMAS DE LOCALIZACIÓN DE FALTA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN (HASTA 2005) [48]	84
FIGURA 3.12. CLASIFICACIÓN GENERAL DE TÉCNICAS DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN [48]	85
FIGURA 3.13. TÉCNICAS DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS ACTUALMENTE UTILIZADAS [145]	86
FIGURA 3.14. MODELO GENERALIZADO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN [5]	87
FIGURA 3.15. ESQUEMA UNIFILAR DE UNA FALTA [156].....	89
FIGURA 3.16. MODELO SIMPLIFICADO DEL SISTEMA EN FALTA [166]	91
FIGURA 3.17. MODELO DE COMPONENTES SUPERPUESAS [166]	92
FIGURA 3.18. MODELO DE SISTEMA RADIAL [146].....	93
FIGURA 3.19. ESQUEMA UNIFILAR DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CON UNA FALTA EN F [160]	93
FIGURA 3.20. ESQUEMA UNIFILAR DE UNA RED DE DISTRIBUCIÓN RAMIFICADA EN SITUACIÓN DE FALTA [175]	94
FIGURA 3.21. TENSIONES Y CORRIENTES EN EL PUNTO DE FALTA Y EN EL EXTREMO REMOTO DURANTE LA FALTA [161]	95

FIGURA 3.22. DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SECCIÓN EN FALTA CON CARGAS CONCENTRADAS AL FINAL DE LÍNEA [162]	96
FIGURA 3.23. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS CAMBIOS INDUCIDOS POR LA FALTA [162].....	97
FIGURA 3.24. DIAGRAMA DE BLOQUES BÁSICO DEL ALGORITMO DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS[163, 179]	98
FIGURA 3.25. DIAGRAMA EQUIVALENTE DE SECUENCIA DIRECTA DEL CONDUCTOR EN FALTA [179]	99
FIGURA 3.26. DIAGRAMA DE BLOQUES BÁSICO DEL ALGORITMO [180].....	100
FIGURA 3.27. ESQUEMA EQUIVALENTE DEL BUCLE DE FALTA. DESDE LA SUBESTACIÓN HASTA EL PUNTO DE FALTA (A) Y MÁS ALLÁ DEL PUNTO DE FALTA(B). [178].....	101
FIGURA 3.28. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DESEQUILIBRADO [172]	102
FIGURA 3.29. FALTA MONOFÁSICA A TIERRA EN UN SISTEMA TRIFÁSICO GENERAL [172]	102
FIGURA 3.30. SISTEMA CON FALTA BIFÁSICA [173].....	103
FIGURA 3.31. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE 25 kV DE SASKPOWER, CANADÁ[140].....	105
FIGURA 3.32. ESTIMACIÓN DE LA DISTANCIA A LA FALTA (FALTA BIFÁSICA A TIERRA CON 0,5 Ω) [5].....	105
FIGURA 3.33. ESQUEMA BÁSICO DEL LOCALIZADOR [182].....	108
FIGURA 3.34. TÉCNICA DE LOCALIZACIÓN MEDIANTE EL DIAGRAMA DE LATTICE [188]	108
FIGURA 3.35. FORMA DE ONDA EN CORRIENTE PARA LA FASE EN FALTA EN UNA FALTA CERCANA [194].....	109
FIGURA 3.36. DISPOSICIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN PARA EL REGISTRO DE FALTAS [196].....	110
FIGURA 3.37. RESULTADO DEL ANÁLISIS CWT SOBRE EL TRANSITORIO DE TENSIÓN DE UNA FALTA [185].....	110
FIGURA 3.38. COMPARACIÓN ENTRE RESULTADOS DEL ANÁLISIS CWT CON LAS DOS WAVELET MADRE [200].....	111
4. ASPECTOS GENERALES Y ACTUACIONES PREVIAS EN LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	121
FIGURA 4.1. ESQUEMA GENERAL BÁSICO DE LA NUEVA METODOLOGÍA.....	125
FIGURA 4.2. VARIACIÓN DE LA SOBRETENSIÓN FASE-TIERRA EN FUNCIÓN DE LA CORRIENTE INYECTADA (25 Hz).....	132
FIGURA 4.3. VARIACIÓN DE LA SOBRETENSIÓN FASE-TIERRA EN FUNCIÓN DEL ÁNGULO DE INYECCIÓN (2 APICO Y 25 Hz)....	132
FIGURA 4.4. VARIACIÓN DE LA SOBRETENSIÓN FASE-TIERRA EN FUNCIÓN DE LA CORRIENTE INYECTADA (325 Hz).....	133
FIGURA 4.5. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL CON PUESTA A TIERRA ACTIVA MODELIZADO EN MATLAB	133
FIGURA 4.6. MODELO DE SIMULACIÓN CON EL FEEDER 1 EN FALTA.....	137
FIGURA 4.7. SUBSISTEMA DEL FEEDER 1 CON MODELIZACIÓN DE FALTA EN EL PUNTO A.....	137
5. METODOLOGÍA DE DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	139
FIGURA 5.1. ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN OBJETO DE MODELIZACIÓN	143
FIGURA 5.2. DETECCIÓN DEL FEEDER EN FALTA EN FUNCIÓN DEL ÁNGULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR	145
FIGURA 5.3. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1 - VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR (25 Hz).....	147
FIGURA 5.4. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1 - VARIACIÓN DEL ÁNGULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR (325 Hz)....	148
FIGURA 5.5. VARIACIÓN DE K_{X0} EN EL FEEDER SIN FALTA (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	151
FIGURA 5.6. VARIACIÓN DE K_{X0} EN EL FEEDER EN FALTA (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	151
FIGURA 5.7. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DE K_{X0} (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	152
FIGURA 5.8. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DE K_{X0} EN EL FEEDER EN FALTA, CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (25 Hz)	152
FIGURA 5.9. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DE K_{X0} EN LOS FEEDERS SIN FALTA, CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (25 Hz)	153
FIGURA 5.10. VARIACIÓN DE K_{X0} EN EL FEEDER EN FALTA (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	154
FIGURA 5.11. VARIACIÓN DE K_{X0} EN EL FEEDER EN FALTA (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	155
FIGURA 5.12. VARIACIÓN DE K_{X0} EN EL FEEDER SIN FALTA (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz).....	155
FIGURA 5.13. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DE K_{X0} (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	156
FIGURA 5.14. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DE K_{X0} EN LOS FEEDERS SIN FALTA, CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (325 Hz)	156
FIGURA 5.15. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5 - VARIACIÓN DE X_0 (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	158
FIGURA 5.16. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DE X_0 (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	159
FIGURA 5.17. VARIACIÓN DE K_{X0R0} EN EL FEEDER EN FALTA (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz).....	162
FIGURA 5.18. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 – VARIACIÓN DE K_{X0R0} (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz).....	163

FIGURA 5.19. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 – VARIACIÓN DE $K_{X_{ORO}}$ (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	163
FIGURA 5.20. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 – VARIACIÓN DE $K_{X_{ORO}}$ EN EL FEEDER EN FALTA, CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (25 Hz)	164
FIGURA 5.21. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 – VARIACIÓN DE $K_{X_{ORO}}$ EN UN FEEDER SIN FALTA, CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (25 Hz)	164
FIGURA 5.22. VARIACIÓN DE $K_{X_{ORO}}$ EN EL FEEDER EN FALTA (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	166
FIGURA 5.23. VARIACIÓN DE $K_{X_{ORO}}$ EN EL FEEDER SIN FALTA (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	166
FIGURA 5.24. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 - VARIACIÓN DE $K_{X_{ORO}}$ (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz).....	167
FIGURA 5.25. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 - VARIACIÓN DE $K_{X_{ORO}}$ EN EL FEEDER EN FALTA, CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (325 Hz)	168
FIGURA 5.26. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 - VARIACIÓN DE $K_{X_{ORO}}$ EN LOS FEEDERS SIN FALTA CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (325 Hz)	168
FIGURA 5.27. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5 - VARIACIÓN DE LA X_0/R_0 (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz).....	169
FIGURA 5.28. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5 - VARIACIÓN DE R_0 EN EL FEEDER 6 CON LA INYECCIÓN (25 Hz).....	170
FIGURA 5.29. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5 - VARIACIÓN DE LA X_0/R_0 (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz).....	171
FIGURA 5.30. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5 - VARIACIÓN DE R_0 EN EL FEEDER 6, CON LA INYECCIÓN (325 Hz).....	171
FIGURA 5.31. VARIACIÓN DE K_{MSF} (%) RESPECTO A LA RESISTENCIA DE FALTA.....	174
FIGURA 5.32. VARIACIÓN DE K_{MF} (%) RESPECTO A LA RESISTENCIA DE FALTA	175
FIGURA 5.33. VARIACIÓN DE K_{ASF} (°) RESPECTO A LA RESISTENCIA DE FALTA.....	179
FIGURA 5.34. VARIACIÓN DE K_{AF} (°) RESPECTO A LA RESISTENCIA DE FALTA	180
FIGURA 5.35. VARIACIÓN DE K_{AF} (°) RESPECTO A LA RESISTENCIA DE FALTA	181
6. METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	187
FIGURA 6.1. REDES DE SECUENCIA (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL)	191
FIGURA 6.2. CONEXIÓN DE REDES DE SECUENCIA (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL)	192
FIGURA 6.3. VARIACIÓN DEL ERROR DE L RESULTANTE CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz).....	194
FIGURA 6.4. VARIACIÓN DE LA L CALCULADA CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz).....	194
FIGURA 6.5. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DEL ERROR CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL, 25 Hz).....	195
FIGURA 6.6. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DEL ERROR CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL, 25 Hz)	196
FIGURA 6.7. VARIACIÓN DEL ERROR DE L RESULTANTE CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL - INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz).....	196
FIGURA 6.8. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DEL ERROR CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL, 325 Hz).....	197
FIGURA 6.9. VARIACIÓN DE LA L CALCULADA CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL - INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz).....	198
FIGURA 6.10. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DEL ERROR CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL, 325 Hz)	198
FIGURA 6.11. REDES DE SECUENCIA (METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA).....	199
FIGURA 6.12. CONEXIÓN DE REDES DE SECUENCIA (METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA).....	200
FIGURA 6.13. VARIACIÓN DEL ERROR DE L RESULTANTE CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz).....	202
FIGURA 6.14. VARIACIÓN DE LA L CALCULADA CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz).....	202
FIGURA 6.15. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – COMPARATIVA DE METODOLOGÍAS A BAJAS R_F (25 Hz)	203
FIGURA 6.16. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – COMPARATIVA DE METODOLOGÍAS (25 Hz)	203

FIGURA 6.17. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DEL ERROR DE L CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (METODOLOGÍA B. CORREGIDA, 25 Hz)	204
FIGURA 6.18. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – COMPARATIVA (METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA)	204
FIGURA 6.19. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – COMPARATIVA (METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA)	205
FIGURA 6.20. VARIACIÓN DE LA L CALCULADA CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA - INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	206
FIGURA 6.21. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – COMPARATIVA DE METODOLOGÍAS (325 Hz)	206
FIGURA 6.22. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DEL ERROR DE L CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA, 325 Hz)	207
FIGURA 6.23. REDES DE SECUENCIA (METODOLOGÍA FINAL)	208
FIGURA 6.24. CONEXIÓN DE REDES DE SECUENCIA (METODOLOGÍA FINAL)	208
FIGURA 6.25. MALLADO EJEMPLO DE LA RED	211
FIGURA 6.26. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – COMPARATIVA DE METODOLOGÍAS (25 Hz)	213
FIGURA 6.27. VARIACIÓN DEL ERROR RESULTANTE DE L CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA FINAL - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	213
FIGURA 6.28. VARIACIÓN DEL ERROR RESULTANTE DE L CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN – FALTAS DE 100 Ω EN FEEDER 1 (METODOLOGÍA FINAL, 25 Hz)	214
FIGURA 6.29. VARIACIÓN DEL ERROR RESULTANTE DE L CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN – FALTAS DE 1000 Ω EN FEEDER 1 (METODOLOGÍA FINAL, 25 Hz)	215
FIGURA 6.30. VARIACIÓN DE LA L CALCULADA CON LA RESISTENCIA DE FALTA (METODOLOGÍA FINAL - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	215
FIGURA 6.31. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DEL ERROR DE L CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (METODOLOGÍA FINAL, 25 Hz)	216
FIGURA 6.32. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – COMPARATIVA (METODOLOGÍA FINAL)	217
FIGURA 6.33. FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1 – COMPARATIVA (METODOLOGÍA FINAL)	217
FIGURA 6.34. FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8 – COMPARATIVA (METODOLOGÍA FINAL)	218
FIGURA 6.35. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 – COMPARATIVA (METODOLOGÍA FINAL)	218
FIGURA 6.36. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – COMPARATIVA (METODOLOGÍA FINAL)	219
FIGURA 6.37. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 - VARIACIÓN DEL ERROR DE L CON LA MAGNITUD DE LA INYECCIÓN (METODOLOGÍA FINAL, 325 Hz)	219
FIGURA 6.38. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – VARIACIÓN DE LA L CALCULADA SEGÚN LA OBTENCIÓN DE LA CAPACIDAD HOMOPOLAR (25 Hz)	220
FIGURA 6.39. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 – VARIACIÓN DE LA L CALCULADA SEGÚN LOS DATOS DE ENTRADA (METODOLOGÍA FINAL, 25 Hz)	222
ANEXO A. MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL	A.1
FIGURA A.1. ESQUEMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (STR)	A.4
FIGURA A.2. ESQUEMA SIMPLIFICADO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN OBJETO DE MODELIZACIÓN	A.4
FIGURA A.3. ESQUEMA UNIFILAR DEL FEEDER 1	A.5
FIGURA A.4. ESQUEMA UNIFILAR DEL FEEDER 5	A.5
FIGURA A.5. ESQUEMA UNIFILAR DEL FEEDER 6	A.6
FIGURA A.6. ESQUEMA UNIFILAR DEL FEEDER 8	A.6
FIGURA A.7. PUESTA A TIERRA	A.10
FIGURA A.8. UTILIZACIÓN DE “POWERLINE_PARAM” (MATLAB) PARA LA MODELIZACIÓN DE LÍNEAS AÉREAS	A.13
FIGURA A.9. UTILIZACIÓN DE “LCC” (ATP/EMTP) PARA LA MODELIZACIÓN DE LÍNEAS SUBTERRÁNEAS	A.14
FIGURA A.10. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA LA MODELIZACIÓN DEL FEEDER 1	A.15
FIGURA A.11. MODELIZACIÓN MATLAB/SIMULINK DEL FEEDER 1	A.15
FIGURA A.12. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA LA MODELIZACIÓN DEL FEEDER 5	A.16
FIGURA A.13. MODELIZACIÓN MATLAB/SIMULINK DEL FEEDER 5	A.16
FIGURA A.14. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA LA MODELIZACIÓN DEL FEEDER 6	A.17

FIGURA A.15. MODELIZACIÓN MATLAB/SIMULINK DEL FEEDER 6	A.17
FIGURA A.16. ESQUEMA SIMPLIFICADO PARA LA MODELIZACIÓN DEL FEEDER 8	A.18
FIGURA A.17. MODELIZACIÓN MATLAB/SIMULINK DEL FEEDER 8	A.18
FIGURA A.18. MODELIZACIÓN DE LA PUESTA A TIERRA DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN	A.19
FIGURA A.19. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA ACTIVO.....	A.19
FIGURA A.20. CARGA NO REAL INCLUIDA EN EL FLUJO DE CARGAS.....	A.21
FIGURA A.21. TRAMO DEL FEEDER 8 ALIMENTADO DESDE OTRA SUBESTACIÓN.....	A.21

ÍNDICE TABLAS

2. MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA Y SU INFLUENCIA EN LAS FALTAS.....	11
TABLA 2.1. FALTAS PERMANENTES (%/100 KM) EN LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE LA RED FINLANDESA [11]	17
TABLA 2.2. UTILIZACIÓN DE LOS DISTINTOS RÉGIMENES DE NEUTRO EN EL MUNDO [1, 20].....	20
TABLA 2.3. TENSIONES Y CORRIENTES DE SISTEMA DURANTE UNA FALTA MONOFÁSICA A TIERRA, PARA DIFERENTES TIPOS DE PUESTAS A TIERRA [22]	23
TABLA 2.4. CARACTERÍSTICAS DE PUESTA A TIERRA [16]	23
TABLA 2.5. COMPORTAMIENTO DE DIFERENTES PUESTAS A TIERRA [3]	45
3. ESTADO DEL ARTE EN LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS, EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	49
TABLA 3.1. COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE IA EN AUTOMATIZACIÓN DE SISTEMAS DE POTENCIA [4].....	76
TABLA 3.2. COMPARACIÓN DE MÉTODOS BASADOS EN LA MEDIDA A FRECUENCIA FUNDAMENTAL [5].....	104
TABLA 3.3. RESULTADOS COMPARATIVOS DEL ENSAYO (FALTA MONOFÁSICA CON RESISTENCIA DE FALTA DE 5 Ω) [140]....	105
4. ASPECTOS GENERALES Y ACTUACIONES PREVIAS EN LA METODOLOGÍA PROPUESTA	121
TABLA 4.1. FRECUENCIAS DE INYECCIÓN RESPECTO A LA FRECUENCIA FUNDAMENTAL (50 Hz)	130
TABLA 4.2. DISTANCIAS E INDUCTANCIAS HASTA EL PUNTO DE FALTA EN EL FEEDER 1	134
TABLA 4.3. DISTANCIAS E INDUCTANCIAS HASTA EL PUNTO DE FALTA EN EL FEEDER 5	134
TABLA 4.4. DISTANCIAS E INDUCTANCIAS HASTA EL PUNTO DE FALTA EN EL FEEDER 6	135
TABLA 4.5. DISTANCIAS E INDUCTANCIAS HASTA EL PUNTO DE FALTA EN EL FEEDER 8	135
TABLA 4.6. VALORES DE LA MAGNITUD DE RESISTENCIA DE FALTA	135
TABLA 4.7. FRECUENCIAS DE INYECCIÓN ANALIZADAS.....	135
TABLA 4.8. INTENSIDADES DE INYECCIÓN ANALIZADAS.....	136
TABLA 4.9. CAPACIDADES HOMOPOLARES A TIERRA REALES.....	136
5. METODOLOGÍA DE DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	139
TABLA 5.1. MEDIDA DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR EN PREFALTA (25 Hz).....	146
TABLA 5.2. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1 (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz).....	146
TABLA 5.3. MEDIDA DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR EN PREFALTA (325 Hz)	147
TABLA 5.4. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1 (INYECCIÓN DE 5 A_{PICO} A 325 Hz)	148
TABLA 5.5. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz).....	150
TABLA 5.6. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (INYECCIÓN DE 0,05 A_{PICO} A 25 Hz).....	153
TABLA 5.7. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (INYECCIÓN DE 5 A_{PICO} A 325 Hz).....	154
TABLA 5.8. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (INYECCIÓN DE 0,05 A_{PICO} A 325 Hz).....	157
TABLA 5.9. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz).....	157
TABLA 5.10. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5 (INYECCIÓN DE 5 A_{PICO} A 325 Hz)	159
TABLA 5.11. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz).....	162
TABLA 5.12. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 (INYECCIÓN DE 0,05 A_{PICO} A 25 Hz).....	164
TABLA 5.13. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 (INYECCIÓN DE 5 A_{PICO} A 325 Hz).....	165
TABLA 5.14. FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5 (INYECCIÓN DE 0,05 A_{PICO} A 25 Hz).....	167
TABLA 5.15. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz)	169
TABLA 5.16. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (INYECCIÓN DE 5 A_{PICO} A 325 Hz).....	170
TABLA 5.17. MÓDULOS DE I_0 EN CASO DE FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6 (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz)	175
TABLA 5.18. FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1 (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz)	176
TABLA 5.19. MÓDULOS DE I_0 EN CASO DE FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1 (INYECCIÓN DE 2 A_{PICO} A 25 Hz).....	176
TABLA 5.20. FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8 (INYECCIÓN DE 5 A_{PICO} A 325 Hz).....	177
TABLA 5.21. FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1 (INYECCIÓN DE 5 A_{PICO} A 325 Hz)	177

TABLA 5.22. MÓDULOS DE I_0 EN CASO DE FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1 (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz).....	177
TABLA 5.23. FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8 (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	180
TABLA 5.24. FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1 (INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	181
TABLA 5.25. FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8 (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	182
TABLA 5.26. FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1 (INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz).....	182
6. METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	187
TABLA 6.1. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	195
TABLA 6.2. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL - INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	197
TABLA 6.3. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (METODOLOGÍA B. CORREGIDA - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	201
TABLA 6.4. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (METODOLOGÍA B. CORREGIDA - INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	205
TABLA 6.5. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (METODOLOGÍA FINAL - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz)	212
TABLA 6.6. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (METODOLOGÍA FINAL - INYECCIÓN DE 5 APICO A 325 Hz)	216
TABLA 6.7. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (METODOLOGÍA FINAL - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz, VARIANTE 1)....	221
TABLA 6.8. FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6 (METODOLOGÍA FINAL - INYECCIÓN DE 2 APICO A 25 Hz, VARIANTE 2)....	222
ANEXO A. MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL.....	A.1
TABLA A.1. LONGITUDES DE LÍNEA EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL	A.8
TABLA A.2. PROTOCOLO DE PRUEBAS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	A.8
TABLA A.3. CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES AÉREOS	A.9
TABLA A.4. CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS.....	A.9
TABLA A.5. DATOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICO	A.11
TABLA A.6. COMPONENTES DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR LA 56.....	A.13
TABLA A.7. COMPONENTES DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR D40.....	A.13
TABLA A.8. COMPONENTES DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR D56.....	A.13
TABLA A.9. COMPONENTES DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR CU 35	A.14
TABLA A.10. COMPONENTES DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR HEPRZ1 1x150 AL.....	A.14
TABLA A.11. COMPONENTES DE SECUENCIA DEL CONDUCTOR DHZ1 1x150 AL.....	A.14
TABLA A.12. DATOS DEL FLUJO DE CARGAS PROPORCIONADOS POR LA COMPAÑÍA ELÉCTRICA	A.20
TABLA A.13. DATOS DEL FLUJO DE CARGAS, OBTENIDOS DEL MODELO DEL SISTEMA.....	A.20

LISTA DE SÍMBOLOS Y NOMENCLATURA

f	Frecuencia considerada
ω	Pulsación del sistema ($2\pi f$)
\underline{V}_{Cabec}^0	Tensión de secuencia homopolar en cabecera de la red de distribución (subestación)
\underline{V}_{Cabec}^1	Tensión de secuencia directa en cabecera de la red de distribución (subestación)
\underline{V}_{Cabec}^2	Tensión de secuencia inversa en cabecera de la red de distribución (subestación)
\underline{I}_{Cabec}^0	Intensidad de secuencia homopolar en cabecera de la red de distribución (subestación)
\underline{I}_{Cabec}^1	Intensidad de secuencia directa en cabecera de la red de distribución (subestación)
\underline{I}_{Cabec}^2	Intensidad de secuencia inversa en cabecera de la red de distribución (subestación)
\underline{Z}_{Total}^0	Impedancia total homopolar de toda la red de distribución
R_{Total}^0	Resistencia total homopolar de toda la red de distribución (tomada como parte real de la impedancia total homopolar)
X_{Total}^0	Reactancia total homopolar de toda la red de distribución (tomada como parte imaginaria de la impedancia total homopolar)
C_{Total}^0	Capacidad homopolar total de la red de distribución
$\underline{I}_{Feeder_i}^0$	Intensidad homopolar del feeder i
$\underline{Z}_{Feeder_i}^0$	Impedancia homopolar del feeder i
$R_{Feeder_i}^0$	Resistencia homopolar del feeder i (tomada como parte real de la impedancia homopolar del feeder i)
$X_{Feeder_i}^0$	Reactancia homopolar del feeder i (tomada como parte imaginaria de la impedancia homopolar del feeder i)
$C_{Feeder_i}^0$	Capacidad homopolar del feeder i
$\underline{I}_{Feeder_i}^{0prefalta}$	Intensidad homopolar del feeder i en situación de prefalta
$\underline{I}_{Feeder_i}^{0falta}$	Intensidad homopolar del feeder i en situación de falta
$X_{Feeder_i}^{0prefalta}$	Reactancia homopolar del feeder i (tomada como parte imaginaria de la impedancia homopolar del feeder i), en situación de prefalta
$X_{Feeder_i}^{0falta}$	Reactancia homopolar del feeder i (tomada como parte imaginaria de la impedancia homopolar del feeder i), en situación de falta
X_{Feeder}^{0falta}	Reactancia homopolar del feeder en falta (tomada como parte imaginaria de la impedancia homopolar de dicho feeder), en situación de falta
K_{X0_i}	Índice de variación porcentual de la reactancia homopolar (X_0), aplicable a cada feeder
K_{X0_Feeder}	Índice de variación porcentual de la reactancia homopolar (X_0), aplicable al feeder en falta
$R_{Feeder_i}^{0prefalta}$	Resistencia homopolar del feeder i (tomada como parte real de la impedancia homopolar del feeder i), en situación de prefalta
$R_{Feeder_i}^{0falta}$	Resistencia homopolar del feeder i (tomada como parte real de la impedancia homopolar del feeder i), en situación de falta
R_{Feeder}^{0falta}	Resistencia homopolar del feeder en falta (tomada como parte real de la impedancia homopolar de dicho feeder), en situación de falta
K_{X0R0_i}	Índice de variación porcentual de X_0/R_0 , aplicable a cada feeder
K_{X0R0_Feeder}	Índice de variación porcentual de X_0/R_0 , aplicable al feeder en falta
$\underline{I}_{sinfalta_i}^0$	En caso de falta en uno de los feeders, intensidad homopolar del feeder sin falta i (también con subíndice j)

$ I_{\text{sinfalta}_i}^0 _{\text{Máx}}$	En caso de falta en uno de los feeders, máximo valor absoluto entre los módulos de los feeders sin falta (con subíndice i ó j)
$ I_{\text{sinfalta}_j}^0 _{\text{Min}}$	En caso de falta en uno de los feeders, mínimo valor absoluto entre los módulos de los feeders sin falta (con subíndice i ó j)
K_{MSF}	En caso de falta en uno de los feeders, valor porcentual de la máxima diferencia en módulo entre los feeder sin falta
I_{Feeder}^0	En caso de falta en uno de los feeders, intensidad homopolar del feeder en falta
K_{mF}	En caso de falta en uno de los feeders, mínima diferencia en módulo entre el feeder en falta y feeders sin falta
$\underline{Z}_{\text{Trafo}}^0$	Impedancia de secuencia homopolar del transformador de potencia
$\underline{Z}_{\text{Trafo}}^1$	Impedancia de secuencia directa del transformador de potencia
$\underline{Z}_{\text{Trafo}}^2$	Impedancia de secuencia inversa del transformador de potencia
$\underline{Z}_{\text{Red}}^1$	Impedancia de secuencia directa de la red de alimentación
$\underline{Z}_{\text{Red}}^2$	Impedancia de secuencia inversa de la red de alimentación
\underline{Z}_{LN}^0	Impedancia de secuencia homopolar de la reactancia de puesta a tierra
L_N	Reactancia de puesta a tierra
\underline{Z}_{PAT}^0	Impedancia de secuencia homopolar de la puesta a tierra efectiva (electrodo o malla de puesta a tierra)
R_{PAT}	Resistencia de puesta a tierra efectiva (electrodo o malla de puesta a tierra)
C_{Resto}^0	Capacidad homopolar total de los feeders que no están en falta
C_{Feeder}^0	Capacidad homopolar del feeder que está en falta
$\underline{V}_{\text{Iny}}^0$	Tensión de secuencia homopolar en la puesta a tierra del neutro debida al sistema de puesta a tierra activo
$\underline{Z}_{\text{Línea}}^0$	Impedancia de secuencia homopolar de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
$\underline{Z}_{\text{Línea}}^1$	Impedancia de secuencia directa de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
$\underline{Z}_{\text{Línea}}^2$	Impedancia de secuencia inversa de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
R_F	Resistencia de falta
$\underline{V}_{\text{Cabec}}^{\text{fase } f}$	Tensión fase-tierra de la fase en falta en cabecera de la red de distribución (subestación)
$R_{\text{Línea}}^0$	Resistencia de secuencia homopolar de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
$R_{\text{Línea}}^1$	Resistencia de secuencia directa de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
$R_{\text{Línea}}^2$	Resistencia de secuencia inversa de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
$X_{\text{Línea}}^0$	Reactancia de secuencia homopolar de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
$X_{\text{Línea}}^1$	Reactancia de secuencia directa de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
$X_{\text{Línea}}^2$	Reactancia de secuencia inversa de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
$L_{\text{Línea}}^0$	Inductancia de secuencia homopolar de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta

L_{Linea}^1	Inductancia de secuencia directa de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
L_{Linea}^2	Inductancia de secuencia inversa de los conductores desde cabecera de la red de distribución (subestación) hasta el punto de falta
I_{Corr}^0	Intensidad de secuencia homopolar corregida
I_{Corr}^1	Intensidad de secuencia directa corregida
I_{Corr}^2	Intensidad de secuencia inversa corregida
$\sum L_{Tramo\ i}$	Inductancia serie real (como suma de la componente directa, inversa y homopolar) de los conductores correspondiente al tramo i
$L_{Tramo\ i}^0$	Inductancia de secuencia homopolar de los conductores correspondiente al tramo i
$L_{Tramo\ i}^1$	Inductancia de secuencia directa de los conductores correspondiente al tramo i
$L_{Tramo\ i}^2$	Inductancia de secuencia inversa de los conductores correspondiente al tramo i
$L_{Diferencia}$	Inductancia diferencia, calculada como la diferencia entre la inductancia real y la calculada

INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES	3
1.2. PUESTA A TIERRA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	5
1.3. DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS	7
1.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS DOCTORAL.....	8

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES

Es un hecho contrastado que uno de los índices que mide el nivel de desarrollo de un país es la energía que éste consume [1]. Así, el auge tecnológico que en las últimas décadas han experimentado los países más industrializados del mundo ha supuesto una creciente demanda de la energía eléctrica, que ha afectado a todos los sectores involucrados en las diferentes etapas del sistema eléctrico de potencia.

La energía eléctrica se obtiene por diferentes medios de producción a través de varias transformaciones (energía potencial o calorífica en mecánica y ésta en eléctrica, etc.) lo que da lugar a diferentes tipos de plantas productoras de energía eléctrica, tales como las centrales hidroeléctricas, térmicas, nucleares, eólicas, etc.

Teniendo en cuenta, por un lado, las dispares ubicaciones de las materias primas o recursos naturales necesarios para la producción de la energía eléctrica, que aconsejan u obligan a situar las plantas generadoras junto a sus respectivas fuentes de energía y, por otro lado, atendiendo a consideraciones de seguridad y presión social que sitúan a las centrales alejadas de los núcleos urbanos, se observa que criterios técnico-económicos y sociales imponen la dispersión de las centrales productoras de energía eléctrica. Además, al poderse almacenar solo en forma muy restringida, la energía eléctrica debe producirse al mismo tiempo que se consume, lo que conduce a que la curva de carga diaria debe ser cubierta por las instalaciones disponibles en el parque nacional de generación y, en su caso, por intercambios acordados con otros países.

Todos los factores anteriormente expuestos ponen de manifiesto la necesidad de que exista una red de interconexión entre las plantas generadoras de energía eléctrica y los centros de consumo, de manera que cualquier fluctuación en la demanda de la energía se vea rápidamente compensada por una mayor o menor producción en las plantas generadoras. Esta conexión entre los centros de producción y consumo se efectúa, en un primer nivel, a través de la red de transporte de energía eléctrica de alta tensión para posteriormente, en un segundo nivel de inferior tensión, distribuir la energía a los centros de consumo a través de la red de distribución.

Las pérdidas de energía en este camino deben ser mínimas, por lo que se presenta a la corriente un camino sencillo de recorrer (los conductores), rodeado de un medio con el mayor aislamiento posible para evitar fugas de corriente. En otras palabras, se confina la corriente eléctrica dentro de los equipos o sistemas destinados a su transporte y distribución, evitando que se salga de este camino prefijado que constituyen las redes de transporte y distribución. Este confinamiento de la corriente se consigue principalmente de dos maneras:

- Mediante la separación de los conductores desnudos de modo que el aire existente entre ellos presenta una elevada resistencia al paso de corriente, limitando las fugas a valores muy reducidos.
- Proporcionando al conductor una envoltura aislante, de alta resistencia y capacidad dieléctrica.

En ambos casos, un mayor aislamiento proporcionará una mayor garantía en el suministro al reducirse la probabilidad de que la corriente eléctrica encuentre un camino más sencillo que la circulación a través de los conductores, si bien exigirá un mayor coste de instalación.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que dentro de los procesos de diseño, mantenimiento, operación y del resto de labores destinadas al desarrollo o ampliación de los sistemas de transporte y distribución eléctrica, la seguridad pública y la calidad en el servicio constituyen dos de los aspectos que absorben un mayor esfuerzo en el trabajo de los responsables que operan en el sector eléctrico. El importante desarrollo que las diferentes aplicaciones de la electricidad han alcanzado en prácticamente todos los campos y sectores productivos, unido a la extraordinaria evolución técnica acaecida en los últimos años, ha motivado que la importancia de la calidad en el suministro de energía eléctrica haya crecido considerablemente, en la misma medida que se ha incrementado su nivel de exigencia.

Por tanto, la energía eléctrica suministrada a los clientes o usuarios finales ha de ser entregada a éstos en las mejores condiciones posibles, las cuales deben ser establecidas atendiendo a un satisfactorio compromiso entre la adecuada calidad de servicio y los necesarios límites de seguridad exigibles hoy día. Todo ello dentro del escenario que los nuevos marcos legislativos han establecido en todas y cada una de las áreas de negocio que conforman el sector eléctrico. Asimismo, resulta necesaria la búsqueda de un equilibrio entre las mejoras técnicas imprescindibles para asegurar estos aspectos y el mantenimiento de los costes económicos de implementación y explotación dentro de unos parámetros satisfactorios tanto para los suministradores como para los propios usuarios.

La seguridad constituye un factor clave y en constante evolución, la cual pretende garantizar el cumplimiento de los más estrictos criterios y límites que en la actualidad son establecidos para garantizar el suministro eléctrico a los usuarios finales (siendo de aplicación en los sistemas de generación, transporte y distribución). Entendiéndose como tales, aquellos destinados a salvaguardar, en primer lugar, la integridad de las personas y, en segundo, tanto el correcto funcionamiento y estado de los propios equipos e instalaciones como el respeto al medio ambiente.

Así, hay que tener en cuenta que el suministro eléctrico es intrínsecamente falible. Estadísticamente, de todos los fallos que ocurren en un sistema eléctrico de potencia, el 1% se dan en la etapa de generación, el 14 % en la etapa de transporte y el 85 % en la etapa de distribución. Así, teniendo en cuenta la distribución de los fallos, la etapa que más incidencia tiene sobre la calidad de suministro es la distribución, seguida muy de lejos por el transporte, por lo que las mayores mejoras de la calidad de suministro se obtendrán mejorando la calidad en la etapa de distribución.

De forma general, se denomina falta o cortocircuito, a la conexión accidental a través de una impedancia relativamente baja, de dos o más puntos del sistema que en una situación normal tienen tensiones diferentes. En general, las faltas eléctricas se producen al fallar el aislamiento por diversas causas: pérdida de las propiedades aislantes del medio (envejecimiento, contaminación, etc.), sobretensiones (tanto de origen externo como interno) o efectos mecánicos diversos (roturas, deformaciones, desplazamientos, etc.).

Las faltas pueden ser monofásicas si la falta se produce entre una fase y tierra, bifásicas si la falta se produce entre dos fases, bifásicas a tierra si la falta es entre dos fases y tierra, y trifásicas si la falta afecta a las tres fases. Las faltas trifásicas se denominan también faltas simétricas, ya que al estar involucradas las tres fases, el sistema de tensiones e intensidades sigue siendo equilibrado tras la falta. Por el contrario, las faltas monofásicas y bifásicas con o sin contacto a tierra, afectan de distinta manera a las diferentes fases, por lo que dan lugar a sistemas de tensiones e intensidades desequilibrados, denominándose por este motivo faltas asimétricas.

Además, las faltas debidas a cortocircuitos producen un aumento sustancial en las corrientes hacia el punto de la falta, tal que su magnitud puede suponer varias veces el valor de la corriente normal de carga. Por lo tanto, los componentes del sistema pueden ser sometidos a grandes esfuerzos, no solamente desde el punto de vista térmico sino también mecánico.

Los efectos perjudiciales que las faltas provocan son numerosos y están asociados, fundamentalmente, a las elevadas corrientes que se establecen en el sistema como consecuencia de una situación de falta, aunque en ocasiones también pueden provocar fenómenos de sobretensiones. Los principales efectos pueden resumirse en los siguientes:

- Calentamiento de conductores por efecto Joule, lo que en función del valor y la duración de la corriente de cortocircuito puede provocar deterioros irreversibles.
- Esfuerzos electrodinámicos, con la posibilidad de roturas y desplazamientos bruscos que pueden dar lugar a nuevas faltas.
- Variaciones de tensión, con caídas en las fases involucradas en el cortocircuito y eventuales elevaciones en las otras fases.

1.2. PUESTA A TIERRA DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Uno de los aspectos más importantes para fortalecer el sistema de distribución frente a faltas monofásicas a tierra, es la existencia de una correcta sintonía entre la puesta a tierra del neutro del transformador (puesta a tierra de servicio) y los diferentes dispositivos y la metodología empleados para la protección, detección y localización de faltas eléctricas monofásicas [2].

En primer lugar, en lo que se refiere a la seguridad de las instalaciones, el tratamiento del neutro no tiene influencia sobre las tensiones y corrientes de servicio, en las redes con una estructura y carga simétricas (equilibrados). Sin embargo, en caso de faltas a tierra, el comportamiento de la red está influenciado esencialmente por el modo de tratamiento del neutro. Por ello, se deben tener en cuenta las corrientes de defecto, las sobretensiones y las tensiones de servicio a que se somete a los equipamientos y las dimensiones de la propia red. Además, las corrientes a tierra pueden influir en los sistemas vecinos (redes de comunicaciones, redes de distribución de gas y agua...) y suponer una elevación del potencial de tierra, lo que puede representar un peligro para las personas.

Así, las exigencias técnicas del tratamiento del neutro se pueden dividir en exigencias dependientes de la corriente y dependientes de la tensión.

Exigencias dependientes de la corriente son:

- Bajas corrientes.
- Pequeños efectos de los arcos eléctricos con, eventualmente, una extinción automática del arco.
- Pequeñas influencias sobre las otras redes, por ejemplo sobre las líneas férreas y las líneas de telecomunicación, redes de distribución de gas y agua.
- Bajas tensiones de paso y contacto en el punto de defecto.

Exigencias dependientes de la tensión son:

- Bajo incremento de las tensiones de servicio sobre los conductores sanos.
- Utilización de pararrayos con una tensión nominal más baja.
- Evitar los defectos consecutivos mediante un aislamiento perfecto de las fases.
- Evitar las sobretensiones posteriores al cebado y extinción del arco eléctrico y a las maniobras de conexión.
- Evitar las ferorrresonancias después de la eliminación del defecto a tierra y durante las maniobras de conexión.

Además de las exigencias anteriores, importantes desde el punto de vista de las compañías eléctricas, desde el punto de vista del usuario habría que tener en cuenta aspectos como:

- Alimentación sin interrupción, a cada consumidor.
- Compatibilidad con la alimentación a los procesos industriales.

Sin embargo, según el nivel de tensión, la estructura de la red, sus dimensiones y también su tasa de defectos, todas estas exigencias no se pueden cubrir totalmente. De igual forma, el tratamiento del neutro de los transformadores de las subestaciones de distribución tiene también gran influencia en la explotación de la red, criterios de protección de las redes y, por lo tanto, en la calidad del suministro. Dicho tratamiento del neutro es un tema sujeto a continuas investigaciones con el fin de cubrir lo mejor posible los requerimientos de los sistemas modernos. Debido a aspectos técnicos y legales, el método de puesta a tierra ha evolucionado de forma diferente en los distintos países.

Una de las opciones que está tomando relevancia actualmente es la utilización de una puesta a tierra compensada o resonante, donde una bobina Petersen permite la disminución de la circulación de corriente en las faltas monofásicas a tierra, de forma que la falta pueda llegar a extinguirse sin interrupción del suministro eléctrico, siempre que no sea permanente.

Sin embargo, este sistema constituye una solución basada en un componente pasivo, que provoca una circulación de corriente de neutro obligada en función de la impedancia que ésta presente y de la tensión que aparezca en sus bornas, como consecuencia de una falta a tierra o un desequilibrio entre las fases. Por tanto, un sistema pasivo no tiene capacidad alguna para variar la circulación de la corriente de neutro a voluntad, si no que queda impuesta por la propia red y su situación.

Con el fin de optimizar estas prestaciones, en los últimos años se ha diseñado un sistema activo de puesta a tierra que actúa sobre la circulación de corriente, controlándola en todo

momento [3]. Mediante el control de dicha corriente, es posible disponer de una corriente homopolar variable que luego puede ser empleada para realizar diferentes funciones. De esta manera, la definición de la corriente homopolar depende únicamente del sistema de puesta a tierra, a diferencia del resto de sistemas pasivos, en donde dicha corriente viene determinada por la influencia de un conjunto de factores, tales como: la red eléctrica, desequilibrios existentes, tipología de la falta, impedancia de puesta a tierra, etc. Dicha definición y elección de la corriente homopolar incluye tanto las frecuencias que pueden componer la misma, como su módulo y ángulo.

1.3. DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS

El rápido crecimiento observado en los sistemas eléctricos de potencia durante las últimas décadas ha derivado en un vasto incremento del número de líneas de transporte y distribución en operación por todo el mundo [4]. Al mismo tiempo, el mercado libre y la desregularización introducida en la gran mayoría de los países han impuesto cada vez mayores requerimientos para proporcionar un suministro de energía continuado y de buena calidad.

Hoy en día, términos como continuidad de suministro, confiabilidad y fiabilidad juegan un papel muy importante en los sistemas eléctricos. Así, como consecuencia de la imposición de dichos requerimientos restrictivos, se ha producido una demanda creciente de equipos de protección y control de alta calidad. Esto es debido a que es imposible prevenir a las líneas eléctricas completamente contra todos los tipos de fallos que en ellas puedan ocurrir. Por esta razón, es necesario que cuando ocurra un fallo se disponga de métodos eficaces que permitan detectarlo, localizarlo y restaurar las condiciones normales de funcionamiento lo más rápidamente posible.

Las líneas de transporte y distribución pueden experimentar faltas eléctricas causadas por múltiples causas: tormentas, rayos, nieve, fallos de aislamiento, aves, etc. En la mayoría de los casos, las faltas eléctricas se manifiestan en forma de daños mecánicos que deben ser reparados antes de volver a poner en servicio dicha línea. Para acometer dicha reparación, dicha falta ha de ser detectada, en primer lugar, y posteriormente localizada con una precisión aceptable.

Consecuentemente, y durante muchos años, la detección y localización de faltas ha sido de gran interés para las compañías eléctricas. Sin embargo, en el ámbito de la localización de faltas, la gran mayoría del trabajo realizado hasta la fecha ha estado centrado en localizar las faltas en redes de transporte. Esto es debido a la mayor importancia de las redes de transporte sobre el sistema eléctrico, así como al mayor tiempo necesario para revisar la líneas, especialmente comparado con las redes de distribución. Así, este problema se encuentra relativamente resuelto en los sistemas de transporte, donde debido a las características homogéneas de la línea, la medición en ambos terminales y la disponibilidad de diversos equipos, se puede localizar el tramo de falta con una precisión relativamente alta [5].

No obstante, durante las últimas décadas, la localización de faltas en redes de distribución ha empezado a recibir una mayor atención, debido al complicado entorno desregulado en el que las compañías eléctricas tienen que competir entre ellas, para incrementar la

disponibilidad del suministro eléctrico a los clientes finales. Así, se han realizado grandes esfuerzos en la investigación y desarrollo de métodos de detección y localización de faltas en redes de distribución, ya sean estas faltas permanentes o temporales. La localización de faltas permanentes permite una rápida restauración del sistema, mientras que la localización de faltas temporales permite detectar puntos débiles del sistema para poder realizar un mantenimiento preventivo. Con todo ello se busca localizar la falta sin necesidad de hacer una inspección visual de la misma, ya que esta labor realizada por una patrulla que recorra la línea que ha quedado fuera de servicio, en toda su longitud, resulta un proceso caro y laborioso, que se complica muy especialmente en líneas largas sobre terrenos accidentados.

Aun así, en estos sistemas la localización de faltas es un problema complejo y aún no completamente resuelto. La complejidad es debida a múltiples factores: la presencia de conductores no homogéneos, cargas intermedias, derivaciones laterales, desequilibrios en el sistema y la carga, etc. Además, normalmente, en estos sistemas sólo se cuenta con medidas en la subestación de transformación.

Una adecuada localización de la sección de la red de distribución en falta redundaría en una minimización de los perjuicios causados a los usuarios. La importancia de este factor es creciente, ya que existe un énfasis cada vez mayor en la calidad y fiabilidad del suministro, llegando a considerarse la localización de las faltas una de las primeras funciones que debieran integrarse en un sistema de control de una moderna subestación.

1.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS DOCTORAL

En cuanto a su estructura, la presente tesis doctoral se estructura en siete capítulos.

En el Capítulo 2 se parte de un análisis detallado de los principales factores que afectan al comportamiento de un sistema de distribución frente a una falta eléctrica. Por un lado, se estudian el origen, comportamiento y propiedades características de las faltas en los sistemas eléctricos. Por otro lado, y en relación con las faltas monofásicas a tierra objeto de esta tesis doctoral, se examina la influencia que, en caso de faltas a tierra, introducen los diferentes métodos de puesta a tierra utilizados.

A continuación, en el Capítulo 3 se realiza un análisis del estado del arte en el campo de la detección y localización de faltas en redes de distribución. Puesto que el sistema de puesta a tierra activo donde se va a aplicar la metodología objeto de esta tesis doctoral presenta un comportamiento similar a un sistema compensado o resonante (bajas intensidades de falta), se han tomado en consideración las diferentes experiencias o investigaciones existentes hasta la fecha en la detección de defectos a tierra tanto en sistemas con puesta a tierra resonante o neutro aislado, como en faltas de alta impedancia. Asimismo, dentro de este capítulo se presenta también una visión de las técnicas y métodos propuestos para la localización de faltas en los sistemas de distribución, en sus tres vertientes principales: basadas en medidas a frecuencia fundamental, en medidas a altas frecuencias y en inteligencia artificial.

De este modo, a la hora de definir la nueva metodología se han tenido en cuenta las diferentes investigaciones y experiencias previas, de donde se han rescatado aquellos

aspectos, enfoques y técnicas que se han considerado convenientes para ofrecer unos mejores resultados al ser aplicados con el nuevo método propuesto.

En el Capítulo 4, se realiza una descripción introductoria de las principales características de la metodología objeto de la presente tesis doctoral. Esta introducción ofrece un esquema general de funcionamiento y establece las medidas previas a la falta, necesarias para poder llevar a cabo una adecuada detección de la línea (en adelante, feeder) en falta y, posteriormente, una adecuada localización de la misma. Además, se determinan las magnitudes de frecuencia e intensidad de inyección necesarias para aplicar dicha metodología. El capítulo finaliza describiendo las condiciones de falta analizadas en las múltiples simulaciones realizadas.

De esta manera, en el Capítulo 5 se procede a analizar las diferentes técnicas propuestas para realizar la detección del feeder en falta, pudiendo algunas de las cuales incluso servir para confirmar el establecimiento de dicha falta monofásica. Cada una de las citadas técnicas ha sido analizada para las dos frecuencias de inyección consideradas, decidiendo a la luz de los resultados obtenidos, cuál de ellas resulta más conveniente y bajo qué circunstancias. Además, se ha analizado la posibilidad de implementación de dichas técnicas en función de que la subestación de distribución permita comunicación ó no entre sus elementos de medida y protección. Finalmente, se ha establecido una estrategia de detección en la que quedan priorizadas, en función de su precisión, las diferentes técnicas analizadas.

Posteriormente, en el Capítulo 6 se establece un proceso evolutivo de metodologías propuestas para realizar la localización de faltas monofásicas en redes de distribución, desarrollando las características de dichas metodologías y analizando la mejora progresiva que se va logrando en los resultados obtenidos. Al igual que en el caso de la detección del feeder en falta, en las diferentes etapas intermedias hasta llegar a la metodología final, las técnicas analizadas han sido verificadas para las dos frecuencias de inyección consideradas, decidiendo a la luz de los resultados obtenidos, cuál de ellas resulta más conveniente y bajo qué circunstancias. Asimismo, sobre la metodología final utilizada, se han analizado dos variantes con el fin de evaluar la posibilidad de añadir a dicha metodología alguna mejora en la precisión.

En el Capítulo 7 se exponen las conclusiones generales de este trabajo, se destacan sus principales aportaciones y se apuntan las futuras líneas de investigación con las que se puede proseguir la tarea aquí desarrollada.

A continuación, se da una relación de las principales referencias utilizadas en el desarrollo de esta tesis doctoral, las cuales son citadas a lo largo de la misma en una o varias ocasiones.

Finalmente, se incluyen 3 anexos donde se presentan datos e información adicional referente a los distintos aspectos tratados en la presente tesis doctoral.

En el Anexo A se describe el proceso de modelización utilizado para la red de distribución real analizada en las múltiples simulaciones llevadas a cabo a lo largo de la presente tesis doctoral. Además, se verifica dicha modelización mediante análisis comparativo con los resultados obtenidos de un flujo de carga realizado por la compañía eléctrica sobre la red de distribución analizada.

En el Anexo B se refleja un resumen de los resultados obtenidos en las pruebas de simulación realizadas con el fin de justificar la validez de las diferentes técnicas propuestas para realizar la detección del feeder en falta. Dichos resultados han sido obtenidos tras analizar las dos frecuencias de inyección consideradas, para una de las magnitudes de inyección contempladas.

En el Anexo C se refleja un resumen de los resultados obtenidos en las pruebas de simulación realizadas con el fin de analizar la viabilidad y precisión de las diferentes metodologías propuestas para realizar la localización de la falta. Dichos resultados han sido obtenidos tras analizar las dos frecuencias de inyección consideradas, para una de las magnitudes de inyección contempladas.

MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA Y SU INFLUENCIA EN LAS FALTAS

2.1. INTRODUCCIÓN	13
2.2. CONCEPTO DE FALTA	13
2.3. MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA DE MEDIA TENSIÓN.....	18
2.4. IMPORTANCIA DE LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	45
2.5. CONCLUSIONES	47

2. MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA Y SU INFLUENCIA EN LAS FALTAS

2.1. INTRODUCCIÓN

Actualmente, la existencia de mercados con un marcado carácter competitivo en los que se requiere un determinado nivel de calidad, no puede evitar que la garantía de suministro necesaria se vea continuamente amenazada por las inevitables interrupciones debidas a las faltas eléctricas. Éstas, además de verse influenciadas por las propias características del fenómeno de falta en sí, pueden producir efectos radicalmente diferentes en el sistema de distribución en el que se produzcan, dependiendo del sistema de puesta a tierra elegido por la compañía eléctrica propietaria de la red. Incluso los sistemas de protección utilizados pueden verse afectados en función de estos factores (relés de protección, metodologías de detección y localización de faltas, etc.).

En este capítulo se presentan tres aspectos que pretenden describir, de forma general, los factores más importantes a tener en cuenta al analizar las consecuencias de una falta eléctrica:

- Las características propias de dicha falta eléctrica, atendiendo a diferentes factores, tales como: origen, frecuencia, resistencia de falta, duración, etc.
- El sistema de puesta a tierra del sistema en el que se produce dicha falta a tierra. En este caso, conviene mencionar que el método de puesta a tierra empleado no supone una excesiva influencia sobre el funcionamiento del sistema cuando éste trabaja bajo las condiciones normales de operación sin faltas. Sin embargo, las consecuencias que pueden tener las faltas a tierra sobre el sistema, dependen en gran medida del método de conexión a tierra elegido.
- La importancia de una correcta detección y localización de faltas, desde el punto de vista de la automatización en los sistemas de distribución (Distribution Automation, DA).

2.2. CONCEPTO DE FALTA

2.2.1. FALTA ELÉCTRICA

Como consecuencia de las diferentes posibilidades de establecimiento de una falta o cortocircuito, las faltas que pueden producirse en una red de distribución pueden ser de tipología muy diversa. Pueden ser diferentes atendiendo al origen de las mismas, al carácter aéreo o subterráneo del conductor donde se han producido, al número de fases y/o tierra implicadas, a la impedancia de las mismas, al posible carácter transitorio o no de las mismas, etc.

Según datos estadísticos de las compañías eléctricas, la mayoría de los fallos que se producen en los sistemas eléctricos de distribución son faltas monofásicas a tierra, debidas a muy diferentes causas: contactos de árboles y pájaros sobre las líneas, fallos en los aislamientos, rotura de conductores, contaminación proveniente de actividades industriales o depósitos salinos en áreas costeras, actos vandálicos, etc. Esto es debido a que gran parte

de la red de distribución trifásica está compuesta por tres conductores monofásicos, por lo que cualquier incidente tendería a implicar únicamente un único conductor.

Así, algunos estudios [6] afirman que aproximadamente el 80% de las faltas producidas en las redes de distribución incluyen una única fase en contacto con el neutro o la tierra (siendo las faltas bifásicas el 15% y las trifásicas el 5%, aproximadamente). La falta trifásica, a pesar de ser la falta menos frecuente, es la que se suele considerar en los estudios de cortocircuito, ya que resulta ser la situación más desfavorable al presentar, por lo general, la mayor intensidad de falta. Además, al afectar el cortocircuito a las tres fases, el cálculo se simplifica en gran medida.

Por otro lado, y dependiendo de la impedancia que presentan al paso de la corriente, las faltas también pueden clasificarse como de alta impedancia (High Impedance Faults, HIF) o de baja impedancia (Low Impedance Faults, LIF). Las faltas de baja impedancia suelen producir elevadas corrientes de falta (10.000 A o más) o, en algunos casos, valores reducidos de la misma (300 A al final de una línea) [7]. A su vez, las faltas de alta impedancia presentan una elevada impedancia al paso de la corriente, produciendo una reducida corriente de falta (generalmente menor a 100 A). En la Figura 2.1 se muestra un ejemplo del establecimiento de una falta de alta impedancia.



Figura 2.1.Falta de alta impedancia

Asimismo, las faltas pueden clasificarse en permanentes o temporales. Una falta permanente es aquella en donde el sistema ya ha sido dañado, incluyendo fallos de aislamiento, rotura de conductores o fallo de equipos (transformadores, condensadores, etc.). Este tipo de faltas causan, por regla general, cortes de suministro eléctrico sostenido a algunos clientes. Prácticamente todas las faltas que se producen en la red subterránea de distribución son permanentes. Por el contrario, una falta temporal no daña de forma permanente ningún equipamiento del sistema. Si el circuito es interrumpido y después reenganchado tras un cierto retardo, el sistema opera de forma normal. El 50-90% de las faltas que se producen en las redes aéreas son temporales [8-9].

Por otra parte, y relacionado con un aspecto mencionado anteriormente, las faltas también pueden ser de alta o baja intensidad (alto o bajo valor de corriente de falta) [3]. Uno de los factores determinantes de que una red sea más propensa a uno u otro tipo, viene determinado por el sistema de puesta a tierra elegido para la conexión del neutro del transformador (tal y como se analizará en apartados posteriores).

Las corrientes de falta de alta intensidad pueden causar huecos de tensión que impliquen la necesidad de actuación de los interruptores, dando lugar a breves interrupciones del suministro. En las redes en las que se suelen dar este tipo de faltas los problemas de aislamiento son menos relevantes, ya que los niveles de sobretensión esperados son bajos. Por el contrario, este tipo de corrientes de falta implican altos valores de tensiones de paso y contacto, aspecto sobre el cual ha de tenerse especial cuidado en el diseño de los electrodos de puesta a tierra. Además, la aparamenta de protección y otro tipo de equipamiento pueden estar sometidos a esfuerzos que pueden ser importantes en el caso de faltas repetidas.

En el caso de faltas de baja intensidad, éstas no producen huecos de tensión significativos y son más propensas a la autoextinción, reduciendo el número de interrupciones breves. Sin embargo, las sobretensiones son mayores y con una mayor duración debido a la dificultad de localizar el origen de la falta, por lo que el aislamiento se convierte en un aspecto determinante. Así, en el caso de faltas permanentes, los sistemas en donde se producen este tipo de faltas de baja intensidad sufren una mayor duración de la falta, lo que unido al mayor nivel de sobretensiones, puede producir problemas de aislamiento que resulten en faltas fase-fase y/o faltas simultáneas en diferentes circuitos de media tensión (causando largas interrupciones hasta que el punto dañado es localizado y reparado). Como ventaja, se puede mencionar que los electrodos de puesta a tierra de las subestaciones de transformación son más sencillos, ya que los requerimientos de tensiones de paso y de contacto necesarios son menos exigentes.

2.2.2. ORIGEN DE LAS FALTAS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN

Una gran mayoría de las faltas eléctricas que se producen en las líneas eléctricas tienen lugar en las redes de distribución, con respecto a las redes de transporte o sistemas de generación. Algunos de los factores que contribuyen a esto son el relativamente alto grado de exposición de los sistemas de distribución, peligros naturales, tipo de construcción utilizado, etc. Así, las redes de distribución se acaban viendo sometidas a numerosos incidentes y faltas eléctricas que pueden provocar interrupciones de suministro. Obviamente, estas interrupciones del suministro dependerán tanto de si se trata de líneas aéreas o cables subterráneos, como del origen de las mismas [8, 10]. Entre las causas que las originan se pueden indicar, como más importantes, los siguientes factores:

- A. *Fallos propios de equipos*: debidos a baja calidad de fabricación, daños durante el transporte, inadecuada instalación, valores de tensión e intensidad por encima de los nominales, animales, condiciones climatológicas, envejecimiento (temporal y térmico), descomposición química, contaminación, mal estado de la protección mecánica, etc. Así, los modos más comunes de fallo que pueden afectar más gravemente a la fiabilidad del sistema de distribución son:
- Cableado subterráneo: arborescencia higroscópica (water treeing) y fallo electroquímico.
 - Líneas aéreas: fallos como consecuencia de corrientes elevadas (reducción de distancias de seguridad, pérdida de propiedades mecánicas, etc.), así como problemas asociados a componentes auxiliares (herrajes, fusibles, autoválvulas, bancos de condensadores, etc.)

- B. *Animales*: representan una importante causa de interrupción del suministro para casi cualquier compañía. De esta manera, los problemas y vías de mitigación de los mismos son tan variados como los tipos de animales involucrados (ardillas, ratas, ratones, aves, serpientes, ganado, etc.).
- C. *Inclencias meteorológicas*: pueden tomar múltiples formas, siendo ésta la causa más frecuente de interrupciones para muchas compañías. Las condiciones meteorológicas que más profundamente pueden afectar a la fiabilidad del sistema de distribución son las siguientes, pudiendo derivar en un severo cortocircuito:
- Vendavales: aunque su principal consecuencia es el riesgo de derribo de árboles y apoyos eléctricos, pueden provocar peligrosos movimientos de conductores aéreos (movimientos pendulares, galope y vibración eólica).
 - Tormentas eléctricas: los rayos producidos como consecuencia de dichas tormentas, pueden afectar directamente a la red de distribución (impactando directamente en ella) o indirectamente (rayos caídos en su proximidad que inducen electromagnéticamente en las líneas próximas).
 - Olas de calor: debido a un incremento de la demanda eléctrica por necesidades de refrigeración, asociado a un decremento de la funcionalidad de las redes eléctricas para transportar la energía bajo esas condiciones, el equipamiento se puede ver afectado por una sobrecarga, así como un envejecimiento acelerado.
 - Terremotos: aunque no es efectivo diseñar las redes de distribución para soportar terremotos, éstos pueden destruir fácilmente las instalaciones asociadas a las mismas.
 - Incendios: pueden causar daños importantes en los sistemas de distribución. Ya sea por pérdida de funcionalidades eléctricas y mecánicas debido a las altas temperaturas, o porque en las peores situaciones dichas líneas no sean capaces de soportar su propio peso y se colapsen.
- D. *Árboles*: son una de las tres principales causas de la interrupción del suministro para muchas de las compañías eléctricas (además de las caídas de rayos y los animales). La influencia de los árboles, como origen de faltas eléctricas, está basado en los siguientes factores:
- Daños mecánicos sobre conductores aéreos al caer un árbol sobre los mismos.
 - Animales que acceden a los apoyos eléctricos por medio de los árboles.
 - Crecimiento excesivo del ramaje de los mismos.
 - Contacto de las ramas con los conductores eléctricos, como consecuencia de fuertes rachas de viento.
 - Caída de ramas sobre la catenaria.

La Figura 2.2 muestra un ejemplo del porcentaje de faltas permanentes que esta última causa puede provocar:

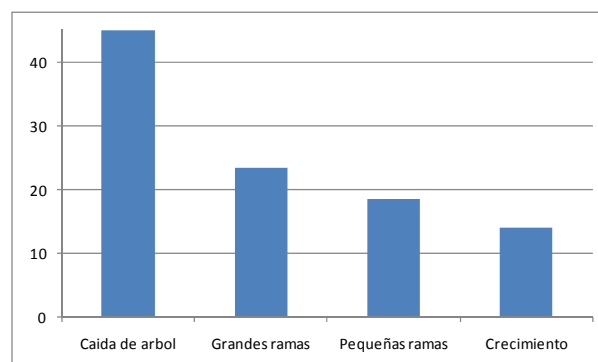


Figura 2.2. Porcentajes de fallo por árboles en la Niagara Mohawk Power Corporation [8]

E. Factores humanos: las propias personas son, en muchas ocasiones, responsables de interrupciones en el suministro. En algunas ocasiones estas interrupciones son intencionadas y, en otras, meramente accidentales. Las situaciones más comunes son las siguientes:

- Interrupciones planificadas: son aquellas destinadas al mantenimiento y mejora de las redes de distribución. Al estar planificadas de antemano, es posible notificárselas a los usuarios con antelación. De esta forma, se reduce la percepción negativa de las mismas y su impacto económico.
- Errores humanos: aunque las situaciones pueden ser muy diversas, se pueden clasificar generalmente en errores de operación (al manipular interruptores in-situ o desde el SCADA), faltas directas (debidos a trabajos en proximidad) y faltas indirectas (no retirar la puesta a tierra en operaciones de re-energización, etc.).
- Accidentes de tráfico: estos accidentes pueden causar numerosos daños sobre las líneas aéreas, ya sea por impacto de automóviles, cables de grúas o choques de pequeños aparatos aéreos.
- Incidentes en excavaciones: suele suceder cuando durante operaciones de excavación en obra civil se perforan o cortan cables subterráneos accidentalmente.
- Vandalismo: son múltiples las formas en las que los actos vandálicos pueden ocasionar interrupciones del suministro (rotura de aislamientos cerámicos, robo de conductores, terrorismo, disparos, etc.).

Por otro lado, la tipología de conductor utilizado también puede influir en una mayor o menor frecuencia de las faltas que se producen. A modo de ejemplo cabe citar [11], para la red de distribución finlandesa, la frecuencia de interrupciones causada por faltas permanentes (%/100 km) en diferentes tipos de líneas (Tabla 2.1).

	LÍNEAS AÉREAS			LÍNEAS SUBTERRÁNEAS
	Conductor desnudo	Conductor unipolar aislado	Cable multipolar aislado	Conductores subterráneos
Fenómenos naturales	3,39	0,24	0,21	0,10
Motivos técnicos	0,54	0,04	0,14	0,33
Otros	0,84	0,04	0,01	0,38

Tabla 2.1. Faltas permanentes (%/100 km) en líneas de distribución de la red finlandesa [11]

En dicha tabla se puede observar fácilmente la reducida incidencia de las interrupciones por faltas en los conductores aislados aéreos, frente a otros tipos de líneas.

Como consecuencia de las causas más comunes de faltas eléctricas descritas para redes de distribución, y aunque este tema será desarrollado con más detalle en próximos apartados, surge la necesidad de desarrollar métodos/algoritmos para implementar en localizadores de falta, los cuales proporcionan una estimación de la ubicación de la falta, tanto para faltas permanentes como transitorias. Aunque estas últimas provocan daños menores, estos localizadores de falta pueden ayudar a identificar aquellos puntos más débiles de la red de

distribución para poder realizar mantenimiento preventivo, con el fin de prevenir la recurrencia en la misma y, por tanto, daños mayores.

2.3. MÉTODOS DE PUESTA A TIERRA DE MEDIA TENSIÓN

2.3.1. ASPECTOS GENERALES

Previamente a definir las características de la puesta a tierra del neutro en media tensión (M.T.), se considera interesante definir una serie de conceptos [12]:

- a) *Puesta a tierra de un elemento del sistema eléctrico*: la puesta a tierra de cualquier elemento de un sistema eléctrico se define como la conexión a tierra, intencionada o accidental, de dicho elemento [13]. Dicha conexión puede tener dos objetivos:
 - Puesta a tierra de protección: es la conexión directa de las partes conductoras de los elementos de la instalación no sometidos, normalmente, a tensión eléctrica, pero que pudieran ser puestos en tensión por averías o contactos accidentales, a fin de proteger a las personas frente a tensiones peligrosas [14].
 - Puesta a tierra de servicio: es la conexión que tiene por objeto unir a tierra temporalmente parte de las instalaciones que están bajo tensión o permanentemente ciertos puntos de los circuitos eléctricos de servicio [14]. Estas puestas a tierra pueden ser:
 - Directas: cuando no contienen otra resistencia que la propia de paso a tierra.
 - Indirectas: cuando se realizan a través de resistencias o impedancias adicionales.
- b) *Neutro de un sistema eléctrico*: se define como aquel punto que posee el mismo potencial respecto a tierra que tendría el punto de unión de un grupo de impedancias no reactivas y equilibradas, conectadas en estrella al sistema eléctrico considerado. Para la determinación del neutro, es preciso que el grupo de impedancias definido no esté puesto a tierra [15]. Este punto puede ser un elemento físicamente accesible o no, como ocurre en el caso de la conexión en triángulo del secundario de un transformador de distribución A.T./M.T. [12].
- c) *Clase de puesta a tierra*: define un rango específico del grado de puesta a tierra (efectivamente, no efectivamente, etc.) [15]. Normalmente, dicho término se utiliza para categorizar la puesta a tierra en términos de sus características de funcionamiento [16].
- d) *Medios de puesta a tierra*: son los elementos físicos mediante los cuales se pueden lograr varios grados de puesta a tierra (puesta a tierra inductiva, puesta a tierra resistiva, puesta a tierra resonante, etc.) [15]. Habitualmente, dicho término hace referencia a la técnica particular utilizada para poner a tierra el neutro de un elemento o aparato específico (transformador de potencia, generador, etc.) [16].
- e) *Puesta a tierra del neutro en M.T.*: de las anteriores definiciones, se puede concluir que la puesta a tierra del neutro en M.T. es la conexión del neutro del secundario del transformador A.T./M.T. a tierra, con el fin de fijar el potencial del sistema respecto a la misma y/o de controlar las corrientes que circulan a través de ella [12].

2.3.1.1. Consideraciones básicas y función de la puesta a tierra

La función de la puesta a tierra de una instalación eléctrica es la de forzar la derivación, al terreno, de las intensidades de corriente de cualquier naturaleza que se puedan originar como consecuencia de una perturbación/falta, logrando con ello [17]:

- Limitar la diferencia de potencial que puede presentarse entre estructuras metálicas y tierra.
- Posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones, eliminando o disminuyendo el riesgo que supone una avería.
- Limitar las sobretensiones internas que puedan aparecer en la red eléctrica en determinadas condiciones de explotación
- Evitar que las tensiones de frente escarpado que originan las descargas de los rayos provoquen cebados inversos.

Aun así, no hay una respuesta sencilla al problema de la puesta a tierra. En cada una de las diferentes soluciones posibles a un problema de puesta a tierra hay al menos una ventaja destacable, pero la cual es obtenida a costa de renunciar a otras características que pueden ser igualmente válidas para el caso en cuestión. Por lo tanto, la elección de la clase y el medio de la puesta a tierra es en muchas ocasiones un compromiso entre soluciones, de alguna forma, conflictivas [16].

En general, se puede establecer que las premisas básicas en la elección de un esquema de puesta a tierra son las siguientes:

- Valores de tensión y grado de protección de sobretensiones adecuado, por parte de los pararrayos.
- Limitación de las sobretensiones transitorias fase-tierra.
- Sensibilidad y selectividad de la protección de falta a tierra.
- Limitación de la magnitud de la intensidad de falta a tierra.
- Seguridad.

La circulación de las intensidades mencionadas por la instalación de puesta a tierra puede originar la aparición de diferencias de potencial entre ciertos puntos por lo que se debe concebir la instalación de puesta a tierra para que, incluso con la aparición de esas diferencias de potencial, se cubran los siguientes objetivos:

- Seguridad de las personas.
- Protección de las instalaciones.
- Mejora de la calidad de servicio.
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia.

2.3.1.2. Medios de puesta a tierra

En la actualidad, los métodos de tratamiento del neutro utilizados en los sistemas de media tensión son diversos: neutro aislado, neutro rígidamente puesto a tierra, neutro puesto a tierra mediante una impedancia limitadora, neutro puesto a tierra mediante una bobina de compensación, etc.

La diversidad de métodos utilizados para la puesta a tierra del neutro pone de manifiesto el hecho de que, mientras en otra clase de sistemas el tratamiento del neutro no genera actualmente ningún tipo de controversias y existe un acuerdo prácticamente universal respecto de la conexión o conexiones más eficaces de acuerdo a las características propias de cada tipo concreto de instalación, en lo que hace referencia a los sistemas de distribución en media tensión esta unanimidad desaparece y se puede asegurar que no existe un acuerdo claro sobre la solución óptima general a adoptar para la conexión del neutro en los mismos [1]. Por ello, en los sistemas de distribución en media tensión, el tipo de puesta a tierra utilizado para llevar a cabo la conexión a tierra del neutro sigue siendo, aún hoy día, una práctica sujeta a continuas investigaciones.

Ello es debido a que el tratamiento del neutro es un factor de gran importancia en la explotación de redes de energía eléctrica y, más aún, en los sistemas de distribución de media tensión, puesto que de él dependen en gran medida la seguridad y la disponibilidad del sistema en situaciones de funcionamiento anómalo. Cuando se establece una falta monofásica a tierra, el valor y carácter de la impedancia aportada por los elementos del sistema de puesta a tierra limita o define en gran medida la magnitud de la corriente de defecto derivada a tierra. Por lo tanto, en las redes de distribución de media tensión el tratamiento del neutro resulta fundamental desde el punto de vista de la continuidad del suministro de energía eléctrica, ya que condiciona la forma de explotación de la red y la selección de los dispositivos necesarios de protección [18].

Finalmente, y antes de proceder a detallar los factores que influyen en un determinado sistema de puesta a tierra, conviene tener una visión global de qué sistemas se han implantado en las redes de media tensión en distintos países [1, 12, 19-20]. Tal y como se observa en la Tabla 2.2, cada una de las compañías distribuidoras de los diferentes países ha realizado la elección del tratamiento de neutro acorde con las cuestiones que considera prioritarias al concebir sus redes de distribución de media tensión. En torno a esa decisión se han diseñado los planes de protección necesarios y se han coordinado los niveles de aislamiento de los materiales. Por otra parte, también hay que tener en cuenta que el avance de la tecnología permite adoptar soluciones que en tiempos pasados no eran posibles.

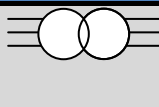
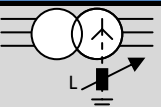
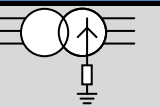
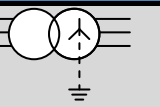
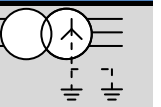
TIPOLOGÍA DE PUESTA A TIERRA					
					
	Aislado	Resonante	Impedancia	Rígido	Distribuido
Alemania	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Australia					<input checked="" type="checkbox"/>
Canadá					<input checked="" type="checkbox"/>
España	<input checked="" type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	
EE.UU.					<input checked="" type="checkbox"/>
Finlandia	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>			
Francia			<input checked="" type="checkbox"/>		
Italia	<input checked="" type="checkbox"/>				
Japón	<input checked="" type="checkbox"/>				
Polonia		<input checked="" type="checkbox"/>			
R. Unido				<input checked="" type="checkbox"/>	
Suecia		<input checked="" type="checkbox"/>			
Suiza	<input checked="" type="checkbox"/>				

Tabla 2.2. Utilización de los distintos regímenes de neutro en el mundo [1, 20]

De esta manera, y aunque serán descritos con más detalle más adelante, los sistemas tradicionales de puesta a tierra son los siguientes:

- a) *Rígidamente (sólidamente) puesto a tierra:* se trata de una conexión realizada desde el neutro del transformador directamente a tierra, sin ninguna impedancia insertada intencionadamente [16, 21]. Sin embargo, el término "rígidamente puesto a tierra" puede inducir a error ya que, aunque el transformador puede tener unido su neutro rígidamente a tierra, la impedancia homopolar resultante puede ser tan elevada (debido a las características del transformador o del sistema) que las tensiones fase-tierra durante las condiciones de falta a tierra pueden ser elevadas. Por ello, con el fin de definir la puesta a tierra de forma positiva y lógica respecto al grado de la misma, se define el término "efectivamente puesto a tierra" [15]. Aun así, el uso de dicho término es ampliamente aceptado.
- b) *Puesto a tierra mediante inductancia:* también denominado, en ocasiones, como puesto a tierra mediante reactancia, se trata de una conexión realizada a través de una impedancia, cuyo principal elemento es una inductancia. Habitualmente, se hace una subdivisión entre sistemas de baja o alta inductancia [16]. Por otra parte, la inductancia puede ser insertada directamente en la conexión del neutro a tierra, u obtenida indirectamente incrementando la reactancia del circuito de retorno a tierra. Esta última opción se puede llevar a cabo mediante un incremento, intencionado, de la reactancia homopolar de los aparatos conectados a tierra o mediante omisión de algunas de las posibles conexiones de los neutros de los aparatos a tierra.
- c) *Puesto a tierra mediante resistencia:* se trata de una conexión realizada mediante una impedancia, en la cual el principal elemento es una resistencia. Al igual que en la categoría anterior, frecuentemente se hace una subdivisión entre sistemas de baja o alta resistencia [16]. La resistencia puede ser insertada tanto directamente en la conexión a tierra, como indirectamente, siendo dos ejemplos de esto último los siguientes:
 - En el secundario de un transformador, cuyo primario está conectado entre neutro y tierra.
 - En la esquina de un secundario de un transformador Z_d conectado en triángulo abierto.

Conviene destacar que una resistencia de puesta a tierra puede tener una cierta inductancia inherente. Por ejemplo, una resistencia de rejilla de acero fundido puede tener un factor de potencia del 98% o menor, resultando una reactancia de aproximadamente el 20% de la resistencia, a la frecuencia fundamental [13].

- d) *Puesto a tierra de forma resonante:* se trata de una conexión realizada mediante una inductancia, cuyos valores de reactancia hacen que, durante una falta a tierra de uno de los conductores, la corriente inductiva (frecuencia fundamental) circulando por dicha inductancia y la corriente capacitiva (frecuencia fundamental) circulando entre los conductores sanos y tierra sean sustancialmente iguales pero desfasadas 180°. Por tanto, se cancelan prácticamente durante la falta. Además, en el caso de dicha falta monofásica a tierra, se espera que la componente en cuadratura de la corriente sea tan pequeña que la falta sea prácticamente autoextinguible. Para ello, el tipo de inductancia comúnmente empleada se denomina Bobina Petersen, Bobina de Supresión de Arco o Neutralizador de Falta a Tierra [16].
- e) *Puesto a tierra mediante una capacitancia:* Se trata de una conexión realizada mediante una impedancia, en la cual el principal elemento es una capacitancia [16]. Este sistema es raramente insertado directamente en una conexión a tierra con propósitos de puesta

a tierra de sistema. Sin embargo, la capacitancia puede ser conectada a tierra con el propósito de graduar la pendiente del frente de onda de las sobretensiones. Ese tipo de aplicaciones deben ser cuidadosamente analizadas para sobretensiones en condiciones de falta. Además, la puesta a tierra mediante capacitancia debe ser evitada, o al menos minuciosamente estudiada, para condiciones de resonancia o de corriente de falta incrementada.

- f) *Puesto a tierra de forma aislada*: Se trata de un sistema, circuito o aparato sin ninguna conexión intencionada a tierra, excepto a través de dispositivos de medida de tensión, o de otros tipos de elementos de alta impedancia (pararrayos, etc.) [16]. Un sistema puesto a tierra de forma aislada se acopla a tierra a través de las capacidades distribuidas de sus conductores de fase y de los devanados de las máquinas.

A modo de ejemplo, en la Figura 2.3 se presenta un sistema de distribución sobre el cual se hace un estudio comparativo entre las diferentes tipologías de puesta a tierra [22]. Dicho sistema consiste en un circuito de 12,47 kV alimentando a una carga constante de 5 MVA, conectada en triángulo. La tensión de la fuente se ha incrementado un 5% para lograr una tensión de 0,99 p.u. en la carga. Sobre dicho sistema, se ha producido una falta monofásica de 1Ω en la fase C.

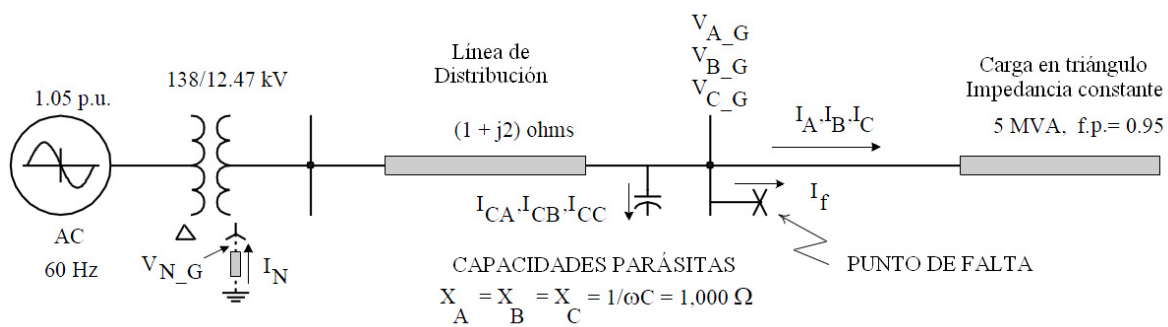


Figura 2.3. Sistema de distribución típico con un circuito radial [22]

En dicha figura, se puede observar la tensión neutro-tierra del transformador (V_{N-G}), la corriente de neutro (I_N), las reactancias en las tres fases (A, B y C) debidas a las capacidades parásitas de la línea de distribución (X_A , X_B , X_C), las corrientes circulantes por dichas capacidades (I_{CA} , I_{CB} , I_{CC}), la tensión fase-tierra en bornes de la carga (V_{A-G} , V_{B-G} , V_{C-G}), las corrientes de carga (I_A , I_B , I_C) y la intensidad de falta (I_f).

La Tabla 2.3 presenta valores numéricos que permiten cuantificar el impacto de la utilización de diferentes puestas a tierra en el sistema de la Figura 2.3, cuando se produce una falta a tierra [22].

		Operación normal	Falta monofásica a tierra				
			Efectiv. p.a.t.	P.a.t. Aislado	P.a.t. Reson.	P.a.t. Resist.	P.a.t. React.
			0,1 Ω	10.000 Ω	1.000/3 Ω	10 Ω	10 Ω
Tensión de falta	V_{AG} (V)	7.159	7.276	12.430	12.400	10.480	11.610
	V_{BG} (V)	7.163	7.252	12.480	12.400	11.860	10.580
	V_{CG} (V)	7.161	2.026	22	0	578	542
Corrientes de carga	I_A (A)	230	114	231	230	212	198
	I_B (A)	230	223	231	230	238	219
	I_C (A)	230	190	230	230	213	226
Neutro del transf.	V_{NG} (V)	0	207	7.197	7.141	5.795	5.601
	I_N (A)	0	2.067	0	21,4	579	560
Corriente de falta	I_f (A)	0	2.062	22	0	578	542
Corrientes capacitivas	I_{CA} (A)	7,2	7,3	12,4	12,4	10,5	11,6
	I_{CB} (A)	7,2	7,3	12,5	12,4	11,9	10,6
	I_{CC} (A)	7,2	7,1	0	0	0,6	0,5

Tabla 2.3. Tensiones y corrientes de sistema durante una falta monofásica a tierra, para diferentes tipos de puestas a tierra [22]

2.3.1.3. Clases de puesta a tierra

Como se ha expuesto en el apartado anterior, a la hora de diseñar un sistema de distribución se tienen diferentes opciones de realizar la puesta a tierra, cada una de ellas con sus características específicas [16]. Las características de respuesta de dichas opciones de puesta a tierra se pueden definir o clasificar en términos de ratios, entre parámetros de componentes de secuencia. Los parámetros a utilizar son las reactancias de secuencia (X_1 , X_2 y X_0) y las resistencias de secuencia (R_1 , R_2 y R_0). En la Tabla 2.4 se indican valores orientativos de dichos ratios, asociados a los diferentes sistemas de puesta a tierra tradicionales.

	Ratios entre comp. de secuencia			Corriente porcentual de falta (%)	Tensión transitoria fase-tierra (p.u.)
	X_0/X_1	R_0/X_1	R_0/X_0		
EFFECTIVAMENTE PUESTO A TIERRA					
<i>Efectivo</i>	0-3	0-1	-	> 60	≤ 2
<i>Muy efectivo</i>	0-1	0-0,1	-	> 95	< 1,5
NO EFFECTIVAMENTE PUESTO A TIERRA					
INDUCTANCIA					
<i>Baja inductancia</i>	3-10	0-1	-	> 25	< 2,3
<i>Alta inductancia</i>	> 10		< 2	< 25	$\leq 2,73$
RESISTENCIA					
<i>Baja Resistencia</i>	0-10		≥ 2	< 25	< 2,5
<i>Alta Resistencia</i>		> 100	$\leq (-1)$	< 1	$\leq 2,73$
INDUCTANCIA	Y	> 10	-	> 2	< 10
RESISTENCIA					
RESONANTE		-	-	< 1	$\leq 2,73$
AISLADO					
<i>Rango A</i>	$-\infty$ a -40	-	-	< 8	≤ 3
<i>Rango B</i>	-40 a 0	-	-	> 8	> 3

La corriente porcentual de falta se muestra respecto al valor correspondiente a un cortocircuito trifásico.

Tabla 2.4. Características de puesta a tierra [16]

Otros términos importantes a la hora de determinar la puesta a tierra del sistema son los denominados "Coeficiente de Puesta a Tierra" (Coefficient of Grounding, COG) y el Factor de Falta a Tierra (Earth-Fault Factor, EFF). Hoy en día, y hasta cierto límite, el uso del EFF está sustituyendo al COG.

Por un lado, el COG se define mediante la expresión (2.1).

$$COG = \frac{E_{LG}}{E_{LL}} \cdot 100 \quad (2.1)$$

donde:

- E_{LG} es la mayor tensión fase-tierra en valor eficaz (frecuencia fundamental) en una fase sana, en una localización concreta, durante una falta a tierra que afecta a una o más fases.
- E_{LL} es la tensión fase-fase (frecuencia fundamental) que se obtendría en dicha localización, con la falta una vez despejada.

El COG es útil para la selección del pararrayos en una localización determinada y, en sistemas trifásicos, se calcula a partir de las componentes de secuencia.

Por otra parte, EFF se define mediante la expresión (2.2).

$$EFF = \sqrt{3} \cdot \frac{COG}{100} = \sqrt{3} \cdot \frac{E_{LG}}{E_{LL}} \quad (2.2)$$

En una localización concreta de un sistema trifásico, y para una configuración concreta del sistema, el EFF es el ratio entre la mayor tensión fase-tierra en valor eficaz (tensión industrial) en una fase sana, durante una falta a tierra (que afecta a una o más fases) y la tensión en valor eficaz (frecuencia fundamental) que se obtendría con la falta una vez despejada. Tal y como se observa en las expresiones (2.1) y (2.2), el EFF se relaciona con el COG a través del factor $\sqrt{3}$.

Así, se definen los sistemas efectivamente puestos a tierra como aquellos en donde la puesta a tierra está realizada a través de una impedancia suficientemente baja (inherente, intencionalmente añadida o ambas), tal que el COG no exceda del 80% [16]. Este valor se obtiene aproximadamente cuando, para todas las condiciones del sistema, se cumplen las relaciones indicadas en (2.3) y (2.4).

$$X_0/X_1 \leq 3 \quad (2.3)$$

$$0 < R_0/X_1 < 1 \quad (2.4)$$

Por tanto, aquel sistema o localización en el que el COG supera el 80% es no efectivamente puesto a tierra. Conviene anotar que, debido a la impedancia de líneas y cables, algunas localizaciones o partes de un sistema efectivamente puesto a tierra pueden ser consideradas como puestas a tierra de forma no efectiva, aunque la mayoría del sistema sí lo esté [16].

2.3.2. SISTEMA EFECTIVAMENTE PUESTO A TIERRA

2.3.2.1. Múltiples puestas a tierra

Los sistemas puestos a tierra de forma efectiva en múltiples sitios tienen un conductor de neutro distribuido, el cual es puesto a tierra en múltiples lugares a lo largo de la línea [22]. Se trata del método más utilizado en EE.UU., así como en varios países en vías de desarrollo. Proporciona potencia tanto a cargas monofásicas como a cargas trifásicas y es bastante eficiente, desde un punto de vista económico, en zonas rurales donde pueda haber cargas monofásicas ampliamente dispersas.

Las faltas monofásicas no afectan excesivamente a las magnitudes de tensión en las fases sanas ya que el neutro está rígidamente puesto a tierra, el cual está desplazado ligeramente ya que la resistencia de puesta a tierra en aplicaciones reales no puede ser totalmente nula. Las magnitudes de corriente de falta a tierra pueden ser elevadas, pero la mayoría de las corrientes de falta retornan a la fuente a través del conductor de neutro, no a través de la tierra. Este aspecto limita las tensiones de paso y de contacto a rangos perfectamente aceptables. Dichas corrientes de falta a tierra dependen de la tensión del sistema, de los parámetros de la línea donde se produce la falta y de la resistencia de puesta a tierra.

Un sistema se considera efectivamente puesto a tierra si la sobretensión en las fases sanas no supera el 35% de la tensión nominal. Por otra parte, la protección frente a falta a tierra se proporciona mediante el ajuste más sensible de los relés de sobreintensidad de tierra, respecto a los de sobreintensidad de fase, dependiendo del desequilibrio de cargas.

Como ventajas de este sistema de puesta a tierra se pueden destacar:

- Bajas sobretensiones durante las faltas a tierra.
- La protección resulta sencilla y económica.
- Reducidas tensiones de paso y contacto [12].

Por otra parte, los inconvenientes más destacables se pueden resumir en:

- Las faltas a tierra han de ser interrumpidas rápidamente para:
 - Prevenir que el valor elevado de éstas causen un gran daño a las instalaciones.
 - Prevenir el daño a los componentes sanos del circuito.
 - Minimizar la duración de los huecos de tensión a los clientes conectados a la fase en falta.

2.3.2.2. Única puesta a tierra

Los sistemas puestos a tierra de forma efectiva en un único sitio (subestación) pueden ser sistemas de tres conductores (sin conductor de neutro), tal y como se puede observar en la Figura 2.4, o de cuatro conductores, en donde el conductor de neutro se encuentra aislado [22].

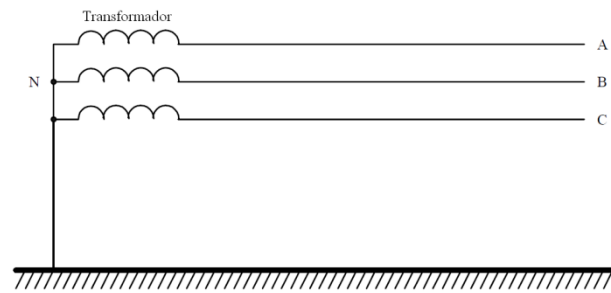


Figura 2.4. Sistema rígido a tierra con una única puesta a tierra [22]

Para evaluar los beneficios de una conexión rígida (efectiva) a tierra, es necesario determinar el grado de puesta a tierra proporcionado en el sistema [21]. Una buena manera para ello consiste en fijarse en la magnitud de la corriente de falta a tierra, comparada con la corriente de la falta trifásica: cuanto mayor es dicho ratio, mayor es el grado de puesta a tierra del sistema (ver Tabla 2.4). En sistemas efectivamente puestos a tierra, la corriente monofásica de falta a tierra es al menos el 60% de la del cortocircuito trifásico. Tal y como se ha comentado anteriormente, en términos de resistencia y reactancia, sólo se lleva a cabo una puesta a tierra efectiva cuando $R_0 \leq X_1$ y $X_0 \leq 3X_1$, cumpliéndose dichas condiciones en todos los puntos del sistema.

Por otra parte, y como se ha mencionado anteriormente, puesto que la reactancia del transformador se encuentra en serie con el circuito del neutro, una conexión rígida no garantiza un circuito de impedancia nula. Si la reactancia homopolar del sistema (X_0) es mucho mayor que la reactancia directa (X_1) puede que no se cumplan los objetivos buscados con dicha puesta a tierra, especialmente el de estar libre de sobretensiones transitorias. Además, si R_0 tiene un valor muy elevado puede que no se creen sobretensiones transitorias, pero es posible que se produzcan indeseadas subidas de tensión en las fases sanas.

Aunque este último es un problema muy poco común en sistemas eléctricos de instalaciones industriales y comerciales, sí que hay condiciones bajo las cuales la impedancia homopolar puede ser relativamente alta. Uno de esos casos es un sistema eléctrico alimentado por varios generadores o transformadores en paralelo. Si solamente está puesta a tierra una de las fuentes, es posible que su impedancia homopolar exceda la impedancia directa de todas las fuentes en paralelo. Otro posible caso ocurre cuando la potencia se distribuye a clientes remotos mediante una línea aérea sin un retorno metálico por tierra. En este caso, el camino de retorno para la corriente de falta es a través de tierra, e incluso aunque tanto el neutro de la fuente como las partes no conductoras de la carga estén eficazmente puestas a tierra, el camino de la corriente de retorno incluye ambos electrodos. Esta impedancia puede ser significativa. Otra fuente representativa de impedancia homopolar es la gran distancia a tierra de los conductores de las líneas aéreas.

Además, la corriente de las faltas a tierra puede ser tan elevada como la de las faltas entre fases o incluso mayores, de manera muy similar a los sistemas rígidos con múltiples puestas a tierra. Sin embargo, en este caso la corriente de falta vuelve a la fuente a través de la tierra, pudiendo producirse grandes potenciales de tensión entre el punto de falta y la referencia de tierra. Como se puede ver en la Figura 2.5, esto se traduce en posibles tensiones de paso (V_{paso}) y de contacto (V_{contacto}) peligrosas.

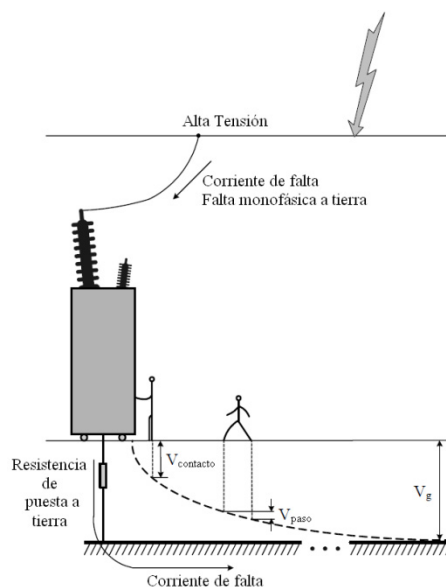


Figura 2.5. Tensiones de paso y de contacto para un transformador de subestación [22]

Este tipo de puesta a tierra está recomendado en los siguientes casos:

- Sistemas de baja tensión, donde pueda tolerarse el aislamiento automático de un circuito en falta, o en sistemas de puesta a tierra mediante alta resistencia que no son capaces de aislar una falta a tierra.
- Sistemas de media o alta tensión (por encima de 15 kV), con objeto de permitir el uso de equipos con niveles de aislamiento respecto a tierra inferiores a la tensión fase-fase.
- Aplicaciones de media o alta tensión, donde el interés por una mayor magnitud de corriente de falta (que permita proporcionar una detección selectiva de la falta a tierra en largos circuitos de distribución) es mayor que la preocupación por los peligros personales debidos al arco eléctrico y gradientes de potencial en el entorno de trabajo.

En general, es de uso exclusivo en sistemas de alta tensión por economía de los aislamientos. En media tensión, su uso depende de la práctica de aplicación de cada compañía.

Entre las ventajas de este sistema de puesta a tierra cabe destacar:

- Bajos valores de sobretensiones (habitualmente por debajo de 1,4 p.u.), necesitando por tanto menores requerimientos de aislamiento y pudiendo usar pararrayos con tensiones de extinción más bajas [23].
- Se evitan las tensiones de arco intermitentes.
- Puesto que los devanados del transformador cercanos al neutro no ven ninguna sobretensión, ni siquiera durante la falta, esto permite un aislamiento normalizado del devanado completo, lo que resulta más económico.
- Facilidad de detección de las faltas debido al elevado valor de intensidad [20], por lo que se simplifica el diseño de la protección del sistema.
 - La selectividad de las protecciones no presenta dificultades [24].
 - No es necesaria la protección homopolar 50N/51N [25].

Por el contrario, los inconvenientes más destacables pueden resumirse en los siguientes:

- Se necesita un análisis exhaustivo para diseñar un sistema efectivo de puesta a tierra.
- Las faltas a tierra son más energéticas. Se requieren protecciones de alta velocidad para limitar los efectos térmicos y mecánicos sobre los equipos.
- Posible peligrosidad en las tensiones de paso y de contacto [25].

2.3.3. SISTEMA AISLADO DE TIERRA

En un sistema aislado no hay conexión intencionada entre los conductores del sistema y la tierra. Sin embargo, existe siempre un acoplamiento capacitivo entre conductores, y entre conductores y tierra. Consecuentemente, el denominado sistema aislado (Figura 2.6) es en realidad un sistema puesto a tierra de forma capacitiva, mediante las capacidades distribuidas de los conductores a tierra (C_{AN} , C_{BN} , C_{CN}). Puesto que las capacidades entre fases tienen un efecto mínimo sobre las características de puesta a tierra del sistema, éstas pueden ser despreciadas [21]. Por otra parte, debido a que el neutro del sistema no está puesto a tierra, éste puede moverse libremente [22].

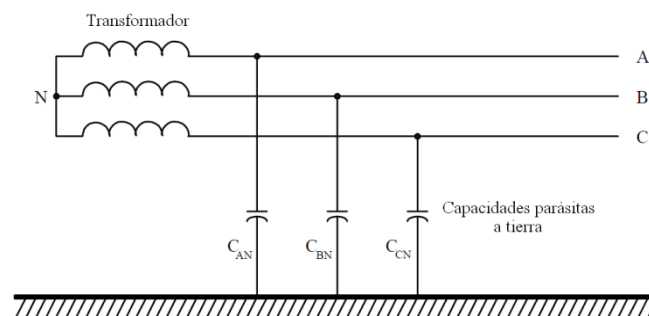


Figura 2.6. Sistema aislado [22]

Bajo condiciones normales y cargas equilibradas, las tensiones fase-tierra (V_{AN} , V_{BN} , V_{CN}) son iguales en magnitud y están desfasadas 120° . Por tanto, no hay ninguna diferencia de tensión entre neutro y tierra. Sin embargo, en el caso de que se produzca una falta a tierra, la corriente de falta (I_f) fluye desde la fuente hasta la localización de la falta, retornando a través de las capacidades parásitas a tierra de las dos fases sanas de dicho circuito (I_A , I_B) y de todos aquellos conectados al mismo transformador (Figura 2.7).

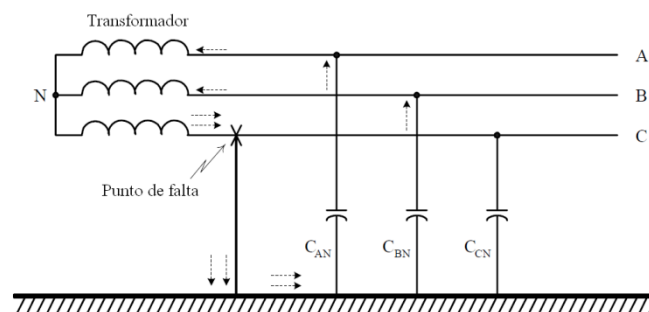


Figura 2.7. Falta a tierra en sistema aislado [22]

Por tanto, las magnitudes de la corriente de falta a tierra no sólo dependen de los parámetros del feeder en falta, sino también del tamaño del resto del sistema (capacidades

parásitas, etc.). Estas magnitudes se pueden calcular, aproximadamente, a partir de las expresiones (2.5) a (2.9).

$$C_{AN} = C_{BN} = C_{CN} = C \quad (2.5)$$

$$|V_{AN}| = |V_{BN}| = |V_{CN}| = V_{PH} \quad (2.6)$$

$$I_A = j\omega CV_{CA} \quad (2.7)$$

$$I_B = -j\omega CV_{BC} \quad (2.8)$$

$$I_f = |I_A + I_B| = 3\omega CV_{PH} \quad (2.9)$$

Por otra parte, las faltas a tierra también provocan un incremento en la tensión respecto a tierra de las fases sanas, aproximadamente a un valor $\sqrt{3}$ veces su tensión nominal. Por tanto, los niveles de aislamiento de los circuitos se deben diseñar para poder tolerar este incremento de tensión, lo que se convierte en una desventaja debido al aumento de la inversión.

Sin embargo, cuando debido a la expansión del sistema se incrementa la corriente de falta por las capacidades a tierra, se puede añadir un neutro, convirtiendo el sistema en un sistema puesto a tierra. Esto se puede llevar a cabo poniendo a tierra el neutro del transformador, ya sea de forma rígida, mediante una impedancia o mediante un transformador de puesta a tierra. En el caso de ponerlo a tierra de forma rígida, los mismos circuitos pueden llegar a transportar más potencia, simplemente incrementando la tensión del sistema. Por ejemplo, los circuitos de un sistema de 10 kV pueden ser energizados a 20 kV al estar ya diseñados para esta tensión, pudiendo transportar aproximadamente dos veces más potencia. Esto se ha llevado a cabo en varios países en Europa.

Por otra parte, la protección efectiva frente a faltas a tierra en sistemas aislados se proporciona mediante relés de sobretensión direccional que usan la tensión residual o la corriente de neutro para la polarización y la corriente residual del circuito en falta. La diferencia fasorial entre la tensión residual y la corriente residual es aproximadamente de 90° (Figura 2.8).

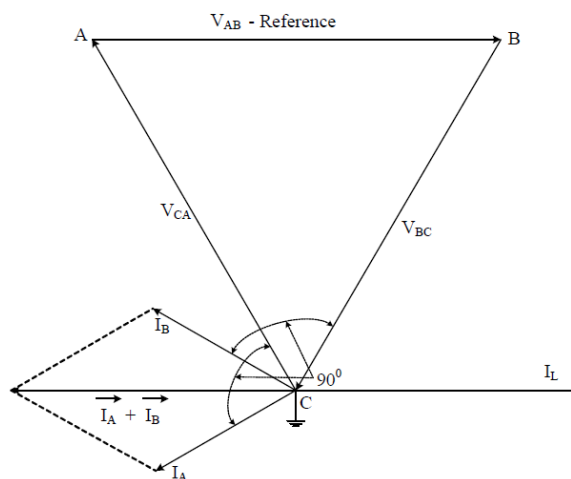


Figura 2.8. Tensiones y corrientes de falta a tierra en sistema aislado [22]

Analizando los parámetros de las componentes de secuencia, en un sistema aislado X_0 es negativo y del orden de magnitud de la reactancia capacitiva homopolar, mientras que R_0/X_0 es relativamente pequeño [16]. En condiciones de falta, las tensiones fase-tierra (frecuencia fundamental) pueden ser superiores a la tensión normal fase-fase y, en algunos casos, especialmente cuando el sistema es muy largo en extensión, estas tensiones pueden ser considerablemente más altas.

Así, la elección entre sistemas puestos a tierra o aislados viene dada por diferentes factores económicos y prácticas operacionales. Los sistemas aislados pueden requerir mayores niveles de aislamiento como consecuencia de posibles transitorios de sobretensión severos. Los niveles de aislamiento anormales se pueden reducir cuando X_0/X_1 se encuentra entre $-\infty$ y -40 .

Cuando X_0/X_1 se encuentra en el rango entre -40 y 0 , si la respuesta del circuito es lineal se pueden producir severas sobretensiones por resonancia serie. Sin embargo, en circuitos ferrosesonantes que implican un transformador saturable, se pueden producir oscilaciones menos severas pero más distorsionadas en un amplio rango del valor negativo de X_0/X_1 . En general, la puesta a tierra capacitiva y dichas condiciones de circuitos deberían evitarse y cada caso debe analizarse cuidadosamente.

El uso de este tipo de sistemas está restringido a sistemas de media tensión.

Las ventajas más importantes de este tipo de sistemas son las siguientes:

- Un sistema aislado puede seguir operando durante un tiempo prolongado con una falta a tierra, pudiendo el arco autoextinguirse.
- Presenta bajos valores de sobreintensidad de defecto [25] y para sistemas donde predomine el tendido aéreo, las tensiones de paso y de contacto no adquieren valores significativos [12].
- Conexión a tierra sencilla y económica, ya que no requiere de ningún equipo entre el neutro y tierra.

Por el contrario, entre sus inconvenientes cabe mencionar:

- El establecimiento de una falta a tierra y la no interrupción del suministro puede suponer un riesgo para la seguridad del personal. Por ello, se debe aplicar la protección mediante relés para detectar dicha condición y alertar a los operadores para que la falta pueda ser localizada y reparada en un tiempo oportuno.
- Los arcos de la corriente de falta pueden no autoextinguirse si la corriente capacitiva alcanza un valor muy elevado. Además puede producirse la formación intermitente de arcos, desarrollando oscilaciones de alta frecuencia que pueden producir sobretensiones de varias veces la tensión nominal.
- Ante la tendencia actual de aumentar la cantidad de cable subterráneo en redes de distribución, con mayor capacidad a tierra por unidad de longitud, se incrementa la corriente de falta. Como consecuencia de la posible no autoextinción de la falta, las tensiones de paso y de contacto se incrementan.
- Se produce un incremento de la tensión (a frecuencia fundamental) en las fases sanas, que puede implicar:

- Las faltas monofásicas se pueden transformar en faltas fase-fase.
 - Un mayor coste de aislamiento de los equipos a tierra.
 - Una degradación acelerada de los aislamientos, debida a sucesivas faltas a tierra a lo largo del tiempo [26].
 - Necesidad de personal cualificado para tareas de supervisión de aislamientos [25].
- En caso de una segunda falta a tierra sobre un sistema aislado en el que se está operando con una falta a tierra previamente establecida, se pueden alcanzar elevadas corrientes de falta de magnitud parecida a las que se obtendrían en un sistema rígidamente puesto a tierra en un único punto.
 - El sistema de detección resulta bastante complejo, ya que los valores de intensidad de defecto son frecuentemente muy pequeños [20].

2.3.4. SISTEMA PUESTO A TIERRA MEDIANTE IMPEDANCIA

Con el fin de limitar las corrientes de falta, así como de reducir los esfuerzos térmicos y dinámicos en el equipamiento (especialmente en transformadores), se instalan resistencias y reactancias para la conexión del neutro del transformador a tierra (Figura 2.9). Sin embargo, este tipo de puestas a tierra producen una elevación de la tensión del neutro durante la falta a tierra. Por ejemplo, si se desea una reducción del 40% en la corriente de falta mediante la instalación de una resistencia, la tensión de neutro se ve aumentada hasta un 80% de la tensión fase-fase del sistema [22]. En este tipo de sistemas, se busca reducir la corriente de falta hasta niveles aceptables, pero en ningún caso hasta casi eliminarla como en los sistemas mediante puesta a tierra resonante.

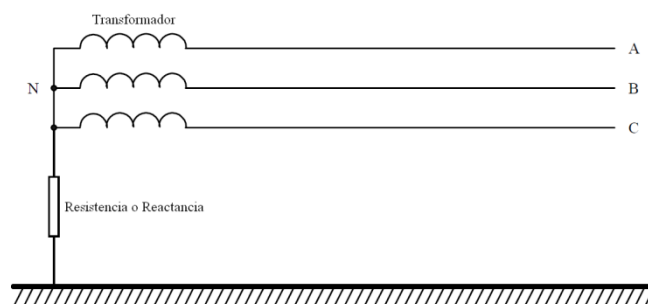


Figura 2.9. Sistema puesto a tierra mediante impedancia [22]

Las ventajas generales de este tipo de sistemas son las siguientes:

- Se reducen las corrientes de falta, así como las tensiones de paso y de contacto.
- Las sobretensiones son más pequeñas comparadas con los sistemas mediante puesta a tierra aislada.
- Se evitan las tensiones de arco intermitentes.

Sin embargo, y de manera general, también pueden presentar una serie de inconvenientes:

- El uso de una resistencia o una reactancia incrementa la tensión de neutro durante las faltas a tierra y, por tanto, requiere de un mayor aislamiento en el neutro del transformador.

- Las sobretensiones pueden ser elevadas cuando se utilizan altos valores resistivos de puesta a tierra.

A continuación se presentan las características más relevantes de este tipo de sistemas de puesta a tierra, realizando una diferenciación en función de si la impedancia utilizada es resistiva o inductiva.

2.3.4.1. Sistema puesto a tierra mediante resistencia

En un sistema puesto a tierra mediante resistencia, el neutro del transformador o del generador está conectado a tierra mediante una resistencia física (Figura 2.10). Tal y como se instala típicamente, el valor óhmico de la resistencia es considerablemente mayor que el de la reactancia del sistema en el punto de instalación. Consecuentemente, la falta a tierra se ve principalmente limitada por la resistencia en sí misma [21].

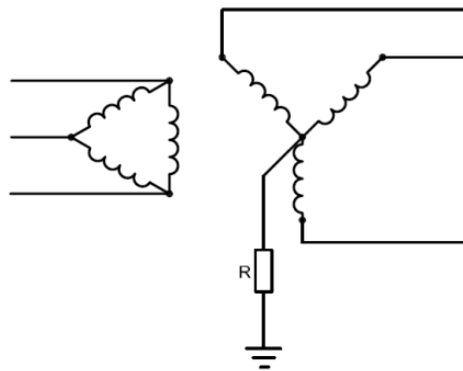


Figura 2.10. Sistema puesto a tierra mediante resistencia [21]

Aun cuando las consecuencias de un fallo de dicha resistencia de puesta a tierra pueden ser importantes (conversión en un sistema aislado), y siendo necesaria una continua monitorización de dicho elemento [27], algunas de las razones que aconsejan limitar la corriente de falta mediante una resistencia de puesta a tierra son las siguientes:

- Reducción de los efectos de incendio y fusión en el equipamiento eléctrico en falta (interruptores, transformadores, cables, etc.).
- Reducción del estrés mecánico en los circuitos que transportan las corrientes de falta.
- Reducción de los riesgos de choque eléctrico a personas, causados por las corrientes parásitas de falta que circulan a través del camino de retorno por tierra.
- Reducción de los riesgos por explosión y arco eléctrico a las personas que accidentalmente hayan causado la falta a tierra o se encuentren en las cercanías del punto de falta a tierra.
- Reducción del hueco de tensión transitorio ocasionado por el establecimiento y despeje de la falta a tierra.
- Asegura el control de los transitorios de tensión a la vez que se evita el corte del circuito en falta ante el establecimiento de una primera falta a tierra (sistema puesto a tierra mediante alta resistencia).

Cuando un sistema está puesto a tierra mediante una resistencia, la reactancia de secuencia homopolar vista desde la falta puede ser inductiva o capacitiva, dependiendo del tamaño,

número y localización de las resistencias de puesta a tierra, así como de las capacidades a tierra del resto del sistema.

Además, los sistemas de puesta a tierra mediante resistencia pueden ser de dos tipos: alta resistencia o baja resistencia. La diferencia radica en la magnitud de la corriente de falta que se permite que circule. Aunque no hay normativa específica que indique los niveles de corriente de falta a tierra que definen estos dos tipos, en la práctica sí hay una diferencia significativa.

Tanto los sistemas de puesta a tierra mediante baja como alta resistencia se diseñan para limitar las sobretensiones transitorias a valores seguros (250% de lo normal). Además, los sistemas puestos a tierra mediante resistencia requieren autoválvulas adecuadas para el uso en sistemas de puesta a tierra aislada.

En una comparativa general entre ambos sistemas (alta y baja resistencia) cabe destacar las siguientes características [21, 28]:

- Mientras que los sistemas con baja resistencia de puesta a tierra limitan las corrientes de falta a tierra a valores típicos de 200-400 A, los de alta resistencia de falta lo hacen a 5-10 A.
- Ambos sistemas reducen la corriente de arco pero, respecto al riesgo por arco eléctrico, los sistemas con baja resistencia de puesta a tierra lo limitan y los de alta resistencia prácticamente eliminan el riesgo asociado a las condiciones de corrientes de arco monofásicas a tierra.
- Ambos sistemas limitan los daños mecánicos y térmicos en los bobinados de transformadores y máquinas cortocircuitadas, pero los sistemas con alta resistencia de falta a tierra eliminan el daño mecánico.
- En los sistemas con baja resistencia de puesta a tierra no se puede evitar el disparo de las protecciones de sobreintensidad, pero en los de alta resistencia se mantiene la continuidad de suministro, ya que una primera falta a tierra no requiere un disparo instantáneo de las protecciones (hasta que la falta sea localizada).
- Los sistemas con baja resistencia de puesta a tierra no requieren un sistema de detección de falta a tierra, mientras que en el caso de los sistemas de alta resistencia sí que es necesario, con el fin de notificar al responsable de la red que se producido una situación de falta a tierra.
- Por un lado, los sistemas con baja resistencia de puesta a tierra son apropiados para redes de alta y media tensión (15 kV e inferiores, especialmente allí donde se utilizan grandes máquinas rotativas), pero este tipo de puesta a tierra no se utiliza en sistemas de baja tensión (por debajo de 1.000 V) [26]. Sin embargo, los de alta resistencia sí pueden utilizarse en redes de baja o media tensión hasta 5 kV (hasta 15 kV con los relés de protección adecuados), y más concretamente:
 - Sistemas de baja tensión (cuando esté permitido) en donde no haya cargas monofásicas.
 - Sistemas de media tensión en donde se desea una continuidad del servicio y la corriente de carga capacitiva no es excesiva.
 - Actualizaciones de antiguos sistemas aislados en donde se desea reducir el riesgo de sobretensiones causadas por el reencendido de faltas a tierra.
- En ambos sistemas, el aislamiento de los conductores y las autoválvulas debe estar fijado a la tensión entre fases del sistema

Las ventajas y desventajas de la puesta a tierra mediante resistencia de bajo valor son similares al sistema de neutro rígido a tierra [29], pero con efectos menos dañinos durante la falta al haberse reducido la magnitud de dicha corriente. De igual manera, la puesta a tierra mediante alta resistencia proporciona las mismas ventajas que los sistemas aislados, pero limitando las sobretensiones permanentes y transitorias severas asociadas a este tipo de sistemas [30].

2.3.4.2. Sistema puesto a tierra mediante reactancia

El termino de "puesto a tierra mediante reactancia" (de menor valor que en el caso de una bobina de compensación) hace referencia al caso en el que se conecta una reactancia o un transformador de puesta a tierra entre el neutro del sistema y tierra, o a cuando se omiten las conexiones a tierra en algunos transformadores de un sistema puesto a tierra de forma múltiple [16].

En este tipo de sistemas de puesta a tierra, la reactancia homopolar vista desde el punto de falta es inductiva más que capacitiva y la resistencia homopolar es relativamente pequeña. De esta manera, durante una falta, las tensiones fase-tierra a frecuencia fundamental no superaran la tensión fase-fase y la tensión neutro-tierra no excederá del valor normal de la tensión fase-neutro. Por otra parte, después del inicio de la falta, los sistemas lineales simples con una reactancia de puesta a tierra tendrán tensiones transitorias máximas a tierra en las fases sanas que no superarán 2,73 veces el valor nominal y la tensión a tierra del neutro no excederá de 1,67 veces el valor nominal fase-neutro.

Puesto que la falta a tierra que puede circular por un sistema puesto a tierra mediante reactancia es función de la reactancia de neutro, se utiliza en muchas ocasiones la magnitud de la corriente de falta a tierra para describir el grado de puesta a tierra (Figura 2.11). En este tipo de sistemas de puesta a tierra, la corriente de falta a tierra debería ser al menos el 25% ($X_0=10X_1$) [31] y preferiblemente el 60% ($X_0=3X_1$) de la correspondiente falta trifásica, con el fin de evitar graves sobretensiones transitorias debido a las situaciones resonantes que se producen bajo faltas de arco a tierra [26]. Estas magnitudes son considerablemente mayores que las deseables en un sistema puesto a tierra mediante resistencia y, por tanto, la puesta a tierra mediante reactancia no se considera una alternativa a la utilización de un baja resistencia de puesta a tierra [21].

El término X_0 , tal y como está usado, es la suma de la reactancia homopolar de la fuente ($X_{0 \text{ fuente}}$) y 3 veces la reactancia de puesta a tierra (X_n), tal y como se muestra en la expresión (2.10).

$$X_0 = X_{0 \text{ fuente}} + 3X_n \quad (2.10)$$

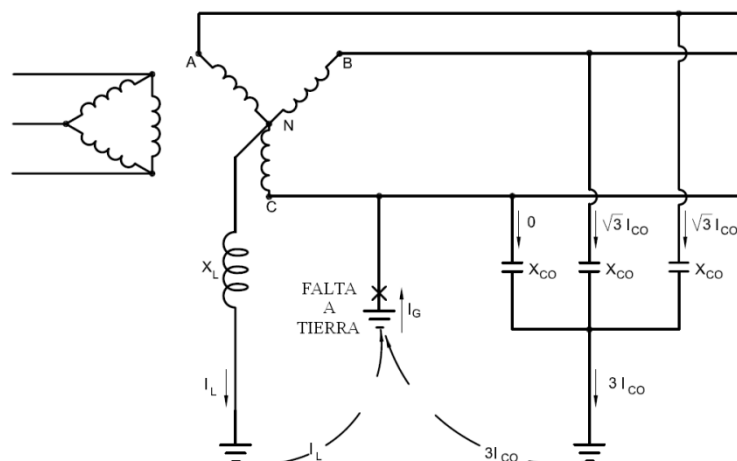


Figura 2.11. Falta monofásica sobre un sistema puesto a tierra mediante baja reactancia [21]

Este sistema se usa principalmente cuando el punto neutro del secundario del transformador (A.T./M.T.) no es accesible (conexión en triángulo), utilizando un transformador de puesta a tierra o una reactancia zig-zag para poder realizar la conexión a tierra [12].

Asimismo, la puesta a tierra mediante reactancia se utiliza típicamente en aplicaciones donde hay un deseo de limitar la corriente de falta a tierra a una magnitud relativamente cercana a la de un cortocircuito trifásico. En estos casos, y si la magnitud de corriente deseada es de varios cientos de amperios, la utilización de reactancias para proporcionar dichas limitaciones se considera habitualmente un sistema menos caro que hacer uso de resistencias. Estas circunstancias pueden surgir en uno de estos dos posibles casos:

- Una primera situación se puede producir cuando una gran subestación alimenta un sistema de distribución de media tensión, y la impedancia homopolar de todos los transformadores reductores de la subestación provocan que la corriente de falta a tierra exceda ampliamente la magnitud de una falta trifásica, siendo el objetivo mantener la corriente de falta total dentro de los márgenes razonables. Este tipo de situaciones tienden a producirse más habitualmente en los sistemas de distribución de compañía.
- Una segunda situación es cuando se desea alimentar una carga monofásica conectándose directamente en los terminales secundarios de un generador, por ejemplo, sin la utilización de un transformador de aislamiento. En estas circunstancias, por el neutro del generador circulará una corriente como resultado del desequilibrio entre las cargas de las tres fases. Si se coloca una resistencia en la puesta a tierra de este generador, se limitará el flujo de dicho desequilibrio, limitando por tanto la capacidad del sistema para transportar cargas monofásicas desequilibradas. Por otra parte, los generadores de media tensión no están generalmente diseñados para soportar las fuerzas mecánicas desequilibradas que aparecerían con faltas a tierra que puedan superar los valores de corriente asociados a un cortocircuito trifásico en sus terminales, por lo que realizar una puesta a tierra efectiva es desaconsejable. Sin embargo, una forma de resolver este tipo de limitaciones es utilizar una reactancia de bajo valor de puesta a tierra que limite la magnitud de corriente de falta a valores ligeramente inferiores a la de la falta trifásica. A pesar de todo, las condiciones que favorecen la utilización de este tipo de puesta a tierra no son usuales.

Finalmente, cabe destacar que, debido a la alta magnitud de las faltas a tierra requeridas para controlar las sobretensiones transitorias, rara vez se utiliza la reactancia de puesta a tierra en sistemas industriales [26].

2.3.5. SISTEMA PUESTO A TIERRA DE FORMA RESONANTE

Los sistemas puestos a tierra de forma resonante poseen una reactancia (también llamada bobina de supresión de arco, Bobina Petersen o neutralizador de falta a tierra) conectada entre el neutro del sistema y tierra. Esta reactancia (X_L) está especialmente elegida o sintonizada para resonar a frecuencia fundamental con la capacidad distribuida del sistema (X_{C0}), de tal manera que la corriente de falta resultante sea resistiva y pequeña en magnitud. El valor de dicha reactancia se determina, de forma aproximada [22], mediante la ecuación (2.11).

$$L = \frac{1}{3\omega^2 C} \quad (2.11)$$

Las pérdidas en dicha reactancia se representan mediante una resistencia (r). La corriente de falta resultante está en fase con la tensión neutro-tierra resultante, de tal manera que el paso por cero de tensión e intensidad se produce de forma simultánea (Figura 2.12). Si la falta a tierra es a través del aire, como en el contorno de aisladores, ésta puede ser autoextinguible [21].

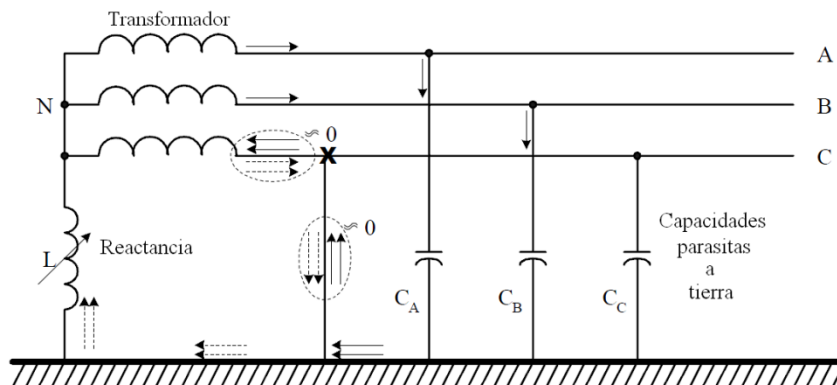


Figura 2.12. Falta monofásica sobre un sistema puesto a tierra de forma resonante [21]

En relación a la operativa en este tipo de sistemas, se presupone equilibrada la capacidad distribuida del sistema. Así, cuando una fase del sistema se pone a tierra (fase C), en la bobina se establece una tensión fase-neutro (V_{CN}). Esto produce una corriente inductiva retrasada (I_L) que fluye desde la bobina, a través del transformador, hasta la falta y luego hasta tierra. Al mismo tiempo, desde las dos fases sanas fluye a tierra, a través de las capacidades, una corriente capacitiva adelantada ($3I_{C0}$) que luego va hacia la falta. Tal y como se observa en la Figura 2.13, la corriente retrasada de la bobina y la corriente adelantada de las capacidades distribuidas se encuentran prácticamente en oposición de fase (180°). Mediante una adecuada sintonización de dicha bobina (eligiendo la toma adecuada), se puede lograr que las componentes inductivas y capacitivas de la corriente se neutralicen entre ellas, dejando únicamente una pequeña componente resistiva (I_r) que fluya por la falta (I_0). Pequeños desajustes entre el ajuste de la bobina y la capacidad del sistema, menores al 25%, no deberían causar ningún problema de protección [22].

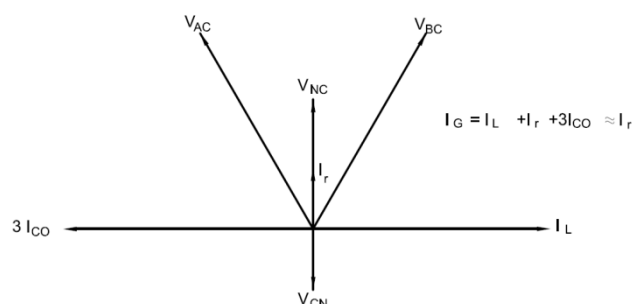


Figura 2.13. Diagrama vectorial de un sistema resonante [21]

Durante una falta a tierra, las tensiones fase-tierra a frecuencia fundamental de las fases sanas son esencialmente tensiones fase-fase, no viéndose éstas incrementadas por la resistencia de falta. Además, las máximas tensiones transitorias en las fases sanas son menores a 2,73 veces la tensión nominal y la tensión neutro tierra es menor de 1,67 veces la tensión nominal fase-neutro [16].

Generalmente, se estima que la bobina Petersen es efectiva en el 70-80% de las faltas [31]. Esa falta de efectividad es un punto en su contra, debido al elevado precio que tiene, así como por el equipo que ha de llevar para protegerle en el 20-30% de las ocasiones que no funciona adecuadamente. Puesto que el circuito resonante ha de ser resintonizado si cambian los parámetros distribuidos del circuito asociado, la aplicación ideal es aquella que no implique frecuentes conmutaciones o reconfiguraciones. Así, este sistema puede funcionar adecuadamente en un sistema trifásico radial, pero no resulta práctico en feeders de enlace o redes malladas, a menos que estén interrumpidos por transformadores en triángulo u otro tipo de aisladores de secuencia homopolar, los cuales permitan conocer de forma definitiva el ajuste de la bobina, independientemente de las condiciones operativas del sistema.

Antiguamente, este método de puesta a tierra se veía en pocas ocasiones en redes de transporte de alta tensión. Hoy en día, raramente se encuentra en las redes de Norteamérica, únicamente en algunas ocasiones para poner a tierra los generadores en grandes centrales en ciertas zonas. Sin embargo, es relativamente común en redes de distribución en Europa occidental y oriental, China, etc.

Entre las ventajas más destacables de este sistema de puesta a tierra se encuentran [22]:

- Pequeñas corrientes de falta a tierra.
- Autoextinción de los arcos.
- Reducidos valores de tensiones de paso y de contacto.
- Se evitan las faltas a tierra intermitentes.

Por el contrario, dicho sistema también presenta una serie de inconvenientes:

- Debido a la resonancia, las tensiones fase-tierra pueden ser elevadas.
- Los niveles de aislamiento de los pararrayos tienen que ser mayores.
- Puede ser necesario incrementar el aislamiento debido al desplazamiento del neutro durante los transitorios.
- No es efectivo en caso de faltas de arco en cables [32].

- Los cables pueden causar restablecimientos de falta repetitivos y perjudiciales [32].
- Para configuraciones tales como las de los sistemas de distribución, la sintonización de la bobina puede ser complicada.

2.3.6. SISTEMA PUESTO A TIERRA DE FORMA ACTIVA

Nuevos desarrollos tecnológicos han permitido ampliar las posibilidades tradicionales existentes de puesta a tierra. Las soluciones tradicionales a este tipo de puestas a tierra se basan en elementos pasivos (resistencias, reactancias, capacidades distribuidas de la línea, etc.), no siendo capaces de modificar la corriente que circula por el neutro del sistema en el caso de que se establezca una falta, ni de ofrecer otro tipo de prestaciones cuando no hay ninguna falta en el sistema.

Actualmente, las puestas a tierra de la red de media tensión mediante neutro compensado realizadas con Bobina Petersen son una práctica muy extendida en el centro de Europa y en expansión en otros países europeos. Este tratamiento de neutro es el que más favorece un suministro ininterrumpido, ya que provoca la circulación de una intensidad de falta suficientemente baja que propicie la autoextinción de las faltas monofásicas a tierra transitorias, evitando así la aparición de huecos de tensión.

Sin embargo, una bobina, como sistema pasivo, no tiene capacidad para variar la circulación de la intensidad de neutro a voluntad. Además, en caso de que la falta no se extinga, existirá una mayor dificultad para la detección y localización debido a la baja circulación de intensidad por la misma, produciéndose, al mantenerse ésta, una disminución de la seguridad tanto de las personas como de la instalación, lo que puede dar lugar a faltas bifásicas, con la correspondiente interrupción y huecos de tensión más severos que los debidos a las faltas entre fase y tierra.

Para superar las limitaciones anteriores, en los últimos años se ha comenzado a trabajar en una línea de investigación basada en utilizar un sistema de puesta a tierra activo [3], el cual proporciona las mejoras de calidad de suministro de una puesta a tierra compensada y, adicionalmente, incorpora una serie de funciones añadidas, orientadas a reducir el tiempo de interrupción e incluso a evitar la aparición de faltas. Estas funciones añadidas se consiguen a partir de una característica esencial de funcionamiento activo que le dota de capacidad de inyección en la red, de una intensidad controlada en el momento y situación deseada. Asimismo, esta capacidad de realizar inyecciones de intensidades, de componentes frecuenciales seleccionables, genera magnitudes más estables y fiables durante más tiempo con las que se obtienen medidas de mayor precisión.

Las características anteriores pueden permitir que el sistema de puesta a tierra desarrollado incorpore funciones tales como:

- Extinción de faltas monofásicas.
- Cálculo de la capacidad de la red.
- Detección y localización de faltas.
- Provocar una tensión de neutro controlada durante el tiempo que se requiera para localizar puntos de bajo aislamiento. Esto permitiría evitar interrupciones y huecos de

tensión, en lo que se consideraría la realización de un mantenimiento predictivo y preventivo.

2.3.6.1. El concepto de puesta a tierra activa

El concepto de "puesta a tierra activa" está basado en un inversor electrónico de baja tensión, el cual se acopla al neutro del transformador de distribución a través de un transformador monofásico. Es decir, la conexión se realiza de forma similar a una puesta a tierra resonante (Figura 2.14).

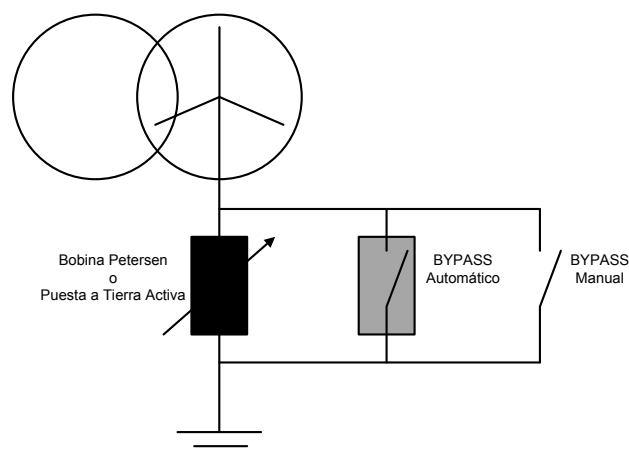


Figura 2.14. Esquema básico de puesta a tierra activa

El objetivo de dicha puesta a tierra activa es añadir, a las ventajas tradicionales de la puesta a tierra resonante (extinción de faltas transitorias, etc.), otras funcionalidades relacionadas con el mantenimiento, la protección y la operación.

El concepto que subyace bajo dicho sistema de puesta a tierra es la inyección controlada de corriente, a través del neutro de media tensión. De esta manera, se puede situar el vector de la tensión neutro-tierra donde se desee y durante el tiempo que se desee, en función del dimensionamiento del inversor [33].

Así, si, por ejemplo, se produce una falta a tierra en la fase 1 que se desea extinguir, se puede inyectar una tensión neutro-tierra, tal que la tensión entre la fase 1 y tierra fuese nula (Figura 2.15). Al carecer de tensión, la corriente de falta desaparece y, si se tratara de una falta transitoria, ésta se extinguiría.

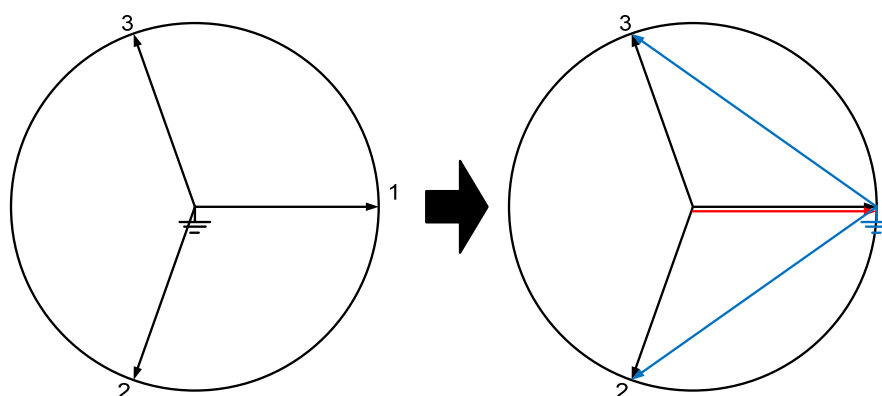


Figura 2.15. Extinción de falta transitoria en la fase 1 [33]

Al igual que en el caso de una puesta a tierra resonante, las tensiones entre las fases 2 ó 3 y tierra se elevarían, alcanzando el valor de la tensión entre fases.

Por otro lado, con dicha inyección de corriente las tensiones fase-fase no se ven alteradas. Esto quiere decir que los desplazamientos del neutro no afectan a los clientes de la red de distribución, ya que los transformadores eliminan la componente homopolar, por lo que estas actuaciones se pueden llevar a cabo sin perturbar el normal suministro eléctrico a los clientes.

Hasta este punto, el funcionamiento de la puesta tierra activa resulta equivalente al de la puesta a tierra resonante. Sin embargo, la gran diferencia consiste en que, mediante la utilización de un inversor, no sólo se puede decidir cuándo se quiere mover el punto neutro del sistema (no únicamente cuando se produce una falta, sino cuando se pueda estimar oportuno), sino también donde se desea situar dicho punto neutro.

Por ejemplo, si se detectara una falta de aislamiento en la fase 1, sería posible reducir la tensión en dicha fase a la mitad (Figura 2.16), a costa de un aumento de tensiones en las otras dos fases (2 y 3).

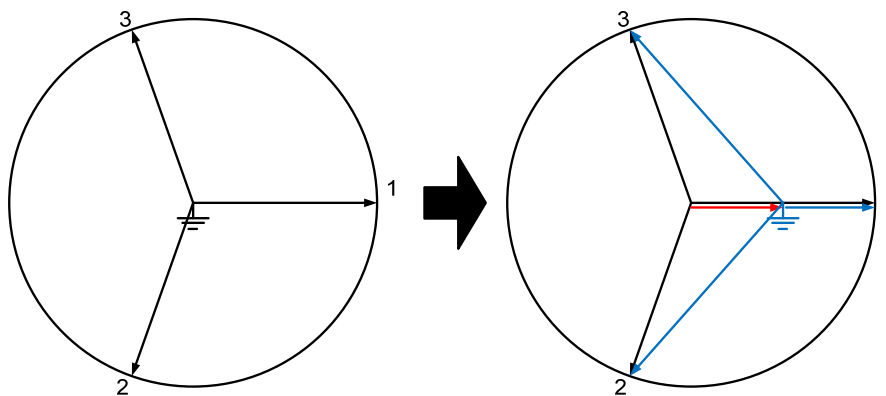


Figura 2.16. Reducción de la tensión de la fase 1 a la mitad

Otra opción podría ser realizar la inyección de una tensión en sentido contrario, de tal manera que el valor de las tensiones de las fases 2 y 3 no variaran excesivamente, pero duplicando el valor de la tensión entre la fase 1 y tierra (Figura 2.17). Esto podría realizarse durante trabajos de mantenimiento para verificar el aislamiento de las líneas y sus componentes.

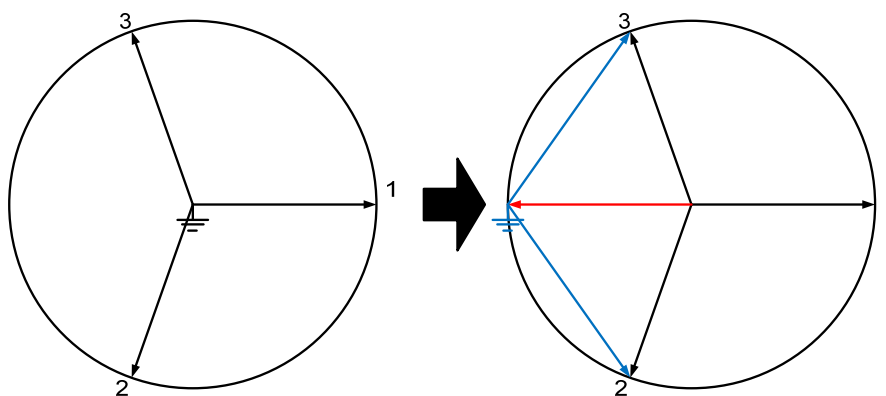


Figura 2.17. Verificación de aislamiento en fase 1

Lógicamente, se puede obtener cualquier valor y ángulo, siempre y cuando el dimensionamiento de la red y de la puesta a tierra así lo permitan.

Otra ventaja destacable de la puesta a tierra activa, y de la que se va a hacer uso en el desarrollo de la presente tesis, es la capacidad de inyectar corrientes por el neutro, de frecuencia diferente a la de la red. Con ello, se puede llegar a obtener mejoras notables en la identificación y localización de las faltas.

Como se puede observar, es posible incorporar nuevas funcionalidades al sistema de puesta a tierra, tanto en lo que respecta al mantenimiento de las instalaciones como a la operación del sistema (detección de puntos de aislamiento débil, mejor detección de faltas de alta impedancia, identificación de conductores caídos, localización de faltas a tierra, etc.). Así, se puede evitar la aparición de ciertas faltas en la red de distribución y, aquellas que se producen, son rápidamente detectadas y localizadas, mejorando la continuidad y calidad del suministro.

2.3.6.2. Descripción del sistema de puesta a tierra activa

2.3.6.2.1 Componentes del sistema de puesta a tierra activa

El nuevo sistema de puesta a tierra activa para redes de distribución [2], cuyo esquema general se muestra en la Figura 2.18, basa su operación en un equipo de electrónica de potencia combinado con un sistema de protección y control, el cual obtiene la información necesaria para poder detectar y localizar una falta, cuando ésta se produzca. Es la utilización de la electrónica de potencia lo que confiere al sistema activo la capacidad de controlar la corriente y tensión de neutro a lo largo del tiempo.

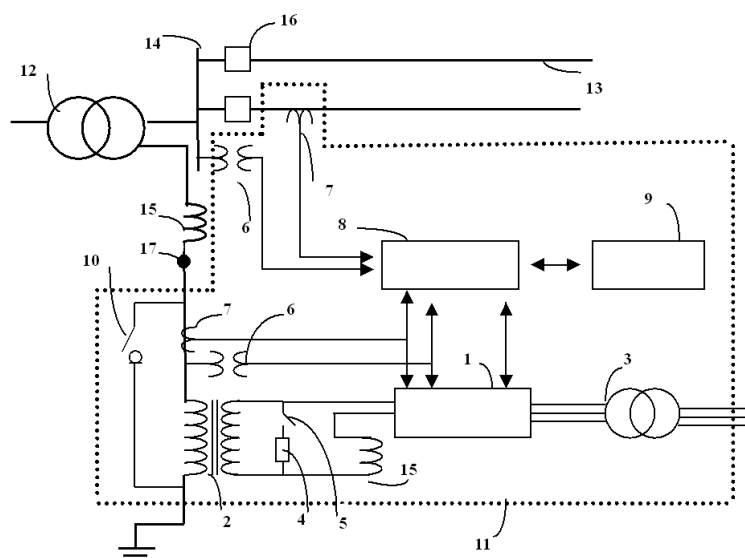


Figura 2.18. Esquema del sistema activo de puesta a tierra [2]

En dicha figura se muestra un esquema unifilar simplificado de una posible conexión de un transformador de potencia (12) a la barra (14) de una subestación, de una red de distribución eléctrica de la que se alimentan una serie de feeders (13), así como una posible disposición del sistema electrónico de puesta a tierra activa (11) con relación al neutro (17) de la red.

El sistema electrónico de puesta a tierra activa (11) comprende un convertidor electrónico monofásico (1), un transformador de acoplamiento en serie (2), un sistema de alimentación (3), una resistencia (4), una inductancia (15) en el secundario del transformador de acoplamiento (2), un sistema de protección y control (8), unos elementos de captación de tensión (6), unos elementos de captación de corriente (7), una interfaz (9) con el usuario y un elemento de maniobra (10) para puentear el sistema, como puede ser un interruptor de by-pass.

Además, dicho sistema de puesta a tierra activa (11) está constituido como un sistema contenido en una única envolvente o por envolventes independientes, pudiendo ser montado y ensayado en fábrica, minimizando las operaciones de instalación y conexionado en campo, y asegurando una mayor fiabilidad en el funcionamiento del sistema.

2.3.6.2.2 Conexión de los diferentes elementos del sistema de puesta a tierra activo

La misión del transformador de acoplamiento serie (2) es adaptar la tensión y configuración del convertidor electrónico (1) al sistema de potencia de la subestación [2]. En este caso, lo más habitual es un transformador monofásico.

Por otra parte, el devanado primario del transformador de acoplamiento (2) se conecta en serie con la tierra o impedancia a tierra (directamente o a través de algún sistema) y el neutro (17) de la red. Este neutro (17) puede ser tanto el neutro del transformador de potencia (12) de la subestación eléctrica en cualquiera de sus posibles configuraciones (estrella del transformador, estrella de un transformador separado de puesta a tierra,...), como un neutro creado a partir de elementos auxiliares (estrella de un transformador creando un neutro a partir de una conexión en zig-zag, estrella de un transformador creando una conexión en Ynd, una impedancia de puesta a tierra resistiva o inductiva (15) o una combinación de las mismas, etc.).

En el devanado secundario del transformador de acoplamiento (2) se conecta la salida del convertidor electrónico monofásico (1). Este convertidor genera una corriente de diferentes frecuencias en función de las necesidades del sistema, pudiendo conectarse en serie y/o paralelo al mismo una impedancia (15). En paralelo con el convertidor electrónico (1) se conecta y desconecta, mediante un contactor (5), una resistencia (4) con objeto de amortiguar los transitorios ante una falta en el sistema. El sistema de alimentación (3) suministra la energía necesaria al sistema electrónico de puesta a tierra activo para su funcionamiento.

La salida del convertidor electrónico (1) está compuesta por un inversor monofásico de corriente continua a corriente alterna. El convertidor electrónico (1) proporciona corriente alterna a la frecuencia o combinación de frecuencias requerida en cada momento por el sistema de protección y control (8), pudiendo este sistema de protección y control (8) estar conectado al convertidor electrónico (1) o integrado en el mismo, de forma que obedezca a una arquitectura físicamente distribuida o concentrada. Esta característica permite que el sistema se adapte a las diferentes necesidades de las subestaciones eléctricas.

El sistema electrónico de puesta a tierra activa cuenta, además, con elementos de captación de tensión (6) y elementos de captación de corriente (7), que proporcionan las medidas de las magnitudes de los feeders (13) conectados a la barra (14) de la subestación, así como las medidas de las magnitudes de tensión entre neutro y tierra y la corriente que circula por la

puesta a tierra. Los elementos de captación (6, 7) pueden ser externos al sistema, por lo que en cada instalación se podrán instalar los que mejor se adapten a las cargas y tensiones.

Para aprovechar toda la funcionalidad que puede proporcionar este sistema activo de puesta a tierra (11), se dispone de una interfaz de usuario (9) mediante la que se recoge toda la información que obtiene el sistema de puesta a tierra activa (11), se actualizan los datos que utiliza, se define su funcionamiento y se comprueba el estado del conjunto del sistema eléctrico.

Con objeto de poder dejar el sistema electrónico de puesta a tierra activa (11) fuera de servicio para operaciones de mantenimiento sobre el sistema eléctrico, o para la operación de la subestación en un régimen de neutro que excluya la puesta a tierra activa (bien por criterios de operación o por posibles averías en el sistema electrónico de puesta a tierra activa (11)), éste incluye un elemento de maniobra o interruptor de by-pass (10) que puentea el primario del transformador de acoplamiento (2) permitiendo continuar con la explotación de la subestación sin necesidad de modificar los ajustes de las protecciones instaladas ni la operación del sistema.

2.3.6.3. Operación general del sistema

Tal y como se ha esbozado en apartados anteriores, un objetivo esencial de esta puesta a tierra activa es proporcionar un sistema que actúe sobre la circulación de corriente en dicha puesta a tierra, controlándola en todo momento. Este control permite, por tanto, obtener la corriente homopolar deseada en el momento deseado, característica que aprovecha el sistema para desarrollar una serie de funciones. Además, al contrario de lo que ocurre en los sistemas pasivos, no es la propia red, ni el desequilibrio que pueda existir en la misma, ni la falta provocada junto con las impedancias de puesta a tierra, las que imponen la corriente que circula por el neutro, sino que es el propio sistema de puesta a tierra el que la define. Esta definición incluye la elección tanto del módulo y del ángulo, así como de las componentes frecuenciales [2-3].

La capacidad de inyectar en la puesta a tierra una corriente controlada posibilita la elección del instante en el que se produce dicha inyección. Esto permite al sistema activo, y por tanto también a un usuario del mismo, decidir ejecutar las diferentes funciones relacionadas con la protección de las instalaciones de distribución eléctrica en media tensión y la realización de un mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo de dichas instalaciones, que se definen a continuación:

- a) *Cálculo de la capacidad de la red*: el cálculo de capacidad de la red en la que se ha instalado el sistema de puesta a tierra activo obtiene el valor de la capacidad equivalente total de la red (X_c).
- b) *Detección y localización de una falta monofásica*: la detección y localización de una falta monofásica puede incluir todas o únicamente alguna de las funciones que permiten localizar la misma. Al tratarse del objetivo principal de la presente tesis doctoral, esta funcionalidad quedará más profundamente desarrollada en capítulos posteriores.
- c) *Extinción de una falta monofásica*: una vez detectada una falta monofásica en la red y localizada, se puede proceder a la extinción de la misma. Para ello, se calcula la corriente que debe circular por el neutro para que la tensión en la fase en falta se

anule. Esta inyección provocará la circulación de una corriente muy baja por la falta, que permite que la misma se autoextinga (Figura 2.19).

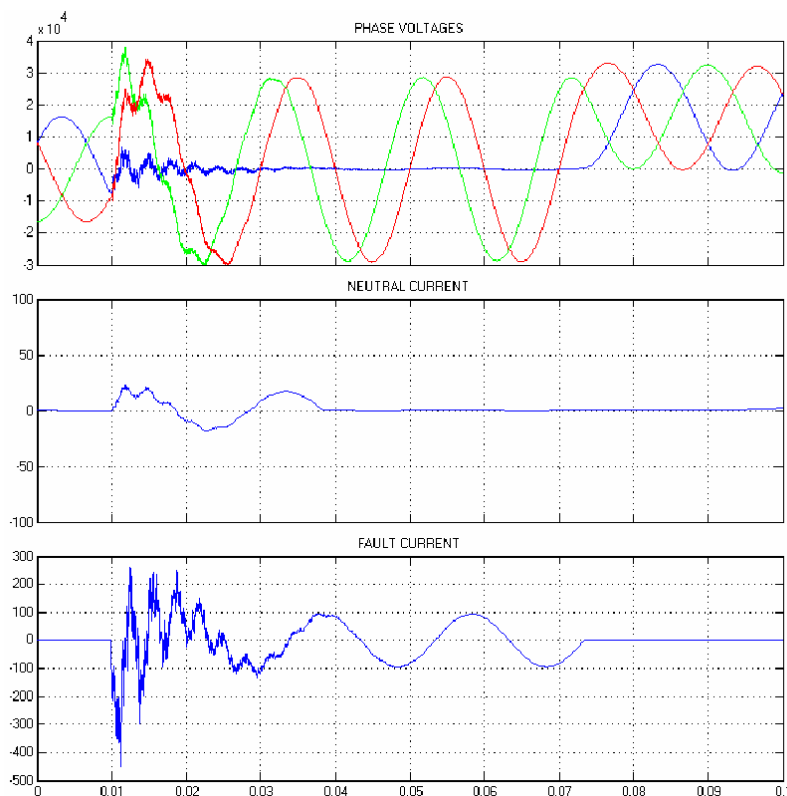


Figura 2.19. Resultados de simulación de extinción de falta [3]

- d) *Modo mantenimiento*: este modo de funcionamiento permite realizar el mantenimiento predictivo de la red en la que está instalado el sistema de puesta a tierra activo, ya que, mediante la adecuada inyección de corriente, se lleva el punto neutro de la red a la tensión deseada, creando las correspondientes sobretensiones y/o subtensiones en cada una de las fases de la red. Este modo de funcionamiento permite comprobar el aislamiento y las fugas que puedan existir en las líneas y cables de distribución del sistema eléctrico. Así, el sistema permite la modificación controlada y por tiempo indefinido de las tensiones fase-tierra y neutro-tierra de la red mediante la inyección de una corriente calculada.

2.3.6.4. Comparativa con los métodos tradicionales de puesta a tierra

En la Tabla 2.5 se resume brevemente el comportamiento de algunos de los diferentes métodos de puesta a tierra tradicionales, comparados con el sistema de puesta a tierra activa. Para ello, se identifican los siguientes apartados como Bueno (☑), Pobre o Complejo (☒) y Medianamente Adecuado (☒)

		Rígida a tierra	Baja impedancia	Aislado	Compensado	Activa
Huecos de tensión		✗	⊠	✓	✓	✓
Interrupciones	Breves	✗	✗	⊠	✓	✓
	Largas	⊠	⊠	⊠	⊠	✓
Esfuerzos en el material	Corriente de falta	✗	⊠	✓	✓	✓
	Sobretensiones	✓	⊠	✗	✗	⊠
Requerimientos de seguridad	Tensiones de contacto	✓	✓	✗	✗	⊠
	Tensiones de paso	✗	⊠	✓	✓	✓
Adecuación a extensas redes subterráneas		✓	✓	✗	⊠	⊠

Tabla 2.5. Comportamiento de diferentes puestas a tierra [3]

Así, una vez que una red de media tensión ha sido diseñada para trabajar con un sistema de puesta a tierra específico, realizar modificaciones en él implica la necesidad de un análisis cuidadoso. Por ejemplo, el cambio de un sistema de puesta a tierra de baja corriente de falta a un sistema de alta corriente de falta puede llegar a crear problemas de seguridad si la puesta a tierra de cada subestación conectada aguas abajo no se modifica en consecuencia. Por otro lado, si se reduce la corriente de falta, se pueden experimentar fallos de aislamiento que pueden producir cortocircuitos fase-fase o fallos en los pararrayos/autoválvulas y, como consecuencia, largos tiempos de interrupciones. En ambos casos, el cambio de un sistema de puesta a tierra puede implicar un cambio en el sistema de protecciones.

2.4. IMPORTANCIA DE LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

El establecimiento de una falta eléctrica en cualquier punto de la red de distribución puede ocasionar graves consecuencias que menoscaben, en ocasiones de forma muy importante, la calidad de suministro del cliente final. Además, en la mayoría de las ocasiones, las faltas eléctricas se manifiestan en forma de daños mecánicos que deben ser reparados a la mayor brevedad, antes de que sea repuesto el suministro eléctrico. Dicha reparación será posible, en tanto en cuanto la localización de la falta sea conocida o pueda ser estimada con razonable precisión [34].

El método clásico para la localización de faltas en líneas aéreas consistía fundamentalmente en una inspección visual de la línea, mediante el uso de diferentes medios de transporte (a pie, automóvil, helicóptero) o por observación de diferentes equipos de la red (seccionalizadores, trazadores de corriente, etc.) [35]. También era habitual utilizar medidas de ciertas magnitudes en determinados puntos o analizar el tiempo de la onda portadora.

En líneas subterráneas, sin embargo, los procedimientos clásicos para localizar la falta son variados [36-38]. El método tradicional consiste en una seccionalización manual para aislar

la falta, sección a sección, lo que resulta tedioso y muy costoso en términos de tiempo, además de someter a cierto equipamiento a esfuerzos para los que no están preparados. Otros sistemas incluyen métodos basados en el radar o en la reflexión del arco (ambos basados en la reflectometría en el dominio del tiempo), o métodos basados en la resonancia, en los cuales se inyectan señales eléctricas o pulsos en dichos cables, con el fin de que el tiempo de retorno o la frecuencia de resonancia indiquen la distancia a la falta. Incluso se han utilizado métodos en los que se ha inyectado una señal o un pulso que, al excitar algún tipo de señal electromagnética en el punto de la falta, éste pueda ser localizado mediante un equipo portátil [39].

El problema de la localización de faltas en los sistemas de transporte ha sido profundamente estudiado por las compañías eléctricas debido a su importancia en el sistema eléctrico, así como por el elevado tiempo requerido para revisar físicamente las líneas. Sin embargo, hasta hace relativamente poco tiempo, los desarrollos para la localización de faltas en sistemas de distribución eran más bien escasos (Figura 2.20). Las razones de esta diferencia residían en que los sistemas de localización de faltas en redes de distribución eran considerados útiles, pero en ningún caso esenciales.

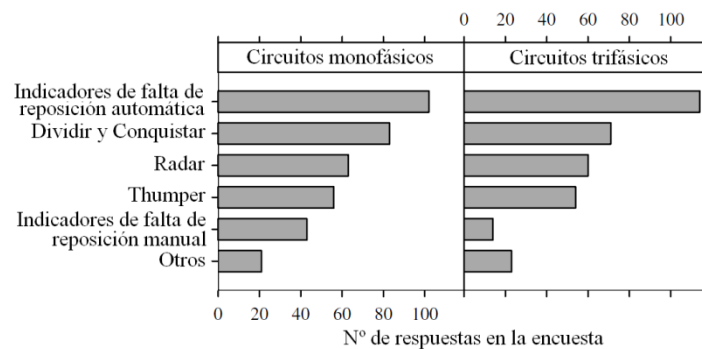


Figura 2.20. Técnicas de localización de faltas por parte de las compañías eléctricas [40]

Pero los cambios regulatorios y tarifarios sufridos por el sistema eléctrico en los últimos años han remarcado la necesidad de disponer de sistemas o técnicas automáticas de localización de faltas en redes de distribución, con el fin de promover la eficiencia en su gestión, así como mejorar la calidad de suministro. De esta manera, se logra reducir los tiempos de interrupción, así como el periodo necesario para su reparación y mantenimiento [41], evitando diferentes consecuencias indeseables, tales como:

- Falta de suministro.
- Pérdidas de vida.
- Daños a equipamientos y propiedades.
- Parada de producciones.
- Pérdidas económicas debidas a largas horas de fallo eléctrico.

Consecuentemente, mediante la implementación de la automatización del sistema de distribución (Distribution Automation, DA), dentro de la que queda englobada la detección y localización automática de faltas, las compañías eléctricas se pueden beneficiar de múltiples formas, desde obtener un rápido sistema para mejorar la fiabilidad, hasta mejorar la eficiencia de toda la operación del sistema. De manera general, dentro de la gestión automática de las interrupciones de suministro, se engloban una serie de complejas funciones que pueden quedar resumidas en tres:

- Alerta de la incidencia.
- Localización de la falta.
- Aislamiento de la falta y restauración del suministro.

En relación a la segunda de ellas, mientras que el esquema de protecciones es una aplicación on-line, en donde la velocidad de actuación es el aspecto importante, la localización de la falta se realiza off-line, siendo su principal característica la precisión. Así, en lo que respecta a la localización de la falta, los tres aspectos más importantes son:

- Detección de la falta (esquema de protección).
- Clasificación de la falta (esquema de identificación).
- Localización de la falta.

En conclusión, la existencia de un rápido, fiable y efectivo sistema de detección y localización de faltas eléctricas en las modernas redes de distribución resulta de gran importancia.

2.5. CONCLUSIONES

A lo largo del presente capítulo se han analizado los diferentes factores que influyen en las posibles consecuencias de una falta eléctrica, así como en la necesidad de una rápida detección y localización de la misma con el fin de reducir el tiempo de interrupción del suministro a los clientes de una red distribución.

En primer lugar, se ha centrado el análisis en definir el concepto de falta eléctrica en redes de distribución, atendiendo tanto a la tipología de la misma, como a los múltiples factores que pueden originarla (ambientales, técnicos, humanos, etc.). A partir de ello, se ha podido determinar que la mayor frecuencia de este tipo de incidentes en redes de distribución se da en el caso de faltas monofásicas (80% de las faltas), causadas generalmente por fenómenos naturales, en la mayoría de los casos (50-90%) temporales y con una alta incidencia en conductores desnudos.

Posteriormente, en base a lo anterior, se ha analizado uno de los factores que mayor influencia tiene sobre las consecuencias de una falta monofásica a tierra en una red de distribución: la tipología de puesta a tierra utilizada. Así, se han descrito las tipologías clásicas de puesta a tierra (puesta a tierra efectiva, aislada, impedante y resonante), destacando en cada una de ellas las ventajas e inconvenientes a tener en cuenta durante su aplicación en relación a múltiples factores (sobretensiones generadas, magnitud de la corriente de falta, transitorios provocados, continuidad del suministro, etc.). Con todo ello, se ha podido concluir que no existe un sistema de puesta a tierra mejor que otro, sino que todos ellos pueden considerarse igualmente válidos, siempre que se tengan en cuenta las consecuencias de su modo de operación. Es más, en muchas ocasiones, la elección de una tipología u otra responde fundamentalmente a criterios de tradición en el país donde se instala o por parte de la compañía propietaria de la red de distribución.

En los últimos años, nuevos desarrollos tecnológicos han permitido ampliar las posibilidades tradicionales de puesta a tierra en las redes de distribución. Entre ellas, cabe destacar el

diseño de un nuevo sistema de puesta a tierra, denominado puesta a tierra activa, sobre el cual se han desarrollado las metodologías objeto de la presente tesis doctoral. Por ello, se han analizado las principales características de dicha puesta a tierra activa, la cual, además de tener similares características a una puesta a tierra resonante, permite ampliar las posibilidades tradicionales de un sistema de puesta a tierra: extinción de faltas monofásicas, detección y localización de faltas monofásicas, mantenimiento predictivo, inyección de señales de diferentes frecuencias, etc.

Por último, se ha destacado la importancia de un adecuado, fiable y rápido sistema automático de detección y localización de faltas en redes de distribución, en aras de lograr una reducción de los tiempos de interrupción, así como de una disminución de los costes asociados a las técnicas tradicionales de localización de faltas.

ESTADO DEL ARTE EN LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS, EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN	51
3.2. DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	52
3.3. LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	83
3.4. CONCLUSIONES	117

3. ESTADO DEL ARTE EN LA DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FALTAS, EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

Son múltiples los métodos que han sido propuestos para detectar y localizar las faltas que se producen en los sistemas de distribución de energía eléctrica [1]. Estas metodologías toman en consideración las particulares características de las redes de distribución y, siguiendo procedimientos basados en las más variadas técnicas, tratan de identificar alguno o varios de los efectos que la aparición de una falta produce en las variables del sistema (fundamentalmente en sus tensiones y corrientes). Con este fin, a lo largo de los años se han efectuado diversas investigaciones conducentes a caracterizar toda clase de faltas en los distintos tipos de sistemas de distribución.

Puesto que el objetivo de esta tesis es desarrollar y validar una metodología para ser aplicada en un sistema de distribución con una puesta a tierra activa [2], y teniendo en cuenta que en muchas de sus características funcionales las similitudes con una puesta a tierra resonante son notables, se ha de tener en cuenta que la intensidad de defecto que se produciría como consecuencia de una falta monofásica tiene un reducido valor.

Por ello, el análisis del estado del arte de la detección de faltas en redes de distribución se centra en aquellas faltas que provocan una baja circulación de corriente de falta. Así, respecto al análisis en la detección de este tipo de faltas, los distintos métodos desarrollados hasta el momento pueden ser clasificados, de modo general, en dos grandes grupos, de acuerdo a la causa que provoca dicha reducida intensidad de falta:

- Métodos para redes de distribución con neutro aislado o con puesta a tierra resonante.
- Métodos destinados específicamente a detectar defectos monofásicos a tierra que implican un camino de elevada impedancia.

Sin embargo, en lo que respecta a la localización de faltas en redes de distribución, las metodologías propuestas específicamente para redes con baja circulación de corriente de falta (puestas a tierra resonantes o aisladas) son tradicionalmente escasas y, en muchas ocasiones, no muy relevantes. Es por ello que el análisis del estado del arte se ha centrado fundamentalmente en aquellos métodos de localización de faltas genéricos más importantes, que permitan extraer conclusiones de cara a la metodología objeto de la presente tesis doctoral.

De esta manera, en lo que se refiere específicamente a la localización de faltas en los sistemas de distribución, se han formulado también propuestas muy dispares que tratan de obtener su ubicación en el sistema de la forma más precisa posible. Aunque tradicionalmente en los sistemas de distribución se localizaban las faltas mediante un sistema de prueba y error (abriendo y cerrando interruptores para intentar aislar la zona afectada), el coste económico y de calidad de dicha operativa ha impulsado actuaciones encaminadas a lograr una mayor automatización del sistema de distribución. Así, las técnicas propuestas en estos últimos tiempos con el fin de lograr una rápida, fiable y precisa localización de la falta en redes de distribución están agrupadas fundamentalmente en tres grandes grupos:

- Análisis de señales (tensión e intensidad) mediante la utilización de medidas a la frecuencia fundamental. Esta serie de técnicas buscan, en la mayoría de los casos, una expresión matemática del valor de la impedancia hasta el punto de falta.
- Utilización de las componentes de alta frecuencia asociadas al establecimiento de una falta a tierra. Dentro de este grupo, las variantes predominantes son la consideración de la teoría de ondas viajeras y la aplicación matemática de la Transformada Wavelet.
- Diseño de metodologías mediante sistemas de inteligencia artificial. Entre sus múltiples disciplinas cabe destacar (aunque no son las únicas) los sistemas expertos, las redes neuronales artificiales, los sistemas de lógica difusa y los algoritmos genéticos.

Muchas de estas técnicas no son solamente utilizadas en la localización de faltas, sino que también tiene su aplicación en la detección de las mismas. Además, en ambos casos, resulta especialmente significativa la tendencia actual de utilizar sistemas mixtos que combinan más de una de estas técnicas en el proceso de detección y/o localización de la falta. De este modo, se trata de buscar una mayor precisión y efectividad en un proceso de detección que debe ser capaz de tratar con diferentes tipos de falta en redes de muy diferentes características, tomando como base para el diagnóstico una información incompleta de la situación. Información que en ocasiones incluye datos recogidos de forma redundante con errores de medida o incongruencias.

Todo lo expresado anteriormente pone de manifiesto la dificultad inherente que presenta el problema de detectar y localizar una falta en redes de distribución con las debidas garantías de seguridad y fiabilidad. De hecho, la mayor parte de los métodos recogidos dentro de este capítulo únicamente son aplicables en un determinado tipo de sistemas, bajo unas determinadas circunstancias y sólo están capacitados para detectar y/o localizar ciertas clases de faltas.

A continuación, dentro de este capítulo se recoge un resumen de las principales investigaciones y propuestas realizadas hasta la fecha en el ámbito de la detección y localización de faltas de baja intensidad. Para llevar a cabo este análisis del estado del arte se ha partido de los estudios efectuados sobre la materia por otros autores, tanto en la detección de faltas de baja intensidad [1, 12, 42-47], como en la localización de faltas en redes de distribución [4-5, 34, 48-52]. Estos estudios han sido convenientemente completados y actualizados, hasta conformar una imagen actualizada del estado de la técnica en este campo, reflejando tanto la evolución técnica y metodológica acaecida a lo largo de los últimos años, como las líneas de investigación que se están explorando en estos momentos.

3.2. DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Los distintos métodos desarrollados hasta el momento pueden ser clasificados, de modo general, en dos grandes grupos, de acuerdo al sistema de puesta a tierra utilizado en la red de distribución para los que han sido concebidos:

- Métodos para redes de distribución con neutro aislado o con puesta a tierra resonante. En este tipo de redes la elevada impedancia del propio sistema de puesta a tierra del neutro limita de por sí la corriente de defecto, en el caso de las faltas

monofásicas a tierra. Dentro de estos métodos se puede distinguir entre los destinados a detectar las faltas monofásicas francas y aquellos que tienen por objeto la detección de faltas monofásicas muy resistivas.

- Métodos para redes de distribución con neutro puesto a tierra de forma rígida o a través de una impedancia de bajo valor. En este caso, las faltas de baja intensidad son debidas a defectos monofásicos a tierra que implican un camino de elevada impedancia. Se trata por tanto de faltas de alta impedancia permanentes o intermitentes, que pueden implicar la aparición del arco eléctrico.

Por otro lado, en lo referente al tipo de técnicas empleadas en el proceso de detección de la falta, una parte importante de los métodos desarrollados se basan en la aplicación de algún tipo de algoritmo mediante el cual se calculan ciertos parámetros (resistencia de falta, asimetrías, flujo de cargas, etc.), cuya comparación con los valores umbrales establecidos es utilizada para detectar la falta. Sin embargo, cada vez es más frecuente la aplicación de técnicas de reconocimiento de patrones (como por ejemplo las redes neuronales artificiales) o de sistemas expertos basados en diferentes formas de inteligencia artificial (lógica difusa, árboles de decisión, etc.).

Asimismo, la mayoría de los métodos incluyen algún tipo de tratamiento o procesado de las señales de tensión y corriente (Transformadas Wavelet o de Fourier, filtros, etc.) mediante el cual obtienen la magnitud, el contenido de armónicos u otro tipo de información que posteriormente utilizarán como datos de entrada.

3.2.1. MÉTODOS DE DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS, EN SISTEMAS CON PUESTA A TIERRA RESONANTE O CON NEUTRO AISLADO

La utilización de estos regímenes de neutro en los sistemas de distribución conlleva como principal ventaja la limitación de la corriente de defecto en caso de establecerse una falta a tierra. Sin embargo, su uso supone también el inconveniente de que la detección y selección de dicha falta resulte más difícil y complicada, lo que implica una concepción particular de las protecciones [53]. En este sentido, se hace necesario distinguir entre dos situaciones cuya problemática resulta muy diferente:

- La detección de una falta monofásica a tierra de carácter franco o poco resistivo no supone un problema insalvable para los equipos basados en técnicas tradicionales, ya que, a pesar de la débil corriente de defecto asociada a la falta, la desaparición o drástica disminución de la tensión de la fase en falta hace que ésta sea fácilmente detectable. Sin embargo, resulta mucho más complicado identificar el feeder afectado por la falta, pues tanto sus corrientes de fase como su corriente residual varían poco con respecto a las de los circuitos sanos.
- Las faltas resistivas o muy resistivas (con resistencias de falta de varios $k\Omega$) pueden tener un carácter duradero y permitir que la red llegue a operar en régimen permanente. Por lo tanto, en muchos casos será posible dar continuidad al suministro, a pesar de la situación de defecto. No obstante, la detección y rápida reparación de estas faltas adquiere una gran relevancia, ya que:
 - Una falta resistiva cuya eliminación se demora en exceso corre el riesgo de convertirse en un cortocircuito. Por lo tanto, su detección será fundamental para garantizar una calidad y una fiabilidad adecuadas en el servicio de la red.

- Por otra parte, una falta resistiva puede haber sido provocada por la rotura y caída de un conductor energizado o por la caída de una rama o árbol sobre la línea. En estos casos, el riesgo de accidente eléctrico es evidente.

Según el estudio efectuado por un equipo del Technical Research Centre of Finland [54], la mayor parte de las faltas registradas en las redes de distribución compensadas o con neutro aislado tienen un carácter transitorio y se autoextinguen sin necesidad de actuación alguna por parte de los sistemas de protección. Esta tendencia es mucho más acusada en las redes compensadas.

En este apartado, se presenta en primer lugar un breve repaso a los métodos existentes de detección de faltas en redes compensadas y/o con neutro aislado. En su conjunto, estos métodos no permiten más que la detección de defectos francos. En segundo lugar se presentan una serie de métodos que permiten detectar faltas monofásicas muy resistivas de carácter permanente [1].

3.2.1.1. Detección de faltas monofásicas francas

La literatura especializada distingue diversos métodos clásicos para detectar y seleccionar el circuito en falta [44, 55-56]. Todos estos métodos se basan en la exploración de la corriente residual y/o de la tensión homopolar, y están limitados a la detección de faltas monofásicas permanentes francas o muy poco resistivas. A continuación se describen de manera breve los métodos más relevantes.

3.2.2.1.1. El método vatimétrico

El método vatimétrico emplea la componente activa de la corriente residual de los circuitos. Esta componente no se puede compensar mediante la bobina de compensación y es debida a las resistencias fase-tierra de la red y a la componente resistiva de la impedancia neutro-tierra. Normalmente, la componente activa de la corriente residual del circuito en falta es muy pequeña frente a la componente capacitiva. Por ello, los relés de protección utilizados deben ser lo suficientemente precisos como para poder discriminar dicha componente con la fiabilidad requerida. En el caso de las redes compensadas, la sensibilidad de este método puede ser mejorada si durante un breve periodo de tiempo se conecta una resistencia de valor apropiado en paralelo con la bobina de compensación. De este modo, al aumentar la corriente activa en la falta, la componente activa de la corriente residual del circuito en falta se hace mayor y puede ser medida con una mayor precisión.

También las corrientes residuales de los feeders sanos tienen una componente activa debida a las resistencias fase-tierra de ese circuito. Sin embargo, mientras que el vector correspondiente a la componente activa de la corriente residual de un feeder sano está en oposición de fase con la tensión neutro-tierra, para el feeder en falta esa misma componente activa está en fase con el vector de la tensión neutro-tierra. Esta última es debida, sobre todo, a la componente resistiva de la impedancia neutro-tierra.

Los niveles de detección mediante esta metodología pueden oscilar del 60% al 80%, en función de la tecnología utilizada [42].

3.2.1.1.2. Variación del grado de sintonización

Cuando la bobina de compensación está sintonizada, la corriente de falta es prácticamente nula aún tratándose de un defecto franco. Dicha corriente de defecto consta de una pequeña componente capacitiva, correspondiente a la corriente capacitiva de la red que no es compensada por la bobina del neutro, y de una componente activa debida a las resistencias a tierra. Si el grado de sintonización se modifica ligeramente, la componente capacitiva de la corriente de falta varía y el circuito en falta puede ser identificado.

Al producirse un defecto franco, la tensión neutro-tierra toma el valor de la tensión de la fase donde se ha producido el defecto y permanece constante, tanto en fase como en módulo, mientras no se restablezca la normalidad. Como consecuencia de ello, las corrientes residuales de los feeders sanos no varían aún cuando se modifique el valor de la impedancia neutro-tierra. Es decir, la variación del grado de sintonización de la bobina de compensación únicamente afecta al valor de la corriente residual correspondiente al feeder en falta, y más concretamente a su componente capacitiva.

De este modo, vigilando la variación de la corriente residual de cada feeder durante la modificación del grado de sintonización se puede detectar la falta y discriminar el circuito en falta. La variación del grado de sintonización puede ser provocada por la conexión periódica de una capacidad o de una inductancia en el bobinado secundario de la bobina de compensación. Cabe destacar que los niveles de detección mediante esta metodología están por encima del 90% [42].

Al igual que el método vatimétrico, esta forma de identificar el circuito en falta se aplica fundamentalmente para defectos monofásicos permanentes, francos o poco resistivos.

3.2.1.1.3. Exploración de los armónicos

La detección e identificación del feeder en falta se puede también conseguir vigilando las componentes armónicas de las corrientes residuales de los circuitos. Cuando el grado de sintonización es perfecto, la red está compensada para la frecuencia fundamental. Es decir, la componente fundamental de la corriente residual es prácticamente nula. Sin embargo, dicha sintonización no afecta a las frecuencias armónicas, por lo que tras un defecto monofásico a tierra las corrientes armónicas no son compensadas mediante la bobina del neutro. Todo ello hace que la corriente de defecto y, por tanto, la corriente residual del circuito en falta, contenga una tasa elevada de armónicos. De esta forma, es posible identificar el feeder en falta comparando la composición armónica de las corrientes residuales.

Normalmente, la evaluación del 5º armónico da buenos resultados, aunque los modernos relés de protección pueden llegar a utilizar también armónicos de mayor grado (7º, 9º). Así, los niveles de detección mediante esta metodología están alrededor del 70% [42].

3.2.1.1.4. Detección por breve puesta a tierra del neutro

Este método realiza una corta temporización de unos 5 segundos, durante la cual se espera a ver si la falta a tierra se extingue por sí misma. Tras dicha temporización se conecta en paralelo con la bobina de compensación una resistencia con un valor de aproximadamente 3 ohmios, a 10 kV. Como consecuencia de ello, la red con neutro compensado o aislado se

convierte en una red con neutro no directamente conectado a tierra durante unos 100 ms. Esto provoca una corriente de falta de 450 a 2000 A que hace arrancar, pero no actuar, la protección de la red. Es por tanto fácil de localizar el punto de falta con la ayuda de las señalizaciones de cortocircuito repartidas sobre el sistema (Figura 3.1). En redes de líneas aéreas, este método se aplica solamente de forma limitada ya que, con resistencias de tierra elevadas, la corriente de falta a tierra a menudo no alcanza el umbral de puesta en marcha ajustado en las señalizaciones de cortocircuito. Es por esto por lo que para este tipo de redes se prefieren otros métodos.

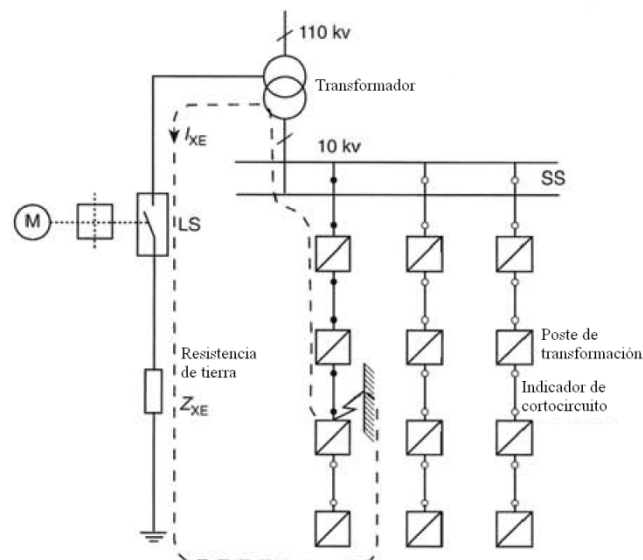


Figura 3.1. Detección por breve puesta a tierra del neutro [56]

Los niveles de detección mediante esta metodología están cercanos al 100%. Además, se puede lograr una localización de la falta si se distribuyen en el sistema indicadores de cortocircuito [42].

3.2.1.1.5. Detección basada en la Transformada Wavelet

La aplicación de la Transformada Wavelet en la protección de sistemas de distribución con puesta a tierra mediante bobinas de compensación, es propuesta por investigadores del Service Électrotechnique et Électronique Industrielle (Francia) en 1996 [57].

Siguiendo esta línea, en 2003, un grupo de investigadores de la Universidad de Tecnología de Poznan (Polonia) propone aplicar un algoritmo adaptativo, basado en la aplicación de la Transformada Wavelet, para detectar faltas a tierra intermitentes en los sistemas de distribución compensados [58]. El método propuesto utiliza los valores de las componentes homopolares de la tensión fase-tierra y de las corrientes de línea, y se basa en un doble criterio. Por un lado se calcula la admitancia de secuencia homopolar y se compara con un valor umbral. Y por otro, se vigila el valor de la componente homopolar de la tensión en cada feeder. Al producirse una falta, ambas variables aumentan su valor y la falta es detectada.

Al analizar faltas intermitentes poco resistivas (2Ω), con diferentes tiempos de actuación y recuperación, comprueban que, si la falta es continua o con frecuencias de interrupción elevadas, la detección es inmediata al aplicar estos criterios directamente sobre las secuencias registradas. Sin embargo, cuando los intervalos entre las sucesivas reactivaciones

de la falta son relativamente largos (mayores que 10 ms), resulta más complicado identificar el circuito en falta. Por ello, proponen utilizar la Transformada Wavelet en el proceso de detección.

Posteriormente, en 2009 [59] se propone la aplicación de técnicas probabilísticas en la selección del circuito afectado por una falta monofásica a tierra en sistemas de distribución de media tensión resonantes. El método propuesto requiere captar las corrientes de fase de cada circuito y obtener su corriente residual. A continuación se aplica la Transformada Discreta Wavelet (DWT) para extraer la caracterización de su transitorio y se obtiene el sumatorio de los valores absolutos del nivel d2 de la DWT de las corrientes residuales, obtenidos a lo largo de un ciclo de la frecuencia fundamental del sistema. Finalmente, el feeder en falta se estima aplicando a dicha suma una técnica de selectividad bayesiana.

3.2.1.2. Detección de faltas monofásicas muy resistivas

Cuando se trata de faltas monofásicas muy resistivas, la detección del defecto se hace mucho más problemática, ya que el elevado valor de la resistencia de falta no provoca la significativa variación de la tensión que es utilizada para detectar una falta monofásica poco resistiva. Además, la importante resistencia existente en el punto de falta contribuye, junto con el efecto del neutro aislado o puesto a tierra de forma resonante, a una reducción en el nivel de corriente de defecto mucho más drástica que en el resto de los casos. Todo ello hace que sea ciertamente complicado detectar las faltas de alta impedancia (FAI) en este tipo de redes, y que resulte aún más difícil identificar el feeder en falta.

Dada la dificultad que entraña la detección de este tipo de faltas y habida cuenta de la reducida corriente de falta, este tipo de defectos no suelen ser despejados antes de alcanzarse el régimen permanente correspondiente a la situación de falta. Por ello, la mayor parte de estos métodos se basan en el análisis del régimen permanente establecido tras la aparición de la falta. Es decir, tratan de identificar el efecto que una falta produce en los diferentes parámetros de la red, comparando sus valores antes y después de la aparición del defecto.

A continuación, dentro de este apartado, se realiza una presentación de los principales métodos de detección de faltas monofásicas muy resistivas desarrollados específicamente para su aplicación en redes de distribución con puesta a tierra resonante o con neutro aislado.

3.2.1.2.1. Los parámetros fundamentales

Antes de presentar dichos algoritmos, se van a indicar cuáles son los parámetros fundamentales del sistema, sobre los cuales se han desarrollado las diversas metodologías [1, 44, 60]. Dichos parámetros son: la asimetría total de la red, las asimetrías de línea de cada circuito, las corrientes residuales y la tensión neutro-tierra.

A la hora de definir los parámetros fundamentales de la red compensada, se ha considerado la fuente de tensión ideal, pero se ha supuesto que las capacidades fase-tierra de la red pueden ser desequilibradas y que existen, además, resistencias fase-tierra. La red siempre se ha considerado sin carga, ya que solo se consideran las corrientes residuales y/o las tensiones residuales. Así, se ha considerado una red como la indicada en la Figura 3.2, en la que a un mismo juego de barras se encuentran conectadas varias líneas, circuitos o feeders.

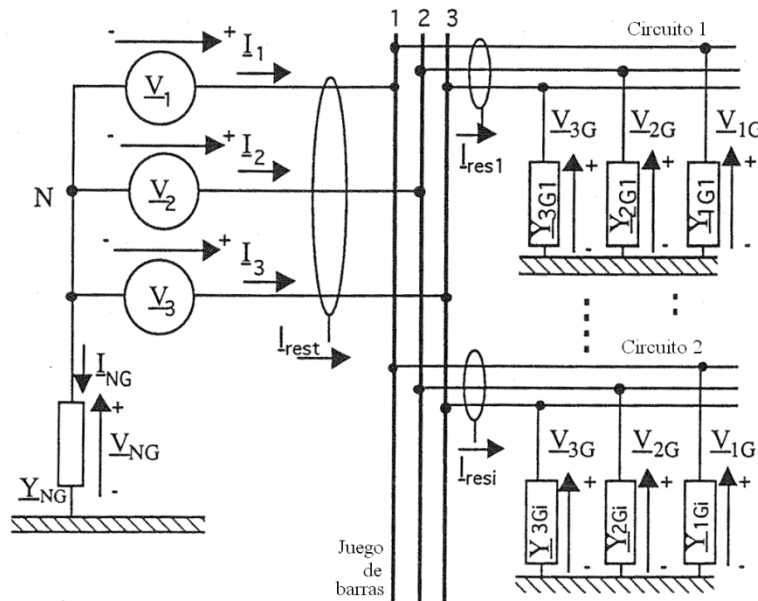


Figura 3.2. Red de distribución en vacío [44]

La nomenclatura utilizada para denotar las admitancias de la red obedece al siguiente criterio (\underline{Y}_{bGc}):

- b: expresa la fase considerada (1, 2, 3 o en general 'p'), el neutro (N), el total de las fases (t) o la fase en falta (v).
- G: representa la tierra.
- c: expresa el feeder. Si se indica 'i' se refiere a ese feeder concreto ($i = 1 \dots n$), mientras que si no se indica nada hace referencia al total de todos los feeders.

Así, empleando las notaciones anteriores, se definen las siguientes admitancias de la red:

- \underline{Y}_{NG} : Admitancia a tierra del neutro del sistema.
- \underline{Y}_{pG} : Admitancia global a tierra correspondiente a la fase 'p'.
- \underline{Y}_{pGi} : Admitancia a tierra del feeder 'i' correspondiente a la fase 'p'.
- \underline{Y}_{tGi} : Admitancia global a tierra del feeder 'i', o suma de las admitancias fase-tierra de cada fase del feeder.

$$\underline{Y}_{tGi} = \underline{Y}_{1Gi} + \underline{Y}_{2Gi} + \underline{Y}_{3Gi} \quad (3.1)$$

- \underline{Y}_{tG} : Admitancia global a tierra de la red, o suma de las admitancia fase-tierra de los 'n' feeders.

$$\underline{Y}_{tG} = \sum_{i=1}^n \underline{Y}_{tGi} \quad (3.2)$$

Esta admitancia también puede ser calculada como la suma de las admitancias fase-tierra de cada fase de la red.

$$\underline{Y}_{tG} = \underline{Y}_{1G} + \underline{Y}_{2G} + \underline{Y}_{3G} \quad (3.3)$$

Del mismo modo, y utilizando la misma nomenclatura, se pueden denotar las correspondientes capacidades (C_{bGc}) y resistencias (R_{bGc}).

Teniendo en cuenta lo anterior, cualquiera de las admitancias fase-tierra de una red puede ser expresada en forma binómica, en función de sus componentes resistiva y capacitiva, según se indica en la ecuación (3.4).

$$\underline{Y}_{bGc} = \frac{1}{R_{bGc}} + j\omega C_{bGc} \quad (3.4)$$

donde ω es la pulsación de la red ($2\pi f$).

Por ello, particularizando esta expresión para la conexión neutro-tierra, se obtiene la admitancia a tierra del neutro del sistema, según la expresión (3.5).

$$\underline{Y}_{NG} = \frac{1}{R_{NG}} + j\omega L_{NG} \quad (3.5)$$

donde:

- La resistencia neutro-tierra (R_{NG}) tiene en cuenta la resistencia de los devanados de la bobina de compensación.
- El coeficiente de autoinducción (L_{NG}) es la inductancia de dicha bobina.

Una vez indicada la nomenclatura utilizada, se procede a definir los diferentes parámetros fundamentales a considerar.

A. La asimetría global de la red (\underline{k})

La asimetría (\underline{k}) es un número complejo que caracteriza vectorialmente la asimetría de las admitancias fase-tierra de la red y que se define mediante (3.6).

$$\underline{k} = \frac{\underline{Y}_{1G} + \underline{a}^2 \underline{Y}_{2G} + \underline{a} \underline{Y}_{3G}}{j\omega C_{tG}} \quad (3.6)$$

donde \underline{a} y \underline{a}^2 son los operadores rotacionales en el plano complejo ($2\pi/3$ y $4\pi/3$, respectivamente).

El valor de \underline{k} depende de la topología de la red y su módulo adquiere normalmente valores que se encuentran dentro del intervalo 0,001 a 0,03. En general, las redes aéreas tienen una asimetría mayor que las redes subterráneas.

B. Las asimetrías de línea de los feeders (\underline{k}_f)

A semejanza de cómo se ha definido la asimetría global de la red \underline{k} , se puede definir la asimetría de cada uno de los feeders (\underline{k}_f). Sin embargo, en este caso se utiliza una capacidad de referencia (C_{ref}), cuyo valor suele fijarse en torno a la capacidad global

fase-tierra (C_{tG}). Así, la asimetría de línea del feeder 'i' viene dada por la expresión (3.7).

$$\underline{k}_{fi} = \frac{\underline{Y}_{1Gi} + \underline{a}^2 \underline{Y}_{2Gi} + \underline{a} \underline{Y}_{3Gi}}{j\omega C_{tref}} \quad (3.7)$$

Las asimetrías de línea de los feeders pueden ser muy dispares dentro de una misma red, ya que dependen de la topología propia de cada uno de los feeders.

Por otro lado, suponiendo que no existen asimetrías en las propias barras de la subestación, ambas asimetrías (la global y la de los feeders) pueden ser relacionadas fácilmente por medio de la expresión (3.8).

$$\underline{k} = \frac{C_{tref}}{C_{tG}} \sum_{i=1}^n \underline{k}_{fi} \quad (3.8)$$

C. Las corrientes residuales

Se puede distinguir entre las corrientes residuales de cada feeder (\underline{I}_{resi}) y la corriente residual total en barras del sistema (\underline{I}_{rest}):

- En el primer caso, la corriente residual de un feeder genérico 'i' se obtiene como la suma de las corrientes de las tres fases, de dicho feeder, según (3.9).

$$\underline{I}_{resi} = \underline{I}_{1i} + \underline{I}_{2i} + \underline{I}_{3i} = \underline{I}_{1Gi} + \underline{I}_{2Gi} + \underline{I}_{3Gi} \quad (3.9)$$

- En el segundo caso, la corriente residual total en barras se obtiene como la suma de las corrientes de las tres fases, de todos los feeders, según (3.10).

$$\underline{I}_{rest} = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3 = \underline{I}_{1G} + \underline{I}_{2G} + \underline{I}_{3G} \quad (3.10)$$

D. La tensión neutro-tierra o de desplazamiento del neutro

En el funcionamiento y control de la bobina de compensación, la tensión neutro-tierra adquiere una importancia especial. Por esta razón, se trata de uno de los parámetros fundamentales de los sistemas con puesta a tierra resonante y es usada tanto en valor absoluto (\underline{V}_{NG}) como en forma relativa, comparándola con el valor de la tensión nominal de la red. Esta última relación, dada en tanto por uno, es denominada tensión neutro-tierra reducida (\underline{v}_{NG}).

Para obtener su valor se puede partir del esquema representado en la Figura 3.2, donde se observa que las corrientes de neutro-tierra (\underline{I}_{NG}) y residual total en barras (\underline{I}_{rest}) son iguales pero de signo contrario. Este aspecto se refleja en la expresión (3.11).

$$\underline{I}_{NG} = -(\underline{I}_{1G} + \underline{I}_{2G} + \underline{I}_{3G}) = -\underline{I}_{rest} \quad (3.11)$$

Si se relacionan dichas corrientes con las tensiones y admitancias del sistema, se obtiene la expresión (3.12).

$$\underline{V}_{NG} \cdot \underline{Y}_{NG} = - \left((\underline{V}_1 + \underline{V}_{NG}) \cdot \underline{Y}_{1G} + (\underline{V}_2 + \underline{V}_{NG}) \cdot \underline{Y}_{2G} + (\underline{V}_3 + \underline{V}_{NG}) \cdot \underline{Y}_{3G} \right) \quad (3.12)$$

Que si se organiza y se tiene en cuenta la tensión nominal fase-neutro del sistema (V_{nom}) en valor eficaz, se obtiene la expresión (3.13).

$$\underline{V}_{NG} \cdot (\underline{Y}_{NG} + \underline{Y}_{1G} + \underline{Y}_{2G} + \underline{Y}_{3G}) = - (V_{nom} \cdot \underline{Y}_{1G} + V_{nom} \cdot \underline{a}^2 \cdot \underline{Y}_{2G} + V_{nom} \cdot \underline{a} \cdot \underline{Y}_{3G}) \quad (3.13)$$

Finalmente, despejando el cociente entre la tensión neutro-tierra y el módulo de la tensión nominal de la red, se obtiene la expresión que proporciona el valor de la tensión neutro-tierra reducida, dada por la ecuación (3.14).

$$\underline{v}_{NG} = \frac{\underline{V}_{NG}}{V_{nom}} = \frac{\underline{Y}_{1G} + \underline{a}^2 \underline{Y}_{2G} + \underline{a} \underline{Y}_{3G}}{\underline{Y}_{NG} + \underline{Y}_{1G} + \underline{Y}_{2G} + \underline{Y}_{3G}} \quad (3.14)$$

3.2.1.2.2. Método DESIR

El algoritmo DESIR (Détection Sélective par Intensités Résiduelles) ha sido desarrollado por Electricité De France (EDF) y emplea las corrientes residuales de los feeders o sus variaciones [44, 61-62]. El principio DESIR está basado en el hecho de que únicamente la corriente residual del feeder en falta contiene una componente activa significativa. Por ello, comparando las fases de las corrientes residuales de los feeders, es posible distinguir un feeder en falta de los feeders sanos.

A. Detección estática DESIR

La detección estática DESIR emplea las corrientes residuales de los feeders sanos sin tener en cuenta sus variaciones. Así, en un sistema como el representado en la Figura 3.2, la corriente residual de un determinado feeder se puede expresar en función de las admitancias fase-tierra de dicho feeder y de la tensión neutro-tierra, según la expresión (3.15).

$$I_{resi} = I_{1Gi} + I_{2Gi} + I_{3Gi} = \underline{Y}_{1Gi}(\underline{V}_{NG} + \underline{V}_1) + \underline{Y}_{2Gi}(\underline{V}_{NG} + \underline{V}_2) + \underline{Y}_{3Gi}(\underline{V}_{NG} + \underline{V}_3) \quad (3.15)$$

Mediante la definición de la asimetría de línea (3.7), se deduce una nueva expresión para la corriente residual de un determinado feeder, según la expresión (3.16).

$$I_{resi} = \underline{Y}_{iGi} \cdot \underline{V}_{NG} + \underline{k}_{fi} \cdot j\omega C_{tref} \cdot V_{nom} \quad (3.16)$$

De esta forma, se puede observar como la intensidad residual de un determinado feeder está compuesta de dos componentes:

- Una componente dependiente de la admitancia global fase-tierra de dicho feeder (Y_{tGi}), la cual es proporcional a la tensión neutro-tierra del sistema (V_{NG}).
- Una componente dependiente de su desequilibrio, y por tanto de la asimetría de línea de dicho feeder (k_{fi}).

La detección estática DESIR establece que, cuando el sistema está sometido a una falta muy resistiva, la componente de la corriente residual dependiente del desequilibrio del feeder en falta es muy reducida en comparación con su componente proporcional a la tensión neutro-tierra del sistema. Así, dicho criterio de detección afirma que un determinado feeder se encuentra en falta cuando la diferencia entre la fase de la corriente residual de dicho feeder y la fase de las corrientes residuales del resto de feeders supera un determinado valor umbral.

Para ello, se proyectan las corrientes residuales de todos los feeders sobre un eje de proyección perpendicular a un vector de referencia. Como aproximación inicial, como dicho vector de referencia se toma la suma de intensidades residuales de todos los feeders, dada por la expresión (3.17).

$$I_{ref} = \sum_{i=1}^n I_{resi} \quad (3.17)$$

Si la proyección de la corriente residual de un determinado feeder sobre dicho eje resulta significativamente superior a las proyecciones correspondientes al resto de los feeders, se considera que dicho circuito está en falta (Figura 3.3).

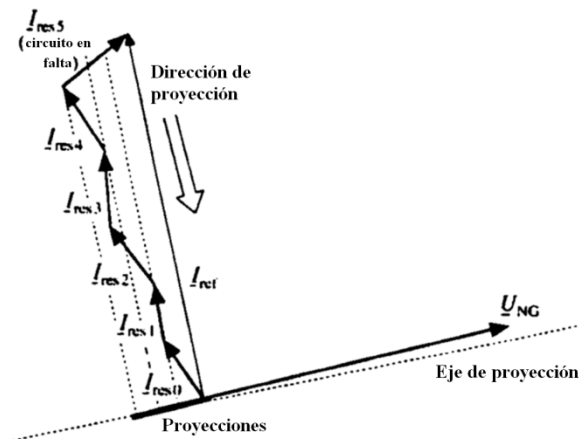


Figura 3.3. Principio de funcionamiento DESIR, detección estática (vector de referencia sin mejorar) [60]

Este método puede ser mejorado si se realiza una segunda etapa, utilizando un vector de referencia en cuyo cálculo no se haya tomado en consideración la intensidad residual del feeder que presente una mayor proyección sobre la perpendicular al vector de referencia empleado en la primera aproximación (Figura 3.4). De este modo, se evita que la intensidad residual de una falta importante pueda llegar a tener un peso excesivo en el cálculo de dicho vector de referencia, desviándolo en demasía con respecto a las corrientes residuales de las fases sanas. Debe tenerse en cuenta que esto influiría en la obtención de las proyecciones utilizadas para detectar el defecto y podría suponer que la proyección de la corriente residual de alguno de los feeders sanos sobre el eje perpendicular podría superar el valor umbral fijado.

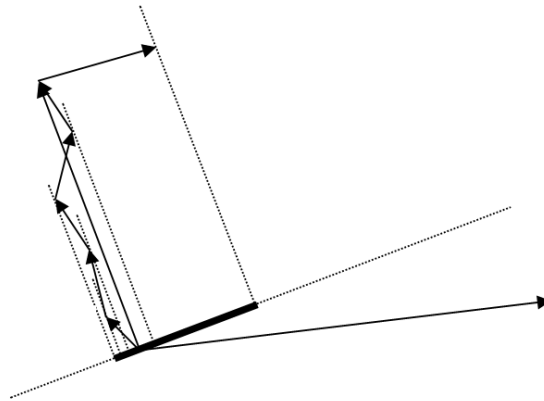


Figura 3.4. Principio de funcionamiento DESIR, detección estática (vector de referencia mejorado) [1]

Por otro lado, en faltas muy resistivas que no provocan una bajada significativa de la tensión fase-tierra de la fase en falta, la desviación de la corriente residual del feeder en falta (ΔI_{resdef}) es igual a la corriente en la resistencia de falta a la tensión nominal (lo que se corresponde en primera aproximación a la tensión fase-tierra). Aceptando esta hipótesis simplificativa, se puede estimar el valor que toma la resistencia de falta (R_{def}), según la expresión (3.18).

$$R_{def} = \frac{V_{nom}}{|\Delta I_{resdef}|} \quad (3.18)$$

Por último, debe indicarse que este algoritmo únicamente se puede aplicar en feeders cuya capacidad fase-tierra (C_{tGi}) es pequeña en comparación con la capacidad global fase-tierra de la red (C_{tG}). Esto es debido a que en los feeders cuya capacidad fase-tierra representan más de la tercera parte de la capacidad global fase-tierra de la red, el módulo de la desviación de la corriente residual puede ser importante, aunque dicho feeder no sufra defecto alguno.

La detección estática DESIR puede detectar de forma segura, identificando el circuito en falta, defectos resistivos permanentes inferiores a 15 k Ω en una red de 20 kV [63].

B. Detección dinámica DESIR

La detección dinámica de DESIR es una variación del método anterior que, en lugar de las intensidades residuales, utiliza las variaciones que se producen en las mismas a lo largo del tiempo. Por ello, los valores de las intensidades residuales de los feeders se registran de forma permanente y se vigila cualquier variación en su módulo o fase. Si por cualquier circunstancia se observa una variación significativa en la intensidad residual de uno de los feeders, se calcula la diferencia vectorial entre la nueva intensidad residual y la registrada con anterioridad (ΔI_{resi}). Como esta variación no va a estar influenciada por la asimetría que previamente presentaba el circuito, la diferencia vectorial calculada para un feeder sano depende únicamente de su admitancia fase-tierra (Y_{tGi}) y de la variación que la tensión neutro-tierra (ΔV_{NG}) haya experimentado como consecuencia de la aparición de una falta en otro circuito. En el caso de considerarse el feeder en falta, la diferencia vectorial de la corriente residual (ΔI_{resdef})

presenta una componente adicional que depende del valor de la resistencia de falta (R_{def}).

Por lo demás, el criterio de detección utilizado en la variante dinámica del método DESIR es el resultado de extrapolar el proceso seguido con los vectores correspondientes a las intensidades residuales de los feeders, a los vectores correspondientes a sus respectivas variaciones.

La detección dinámica DESIR permite una detección más sensible que su variante estática, aunque su efectividad depende en mayor medida de las limitaciones impuestas por la precisión obtenida en el proceso de captación y medida de las señales. Así, la aplicación de este método permite detectar faltas resistivas de hasta 100 k Ω en una red de 20 kV [63].

C. Uso de un vector de referencia calculado a partir de la tensión neutro-tierra

Otra variante del método DESIR consiste en utilizar la tensión neutro-tierra para calcular el argumento del vector de referencia. Si se admite que la admitancia fase-tierra de un feeder sano es puramente capacitiva, la tensión neutro-tierra estará en cuadratura con la componente de la corriente residual debida a la admitancia global fase-tierra y a la propia tensión neutro-tierra, según la expresión (3.19). Por ello, se puede utilizar dicha tensión neutro-tierra como eje de proyección.

$$\arg(I_{ref}) = \arg(\underline{V}_{NG}) + \frac{\pi}{2} \quad (3.19)$$

De esta forma, la fase del vector de referencia no se verá afectada por el valor de la corriente residual del feeder en falta.

En caso de utilizar la detección dinámica DESIR, la fase del vector de referencia se obtendrá al aplicar este nuevo criterio con la variación de la tensión neutro-tierra ($\Delta\underline{V}_{NG}$).

3.2.1.2.3. *Detección Diferencial a partir de las Admitancias globales fase-tierra (DDA)*

El método de Detección Diferencial a partir de las Admitancias globales fase-tierra (DDA) se basa en la estimación de la resistencia de defecto [44, 60, 64]. Para ello, además de las variaciones en las corrientes residuales de cada feeder (ΔI_{resi}), también es necesario conocer la variación de la tensión neutro-tierra ($\Delta\underline{V}_{NG}$), las tensiones fase-tierra (\underline{V}_{pG}) y el valor de las admitancias globales fase-tierra de los feeders (\underline{Y}_{tGi}). Estas últimas son obtenidas periódicamente mediante una inyección de corriente en el circuito homopolar de la red. La frecuencia de la corriente inyectada es de 50/60 Hz y las magnitudes eléctricas de la red se calculan a partir de los valores obtenidos en dos situaciones distintas: sin inyección y con inyección.

La ventaja principal de utilizar un sistema de inyección es, aparte de su coste moderado, la posibilidad de determinar los parámetros de la red sin necesidad de reajustar el valor de la bobina de compensación. Esto permite mantener la red casi permanentemente ajustada y reducir de manera significativa el número de maniobras. Otra ventaja considerable es que el tiempo de adquisición de los parámetros es muy reducido si se compara con otros métodos.

Únicamente es necesario tomar dos medidas: sin inyección y con inyección, y sin variación de la bobina de compensación. Además, estas medidas pueden ser muy cercanas, por lo que el proceso se puede efectuar en algunos segundos (o más rápido), en tanto que los métodos clásicos utilizados para obtener los parámetros de la red requieren variaciones más lentas de la impedancia del neutro.

Así, el proceso de detección propuesto se inicia vigilando el valor de la tensión neutro-tierra. Cuando se detecta una variación en dicha magnitud superior a un determinado valor umbral se desencadena el proceso de detección. De esta manera, suponiendo que se ha producido un defecto, se calcula el valor de la resistencia de falta (R_{def}) mediante la expresión (3.20).

$$R_{def} = \frac{V_{pG}}{\Delta I_{resi} - Y_{tGi} \cdot \Delta V_{NG}} \quad (3.20)$$

donde:

- V_{pG} es la tensión entre la fase 'p' y tierra tras la aparición sospechada de una falta en la fase 'p'
- Y_{tGi} es la admitancia global fase-tierra del feeder 'i', obtenida previamente mediante la inyección de corriente.

Como las magnitudes complejas del denominador de la ecuación (3.20) son conocidas, se determina su argumento y se compara con el de las tensiones fase-tierra. La fase sospechosa de presentar una falta será aquella que tenga un argumento similar al del denominador. A continuación, se aplica la ecuación (3.20) a cada uno de los feeders de la red. Por último, comparando el valor de las posibles resistencias de falta obtenidas para cada feeder con los valores umbrales fijados, es posible determinar si ha aparecido una falta y, en su caso, identificar el feeder en falta.

La aplicación de este algoritmo proporciona unos resultados satisfactorios. Así, permite detectar faltas resistivas con una sensibilidad similar a la obtenida con el método dinámico DESIR [63]. Además, con respecto a éste último, el método DDA presenta dos ventajas: identifica la fase en falta y analiza cada feeder de forma independiente, sin necesidad de utilizar un vector de referencia para cuyo cálculo se requiere conocer las intensidades residuales de todos los feeders.

3.2.1.2.4. Método de las admitancias

Este algoritmo se basa en la determinación de la variación de la asimetría en el feeder en falta [1, 65]. Una falta monofásica a tierra se puede considerar como una variación de la admitancia de ese feeder que afectará sólo a una fase. De este modo, tanto la asimetría global de la red, como la asimetría del feeder en falta, se verán directamente afectadas. Por consiguiente, la variación de la asimetría puede también ser utilizada para detectar una falta monofásica.

Este método requiere por tanto conocer el valor de la asimetría de manera previa a la aparición de una falta. Esta asimetría, que se toma como referencia, se puede calcular a

partir de las intensidades residuales, la tensión neutro-tierra, la admitancia global a tierra y la capacidad total a tierra del sistema, como se indica en la expresión (3.21).

$$\underline{k}_{ref} = \frac{\underline{I}_{NG_siny} - \underline{Y}_{tGref} \cdot \underline{V}_{NG_siny}}{j\omega C_{tref} \cdot V_{nom}} \quad (3.21)$$

En la obtención de estos parámetros se utiliza, al igual que en el método DDA, la inyección de una corriente de frecuencia 50/60 Hz en el circuito homopolar de la red. Las magnitudes eléctricas de la red se calculan a partir de los valores obtenidos en dos situaciones distintas: sin inyección (identificada mediante el subíndice 'siny') y con inyección (identificada mediante el subíndice 'ciny').

Así, si en el neutro del sistema se inyecta una intensidad de valor conocido con una frecuencia de 50/60 Hz, el cociente entre las variaciones de la corriente del neutro ($\Delta \underline{I}_{NG}$) y de la tensión neutro-tierra ($\Delta \underline{V}_{NG}$), que se obtienen como resultado de las medidas registradas antes y después de la inyección de corriente, resulta ser la admitancia total a tierra de la red (\underline{Y}_{tGref}), tomada como referencia para el cálculo de la asimetría (3.22).

$$\underline{Y}_{tGref} = \frac{\underline{I}_{NG_siny} - \underline{I}_{NG_ciny}}{\underline{V}_{NG_siny} - \underline{V}_{NG_ciny}} \quad (3.22)$$

Por su parte, la capacidad total a tierra del sistema (C_{tref}) se puede obtener a partir de la expresión (3.22), despejando la parte imaginaria de dicha admitancia, según la expresión (3.23).

$$C_{tref} = \frac{Imag(\underline{Y}_{tGref})}{\omega} \quad (3.23)$$

De igual forma, se pueden evaluar estos parámetros para cada feeder 'i', considerando en este caso la variación de la corriente homopolar medida para cada circuito.

A continuación, se obtienen los mismos parámetros cuando se ha producido una situación de falta. Así, la nueva admitancia total a tierra del sistema (\underline{Y}_{tG}) adopta la expresión (3.24).

$$\underline{Y}_{tG} = \frac{\underline{I}_{NG_ciny} - \underline{I}_{NG_falta}}{\underline{V}_{NG_ciny} - \underline{V}_{NG_falta}} \quad (3.24)$$

Y, al igual que antes, la correspondiente capacidad total a tierra (C_{tG}) viene dada por su componente imaginaria, según la expresión (3.25).

$$C_{tG} = \frac{Imag(\underline{Y}_{tG})}{\omega} \quad (3.25)$$

En este caso, la asimetría total del sistema durante la situación de falta puede ser calculada mediante la expresión (3.26).

$$\underline{k} = \frac{\underline{I}_{NG_falta} - \underline{Y}_{tG} \cdot \underline{V}_{NG_falta}}{j\omega C_{tG} \cdot V_{nom}} \quad (3.26)$$

Estas expresiones se aplican también para cada feeder y se comprueba si se ha producido una falta monofásica. Finalmente, se calculan las resistencias de falta para cada feeder y fase. Por ejemplo, para la fase 1 del feeder 'i', la expresión a utilizar sería (3.27).

$$R_{f1i} = \frac{V_{1G_falta}}{(3 \cdot I_{0i_falta} - 3 \cdot I_{0i_siny}) - Y_{tGref} \cdot (V_{NG_falta} - V_{NG_siny})} \quad (3.27)$$

Además, utilizando la variación relativa de las asimetrías de cada uno de los feeders, se dispone de información adicional para detectar cualquier incidencia en alguno de los feeders, mediante la expresión (3.28).

$$\Delta k_{ri} = \left| \frac{k_i^{ref} - k_i}{k_i^{ref}} \right| \quad (3.28)$$

Para asegurar una vigilancia permanente de los defectos a tierra, la determinación de las admitancias se hace periódicamente, por ejemplo cada 20 ms.

3.2.1.2.5. Método de la superposición de tensión

Tomando como base de partida el método anterior, en 2007 [1, 66] se desarrolla una nueva metodología basada en la superposición de tensiones. En lugar de inyectar corrientes homopolares en el neutro del transformador, los autores proponen la superposición, en cabecera de la subestación (Figura 3.5), de dos señales de tensión bien diferenciadas:

- Una señal trifásica de secuencia positiva que debe ser aplicada tanto en la situación de prefalta, como en falta.
- Una señal trifásica de secuencia homopolar que debe ser aplicada en una determinada situación de prefalta (denominada situación de superposición).

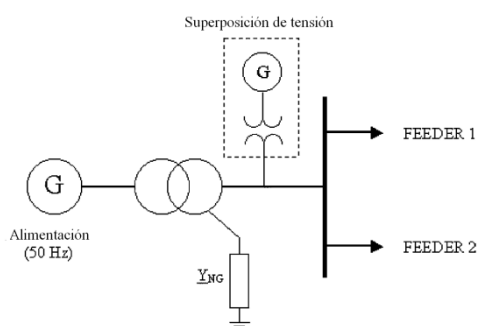


Figura 3.5. Superposición de tensiones en redes de distribución

Así, las situaciones referencia son tres:

- Situación de prefalta (designada con superíndice "a"), en la que únicamente es inyectada la tensión trifásica de secuencia positiva.
- Situación de superposición (designada con superíndice "b"), en la que además de inyectar la tensión trifásica de secuencia positiva, se inyecta la tensión trifásica de secuencia homopolar.
- Situación de falta (designada sin superíndice), en la que únicamente es inyectada la tensión trifásica de secuencia positiva.

Así, con el fin de detectar el feeder en falta y de forma similar a las ecuaciones (3.21) a (3.28), se define la asimetría de referencia ($K_i^{(ref)}$) y la asimetría actual (K_i) de cada uno de los feeders (i). Para ello, se hace uso de la tensión neutro tierra (\underline{V}_{NG}), la tensión nominal de fase (V_R , V_S o V_T) y las intensidades residuales (\underline{I}_{resi}) en cada una de las tres situaciones definidas, obteniendo las ecuaciones (3.29) y (3.30).

$$K_i^{(ref)} = \frac{I_{resi}^{(a)} - \frac{I_{resi}^{(b)} - I_{resi}^{(a)}}{\underline{V}_{NG}^{(b)} - \underline{V}_{NG}^{(a)}} \cdot \underline{V}_{NG}^{(a)}}{i \cdot \text{Im} \left(\frac{I_{resi}^{(b)} - I_{resi}^{(a)}}{\underline{V}_{NG}^{(b)} - \underline{V}_{NG}^{(a)}} \right) \cdot V_R} \quad (3.29)$$

$$K_i = \frac{I_{resi} - \frac{I_{resi}^{(b)} - I_{resi}^{(a)}}{\underline{V}_{NG}^{(b)} - \underline{V}_{NG}^{(a)}} \cdot \underline{V}_{NG}}{i \cdot \text{Im} \left(\frac{I_{resi}^{(b)} - I_{resi}^{(a)}}{\underline{V}_{NG}^{(b)} - \underline{V}_{NG}^{(a)}} \right) \cdot V_R} \quad (3.30)$$

Asimismo, se presenta un nuevo parámetro denominado asimetría de fase [67]. De forma similar a la asimetría de línea, proporciona una idea aproximada sobre cuán diferentes son las líneas y cargas alimentadas por cada fase de los distintos feeders. Así, en un sistema de 'n' feeders, la asimetría de la fase 'p' (K_{Fp}) viene definida por la expresión (3.31).

$$K_{Fp} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_{pGi}}{j\omega C_{tref}} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_{pi} - \left(\frac{\sum_{i=1}^n I_{pi}^{(b)} - \sum_{i=1}^n I_{pi}^{(a)}}{\underline{V}_{NG}^{(b)} - \underline{V}_{NG}^{(a)}} \right) \cdot \underline{V}_{NG}}{i \cdot \text{Im} \left(\frac{\sum_{i=1}^n I_{pi}^{(b)} - \sum_{i=1}^n I_{pi}^{(a)}}{\underline{V}_{NG}^{(b)} - \underline{V}_{NG}^{(a)}} \right) \cdot V_R} \quad (3.31)$$

En este caso, y al contrario de lo que ocurre con la asimetría de línea de un feeder, la asimetría de fase es un concepto teórico que no se corresponde con una realidad física concreta del sistema. Así, mientras que la asimetría de línea proporciona una información clara y precisa del grado de equilibrio existente en las cargas de un determinado feeder (incluidas las propias líneas de distribución), la asimetría de fase resulta de aplicar el mismo criterio a las cargas que, correspondiendo a una misma fase, son alimentadas por diferentes feeders.

La aparición de una falta monofásica a tierra en una fase de un determinado feeder va a afectar únicamente al valor de las asimetrías de línea y de fase para el caso del feeder y fase afectados por el defecto. Al no verse afectados por el camino a tierra que supone la aparición de la falta, tanto el valor de la asimetría de línea en los feeders sanos como el de la asimetría de fase en las fases sanas no variarán de la situación de prefalta a la situación de falta.

Así, vigilando la variación relativa de las asimetrías de línea, es posible detectar la existencia de alguna incidencia que afecta a un solo feeder. Del mismo modo, vigilando la variación

relativa de las asimetrías de fase, se pueden detectar las incidencias que afectan a una sola fase.

3.2.1.2.5. Detección Selectiva por Tensiones Residuales Parciales (método DSTRP)

El algoritmo DSTRP (Detección Selectiva por Tensiones Residuales Parciales) se desarrolla para su aplicación en sistemas de distribución compensados y detecta la existencia de una falta estimando la tensión residual de neutro que introduce el desequilibrio de cada uno de los feeders [12, 68-69]. Considerando que la tensión de desequilibrio de un sistema es producida por la asimetría de los distintos feeders, propone expresar la tensión de neutro como la suma de varios términos que cuantifican la influencia de la admitancia de desequilibrio de cada feeder, es decir, como la suma de las tensiones residuales parciales de neutro aportadas por cada feeder.

Para determinar las tensiones residuales parciales es preciso obtener las admitancias de cada feeder y, para ello, es necesario obtener las intensidades residuales de los feeders y la tensión de neutro en dos situaciones distintas. Esas dos situaciones distintas se definen modificando el grado de sintonización de la bobina compensadora. Así, la primera situación corresponde a la sintonización perfecta de la bobina, que es en la que debe trabajar el sistema de distribución. Para obtener la segunda situación se varía ligeramente el grado de sintonización, provocando una modificación controlada de los parámetros del sistema. El objetivo es determinar los valores de referencia de las tensiones residuales parciales. Estos valores de referencia se actualizan cada vez que se realiza un proceso de medición. Una vez que se dispone de los valores de referencia, se comparan los valores obtenidos en medidas sucesivas. Si el incremento del fasor de tensión residual parcial supera un valor umbral, se define la situación de falta. La expresión final que aplica esta metodología es la ecuación (3.32).

$$\underline{U}_{N,Fi} = \frac{\Delta U_N \cdot I_{res,Fi} - \Delta I_{res,Fi} \cdot U_N}{\Delta I_N + \sum_{m=1}^n \Delta I_{res,m}} \quad (3.32)$$

De los resultados obtenidos, propone analizar el módulo del incremento de la tensión residual parcial, ya que, en el caso de que el argumento de la asimetría del circuito sea 0°, la diferencia angular entre la situación de falta y la de funcionamiento normal no es apreciable. La situación más favorable corresponde a la sintonización perfecta, ya que se consigue la máxima diferencia, entre el valor obtenido para el feeder en falta y el máximo calculado para el resto de los feeders sanos.

Además, tras analizar el efecto de los errores de medida sobre la precisión de los resultados del algoritmo, se realiza una optimización de dicho algoritmo utilizando técnicas de decisión difusa. El algoritmo DSTRP optimizado está concebido para que se inicie cuando se produce un incremento de la tensión de neutro mayor al que se podría deber a errores en la medida de las tensiones fase-neutro. El valor umbral estimado ha sido una variación superior a tres veces el error máximo definido por la clase de los transformadores de medida de tensión. La aplicación de lógica difusa a las variaciones significativas de estos términos parciales da como resultado un mayor grado de detección y un mayor índice de seguridad.

3.2.1.2.6. Detección basada en el análisis de la secuencia homopolar

Investigadores de la Universidad de Tecnología de Helsinki (Finlandia), en colaboración con la Universidad de Tecnologías de Dresde (Alemania), VTT Energy, ABB Substation Automation Oy y otras compañías de distribución finlandesas, realizaron un estudio de campo en el que se analizaron aproximadamente 800 casos reales registrados, entre 1994 y 1999, en redes de distribución radiales o parcialmente malladas, con puesta a tierra de gran impedancia (resonante o con neutro aislado). Dentro de esta investigación se estudiaron las características de las faltas monofásicas a tierra registradas en cada tipo de red y se analizaron en profundidad los transitorios que la aparición de una falta a tierra ocasiona en la tensión del neutro, explorando las oscilaciones sub-armónicas y la distorsión armónica como medios de anticipación a la falta [54, 70].

Basándose en los resultados de dichas investigaciones, se propone un nuevo método para la detección y localización de faltas monofásicas permanentes de alta impedancia en redes de distribución de media tensión con neutro aislado o resonante, basado en los cambios producidos en la tensión de neutro y en las corrientes de secuencia homopolar [71-73]. El método consiste en la aplicación conjunta de dos algoritmos independientes y redundantes.

- El algoritmo de análisis de la tensión de neutro calcula la impedancia de falta (Z_f) para las 3 fases, mediante la expresión (3.33), obtenida a partir del circuito equivalente del sistema con una falta monofásica a tierra.

$$\underline{Z}_f = \left(\frac{\underline{U}_v}{\underline{U}_0} - 1 \right) \cdot \underline{Z}_0 \quad (3.33)$$

donde \underline{U}_v y \underline{U}_0 son respectivamente las componentes de secuencia directa y homopolar de la tensión de fase del sistema, y \underline{Z}_0 la impedancia de secuencia homopolar del feeder considerado. Al aplicar esta expresión a las diferentes fases se utilizan respectivamente las tensiones: \underline{U}_v , $\underline{a}^2 \cdot \underline{U}_v$ y $\underline{a} \cdot \underline{U}_v$.

A continuación, se selecciona aquella que tenga una componente resistiva mayor (para las fases sanas esta impedancia debe tener parte real negativa) y se considera que se ha producido una falta, si dicha componente resistiva es menor que un valor prefijado y al menos 4 veces superior a la componente reactiva. Para mejorar la sensibilidad del algoritmo se propone utilizar la variación en la tensión de neutro, la cual se determina como la diferencia entre la tensión de neutro real en la red en el momento considerado y su correspondiente valor medio en los últimos 10 minutos.

- El algoritmo de análisis de la corriente residual, más sensible que el anterior, utiliza las variaciones producidas por la falta en la tensión de neutro (\underline{U}_{0m}) y en las corrientes residuales de los diferentes feeders (\underline{I}_{0m}). El objetivo de este algoritmo es compensar el efecto que las capacidades a tierra del circuito tienen en la variación de la corriente residual de un circuito, utilizando para ello la variación registrada en la tensión de neutro y la impedancia de secuencia homopolar del feeder considerado, que se supone conocida.

$$\underline{I}_{0i} = \underline{I}_{0m} - \frac{\underline{U}_{0m}}{\underline{Z}_{0i}} \quad (3.34)$$

Mientras que en un feeder sano el valor obtenido mediante la expresión (3.34) es prácticamente nulo, para un feeder en falta este valor es una tercera parte de la corriente de falta.

Este algoritmo requiere conocer con exactitud el valor de la impedancia de secuencia homopolar de cada feeder (Z_{0i}) y no discrimina la fase en falta, aunque puede hacerlo en combinación con el algoritmo anterior.

Finalmente, para mejorar la efectividad del método en la detección de faltas de alta impedancia, se realiza un tratamiento probabilístico de los resultados para calcular la probabilidad de que se haya producido una falta en un feeder determinado.

3.2.2. MÉTODOS DE DETECCIÓN DE FALTAS DE ALTA IMPEDANCIA (FAI)

Tal y como ya se ha expresado, han sido muchas las técnicas que a lo largo del tiempo se han analizado para intentar buscar una solución al problema de la detección de las FAI. A continuación se exponen algunas de las técnicas más relevantes planteadas hasta el momento para detectar las FAIs en redes de distribución con puesta a tierra de baja impedancia. De estas investigaciones han surgido varias propuestas y alternativas que fundamentadas en muy distintas técnicas tratan, con un mayor o menor éxito, de proporcionar una metodología conducente al desarrollo de sistemas de detección sensibles que identifiquen fiablemente este tipo de faltas. La mayoría de estas investigaciones utilizan las entradas comúnmente usadas en el habitual funcionamiento de las subestaciones, sin embargo existen otras que requieren equipos especiales.

3.2.2.1. Detección basada en magnitudes de frecuencia fundamental

En 1973, la compañía norteamericana Pennsylvania Power and Light Company (PP&L) inicia un importante estudio de campo con el objeto de hallar soluciones a la problemática derivada de la caída de conductores y determinar las principales características que presentaban las faltas de alta impedancia [46]. En este estudio se utilizan tanto conductores desnudos como aislados, y se provocan faltas sobre distintos tipos de superficie. Analizado el comportamiento de las protecciones de sobreintensidad existentes, se pudo comprobar que un 32% de los casos de falta provocados no eran detectados, lo cual pone de manifiesto la ineficacia de dichas protecciones para detectar FAIs.

A partir de 1977, en colaboración con una división de Westinghouse, se estudia la viabilidad de varios prototipos de relé basados en la vigilancia del ratio entre la secuencia homopolar de la corriente ($3I_0$) y el valor de la corriente de secuencia directa (I_1). Este estudio culmina con el diseño y comercialización del relé CGRS [74-77], que permite la detección de faltas de alta impedancia y de conductores caídos con una efectividad en torno al 80%. Sin embargo, tras su instalación en redes de diversas compañías eléctricas norteamericanas, se comprobó que ofrecía una escasa seguridad y que provocaba numerosos fallos de operación. Actualmente el relé CGRS sigue siendo utilizado como alarma indicativa del defecto por algunas compañías.

Por otro lado, J. Carr de Amicus Engineering Corporation de Canadá propone en 1981 un algoritmo de protección proporcional, en el que las corrientes desequilibradas de las tres

fases son utilizadas para la detección de las FAIs en sistemas de distribución con puesta a tierra distribuida [78].

3.2.2.2. Detección basada en medidas armónicas

Este tipo de metodologías se basan en analizar los efectos de las FAIs en las magnitudes del sistema. Concretamente, los estudios se centran en las variaciones que provoca en las corrientes armónicas la aparición de una FAI, fundamentalmente de corriente, ya sea en la magnitud y/o en la fase. Así, las principales áreas de estudio son las siguientes:

- *Detección basada en el estudio del tercer armónico de corriente [79-85]:* se observa como la aparición de una falta monofásica a tierra origina importantes cambios de fase en el tercer armónico de la corriente, respecto de la fase correspondiente a la componente fundamental de la tensión. Con objeto de ampliar dicha metodología según diferentes aspectos de la red objeto de estudio (grupo de conexión del transformador, tipología de la falta a tierra, etc.), se incluye posteriormente la detección de un incremento significativo en la amplitud del tercer armónico de cualquiera de las corrientes de feeder.
- *Detección basada en las componentes de secuencia de las corrientes armónicas [86-88]:* basada en el análisis de los armónicos impares de bajo orden, se propone monitorizar las componentes secuenciales no características de los armónicos de corriente primero, tercero y quinto.
- *Detección basada en armónicos pares de corriente [89-93]:* este tipo de detección, se basa en la vigilancia del segundo armónico de la corriente. Cuando se produce una FAI, las características asimétricas de la corriente se traducen en un notable incremento de las componentes armónicas pares de la corriente, especialmente de su segundo armónico. Posteriormente, dicho análisis se amplía a más armónicos, por ejemplo mediante comparación del cociente entre la potencia total de los armónicos pares y la correspondiente a la componente fundamental, o incluso con la monitorización de la varianza de la energía de armónicos pares de bajo orden (2, 4, 6).
- *Detección basada en inter-armónicos de corriente [94]:* su principio de operación se basa en la detección de un incremento significativo en las componentes de las corrientes de feeder correspondientes a las frecuencias inter-armónicas de 75 y 125 Hz. Estas frecuencias son escogidas por representar el punto medio de las bandas de frecuencia entre el primer y segundo armónico, y el segundo y tercer armónico respectivamente. Además presentan uno de los mayores índices de discriminación, ya que en condiciones normales de operación la componente armónica a estas frecuencias es muy baja y, en consecuencia, la aparición de una FAI produce en ellas un importante incremento.

3.2.2.3. Detección en el dominio del tiempo

Un equipo de la Universidad de Manitoba (Canadá) diseña y construye un banco de pruebas para la realización de ensayos de laboratorio con FAIs originadas en una red de 7200 V por la rotura y caída de un conductor a tierra. A partir de los ensayos realizados, propone en 1994 un método de detección de FAIs basado en la medida del flicker de la corriente de falta y en el cálculo de su asimetría en medio ciclo [95].

El sistema propuesto calcula el valor eficaz de la corriente en cada ciclo y lo compara con el de los ciclos anteriores. Cuando se detecta un cambio significativo en dicha magnitud se inicia el proceso de detección propiamente dicho. El algoritmo calcula el valor del flicker como la diferencia entre los picos positivos de corriente registrados en dos ciclos de corriente consecutivos. Asimismo, se calcula el valor de la asimetría en medio ciclo como la diferencia entre los valores absolutos de los valores pico (máximo positivo o negativo) de dos semiciclos consecutivos. La detección de la FAI se basa en una combinación de ambos parámetros.

Este método de detección es ensayado en un banco de pruebas con FAIs provocadas sobre diferentes superficies y con varios tipos de carga. Los resultados obtenidos muestran un correcto funcionamiento del algoritmo, excepto para aquellos casos en los que existen cargas del tipo hornos de arco o soldadura con arco.

3.2.2.4. Detección basada en el desequilibrio de tensiones

En el año 2000 un equipo de investigadores de la Universidad de Sao Paulo (Brasil), en colaboración con varias empresas del sector eléctrico de dicho país, presenta un nuevo sistema de detección para identificar y localizar faltas de alta impedancia, originadas por la rotura de los conductores de los circuitos de distribución primarios [96]. Al contrario que los sistemas de protección convencionales, basados en la vigilancia de las corrientes, el principio de funcionamiento del sistema propuesto consiste en supervisar el desequilibrio de las tensiones a lo largo de los feeders. Cuando un conductor sufre una rotura, las tensiones aguas abajo del punto de falta sufren grandes desequilibrios. Esto permite al sistema detectar una falta incluso en aquellos casos en los que el conductor toca una superficie de alta impedancia y la corriente derivada es nula.

Para implementar esta metodología se desarrolla un sensor que se coloca por debajo de los conductores primarios y que trabaja monitorizando la componente de secuencia homopolar de las tensiones de fase. El desequilibrio de las tensiones se detecta mediante el campo eléctrico producido por los conductores. Para evitar actuaciones intempestivas debidas a desequilibrios transitorios provocados por maniobras con interruptores o faltas de baja impedancia, la actuación del sensor es temporizada.

Adicionalmente, como se sitúan sensores a lo largo de la red, se puede localizar la sección en falta sin más que observar cuales son los sensores que han detectado el desequilibrio de tensiones (los situados aguas abajo de la falta).

3.2.2.5. Detección basada en la Transformada Wavelet

En 1998, siguiendo la creciente tendencia de aplicar este tipo de técnicas de procesado de señal en el estudio de diferentes aspectos del sistema eléctrico, Wai y Yibin de la Nanyang Technological University de Singapur proponen utilizar bancos de filtros digitales en cascada con los que aplicaban la Transformada Wavelet spline cuadrática a la señal de corriente [97]. La técnica propuesta trabaja con las componentes de alta frecuencia comprendidas entre 2,5 y 10 kHz. Los resultados registrados al aplicar esta técnica, con datos obtenidos mediante simulación con el software EMTP, permiten detectar FAIs bajo diferentes condiciones y distinguirlas de otros eventos, como los relacionados con maniobras de bancos de condensadores. La discriminación entre ambas situaciones se basa

en el número de ráfagas de picos en las componentes de corriente analizadas y en el tiempo que transcurría entre dichas ráfagas.

En 2001, investigadores de la Universidad del País Vasco proponen un análisis tiempo-frecuencia aplicado a la detección de las FAIs, con el objetivo de mejorar los métodos basados exclusivamente en el análisis frecuencial de las señales de corriente. Se propone la utilización de la Transformada Wavelet como técnica de procesamiento digital de señal que permite una mejora en la detección. Así, realizan un análisis preliminar de los registros de faltas de alta impedancia que pone de manifiesto la obtención, mediante Transformada Wavelet, de parámetros que permiten discriminar la presencia de una FAI. A partir de estos parámetros desarrollan un algoritmo de detección basado en el análisis de las corrientes residuales, usando la descomposición de la señal mediante la Transformada Wavelet [45]. Se realizan pruebas de campo en una instalación real (20 kV), donde se provocan faltas en todo tipo de superficies (arena, asfalto, cemento, grava...) y con condiciones atmosféricas muy diversas. En estas pruebas se detectan correctamente todas las faltas que provocaron una corriente de defecto superior a 2 A. De los 5 casos en los que la falta origina una circulación de corriente menor, únicamente se detectan 3 casos. No se produce ninguna falsa detección con los datos recogidos durante la operación normal de los sistemas analizados.

Más recientemente, en 2005, un equipo de la Universidad Politécnica de Hong Kong propone un nuevo método para la detección de faltas de alta impedancia [98], basado en la aplicación combinada de la Transformada Discreta Wavelet (DWT) y en la clasificación de patrones mediante la regla NNR (Nearest Neighbor Rule). Las ondas de corriente y tensión registradas en el sistema de distribución son analizadas mediante la DWT y los coeficientes de salida de dicha transformada son convertidos a valores eficaces (rms) en diferentes rangos de frecuencia. Estos últimos valores son utilizados como datos de entrada para la clasificación de patrones mediante la NNR. Para la validación del método se utilizan 3 sistemas de distribución representativos simulados en el entorno MATLAB y se consideran 1.000 casos de falta y 1.000 situaciones con otro tipo de contingencias, como la conexión de condensadores o de cargas no lineales. Dentro de estas simulaciones se contemplan corrientes de falta que van desde 0,25 a 2 veces la corriente de disparo de las protecciones de sobreintensidad. Las pruebas realizadas ofrecen un elevado grado de éxito en la discriminación entre las situaciones de falta y no falta. Sin embargo, en la clasificación de patrones aparecen zonas de falta y no falta solapadas que requieren la participación de personal especializado para su correcta interpretación.

Ese mismo año Yang y Gu proponen también la aplicación conjunta de la Transformada Discreta Wavelet con redes neuronales [99]. En este caso, la señal de entrada al algoritmo es la corriente de neutro. Adicionalmente, se utilizan las señales de la tensión en cada una de las fases para identificar la fase en falta.

En 2010, M.F. Akorede [100] presenta una nueva técnica que se basa en el uso de la Transformada Discreta Wavelet (DWT), con la que se procesan las señales de tensión y corriente de los diferentes feeders. Posteriormente, se utiliza una técnica de reconocimiento de patrones para identificar la situación de falta, en base a las diferentes características de frecuencia y duración existentes entre el transitorio de una falta de alta impedancia y el de otros eventos normales del sistema. Asimismo, se destaca la capacidad de este método para determinar la magnitud de la corriente de falta.

Para verificar la técnica propuesta, los autores utilizan el modelo de una red de distribución radial de 11 kV que comprende 4 feeders de distintas longitudes y características. En el artículo se presentan únicamente dos situaciones que han sido analizadas mediante simulación con MATLAB/Simulink y que afectan a uno de los feeders, de 10 km de longitud. La primera de ellas es una falta de alta impedancia con arco en un suelo arenoso, modelizada mediante un modelo clásico de dos resistencias de distinto valor en serie con sendas fuentes de tensión y diodos en anti-paralelo, siendo el conjunto controlado mediante un switch. Mientras que la segunda situación se corresponde con la conexión de un banco de condensadores en ese mismo circuito.

3.2.2.6. Detección basada en inteligencia artificial

La utilización de la tecnología de microprocesadores ha traído innumerables mejoras a la automatización de subestaciones y, particularmente, a la detección y localización de faltas [4]. Entre ellas, se pueden destacar:

- Tiempos más reducidos para la estimación de señales.
- Mejores filtrados para las señales de entrada.
- Facilidad en la aplicación de sofisticadas correcciones.
- Hardware estandarizado y que puede comunicarse con otros sistemas de control.
- Facilidad de uso de medidas sincronizadas.

Todo ello, sin embargo, no ha supuesto un sustancial avance en la protección, monitorización y control de sistemas eléctricos, en lo que respecta a seguridad, confiabilidad y rapidez de operación se refiere. La razón fundamental para lo anterior es que los principios utilizados para la medida y la toma de decisiones básicamente reproducen los conocidos durante décadas.

No obstante, dichas tareas pueden ser apoyadas por nuevas técnicas basadas en algoritmos de reconocimiento de patrones o por nuevos procesos de decisión que pueden ayudar a incrementar la precisión de la estimación. Este tipo de métodos proporcionan una vía para aprovechar la experiencia de operarios e ingenieros, y puede ayudar a realizar un trabajo mucho más laborioso. Además, se consigue reducir sustancialmente el factor tiempo y evitar errores humanos [101].

Esta observación lleva directamente a la aplicación de inteligencia artificial (AI) en la detección y localización de faltas [102]. En la automatización y control de los sistemas eléctricos, tres son las familias principales dentro de las técnicas de AI:

- Sistemas expertos (XPSs)
- Redes neuronales artificiales (ANNs)
- Sistemas de lógica difusa (FLog)

Dichas técnicas se basan en información externa, como alarmas SCADA, estado de interruptores en subestación y feeders, medidas en feeder, sensores de tensión en cargas, etc. [41]. Las aproximaciones mediante XPS, ANN y FLog tienen sus propias ventajas e inconvenientes, las cuales se esbozan en la Tabla 3.1 mediante sus características principales.

Característica	XPS	Técnica ANN	Flog
Conocimiento usado	Conocimiento experto en forma de reglas, objetos, marcos, etc.	Información extraída del grupo de casos de entrenamiento	Conocimiento experto en forma de criterios de protección
Corrección de fallos y mejora del relé	Se requiere un cambio de reglas	Difícil - Las señales internas son prácticamente imposibles de interpretar	Conveniente - Las señales internas son comprensibles y analizables
Autoaprendizaje	Posible	Natural	Posible
Manejo de casos poco claros	Posible	Natural	Natural
Robustez	No crítico y fácil de asegurar	Difícil de asegurar	No crítico y fácil de asegurar
Ajustes en el relé	Convenientes	Se requieren un gran número de simulaciones	Conveniente - Se utilizan tanto conocimiento como simulaciones
Cálculos	Extensos	Hardware dedicado	Moderado

Tabla 3.1. Comparación de métodos de IA en automatización de sistemas de potencia [4]

Además de los anteriores, otros tipos de consideraciones también suelen incluir en el grupo de la AI a los algoritmos genéticos [52], los cuales suelen ser muy apropiados para problemas de optimización, en aplicaciones que incluyan (sin estar limitado) la optimización del diseño, aprendizaje óptimo de parámetros en redes de funciones básicas de ANN o Flog, o diseño óptimo de parámetros de control.

3.2.2.6.1. Detección basada en patrones y en sistemas expertos

Los primeros sistemas expertos incluían unas pocas reglas heurísticas basadas en la experiencia de expertos [102]. En dichos sistemas, el conocimiento toma la forma de las así denominadas reglas de producción escritas mediante la sintaxis "If...then..." (base de conocimiento). El sistema también incluye los hechos que generalmente describen el dominio y el estado del problema que ha de ser resuelto (bases de datos). Un motor genérico de inferencia (Figura 3.6) utiliza los hechos y las reglas para deducir nuevos hechos que permiten activar nuevas reglas. La base de conocimiento es una colección de conocimientos específicos del dominio y el sistema de inferencia es el componente lógico que procesa la base de conocimiento para resolver el problema. Este proceso continúa hasta que la base de hechos está saturada y se ha llegado a alguna conclusión. Para guiar el razonamiento y conseguir una mayor eficiencia, estos sistemas pueden incorporar algunas estrategias conocidas como metaconocimiento. Los sistemas basados en reglas representan todavía la mayoría de sistemas expertos existentes.

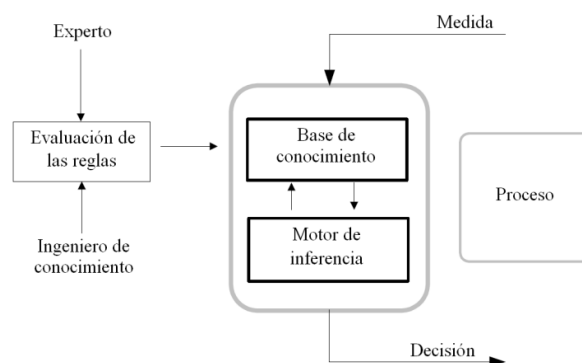


Figura 3.6. Diagrama de bloques simplificado de un sistema experto [4]

El equipo de investigadores de la Universidad de Texas A&M de Estados Unidos, dirigido por el Dr. B. Don Russell, constituye sin duda uno de los grupos más emblemáticos y fructíferos dentro de este campo (detección basada en patrones y en sistemas expertos). Se trata de un equipo que ha trabajado de forma continuada en el análisis y detección de las faltas de alta impedancia. Así, a lo largo de su trayectoria ha explorado diferentes líneas de investigación, producto de las cuales han surgido un buen número de publicaciones, donde, además de dar cuenta de sus avances en la caracterización de este tipo de faltas, han propuesto algoritmos de detección de FAls basados en muy diversas técnicas. En este sentido, cabe destacar que los resultados de estas investigaciones se han plasmado también en varias patentes y, finalmente, en el desarrollo del equipo DFM (Digital Feeder Monitor), comercializado por la compañía General Electric.

A continuación, se enumeran las líneas de trabajo de este equipo de investigación:

- Algoritmo de energía a altas frecuencias [103-107].
- Algoritmo de aleatoriedad [108].
- Algoritmo de análisis espectral [109-110].
- Algoritmo de análisis de carga [111].
- Algoritmo experto de detección [112-117].

3.2.2.6.2. Detección basada en redes neuronales artificiales

Las ANN son muy diferentes de los XPS, teniendo en cuenta que no necesitan ninguna base de conocimiento para trabajar [102]. En su lugar, han de ser entrenadas con numerosos casos actuales. De esta manera, una ANN es un conjunto de neuronas elementales que se encuentran conectadas según diferentes arquitecturas por capas (Figura 3.7), inspirándose en la biología humana.

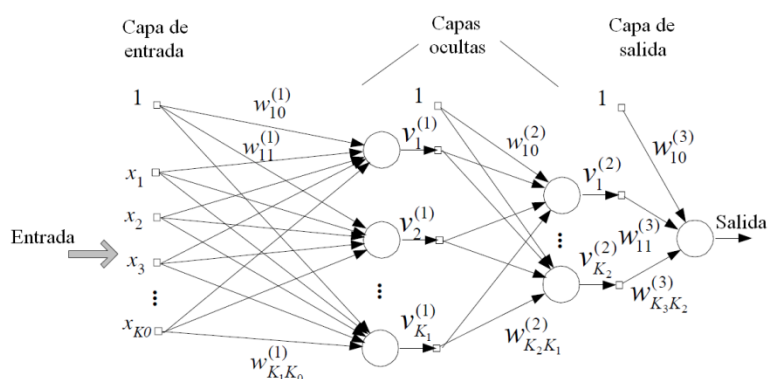


Figura 3.7. Arquitectura de tres capas, de una ANN, con propagación hacia adelante (feedforward) [4]

Las ANNs ni están programadas ni se apoyan en una base de conocimientos. En su lugar, aprenden una respuesta en base a unos datos de entrada y a una salida requerida, mediante el ajuste de los pesos y bias (niveles de sesgo) nodales. Frente a los XPS, no requieren de tediosos periodos de adquisición, representación y escritura de conocimientos, pudiendo ser aplicadas a tareas no totalmente descritas de antemano. La velocidad de procesamiento, permitiendo aplicaciones de tiempo real, es también una ventaja. No obstante, uno de sus mayores problemas es que no hay una guía exacta sobre la elección del número de capas ocultas y del número de neuronas por cada una de esas capas.

Aprovechando las particularidades de las redes neuronales artificiales (ANN) y su idoneidad para el procesamiento de señales y el reconocimiento de patrones, investigadores de la Universidad del estado de North Carolina (USA) proponen su aplicación en la detección de FAIs [118]. Utilizan un preprocesador de datos para obtener un conjunto de 20 parámetros por ciclo (valor de pico de la corriente de cada fase, la magnitud de la componente de secuencia directa, la asimetría entre fases, las componentes armónicas de primer, segundo y tercer orden de la corriente de neutro, etc.) a partir de los registros de las corrientes de fase y de neutro capturados a lo largo de 10 ciclos. Toda esta información sirve de entrada a una red neuronal de dos capas ocultas y 801 nodos. Los datos utilizados para entrenar y validar la red neuronal se obtienen por simulación con el software EMTP e incluyen tanto situaciones de falta como maniobras con bancos de condensadores. Los resultados obtenidos muestran la capacidad de esta herramienta para ser utilizada en la detección de las FAIs.

Siguiendo esta línea de trabajo, un equipo de la Universidad de Manitoba (Canadá) propone en 1992 la utilización de una red neuronal del tipo Perceptron, con tres capas [119]. En este caso, el vector de entrada a la red neuronal comprende 33 elementos. Los 32 primeros eran entradas analógicas que representan el valor instantáneo de la corriente a lo largo de un ciclo. El último elemento indica el porcentaje de tiempo durante el cual el valor de la corriente se mantiene por encima del 30% del valor instantáneo máximo de dicho ciclo. Para comprobar la eficacia de este nuevo método se realizan pruebas de FAI sobre hierba seca y húmeda. Si bien los resultados obtenidos son prometedores, los propios autores reconocen necesaria la ampliación de las pruebas utilizando otro tipo de superficies e instalando un prototipo en una línea de distribución real.

Poco después, en 1993, la compañía americana New York State Electric & Gas Corporation registra la patente de un equipo detector de FAIs utilizable tanto en los sistemas eléctricos de distribución, como en la red de transporte [120]. En esta propuesta la corriente se monitoriza en tiempo real y posteriormente se procesa para obtener una información digitalizada, con la que se identifican los pasos por cero y se calculan los valores máximo y mínimo para cada ciclo. A continuación, se calculan las primeras derivadas de dichos valores y se procesan mediante la Transformada Rápida de Fourier (FFT), para convertir al dominio de la frecuencia toda la información recogida. El resultado de esta conversión es utilizado como entrada de una red neuronal cuya salida se activa cuando se detecta la existencia de una FAI.

Dos años más tarde, en 1995, Mohamed y Rao presentan un sistema basado en redes neuronales artificiales que, además de detectar la aparición de la falta, identificaba las secciones afectadas y clasificaba la falta como de alta o de baja impedancia [121].

Posteriormente, en 1998, investigadores de la Universidad Kwang Woon de Seúl (Corea) proponen un método de detección basado en la utilización de una red neuronal con aprendizaje por retro-propagación, cuyas entradas provienen también de aplicar la FFT a la forma de onda de la corriente [122]. En esta propuesta, las entradas a la red neuronal eran la componente continua de la corriente y sus componentes armónicas (del primero al séptimo orden).

Ese mismo año Snider y Yuen, de la Universidad Politécnica de Hong Kong, proponen un nuevo método que se basa en reconocer la distorsión que este tipo de faltas provocan en las formas de onda de la tensión y de la corriente [123]. Las entradas a la red neuronal

artificial son la componente fundamental y el tercer armónico de la corriente y de la tensión residuales, el segundo armónico del cociente entre la corriente residual y la tensión residual, y el segundo armónico del producto entre ambas magnitudes. Para obtener los armónicos de orden inferior de estas magnitudes, se les aplica la Transformada de Fourier antes de ser suministrados como datos a la red neuronal.

Finalmente, indicar que los últimos tiempos se están desarrollando algunos prototipos basados en redes neuronales [124] y que se tiende a combinar el uso de ANNs con otras técnicas de procesamiento de señales e inteligencia artificial. Entre ellas, cabe mencionar la utilización de redes neuronales junto con la Transformada Wavelet, filtros Kalman, etc.

Así, en 2007 [125] I.B. Sadik presenta una metodología que combina las redes neuronales con la Transformada Discreta Wavelet (DWT), para la detección de FAls y su diferenciación de señales de conmutación normales y faltas de baja impedancia. La DWT utilizada descompone las señales de corriente en el dominio del tiempo en diferentes armónicos en el dominio de la frecuencia, caracterizándolas para su posterior utilización en el entrenamiento de las redes neuronales. Mediante este preprocesamiento, se reduce el número de entradas de la red neuronal y se mejora la convergencia de dicho entrenamiento. La estructura de dicha red neuronal es una MLP (Multilayer Perceptron) y el algoritmo de aprendizaje utilizado es Levenberg-Marquardt.

Igualmente, en 2009 [126], se propone utilizar un filtro AEKF (Adaptive extended Kalman filter) para procesar la señal, utilizando una red neuronal probabilística (PNN) para diferenciar las faltas de alta impedancia de otras situaciones sin falta originadas por cargas no lineales. Los mismos autores presentan en 2010 [127] una variante de la técnica anterior. Proponen procesar las señales de corriente captadas en la subestación de cabecera mediante el Filtro Extendido de Kalman (EKF) para obtener su contenido armónico. A continuación, utilizar una red neuronal del tipo SVM (support vector machine) para detectar la situación de falta. Como entradas a esta red neuronal se emplean la magnitud y fase de la onda fundamental de la corriente y de sus armónicos de orden 3, 5, 7, 11 y 13. A fin de comprobar que la técnica propuesta es capaz de diferenciar las faltas de alta impedancia de otros eventos, entre los casos analizados se han contemplado cambios de carga monofásicos y trifásicos de hasta el 110%, energización de transformadores, conexión y desconexión de baterías de condensadores.

3.2.2.6.3. Detección basada en la aplicación de lógica difusa

La lógica difusa (FLog), a diferencia de la lógica tradicional de dos valores, determina relaciones entre objetos y eventos, calificándolas tanto de forma no concluyente (bastante grande – relativamente pequeña, suficientemente dulce – casi sin endulzar) como inequívoca (grande – pequeño, dulce – amargo) [4]. Por tanto, estas relaciones están definidas por una descripción de grado de similitud, asociación o sobre una base de aproximación. La FLog proporciona una forma sencilla de aproximarse a una solución final basándose en información de entrada ambigua, vaga, imprecisa, con ruido o perdida.

En relación a la protección y control de sistemas eléctricos, los bloques idóneos han de realizar las siguientes funciones (Figura 3.8):

- Las señales de criterio son fuzzificadas con el fin de dar cuenta de los errores dinámicos en la medida. Por tanto, en lugar de números reales, las señales se representan por números fuzzy.
- Los umbrales para las señales de criterio se representan también por números fuzzy, para dar cuenta de la falta de precisión al dividir el espacio entre las señales de bloqueo y de disparo.
- Las señales fuzzy se comparan con los ajustes fuzzy, resultando en una variable de lógica difusa (fuzzy).
- Se utilizan diferentes criterios de protección en paralelo, agregados por medio de algoritmos multi-criterio de toma de decisiones.
- La decisión de disparo depende de la evaluación multi-criterio del estado del objeto supervisado. En caso de un sistema de toma de decisiones, la señal de salida generalmente debe tomar una lógica rígida (sí/no, 1/0) mientras que el razonamiento fuzzy entrega un resultado fuzzy. El bloque de defuzzificación intenta traducir una decisión fuzzy en un número rígido (crisp number)

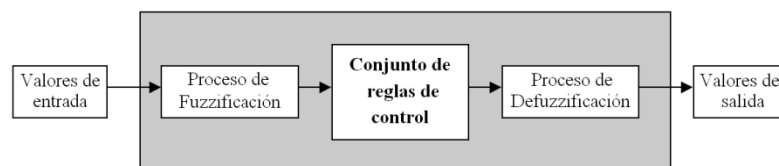


Figura 3.8. Esquema de un sistema de lógica difusa [128]

Un interesante sistema que pretende hacer uso de las características conjuntas de las ANN y de la FLog son las Redes Neuronales Fuzzy (FNN). Este sistema híbrido, combina las ventajas de un sistema de lógica difusa (que trata con conocimiento explícito que puede ser explicado y entendido) y de un sistema de redes neuronales (que trata con conocimiento implícito, el cual puede ser adquirido por aprendizaje). Cuando las propiedades de las wavelet son aplicadas a dichos sistemas, se tienen las Redes Neuronales Fuzzy Wavelet (WFNN).

El desarrollo de este tipo de sistemas ha conllevado su utilización en una gran variedad de aplicaciones. Siguiendo esta corriente, en 1998 surge una propuesta para aplicar un sistema inteligente híbrido al diagnóstico de faltas en el sistema eléctrico de potencia [129]. Según la propuesta de este grupo, compuesto por investigadores del Federal Center for Technological Education (Brasil) y dos universidades australianas, la diferente naturaleza propia de cada tipo de falta hace que no exista un único sistema inteligente capaz de clasificar todas las faltas. Por ello, utilizan un sistema que combina algoritmos de lógica difusa, redes neuronales y sistemas expertos.

Posteriormente, los componentes brasileños de dicho grupo presentan una metodología específica para detectar FAIs en los sistemas de distribución radiales, aplicando razonamientos propios de la lógica difusa [130]. Esta técnica se basa en el análisis de las respuestas que cada feeder ofrece a los impulsos inyectados periódicamente a la entrada de los mismos. La respuesta obtenida en cada momento es comparada con las respuestas estándar, previamente memorizadas y correspondientes a las respuestas registradas en condiciones normales de operación para cada una de las posibles configuraciones del sistema. Finalmente, un sistema de supervisión procesa la información y utiliza la lógica difusa para detectar la existencia de FAIs. Al aplicar esta metodología en un circuito real se detectan correctamente las operaciones de interruptores que provocaban un cambio de

topología y un 95,6% de las FAIs localizadas en diferentes partes del circuito. En este último porcentaje no se incluyen las FAIs situadas cerca de los interruptores, donde únicamente el 42% de las FAIs se identifican como tales.

Un año después, este mismo equipo presenta una mejora del método anterior [131]. En este caso, el sistema de supervisión lo constituye una red neuronal compuesta por neuronas del tipo "neuro-fuzzy", cuyas características no lineales se establecen mediante un conjunto de reglas con implicaciones de lógica difusa. Con esta variante logran detectar el total de las FAIs no localizadas en las proximidades de los interruptores y elevar hasta el 81% el índice de detección para aquellas faltas situadas a menos de 10 metros.

Más adelante, en 2006 [132], presentan una metodología mediante la cual se pueden discriminar las FAI de otro tipo de fenómenos tales como corrientes de fuga por aisladores (ILC), conmutación de condensadores, conmutaciones de cargas, corrientes de energización, etc. Una vez extraídas las medidas necesarias del sistema de distribución, a éstas se les aplica la Transformada Wavelet y un análisis de las componentes principales para la selección de características. Posteriormente, se implementa un sistema de inferencia de lógica difusa (fuzzy) para la clasificación de la falta y un algoritmo genético para el ajuste de las funciones miembro de entrada en la fase de entrenamiento. Mientras que los datos de FAI e ILC han sido obtenidos de ensayos experimentales, los datos para otros tipos de transitorios se han obtenido por simulación. Los resultados muestran que la metodología propuesta es eficiente en distinguir las FAI de otros tipos de eventos.

Recientemente, en 2008 [133], se propone un método de detección de FAI basado en el comportamiento no lineal de las formas de onda de las corrientes. Para la extracción de las características de estas señales se hace uso de un método de descomposición de la señal mediante multi-resolución wavelet. Dicha caracterización alimenta posteriormente al sistema de inferencia de una red neuronal adaptativa con parámetros difusos (ANFIS) para la identificación y clasificación de la falta. De forma similar al caso anterior, mediante este método se permite diferenciar la FAI de otra serie de formas de onda similares, tales como las producidas por cargas no lineales, corrientes secundarias de transformadores de intensidad y corrientes de energización

3.2.2.6.4. Detección basada en algoritmos genéticos

Los algoritmos genéticos (GA) pertenecen a la familia de los métodos de computación evolutiva [4]. Son algoritmos de optimización computacional que están inspirados en el proceso evolutivo de la naturaleza. Antiguamente, emulaban las reglas de la selección natural, favoreciendo a las especies más fuertes e impulsando mayores evoluciones para que pudieran subsistir en un ambiente predeterminado. Los GA operan sobre una población de individuos, siendo cada uno de ellos una solución potencial a un problema dado y estando típicamente codificado como una cadena binaria de longitud fija (analogía con el cromosoma actual) [134]. Después de que una población inicial es generada aleatoriamente o heurísticamente, el algoritmo evoluciona la población a través de aplicaciones iterativas y secuenciales de tres operadores: selección, cruce y mutación (Figura 3.9). Al final de cada iteración, se forma una nueva generación.

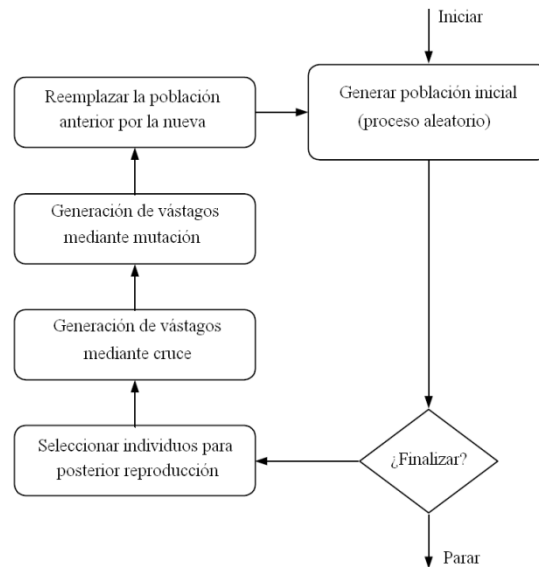


Figura 3.9. Diagrama de flujos de un GA básico [4]

Un ejemplo de este tipo de sistema puede observarse en la metodología presentada en 2005 por A.R. Sedigui [135], la cual es utilizada para discriminar las FAIs de otro tipo de fenómenos: corrientes de fuga por aisladores (ILC), conmutación de condensadores, conmutaciones de cargas, corrientes de energización, etc. En primer lugar se utiliza la transformada de Wavelet para la descomposición de las señales y extracción de sus características. Posteriormente, se utiliza un GA para la reducción del vector de características y un clasificador bayesiano para la identificación de la FAI. Los datos para los ensayos se obtuvieron de diferentes ensayos experimentales con FAI e ILC, así como mediante simulaciones en el software EMTP para otro tipo de transitorios.

Más adelante, en 2007 [136], se presenta una técnica que utiliza algoritmos genéticos con codificación real (RCGA) para analizar los armónicos y los ángulos de fase de las corrientes de falta. Este sistema es particularmente adecuado frente a los problemas de optimización de parámetros, con variables tanto en dominios continuos como discontinuos. Así, se pretende discriminar las FAI identificando eventos específicos que ocurren únicamente bajo ese tipo de incidentes.

3.2.2.6.5. Detección basada en árboles de decisión

En 2004 investigadores de la Indiana University – Purdue University Indianapolis (IUPUI) presentan un método para la detección de faltas de alta impedancia basado en árboles de decisión [137]. Los árboles de decisión (DT) son una herramienta de reconocimiento de patrones que es capaz de clasificar vectores de entrada en categorías discretas del tipo [0,1]. Como entradas al árbol de decisión, esta propuesta utiliza los valores eficaces de las corrientes, las magnitudes del tercer y quinto armónicos, y la fase del tercer armónico (todas ellas filtradas mediante la Transformada Rápida de Fourier). Para verificar la técnica se simulan con el software EMTP 468 casos en una red de distribución de 12,5 kV, incluyendo: cambios de carga monofásicos y trifásicos, energización de transformadores en diferentes momentos del ciclo, conexión y desconexión de baterías de condensadores y faltas de alta impedancia con o sin rotura de conductores. No se realizan pruebas de campo. El criterio utilizado para dar una salida positiva implica que el DT produzca dos positivos consecutivos. Esto reduce la posibilidad de que se den falsos positivos y mejora la

precisión del método propuesto. En las simulaciones llevadas a cabo no se produce ningún falso positivo.

Más recientemente, en 2006 [138], se propone un sistema de reconocimiento de patrones mediante árbol de decisión para la detección de FAIs basado en la energía de las componentes armónicas. Concretamente, se mide la energía de armónicos pares, impares e interarmónicos hasta 400 Hz, alimentando ésta a un árbol de decisión que funciona como clasificador y diferenciador de otros eventos de comportamiento similar: conmutación de cargas, conmutación de condensadores, cargas armónicas y corrientes de energización de transformadores.

3.3. LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

El tema de la localización de faltas en redes eléctricas ha sido un tema de interés para los ingenieros de compañías eléctricas e investigadores, desde hace más de 50 años [35]. Sin embargo, la mayoría de la investigación desarrollada hasta la fecha se ha centrado en localizar la falta en redes de transporte. Esto ha sido así porque el impacto de las faltas eléctricas en las líneas de transporte, así como el tiempo requerido para realizar un reconocimiento visual de las líneas, es mucho mayor que en las líneas de distribución.

A pesar de ello, la localización de faltas en las redes de distribución ha comenzado a obtener protagonismo en las últimas décadas, fundamentalmente debido al interés de las compañías en mejorar su calidad de suministro, al encontrarse en un sistema desregulado y de competencia [34]. Ese incremento se puede observar en [48], en donde analizando el número de publicaciones realizadas en cada año, se puede detectar un mayor incremento de las mismas a partir del año 2000, siendo su importancia destacable desde el año 1990 (Figura 3.10).

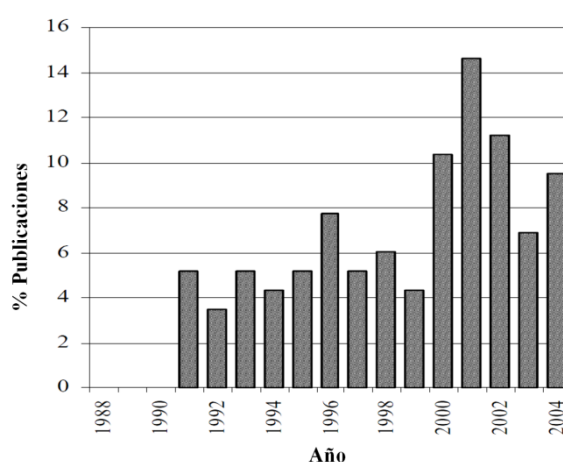


Figura 3.10. Porcentaje de publicaciones sobre la localización de faltas en redes de distribución

Considerando todos estos aspectos, y según la bibliografía analizada en [48], se puede analizar la influencia de diferentes aspectos en el número de publicaciones sobre el tema de localización de faltas en redes de distribución. Estos factores incluyen la consideración o no de ramas laterales, el tener en cuenta o no la falta de homogeneidad de las redes, etc. Así, algunos de los aspectos cubiertos hasta 2005 son los mostrados en la Figura 3.11.

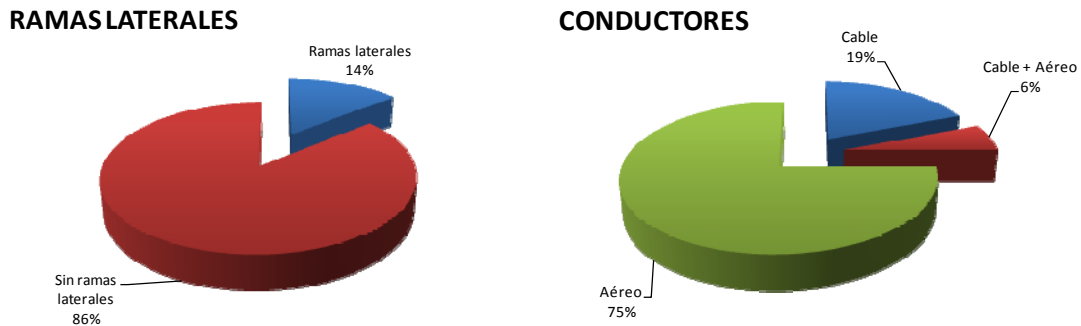


Figura 3.11. Distribución porcentual de publicaciones de sistemas de localización de falta en redes de distribución (hasta 2005) [48]

En un principio, puesto que el ámbito donde más desarrollada estaba la investigación sobre la localización de faltas era en las redes de transporte, se trató de trasladar las metodologías y algoritmos de localización de faltas de las redes de transporte a las redes de distribución. Pero, las diferencias existentes entre ambos tipos de redes a la hora de acometer la localización de la falta (estructura de dichas redes, dimensiones y la tipología de puesta a tierra, etc.) han producido que la localización de faltas en redes de distribución cree nuevos problemas comparados con la misma tarea en redes de transporte.

Por un lado, en redes de transporte, cada línea puede estar equipada con un localizador de faltas [4]. En dicho caso, el algoritmo de localización de faltas es un procedimiento numérico que convierte las tensiones y corrientes, dadas en forma digital, en un único número que representa la distancia a la falta. Por el contrario, las redes de distribución son habitualmente heterogéneas, con ramificaciones y cargas a lo largo de las mismas, lo que hace más difícil la localización de la falta.

De esta forma, y a modo de resumen, se puede afirmar que los métodos utilizados en redes de transporte no son fácilmente aplicables a las redes de distribución, ya que las dificultades existentes en éstas son múltiples ([139-140]):

- Las metodologías aplicadas en transporte tienden a utilizar medidas de líneas de dos terminales, mientras que en las redes de distribución, en muchas ocasiones, solo se dispone de medidas en un extremo (la subestación de distribución).
- En múltiples ocasiones, las redes de distribución no son homogéneas, estando compuestas por conductores aéreos de diferentes características, así como por diferentes tramos de conductores aéreos y subterráneos.
- Las redes de distribución no siempre están compuestas por una única línea, sino que en muchas ocasiones poseen numerosas ramificaciones que dificultan la localización de un único punto de falta, pudiendo ser dichas ramificaciones monofásicas o trifásicas [141].
- A lo largo de toda la red de distribución, pueden encontrarse múltiples cargas conectadas (tapped loads), las cuales pueden influir en obtener una buena localización de falta [4, 51].
- La existencia de generación distribuida en las redes de distribución puede dificultar la localización de la falta [142].
- Las redes de distribución presentan un nivel más bajo de instrumentación que las redes de transporte. Debido a la gran cantidad de subestaciones y a la baja potencia que alimenta cada circuito, se cuenta con pocos elementos de protección y automatización [143].

- Las redes de distribución pueden presentar desequilibrios debidos a feeders no traspuestos y por la presencia de cargas monofásicas, bifásicas y trifásicas [144].
- La existencia de conductores subterráneos en las redes de distribución proporciona una mayor componente capacitiva que en las tradicionales redes aéreas de transporte [144].

Tradicionalmente, en los sistemas de distribución se localizaban las faltas mediante un sistema de prueba y error (abriendo y cerrando interruptores para intentar aislar la zona afectada), siendo demasiado elevado el tiempo requerido para resolver la incidencia y exponiendo al equipamiento a un estrés adicional [48]. Consecuentemente, una falta podía ser localizada en varias "iteraciones", pero a un gran coste de tiempo de plantilla necesario para localizar la sección en falta. Una posible solución podría venir de la utilización de Indicadores de Falta (Faulted Circuit Indicators - FCI), sistemas monofásicos o polifásicos diseñados para detectar mediante medida de la corriente, el posible paso de la corriente de falta en el lugar donde ha sido instalado. Sin embargo, el coste derivado de una instalación distribuida de este tipo de elementos puede ser notable.

Por ello, en redes de distribución, es conveniente la utilización conjunta de toda la información disponible. Así, las medidas de tensión e intensidad deben complementarse con otro tipo de conocimiento para permitir la localización de la falta en sistemas de distribución, pudiendo este conocimiento provenir fundamentalmente de 3 fuentes:

- Conocimiento del sistema: necesario para construir los modelos, permitiendo comprobar la consistencia de la impedancia obtenida de las medidas, respecto a la nominal.
- Datos históricos: pueden permitir analizar la relevancia de las formas de onda, así como la frecuencia a la que se producen los incidentes, pudiéndose utilizar para conseguir la localización por métodos probabilísticos.
- Información externa: cualquier información adicional (avisos de clientes, datos meteorológicos, zonas en construcción, etc.) puede ser muy útil para delimitar el área de incidencia.

En las últimas décadas se ha hecho un considerable esfuerzo investigador en desarrollar nuevas técnicas de localización de faltas en redes de distribución. Aunque no existe una clasificación única de dichas metodologías de localización de faltas ([34, 41, 48, 139]), atendiendo al desarrollo utilizado, se pueden clasificar como se indica en la Figura 3.12.

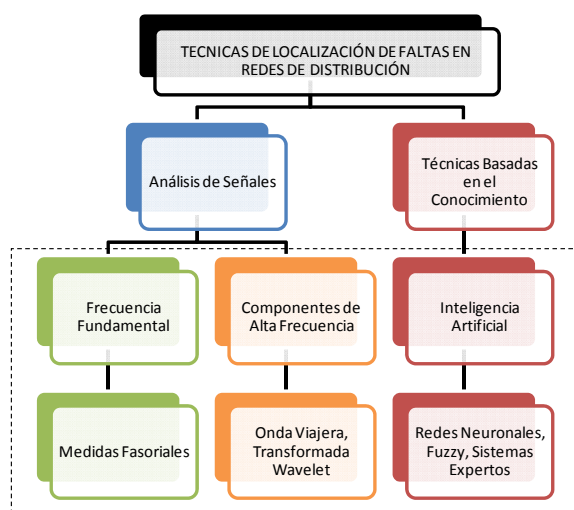


Figura 3.12. Clasificación general de técnicas de localización de faltas en redes de distribución [48]

Además, ante la pregunta de qué aplicabilidad tienen las diferentes metodologías de localización de faltas en redes de distribución, en una encuesta realizada recientemente a diferentes compañías eléctricas [145] se observa cómo la tendencia predominante siguen siendo los indicadores de corriente de falta (Figura 3.13). Aun así, la implantación de técnicas integradas en los relés de protección es una tendencia que cada vez está teniendo una mayor aceptación.

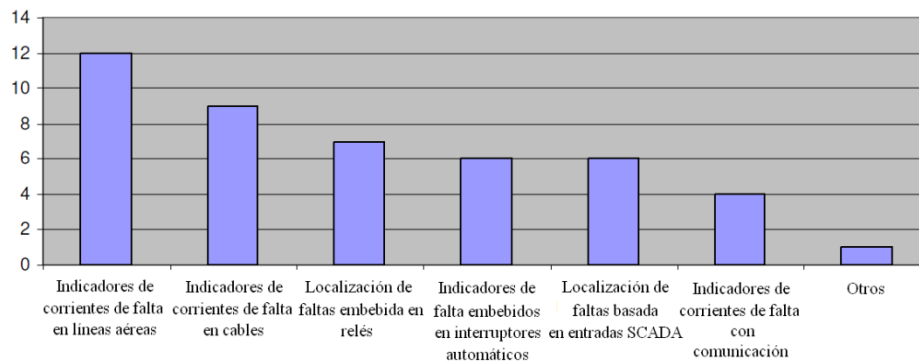


Figura 3.13. Técnicas de localización de faltas actualmente utilizadas [145]

En los siguientes apartados se describen más detalladamente las metodologías existentes, haciendo un breve resumen de la evolución metodológica en cada uno de ellos.

3.3.1. TÉCNICAS BASADAS EN LA MEDIDA DE MAGNITUDES A FRECUENCIA FUNDAMENTAL

En relación a las metodologías basadas en la medida de la impedancia, se ha realizado un gran esfuerzo investigador, tanto usando sólo medidas de un terminal como de dos terminales. Sin embargo, al igual que otros métodos basados en la medida de magnitudes fundamentales, sufren de limitaciones debidas a la resistencia del bucle de defecto, carga de la línea, parámetros de la fuente, etc. Los factores principales que pueden afectar a la precisión de las metodologías de localización basadas en estas técnicas son [41]:

- El efecto combinado de la corriente de carga y la resistencia de falta. El valor de la resistencia de falta puede ser particularmente elevado en el caso de faltas a tierra, las cuales son las más numerosas en líneas aéreas.
- Identificación imprecisa del tipo de falta.
- Influencia de los efectos mutuos en las componentes de secuencia homopolar.
- Incertidumbre acerca de los parámetros de línea, especialmente sobre la impedancia homopolar.
- Insuficiente precisión en el modelo de la línea, ya que muchas veces las líneas sin trasponer se modelizan como traspuestas y no se consideran las capacidades de las líneas.
- La presencia de bancos de condensadores e inductancias serie y paralelo.
- El posible desequilibrio en las cargas.
- Errores de medida y errores en la conversión analógica/digital.

Por otra parte, para mejorar la estimación de la localización de la falta, es importante eliminar o reducir los errores causados por los algoritmos, los cuales serán tanto más

precisos cuanto más información se conozca del sistema. Así, las metodologías de localización mediante medidas de impedancia pueden clasificarse en dos subcategorías [48]:

- Metodologías que se basan en datos medidos en un único extremo, generalmente usando la información facilitada por los registradores de falta (Digital Fault Recorders, DFR) en la subestación, teniendo como ventaja fundamental la no necesidad de comunicaciones entre extremos. Esta opción es la que resulta más atractiva, tanto desde un punto de vista operacional, como económico [146].
- Metodologías que realizan medidas de parámetros en ambos extremos de una línea, opción muy utilizada en redes de transporte y que no necesitan comunicaciones de alta velocidad. Cuando la comunicación entre ambos extremos es posible, la utilización de medidas en ambos extremos proporciona resultados más fiables y precisos. Sin embargo, el carácter radial de las redes de distribución y la ausencia de elementos de medida en ambos extremos, hace dicha aplicación más complicada en estos sistemas.

3.3.1.1. Evolución metodológica

Tal y como se ha mencionado anteriormente, hasta hace varias décadas, los sistemas automatizados para la localización de faltas en redes de distribución no eran un tema prioritario. Sin embargo, cuando se observó la conveniencia de localizar y resolver las faltas que se fueran produciendo, los primeros métodos que se utilizaron como referencia fueron los que hasta ese momento se habían desarrollado para las redes de transporte [147-152].

Un primer ejemplo de ello es el método de la componente reactiva, el cual fue desarrollado por A.R. van C. Warrington en 1968 [153]. En dicho método, para localizar la distancia de falta (s_f) entre dos nodos M y N (Figura 3.14), se realiza la comparación de la reactancia estimada mediante los valores de tensión y corriente a frecuencia fundamental medidos en el nodo M y la reactancia total de la línea entre M y N [5]. Este método ignora la presencia de cargas en las líneas.

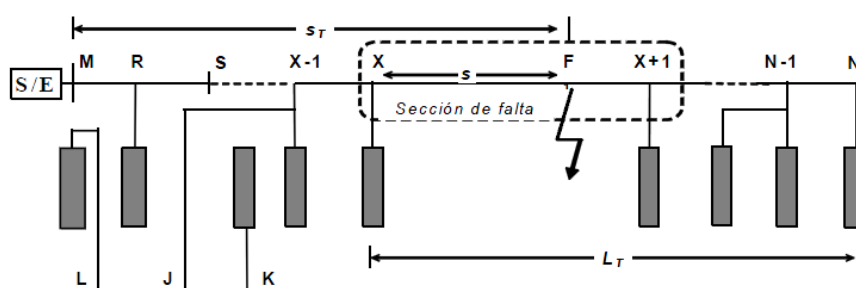


Figura 3.14. Modelo generalizado de un sistema de distribución [5]

Otro método destacable consiste en la aplicación de una metodología desarrollada para redes de transporte radial [154]. Publicado por K. Srinivasan en 1989, este método considera los efectos de las cargas intermedias. La localización de faltas se realiza de forma iterativa mediante la aplicación de la matriz de transporte de línea larga, partiendo de un valor inicial obtenido de una aproximación de la matriz de transporte de línea corta.

Sin embargo, la creciente complejidad de las redes de distribución hizo que a principios de la década de los 90 [48] comenzara una nueva línea de investigación centrada exclusivamente en la localización de faltas en redes de distribución.

Así, muchos métodos de localización de faltas en redes de distribución utilizan la componente de frecuencia fundamental para hallar el punto de falta mediante la impedancia aparente. En estos métodos, se ha de identificar en primer lugar la tipología de falta y las fases en falta. Posteriormente, se calcula la impedancia aparente en función de las medidas de tensión y corriente seleccionadas. Por otra parte, en la localización de faltas en sistemas de distribución, la no estimación de las corrientes de consumo en las cargas intermedias puede conducir a obtener resultados erróneos [101].

En 1991 A. Girgis [155-156] presenta una técnica de localización de faltas para redes radiales de distribución rural, basada en datos medidos en un único extremo. Válida para todo tipo de faltas en el circuito principal y en una rama lateral monofásica, las cargas se consideran constantes (sin contemplar su carácter dinámico). De esta manera, y mediante la obtención de medidas fasoriales con un algoritmo de estimación óptima recursiva, calcula la distancia de falta basándose en una aproximación de la impedancia aparente, así como en las medidas de tensiones e intensidades. Esta aproximación fue posteriormente ampliada [157-158]. Incluso S. Santoso [159] presenta un método similar, sólo que utilizando un método diferente para calcular la resistencia de falta.

R. Das, en diferentes publicaciones [158, 160-161], desarrolla una técnica que tiene en cuenta la no homogeneidad de las líneas, cargas distribuidas y la naturaleza dinámica de las cargas. Sin embargo, considera los sistemas perfectamente simétricos y faltas monofásicas. Esta técnica calcula, primeramente, la impedancia aparente para hallar la sección en falta. Posteriormente, mediante un método iterativo se resuelve una ecuación implícita con el fin de determinar la distancia desde el nodo inicial de la sección en falta hasta el punto de falta.

Posteriormente, D. Novosel [162] en 1998 presenta un método basado en la aproximación utilizada para localizar las faltas en líneas cortas de transporte. En esta metodología se consideran las cargas y las ramas laterales, y se basa en calcular la impedancia de la fuente y de las cargas a partir de medidas de prefalta y falta, de corriente y de tensión.

En 2001, M.M. Saha [163] presenta un método que incluye la consideración de múltiples cargas intermedias. Además, se tiene en cuenta también la no homogeneidad de la red de distribución, pero asumiendo que el sistema está equilibrado.

Otro tipo de métodos utilizan igualmente las componentes de la frecuencia fundamental para localizar faltas, pero sin embargo no están basados en la obtención de la impedancia aparente.

Así, en 1991, M. Lehtonen [164] presenta las bases teóricas y la implementación de un método de localización de faltas para sistemas eléctricos radiales de distribución, basado en análisis fasorial. En él, se analizan diferentes parámetros que pueden afectar a la precisión de la localización de faltas, tales como corriente de carga, resistencia de falta, variación de la red, precisión de medida y compensación de la corriente de carga.

En 1997, R.K. Aggarwal [165-166] presenta una técnica para la localización de faltas en redes de distribución aéreas, apoyándose en datos medidos en un único extremo. Esta técnica se basa en el concepto de las componentes superpuestas de tensiones e intensidades (la diferencia entre magnitudes postfalta y prefalta) y utiliza el modelo de

línea corta. La principal ventaja que presenta este método es que el localizador de faltas permanece altamente invariable ante cambios en las impedancias locales y remotas, así como ante la presencia de cargas distribuidas. Posteriormente, en 2008, dos de los mismos autores presentan una evolución de dicho algoritmo [146, 167], con el fin de superar las limitaciones del método, en lo que se refiere a la localización de faltas en las ramificaciones del sistema de distribución.

En 1998, S. Haninnen [168] analiza el problema de la localización de faltas en sistemas de distribución con puesta a tierra impedante (aislados o mediante bobinas Petersen), basándose en el cambio de la tensión de neutro y de las corrientes homopolares. Mediante medidas en la subestación y en las líneas de distribución, el método es capaz de detectar faltas de hasta 160 k Ω . Una aproximación similar a ésta se realiza en [169].

En 2000, S. Pettisalo [170] desarrolla una metodología de localización de falta basada en reactancia, para faltas trifásicas y monofásicas. La clave de dicha técnica es la compensación de las corrientes de carga superpuestas en la intensidad de falta, lo que lleva a un incremento de la precisión. El algoritmo fue implementado en relés de protección y posteriormente integrado como parte de una automatización del sistema de distribución (DMS).

En 2003, P.M. Van Oirsouw [171] presenta una experiencia real de localización de faltas en redes de distribución, en una compañía de distribución holandesa, mediante una metodología basada en reactancia. El sistema resultó ser capaz de identificar la localización de la falta con un margen de 100 m, para faltas trifásicas y bifásicas, y con un margen de 1000 m, para faltas monofásicas. Según este sistema, en menos de 5 minutos después de la falta, el centro de control comunica a las patrullas de emergencia la revisión del punto donde se ha producido la falta, ahorrándose un tiempo de búsqueda manual de 1 hora, aproximadamente.

En 2004, C. Myeon-Song [172] propone un algoritmo que realiza en análisis directo matricial de un circuito desequilibrado para faltas monofásicas a tierra. El algoritmo incorpora la inversión de matriz Lemma para la determinación de la ecuación de faltas. Posteriormente, en 2007, prácticamente los mismos autores desarrollaron una técnica similar para la localización de faltas bifásicas [173].

3.3.1.2. Metodologías más destacadas

3.3.1.2.1. Método de A. Girgis et al. [155-156]

Esta metodología de localización de faltas se basa en analizar el cambio de magnitud de la intensidad para así determinar la tipología de falta que se ha producido. Una vez determinado el tipo de falta, y en base a medidas de corrientes e intensidades, se calcula la impedancia aparente.

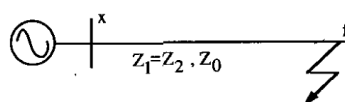


Figura 3.15. Esquema unifilar de una falta [156]

Concretamente, en el caso de una falta monofásica (de resistencia de falta R_f) en la fase A que se produce a una distancia D , y considerando conocidas las tensiones e intensidades en la subestación (punto "x"), se parte de las ecuaciones de las redes de secuencia para obtener la tensión en la fase en falta, asumiendo que las impedancias de secuencia directa (Z_1) e inversa (Z_2) son iguales (Figura 3.15).

$$V_{1f} = V_1 - I_1 \cdot Z_1 ; V_{2f} = V_2 - I_2 \cdot Z_2 ; V_{0f} = V_0 - I_0 \cdot Z_0 \quad (3.35)$$

$$V_{1f} + V_{2f} + V_{0f} = 3 \cdot I_{0f} \cdot R_f \quad (3.36)$$

$$V_a = (I_a + kI_0) \cdot Z_1 + 3 \cdot I_0 \cdot R_f = \left(I_a + I_0 \cdot \frac{Z_0 - Z_1}{Z_1} \right) \cdot Z_1 + 3 \cdot I_0 \cdot R_f \quad (3.37)$$

donde:

- V_1, V_2, V_0 son las tensiones de secuencia directa, inversa y homopolar, respectivamente, en el punto "x".
- I_1, I_2, I_0 son las corrientes de secuencia directa, inversa y homopolar, respectivamente, en el punto "x".
- Z_1, Z_2, Z_0 son las impedancias de secuencia directa, inversa y homopolar, respectivamente, del tramo de línea considerado.
- V_{1f}, V_{2f}, V_{0f} son las tensiones de secuencia directa, inversa y homopolar, respectivamente, en el punto de falta.
- V_a, I_a son las tensiones y corrientes de la fase A, respectivamente, en cabecera de la subestación.

Por tanto, la impedancia aparente obtenida (Z_{app}) se obtiene de las medidas de tensión e intensidad seleccionadas (V_{select}, I_{select}), según la expresión (3.38).

$$Z_{app} = \frac{V_{select}}{I_{select}} = R_{app} + j \cdot X_{app} \quad (3.38)$$

En el caso de una falta monofásica en la fase A, la ecuación (3.38) adopta la expresión (3.39).

$$Z_{app} = \frac{V_a}{I_a + kI_0} = D \cdot Z_1 + \frac{I_{comp} \cdot R_f}{I_a + k \cdot I_0} \quad (3.39)$$

Así, considerando una corriente de compensación (I_{comp}) proporcional a la corriente homopolar [5], debido al desconocimiento de la resistencia de falta, se despeja de la ecuación (3.39) el valor de D y R_f , mediante la separación en parte real e imaginaria.

Por último, el autor extiende su desarrollo al análisis de faltas en ramas laterales monofásicas, así como a trifásicas con múltiples cargas distribuidas, actualizando los valores de tensión en cada nodo mediante la obtención de una admitancia de carga equivalente [154].

De manera similar y prácticamente por los mismos autores, en 1997, se propuso una evolución de la anterior metodología [157], llevando a una solución iterativa de ecuaciones

que describen el estado permanente de la falta. Posteriormente a la aplicación del algoritmo, y con el objetivo de tener en cuenta las incertidumbres que acompañan a toda localización de falta, se aplica una extensión probabilística de dicho algoritmo, así como una estrategia de diagnóstico de falta.

3.3.1.2.2. Método de R.K. Aggarwal et al. [165-166]

Partiendo de una técnica desarrollada para redes de transporte [174], los autores la han modificado significativamente para poder tratar con las complejidades propias de las redes de distribución. Los principios fundamentales de esta metodología de componentes superpuestas se basan en un sistema como el de la Figura 3.16, en donde "β" representa la distancia al punto supuesto de falta y "α" la distancia al punto efectivo de falta "F".

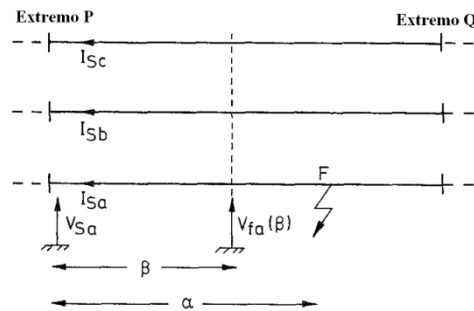


Figura 3.16. Modelo simplificado del sistema en falta [166]

Así, la tensión (V_f) en el punto supuesto de falta β se puede calcular en base al conocimiento de las variables (tensiones e intensidades, V_s e I_s) en uno de los extremos (en este caso, el extremo P), mediante la expresión (3.40).

$$\begin{bmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{bmatrix} = \beta \cdot \begin{bmatrix} Z_s & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_s & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_s \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} = [Z_\beta] \cdot \begin{bmatrix} I_{sa} \\ I_{sb} \\ I_{sc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} V_{sa} \\ V_{sb} \\ V_{sc} \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

donde Z_s y Z_m representan las impedancias propias y mutuas por unidad de longitud, respectivamente, de la línea.

Las magnitudes superpuestas ($'$), que no son sino las diferencias entre magnitudes de falta y prefalta (ss), aplicadas en el punto supuesto de falta (β), se calculan mediante la expresión (3.41).

$$[V'_{f a,b,c}] = [V_{f a,b,c}] - [V_{f a,b,c} (ss)] \quad (3.41)$$

en donde:

$$[V_{f a,b,c} (ss)] = [Z_\beta] \cdot [I_{s a,b,c} (ss)] + [V_{s a,b,c} (ss)] \quad (3.42)$$

Por otra parte, las corrientes y tensiones superpuestas en el punto de medida, se obtienen de las expresiones (3.43) y (3.44).

$$[V'_{s a,b,c}] = [V_{s a,b,c}] - [V_{s a,b,c} (ss)] \quad (3.43)$$

$$[I'_{S a,b,c}] = [I_{S a,b,c}] - [I_{S a,b,c(ss)}] \quad (3.44)$$

Finalmente, el modelo de componentes superpuestas se muestra en la Figura 3.17.

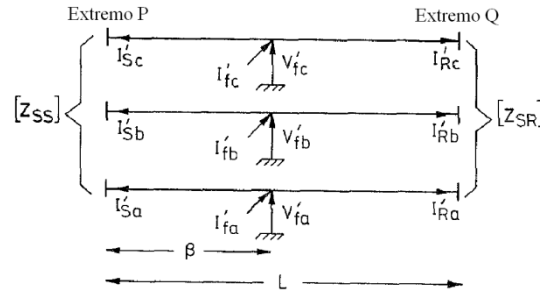


Figura 3.17. Modelo de componentes superpuestas [166]

En dicha figura las corrientes superpuestas en el punto remoto Q vienen dadas por la ecuación (3.45).

$$\begin{bmatrix} I'_{Ra} \\ I'_{Rb} \\ I'_{Rc} \end{bmatrix} = \left[(L - \beta) \cdot \begin{bmatrix} Z_S & Z_m & Z_m \\ Z_m & Z_S & Z_m \\ Z_m & Z_m & Z_S \end{bmatrix} + [Z_{SR}] \right]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} V'_{fa} \\ V'_{fb} \\ V'_{fc} \end{bmatrix} \quad (3.45)$$

donde: L es la longitud total de la línea; $[Z_{SR}]$ es la matriz que representa la fuente en el extremo remoto Q; I_R la intensidad en dicho extremo Q.

Consecuentemente, las corrientes de superposición de falta se obtienen de la expresión (3.46).

$$[I'_{f a,b,c}] = [I'_{S a,b,c}] + [I'_{R a,b,c}] \quad (3.46)$$

La localización final del punto de falta se realiza variando sistemáticamente el punto de falta estimado (β), con el objeto de deducir el punto en el que las magnitudes de corriente superpuestas de falta, de las fases sanas, se hacen mínimas (idealmente cero). Por ejemplo, en el caso de una falta en la fase a, se correspondería con las magnitudes $I'_{f b,c}$.

A la hora de extender el razonamiento a un feeder con múltiples cargas, el razonamiento es similar. Únicamente se han de calcular las matrices de impedancia a ambos lados del punto supuesto de falta y hasta los extremos del sistema (subestación y punto remoto). Para ello, en este caso, además de las impedancias de línea se han de considerar las de las cargas (Z_L), para las que se considera un modelo dependiente de la tensión en el nodo (V_L) y de la potencia nominal del transformador (M), representado por la ecuación (3.47).

$$Z_L = \left[\frac{3 \cdot |V_L|^2}{M} \right] \angle \arccos(p_f) \quad (3.47)$$

donde p_f es el factor de potencia.

Posteriormente, en 2008, dos de los autores han planteado una modificación [146, 167] con objeto de mejorar la metodología en caso de faltas en las ramificaciones de una red de distribución (Figura 3.18).

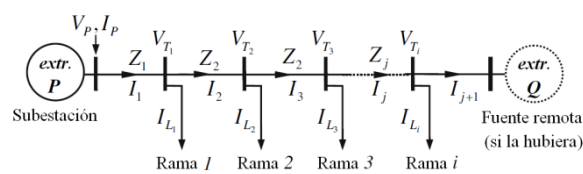


Figura 3.18. Modelo de sistema radial [146]

Sobre la base de un sistema como el de la Figura 3.18, se pueden obtener las intensidades (I_{L_i}) que se derivarán sobre las diferentes ramificaciones en caso de prefalta y falta, en función de las tensiones en los nudos (V_{T_i}), de las intensidades de los diferentes tramos (I_j) y de la admitancia vista desde el nudo i hacia el extremo Q (Y_{ER_i}), mediante las expresiones (3.48) y (3.49).

$$[I_{L_i}] = [I_j] - [I_{j+1}] \quad (3.48)$$

$$[I_{L_i}] = [I_j] - [V_{T_i}] \cdot [Y_{ER_i}] \quad (3.49)$$

Así, si al aplicar el método original sobre el feeder principal no se consigue un valor mínimo de las corrientes superpuestas en las fases sanas (por debajo de un umbral), la investigación se centra en las ramificaciones. Entonces, lo que se hace es aplicar la metodología modificada sobre todas las ramificaciones hasta encontrar un punto en alguna de ellas en el que dichas corrientes superpuestas alcancen un valor mínimo (próximo a cero).

3.3.1.2.3. Método de R. Das et al. [175]

En esta metodología [160], aun siendo la misma aplicable a diferentes tipos de faltas (monofásicas a tierra, bifásicas a tierra, bifásicas y trifásicas equilibradas), se describe y se muestra un ejemplo para el caso de una falta monofásica a tierra (Figura 3.19).

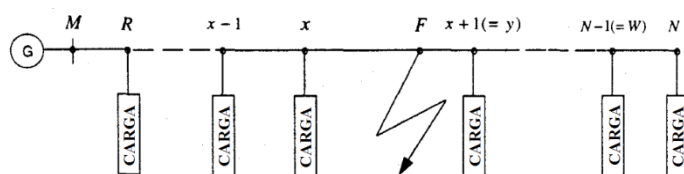


Figura 3.19. Esquema unifilar de una red de distribución con una falta en F [160]

En ella, y mediante una aproximación iterativa apoyada en una técnica de 5 etapas principales (adquisición de datos, estimación de la sección en falta, modelización de cargas, estimación de tensiones e intensidades en la falta y en el extremo remoto, estimación de la distancia de falta desde el inicio de la sección en falta), se aplica el cálculo a un sistema de distribución de la compañía eléctrica SaskPower.

Sin embargo, y puesto que en ella no se tiene en cuenta la existencia de ramas laterales en la red principal, se mejora la metodología [158] para permitir la localización en este tipo de redes. Todo ello, por tanto, teniendo en cuenta cargas intermedias, ramas laterales y diferentes tipologías de conductores en la línea.

De esta forma [175], las 5 etapas anteriores se convierten en 7 (adquisición de datos, estimación de la sección en falta, sistema radial modificado, modelización de cargas, estimación de tensiones e intensidades en la falta y en el extremo remoto, estimación de la distancia de falta desde el inicio de la sección en falta, conversión de las múltiples estimaciones en una única) que, al igual que anteriormente, servirán para la localización de diferentes tipos de faltas. Las etapas 2 a 6 se han de repetir en caso de múltiples estimaciones de localización de faltas.

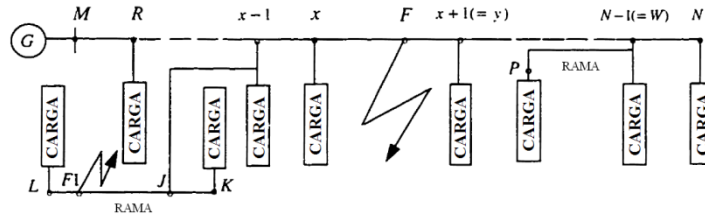


Figura 3.20. Esquema unifilar de una red de distribución ramificada en situación de falta [175]

En el caso de una falta monofásica a tierra [161] en la fase A, se obtiene en primer lugar la reactancia aparente (X_{m1}) desde la fuente (punto M) hasta el punto de falta (F), mediante la impedancia aparente (Z_{m1}), según la expresión (3.50).

$$X_{m1} = \text{Im}(Z_{m1}) = \text{Im}\left(\frac{V_{am}}{I_{amr}}\right) \quad (3.50)$$

donde: V_{am} es la tensión de la fase A en el punto M; I_{amr} es la corriente de la fase A que circula del punto M al punto R.

Posteriormente, esa reactancia aparente (X_{m1}) se compara iterativamente con las reactancias modificadas en cada uno de los nudos del sistema, con el fin de saber más allá de qué nudo se encuentra dicha falta. Así, la reactancia modificada entre el punto M y el nudo R (X_{mr}^m) queda definida por la expresión (3.51), en función de la reactancia homopolar (X_{0mr}) y directa (X_{1mr}) de la sección entre M y R.

$$X_{mr}^m = X_{1mr} + \frac{X_{0mr} - X_{1mr}}{3} \quad (3.51)$$

Una vez reducido el sistema a un sistema radial equivalente (mediante concentración de las ramas laterales en cargas derivadas de la línea), se modelizan y consideran las cargas con el fin de compensar el efecto de la corriente de las mismas. Asumiendo que las corrientes de carga dependen de la tensión y de la corriente de prefalta, y tras realizar un flujo de carga, se obtiene el modelo de respuesta estática de la carga, en forma de admitancia (Y_r), según la ecuación (3.52).

$$Y_r = (G_r |V_r|^{n_p - 2} + jB_r |V_r|^{n_q - 2}) \quad (3.52)$$

en donde: V_r es la tensión en el nodo R; G_r y B_r son constantes proporcionales a la conductancia y susceptancia; n_p y n_q son las constantes de respuesta para las componentes activas y reactivas de la carga.

En siguiente lugar, se han de estimar las tensiones y corrientes, tanto en el punto de falta como en el extremo remoto (Figura 3.21). Para ello, se van calculando las tensiones e intensidades, nodo a nodo, hasta llegar al punto x (nodo inicial de la sección de falta).

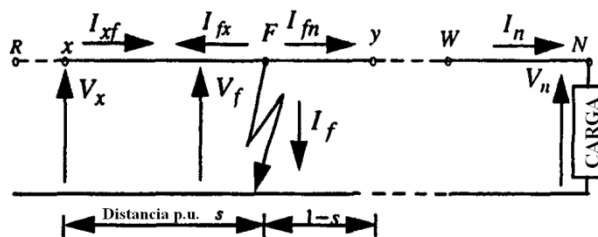


Figura 3.21. Tensiones y corrientes en el punto de falta y en el extremo remoto durante la falta [161]

Concentrando todas las cargas posteriores al punto de falta en el extremo remoto, se obtienen las citadas tensiones y corrientes en el punto F (V_f y I_{fx}), en función de las tensiones y corrientes en el punto x (V_x y I_{xf}), mediante la ecuación (3.53).

$$\begin{bmatrix} V_f \\ I_{fx} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & -sB_{xy} \\ sC_{xy} & -1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

donde: s es la distancia por unidad a la falta (F) desde el nodo x (nodo inicial de la sección de falta) hasta el nodo x+1 (y); B_{xy} y C_{xy} son las constantes de la sección de línea entre los nodos x e y.

Desarrollando la expresión (3.53), se define la ecuación (3.54) obteniéndose la tensión en la carga (V_n) y la intensidad de falta (I_f).

$$\begin{bmatrix} V_n \\ I_f \end{bmatrix} = \frac{1}{K_v + sK_w} \cdot \begin{bmatrix} K_m + sK_n & sK_p \\ K_q + sK_r & K_v + sK_u \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_x \\ I_{xf} \end{bmatrix} \quad (3.54)$$

Donde: K_m , K_n , K_p , K_q , K_r , K_u , K_v y K_w son parámetros complejos que se obtienen mediante el uso de Y_{ni} , B_{xy} , C_{xy} y de las constantes de los diferentes tramos de línea (A_e , B_e , C_e , D_e).

A continuación, se estima la localización de la falta mediante la obtención del valor de s (distancia desde el nodo x al punto de falta) tras una serie de iteraciones que buscan la convergencia de dicho valor, aplicando la expresión (3.55).

$$s = \frac{K_{AR}K_{CI} - K_{AI}K_{CR}}{(K_{CR}K_{BI} - K_{CI}K_{BR}) + (K_{DR}K_{AI} - K_{DI}K_{AR})} \quad (3.55)$$

donde: las constantes complejas K_A , K_B , K_C y K_D dependen de todas las constantes anteriores y son expresadas en sus partes real (K_{AR} , K_{BR} , K_{CR} y K_{DR}) e imaginaria (K_{AI} , K_{BI} , K_{CI} y K_{DI}).

Finalmente, puesto que está técnica puede dar lugar a múltiples localizaciones en función de las ramificaciones de la red de distribución, la solución viene dada por la instalación de indicadores de falta estratégicamente situados en la red objeto de estudio.

3.3.1.2.4. Método de D. Novosel et al. [162]

Este método se basa en la idea de localización de faltas para líneas cortas de transporte [151, 176], mediante la simplificación de una red de distribución ramificada y con cargas distribuidas, a un circuito con las cargas concentradas en su nodo final. Todo ello, considerando que la magnitud de la impedancia de las cargas es mucho mayor que la impedancia de las líneas [4]. Este método plantea dos variantes metodológicas [49] ante un caso de falta monofásica:

- Un primer método iterativo que, conocidas las tensiones y corrientes medidas en la subestación en situación de prefalta, permite conocer las impedancias de la fuente y de la carga, determinándose la distancia a la falta.
- Un segundo método directo que, basándose en los mismos fundamentos básicos del método anterior, evita la aproximación del método iterativo, pero requiere cálculos más complejos.

Partiendo del método iterativo, para calcular la distancia de falta desde la subestación (m) se obtiene la impedancia aparente en falta (Z_{meas}), así como la impedancia de la carga (Z_{load}), aproximando todas las cargas (cargas laterales e impedancia de carga) a un nodo final (Figura 3.22).

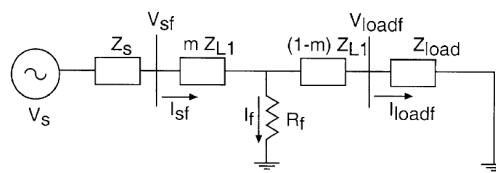


Figura 3.22. Diagrama unifilar de la sección en falta con cargas concentradas al final de línea [162]

Dicha impedancia aparente se obtiene como cociente de los valores medidos en falta, de tensión e intensidad (V_{sf} e I_{sf}), en la subestación. Desarrollando dicha expresión, y a partir del circuito equivalente representado en la Figura 3.22, se obtiene la expresión (3.56) en función de la impedancia directa de línea (Z_l), resistencia de falta (R_f) e intensidad de falta (I_f).

$$Z_{meas} = \left(\frac{V_{sf}}{I_{sf}} \right) = mZ_{L1} + R_f \left(\frac{I_f}{I_{sf}} \right) \quad (3.56)$$

La impedancia de la carga, que incluye todas las cargas entre la subestación y la carga, así como las cargas más allá del punto de falta, se obtiene utilizando los valores de tensión e intensidad de secuencia directa, medidos en la subestación (V_{ps1} e I_{ps1}), obteniéndose la expresión (3.57)

$$Z_{load} = Z_{load1} = \frac{V_{ps1}}{I_{ps1}} - Z_{L1} \quad (3.57)$$

Posteriormente, para resolver dicho circuito, se plantea un nuevo sistema (Figura 3.23) en el que quedan reflejados los cambios inducidos por la falta en el esquema de la Figura 3.22, superpuestos sobre las condiciones de prefalta.

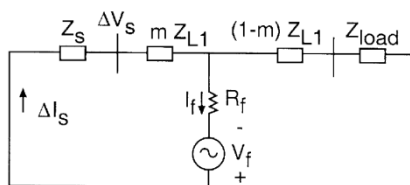


Figura 3.23. Diagrama esquemático de los cambios inducidos por la falta [162]

Así, la impedancia de la fuente (Z_s) viene dada por la ecuación (3.58) en donde se usa la componente de secuencia positiva, la cual también es aplicable para el cálculo de la impedancia de la carga.

$$Z_s = -\frac{\Delta V_s}{\Delta I_s} = -\frac{V_{sf} - V_{ps}}{I_{sf} - I_{ps}} \quad (3.58)$$

Teniendo en cuenta, además, que la corriente de prefault de la fuente (I_{ps}) es igual a la corriente de la carga (I_{load}), se pueden definir dos factores (d_s y n_s) según las expresiones (3.59) y (3.60).

$$d_s = \frac{\Delta I_s}{I_f} \quad (3.59)$$

$$n_s = \frac{I_{sf}}{\Delta I_s} = |n_s|_{\gamma_s} \quad (3.60)$$

Así, reemplazando las expresiones (3.59) y (3.60) en la ecuación (3.56), se obtiene la expresión (3.61).

$$Z_{meas} = \left(\frac{V_{sf}}{I_{sf}} \right) = mZ_{L1} + R_f \left(\frac{1}{d_s} \right) \left(\frac{1}{n_s} \right) \quad (3.61)$$

Ambos métodos, tanto el iterativo como el directo, se basan en la solución de la ecuación (3.61) que posee tres incógnitas: distancia a la falta (m), resistencia de falta (R_f) y la corriente de falta incluida en d_s (I_f). Mientras que la solución iterativa parte de suponer que el ángulo de d_s es igual a cero, para la solución directa se propone resolver una ecuación cuadrática (en sus términos real e imaginario) dependiente de la distancia a la falta (m).

El ejemplo utilizado para faltas monofásicas se puede generalizar a otros tipos de faltas, mediante ciertos cambios en las variables utilizadas como medidas de falta en subestación (V_{sf} e I_{sf}), así como en la corriente superpuesta (ΔI_s).

3.3.12.5. Métodos de M.M. Saha et al. [177-178]

Los dos métodos presentados por M. M. Saha entre los años 1999 y 2004 tienen un punto de partida similar y se basan en un concepto parecido.

En la primera variante de dicha metodología [163, 179], se presenta un método para estimar la localización de la falta en sistemas radiales de media tensión, en la cual se

pueden considerar cargas intermedias, así como diferentes tipologías de conductores en las líneas. El cálculo de la localización de la falta consiste en dos etapas (Figura 3.24):

- 1) Cálculo de la impedancia del bucle de falta mediante las medidas de corriente y tensión obtenidas en las situaciones de prefalta y falta.
- 2) Cálculo de las impedancias a lo largo del feeder, suponiendo la falta en cada sección de forma sucesiva. Mediante comparación de la impedancia medida con la impedancia de línea calculada, se obtiene una indicación de la localización de la falta.

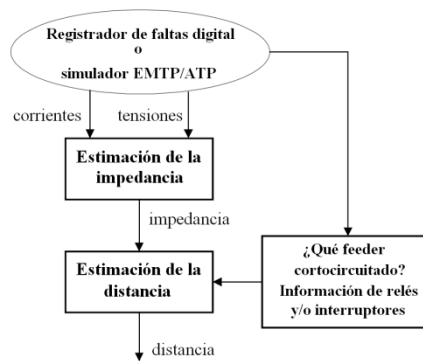


Figura 3.24. Diagrama de bloques básico del algoritmo de localización de faltas[163, 179]

El algoritmo de medida de la impedancia del bucle de falta depende de si las medidas de tensión y corriente están disponibles en el feeder en falta, o sólo en la subestación. Además, también depende del tipo de falta. Concretamente, se presentan dos algoritmos diferentes: uno para faltas bifásicas y trifásicas, y otro para faltas monofásicas.

Por tanto, si se dispone de medidas en el feeder en falta, se estiman en primer lugar las impedancias del bucle de falta (secuencia directa). Así, para el caso de una falta monofásica, dicha impedancia (\underline{Z}_k) viene dada por la expresión (3.62).

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{V}_{ph}}{\underline{I}_{kph} + \underline{k}_{kN}\underline{I}_{kN}} = \frac{\underline{V}_{ph}}{\underline{I}_{kph} + \frac{\underline{Z}'_0 - \underline{Z}'_1}{3\underline{Z}'_1}\underline{I}_{kN}} \quad (3.62)$$

donde: \underline{V}_{kph} e \underline{I}_{kph} son la tensión e intensidad, respectivamente, de la fase en falta; \underline{I}_{kN} la corriente por el neutro (como suma de las corrientes de las fases A, B y C en el feeder en falta k); \underline{Z}'_0 y \underline{Z}'_1 las impedancias por unidad de longitud homopolares y directas del feeder en falta.

Por el contrario, si únicamente se dispone de datos de medidas en cabecera de la subestación pero asumiendo que se conoce cual es el feeder en falta, así como diferentes parámetros de la red en prefalta (a través del SCADA), se obtiene la impedancia en prefalta (\underline{Z}_{pre}) de todo el sistema a nivel de subestación, mediante la expresión (3.63).

$$\underline{Z}_{pre} = \frac{\underline{V}_{pp}}{\underline{I}_{pp}} = \frac{\underline{Z}_L \underline{Z}_{Lk}}{\underline{Z}_L + \underline{Z}_{Lk}} \quad (3.63)$$

siendo: \underline{Z}_l la impedancia equivalente (prefalta y postfalta) de secuencia directa de todos los feeders sin falta; \underline{Z}_{lk} la impedancia equivalente de secuencia directa (prefalta) del feeder en falta.

En el caso de una falta monofásica, se obtiene la impedancia del bucle de falta mediante el uso de un coeficiente complejo \underline{k}_{zk} que depende, en cierta medida, de la complejidad de la red de media tensión, llegándose a la expresión (3.64).

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{Z}_g \underline{Z}_{pre}}{\underline{Z}_{pre} - \underline{Z}_g (1 - \underline{k}_{zk}) \left(1 - \frac{\underline{V}_0}{\underline{V}_{ph}}\right)} \quad (3.64)$$

Donde la impedancia \underline{Z}_g y la tensión homopolar \underline{V}_0 quedan definidas según las ecuaciones (3.65) y (3.66).

$$\underline{Z}_g = \frac{\underline{V}_{ph}}{I_{ph} + \underline{k}_{kN} I_{kN}} \quad (3.65)$$

$$\underline{V}_0 = \frac{\underline{V}_A + \underline{V}_B + \underline{V}_C}{3} \quad (3.66)$$

Posteriormente, para estimar la distancia de falta basándose en la medida de la impedancia del bucle de falta y de los parámetros de los conductores, se considera el circuito equivalente de secuencia positiva del bucle de falta mostrado en la Figura 3.25.

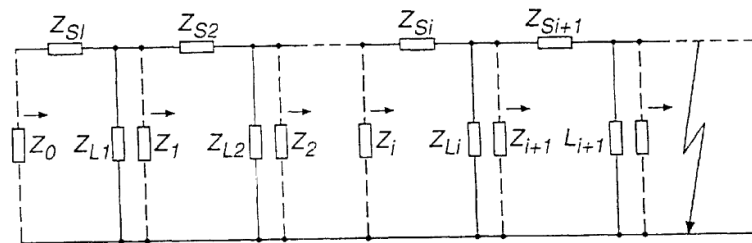


Figura 3.25. Diagrama equivalente de secuencia directa del conductor en falta [179]

donde: \underline{Z}_{si} representa la impedancia del conductor en el segmento considerado; \underline{Z}_{Li} representa la impedancia de las cargas y/o las impedancias equivalentes de las ramas conectadas a dicho nodo (estimadas en estado estacionario).

De esta manera, de forma recursiva se va obteniendo la impedancia equivalente del bucle de falta (secuencia directa) desde un nodo (i) cualquiera hasta el punto de falta, según la expresión (3.67).

$$\underline{Z}_j = \frac{\underline{Z}_{Li} (\underline{Z}_{i-1} - \underline{Z}_{Si-1})}{\underline{Z}_{Li} - \underline{Z}_{i-1} + \underline{Z}_{Si-1}} \quad (3.67)$$

Así, el algoritmo para la determinación de la distancia a la falta [177] se basa en el hecho de que la impedancia del bucle de falta disminuye cuando un punto de observación se mueve desde la subestación a lo largo del feeder en falta, disminuyendo de nodo a nodo. El

procedimiento se para cuando una reactancia sucesiva de Z_i adquiere un valor negativo, lo que se interpreta como que dicha sección es la que se encuentra en falta.

Por otra parte, la segunda variante de dicha metodología [178] trata de superar los inconvenientes de la localización de faltas en redes de distribución frente las metodologías tradicionales en las redes de transporte. Para ello, se basa en dos etapas principales (Figura 3.26):

- 1) Cálculo de la impedancia equivalente directa (Z_{1k}^f) y homopolar (Z_{0k}^f) en prefalta, para todos los nodos ($k = 1, \dots, M$) de la red de distribución (desde la subestación hasta dicho nodo).
- 2) En situación de postfalta, se obtienen los parámetros específicos del bucle de falta, dependiendo del tipo de falta (monofásica o bifásica) y el punto de medida (cabecera de subestación o feeder en falta).

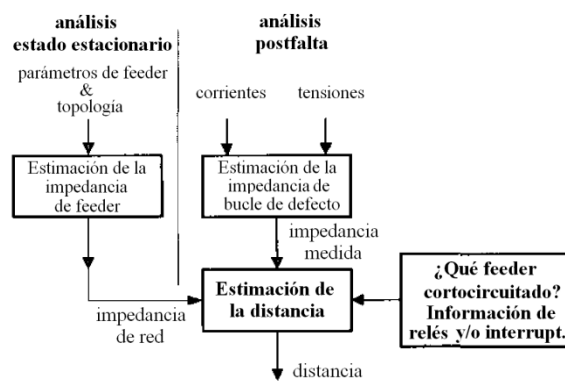


Figura 3.26. Diagrama de bloques básico del algoritmo [180]

Tomando como ejemplo el caso de una falta monofásica, medida de forma centralizada en la subestación, la impedancia de bucle de defecto de secuencia positiva (Z_{1f}) viene dada por la ecuación (3.68).

$$Z_{1f} = \frac{V_{ph}}{I_p + \frac{Z_{0k}^f - Z_{1k}^f}{3Z_{1k}^f} I_{pn}} \quad (3.68)$$

donde: V_{ph} es la tensión en la fase en falta; I_p e I_{pn} son las corrientes del bucle de falta y residual medidas, respectivamente.

De esta manera, el concepto básico de esta metodología consiste en determinar la localización de la falta como consecuencia del chequeo de la condición (3.69). El cumplimiento de esta condición posibilitará la detección de la sección en falta y el cálculo posterior de la distancia de falta.

$$Im(Z_{ek}) \leq 0, k = 1, 2, \dots, M \quad (3.69)$$

en donde:

$$\underline{Z}_{ek} = \begin{cases} \underline{Z}_{1k}^f - \underline{Z}_{1f} & (\text{caso bifásico}) \\ \underline{Z}_{1k}^f - \underline{Z}_{1f} = \underline{Z}_{1k}^f + k_1 \underline{Z}_{0k}^f - \underline{Z}_{1N} & (\text{caso monofásico}) \end{cases} \quad (3.70)$$

siendo:

$$k_1 = \frac{I_{pn}}{3I_p - I_{pn}} \quad (3.71)$$

$$\underline{Z}_{1N} = \frac{V_{ph}}{I_p - \frac{I_{pn}}{3}} \quad (3.72)$$

Para estimar la distancia de falta, se representa el bucle de falta, visto desde la subestación hasta el nodo inicial de la sección en falta, según un esquema equivalente (diferente según el tipo de falta). En él, la impedancia equivalente directa (\underline{Z}_{1k}^f) se divide en dos (\underline{Z}_{1k}^{f1} y \underline{Z}_{1k}^{f2}) según un coeficiente m , tal que $0 < m \leq 1$ (Figura 3.27).

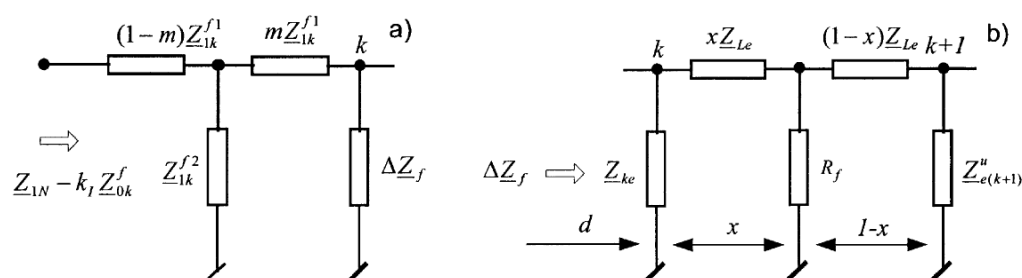


Figura 3.27. Esquema equivalente del bucle de falta. Desde la subestación hasta el punto de falta (a) y más allá del punto de falta(b). [178]

En dicho esquema, las impedancias \underline{Z}_{Le} (impedancia equivalente de la línea en el tramo entre los nodos k y $k+1$), \underline{Z}_{ke} (impedancia equivalente en paralelo en el nodo k) y \underline{Z}_e'' (impedancia equivalente de la red desde el nodo $k+1$ hasta el final de la red) son impedancias equivalentes formadas por las componentes directas y homopolares de diversos componentes. Además, la impedancia residual $\Delta\underline{Z}_f$ representa la impedancia equivalente implicada en el bucle de falta debido a la resistencia de falta (R_f), si la falta ocurre en el nodo k o detrás de él.

La distancia a la falta (d_f) se obtiene como suma de la distancia (d) desde la subestación hasta el nodo (k) detectado como primer nodo de la sección en falta y la distancia $x l_k$ dentro de dicha sección (l_k es la longitud total de la sección), tal y como se indica en la expresión (3.73).

$$d_f = d + x l_k \quad (3.73)$$

Así, tras varias operaciones de simplificación y sustitución, se obtiene la distancia x a la falta en el caso de una falta monofásica, mediante la ecuación (3.74).

$$x = \frac{\text{Im}(Z_{Le}) - \sqrt{p}}{2\text{Im}\left(\frac{Z_{Le}^2(\Delta Z_f - Z_{ke})}{(\Delta Z_f - Z_{ke})(Z_{Le} + Z_{e(k+1)}) - \Delta Z_f Z_{ke}}\right)} = \frac{\text{Im}(Z_{Le}) - \sqrt{p}}{2\text{Im}\left(\frac{Z_{Le}^2(\Delta Z_f - Z_{ke})}{M}\right)} \quad (3.74)$$

donde los factores p y M dependen de diferentes impedancias implicadas en el sistema.

3.3.1.2.6. Método de M.-S. Choi et al. [172-173]

Esta metodología se basa en el uso del análisis directo matricial, con el fin de superar las dificultades asociadas a la aplicación de componentes simétricas en circuitos desequilibrados. De esta manera, se plantea un sistema desequilibrado, como el ejemplo de la Figura 3.28, para desarrollar el algoritmo.

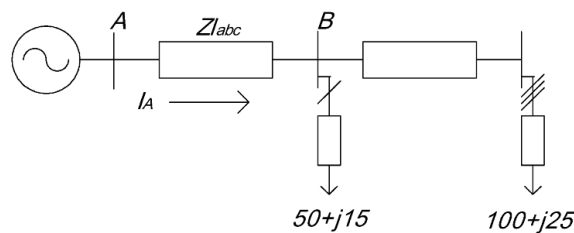


Figura 3.28. Sistema de distribución desequilibrado [172]

En dicho sistema desequilibrado, se plantea la existencia de una falta monofásica entre los puntos A y B (Figura 3.29).

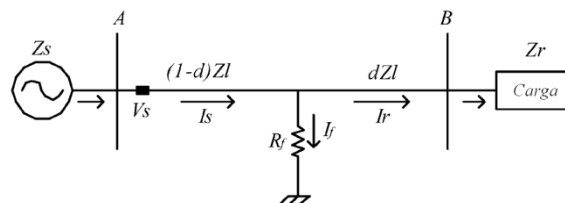


Figura 3.29. Falta monofásica a tierra en un sistema trifásico general [172]

En dicha situación, la tensión en dicho circuito viene dada por la ecuación (3.75).

$$V_{Sabc} = (1 - d)Z_{labc}I_{Sabc} + V_{fabc}$$

$$\begin{pmatrix} V_{Sa} \\ V_{Sb} \\ V_{Sc} \end{pmatrix} = (1 - d) \begin{pmatrix} Z_{laa} & Z_{lab} & Z_{lac} \\ Z_{lba} & Z_{lbb} & Z_{lbc} \\ Z_{lca} & Z_{lcb} & Z_{lcc} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} V_{fa} \\ V_{fb} \\ V_{fc} \end{pmatrix} \quad (3.75)$$

donde: V_{Sabc} e I_{Sabc} son los vectores de tensiones e intensidades de fase; V_{fabc} es el vector de tensiones de fase en el punto de falta; Z_{labc} es la matriz de impedancias de línea; I_f es la intensidad de falta.

Teniendo en cuenta que la tensión en la fase 'a' del punto de falta es $I_f R_{fi}$ y reescribiendo convenientemente la expresión (3.75), se llega a la ecuación (3.76) para la intensidad de falta.

$$\begin{pmatrix} I_f \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1/R_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \left[\begin{pmatrix} 1/R_f & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} + \left\{ d \begin{pmatrix} Z_{laa} & Z_{lab} & Z_{lac} \\ Z_{lba} & Z_{lbb} & Z_{lbc} \\ Z_{lca} & Z_{lcb} & Z_{lcc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} Z_{raa} & Z_{rab} & Z_{rac} \\ Z_{rba} & Z_{rbb} & Z_{rbc} \\ Z_{rca} & Z_{rcb} & Z_{rcc} \end{pmatrix} \right]^{-1} \begin{pmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{pmatrix} \quad (3.76)$$

siendo: Z_{rabc} es la matriz de impedancia de carga.

La clave de la resolución de dicha ecuación es la aplicación de la inversión de matriz Lemma, la cual se muestra en la expresión (3.77).

$$(A^{-1} + BCD)^{-1} = A - AB(C^{-1} + DAB)^{-1}DA \quad (3.77)$$

Una vez aplicada dicha inversión, extraído únicamente la primera fila (fase 'a', en la que se produce la falta), y reordenando convenientemente, se obtiene la ecuación (3.78).

$$V_{Sa} = (1 - d)(Z_{laa}I_{Sa} + Z_{lab}I_{Sb} + Z_{lac}I_{Sc}) + \frac{R_f}{R_f + dZ_{laa} + Z_{raa}} \cdot [(dZ_{laa} + Z_{raa})I_{Sa} + (dZ_{lab} + Z_{rab})I_{Sb} + (dZ_{lac} + Z_{rac})I_{Sc}] \quad (3.78)$$

Las únicas incógnitas en esta ecuación compleja son la distancia y la resistencia de falta. Si se separa en parte real e imaginaria, la distancia (1-d) se puede obtener tras resolver un sistema de 2º grado.

Puesto que dicha metodología sólo contempla el cálculo de la distancia en una falta monofásica, en 2007, prácticamente los mismos autores desarrollaron una técnica similar para la localización de faltas bifásicas [173]. Para ello, se parte de un sistema en el que se produce una falta entre las fases 'a' y 'b' (Figura 3.30).

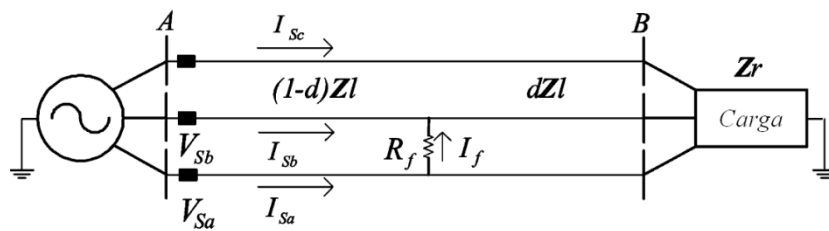


Figura 3.30. Sistema con falta bifásica [173]

Siguiendo un procedimiento similar al anterior, se llega a la ecuación (3.79) que determina la intensidad de falta en función de la distancia.

$$\begin{pmatrix} I_f \\ -I_f \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1/R_f & -1/R_f & 0 \\ -1/R_f & 1/R_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} \left[\begin{pmatrix} 1/R_f & -1/R_f & 0 \\ -1/R_f & 1/R_f & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{pmatrix} + \left\{ d \begin{pmatrix} Z_{laa} & Z_{lab} & Z_{lac} \\ Z_{lba} & Z_{lbb} & Z_{lbc} \\ Z_{lca} & Z_{lcb} & Z_{lcc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} Z_{raa} & Z_{rab} & Z_{rac} \\ Z_{rba} & Z_{rbb} & Z_{rbc} \\ Z_{rca} & Z_{rcb} & Z_{rcc} \end{pmatrix} \right\}^{-1} \begin{pmatrix} I_{Sa} \\ I_{Sb} \\ I_{Sc} \end{pmatrix} \right] \quad (3.79)$$

Aplicando la inversión de matriz Lemma, resolviendo convenientemente y descomponiendo en parte real e imaginaria, se llega a una ecuación de 2º grado en la que la única incógnita es la distancia al punto de falta.

3.3.1.3. Comparativa entre diferentes técnicas

Uno de los mejores análisis comparativos entre las metodologías clásicas, basadas en datos medidos a frecuencia fundamental, está realizado por J. Mora en varias de sus publicaciones [5, 49, 140]. Así, en [5] analiza los diferentes métodos desde amplios puntos de vista (detección y localización de la falta, procesamiento de la señal, tipo de sistema de distribución e información adicional interesante para su análisis), verificando, no solamente el tipo de medidas utilizadas, sino también el tipo de modelo de red de distribución adecuado a cada metodología. Las principales conclusiones se muestran en la Tabla 3.2.

		MÉTODOS DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS									
		A.R. Warrington et al. [153]	K. Srinivasan et al. [154]	A. Girgis et al. [156]	J. Zhu et al. [157]	R.K. Aggarwal et al. [165]	R. Das [175]	D. Novosel et al. [162]	L. Yang et al. [181]	M.M. Saha et al. [178]	M.S. Choi et al. [172]
Detección e identificación de falta		-	-	☑	☑	☑	☑	☑	-	-	-
Procesnto. de la señal	Valor eficaz de V e I	-	☑	-	☑	☑	☑	☑	☑	☑	-
	Prefalta	-	☑	-	☑	☑	☑	☑	☑	☑	-
	Falta	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑
	Posfalta	-	-	-	☑	-	-	-	-	-	-
Sistema de distribución	Componentes simétricas	☑	☑	☑	-	-	☑	☑	☑	☑	-
	Componentes de fase	-	-	-	☑	☑	-	-	-	-	☑
	Modelo de línea	Corta	Larga	Corta	Corta	Corta	Larga	Corta	Corta	Corta	Corta
Información adicional	Modelo de carga	-	Z=f(V)	Z=cte	Z=f(V)	Z=f(V)	Z=f(V)	Z=cte	-	Z=cte	-
	No homogeneidad	-	-	☑	☑	☑	☑	-	-	☑	☑
	Sistemas desequilibrados	-	-	-	☑	☑	☑	-	-	-	☑
	Ramas laterales	-	-	☑	☑	☑	☑	-	-	☑	-
	Cargas intermedias	-	☑	☑	☑	☑	☑	☑	-	☑	☑
Información adicional		-	-	-	PM,CP	-	SBFI	-	-	-	-

PM (Modelado Probabilístico), CP (Patrones de Corriente) y SBFI (Indicadores de Falta basados en "SW")

Tabla 3.2. Comparación de métodos basados en la medida a frecuencia fundamental [5]

Posteriormente, en 2007 [140], se analiza el comportamiento de cada método en un mismo tipo de red de distribución real (25 kV de la compañía SaskPower, en Canadá) sobre la que se varían diferentes aspectos: ubicación de la falta, resistencia de falta, tipo de falta, etc (Figura 3.31).

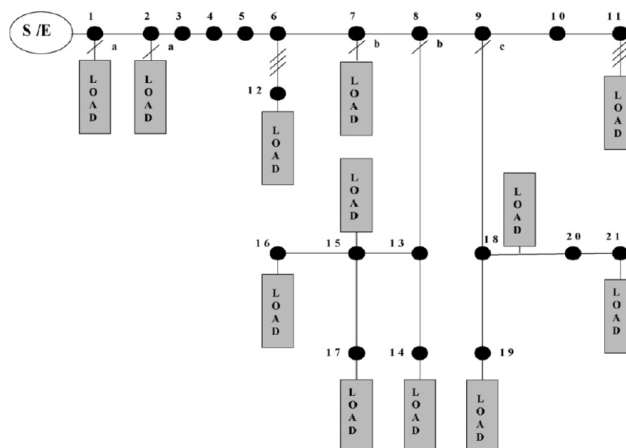


Figura 3.31. Sistema de distribución de 25 kV de SaskPower, Canadá [140]

A modo de ejemplo, en la Tabla 3.3 se muestran los resultados comparativos obtenidos para el caso de una falta monofásica con resistencia de 5 Ω.

	NODO EN FALTA Y DISTANCIA REAL DESDE LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (NODO 1) [km]									
	Nodo 2 (2,414)	Nodo 3 (6,437)	Nodo 4 (10,460)	Nodo 5 (14,483)	Nodo 6 (18,506)	Nodo 7 (22,529)	Nodo 8 (27,679)	Nodo 9 (30,093)	Nodo 10 (34,599)	Nodo 11 (37,013)
A.R. Warrington et al. [153]	2,410	6,317	9,719	14,138	17,97	21,48	26,552	28,76	32,858	34,998
K. Srinivasan et al. [154]	2,473	6,473	10,007	14,6	18,632	22,4	28,034	30,229	34,755	37,162
A. Girgis et al. [156]	2,491	6,52	10,088	14,703	18,775	22,556	27,996	30,374	34,904	37,317
J. Zhu et al. [157]	2,626	6,812	10,571	15,483	19,781	23,904	29,88	32,673	37,029	37,27
R.K. Aggarwal et al. [165]	2,445	6,447	10,485	14,487	19,155	23,119	28,121	30,085	37,013	37,013
R. Das [175]	2,434	6,447	10,462	14,447	18,539	22,562	27,704	30,135	34,611	37,047
D. Novosel et al. [162]	2,395	6,334	9,799	14,327	18,296	21,975	27,435	29,853	34,382	36,754
L. Yang et al. [181]	2,447	6,395	9,872	14,397	18,371	22,063	27,542	29,975	34,534	36,908
M.M. Saha et al. [178]	1,344	5,415	8,862	13,711	17,83	21,566	26,996	29,367	33,901	36,461
M.S. Choi et al. [172]	2,411	6,392	9,899	14,489	18,517	22,256	27,706	30,124	34,642	37,045

Tabla 3.3. Resultados comparativos del ensayo (falta monofásica con resistencia de falta de 5 Ω) [140]

En el caso de una falta bifásica con una resistencia de falta de 0,5 Ω, la evolución del error con la distancia de algunos de los mejores métodos queda reflejado en la gráfica de la Figura 3.32.

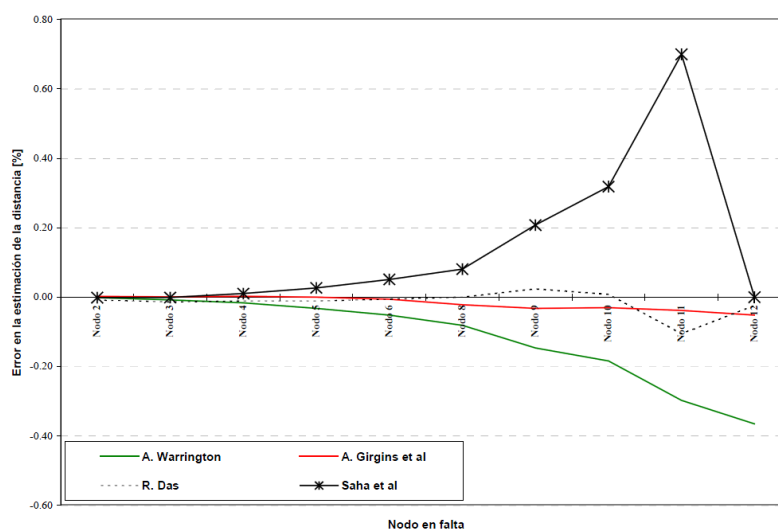


Figura 3.32. Estimación de la distancia a la falta (falta bifásica a tierra con 0,5 Ω) [5]

En base a los resultados obtenidos tras los ensayos comparativos, los autores confirman que los mayores errores se obtienen en los ensayos de faltas monofásicas, donde las mejores actuaciones corresponden a las metodologías desarrolladas por R. Das [175] y M.S. Choi [172]. De acuerdo con dichos ensayos, estos métodos no se ven fuertemente influenciados por la distancia a la subestación.

En el caso de faltas bifásicas, los métodos propuestos por R. Das [175] y A. Girgis [156] presentan buenos resultados. Por otra parte, en el caso de faltas trifásicas los menores errores se obtuvieron al ensayar las metodologías de A.R. Warrington [153], K. Srinivasan [154] y R. Das [175].

En conclusión, el método propuesto por R. Das es el que mejor resultados ofrece globalmente, aunque aquellos propuestos por A.R. Warrington [153] y D. Novosel [162], con propuestas más simples, son perfectamente adecuados para resolver el problema de la localización de la falta en redes de distribución.

3.3.2. TÉCNICAS BASADAS EN LA ONDA VIAJERA Y EN LA MEDIDA DE ALTAS FRECUENCIAS

Aunque la utilización de componentes de frecuencia no fundamental para el análisis de sistemas eléctricos se ha contemplado durante más de 60 años [182], especialmente en protección de sistemas eléctricos, sólo en las últimas décadas se han observado progresos. Durante años, las compañías eléctricas reconocieron los métodos basados en onda viajera como una vía para superar las imprecisiones y limitaciones de los métodos tradicionales de localización de faltas basados en medidas de la frecuencia fundamental. Por ejemplo, la señal de alta frecuencia generada tras una falta no se ve afectada por la variación en el tipo de falta o en la impedancia del camino de falta, al contrario que en los métodos basados en la impedancia, en donde estos factores afectan significativamente a su funcionamiento [183].

Los sistemas basados en onda viajera proporcionan, de manera general, mejores precisiones que los demás, pero en su momento fueron abandonados debido a problemas de fiabilidad y mantenimiento, que derivaron en una pérdida de interés y confianza en dichas técnicas [41]. Entre los inconvenientes de dichos métodos cabe destacar la importancia del ángulo de inserción de la falta, ya que si ésta se produce en un ángulo de inserción de tensión próximo a cero no se producirán muchas componentes de ondas viajeras. Por otra parte, en el caso de faltas cercanas en distancia, el lapso de tiempo entre una onda incidente y la llegada de sus reflexiones desde el embarrado es tan reducido que la dificultad para poder distinguirlos se multiplica [184]. Además, necesitan altas frecuencias de muestreo y una mayor inversión económica que las metodologías basadas en medidas de impedancia [101].

Sin embargo, a finales de la década de los 90 volvieron a emerger como una alternativa para la localización de faltas, fundamentalmente por el deseo de las compañías eléctricas de sistemas más rápidos y precisos de localización de faltas, que pudieran utilizarse junto con mejoras en la adquisición de datos, sincronización GPS y sistemas de comunicación.

La idea fundamental detrás de estos métodos se basa en la correlación entre la onda viajera incidente (forward) y reflejada (backward) a lo largo de la línea. Se trata de monitorizar la correlación entre ambas formas de onda, una labor que puede ser compleja en caso de

falta. Los transitorios de la falta serán reflejados desde el punto de falta y llegarán al terminal del relé, mostrando una señal altamente correlacionada pero con un retraso equivalente al doble del tiempo de viaje (travelling time) de los transitorios hasta el punto de la falta. Este tiempo se puede utilizar para obtener la distancia desde el relé al punto de falta. Sin embargo, para sistemas de distribución, el problema se vuelve más complejo ya que, debido a su topología radial, las reflexiones son múltiples. Incluso se ha observado cómo, para ciertos tipos de faltas y condiciones del sistema (faltas cercanas al punto de medida, faltas que se producen cercanas al paso por cero de la tensión en el punto de falta, etc.), los métodos basados en la onda viajera no funcionan adecuadamente [48].

Así, las metodologías más clásicas basadas en onda viajera para líneas aéreas pueden dividirse en tres grandes grupos ([41]):

- Medidas en un extremo, basadas en los transitorios de la onda viajera producidos por la falta.
- Medidas en dos extremos, basadas en los transitorios de la onda viajera producidos por la falta.
- Medidas en un extremo, basadas en los transitorios de la onda viajera producidos por las operaciones de interruptores.

Cabe mencionar que los planteamientos basados en medidas en dos extremos presentan elevados costes de instalación y funcionamiento. Una aproximación más atractiva son las metodologías que únicamente necesitan realizar medidas en un extremo de la red (habitualmente en la subestación). En este tipo de técnicas, la localización de la falta tiende a basarse en el análisis de estas señales para detectar las reflexiones que ocurren entre el punto de falta y el de medida. Sin embargo, uno de los principales problemas, al igual que en todo tipo de métodos con una única medida, es la existencia de diferentes posibilidades debido a las ramas laterales.

Un importante desarrollo dentro de este área ha consistido en la herramienta de tratamiento de señales denominada como Transformada Wavelet Discreta (DWT), la cual permite realizar el análisis de señales muestreadas con transitorios concretos [4]. Aun cuando la DWT presenta importantes ventajas (sencillez en la implementación y reducido tiempo computacional), en ocasiones se hace interesante utilizar la Transformada Wavelet Continua (CWT). Frente a la anterior, la CWT permite realizar un análisis más detallado y continuo del espectro energético del transitorio de una falta [185].

Tradicionalmente, las Transformadas Wavelet han sido utilizadas en múltiples ámbitos problemáticos dentro del sistema eléctrico [186]: calidad del suministro, descargas parciales, predicción de cargas, medidas de potencia y energía, sistemas de protección, análisis de transitorios, etc. El principal interés de la Transformada Wavelet para analizar las ondas viajeras producidas por faltas es debido a que dicha herramienta permite realizar un ajuste automático de la anchura de la ventana de las wavelets, en función de la duración del transitorio objeto de estudio. Como consecuencia, se puede capturar información precisa sobre el tiempo de llegada de señales que viajan a diferentes velocidades a lo largo de la línea [4].

Entre los métodos que realizan medidas en dos extremos, una de las primeras propuestas de utilizar las componentes de alta frecuencia para la localización de faltas en redes de

distribución se propone en 1992 por A.T. Johns [182, 187]. Aunque la técnica presentada es tolerante a posibles variaciones (tipo de falta, resistencia de falta, nivel de cortocircuito de la fuente y punto de inserción de la falta), su mayor inconveniente es que los localizadores (Figura 3.33) han de ser colocados estratégicamente, a intervalos a lo largo de la línea aérea, para que puedan ser capaces de localizar la sección de línea en falta.

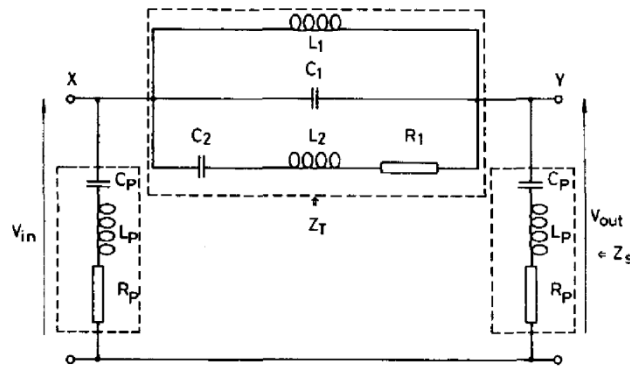


Figura 3.33. Esquema básico del localizador [182]

Posteriormente, Z.Q. Bo [184, 188] propone un esquema de localización de faltas para cables de distribución basado en la onda viajera de alta frecuencia de las señales de tensión generadas por la falta (Figura 3.34). Para dicho sistema, la precisión de la localización de faltas es proporcional al ratio de muestreo digital. Igualmente, los estudios realizados muestran que se puede lograr hasta una precisión de ± 10 metros en la localización de la falta, si para ésta se utiliza una frecuencia de muestreo de 20 MHz.

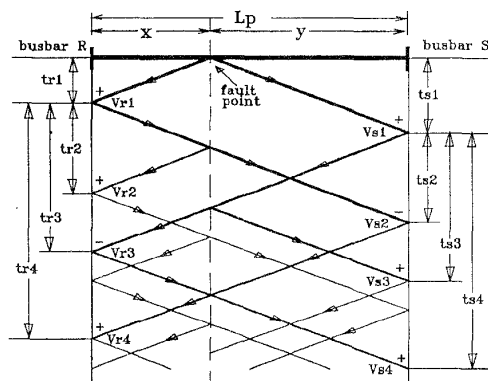


Figura 3.34. Técnica de localización mediante el diagrama de Lattice [188]

En años sucesivos, dicha técnica va a sufrir diferentes mejoras y análisis sucesivos. En 1998, el mismo autor extiende y presenta la técnica mediante la utilización de medidas GPS [183] en cada embarrado. Con ello, se pretende comparar de forma sincronizada el tiempo de llegada de los transitorios de alta frecuencia a cada embarrado del sistema. Además, se ha logrado superar el inconveniente de la inyección de la falta para una tensión próxima a cero, ya que para esas situaciones utiliza las señales de alta frecuencia generadas por el arco de la falta. En 1999, se presenta una revisión actualizada de lo anterior, en la que se hace referencia al análisis de sistemas con cargas distribuidas [189]. Además, se afirma que la precisión de dicha técnica oscilaría en ± 1 metro si la frecuencia de muestreo fuese de 200 MHz. El mismo año, F. Jiang propone utilizar la Transformada Wavelet Discreta (DWT) mediante tres niveles Daubechies para extraer las componentes de alta frecuencia de las

señales de falta capturadas, con el fin de lograr el instante preciso de la onda viajera inicial [190].

Posteriormente se desarrollan una serie de metodologías con medidas en un único extremo. La primera que merece destacarse, aun cuando está en la misma línea que la última variante de los anteriores y se desarrolla en el mismo año [191], es la metodología planteada por F.H. Magnago, en la que utiliza la teoría de onda viajera junto con un tratamiento mediante Transformada Wavelet (basándose en un estudio anterior [192]). Para ello, hace uso del conocimiento de que distintas localizaciones de la falta producen dispares atenuaciones de la señal como resultado del diferente número de nodos (con más de dos ramas incidentes) entre la subestación y el punto de falta. Descomponiendo las señales de alta frecuencia mediante la Transformada Wavelet, se obtienen los coeficientes wavelet que, comparados con los de una base de datos (obtenidos previamente para la red de distribución), permite diferenciar entre las diferentes ramas laterales a aquella en la que se ha producido una falta. Una vez determinada dicha rama, para obtener la distancia exacta a la falta se aplica una técnica basada en medidas a frecuencia fundamental [156]. Posteriormente [193], los mismos autores presentan una metodología totalmente diferente, pero usando las componentes modales de las ondas viajeras de alta frecuencia y un tratamiento mediante DWT. En lugar de obtener la distancia mediante el retardo existente entre ondas incidentes y reflejadas, se usa el retardo entre las componentes modales de la misma señal. Aunque en principio es una técnica desarrollada para redes de transporte, su aplicación en redes de distribución es igualmente válida.

Posteriormente, en 2002 y también con medidas en un único extremo, H. Hizam propone comparar la distancia relativa entre los diferentes picos en las señales de corriente de alta frecuencia (Figura 3.35) y los lugares conocidos de posibles reflexiones en el feeder de distribución [194]. Puesto que para el caso de un sistema en el que haya conductores tanto aéreos como subterráneos, así como múltiples ramas conectadas al circuito principal, la utilización del diagrama de Lattice puede ser impracticable, se propone la utilización de una técnica denominada "Árboles de Tiempo" para la predicción de formas de onda. Esta técnica, combinada con simulaciones en PSCAD/EMTDC, son las utilizadas para verificar la validez del método mediante correlación entre las señales obtenidas. En [195], los autores afirman que con dicha estrategia se puede lograr una precisión en la localización de 200 metros o menor.

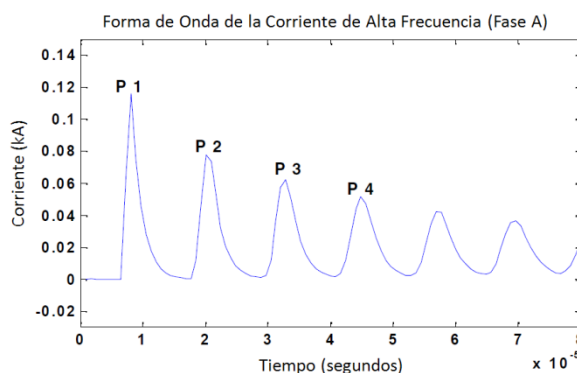


Figura 3.35. Forma de onda en corriente para la fase en falta en una falta cercana [194]

En 2003, D.W.P. Thomas presenta una metodología desarrollada principalmente para líneas de transporte, pero en la que, como resultado de diversas simulaciones y pruebas de campo,

se demuestra su viabilidad para redes de distribución [196]. Similar a la anterior, y utilizando un sistema de captación de señal a alta frecuencia (Figura 3.36), se basa en usar una correlación cruzada entre la onda incidente y la reflejada en corriente para, mediante medida del tiempo entre diferentes picos, obtener la localización de la falta. En este caso, se realizan pruebas tanto para medidas de doble extremo como de simple extremo, aunque en esta última se estima la necesidad de un mayor trabajo de investigación. El mismo autor presenta en 2004 los resultados de otros ensayos e incidencias reales, mediante la aplicación de la misma metodología [197].

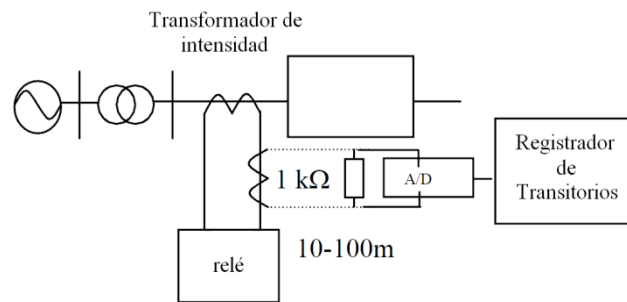


Figura 3.36. Disposición de la instrumentación para el registro de faltas [196]

Cabe destacar el trabajo realizado en esta área los últimos años por A. Borghetti. En 2006, presenta una metodología basada en la Transformada Wavelet Continua (CWT) para el análisis de transitorios de tensión debido a faltas en la línea, aplicándolo a la localización de faltas en redes de distribución [185]. La técnica propuesta se basa en correlacionar algunas frecuencias características de la señal transformada (ver picos de frecuencia en la Figura 3.37), con caminos específicos recorridos por las ondas viajeras generadas por la falta. Dicho procedimiento está concebido para ser combinado con un sistema de medida que, además de obtener el instante inicial del transitorio, registre las formas de onda relevantes. Igualmente, aun cuando podría ser aplicable a sistemas con una única medida, está pensado para ser utilizado con elementos de medidas dispuestos según una arquitectura distribuida.

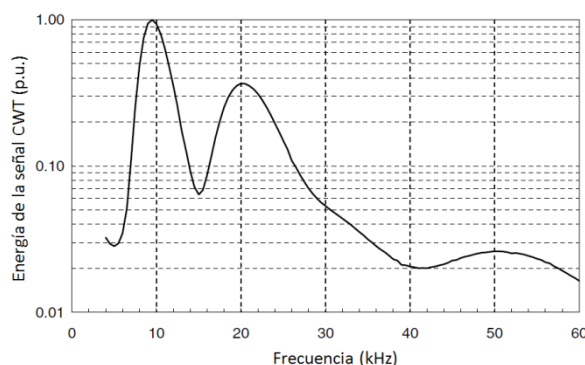


Figura 3.37. Resultado del análisis CWT sobre el transitorio de tensión de una falta [185]

Una interesante comparativa del método anterior, junto con otro desarrollado el mismo año [198] por L. Peretto, fue realizada un año más tarde, concluyendo que ambos podían constituir un método general complementario, en el que uno se encargaría de definir el feeder en falta, mientras que el otro determinaría la distancia hasta la misma [199].

Con el fin de mejorar la precisión de la metodología, A. Borghetti mejora un año después la selección de la wavelet madre [200]. Así, se propone un algoritmo para construir la wavelet madre específica inferida de los transitorios de tensión registrados tras una falta, con el fin de evitar que las frecuencias características de ciertos caminos (Figura 3.38) sean ocultadas por otras (tal y como ocurre al utilizar una wavelet madre tradicional).

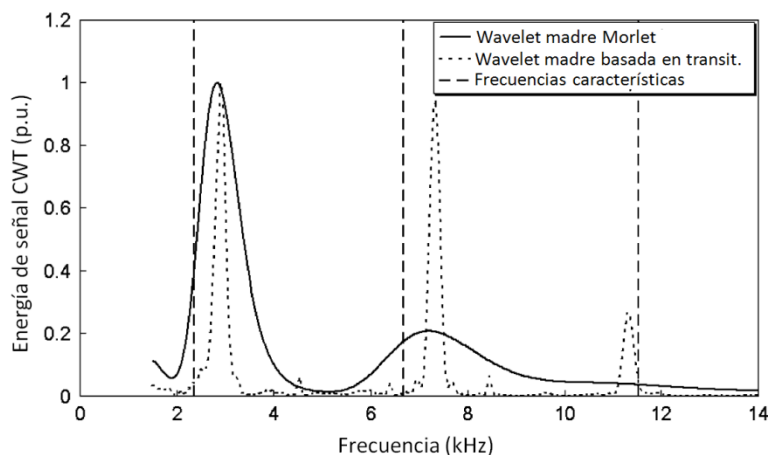


Figura 3.38. Comparación entre resultados del análisis CWT con las dos wavelet madre [200]

En 2010, G. Zengwei [201] presenta una metodología para la localización de faltas monofásicas en redes de distribución de 10 kV (por ser las de más amplia utilización en el sistema eléctrico de distribución chino) basada en dos etapas principales:

- Determinación de la distancia a la falta mediante utilización de la técnica de onda viajera tipo C, la cual está basada en la inyección de señales en forma manual y no en la captación de las señales generadas por la falta.
- Determinación de la sección de la falta, mediante la inyección de una señal de corriente continua que es posteriormente detectada mediante la ayuda de sensores basados en tecnología Hall.

En el mismo año, A. Ngaopitakkul [202] presenta una metodología basada en una combinación de dos técnicas (Transformada Wavelet Discreta - DWT y ondas viajeras) para determinar la localización de faltas en redes de distribución subterráneas. Se utilizan las variaciones en los coeficientes de la primera escala de la Transformada de Wavelet para detectar la falta y, posteriormente, se usa la técnica de onda viajera para calcular la distancia a la falta.

3.3.3. TÉCNICAS BASADAS EN INTELIGENCIA ARTIFICIAL (AI)

Tal y como se ha visto en apartados anteriores, antiguamente era totalmente necesaria la experiencia de los trabajadores para, al procesar las alarmas, poder identificar correctamente la localización de una falta. Sin embargo, las técnicas de inteligencia artificial (AI), que pueden llegar a simular el comportamiento humano al resolver situaciones complejas, han logrado atraer la atención para localizar faltas en redes de distribución [101].

3.3.3.1. Sistemas expertos (XPS)

Durante las últimas décadas, en relación al diagnóstico de falta y la localización de la misma, se han propuesto diferentes aproximaciones para diagnosticar las faltas en redes de transporte mediante sistemas expertos (XPS) [203-206].

En lo que respecta al caso concreto de redes de distribución [48], se pueden hallar unos primeros intentos de localizar faltas mediante sistemas expertos en el sistema presentado por H. Yuan-Yih en 1991 [207]. En él, los autores proponen un sistema experto que sirva como asistencia operacional para que los responsables del centro de control puedan localizar las faltas. La efectividad de dicho sistema experto está demostrado en una red de distribución dentro del área de servicio Taipei City District Office de la compañía Taiwan Power Company.

En los siguientes años se observa una gran producción de metodologías basadas en sistemas expertos [207-212]. En ellas, las llamadas de incidencias, el estado de los elementos de protección, el sistema de control y adquisición de datos (SCADA), y/o los sistemas de lectura de medidas automáticos (AMR) se observan necesarios. Además, debería conocerse el esquema de protección [101].

En 1994, J.A. Momoh presenta un sistema experto destinado a localizar faltas en redes de distribución subterráneas [213-214]. Las reglas utilizadas para el sistema son construidas utilizando conocimiento adquirido a lo largo de un exhaustivo programa de simulaciones, especialmente diseñado para facilitar estudios de selectividad.

Posteriormente, en 1996, P. Jarventausta propone un sistema experto que combina la información obtenida de la base de datos de la red, del SCADA y del conocimiento heurístico de los operadores para inferir posibles localizaciones de la falta [215]. La distancia entre el punto de alimentación y la localización de la falta se determina al comparar la corriente de cortocircuito medida y el tipo de falta, con las corrientes de falta calculadas para cada sección de línea. Las posibles localizaciones de falta se clasifican utilizando otros conocimientos y bases de datos.

Así, durante la última década siguen presentándose nuevas metodologías [5]. A modo de ejemplo, L. Yan [216] presenta en 2002 un algoritmo basado en el conocimiento, el cual utiliza la capacidad de lectura bajo demanda del sistema de medida, permitiendo al centro de control una comunicación remota con los controles del medidor. Las dos partes principales del algoritmo son el procedimiento de escalamiento de la interrupción y la solicitud de información a los medidores.

Por otra parte, en el mismo año C. Chien [217] realiza la propuesta de una red bayesiana en base al conocimiento experto y a los datos históricos para el diagnóstico de faltas en alimentadores de distribución.

En 2008, J. Mora [143] presenta una evaluación comparativa de dos enfoques para la localización de faltas. Estos sistemas combinan la lógica difusa, las redes neuronales y los sistemas expertos, y utilizan registros de las componentes de frecuencia fundamental de tensión y de corriente medidas en subestación.

3.3.3.2. Redes neuronales artificiales (ANN)

A principios de la década de los 90, se llevaron a cabo unos primeros pasos en la aplicación de redes neuronales artificiales (ANN) a la localización de faltas en redes de distribución [48, 101]. En 1994, H.T. Yang [218] propone un sistema con un perfil similar a un XPS, pero con un diseño diferente del motor de inferencia. Las redes neuronales se usan como base de conocimiento en lugar de reglas heurísticas, siendo necesario conocer el estado de las protecciones. El mismo autor, en 1995, presenta un sistema de diagnóstico mediante redes neuronales distribuidas, construido mediante la base de datos de entrenamiento que asocia el esquema de protección con las secciones individuales [219].

En 1995, M. Glinkovsky propone utilizar las ANNs para localizar las faltas en redes de distribución subterráneas [220]. La técnica se basa en la suposición de que durante la falta, antes de que ésta sea despejada, las tensiones y corrientes medidas en la red contienen información sobre la localización de la misma. Así, las magnitudes medidas definen unívocamente un patrón de falta que puede ser reconocido por una red neuronal especialmente diseñada.

Posteriormente, en 2000, G. Eberl presenta una comparación entre un método de ANN, un algoritmo de ecuación diferencial y un algoritmo desarrollado mediante wavelets, aplicados a un sistema de puesta a tierra resonante o aislado [221]. La comparación muestra que la ANN presenta mejores resultados que los algoritmos convencionales en caso de faltas de baja resistencia. En 2001, varios de los autores extienden esta investigación y proponen una aproximación para localizar faltas mediante redes neuronales, entrenadas con las componentes armónicas de los transitorios de tensión de neutro [222].

En 2003, M.A. Al-shaher desarrolla un método para localizar faltas en sistemas de distribución multi-anillo mediante ANN [223]. En este método, para entrenar la red neuronal se utiliza diferente información: la tensión del feeder en falta, los estados de los interruptores, potencia de los feeders en situación de prefalta y falta, etc.

J. Coser presenta en 2005 un método basado en ANN para la localización de faltas, que tiene en cuenta las características eléctricas y topológicas de feeders de distribución típicos [224]. Con el fin de mejorar la capacidad de generalización de la ANN, y para reducir el número de casos de entrenamiento, se ha desarrollado una arquitectura modular.

3.3.3.3. Sistemas de lógica difusa (FLog)

En lo que respecta a la localización de faltas, se puede concluir que hay dos tipos de aproximaciones a la síntesis de algoritmos adecuados:

- Utilizando la lógica tradicional, basándose en un modelo matemático del proceso observado después de la falta. Las medidas objetivo se usan en dicho modelo para determinar los parámetros de búsqueda.
- Aplicando variables lingüísticas y mediante el uso de conjuntos fuzzy y relaciones de toma de decisiones.

También existe la posibilidad de utilizar una solución intermedia en la que se use el razonamiento fuzzy dentro del algoritmo diseñado según el modelo matemático conocido.

Muchos de los métodos mencionados anteriormente para redes neuronales estiman la localización de la falta en función del estado de los elementos de protección, los cuales se obtienen del sistema SCADA. Sin embargo, existen incertidumbres en este tipo de datos debido al mal funcionamiento o a la incorrecta activación de alarmas en relés e interruptores, a errores durante la adquisición y transmisión de datos, y a imprecisiones en el tiempo [101]. La teoría de conjuntos fuzzy proporciona una manera conveniente para modelizar ese tipo de incertidumbres e inexactitudes.

Así, en 1994, P. Jarventausta presenta un método para tratar la incertidumbre en la localización de faltas en redes de distribución en las cuales el inexacto conocimiento heurístico de los operadores es de vital importancia [225]. En dicho método, el conocimiento heurístico y la información respecto a la situación de falta son modelizados como funciones de pertenencia de conjuntos fuzzy. De esta forma, mediante combinación de estos conjuntos, se pueden obtener los lugares posibles de falta y organizarlos de acuerdo a sus posibilidades.

En los siguientes años se proponen otra serie de métodos basados en la lógica difusa. Mientras que algunos de ellos utilizan la FLog para mejorar el cálculo de sistemas expertos [226], otros utilizan diagramas sagitales para representar las relaciones fuzzy en sistemas eléctricos [227]. Por otra parte, se utilizan también los conjuntos fuzzy para representar tanto las corrientes de falta medidas por los sensores, como las corrientes de cortocircuito calculadas y, finalmente, la experiencia de los operadores [228].

Posteriormente, en 2004, J. Li [229] propone un nuevo método de localización de faltas en redes de distribución radial mediante el uso de sistemas de toma de decisiones multi-criterio basados en lógica fuzzy (FMCDM). El sistema utiliza el FMCDM para determinar valores de posibilidad de falta para cada una de las secciones de línea. Los operadores de agregación fuzzy son necesarios para combinar los múltiples valores de posibilidad en un valor agregado.

En 2007, F. Chunju [230] presenta una aplicación de las WFNN para localizar faltas monofásicas, mediante el uso de las medidas transitorias de posfalta y de las de estado estacionario. Mientras que las wavelet se utilizan para extraer las características de falta de las señales de falta, la lógica difusa y las redes neuronales se utilizan para fuzzificar la información extraída. Así, mediante el uso de la WFNN, se pueden superar errores comunes a sistemas convencionales de localización de faltas.

Más adelante, en 2008, J. Mora-Florez [231] propone una aproximación metodológica a la localización de faltas monofásicas mediante el uso de medidas disponibles en la subestación (tensión y corriente) y de un algoritmo de aprendizaje estadístico. Este algoritmo de clasificación se basa en funciones de probabilidad fuzzy para localizar las faltas, superando la problemática de la multi-estimación, tan típica de los sistemas basados en impedancia.

3.3.3.4. Algoritmos genéticos (GA)

A diferencia de los tres métodos anteriores, la aplicación de los algoritmos genéticos (GA) a la localización de faltas es mucho más escasa, más aun en el caso de redes de distribución.

Un ejemplo de las mismas la constituye la metodología presentada por F.S. Wen en 1997, en la que propone un método que construye una matriz de causalidad probabilística para

representar las relaciones de probabilidad entre las secciones en falta y la actuación de los elementos de protección [232]. Como etapa final, utiliza un Algoritmo Genético Refinado (RGA) para solucionar el problema de la estimación de la sección en falta.

Aun no siendo una metodología puramente GA, en 2002 Y.C. Huang presenta una metodología para localizar faltas basándose en una aproximación basada en una optimización inmunitaria [233]. En esta técnica, cada sección del modelo de sistema de potencia se trata como un anticuerpo. El anticuerpo más adecuado resulta ser la solución.

Posteriormente, L. Nastac en 2006 [234] describe una aproximación heurística para predecir potenciales localizaciones de faltas. Así, una herramienta software implementa las reglas heurísticas y una búsqueda basada en algoritmos genéticos.

3.3.4. OTROS

3.3.4.1. Métodos basados en dispositivos distribuidos

Además de los métodos descritos en las tres categorías anteriores, existen algunos métodos que utilizan técnicas diferentes [50, 101].

Entre ellos puede mencionarse el presentado por C. Wang en 2000, en donde la aproximación matemática presentada para localizar las faltas en redes de distribución se basa en la información facilitada por los sensores de tensión y en la estructura topológica de la red [235]. La relación de los sensores de tensión con las diferentes secciones se formula mediante una matriz. Además, se construye otra matriz basada en la relación topológica de entre secciones y nodos en la red objeto de análisis. Así, se pueden hallar las secciones en falta mediante algunas operaciones matriciales.

Posteriormente, en 2001, A. Newbould presenta el sistema "Cable @utomat", el cual implica instalar transmisores sensibles a faltas a tierra a lo largo del cable subterráneo considerado [236]. Estos transmisores envían las señales al centro de control, en donde los operadores localizan las faltas basándose en dichas señales.

Otro ejemplo se puede hallar en la publicación de L. Peretto en 2009 [237]. En dicho artículo, se discute la utilidad (mediante simulaciones) de un novedoso sistema de medida [198] distribuido a lo largo de una red eléctrica de distribución utilizable para localizar la fuente de diferentes eventos, tales como faltas o impactos de rayos. Dicho sistema de medida está basado en una arquitectura maestro-esclavo, en el que los elementos esclavos, localizados en cada nodo de la red, envían la forma de onda y tiempo de inicio de la perturbación al elemento maestro. Para el correcto funcionamiento de la metodología, es necesario conocer de antemano las principales características de la red objeto de estudio (topología, geometría y tipo de conductor), así como precalcular la velocidad de propagación de las perturbaciones por la red.

3.3.4.2. Métodos híbridos

Aun cuando la gran mayoría de los métodos descritos en apartados anteriores, basan su sistema de localización de faltas en un solo algoritmo (cálculo de la distancia de falta, análisis del estado de los elementos de protección, etc.), algunos tratan la utilización de

metodologías híbridas que localizan las faltas mediante la utilización de más de un algoritmo, con el fin de mejorar la precisión [50, 101].

Algunos métodos ya mencionados, y que pueden clasificarse bajo este epígrafe son los desarrollados por P. Jarventausta en 1994 [225] y por W. Zhong en 1996 [228]. El primero utiliza el cálculo de la distancia de falta, información de detectores de falta e información geográfica del sistema de distribución para localizar la falta. Por el contrario, el segundo se basa en medidas de corriente de falta, corrientes de cortocircuito calculadas por análisis de cortocircuitos y experiencia de los operadores.

También en 1997, J. Zhu propone un sistema híbrido que calcula la distancia de falta mediante medidas existentes en la subestación [157]. Basándose únicamente en la distancia a la falta, el método determina múltiples posibles localizaciones. Para identificar la correcta entre todas ellas, se aplica un procedimiento con el fin de realizar una clasificación de las mismas. Éste se realiza llevando a cabo simulaciones del circuito, mediante las cuales se determina la operación de combinaciones particulares de elementos de protección, así como un patrón de variación de carga bajo diferentes escenarios. Posteriormente, identificando la situación real de falta a estos escenarios, se puede concretar la sección en falta.

En 2004, S.J. Lee calcula la distancia de falta con el fin de determinar unos posibles lugares candidatos a contener la falta [238]. Posteriormente, por ajuste de patrones de corriente y análisis de carga interrumpida, el grupo de candidatos se reduce. En 2009, R.H. Salim presenta una formulación basada en el anterior artículo, para calcular la impedancia aparente hasta el punto de falta y, por tanto, la distancia de falta [239]. De esta manera, y mediante una modificación de la formulación de la metodología anterior, permite localizar todo tipo de faltas (monofásicas a tierra, bifásicas a tierra, bifásicas, trifásicas).

J.J. Mora, en 2006, plantea una aproximación para la localización de la falta basada en las formas de onda de corriente medidas en la subestación, el conocimiento de los ajustes de los elementos de protección y la utilización de redes ANFIS [240]. Las redes ANFIS prueban la capacidad de localizar la falta en una zona específica de la red de distribución. Para tratar con la incertidumbre inherente en este tipo de métodos, se utiliza una inferencia fuzzy.

3.3.5. EXPERIENCIAS DE APLICACIÓN REAL

Un aspecto interesante asociado al desarrollo de una metodología de localización de faltas es la posibilidad de evaluar su funcionamiento en una situación real. Lamentablemente, esto resulta imposible en muchas ocasiones debido a diversas razones:

- Imposibilidad de hacer ensayos en una red real.
- Negativa de las compañías eléctricas propietarias de las líneas.
- Elevado coste del equipamiento necesario para la implantación.
- Falta de financiación.
- Etc.

Así, la única posibilidad en la gran mayoría de las ocasiones es verificar las técnicas de localización mediante aplicaciones software que representan los fenómenos producidos en un sistema real. Ejemplos de este tipo de herramientas software son numerosos: MATLAB, ATP/EMTP, PSCAD, PowerFactory, etc.

Sin embargo, a lo largo de la bibliografía existente se pueden encontrar diferentes referencias en las cuales los autores describen el proceso de implantación y funcionamiento real de una metodología en concreto. En ocasiones, ese análisis se refiere únicamente al análisis offline de los datos medidos en una red real, mientras que en otros casos se trata de implantaciones reales en redes de distribución pertenecientes a compañías eléctricas.

Un ejemplo de este último caso es el artículo de G.C. Lampley en 2002 [241], en el que se resumen los esfuerzos llevados a cabo por la compañía CP&L (Progress Energy Company) durante cinco años para mejorar la fiabilidad de red de distribución mediante la detección de faltas y la localización de las mismas. Las herramientas utilizadas para dicho análisis incluyen un sistema de monitorización de línea (Feeder Monitoring System - FMS), un sistema de gestión automática de interrupciones (Automated Outage Management System - OMS), un sistema SCADA de distribución (DSCADA) y varias hojas Excel. Se analizan las tres generaciones de sistemas de localización que han ido utilizando hasta dicha fecha.

En 2003, P.M. Van Oirsouw [171] expone los resultados de un proyecto piloto en la red de media tensión de la compañía NUON, destinado a localizar la falta para reducir el tiempo de restablecimiento a menos de una hora. Conviene concretar que las redes de media tensión de dicha compañía son subterráneas y la mayoría de ellas operadas de forma radial.

Por otra parte, en 2009, T. Short [242] presenta un artículo en el que pretende ilustrar los resultados obtenidos durante el trabajo realizado con varias compañías, en sistemas de localización de faltas en redes de distribución, englobado en un proyecto de la EPRI. Las compañías eléctricas citadas que han colaborado son fundamentalmente cuatro:

- Progress Energy: utiliza un método que compara la corriente de falta con unos perfiles para localizar la misma, suponiendo falta franca. El 75% de las ocasiones la localización era precisa dentro de un radio de 0,5 millas.
- Con Edison: con una gran mayoría de líneas subterráneas, utiliza la medida de la reactancia para localizar el punto de falta, por comparación con valores obtenidos mediante simulaciones. El 70% de las localizaciones calculadas se encontraba, como máximo, a 3 arquetas de registro del punto de falta real.
- San Diego Gas & Electric: al igual que el anterior, utiliza la medida de la reactancia para localizar el punto de falta. Ha sido ensayado con datos históricos obteniendo resultados bastante precisos.
- Hydro Quebec: utiliza la técnica conocida como localización de falta basada en caídas de tensión (Voltage Drop based Fault Location, VDFL).

3.4. CONCLUSIONES

A lo largo de los últimos años se han propuesto diferentes metodologías para llevar a cabo la detección y localización de faltas en los sistemas de distribución de media tensión [1]. En unos casos el método se limita a detectar la falta, sin proporcionar más información sobre

la misma; en otros se identifica también el circuito y/o la fase afectada por la falta; y en algunos se obtiene una localización del punto o sección en falta.

En este capítulo se han expuesto las principales investigaciones y propuestas realizadas hasta el momento en este campo. Primeramente, y de un modo más detallado, se ha abordado el problema de la detección aplicada a las faltas de baja intensidad y, posteriormente, se ha ofrecido una visión detallada sobre los tipos de técnicas genéricas aplicadas a la localización de faltas monofásicas en redes de distribución.

En lo que hace referencia a la detección de faltas de baja intensidad, se ha distinguido entre las metodologías propuestas para detectar las faltas de alta impedancia (FAI) y las desarrolladas específicamente para ser aplicadas en los sistemas con neutro aislado o resonante.

- Dentro del primer grupo son mayoría los métodos que tratan de detectar las FAIs identificando alguno o varios de los fenómenos transitorios asociados al establecimiento de la falta. Así, se analizan los transitorios de las corrientes y tensiones del sistema, o se estudian sus componentes armónicas y de secuencia. Para llevar a cabo el proceso de detección, estos métodos aplican muy diferentes técnicas, incluidas las de procesamiento de señal (Transformada Rápida de Fourier, Transformada Wavelet, etc.) o de inteligencia artificial (redes neuronales artificiales, árboles de decisión, lógica difusa, etc.).
- Por su parte, la detección de las faltas de baja intensidad en redes con neutro aislado o resonante ha sido planteada de forma muy diferente en función del valor de la resistencia de falta. Las faltas francas o poco resistivas se detectan vigilando la disminución de la tensión provocada por la falta y la identificación del circuito en falta se basa en la exploración de la corriente residual y/o de la tensión homopolar. En cuanto a la detección de FAIs en redes con neutro aislado o resonante, la mayor parte de los métodos propuestos parten de una misma base teórica y tratan de detectar el defecto calculando el valor de la resistencia de falta mediante diferentes parámetros y variables, obtenidos a partir de las componentes fundamentales de las magnitudes de tensión y corriente medidas en régimen permanente, antes y después de establecerse la falta.

Por otro lado, en lo que respecta a la localización de faltas en los sistemas de distribución, se han destacado diferentes propuestas destinadas a proporcionar una localización aproximada de la falta o, en su defecto, indicar la sección o zona donde se puede ubicar la falta. En cuanto al planteamiento con el que se aborda el problema de la localización, se pueden distinguir tres grandes tendencias.

- En la primera de ellas, las diferentes técnicas tratan de obtener una expresión final que determine la localización de la falta (ya sea mediante una distancia específica a la falta o mediante la especificación de la sección de línea en la que ésta se encuentra) mediante medidas realizadas a la frecuencia fundamental. En varias ocasiones, este objetivo lo logran con un sistema recursivo que permite mejorar la determinación del punto de falta tras varias iteraciones de la metodología.
- En la segunda de ellas, se hace uso de la medida y control de las señales de alta frecuencia generadas en el sistema tras una falta trifásica. Así, mientras que algunas propuestas optan por utilizar la reflexión de la onda de falta para determinar la

distancia al punto de falta, otras realizan un tratamiento mediante la Transformada Wavelet con el fin de identificar frecuencias características que permitan concretar la localización de la falta.

- La tercera de ellas engloba a un numeroso grupo de tecnologías basadas en la inteligencia artificial, aspecto que ha adquirido una especial relevancia en la última década. Entre ellas, cabe destacar la utilización de algunas reglas heurísticas para modelizar la experiencia adquirida (sistemas expertos), la imitación del comportamiento de redes neuronales para obtener una respuesta en función de unos datos de entrada, la aproximación a una solución final basándose en información de entrada ambigua, vaga imprecisa con ruido o perdida (sistema de lógica difusa), y la emulación del proceso evolutivo de la naturaleza para la búsqueda de un estado global óptimo donde los métodos analíticos no pueden usarse (algoritmos genéticos).

Por último, reseñar que, a pesar de la cantidad de métodos propuestos tanto para detectar las faltas de baja intensidad, como para localizar de forma genérica las faltas monofásicas, sólo unas pocas propuestas han desembocado en el diseño y desarrollo de equipos o sistemas de aplicación práctica. Además, la mayor parte de estos métodos únicamente son aplicables en un determinado tipo de sistemas y sólo están capacitados para detectar ciertas clases de faltas. En general, se trata de métodos cuya fiabilidad varía de forma importante en función del tipo de falta de que se trate. Por ello, la tendencia actual es combinar diferentes técnicas en un solo equipo, de modo que se amplía el abanico de faltas detectables con seguridad.

ASPECTOS GENERALES Y ACTUACIONES PREVIAS EN LA METODOLOGÍA PROPUESTA

4.1. INTRODUCCIÓN	123
4.2. ASPECTOS GENERALES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA	123
4.3. ACTUACIONES PREVIAS	126
4.4. DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA Y MAGNITUD DE LA INYECCIÓN DE CORRIENTE.....	128
4.5. CONDICIONES DE FALTA ANALIZADAS.....	133
4.6. CONCLUSIONES	137

4. ASPECTOS GENERALES Y ACTUACIONES PREVIAS EN LA METODOLOGÍA PROPUESTA

4.1. INTRODUCCIÓN

La metodología desarrollada en la presente tesis doctoral tiene por objeto detectar el feeder en falta y localizar las faltas monofásicas a tierra en las redes de distribución, basándose en la utilización de las ventajas ofrecidas por un nuevo sistema de puesta a tierra para este tipo de redes: el sistema de puesta a tierra activa [2]. Dicha metodología está basada en la inyección de señales por el neutro del sistema a dos frecuencias distintas de la nominal, para mediante la medición de una serie de parámetros proceder a desarrollar las técnicas propuestas.

Las técnicas de detección del feeder en falta presentadas en esta tesis doctoral engloban el análisis de múltiples parámetros, desde diferentes puntos de vista, por lo que disponer de una idea clara y general de la estructura desarrollada resulta de gran utilidad. En el caso de la localización de la falta monofásica ocurre algo similar, ya que ésta necesita de la medida de diferentes variables que finalmente deriven en una aplicación correcta de la metodología propuesta. Asimismo, además de las medidas realizadas en situación de falta, son necesarias una serie de medidas en situación de prefalta que permitan determinar la situación de la red de distribución en dicho instante, con el fin de, mediante las metodologías de detección y localización, analizar comparativamente la nueva situación de la red en el momento en que se produce la falta.

Por ello, en el presente capítulo se describen los aspectos generales de la nueva metodología objeto de esta tesis doctoral, tanto en lo que se refiere a la detección del feeder en falta, como a la localización del punto de falta. Además, se indican las actuaciones y medidas previas necesarias en la situación de prefalta, que servirán como punto de partida de las técnicas de detección y localización. Por otra parte, se presenta un razonamiento justificado para la elección de las magnitudes y frecuencias de las corrientes a inyectar por el neutro del sistema, así como las diferentes condiciones de falta que se han analizado a la hora de verificar las metodologías objeto de la presente tesis doctoral.

4.2. ASPECTOS GENERALES DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

4.2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

La metodología desarrollada en esta tesis doctoral tiene por objeto detectar y localizar faltas monofásicas a tierra, en redes de distribución equilibradas y radiales, con sistema de puesta a tierra activo. Dicha metodología está contemplada para ser válida en redes de distribución heterogéneas en cuanto a la tipología de sus conductores (combinación de redes aéreas y subterráneas).

Para ello, se hará uso de las posibilidades que ofrece dicha tecnología de puesta a tierra activa (descrita en el apartado 2.3.6 del Capítulo 2 de la presente tesis doctoral), especialmente en lo que respecta a la inyección por el neutro del transformador, de una

corriente homopolar controlada. Esta corriente inyectada tendrá una frecuencia determinada por el usuario y se realizará en el instante que éste lo estime adecuado.

Así, mediante inyección de señales de distintas frecuencias, diferentes a la frecuencia fundamental del sistema (en el caso de la presente tesis doctoral, 25 y 325 Hz, tal y como se justificará en próximos apartados), e inyectadas en la puesta a tierra del transformador, tanto en situación de prefalta como en situación de falta, se obtienen una serie de magnitudes que permiten estimar tanto el feeder en el que se ha producido la falta, como la distancia desde la subestación de cabecera hasta el punto de falta. La medida de dichas magnitudes se realiza desde un único punto (subestación de cabecera), sin necesidad de puntos de medida distribuidos por la red de distribución.

En general, la metodología objeto de esta tesis doctoral consta de dos partes principales, las cuales serán desarrolladas de forma independiente en los Capítulos 5 y 6, respectivamente:

- Por un lado, se encuentra la detección de la falta monofásica a tierra, consistente en un proceso secuencial que comprende: detectar que se ha producido dicha falta, identificar la fase en la que se ha producido y, por último, reconocer el feeder en el que se ha producido la misma. Puesto que los dos primeros aspectos ya se encuentran desarrollados en [2] (tal y como se describe en próximos apartados), en la presente tesis doctoral únicamente se trata el último punto.

Como se podrá observar en el Capítulo 5, para resolver el problema de la detección del feeder en falta, se contemplan dos posibilidades: que exista comunicación posible entre los equipos de medida y protección de los diferentes feeders y que no la haya. Para cada uno de los casos, se propone una solución consistente en una metodología principal, seguida de otras secundarias encaminadas a lograr una mayor certeza en la estimación. En esta fase del proceso, se han utilizado ambas frecuencias de inyección (25 Hz y 325 Hz).

- Por otro lado, a diferencia de la detección del feeder en falta, en donde se utilizan ambas frecuencias de inyección, la localización de la falta se basa en las magnitudes medidas a un único nivel de frecuencia de inyección (tal y como se verá en el Capítulo 6, a una frecuencia de 25 Hz). A pesar de haber realizado ensayos con ambos niveles de frecuencia de inyección, con el fin de analizar cuál era la frecuencia de inyección que mejor comportamiento presentaba, finalmente la metodología se ha concretado en una única frecuencia de inyección.

Por último, cabe mencionar que todas las magnitudes empleadas tanto en el proceso de detección como en la localización hacen referencia a situaciones de régimen permanente. Sin embargo, y a diferencia de otros métodos existentes, todas las magnitudes y parámetros utilizados en el desarrollo de la metodología objeto de esta tesis corresponden a valores medidos a la frecuencia de inyección (25 Hz o 325 Hz) utilizada, distinta de la frecuencia fundamental del sistema. De esta manera, no es necesaria la medición de magnitudes a 50 Hz (frecuencia fundamental), evitando, por tanto, la influencia que ciertos fenómenos a dicha frecuencia pueden llegar a tener en la detección y localización de la falta (distribución de cargas variable en el tiempo, etc.).

4.2.2. ESQUEMA BÁSICO DE LA NUEVA METODOLOGÍA

Con objeto de facilitar la comprensión general de todo el proceso necesario para realizar la detección y localización de faltas monofásicas según la metodología objeto de esta tesis doctoral, a continuación se describe un esquema general que pretende resumir y esquematizar las etapas más importantes de dicha metodología (Figura 4.1), y que serán más profundamente analizadas en próximos capítulos.

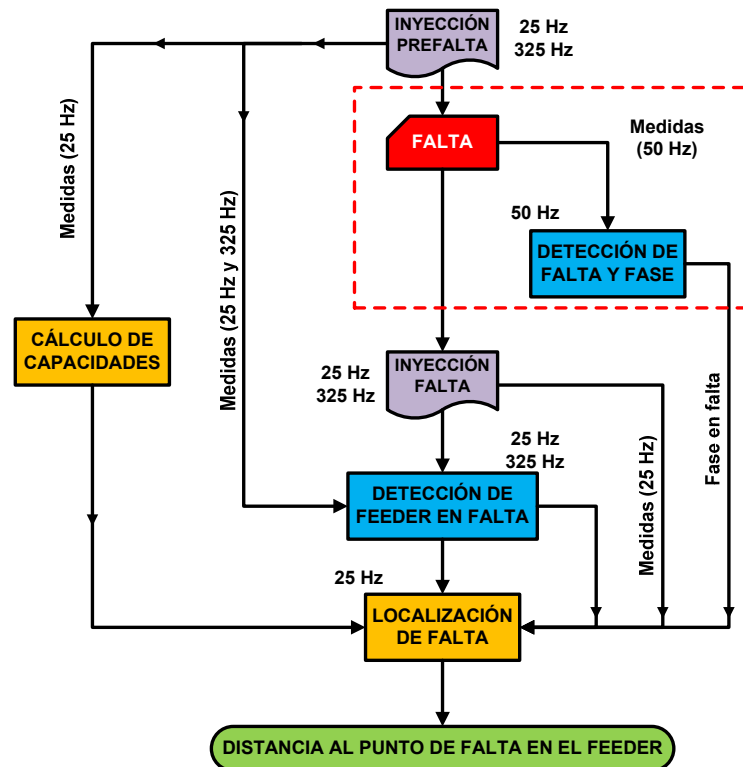


Figura 4.1. Esquema general básico de la nueva metodología

Así, el proceso a seguir es el siguiente:

1. Inyección periódica de una señal de corriente homopolar por el neutro de la puesta a tierra activa, en situación de prefalta, mediante el uso de dos frecuencias, 25 Hz y 325 Hz.
2. Se calcula la capacidad homopolar a tierra del conjunto del sistema, y de los diferentes feeders, para cada frecuencia de inyección (25 Hz y 325 Hz) en situación de prefalta.
3. Tal y como se describe en [2], mediante un control permanente de las magnitudes existentes a 50 Hz, se puede determinar directamente:
 - La existencia o no de una falta.
 - La fase en la que se ha producido dicha falta.
4. En caso de que, en un momento dado, una falta monofásica a tierra sea positivamente detectada, se inyecta una señal de corriente homopolar por el neutro de la puesta a tierra activa, en situación de falta, mediante el uso de la dos frecuencias, 25 Hz y 325 Hz, con los siguientes objetivos:
 - Mediante las magnitudes medidas a las dos frecuencias inyectadas (25 y 325 Hz) en las situaciones de prefalta y falta, la nueva metodología permite la detección del feeder en falta.

- Se localiza la distancia al punto de falta en el feeder en falta, mediante el uso de:
 - Detección de la fase en falta.
 - Detección del feeder en falta
 - Cálculo de capacidades a 25 Hz.
 - Medidas realizadas durante la inyección de 25 Hz en la situación en falta.

4.3. ACTUACIONES PREVIAS

Tal y como se ha mencionado anteriormente, antes de proceder a la activación de los algoritmos de detección y localización de faltas, son necesarias una serie de actuaciones previas que van a permitir un desarrollo óptimo de los mismos. Dichas actuaciones consisten básicamente en:

- En situación de prefalta, tomar medida de la capacidad a tierra homopolar de la red en su conjunto, y de cada uno de los feeders de forma individual, a la frecuencia de inyección (25 Hz y/o 325 Hz).
- En caso de falta monofásica a tierra, se ha de detectar el establecimiento de la propia falta, así como de la fase en la que se ha producido, mediante medidas realizadas a la frecuencia fundamental del sistema (50 Hz).

4.3.1. SITUACIÓN DE PREFALTA

En la situación en prefalta se llevan a cabo dos de los procesos fundamentales para la correcta implementación de la metodología de detección y localización de faltas monofásicas objeto de esta tesis.

Por una parte, se han de realizar inyecciones periódicas de corriente homopolar en el neutro del transformador, a las dos frecuencias consideradas (25 Hz y 325 Hz). Mediante las medidas realizadas durante estas inyecciones de corriente, en una situación en ausencia de falta, es posible obtener una estimación de la situación del sistema que, posteriormente y mediante análisis comparativo con la situación de falta, permite identificar de manera fiable el feeder en falta. La periodicidad con la que estas inyecciones se han de realizar depende del sistema objeto de estudio y es determinada por el responsable de la instalación, pudiendo modificarse en función de diferentes aspectos:

- Cambios de topología de la red objeto de estudio, para lo cual deben controlarse los transitorios homopolares en el rango de kHz que suelen producirse en estos casos.
- Variaciones notables de las magnitudes de corriente o tensión, tanto en cabecera de la subestación como en cada uno de los feeders.
- Etc.

Por otro lado, resulta fundamental para el algoritmo de localización de faltas la estimación de la capacidad a tierra homopolar del sistema, así como de los diferentes feeders, a la frecuencia de inyección (25 Hz y/o 325 Hz). Para ello, en caso de querer obtener la capacidad total del sistema en situación de prefalta, tras realizar inyecciones de corriente a

frecuencias diferentes de la nominal (25 Hz y/o 325 Hz), es necesario conocer la tensión e intensidad homopolar en cabecera del sistema (V_{Cabec}^0 , I_{Cabec}^0), a dicha frecuencia de inyección. En base a ello, se puede obtener la impedancia total homopolar (Z_{Total}^0) según la expresión (4.1).

$$\underline{Z}_{Total}^0 = \frac{V_{Cabec}^0}{I_{Cabec}^0} = R_{Total}^0 + j \cdot X_{Total}^0 \quad (4.1)$$

Así, mediante la obtención de la reactancia total homopolar (X_{Total}^0), parte imaginaria de dicho cociente, se puede obtener una aproximación a la capacidad homopolar total del sistema (C_{Total}^0), tal y como se observa en la expresión (4.2).

$$C_{Total}^0 = \frac{1}{2\pi f X_{Total}^0} \quad (4.2)$$

Si por el contrario, se desea obtener la capacidad de cada uno de los feeders en situación de prefalta, a la frecuencia de inyección (25 Hz y/o 325 Hz), es necesario conocer en primer lugar la tensión homopolar en cabecera del sistema (V_{Cabec}^0) y la intensidad homopolar de cada uno de los feeders ($I_{Feeder_i}^0$), a dicha frecuencia de inyección. Con ello, se obtiene la impedancia homopolar del feeder correspondiente ($Z_{Feeder_i}^0$), mediante la expresión (4.3).

$$\underline{Z}_{Feeder_i}^0 = \frac{V_{Cabec}^0}{I_{Feeder_i}^0} = R_{Feeder_i}^0 + j \cdot X_{Feeder_i}^0 \quad (4.3)$$

Así, se obtiene una aproximación a la capacidad homopolar individual de cada feeder ($C_{Feeder_i}^0$), utilizando la expresión (4.4).

$$C_{Feeder_i}^0 = \frac{1}{2\pi f X_{Feeder_i}^0} \quad (4.4)$$

Tal y como se ha mencionado anteriormente, en todos los casos la frecuencia incluida en la formulación y correspondiente a las magnitudes medidas es la utilizada para realizar la inyección correspondiente (25 Hz y/o 325 Hz).

4.3.2. SITUACIÓN DE FALTA

En la metodología presentada en esta tesis doctoral, el proceso general de la detección de una falta monofásica que se produzca en un sistema de distribución, con una puesta a tierra activa, se divide en las siguientes etapas:

1. Detección de la falta monofásica que se ha producido en algún punto de la red de distribución.
2. Identificación de la fase en la que se ha producido la falta monofásica.
3. Detección del feeder en el que se ha producido la falta monofásica. En este caso, se plantean diferentes metodologías, alguna de las cuales sólo es planteable si existe comunicación entre los equipos de medida y protección en cabecera de los diferentes feeders.

Los dos primeros puntos ya se encuentran descritos en la patente correspondiente a la puesta a tierra activa [2], por lo que la metodología objeto de esta tesis doctoral profundiza especialmente en el tercer aspecto (Capítulo 5), junto con la posterior localización de la falta (Capítulo 6).

4.3.2.1. Detección de falta

Tal y como se establece en [2], el sistema de puesta a tierra activo permite determinar la existencia de una falta a tierra monofásica llevando a cabo la verificación de una sobretensión en el neutro, al medir el valor eficaz de la tensión fase-tierra en el mismo ($\underline{V}_N^{f_0}$) a la frecuencia fundamental (f_0 , de manera general 50 Hz). Dicha tensión se ve posteriormente corregida por la caída de tensión producida por la corriente de neutro ($\underline{I}_N^{f_0}$) a la frecuencia fundamental (f_0), en la reactancia de puesta a tierra del neutro ($X_{PAT}^{f_0}$).

$$|\underline{V}_N^{f_0}| - (|\underline{I}_N^{f_0}| \cdot X_{PAT}^{f_0}) > V_{N_limite} \quad (4.5)$$

Así se establece un valor limite preestablecido (V_{N_limite}) y ajustado por el usuario para dicha tensión, la cual depende de la configuración de la red, de la impedancia de la puesta a tierra y del desequilibrio natural de la red. Por encima de dicho valor se estima detectada la existencia de una falta a tierra y se procede a determinar la fase en falta.

4.3.2.2. Identificación de la fase en falta

Una vez detectada la existencia de una falta, en [2] se establece la forma de poder identificar la fase en falta, en caso de falta monofásica, tanto permanente como transitoria. Así, mediante medidas a la frecuencia fundamental (f_0), el sistema de puesta a tierra activo compara el ángulo de la tensión de neutro ($\underline{V}_N^{f_0}$) medida en la puesta a tierra del neutro, con el ángulo de la tensión entre las fases R y S (\underline{U}_{RS}). Con estas medidas, se establecen los siguientes criterios:

- Si el ángulo de la tensión de neutro ($\underline{V}_N^{f_0}$) respecto a la tensión entre las fases R y S (\underline{U}_{RS}) se encuentra entre 300° y 60° , la falta se ha producido en la fase S.
- Si el ángulo de la tensión de neutro ($\underline{V}_N^{f_0}$) respecto a la tensión entre las fases R y S (\underline{U}_{RS}) se encuentra entre 60° y 180° , la falta se ha producido en la fase R.
- Si el ángulo de la tensión de neutro ($\underline{V}_N^{f_0}$) respecto a la tensión entre las fases R y S (\underline{U}_{RS}) se encuentra entre 180° y 300° , la falta se ha producido en la fase T.

4.4. DETERMINACIÓN DE LA FRECUENCIA Y MAGNITUD DE LA INYECCIÓN DE CORRIENTE

4.4.1. NORMATIVA SOBRE CARACTERÍSTICAS DE LA TENSIÓN SUMINISTRADA POR LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN

El RD 1995/2000 [243] por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, hace especial hincapié en la necesidad del mantenimiento de una buena calidad de suministro eléctrico. A este respecto, para la determinación de los aspectos de la calidad

de producto remite a los criterios establecidos en la norma UNE-EN 50.160 [244], la cual establece las características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.

4.4.1.1. Norma UNE-EN 50160:2008

Los principales factores mencionados en dicha norma y que pueden verse afectados, de alguna u otra manera, por las inyecciones de corriente previstas por el neutro de la puesta a tierra del transformador son las siguientes:

A. Variaciones de la tensión suministrada

En condiciones normales de explotación, aparte de las interrupciones, para cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces de la tensión suministrada promediados en 10 min deben situarse en un intervalo $U_c \pm 10\%$. La tensión de alimentación declarada (U_c) es generalmente la tensión nominal (U_n) de la red de distribución. Si, como consecuencia de un acuerdo entre el operador de la red de distribución y el usuario de red, la tensión de alimentación aplicada en sus bornes difiere de la tensión nominal, entonces, aquella tensión corresponde a la tensión de alimentación declarada (U_c).

B. Severidad del parpadeo

En condiciones normales de explotación, para cada período de una semana, el nivel de severidad de larga duración del parpadeo debido a las fluctuaciones de la tensión debería ser $P_{lt} \leq 1$ durante el 95% del tiempo. P_{lt} es la severidad de larga duración calculada a partir de una secuencia de 12 valores de la severidad de corta duración (P_{st}) en un intervalo de 2 h.

C. Tensiones armónicas

En condiciones normales de explotación, durante cada período de una semana, el 95% de los valores eficaces de cada tensión armónica promediados en 10 min no deben sobrepasar los valores indicados en la tabla correspondiente, que aparece en dicha normativa.

D. Tensiones interarmónicas

El nivel de los interarmónicos va aumentando debido al desarrollo de los convertidores de frecuencia y otros equipos similares de control-mando. A causa de la poca experiencia en este campo, los niveles de interarmónicos quedan por estudiar. En ciertos casos, los interarmónicos, incluso de débil nivel, provocan el parpadeo de las lámparas o interferencias con los sistemas de telemando centralizado.

4.4.1.2. Influencia de la corriente inyectada sobre los parámetros de calidad de tensión

Tal y como se puede observar, los parámetros analizados en el apartado anterior hacen referencia a requerimientos limitados al 95% del tiempo. Puesto que las inyecciones de corriente previstas van a ser muy reducidas, tanto en su duración (varios ciclos de señal) como su periodicidad, en ningún caso van a superar el 5% permitido por la normativa.

Lo anterior no quiere decir que no se haya puesto especial cuidado en que la influencia de dichas inyecciones sea lo mínima posible, sobre la tensión de la red de distribución. Es más, como se puede ver en el siguiente apartado, se han realizado exhaustivas simulaciones para limitar el efecto de dichas inyecciones sobre las sobretensiones en la tensión de alimentación.

4.4.2. SELECCIÓN DE LA FRECUENCIA DE INYECCIÓN

Para justificar el valor de la frecuencia de inyección utilizada en la nueva metodología propuesta de detección y localización de faltas monofásicas objeto de esta tesis doctoral, se ha partido de una pareja de frecuencias con el fin de evaluar la conveniencia de utilizar una u otra en alguna de las etapas de la misma. Dicha pareja de frecuencias considerada está situada a ambos lados de la frecuencia fundamental (50 Hz). Así, los valores considerados han sido 25 Hz y 325 Hz

Las razones fundamentales para la elección de dicha pareja de frecuencias son las siguientes:

- Las frecuencias analizadas son diferentes a valores múltiplos enteros de la frecuencia fundamental, buscando que al realizar su medida no haya ninguna confusión posible con los niveles de armónicos existentes (Tabla 4.1).

FRECUENCIA DE INYECCIÓN		
	Nivel de frecuencia (Hz)	Respecto a la frecuencia fundamental
Frecuencia Nº 1	25 Hz	0,5 fn
Frecuencia Nº 2	325 Hz	6,5 fn

Tabla 4.1. Frecuencias de inyección respecto a la frecuencia fundamental (50 Hz)

- Previa consulta con fabricantes de equipos de protección y medida, se ha buscado que dichas frecuencias sean relativamente sencillas de medir con los equipos existentes en la subestación.
- Se busca la comparación de dos efectos contrarios:
 - Por un lado, cuanto menor sea la frecuencia de la corriente de inyección, menor serán las reactancias inductivas del sistema y mayor la reactancia capacitiva, por lo que la corriente de falta tendrá tendencia a retornar por la resistencia de falta a través de la línea en falta.
 - Por otro lado, con una frecuencia mayor, aumenta el valor de la reactancia inductiva, de manera que con la misma magnitud de la corriente de inyección se puedan obtener valores más elevados en las magnitudes, facilitando su medición con precisión.

4.4.3. SELECCIÓN DE LA MAGNITUD DE INYECCIÓN

La selección de la magnitud de inyección es una decisión que se ha de tomar dependiendo del nivel de sobretensión admisible en el sistema de distribución en el que se implemente la metodología objeto de esta tesis. Concretamente, dicho nivel de sobretensión dependerá fundamentalmente de varios aspectos:

- Tipología de puesta a tierra del sistema, ya que en función de la misma los niveles de sobretensión que se producen debido a una falta monofásica son diferentes y, por tanto, la tensión máxima a la que se pueden someter a los aisladores es diferente. En un sistema de distribución con una puesta a tierra activa, al ser su comportamiento similar a un sistema aislado o resonante, las líneas y su aparamenta correspondiente deberán estar preparadas para soportar que las fases puedan tener que soportar la tensión fase-fase del sistema.
- Nivel de tensión del sistema, ya que este influirá en las tensiones que tendrán que soportar las líneas y su aparamenta correspondiente.
- Reactancia capacitiva del sistema de distribución, ya que de dicho aspecto dependerá la intensidad máxima que pueda retornar por las capacidades de las líneas. Asimismo, estará también directamente influenciado por la cantidad de cable subterráneo (mayor componente capacitivo) frente a los conductores aéreos (menor componente capacitivo) existente en el sistema de distribución.

El objetivo es que la sobretensión a frecuencia fundamental generada debido a la señal inyectada no supere un 10% (aproximadamente) de la tensión nominal de la línea, ya que en muchas ocasiones las redes suelen estar sobrecargadas en ese nivel. Para ello, se han realizado diferentes simulaciones con el fin de averiguar ante una determinada inyección, cual es el nivel de sobretensión máximo al que se ha visto sometida una determinada fase en un instante.

Dichas simulaciones se han realizado sobre el sistema de distribución real descrito en el Anexo A, concretamente en situación de prefalta. Por tanto, la máxima magnitud de intensidad a inyectar con el fin de no sobrepasar aproximadamente ese nivel de sobretensión, es de aplicación a dicho sistema y no se debe generalizar a cualquier sistema de distribución, por las razones anteriormente expuestas. Dicho de otra forma, para cada red de distribución habría que determinar previamente la magnitud de la corriente inyectada.

Así, en caso de realizar inyecciones de corriente a 25 Hz, se observa (Figura 4.2) que el límite del nivel de sobretensiones planteado se encuentra entre 1,5 y 2 A (valor pico) de inyección. Por ello, se utilizará un valor límite de 2 A (valor pico) como referencia del valor de magnitud de corriente a inyectar.

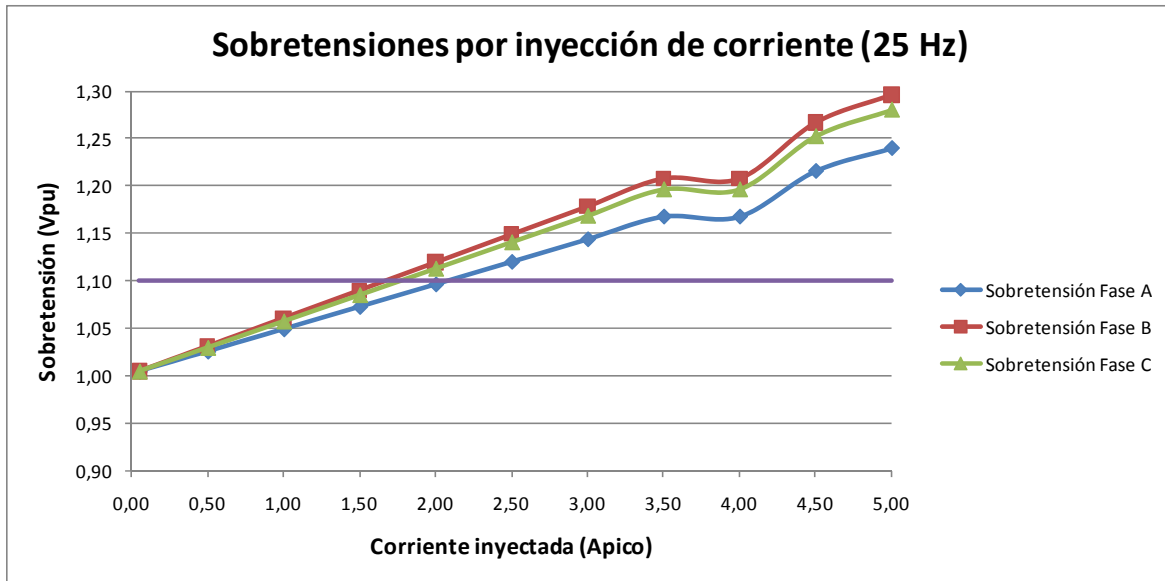


Figura 4.2. Variación de la sobretensión fase-tierra en función de la corriente inyectada (25 Hz)

Con el fin de constatar que la variación del ángulo de inyección no afecta a la conclusión obtenida a 25 Hz, se ha realizado una serie de simulaciones en las que, manteniendo constante la magnitud de inyección en 2 A (pico) se ha ido variando el ángulo de inyección. Como se puede observar en la Figura 4.3, las conclusiones obtenidas anteriormente son perfectamente válidas independientemente del ángulo de inyección y, por tanto, se mantiene la utilización de 2 A (valor pico) como referencia del valor de magnitud de corriente a inyectar.

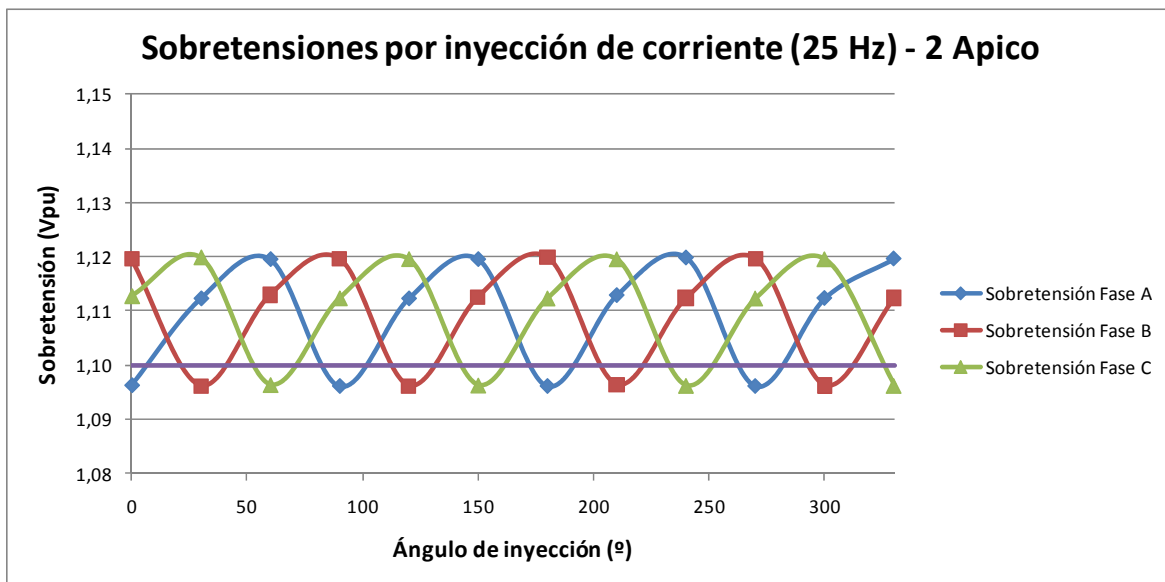


Figura 4.3. Variación de la sobretensión fase-tierra en función del ángulo de inyección (2 Apico y 25 Hz)

Por el contrario, realizando las mismas simulaciones con una frecuencia de inyección de 325 Hz, se puede apreciar como la sobretensión generada es mínima, incluso para elevadas magnitudes de la intensidad inyectada (Figura 4.4). Es por ello que la magnitud de inyección a 325 Hz no va a ser un problema en ningún caso. Aun así, se utilizará un valor límite de 5 A (valor pico) como referencia del valor de magnitud de corriente a inyectar.

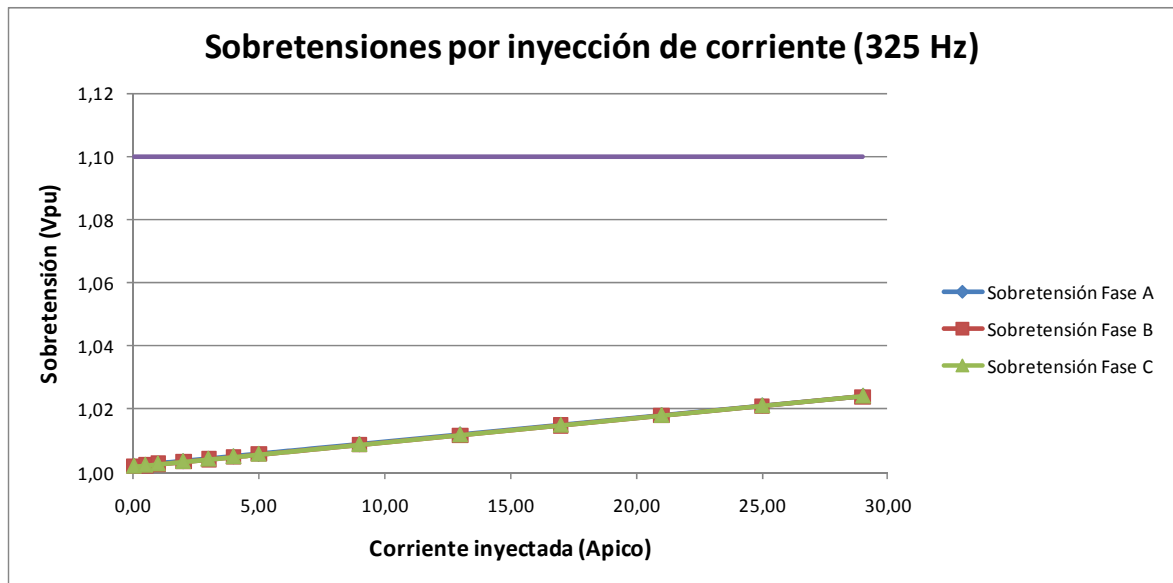


Figura 4.4. Variación de la sobretensión fase-tierra en función de la corriente inyectada (325 Hz)

4.5. CONDICIONES DE FALTA ANALIZADAS

Las metodologías objeto de esta tesis doctoral se presentan en los Capítulos 5 y 6. En dichos capítulos, a la vez que se presentan los algoritmos, también se realiza la tarea de validación de los mismos. Estos algoritmos han sido verificados con la ayuda de la herramienta software MATLAB/Simulink y una de sus librerías, SimPowerSystems. Por otra parte, el sistema de distribución utilizado en la validación es el que se muestra en la Figura 4.5 y corresponde a una subestación con cuatro feeders: 1, 5, 6 y 8 (ver Anexo A).

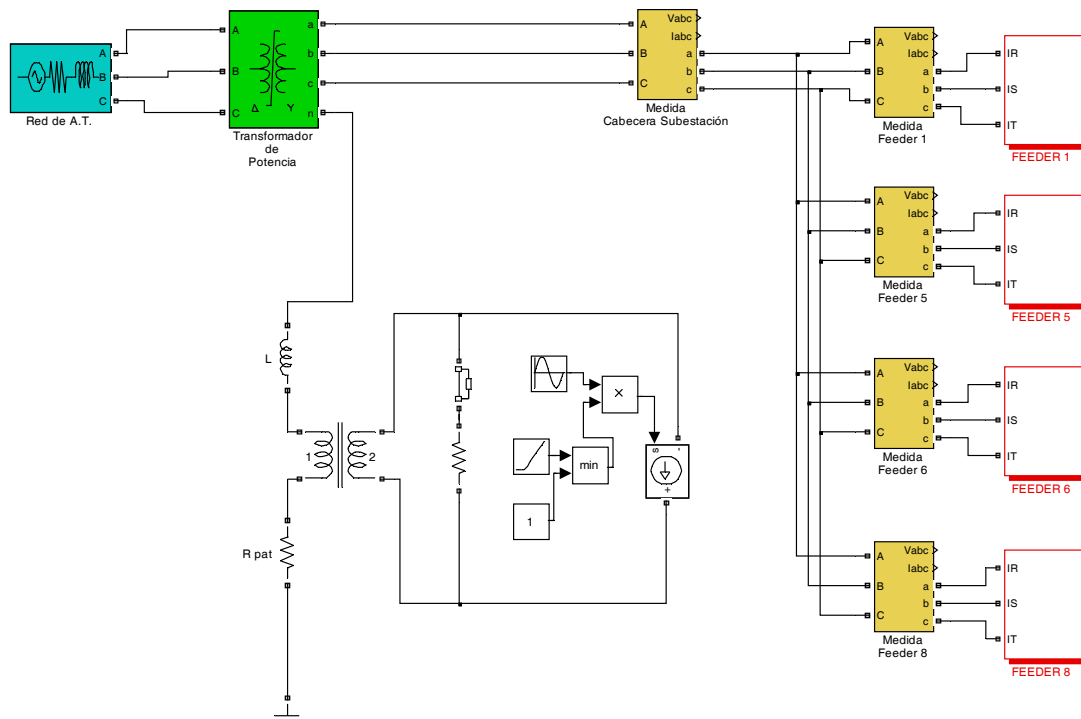


Figura 4.5. Sistema de distribución real con puesta a tierra activa modelado en MATLAB

Para llevar a cabo la verificación de la metodología se han desarrollado una serie de ensayos de simulación, conforme a diferentes situaciones de falta a lo largo del sistema de distribución modelizado. Las simulaciones se han estructurado estimando la variación de tres parámetros, considerados clave en el desarrollo de la metodología:

- Ubicación de la falta.
- Magnitud de la resistencia de falta.
- Frecuencia y magnitud de la intensidad inyectada (valor pico).

Asimismo, y tal y como se ha remarcado en anteriores apartados, un aspecto clave en la metodología objeto de la presente tesis es la capacidad homopolar del sistema completo y de cada uno de los feeders.

4.5.1. UBICACIÓN DE LA FALTA

En lo que respecta al punto de falta, se han seleccionado cuatro puntos de falta para cada uno de los feeders, excepto para el feeder 8 que se ha seleccionado un punto más debido a su mayor complejidad. Las Figuras A.10 a la A.17 del Anexo A muestran las distribuciones de los puntos de falta en cada uno de los cuatro feeders, identificados por las letras mayúsculas A, B, C, D y E.

Las Tablas 4.2, 4.3, 4.4 y 4.5 muestran un resumen con los datos de distancia e inductancia reales correspondientes a los puntos de falta seleccionados en cada feeder. La inductancia real que se muestra en la tabla se obtiene como suma de las componentes de secuencia directa, inversa y homopolar de todos los tramos de línea situados en serie hasta el punto de falta ($L_0+L_1+L_2$). Esta inductancia es clave en el desarrollo de la metodología objeto de esta tesis doctoral y es la que se utiliza, una vez calculada, para realizar la localización de la falta.

FEEDER 1		
PUNTO DE FALTA	Distancia (m)	Inductancia $L_0+L_1+L_2$ (H)
Punto A	1.334	0,0099721836
Punto B	7.120	0,046962561108
Punto C	9.124	0,059000100268
Punto D	12.783	0,089141151408

Tabla 4.2. Distancias e inductancias hasta el punto de falta en el feeder 1

FEEDER 5		
PUNTO DE FALTA	Distancia (m)	Inductancia $L_0+L_1+L_2$ (H)
Punto A	4.901	0,03663693540
Punto B	14.060	0,105104124000
Punto C	10.963	0,081952810200
Punto D	18.667	0,139543291800

Tabla 4.3. Distancias e inductancias hasta el punto de falta en el feeder 5

FEEDER 6		
PUNTO DE FALTA	Distancia (m)	Inductancia $L_0+L_1+L_2$ (H)
Punto A	5.406	0,04041201240
Punto B	8.124	0,057403937634
Punto C	11.688	0,087669913
Punto D	20.446	0,1530048772

Tabla 4.4. Distancias e inductancias hasta el punto de falta en el feeder 6

FEEDER 8		
PUNTO DE FALTA	Distancia (m)	Inductancia $L_0+L_1+L_2$ (H)
Punto A	435	0,00102236571
Punto B	8.188	0,059511665910
Punto C	6.358	0,045299159910
Punto D	26.086	0,185255124882
Punto E	14.262	0,104250378210

Tabla 4.5. Distancias e inductancias hasta el punto de falta en el feeder 8

4.5.2. MAGNITUD DE LA RESISTENCIA DE FALTA

Todas las situaciones de falta simuladas se corresponden a faltas monofásicas de carácter resistivo puro. Por otra parte, el valor de la resistencia de falta se ha variado entre 1Ω y 5.000Ω , queriendo hacer un análisis de la metodología objeto de estudio desde faltas de baja impedancia hasta faltas de alta impedancia, según muestra la Tabla 4.6.

VARIACIÓN DE LA RESISTENCIA DE FALTA (Ω)										
Rfalta (Ω)	1	5	10	50	100	250	500	1.000	2.500	5.000

Tabla 4.6. Valores de la magnitud de resistencia de falta

4.5.3. FRECUENCIA Y MAGNITUD DE LA INTENSIDAD INYECTADA

Las frecuencias analizadas para evaluar la metodología objeto de esta tesis son fundamentalmente dos, una por debajo de la frecuencia fundamental y otra superior a la misma (Tabla 4.7). En ambos casos, las frecuencias analizadas son diferentes a valores múltiplos enteros de la frecuencia fundamental.

FRECUENCIA DE INYECCIÓN		
	Nivel de frecuencia (Hz)	Respecto a la frecuencia fundamental
Frecuencia Nº 1	25 Hz	0,5 f_n
Frecuencia Nº 2	325 Hz	6,5 f_n

Tabla 4.7. Frecuencias de inyección analizadas

En cuanto al sistema de inyección, el valor de la intensidad inyectada a la frecuencia de inyección se ha variado entre $0,05 \text{ A}$ y 5 A , según muestra la Tabla 4.8. Las magnitudes utilizadas están identificadas según su valor máximo o pico, ya que es la forma más sencilla de realizar la verificación mediante simulación.

VARIACIÓN DE LA INTENSIDAD INYECTADA (A)							
Intensidad Inyectada (A pico)	0,05	0,5	1	2	3	4	5

Tabla 4.8. Intensidades de inyección analizadas

4.5.4. CAPACIDADES DEL SISTEMA Y POR FEEDER

Tal y como se ha indicado en apartados anteriores, previo a cualquier desarrollo metodológico, es necesario conocer el valor de la capacidad del sistema, así como de las capacidades de los diferentes feeders en la situación de prefalta. Para ello, existen dos opciones de obtener dichos valores, en lo que se refiere a la obtención de la capacidad homopolar:

- Capacidad homopolar real: se obtendrá en base al conocimiento de los conductores aéreos y cables subterráneos que forman las líneas (Tabla 4.9).
- Capacidad homopolar calculada: se obtendrá mediante cálculo en ensayo real a su frecuencia correspondiente.

CAPACIDADES HOMOPOLARES REALES				
C_{TOTAL} (F)	$C_{FEEDER1}$ (F)	$C_{FEEDER5}$ (F)	$C_{FEEDER6}$ (F)	$C_{FEEDER8}$ (F)
1,8806430758E-06	5,470379908E-07	3,059943023E-07	3,442517902E-07	6,833589925E-07

Tabla 4.9. Capacidades homopolares a tierra reales

4.5.5. MEDIDAS REALIZADAS

En función de los tres parámetros mencionados anteriormente (ubicación de la falta, magnitud de la resistencia de falta y amplitud de la intensidad de inyección) y de sus posibles valores, se han realizado múltiples simulaciones según las posibilidades de combinación entre ellos. Para cada una de las simulaciones realizadas se han recogido y observado diferentes medidas en el sistema, en función de las cuales se ha aplicado la metodología descrita.

Estas medidas se han realizado tanto en cabecera de subestación como a la entrada del feeder en falta (Figuras 4.6 y 4.7). Concretamente, entre otras medidas, se han recogido los valores de tensión e intensidad de cada fase, así como los valores de tensión e intensidad homopolar. También se han recogido los valores de intensidad de falta, tensión de neutro e intensidad de neutro. Todos los valores recogidos se han medido a la frecuencia de inyección correspondiente, la cual es la base de la metodología objeto de esta tesis.

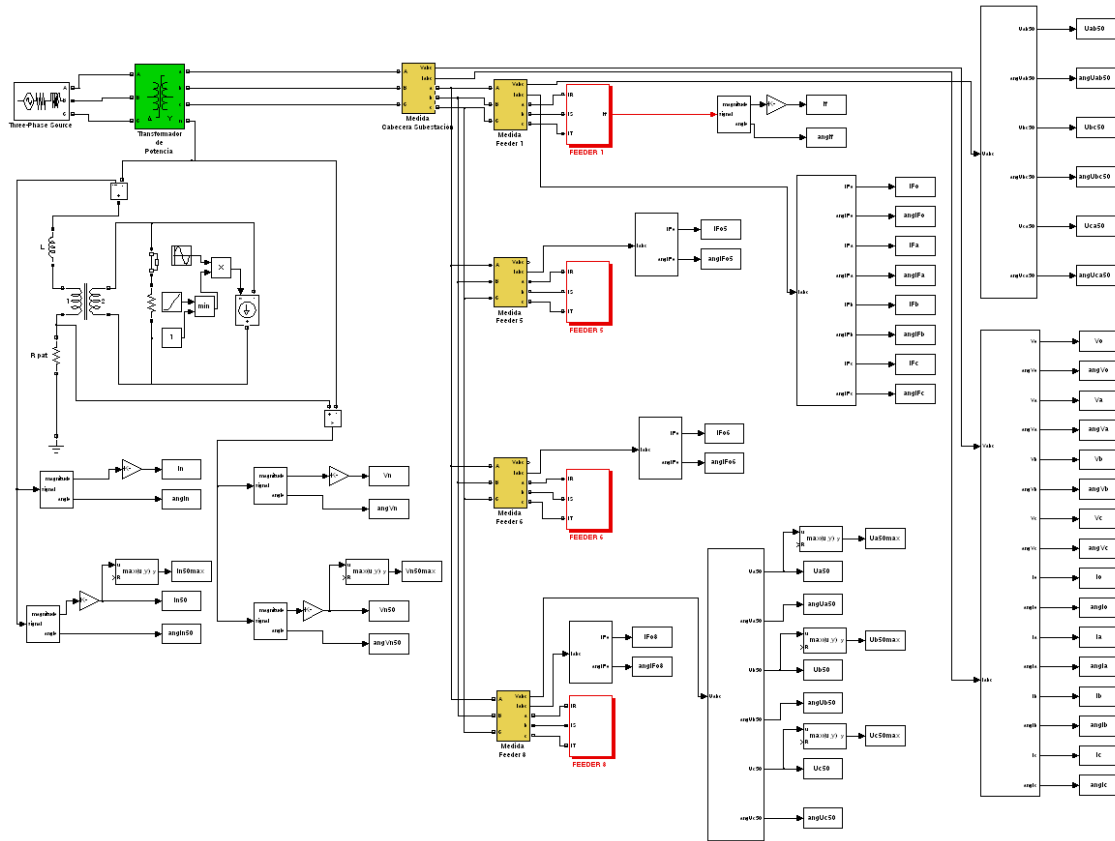


Figura 4.6. Modelo de simulación con el feeder 1 en falta

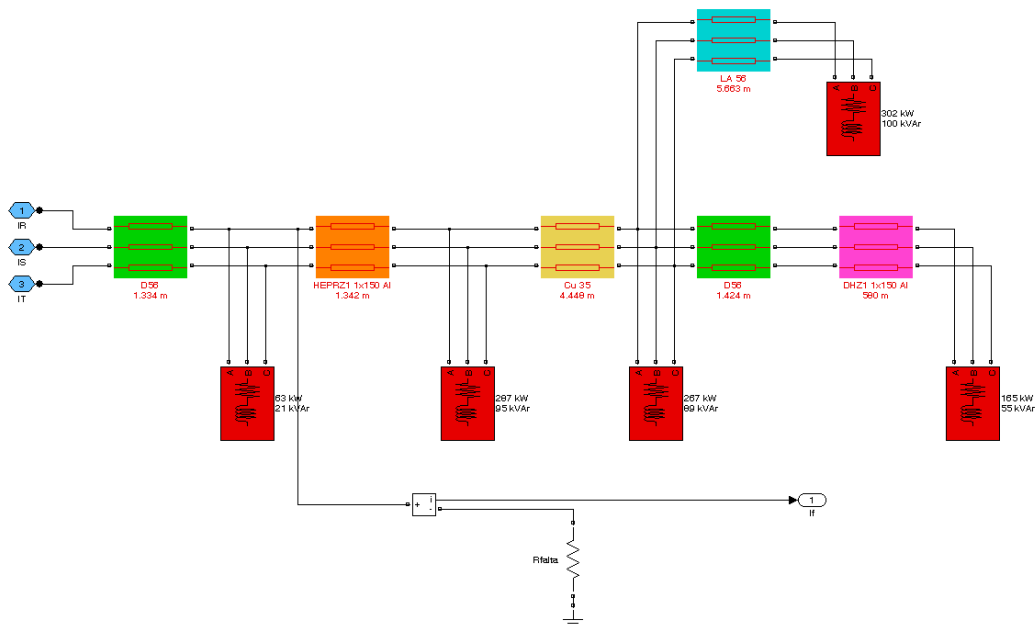


Figura 4.7. Subsistema del feeder 1 con modelización de falta en el punto A

4.6. CONCLUSIONES

En este capítulo se han presentado las ideas básicas y generales que serán de aplicación en los siguientes dos capítulos (Capítulos 5 y 6), en donde se propondrán y analizarán las metodologías de detección del feeder en falta y de localización de faltas monofásicas

objeto de la presente tesis doctoral. Así, se ha descrito el procedimiento general a llevar a cabo para una correcta detección y localización de la falta: desde la detección de la falta monofásica y de la fase que la ha sufrido (aspectos ya cubiertos en [2]), hasta la detección del feeder en falta y la localización de la misma. Estos dos últimos aspectos son los que serán más profundamente desarrollados.

De esta manera, se ha descrito la necesidad de realizar una medida previa en el sistema en situación de prefalta, mediante inyecciones a la dos frecuencias de inyección consideradas (25 y 325 Hz), con el fin de caracterizar dicho sistema (tanto mediante la capacidad homopolar total del mismo, como la de cada uno de sus feeders) y conocer algunas de sus magnitudes características (intensidad homopolar, reactancia homopolar, etc.). Los valores así obtenidos serán de utilidad al servir como datos de entrada, junto con las medidas realizadas en la situación en falta, de las metodologías de detección del feeder en falta y de localización de la misma, desarrolladas en la presente tesis doctoral.

Por otra parte, se ha desarrollado el razonamiento justificado, basado en simulaciones realizadas sobre una red de distribución real, para determinar los valores más adecuados de frecuencia y magnitud de inyección en dicho sistema de distribución. Así, se ha llegado a la conclusión de utilizar inyecciones de corriente a frecuencias de 25 y 325 Hz, con una magnitud pico de las mismas de 2 y 5 A máximos, respectivamente.

Por último, y sobre la red de distribución real citada anteriormente, se han definido las condiciones de falta analizadas en los múltiples casos utilizados para verificar la viabilidad de la metodología propuesta en la presente tesis. Entre estas condiciones cabe destacar las que hacen referencia al punto de falta (17 puntos repartidos sobre los 4 feeders considerados), magnitud de la resistencia de falta (1, 5, 10, 50, 100, 250, 500, 1.000, 2.500 y 5.000 Ω) y magnitudes de intensidades de inyección (0,05, 0,5, 1, 2, 3, 4 y 5 Apico).

METODOLOGÍA DE DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN	141
5.2. DETECCIÓN DEL FEEDER EN FALTA	142
5.3. PROTECCION DE LÍNEA SIN COMUNICACIÓN	144
5.4. PROTECCIÓN DE LÍNEA CON COMUNICACIÓN	171
5.5. ESTRATEGIA DE DETECCIÓN SELECCIONADA.....	182
5.6. CONCLUSIONES	185

5. METODOLOGÍA DE DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

5.1. INTRODUCCIÓN

La metodología de detección de faltas monofásicas en redes de distribución desarrollada en la presente tesis doctoral está orientada a la detección del feeder en falta, en redes de distribución que dispongan de un sistema de puesta a tierra activa. Como ya se ha indicado, tanto la detección de la propia falta, como el reconocimiento de la fase en que se ha producido la misma ya están desarrollados en [2]. Aun así, además de la característica de detección del feeder en falta, algunas de las técnicas propuestas podrían ser capaces también de confirmar el establecimiento de dicha falta.

Un aspecto importante a la hora de determinar la estrategia para detectar el feeder en el que se ha producido la falta es conocer si en la subestación a implantar la metodología, existe la posibilidad de comunicación entre los diferentes equipos de medida y protección o no. En caso negativo, las opciones más destacables para realizar la detección del feeder en falta tienen que ver con comparar los valores respecto a la situación de prefalta de cada uno de los feeders, o con el establecimiento de un valor límite para alguna de las magnitudes consideradas en el análisis. Por el contrario, en caso de que sí sea posible dicha comunicación, además de las opciones anteriores puede ser contemplada la posibilidad de comparar los valores de diferentes magnitudes entre los feeders de dicho sistema de distribución.

Así, en el presente capítulo se contemplan ambas posibilidades, dependientes de la existencia de comunicación entre los equipos de protección y medida de los diferentes feeders. Para ello, los parámetros analizados son:

- En el caso de no existir la opción de comunicación, en cada feeder se analizan los siguientes parámetros: ángulo de la intensidad homopolar ($I_{Feeder_i}^0$), reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) y cociente entre la reactancia y resistencia homopolar ($X_{Feeder_i}^0/R_{Feeder_i}^0$).
- En caso de que la opción de comunicación entre los diferentes feeders sea viable, además de los anteriores parámetros, se analizan: módulo y ángulo de la intensidad homopolar ($I_{Feeder_i}^0$).

Además, todas las opciones anteriores se han analizado a las dos frecuencias de inyección consideradas (25 y 325 Hz), variando tanto el punto de la red donde se produce la falta, como la magnitud de la misma y la magnitud de la inyección. De esta manera, se ha generado una serie de resultados suficiente como para poder generalizar una tendencia que permita extraer conclusiones acerca de la validez de una determinada técnica, bajo unas circunstancias específicas.

Finalmente, todas las técnicas de detección del feeder en falta que puedan considerarse válidas han sido estructuradas con el fin de desarrollar un sistema de detección basado en diferentes criterios de comprobación, que permita garantizar una mayor fiabilidad en la identificación del feeder en falta.

5.2. DETECCIÓN DEL FEEDER EN FALTA

De forma similar a lo mencionado en el capítulo anterior, en [2] se ofrece una solución para poder determinar el feeder que se encuentra en falta. Para ello, y en situación de falta, se inyecta una corriente controlada a una frecuencia comprendida entre 5 Hz y la frecuencia fundamental, haciendo uso posteriormente de los valores medidos en prefalta y falta de dos magnitudes (valor eficaz y ángulo) a dicha frecuencia de inyección: tensión de neutro (\underline{V}_N^f) e intensidad homopolar por feeder (\underline{I}_{OL}^f), así como de sus correspondientes ángulos. De esa manera, se obtiene el valor de X/R para cada uno de los feeders del sistema de distribución, mediante las expresiones (5.1) y (5.2).

$$R = \left(\frac{V_N^f}{I_{OL}^f} \right) \cdot \cos \left(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_{OL}^f} \right) \quad (5.1)$$

$$X = \left(\frac{V_N^f}{I_{OL}^f} \right) \cdot \sin \left(\Phi_{V_N^f} - \Phi_{I_{OL}^f} \right) \quad (5.2)$$

Posteriormente, comparando la variación de dicho valor de X/R en situación de falta con respecto al observado en situación de prefalta, se determina el feeder en falta. Para ello, se hace uso de un ajuste porcentual de variación definido por el usuario, a partir del cual se estima que se ha producido la falta en dicho feeder, si se verifica la expresión (5.3).

$$\left| \frac{X}{R} \right|_{prefalta} \cdot (\%_var_ajuste) < \left| \frac{X}{R} \right|_{falta} \quad (5.3)$$

Sin embargo, y tal y como se verá en posteriores apartados, realizar un análisis comparativo diferencial entre las situaciones de prefalta y falta, al rango de frecuencias considerado (entre 5 Hz y la frecuencia fundamental), puede no ser el sistema más adecuado para realizar la detección del feeder en falta, especialmente para resistencias de falta elevadas.

Además, en la metodología para la detección del feeder en falta objeto de esta tesis, se han realizado diferentes análisis para determinar cuál es el valor de frecuencia de inyección óptimo para una correcta y fiable detección del feeder en falta, así como cuál es el valor que puede ser utilizado como criterio de comprobación añadido. Con este objetivo, las frecuencias de inyección utilizadas han sido 25 y 325 Hz (ver Capítulo 4). A lo largo del presente capítulo se presentan las diferentes etapas propuestas para llegar a la metodología final, mencionando los diferentes factores representativos para una correcta detección, y analizándolos desde el punto de vista de ambas frecuencias.

Por otra parte, y teniendo en cuenta que puede darse el caso de que entre los diferentes equipos de protección y medida de la subestación no sea posible la comunicación y, por tanto, la comparación de medidas, se ha tomado en consideración dicha posibilidad en las propuestas metodológicas, diferenciando entre estrategias que no requerirían de dicha comunicación y las que sí.

Finalmente, para la validación de la metodología propuesta, ésta se ha aplicado sobre una red de distribución real de cuatro feeders (Figura 5.1), cuyas características se describen en el Anexo A. Con dicha finalidad, se han realizado numerosos ensayos que han consistido en simular múltiples situaciones de falta (según lo visto en el apartado 4.5 del Capítulo 4),

tanto en diferentes puntos de falta, como con diferentes resistencias de falta en cada uno ellos.

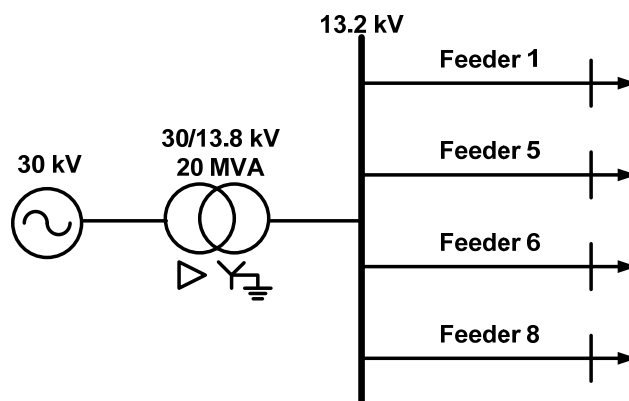


Figura 5.1. Esquema simplificado del sistema de distribución objeto de modelización

Posteriormente, y para las diferentes metodologías propuestas en la presente tesis doctoral, para la detección de faltas monofásicas en redes de distribución, se presentan tablas y gráficas que resumen los resultados que se han ido obteniendo según la metodología desarrollada. El número de dichas tablas y gráficas, asociadas a las múltiples simulaciones realizadas, está más extensamente detallado en el Anexo B. En este apartado se muestra una idea general resumida de dichos resultados.

En estas tablas y gráficas, y dependiendo de la metodología analizada en concreto, se muestran los siguientes valores:

- Intensidad homopolar de cada feeder ($I_{Feeder_i}^0$), en módulo y ángulo, tanto en la situación de prefalta como de falta, para las diferentes resistencias de falta consideradas.
- Variación de la reactancia homopolar en cada feeder ($X_{Feeder_i}^0$):
 - Entre las situaciones de prefalta y falta (K_{X0}), para las diferentes resistencias de falta consideradas.
 - Únicamente en la situación de falta, para las diferentes resistencias de falta consideradas.
- Variación del cociente entre reactancia homopolar y resistencia homopolar en cada feeder ($X_{Feeder_i}^0/R_{Feeder_i}^0$):
 - Entre las situaciones de prefalta y falta (K_{X0R0}), para las diferentes resistencias de falta consideradas.
 - Únicamente en la situación de falta, para las diferentes resistencias de falta consideradas.
- En situación de falta, máxima diferencia en módulo entre los feeders sin falta (K_{MSF}) y mínima diferencia en módulo entre el feeder en falta y los feeders sin falta (K_{mF}). En ambos casos, tanto en valores porcentuales como en amperios, para las diferentes resistencias de falta consideradas.
- En situación de falta, máxima diferencia en ángulo entre los feeders sin falta (K_{ASF}) y mínima diferencia en ángulo entre el feeder en falta y los feeders sin falta (K_{aF}). En ambos casos, medido en grados, para las diferentes resistencias de falta consideradas.

Conviene recordar que, tal y como se ha indicado en el Capítulo 4, todos los valores recogidos se han medido a la frecuencia de inyección correspondiente, la cual es la base de las metodologías objeto de esta tesis.

5.3. PROTECCION DE LÍNEA SIN COMUNICACIÓN

La metodologías planteadas en este apartado están encaminadas a la detección de la falta en aquellos sistemas en donde, entre las protecciones de cada feeder que sale de la subestación, no existe o no es viable ningún tipo de comunicación acerca de las medidas realizadas en cada una de ellas. De esta manera, resulta imposible realizar la detección del feeder en falta mediante comparación de valores medidos en los diferentes feeders.

La única posibilidad consiste en que en cada feeder se realicen comparaciones de valores entre las situaciones de prefalta y falta, utilizando para ello diferentes magnitudes y determinando cuál de esas comparaciones resulta más fiable.

Tres han sido las estrategias comparativas utilizadas y analizadas:

- Medida y comparativa del ángulo de la intensidad homopolar en cada feeder, entre prefalta y falta.
- Medida de la reactancia homopolar en cada feeder ($X_{Feeder_i}^0$):
 - Mediante comparativa entre las situaciones de prefalta y falta.
 - Mediante análisis del valor de reactancia homopolar en el feeder en falta.
- Medida del cociente entre reactancia homopolar y resistencia homopolar ($X_{Feeder_i}^0/R_{Feeder_i}^0$):
 - Mediante comparativa entre las situaciones de prefalta y falta.
 - Mediante análisis de dicho cociente entre reactancia homopolar y resistencia homopolar en el feeder en falta.

Además, en las tres estrategias citadas se ha analizado la posibilidad de llevarlas a cabo mediante una inyección de corriente homopolar de 25 ó de 325 Hz, determinando cuál es la más adecuada de las dos frecuencias.

5.3.1. MEDIDA DEL ÁNGULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR

De forma similar a los métodos de detección por posición relativa entre fasores (protección direccional, DESIR estático y dinámico, etc.) [1, 12, 44], una de las posibilidades analizadas para la detección del feeder en donde se ha producido una falta monofásica, consiste en el análisis del ángulo de la intensidad homopolar a la frecuencia de inyección. Dicho análisis está dividido en una serie de etapas:

- Inyección de una corriente homopolar de frecuencia distinta (25 ó 325 Hz) a la frecuencia nominal del sistema (50 Hz), en la situación de prefalta.
- Medida de la intensidad homopolar de todos los feeders en la situación de prefalta, obteniendo su valor eficaz y ángulo.

- Inyección de una corriente homopolar de frecuencia distinta (25 ó 325 Hz) a la frecuencia nominal del sistema (50 Hz), en la situación de falta, con el mismo ángulo de inyección utilizado en la situación de prefalta.
- Medida de la intensidad homopolar de todos los feeders en la situación de falta, obteniendo su módulo y ángulo.
- Comparación de los valores obtenidos en las situaciones de prefalta y falta, para cada uno de los feeders.

Al realizar la comparación del ángulo de la intensidad homopolar a la frecuencia de inyección ($I_{Feeder_i}^0$), entre las situaciones de prefalta y falta, se observa cómo el comportamiento del feeder en el que se ha producido la falta es diferente al de los feeders en los que no hay ningún tipo de falta monofásica.

$$ang(I_{Feeder_i}^{0prefalta}) \Leftrightarrow ang(I_{Feeder_i}^{0falta}) \quad (5.4)$$

Concretamente, y como se mostrará en las Tablas 5.1 a 5.4, mientras que en el feeder en el que se encuentra la falta el desplazamiento de dicho ángulo (de la situación de prefalta a la situación de falta) está limitado en un rango de 180° en sentido de las agujas del reloj (zona de falta), el ángulo de la intensidad homopolar de los feeders en los que no se ha producido la falta está limitado en un rango de 180° en sentido contrario a las agujas del reloj (zona de no falta) (Figura 5.2).

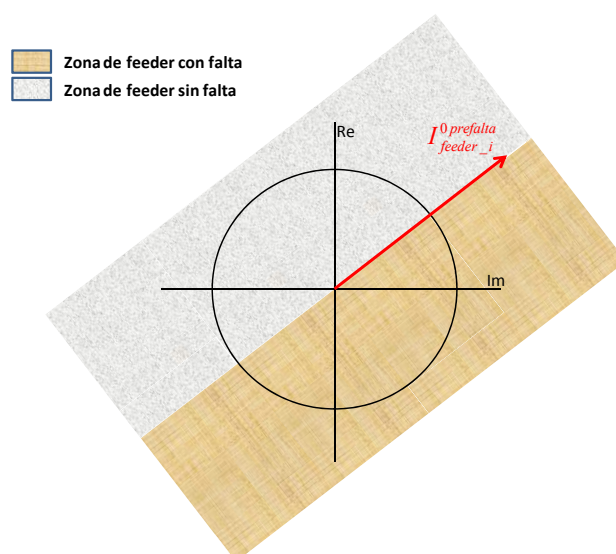


Figura 5.2. Detección del feeder en falta en función del ángulo de la intensidad homopolar

A continuación, se presentan los resultados obtenidos para ambas frecuencias de inyección consideradas (25 Hz y 325 Hz), comparando el rango de aplicación de ambos valores.

5.3.1.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Sobre la red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, se analiza la posición del ángulo de los diferentes feeders en la situación de prefalta, con una inyección a 25 Hz. Se puede observar cómo, aproximadamente, para todos los feeders se obtiene el mismo valor (Tabla 5.1).

MEDIDA DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR EN PREFALTA								
	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)
0,05 Apico	0,002291919	229,5444231	0,001282112	229,5431269	0,001442546	229,53805	0,002863849	229,5304098
0,5 Apico	0,022919194	229,5444231	0,012821124	229,5431269	0,014425457	229,53805	0,028638494	229,5304098
1 Apico	0,045838388	229,5444231	0,025642248	229,5431269	0,028850914	229,53805	0,057276988	229,5304098
2 Apico	0,091676776	229,5444231	0,051284495	229,5431269	0,057701828	229,53805	0,114553975	229,5304098
3 Apico	0,137515164	229,5444231	0,076926743	229,5431269	0,086552742	229,53805	0,171830963	229,5304098
4 Apico	0,183353553	229,5444231	0,10256899	229,5431269	0,115403656	229,53805	0,229107951	229,5304098
5 Apico	0,229191941	229,5444231	0,128211238	229,5431269	0,14425457	229,53805	0,286384939	229,5304098

Tabla 5.1. Medida de la intensidad homopolar en prefalta (25 Hz)

Una vez que la falta se ha producido en un feeder, el desplazamiento del ángulo de la intensidad homopolar de dicho feeder se produce en sentido contrario al de los feeders en los que no hay ningún tipo de falta. Es decir, tal y como se puede ver en el ejemplo mostrado en la Tabla 5.2, en caso de falta, mientras que en el feeder en el que se encuentra la falta el desplazamiento de dicho ángulo (de la situación en prefalta a la situación en falta) está limitado en un rango de 180° en sentido de las agujas del reloj, el ángulo de la intensidad homopolar de los feeders en los que no se ha producido la falta está limitado en un rango de 180° en sentido contrario a las agujas del reloj.

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1								
R_{falta}	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)
1	0,472498754	179,7712401	0,000526699	302,4017572	0,000592606	302,3966883	0,001176481	302,3887006
5	0,472459821	179,6330268	0,000770366	291,1764384	0,000866764	291,1713684	0,001720761	291,1634655
10	0,472403991	179,4603202	0,001094297	284,322539	0,001231229	284,3174672	0,002444325	284,3096347
50	0,471672041	178,0820802	0,003788044	271,5822577	0,004262049	271,5771818	0,008461338	271,5694845
100	0,470053862	176,3726338	0,007159538	267,0973963	0,008055426	267,09232	0,015992232	267,0846496
250	0,460825402	171,4101674	0,01695772	258,585503	0,019079674	258,5804263	0,037878393	258,5727736
500	0,434232605	164,0295382	0,031410205	247,1154624	0,035340627	247,1103856	0,070160851	247,1027391
1000	0,366010715	154,0183652	0,051395496	229,7760861	0,057826718	229,7710092	0,114801916	229,7633659
2500	0,23512089	148,4866529	0,071362271	205,7822645	0,080291975	205,7771873	0,159401618	205,7695455
5000	0,173749666	156,1990201	0,07682645	194,0676093	0,086439897	194,0625312	0,171606927	194,054889

Tabla 5.2. Falta en el punto D del feeder 1 (Inyección de $2 A_{pico}$ a 25 Hz)

Esa misma tendencia se puede observar en la representación gráfica de los datos anteriores (Figura 5.3).

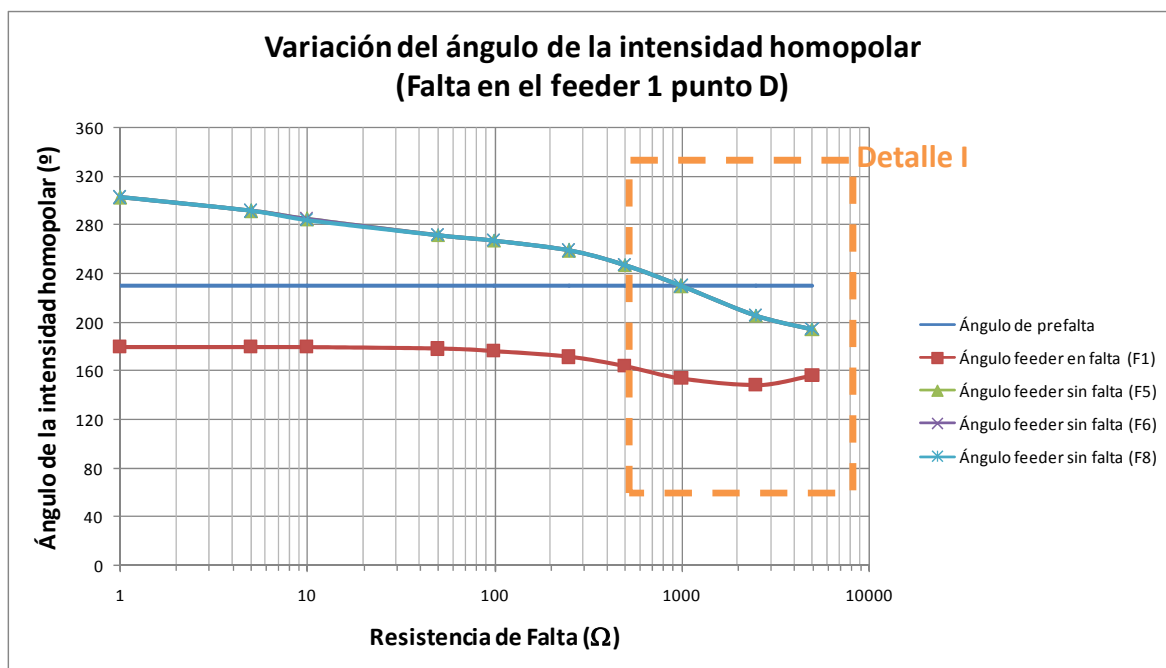


Figura 5.3. Falta en el punto D del feeder 1 - Variación del ángulo de la intensidad homopolar (25 Hz)

Por otra parte, la magnitud de la corriente inyectada no afecta de manera destacable a los resultados obtenidos, por lo que es un aspecto que no se considera relevante para la verificación de este principio.

Sin embargo, y tal y como queda reflejado en el ejemplo anterior (Detalle I de la Figura 5.3), para resistencias de faltas muy elevadas (del orden de 1.000 Ω o superiores) el principio anteriormente expuesto no se cumple, especialmente en el caso de los feeders sin falta.

5.3.1.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

Sobre la misma red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, se han realizado simulaciones considerando una inyección de corriente, de frecuencia 325 Hz, obteniéndose mejores resultados. Si se analiza la posición del ángulo de los diferentes feeders en la situación de prefalta con una inyección a 325 Hz, en la Tabla 5.3 se puede observar cómo, al igual que con 25 Hz, aproximadamente para todos los feeders se obtiene el mismo valor.

MEDIDA DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR EN PREFALTA								
	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)
0,05 Apico	0,33353997	180,386366	0,18889135	180,367747	0,21607102	180,294747	0,43805705	180,172291
0,5 Apico	0,33353997	180,386366	0,18889135	180,367747	0,21607102	180,294747	0,43805705	180,172291
1 Apico	0,33353997	180,386366	0,18889135	180,367747	0,21607102	180,294747	0,43805705	180,172291
2 Apico	0,33353997	180,386366	0,18889135	180,367747	0,21607102	180,294747	0,43805705	180,172291
3 Apico	0,33353997	180,386366	0,18889135	180,367747	0,21607102	180,294747	0,43805705	180,172291
4 Apico	0,33353997	180,386366	0,18889135	180,367747	0,21607102	180,294747	0,43805705	180,172291
5 Apico	0,33353997	180,386366	0,18889135	180,367747	0,21607102	180,294747	0,43805705	180,172291

Tabla 5.3. Medida de la intensidad homopolar en prefalta (325 Hz)

Al igual que con la frecuencia de 25 Hz, considerando el mismo punto de falta, en el punto D del feeder 1 (Tabla 5.4), el desplazamiento de dicho ángulo en el feeder en falta (de la situación en prefalta a la situación en falta) está limitado en un rango de 180° en sentido

de las agujas del reloj. Sin embargo, el ángulo de la intensidad homopolar de los feeders en los que no se ha producido la falta está limitado en un rango de 180° en sentido contrario a las agujas del reloj.

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1								
R_{falta}	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 ($^\circ$)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 ($^\circ$)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 ($^\circ$)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 ($^\circ$)
1	4,08012656	149,596137	0,69944641	318,807601	0,80009009	318,734601	1,62208293	318,612144
5	3,63882214	141,847503	0,62925125	307,048645	0,71979451	306,975645	1,45929366	306,853188
10	3,13808831	134,688769	0,55045378	294,973644	0,62965884	294,900644	1,27655481	294,778187
50	1,34083379	119,319375	0,2868062	246,153121	0,32807488	246,080121	0,66513093	245,957664
100	0,79807021	122,929099	0,22437653	222,168749	0,25666218	222,095749	0,52035058	221,973292
250	0,45446983	140,709115	0,19613693	199,37644	0,22435917	199,303439	0,45486025	199,180983
500	0,3689025	156,568514	0,19106999	190,084547	0,21856314	190,011547	0,44310952	189,889091
1000	0,34313113	167,593342	0,18970669	185,172413	0,21700368	185,099412	0,43994791	184,976956
2500	0,33549952	175,008479	0,18930603	182,15666	0,21654536	182,083656	0,43901873	181,961196
5000	0,33442727	177,564115	0,18924521	181,14225	0,21647579	181,069235	0,43887767	180,946761

Tabla 5.4. Falta en el punto D del feeder 1 (inyección de $5 A_{\text{pico}}$ a 325 Hz)

En este caso, se puede observar como este criterio se cumple también para valores de resistencia de falta elevados, de hasta 5.000Ω (Figura 5.4).

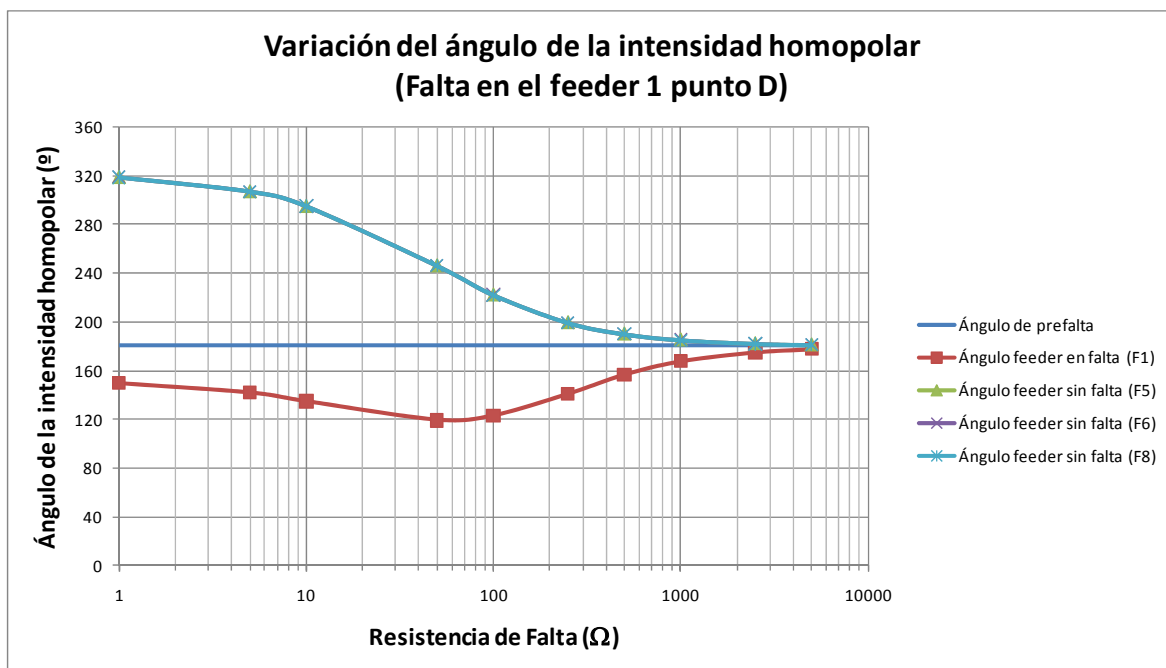


Figura 5.4. Falta en el punto D del feeder 1 - Variación del ángulo de la intensidad homopolar (325 Hz)

Al igual que en el caso de las inyecciones de corriente a 25 Hz, se ha verificado también que la influencia de la magnitud de la corriente inyectada sobre la validez de dicha propuesta es mínima, resultando en cualquier caso válida para cualquier magnitud de corriente inyectada.

5.3.2. MEDIDA DEL VALOR DE LA REACTANCIA HOMOPOLAR (X_0)

Otra de las posibilidades analizadas para la detección del feeder en donde se ha producido una falta monofásica, consiste en la obtención del valor de la reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) de cada uno de los feeders, en las situaciones de prefalta y falta, obtenido a la frecuencia de inyección.

Así, para obtener el valor de la reactancia homopolar, se parte del conocimiento de la intensidad homopolar de cada uno de los feeders ($I_{feeder_i}^0$), así como de la tensión homopolar en cabecera del sistema (V_{Cabec}^0). De ahí se obtiene el valor de la impedancia homopolar de cada feeder ($Z_{Feeder_i}^0$), mediante la expresión (5.5).

$$Z_{Feeder_i}^0 = \frac{V_{cabec}^0}{I_{Feeder_i}^0} \quad (5.5)$$

Una vez calculada ésta, se descompone en sus valores real e imaginario obteniendo el valor tanto de la reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) como de la resistencia homopolar ($R_{Feeder_i}^0$), correspondiente a cada feeder.

$$R_{Feeder_i}^0 = Re(Z_{Feeder_i}^0) \quad (5.6)$$

$$X_{Feeder_i}^0 = Im(Z_{Feeder_i}^0) \quad (5.7)$$

Este procedimiento se realiza tanto para la situación de prefalta como para la situación de falta, obteniéndose así una pareja de valores que puede utilizarse tanto para analizar exclusivamente la reactancia homopolar en caso de falta, como para comparar los resultados de ambas situaciones.

$$X_{Feeder_i}^{0prefalta} \Leftrightarrow X_{Feeder_i}^{0falta} \quad (5.8)$$

De esta manera, se pueden considerar dos análisis diferenciados con el fin de determinar el feeder en falta:

- Análisis comparativo del valor de la reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) de cada uno de los feeders, entre prefalta y falta, obtenido a la frecuencia de inyección. De esta manera, se pretende observar si se verifica que la variación de dicha reactancia homopolar, entre prefalta y falta, es notablemente diferente en el feeder que se encuentra en falta respecto a aquellos que no lo están. Para comparar dichas variaciones se ha establecido un índice de variación porcentual de la reactancia homopolar (K_{X_0}), aplicable a cada feeder, que responde a la expresión (5.9).

$$K_{X_0_i} = \frac{X_{Feeder_i}^{0prefalta} - X_{Feeder_i}^{0falta}}{X_{Feeder_i}^{0prefalta}} \cdot 100 \quad (5.9)$$

Es decir, para hacer dicha comparación, se ha realizado la medida de la reactancia homopolar estando el sistema sin ningún tipo de falta y, posteriormente, cuando la falta se ha establecido, se ha realizado de nuevo dicha medida.

- Análisis del valor de la reactancia homopolar en la situación de falta, independientemente del obtenido en la situación de prefalta. De esta manera, se pretende observar si se verifica que el valor de dicha reactancia homopolar del feeder en falta, en la situación de falta, se mantiene por debajo de un determinado valor límite que permita su identificación de forma instantánea, según la expresión (5.10).

$$X_{Feeder}^{Ofalta} \leq \lim \quad (5.10)$$

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en ambos casos y para ambas frecuencias de inyección consideradas (25 Hz y 325 Hz), comparando el rango de aplicación de dichas frecuencias.

5.3.2.1. Análisis comparativo entre prefalta y falta

Tal y como se ha mencionado, el objetivo de este apartado es observar si se verifica que la variación de la reactancia homopolar, entre prefalta y falta, es notablemente diferente en el feeder que se encuentra en falta respecto a aquellos que no lo están.

5.3.2.1.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Sobre la red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, y considerando los resultados obtenidos para una inyección a frecuencia de 25 Hz, se puede observar cómo, cualquiera que sea el punto en el que se ha producido la falta y para cualquiera de las resistencias de falta consideradas (1–5.000 Ω), la diferencia entre el valor de K_{X_0} en el feeder en falta y en aquellos que no están en falta es considerable. Para el ejemplo presentado en la Tabla 5.5, la falta se ha producido en el punto C del feeder 6.

Inyección: 2 A		FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
R_{falta}	% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta) – K_{X_0}				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	-0,0001389	-0,000156974	100,0896517	-0,000414945	
5	-0,000136466	-0,000146812	100,0894573	-0,000292313	
10	-0,000139893	-0,000145861	100,0890958	-0,000228385	
50	-0,000149598	-0,000150234	100,0814584	-0,000158724	
100	7,02563E-05	7,01505E-05	100,0600543	6,84817E-05	
250	0,003262908	0,003263268	99,91700773	0,00326661	
500	-0,015628513	-0,015629395	99,41874861	-0,015637833	
1000	-0,053067304	-0,053068878	97,49044269	-0,053083474	
2500	-0,132396824	-0,132398818	85,88695859	-0,132416222	
5000	-0,171602743	-0,171604739	60,2836572	-0,171621549	

Tabla 5.5. Falta en el punto C del feeder 6 (Inyección de 2 A_{pico} a 25 Hz)

En la Figura 5.5 se ha representado la variación de K_{X_0} de cuatro feeders diferentes (sin falta) en cuatro situaciones de falta diferentes:

- Feeder 1 ante una falta en el punto A del feeder 8
- Feeder 5 ante una falta en el punto A del feeder 1
- Feeder 6 ante una falta en el punto A del feeder 5
- Feeder 8 ante una falta en el punto A del feeder 6.

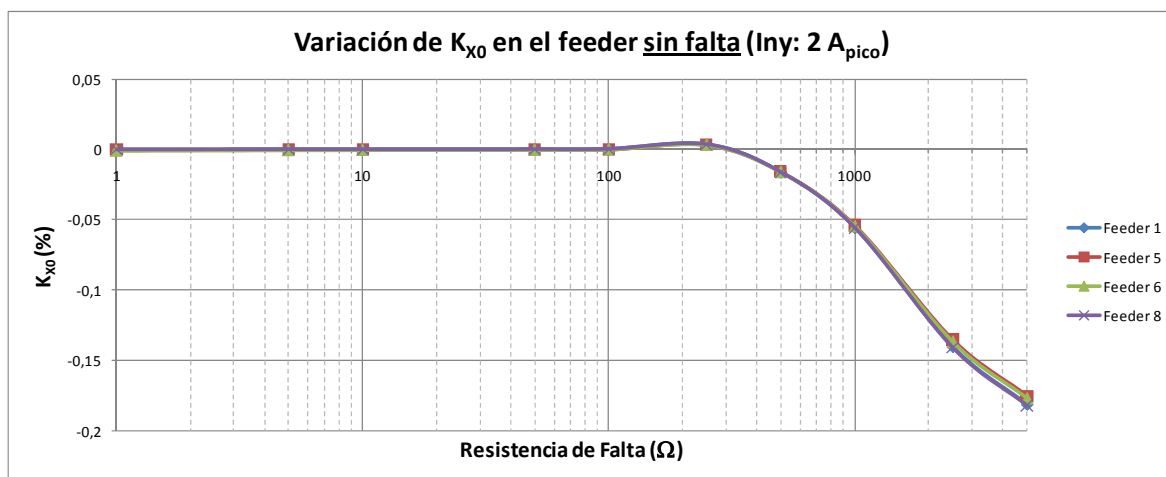


Figura 5.5. Variación de K_{x0} en el feeder sin falta (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Tal y como se observa en la Figura 5.5, el valor de K_{x0} en los feeders libres de falta es siempre menor al 0.5% (valor absoluto).

Por otro lado, en la Figura 5.6 se ha representado la variación de K_{x0} de cuatro feeders diferentes (en falta) en cuatro situaciones de falta diferentes:

- Feeder 1 ante una falta en el punto A del feeder 1
- Feeder 5 ante una falta en el punto A del feeder 5
- Feeder 6 ante una falta en el punto A del feeder 6
- Feeder 8 ante una falta en el punto A del feeder 8.

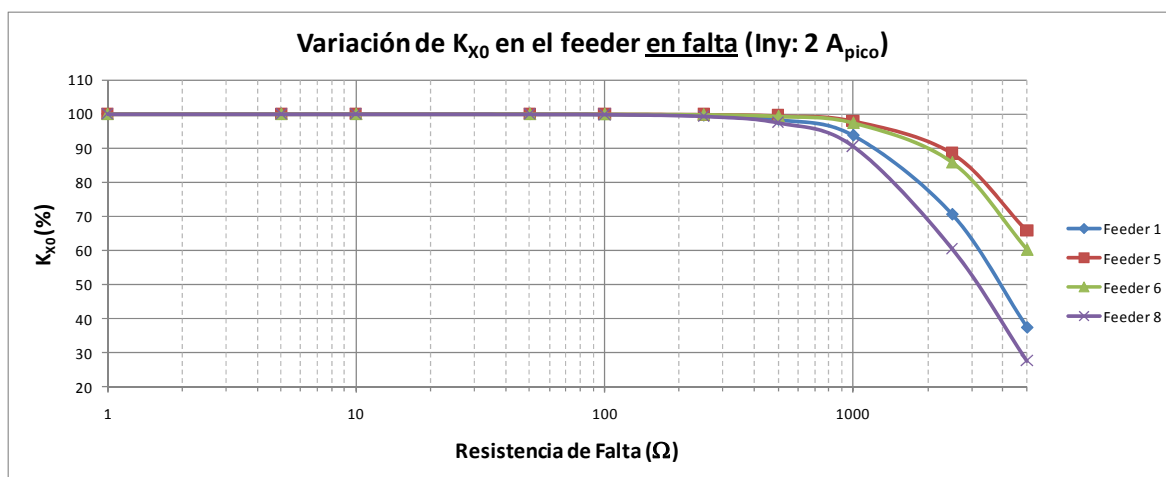


Figura 5.6. Variación de K_{x0} en el feeder en falta (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

A diferencia de lo observado en la Figura 5.5, el valor de K_{x0} en el feeder en falta (Figura 5.6) es siempre mayor al 20% (como mínimo un 27% en el peor de los casos).

Analizando detenidamente los resultados obtenidos en todos los casos, se observa cómo hay dos factores que influyen especialmente en la diferencia de K_{x0} , entre el feeder en falta y los feeders que no tienen falta. Estos factores son:

- *Resistencia de falta:* Al disminuir la resistencia de falta, la diferencia de K_{x0} entre el feeder en falta y los que no tienen falta se hace mayor, es decir, para menores resistencias de falta la detección del feeder en falta se hace más clara. Esto es debido a

que el valor de K_{X0} del feeder en falta crece al disminuir la resistencia de falta, mientras que el valor de K_{X0} de los feeders que no están en falta se mantienen aproximadamente constantes (Figura 5.7).

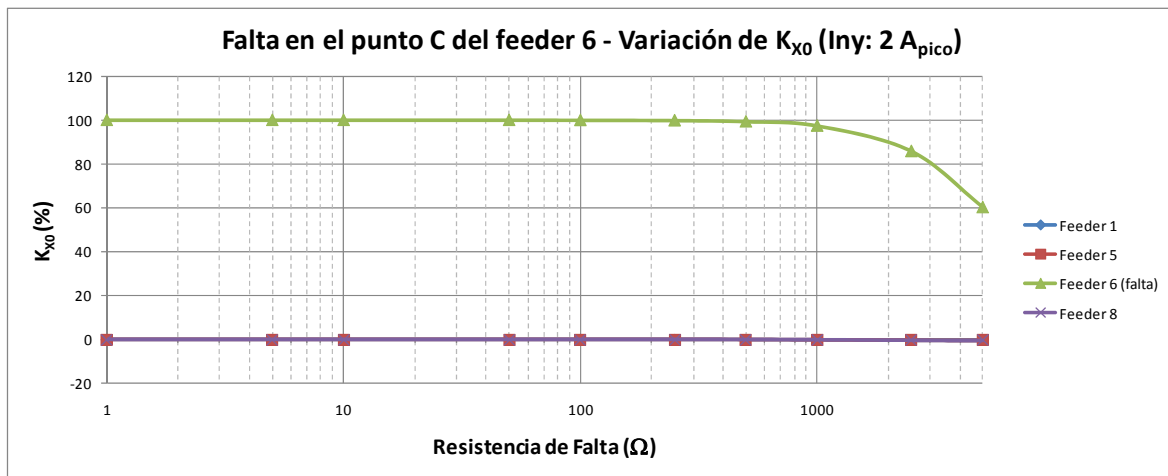


Figura 5.7. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación de K_{X0} (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

- *Amplitud de la intensidad inyectada:* Al disminuir la amplitud de la intensidad inyectada, la diferencia de K_{X0} entre el feeder en falta y los que no tienen falta se hace menor en valor absoluto, es decir, para mayores amplitudes de corriente de inyección la detección del feeder en falta se hace más clara. Esto es debido a que el valor de K_{X0} del feeder en falta es prácticamente independiente del valor de la amplitud de intensidad de inyección utilizada (Figura 5.8), mientras que el valor de K_{X0} de los feeders que no están en falta disminuye (aumenta en valor absoluto).

En la Figura 5.8, está representada la variación de K_{X0} en el feeder 6 (feeder en falta) en caso de una falta en el punto C de dicho feeder 6, para diferentes amplitudes de la intensidad inyectada.

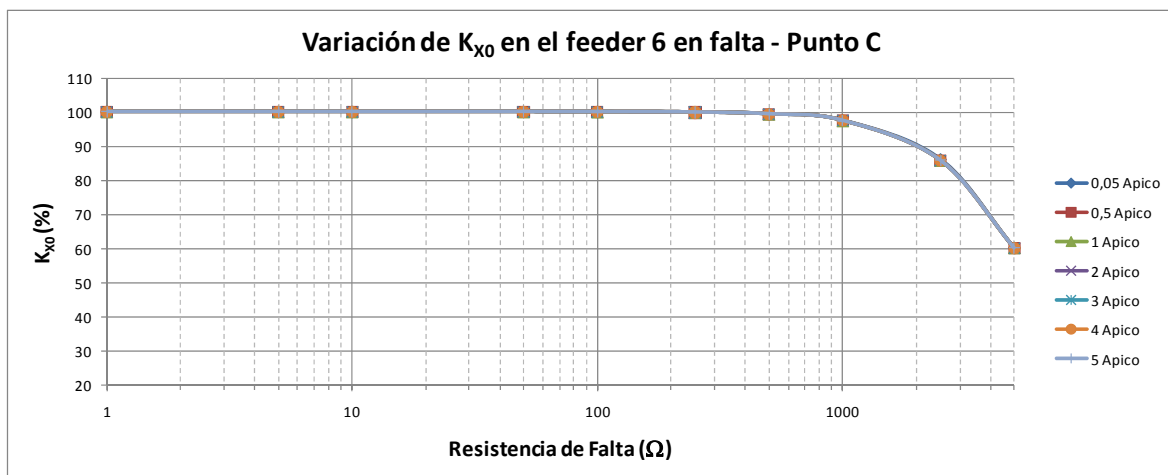


Figura 5.8. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación de K_{X0} en el feeder en falta, con la magnitud de la inyección (25 Hz)

En la Tabla 5.6, se reflejan los resultados de K_{X0} para una falta en el punto C del feeder 6 con una inyección de corriente de 0,05 A (pico). Se observa cómo se confirman las valoraciones realizadas respecto a la importancia de la amplitud de la intensidad inyectada, especialmente para muy bajas magnitudes de inyección.

Inyección: 0,05 A				
FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6				
R_{falta}	% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta) – K_{X_0}			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	-0,000483185	-0,000576922	100,0653903	-0,00095461
5	-0,000763917	-0,000822957	100,0652519	-0,000972045
10	-0,001061184	-0,001099599	100,0649602	-0,001163414
50	-0,001262315	-0,001261275	100,0578848	-0,001258643
100	0,00759306	0,007596706	100,0371893	0,007627525
250	0,129553686	0,129568341	99,89620376	0,129711811
500	-0,645735317	-0,645771509	99,40420811	-0,64611786
1000	-2,277132427	-2,277200604	97,51498698	-2,27782917
2500	-6,143449876	-6,143545936	86,24099212	-6,144375768
5000	-7,486239473	-7,486354336	60,27761215	-7,487308798

Tabla 5.6. Falta en el punto C del feeder 6 (Inyección de 0,05 A_{pico} a 25 Hz)

Sin embargo, y tal y como se puede observar tanto en la Tabla 5.6 como en la Figura 5.9, la influencia de este factor es menor que el de la resistencia de falta, especialmente en los casos de elevados valores de esta última. En dicha Figura 5.9 se han representado la variación de K_{X_0} en los feeders sin falta (feeders 1, 5 y 8), en caso de una falta en el punto C del feeder 6, para diferentes amplitudes de la intensidad inyectada.

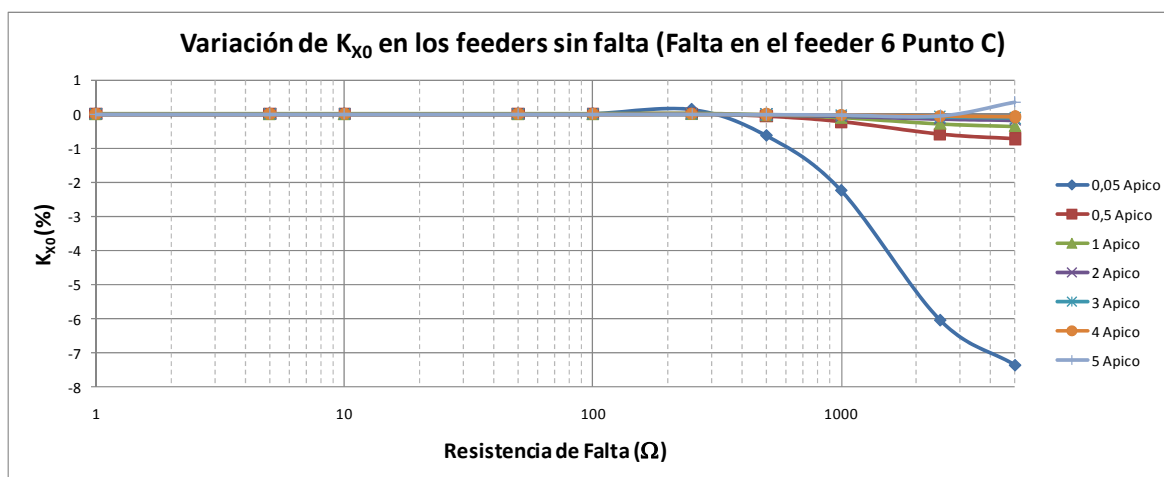


Figura 5.9. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación de K_{X_0} en los feeders sin falta, con la magnitud de la inyección (25 Hz)

5.3.2.1.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

Sobre la misma red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, se toman en consideración los resultados obtenidos para una frecuencia de inyección de 325 Hz. Así, la primera diferencia que se observa respecto a los resultados obtenidos a 25 Hz es que, mientras que con una inyección de 25 Hz los resultados eran prácticamente iguales en todos los posibles puntos de falta de un mismo feeder, con una inyección de 325 Hz se observan notables diferencias entre posibles puntos de falta dentro de un mismo feeder (Figura 5.10).

En la Figura 5.10 se muestran las variaciones de K_{X_0} obtenidas en el feeder en falta, cuando la falta se produce en diferentes feeders (1, 5, 6 y 8) y en diferentes puntos de cada feeder (A, B, C, D y E), resultando 17 situaciones representadas.

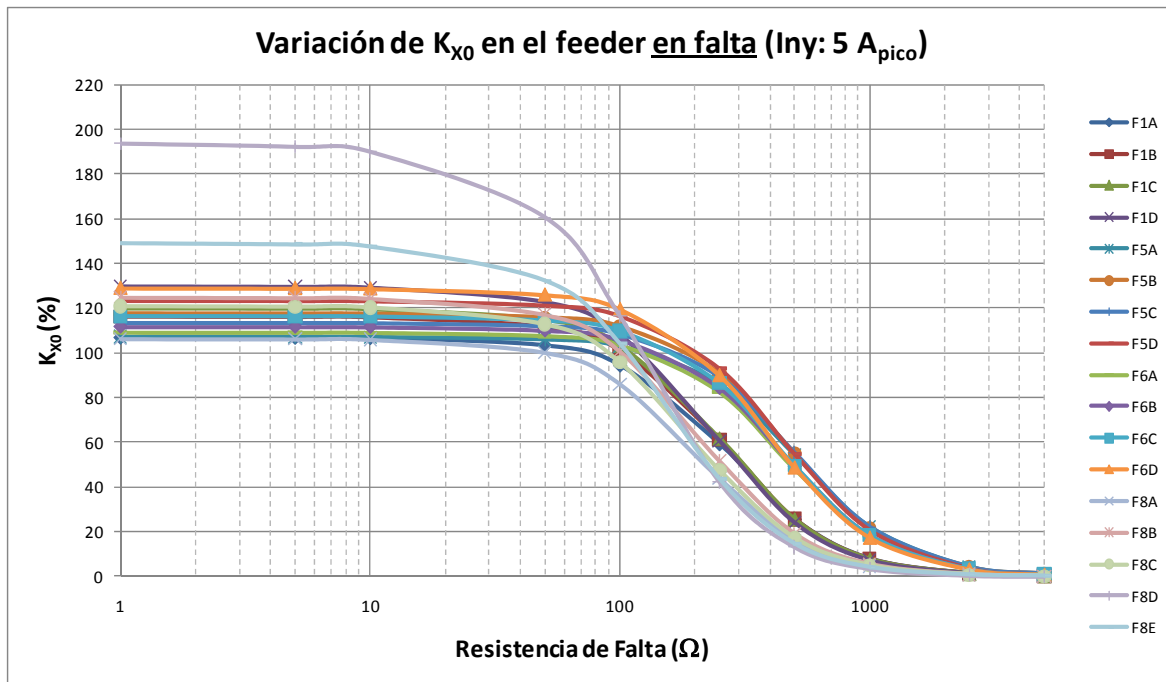


Figura 5.10. Variación de K_{x0} en el feeder en falta (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Por otra parte, se puede añadir que, a pesar de esas diferencias, en general, se observan las mismas tendencias que en el caso de la frecuencia de inyección de 25 Hz (Tabla 5.7).

Inyección: 5 A		FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
R_{falta}	% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta) – K_{x0}				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	-2,86912E-07	-2,61667E-07	116,3458508	7,12597E-08	
5	-3,29469E-07	-2,9636E-07	116,2916391	1,44138E-07	
10	-4,1388E-07	-3,71164E-07	116,1967542	1,92308E-07	
50	6,32023E-06	6,4073E-06	114,3796049	7,50866E-06	
100	9,47736E-05	9,48791E-05	109,707371	9,61617E-05	
250	0,001396981	0,001397197	86,38491838	0,00139953	
500	-0,006936124	-0,006936547	49,59385963	-0,006940812	
1000	-0,0244221	-0,024422937	18,43366382	-0,024431258	
2500	-0,066100642	-0,066101822	3,36152675	-0,066112926	
5000	-0,080842447	-0,080843708	0,791759592	-0,080855158	

Tabla 5.7. Falta en el punto C del feeder 6 (Inyección de 5 A_{pico} a 325 Hz)

Sin embargo, mientras que para bajas resistencias de falta, la detección (diferencia de K_{x0} entre el feeder en falta y aquellos sin falta) se mantiene bastante clara, para elevadas resistencias de falta los resultados son manifiestamente peores que a 25 Hz (Figuras 5.11 y 5.12). Esto es fundamentalmente debido a la caída del valor de K_{x0} en el feeder en falta para resistencias de falta elevadas, lo que produce una diferencia mínima entre los valores de K_{x0} del feeder en falta y los que no se encuentran en falta, dificultando en muchos casos la propia detección a partir de resistencias de falta del orden de 1.000 Ω .

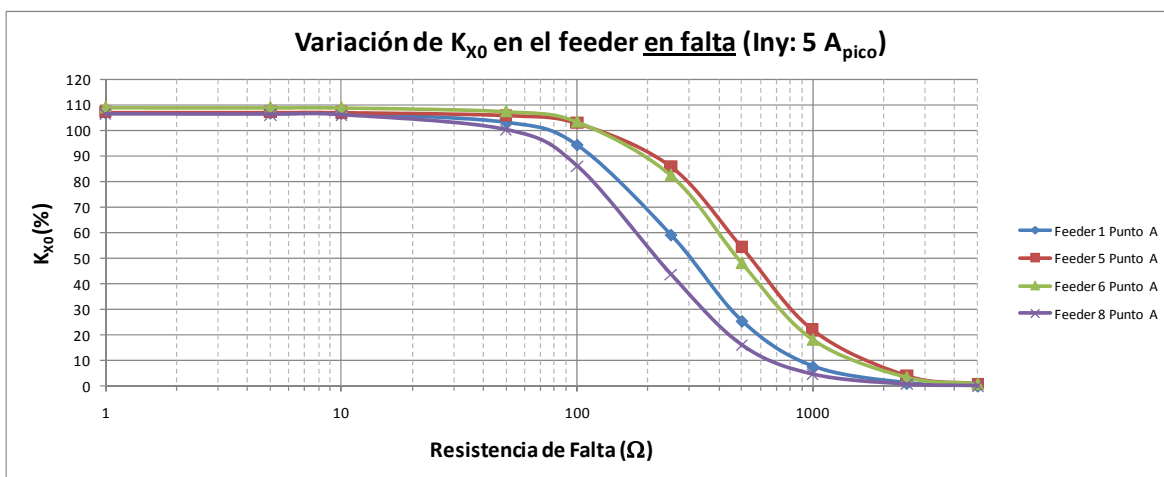


Figura 5.11. Variación de K_{x0} en el feeder en falta (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

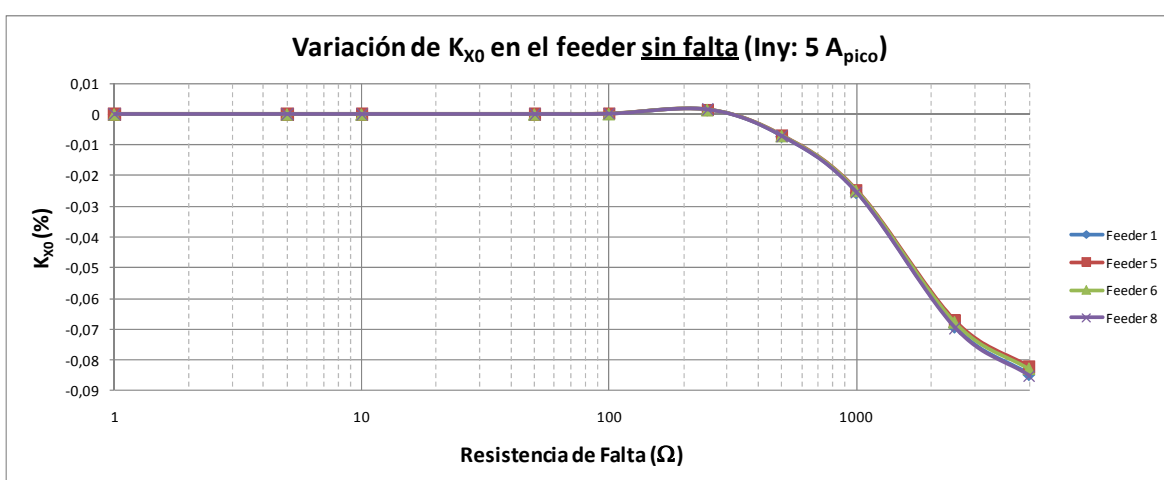


Figura 5.12. Variación de K_{x0} en el feeder sin falta (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

De igual manera, la resistencia de falta y la amplitud de la corriente de inyección también tienen su influencia sobre los resultados de la detección con una inyección de 325 Hz. Este fenómeno es especialmente notorio a altas resistencias de falta y a bajas intensidades de inyección (Figuras 5.13 y 5.14).

En la Figura 5.13 se representa la variación del valor de K_{x0} en los diferentes feeder (1, 5, 6 y 8) en caso de una falta en punto C del feeder 6, para diferentes resistencias de falta (amplitud de la inyección 5 A pico). Se puede observar cómo, para resistencias de falta elevadas (por encima de 1.000 Ω), la diferencia entre el valor de K_{x0} del feeder en falta y el de los feeders que no están en falta es muy reducida.

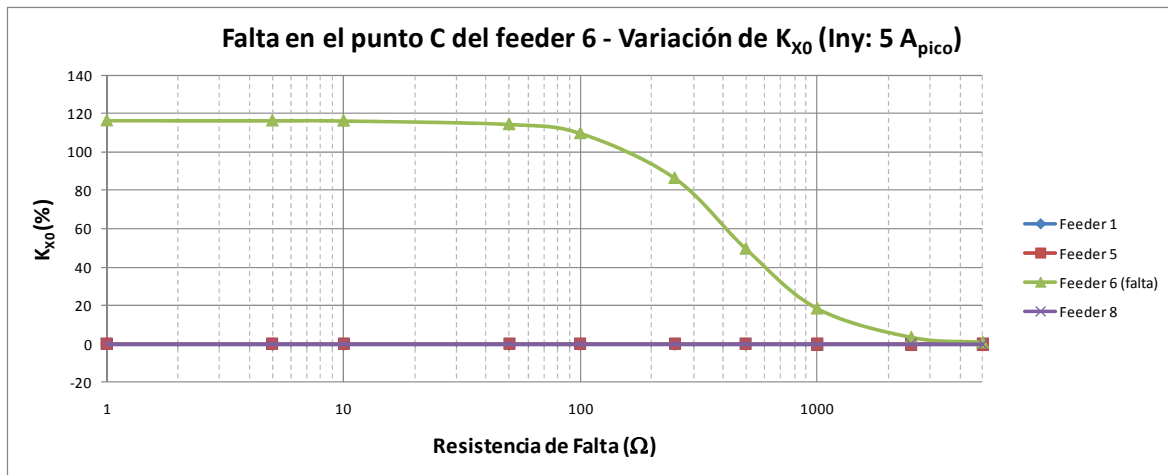


Figura 5.13. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación de K_{x0} (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

En la Figura 5.14 se representa la variación del valor de K_{x0} en los diferentes feeders sin falta (1, 5, y 8) en caso de una falta en punto C del feeder 6, para diferentes resistencias de falta y diferentes amplitudes de inyección. Se puede observar cómo, para resistencias de falta elevadas (por encima de 1.000 Ω) e inyecciones muy pequeñas (0,05 A pico), el valor absoluto de K_{x0} de los feeders que no están en falta adquiere valores destacables.

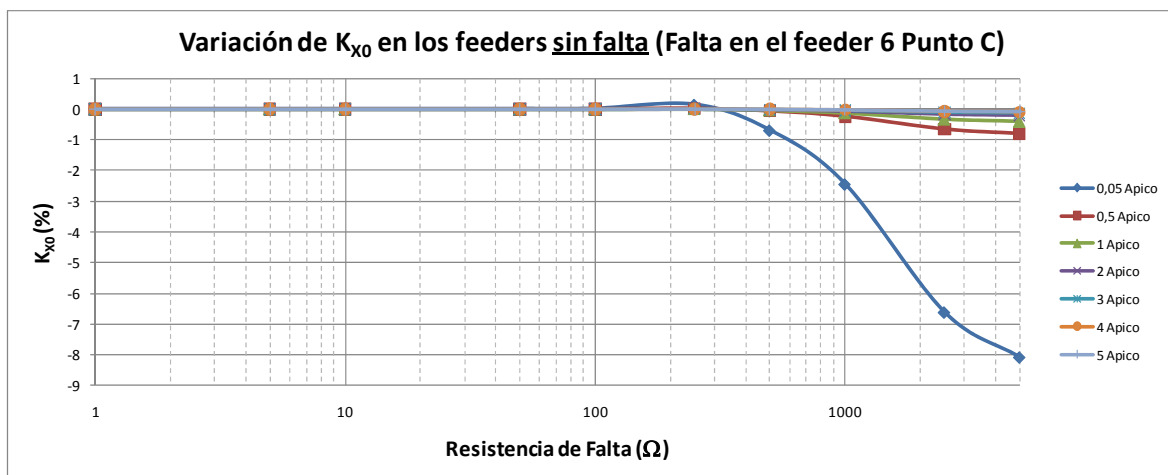


Figura 5.14. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación de K_{x0} en los feeders sin falta, con la magnitud de la inyección (325 Hz)

No obstante, la influencia de estas características sobre el resultado de la detección es menos relevante cuando se utiliza una frecuencia de inyección de 325 Hz (Tabla 5.8), observándose un descenso más rápido de los valores de K_{x0} del feeder en falta para resistencias de falta elevadas (compárese con la Tabla 5.6).

Inyección: 0,05 A				
FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6				
R_{falta}	% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta) – K_{X0}			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	-3,48249E-07	-3,15707E-07	116,3458509	1,09909E-08
5	-4,78165E-07	-4,39515E-07	116,2916392	-2,36577E-09
10	-7,19929E-07	-6,73688E-07	116,1967544	-1,10426E-07
50	1,58887E-05	1,59843E-05	114,3796101	1,7175E-05
100	0,000236727	0,000236877	109,7073886	0,000238637
250	0,003488755	0,003489232	86,38476258	0,003494247
500	-0,017347024	-0,017348115	49,5929907	-0,017359222
1000	-0,061085445	-0,061087557	18,41291447	-0,061108594
2500	-0,165253472	-0,16525643	3,271183541	-0,16528429
5000	-0,201935484	-0,201938644	0,673440283	-0,20196733

Tabla 5.8. Falta en el punto C del feeder 6 (Inyección de 0,05 A_{pico} a 325 Hz)

En conclusión, utilizando la medida del valor de la reactancia homopolar y, por ende, del factor K_{X0} , se observa una mayor fiabilidad en la detección del feeder en falta al utilizar una inyección de frecuencia 25 Hz, especialmente para elevadas resistencias de falta. Además, a esta frecuencia, los resultados no se ven influidos por la posición de la falta dentro del feeder.

5.3.2.2. Análisis con magnitudes en situación de falta

Tal y como se ha mencionado, el objetivo de este apartado es analizar si se verifica que el valor de la reactancia homopolar del feeder en falta, en la situación de falta, se mantiene por debajo de un determinado valor límite que permita su identificación de forma instantánea.

5.3.2.2.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Sobre la red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, y considerando los resultados obtenidos para una inyección a frecuencia de 25 Hz, se puede observar cómo, para resistencias de falta por debajo de 100–250 Ω , el valor de la reactancia homopolar del feeder en falta en la situación de falta es muy reducido (por debajo de 30–40 Ω) y, a diferencia de los demás feeders, de valor positivo. Para el ejemplo presentado en la Tabla 5.9, la falta se ha producido en el punto C del feeder 6.

Inyección: 2 A				
FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6				
R_{falta}	X_0 (Ω) en situación de falta			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	-11635,80809	-20800,34212	16,57389762	-9312,096929
5	-11635,80809	-20800,34	16,53797441	-9312,08551
10	-11635,80809	-20800,3398	16,47113694	-9312,079557
50	-11635,80809	-20800,34071	15,05920259	-9312,07307
100	-11635,80809	-20800,29487	11,102237	-9312,051912
250	-11635,80809	-20799,6307	-15,34277626	-9311,754101
500	-11635,80809	-20803,56043	-107,4559093	-9313,514494
1000	-11635,80809	-20811,34796	-463,9417088	-9317,001453
2500	-11635,80809	-20827,84883	-2609,077118	-9324,388965
5000	-11635,80809	-20836,00378	-7342,357906	-9328,039788

Tabla 5.9. Falta en el punto C del feeder 6 (Inyección de 2 A_{pico} a 25 Hz)

Como se puede observar, para los feeders sin falta, la reactancia homopolar calculada no depende de la resistencia de falta, ya que permanece aproximadamente invariante. Sin embargo, por encima del valor de resistencia de falta mencionado (100-250 Ω), el valor de la reactancia homopolar del feeder en falta va creciendo (en valor absoluto) y tendiendo hacia valores más negativos (Figura 5.15).

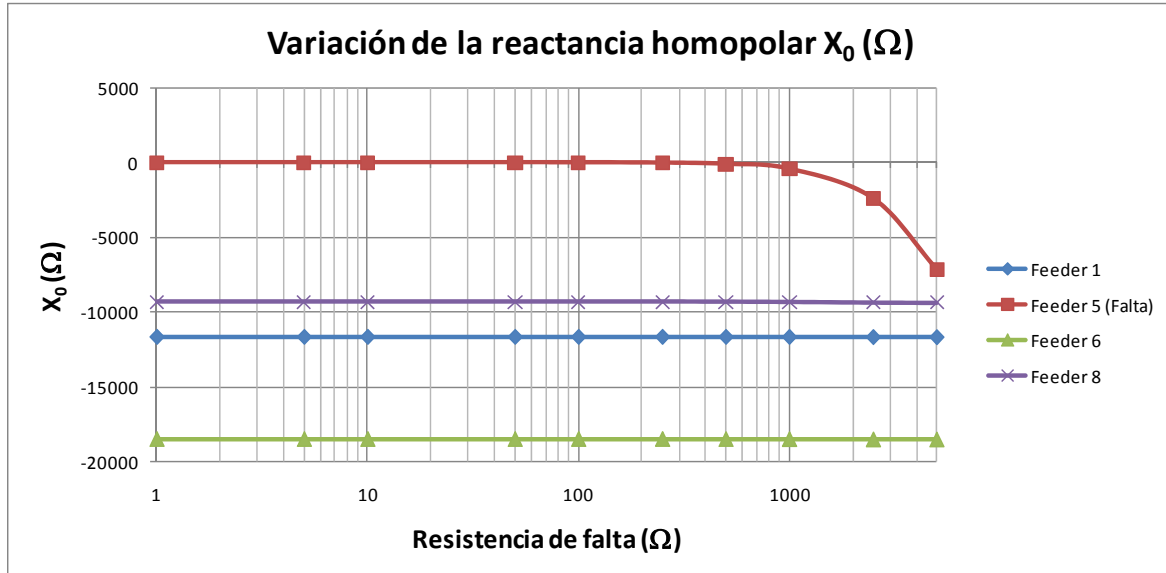


Figura 5.15. Falta en el punto D del feeder 5 - Variación de X_0 (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Así, para valores de resistencia de falta comprendidos entre 250-1.000 Ω , es difícil establecer un valor límite que permita garantizar una detección correcta del feeder en falta, únicamente mediante el análisis del valor de la reactancia homopolar del mismo. Además, a partir de 1000 Ω aproximadamente de resistencia de falta, la reactancia homopolar del feeder en falta adquiere unos valores negativos tan elevados que puede dar lugar a equívocos en la detección del feeder en falta, en caso de que algunos de los feeders sin falta tengan gran componente capacitiva (fundamentalmente feeders con largos tramos de cableado subterráneo).

Por último, cabe mencionar que la influencia de la magnitud de la inyección sobre los resultados obtenidos es mínima, calculándose prácticamente los mismos valores de reactancia homopolar, tanto en los feeders sin falta como en el feeder en falta, independientemente de la magnitud de dicha inyección.

5.3.2.2.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

Sobre la misma red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, se analizan los resultados obtenidos para una frecuencia de inyección de 325 Hz. Así, se puede observar como los resultados son peores que los correspondientes a una inyección de corriente de 25 Hz (Tabla 5.10). Para resistencias de falta por debajo de 100-250 Ω , el valor de la reactancia homopolar del feeder en falta en la situación de falta ya no es tan reducido (puede alcanzar valor de casi 400 Ω), aun cuando a diferencia de los demás feeders, es de valor positivo (al igual que en el caso de inyecciones de corriente a 25 Hz).

Inyección: 5 A		FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5			
R_{falta}	X_0 (Ω) en situación de falta				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	-872,2066093	354,8427273	-1346,382647	-664,0940872	
5	-872,2066085	353,7333479	-1346,382645	-664,0940863	
10	-872,2066069	351,945389	-1346,382643	-664,0940846	
50	-872,2065018	322,0151001	-1346,38248	-664,0940021	
100	-872,2057038	249,1156063	-1346,381247	-664,0933924	
250	-872,1943011	-110,8658851	-1346,363636	-664,0847018	
500	-872,2674404	-696,2511557	-1346,476576	-664,140435	
1000	-872,4198669	-1217,561294	-1346,711894	-664,2565208	
2500	-872,7816094	-1480,159357	-1347,270317	-664,5319703	
5000	-872,9094566	-1525,770484	-1347,467672	-664,6293161	

Tabla 5.10. Falta en el punto D del feeder 5 (Inyección de 5 A_{pico} a 325 Hz)

Al igual que en el caso de inyecciones de corriente a 25, la reactancia homopolar calculada no depende de la resistencia de falta, ya que permanece aproximadamente invariante. Sin embargo, por encima del valor de resistencia de falta mencionado (100-250 Ω), el valor de la reactancia homopolar del feeder en falta va creciendo (en valor absoluto) y tendiendo hacia valores más negativos, superando en la mayoría de las ocasiones la reactancia homopolar de alguno de los feeders sin falta (Figura 5.16)

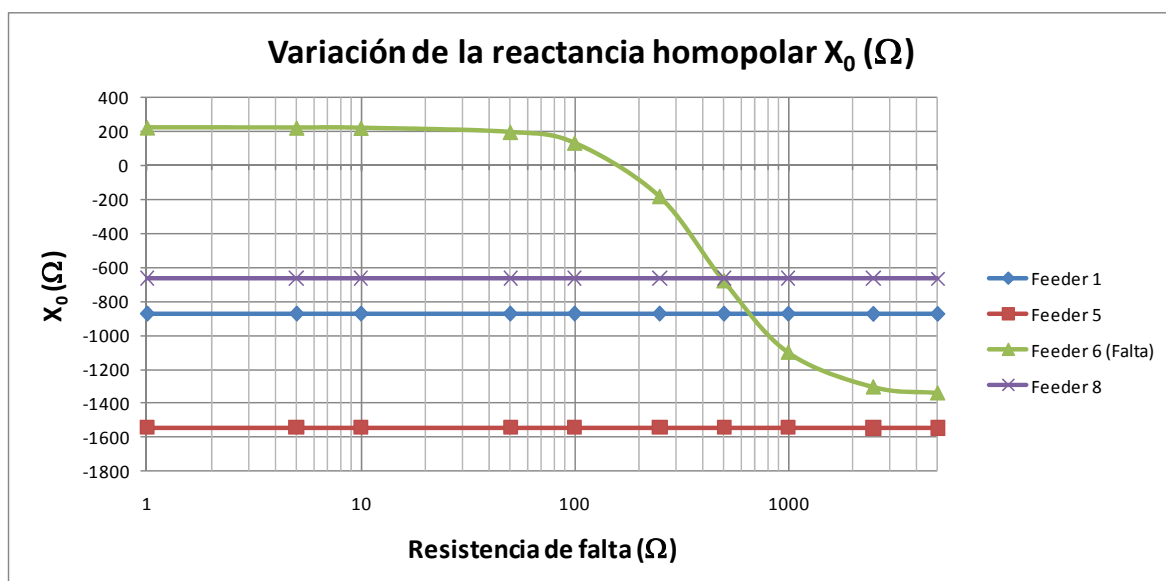


Figura 5.16. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación de X_0 (Inyección de 5 A_{pico} a 325 Hz)

Como se puede observar, para cualquiera que sea la resistencia de falta, es difícil establecer un valor límite que permita garantizar una detección correcta del feeder en falta, únicamente mediante el análisis del valor de la reactancia homopolar del mismo. Además, a partir de 500-1.000 Ω aproximadamente de resistencia de falta, la reactancia homopolar del feeder en falta adquiere unos valores negativos tan elevados que, en muchas ocasiones, da lugar a equívocos en la detección del feeder en falta.

Por último, cabe mencionar que la influencia de la magnitud de la inyección sobre los resultados obtenidos es mínima, calculándose prácticamente los mismos valores de reactancia homopolar, tanto en los feeders sin falta como en el feeder en falta, independientemente de la magnitud de dicha inyección.

5.3.3. MEDIDA DEL VALOR DEL COCIENTE ENTRE LA REACTANCIA Y LA RESISTENCIA HOMOPOLAR (X_0/R_0)

Otra de las posibilidades analizadas para la detección del feeder en donde se ha producido una falta monofásica, consiste en la obtención del valor del cociente entre la reactancia y la resistencia homopolar (X_0/R_0) de cada uno de los feeders, en las situaciones de prefalta y falta, obtenido a la frecuencia de inyección.

Así, al igual que en el apartado anterior, para obtener el valor de X_0/R_0 de cada feeder, se parte del conocimiento de la intensidad homopolar de cada uno de los feeders ($I_{Feeder_i}^0$), así como de la tensión homopolar en cabecera del sistema (V_{Cabec}^0). De ahí se obtiene el valor de la impedancia homopolar de cada feeder ($Z_{Feeder_i}^0$), mediante la expresión (5.11).

$$\underline{Z}_{Feeder_i}^0 = \frac{V_{Cabec}^0}{I_{Feeder_i}^0} \quad (5.11)$$

Una vez calculada ésta, se descompone en sus componentes real e imaginaria obteniendo el valor tanto de la reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) como de la resistencia homopolar ($R_{Feeder_i}^0$), correspondiente a cada feeder.

$$R_{Feeder_i}^0 = Re(\underline{Z}_{Feeder_i}^0) \quad (5.12)$$

$$X_{Feeder_i}^0 = Im(\underline{Z}_{Feeder_i}^0) \quad (5.13)$$

De esta manera, se calcula el valor de X_0/R_0 correspondiente a cada feeder, para la frecuencia de inyección correspondiente, según la expresión (5.14).

$$\frac{X_{Feeder_i}^0}{R_{Feeder_i}^0} = \frac{Im(\underline{Z}_{Feeder_i}^0)}{Re(\underline{Z}_{Feeder_i}^0)} \quad (5.14)$$

Este procedimiento se realiza tanto para la situación de prefalta como para la situación de falta, obteniéndose así una pareja de valores que puede utilizarse tanto para analizar exclusivamente el valor de X_0/R_0 en caso de falta, como para comparar los resultados de ambas situaciones.

$$\frac{X_{Feeder_i}^{0prefalta}}{R_{Feeder_i}^{0prefalta}} \leftrightarrow \frac{X_{Feeder_i}^{0falta}}{R_{Feeder_i}^{0falta}} \quad (5.15)$$

De esta manera, se pueden considerar dos análisis diferenciados con el fin de determinar el feeder en falta:

- Análisis comparativo del valor de X_0/R_0 de cada uno de los feeders, en prefalta y falta, obtenido a la frecuencia de inyección. De esta manera, se pretende observar si se verifica que la variación de dicho valor (X_0/R_0), entre prefalta y falta, es notablemente diferente en el feeder que se encuentra en falta respecto a aquellos que no lo están. Para comparar dichas variaciones se ha establecido un índice de variación porcentual de X_0/R_0 (en adelante K_{XOR0}), aplicable a cada feeder, que responde a la expresión (5.16).

$$K_{X_0/R_0_i} = \frac{\frac{X_{Feeder_i}^{0prefalta}}{R_{Feeder_i}^{0prefalta}} - \frac{X_{Feeder_i}^{0falta}}{R_{Feeder_i}^{0falta}}}{\frac{X_{Feeder_i}^{0prefalta}}{R_{Feeder_i}^{0prefalta}}} \cdot 100 \quad (5.16)$$

Es decir, para hacer dicha comparación, se ha realizado la medida de X_0/R_0 estando el sistema sin ningún tipo de falta y, posteriormente, cuando la falta se ha establecido se ha realizado de nuevo dicha medida. Aún cuando esta opción ya está contemplada en [2], tal y como se ha descrito en apartados anteriores, en dicha patente se presenta la opción de tomar la medida para un rango de frecuencias entre 5 y 50 Hz. En ese rango quedaría incluida una de las frecuencias contempladas en este análisis (25 Hz), pero tal y como se verá más adelante, la frecuencia de 325 Hz presenta mejores resultados.

- Análisis del valor de X_0/R_0 en la situación de falta, independientemente del obtenido en la situación de prefalta. De esta manera, se pretende observar si se verifica que dicho cociente entre reactancia y resistencia homopolar del feeder en falta, en la situación de falta, se mantiene por debajo de un determinado valor límite que permita su identificación de forma instantánea, según la expresión (5.17).

$$\frac{X_{Feeder}^{0falta}}{R_{Feeder}^{0falta}} \leq \lim \quad (5.17)$$

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en ambos casos y para ambas frecuencias de inyección consideradas (25 Hz y 325 Hz), comparando el rango de aplicación de dichas frecuencias.

5.3.3.1. Análisis comparativo de prefalta y falta

El objetivo de este apartado es analizar si se verifica que la variación de X_0/R_0 , entre prefalta y falta, en el feeder que se encuentra en falta, es notablemente diferente a aquellos que no lo están.

5.3.3.1.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Sobre la red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, y considerando los resultados obtenidos para una inyección de corriente a frecuencia de 25 Hz (tal y como se indica en [2]), se puede observar cómo, cualquiera que sea el punto en el que se ha producido la falta y para cualquiera de las resistencias de falta consideradas (1-5.000 Ω), el valor de K_{X_0/R_0} en el feeder en falta es siempre aproximadamente el 99-100% (Figura 5.17).

En la Figura 5.17 se ha representado la variación de K_{X_0} de cuatro feeders diferentes (en falta) en cuatro situaciones de falta diferentes:

- Feeder 1 ante una falta en el punto A del feeder 1
- Feeder 5 ante una falta en el punto A del feeder 5

- Feeder 6 ante una falta en el punto A del feeder 6
- Feeder 8 ante una falta en el punto A del feeder 8

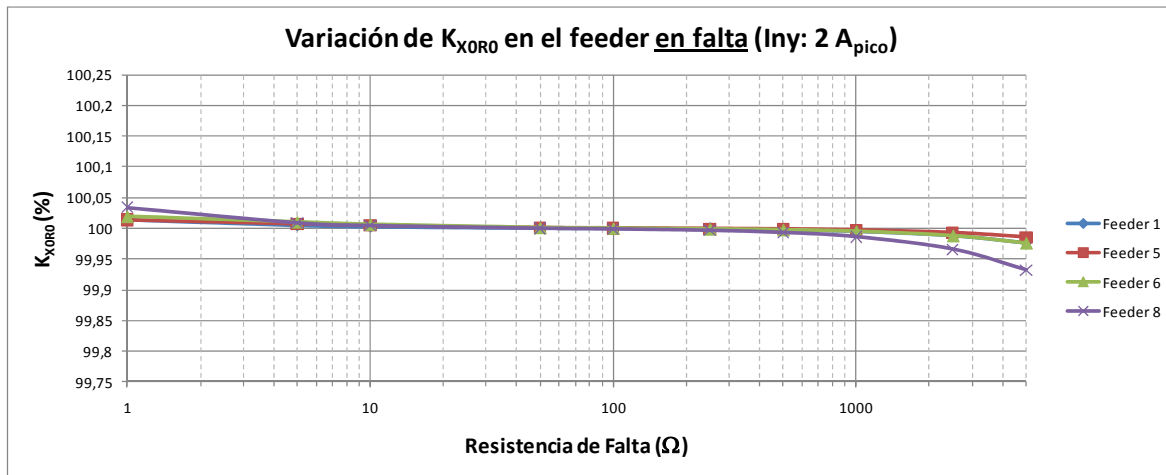


Figura 5.17. Variación de K_{XORO} en el feeder en falta (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Sin embargo, el valor de K_{XORO} en los feeders libres de falta tiene una gran variación, lo que puede imposibilitar o dificultar su correcta detección a medida que la resistencia de falta se hace más elevada (Tabla 5.11). En la Tabla 5.11 del ejemplo, la falta se ha producido en el punto B del feeder 5.

Inyección: 2 A		FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5			
R_{falta}	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta) – K_{XORO}				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,822049634	100,0127059	0,588609112	1,294821611	
5	1,007889344	100,0091263	0,69256311	1,218828186	
10	1,341024874	100,006735	0,887058307	1,205742687	
50	7,160056281	100,0020413	4,560291113	3,377209173	
100	18,53947282	100,0008867	12,32869159	8,892287014	
250	48,81434373	99,99975767	37,06223861	28,78629324	
500	194,1671299	99,99878193	466,1724994	-684,6218909	
1000	140,0478875	99,99719893	186,269047	308,2690328	
2500	139,0002277	99,9927576	183,2954564	296,6251512	
5000	171,6692321	99,98546063	308,8524511	7366,994783	

Tabla 5.11. Falta en el punto B del feeder 5 (Inyección de 2 A_{pico} a 25 Hz)

Además, a diferencia del análisis de la variación de X_0 a 25 Hz, el comportamiento de todos los feeders que no se encuentran en falta no es exactamente igual, ni presenta una tendencia definida, tal y como se puede observar en la Figura 5.18. En dicha figura, se representa la variación del valor de K_{XORO} en los diferentes feeder (1, 5, 6 y 8) en caso de una falta en punto B del feeder 5, para diferentes resistencias de falta (amplitud de la inyección 2 A pico).

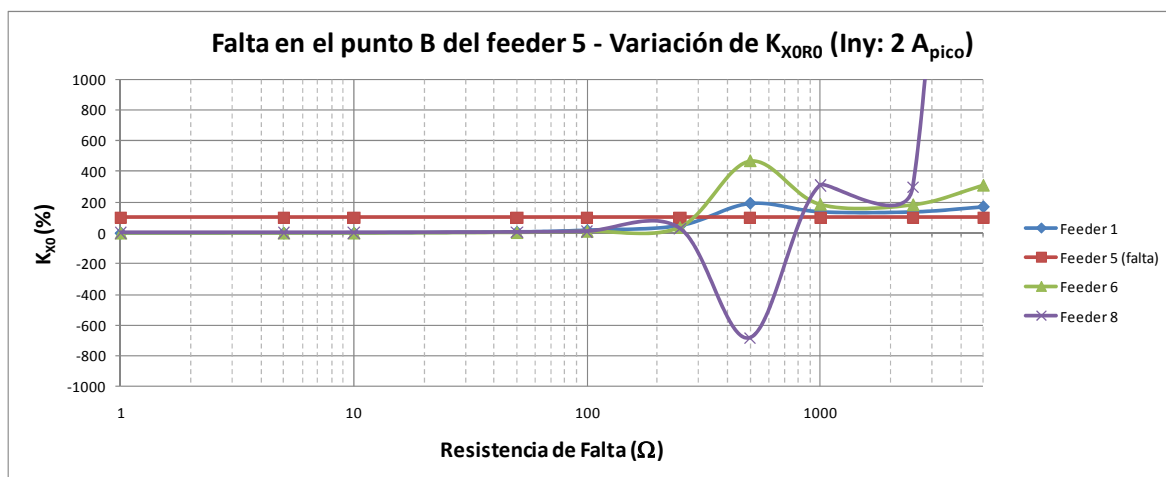


Figura 5.18. Falta en el punto B del feeder 5 – Variación de K_{XOR0} (Inyección de $2 A_{pico}$ a 25 Hz)

Sin embargo, para resistencias de falta por debajo de un determinado valor (en este caso, por debajo de 100-500 Ω , dependiendo del punto de falta y de la magnitud de la inyección), la diferencia entre el valor de K_{XOR0} en el feeder en falta y los feeders libres de falta puede ser suficiente como para lograr una detección válida de la falta. A modo de ejemplo, en la Figura 5.19 se muestran un detalle de la Figura 5.18 para bajas resistencias de falta (por debajo de 250 Ω).

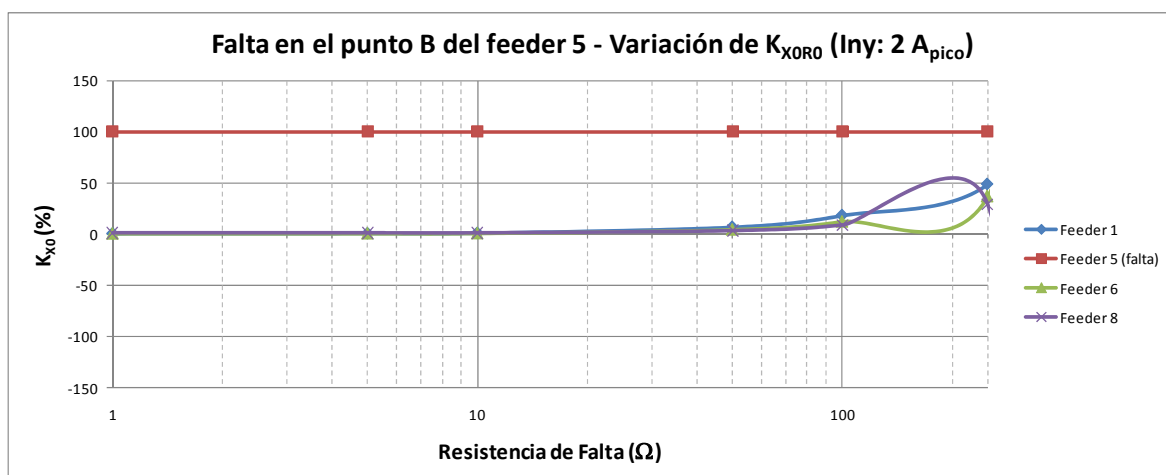


Figura 5.19. Falta en el punto B del feeder 5 – Variación de K_{XOR0} (Inyección de $2 A_{pico}$ a 25 Hz)

Analizando detenidamente los resultados obtenidos en todos los casos, se observa cómo, al igual que en el caso de K_{X0} , hay dos factores que influyen en la diferencia de K_{XOR0} , entre el feeder en falta y los que no tienen falta. Estos factores son:

- *Resistencia de falta:* La influencia de la resistencia de falta ya ha quedado de manifiesto anteriormente, observándose cómo a partir de un determinado valor de resistencia de falta elevada (en este caso, por encima de 100-500 Ω , dependiendo del punto de falta y de la magnitud de la inyección) el comportamiento de los feeders sin falta es ligeramente errático, pudiendo dificultar la correcta detección de la falta.
- *Amplitud de la intensidad inyectada:* En este caso, la variación de la amplitud de la intensidad inyectada no tiene un efecto apreciable en la variación de X_0/R_0 , detectada en el feeder en falta. En la Figura 5.20, se representa la variación del valor de K_{X0} en el

feeder en falta (feeder 5) en caso de una falta en el punto B del feeder 5, para diferentes resistencias de falta y diferentes amplitudes de inyección.

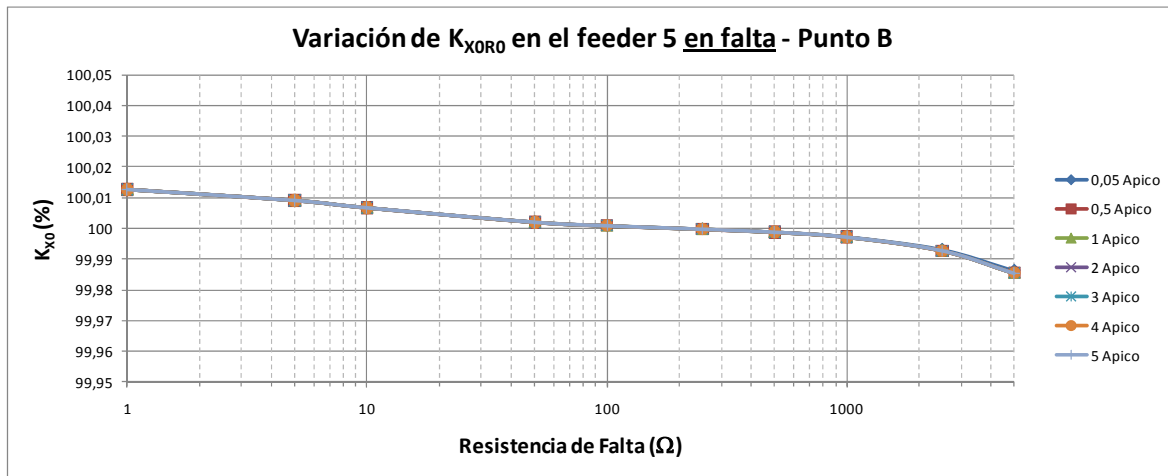


Figura 5.20. Falta en el punto B del feeder 5 – Variación de K_{XORO} en el feeder en falta, con la magnitud de la inyección (25 Hz)

Sin embargo, dicha variación de X_0/R_0 , en función de la amplitud de la intensidad inyectada se torna mucho más apreciable en los feeders que no se encuentran en falta (Tabla 5.12 y Figura 5.21).

Inyección: 0,05 A				
FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5				
R_{falta}	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta) – K_{XORO}			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	7,984703085	100,0127057	5,395798788	4,283704634
5	14,77945851	100,0091261	9,958012176	7,467157758
10	24,30198236	100,0067348	16,75132173	12,44186041
50	74,11504965	100,0020412	63,86624839	54,8376024
100	89,73526676	100,0008867	84,37012848	78,73164602
250	97,31279388	99,99975734	95,71906472	93,87617386
500	101,1995055	99,99878865	101,9572769	102,8808135
1000	100,6933167	99,99725138	101,1277493	101,6535215
2500	100,6468784	99,99310367	101,0519297	101,5418284
5000	100,9755495	99,98627398	101,5898376	102,3361952

Tabla 5.12. Falta en el punto B del feeder 5 (Inyección de 0,05 A_{pico} a 25 Hz)

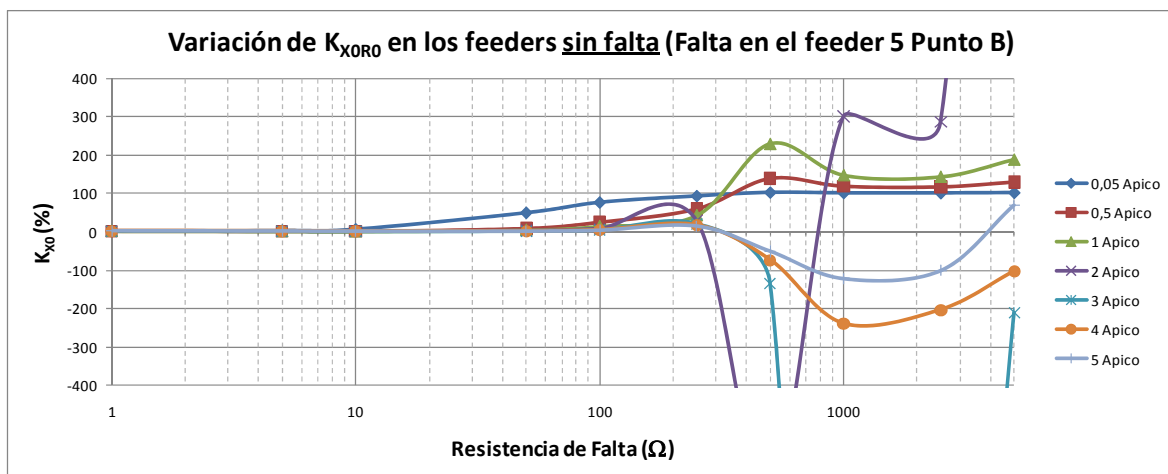


Figura 5.21. Falta en el punto B del feeder 5 – Variación de K_{XORO} en un feeder sin falta, con la magnitud de la inyección (25 Hz)

Aun siendo más importante la influencia de la resistencia de falta, ya que a bajas resistencias de falta la detección podría ser considerada válida, la influencia de esos dos factores queda diluida en la baja calidad de esta metodología, sobre todo si queda comparada con la metodología anterior (comparación de X_0 a 25 Hz) o, como se puede ver a continuación, con la misma metodología (comparación de X_0/R_0) pero a una frecuencia de 325 Hz.

5.3.3.1.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

Sobre la misma red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, y tomando en consideración los resultados obtenidos para una frecuencia de inyección de 325 Hz, la diferencia respecto al mismo ensayo a 25 Hz es significativa. Los resultados son notablemente mejores, especialmente para intensidades de inyección superiores a 1 Apico (Tabla 5.13) y se mejoran los resultados para resistencias de falta elevadas (en relación a los resultados obtenidos mediante una inyección de corriente a 25 Hz).

Inyección: 5 A		FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5			
R_{falta}	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta) – K_{X0R0}				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,00011387	101,6280908	9,26228E-05	0,00034531	
5	0,000145677	101,2154009	0,000111334	0,000352995	
10	0,00023101	100,9206044	0,000161965	0,000379	
50	0,006257297	100,2903094	0,003786645	0,002662305	
100	0,034583824	100,1219039	0,020856857	0,013728488	
250	0,204100918	99,94760152	0,123117417	0,080478261	
500	-0,524169136	99,78881139	-0,31523148	-0,20565003	
1000	-0,958160194	99,52626178	-0,574964587	-0,374641218	
2500	-1,120681649	98,79093708	-0,669607648	-0,435039177	
5000	-0,752754485	97,60378075	-0,441635878	-0,283075954	

Tabla 5.13. Falta en el punto B del feeder 5 (Inyección de 5 A_{pico} a 325 Hz)

Esta mejora queda reflejada de manera general en los siguientes aspectos:

- Un mayor valor de K_{X0R0} en el feeder en falta, comprendido generalmente entre el 85-105%, incluso para resistencias de falta elevadas (5.000 Ω). En la Figura 5.22, se muestran las variaciones de K_{X0R0} obtenidas en el feeder en falta, cuando la falta se produce en diferentes feeders (1, 5, 6 y 8) y en diferentes puntos de cada feeder (A, B, C, D y E), resultando 17 situaciones representadas.

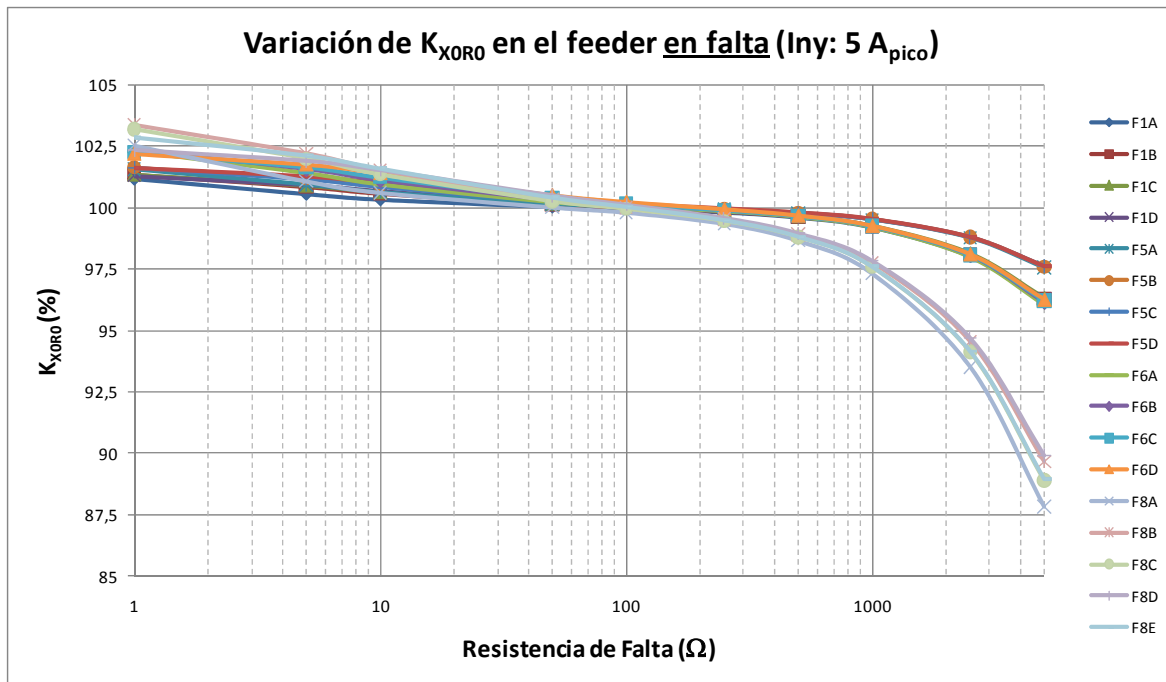


Figura 5.22. Variación de K_{XORO} en el feeder en falta (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

- Un menor valor de K_{XORO} de los feeders que no están en falta, en muchas ocasiones inferior al 1-2% (en valor absoluto), incluso para resistencias de falta elevadas (5.000 Ω). En la Figura 5.23, se representan las variaciones de K_{XORO} , en función de la resistencia de falta, para los feeders sin falta de cuatro situaciones de falta diferentes:
 - Feeders sin falta en caso de falta en el punto A del feeder 1
 - Feeders sin falta en caso de falta en el punto A del feeder 5
 - Feeders sin falta en caso de falta en el punto A del feeder 6
 - Feeders sin falta en caso de falta en el punto A del feeder 8

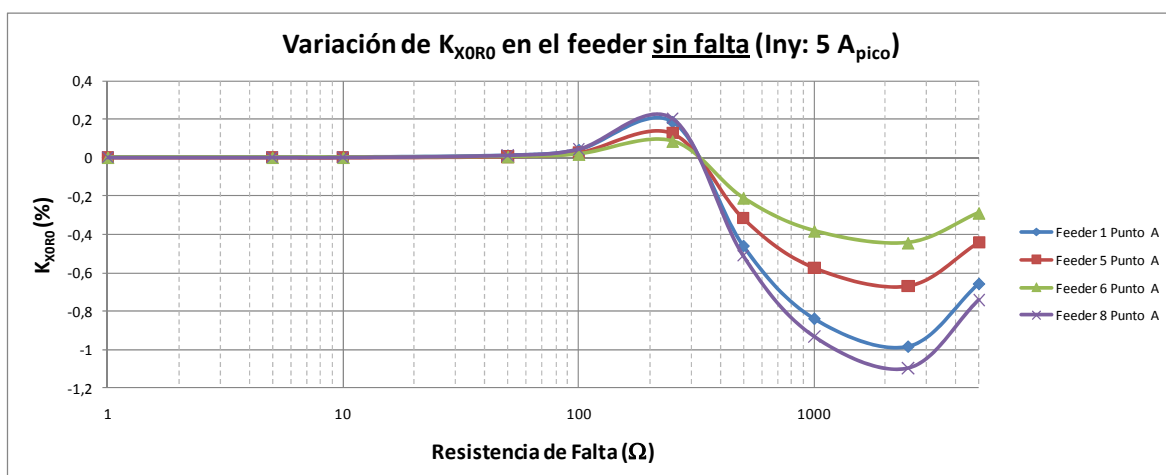


Figura 5.23. Variación de K_{XORO} en el feeder sin falta (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

De igual manera, la resistencia de falta y la amplitud de inyección también influyen en los resultados a 325 Hz, aunque en este caso el parámetro más influyente resulta ser la amplitud de la intensidad inyectada. En la Tabla 5.14 se presentan los resultados para el caso más desfavorable, es decir, para una magnitud de la intensidad inyectada de 0,05 Apico. En dicha Tabla 5.14 se observa cómo, para muy bajas magnitudes de intensidad inyectada, y aunque el valor de K_{XORO} del feeder en falta se mantiene aproximadamente

constante alrededor de un valor del 100%, el valor de K_{XOR0} de los feeders sin falta varían notablemente para resistencias de falta elevadas. Ello puede dificultar la detección del feeder en falta para resistencias de falta por encima de 100-250 Ω .

Inyección: 0,05 A		FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5			
R_{falta}	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta) – K_{XOR0}				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,001365266	101,6280897	0,00090155	0,000813305	
5	0,004205911	101,2153999	0,00263426	0,00193255	
10	0,012383772	100,9206037	0,007585393	0,005153213	
50	0,611093465	100,2903136	0,369137882	0,24166855	
100	3,332396789	100,1219151	2,035622886	1,339152734	
250	16,97230019	99,94752969	10,96915092	7,448150238	
500	-107,5719274	99,78996199	-45,41522206	-25,62441136	
1000	-1284,948321	99,53484699	-126,6824386	-57,44730943	
2500	2091,780204	98,84686217	-170,3862553	-69,57617478	
5000	-279,6325126	97,73202249	-76,47535301	-38,53031779	

Tabla 5.14. Falta en el punto B del feeder 5 (Inyección de 0,05 A_{pico} a 25 Hz)

Sin embargo, con intensidades de inyección elevadas, la detección del feeder en falta no presenta ningún problema, incluso para las resistencias de falta más elevadas. Esto se puede observar en la Figura 5.24, donde se representa la variación del valor de K_{XOR0} en los diferentes feeders (1, 5, 6 y 8) en caso de una falta en punto B del feeder 5, para diferentes resistencias de falta (amplitud de la inyección 5 A pico).

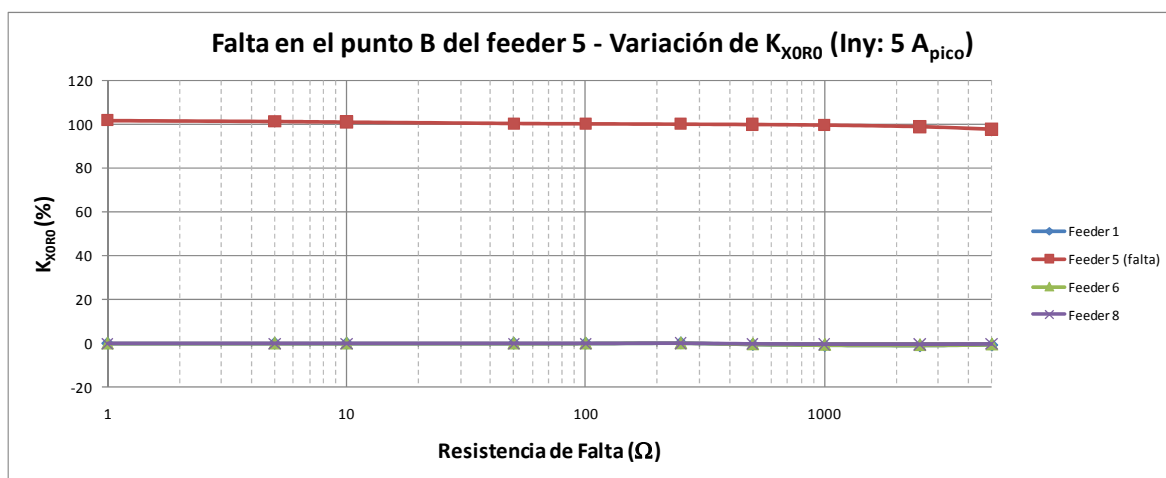


Figura 5.24. Falta en el punto B del feeder 5 - Variación de K_{XOR0} (Inyección de 5 A_{pico} a 325 Hz)

Por tanto, para garantizar una detección correcta (diferencia de K_{XOR0} entre el feeder en falta y los que no tienen falta), se observa que serán recomendables inyecciones por encima de 1 A_{pico} , especialmente en el caso de resistencias de falta elevadas. Esto es debido a las variaciones del valor de K_{XOR0} en los feeder sin falta, cuando se inyectan bajas magnitudes de corriente, de 325 Hz.

Así, en la Figura 5.25 se representa la variación del valor de K_{XOR0} en el feeder en falta (feeder 5) en caso de una falta en punto B del feeder 5, para diferentes resistencias de falta y diferentes amplitudes de inyección. Se observa como su valor se mantiene en el entorno del 100%, con ligeras variaciones debido a la resistencia, pero totalmente independiente de la magnitud de la corriente inyectada.

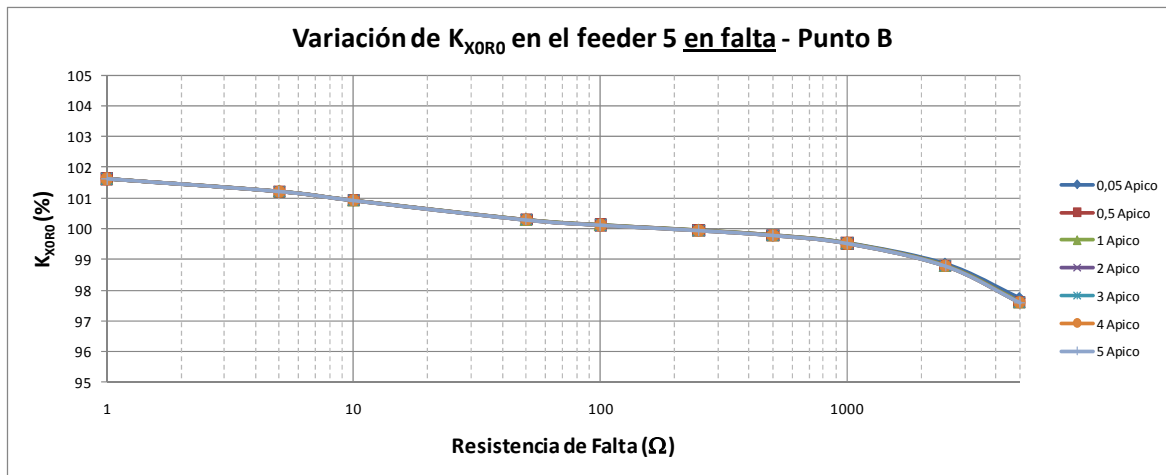


Figura 5.25. Falta en el punto B del feeder 5 - Variación de K_{XORO} en el feeder en falta, con la magnitud de la inyección (325 Hz)

Por el contrario, en la Figura 5.26 se representa la variación del valor de K_{XORO} en los diferentes feeders sin falta (1, 6, y 8) en caso de una falta en punto B del feeder 5, para diferentes resistencias de falta y diferentes amplitudes de corriente inyectada. En ella, se puede observar cómo, para magnitudes de inyección de corriente por debajo de 1 Apico y para resistencias de falta elevada, el valor de K_{XORO} no mantiene una tendencia estabilizada, lo que puede imposibilitar la correcta detección del feeder en falta en esas circunstancias.

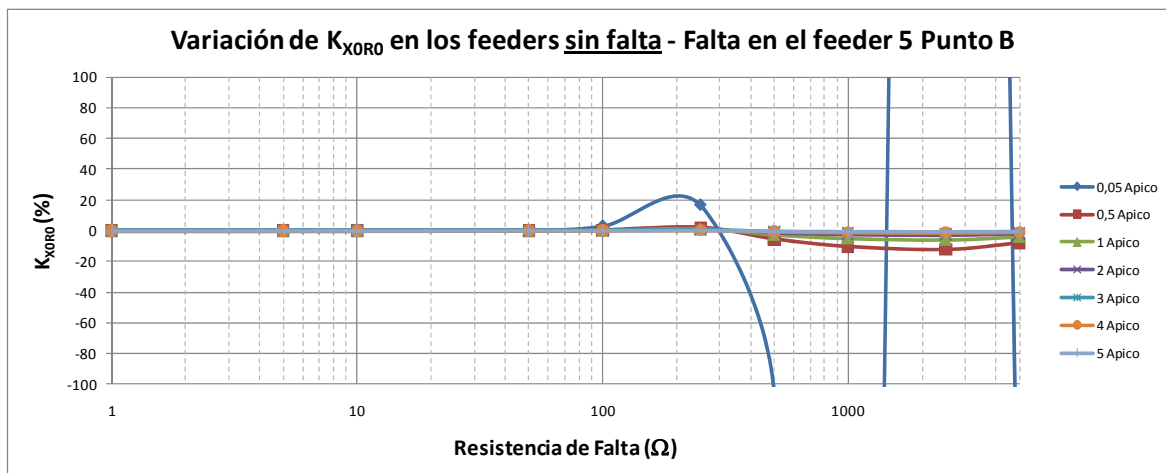


Figura 5.26. Falta en el punto B del feeder 5 - Variación de K_{XORO} en los feeders sin falta con la magnitud de la inyección (325 Hz)

5.3.3.2. Análisis con magnitudes en situación de falta

El objetivo de este apartado es observar si se verifica que el valor de X_0/R_0 del feeder en falta, en la situación de falta, se mantiene por debajo de un determinado valor límite que permita su identificación de forma instantánea.

5.3.3.2.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Sobre la red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, y considerando los resultados obtenidos para una inyección a frecuencia de 25 Hz, se puede observar cómo, para cualquier resistencia de falta, el valor absoluto de X_0/R_0 del feeder en falta es extremadamente reducido (por debajo de 2). Mientras, los valores absolutos de X_0/R_0 en los feeders sanos (sin falta) se mantienen muy por encima de dicho

valor. Para el ejemplo presentado en la Tabla 5.15, la falta se ha producido en el punto C del feeder 6.

Inyección: 2 A		FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
R_{falta}	X_0/R_0 (Ω) en situación de falta				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	-5524,550286	-4903,442271	0,591724936	-2324,247185	
5	-5515,447899	-4897,597586	0,413221236	-2327,499319	
10	-5498,154005	-4885,182392	0,299269876	-2328,865765	
50	-5183,392233	-4637,836627	0,085978302	-2280,496412	
100	-4555,348228	-4129,090033	0,034136612	-2152,19181	
250	-2866,293191	-2691,624437	-0,019810667	-1684,38105	
500	5314,177068	6040,704306	-0,070860272	-17693,29552	
1000	2245,418134	2365,618358	-0,15726538	4982,224424	
2500	2183,839458	2297,38893	-0,403375747	4688,486258	
5000	4015,928096	4417,639527	-0,809046953	229502,3965	

Tabla 5.15. Falta en el punto C del feeder 6 (Inyección de 2 A_{pico} a 25 Hz)

Sin embargo, se puede observar cómo, para la frecuencia de inyección considerada (25 Hz) y para resistencias de falta elevadas, el valor de X_0/R_0 en los feeders sanos (sin falta) sufre variaciones importantes. Este aspecto podría dar lugar a que, en determinadas circunstancias, la detección del feeder en falta pudiera ser confusa, tal y como se puede ver en la Figura 5.27. Para ello, se ha elegido el caso de una falta en el punto D del feeder 5, por ser representativo de este tipo de situación.

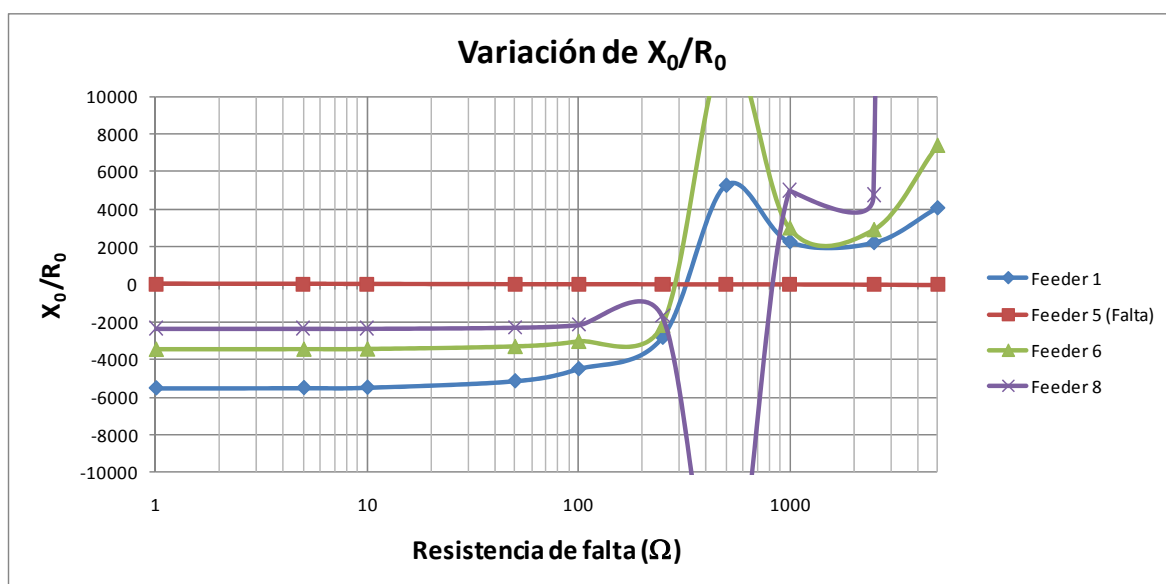


Figura 5.27. Falta en el punto D del feeder 5 - Variación de la X_0/R_0 (Inyección de 2 A_{pico} a 25 Hz)

Las variaciones que se aprecian del valor de X_0/R_0 en los feeders sanos (sin falta) son fundamentalmente debidas a variaciones en la medida de R_0 , a resistencias de falta por encima de 50-100 Ω , que pueden ser achacadas a una insuficiente magnitud de inyección que provoca la oscilación del valor de R_0 , así como la aparición de valores de R_0 negativos. Sin embargo, el valor de X_0 se calcula adecuadamente, ya que se mantiene aproximadamente constante.

A medida que se va aumentando la magnitud de la inyección, dicha oscilación en el valor de R_0 se va atenuando y, a la vez, retrasándose para resistencias de falta más elevadas. Aún

así, siguen siendo resultados no válidos para elevadas resistencias de falta. En la Figura 5.28 se ha representado la evolución del valor de R_0 calculado en el feeder 6, con la resistencia de falta, para una falta en el punto D del feeder 5.

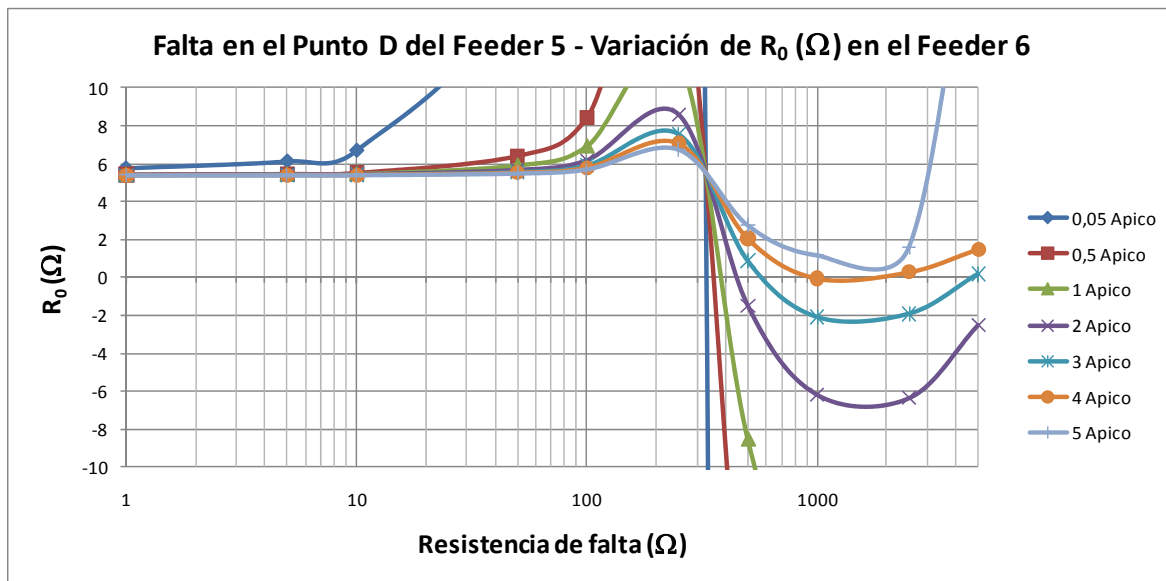


Figura 5.28. Falta en el punto D del feeder 5 - Variación de R_0 en el feeder 6 con la inyección (25 Hz)

5.3.2.2.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

Sobre la misma red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, se analizan los resultados obtenidos para una frecuencia de inyección de 325 Hz. Así, se puede observar como los resultados son notablemente mejores que los correspondientes a una inyección de corriente de 25 Hz. Para cualquiera que sea la resistencia de falta y para cualquier punto de falta, el valor absoluto de X_0/R_0 del feeder en falta es reducido (por debajo de 20). Mientras, los valores absolutos de X_0/R_0 en los feeders sanos (sin falta) se mantienen bastante por encima de dicho valor. Para el ejemplo presentado en la Tabla 5.16, la falta se ha simulado en el punto C del feeder 6.

Inyección: 5 A				
FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6				
R_{falta}	X_0/R_0 (Ω) en situación de falta			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	-412,1704756	-363,4852747	5,592316521	-162,2695183
5	-412,1703284	-363,4851639	4,089983913	-162,2695073
10	-412,1699213	-363,4848538	3,05236955	-162,2694627
50	-412,1408424	-363,4623116	0,91750839	-162,265158
100	-412,0129562	-363,3629123	0,352066543	-162,2455028
250	-411,2868063	-362,798066	-0,264889607	-162,1329206
500	-414,4164524	-365,2309727	-0,868407909	-162,6169818
1000	-416,2636185	-366,6642065	-1,896704038	-162,9000804
2500	-416,9450681	-367,1870734	-4,792435205	-162,9998346
5000	-415,366638	-365,9443594	-9,425491176	-162,7438932

Tabla 5.16. Falta en el punto C del feeder 6 (Inyección de 5 A_{pico} a 325 Hz)

Una de las ventajas principales frente a la inyección de corriente a frecuencia de 25 Hz es que dicha diferencia, entre los feeders en falta y sin falta, se mantiene incluso para resistencias de falta elevadas (Figura 5.29).

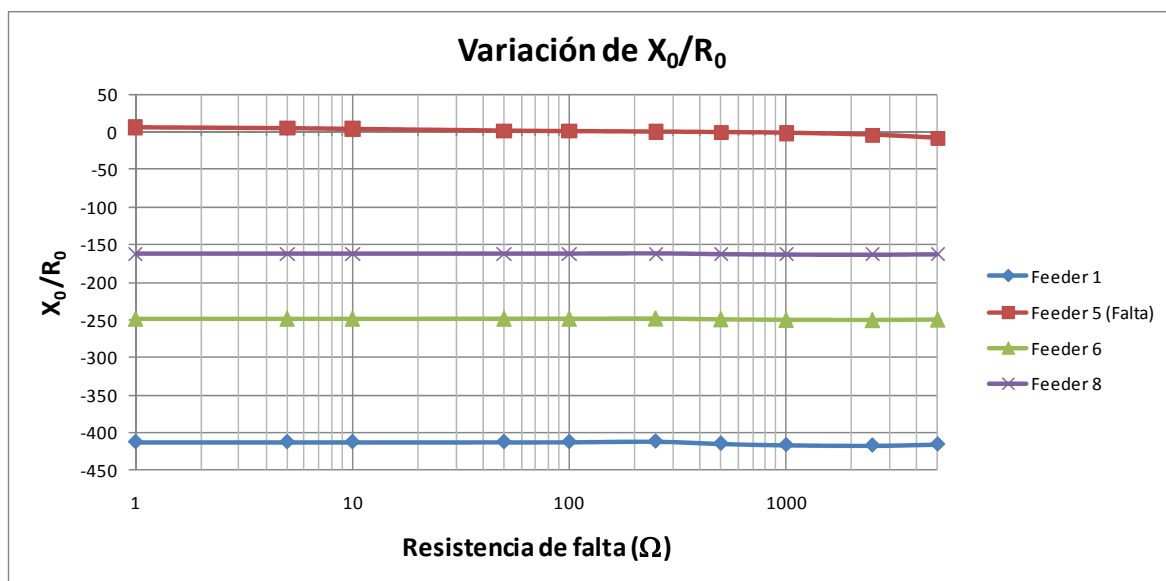


Figura 5.29. Falta en el punto D del feeder 5 - Variación de la X_0/R_0 (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Además, mediante la utilización de inyecciones de corriente a 325 Hz, la diferenciación del feeder en falta de los que no lo están no se ve influenciada por la magnitud de la inyección (excepto a muy bajas magnitudes de inyección), debido a que los valores de R_0 y X_0 de los feeders sin falta son aproximadamente constantes, independientemente de la magnitud de la inyección. En la Figura 5.30 se ha representado la evolución del valor de R_0 calculado en el feeder 6, con la resistencia de falta, para una falta en el punto D del feeder 5.

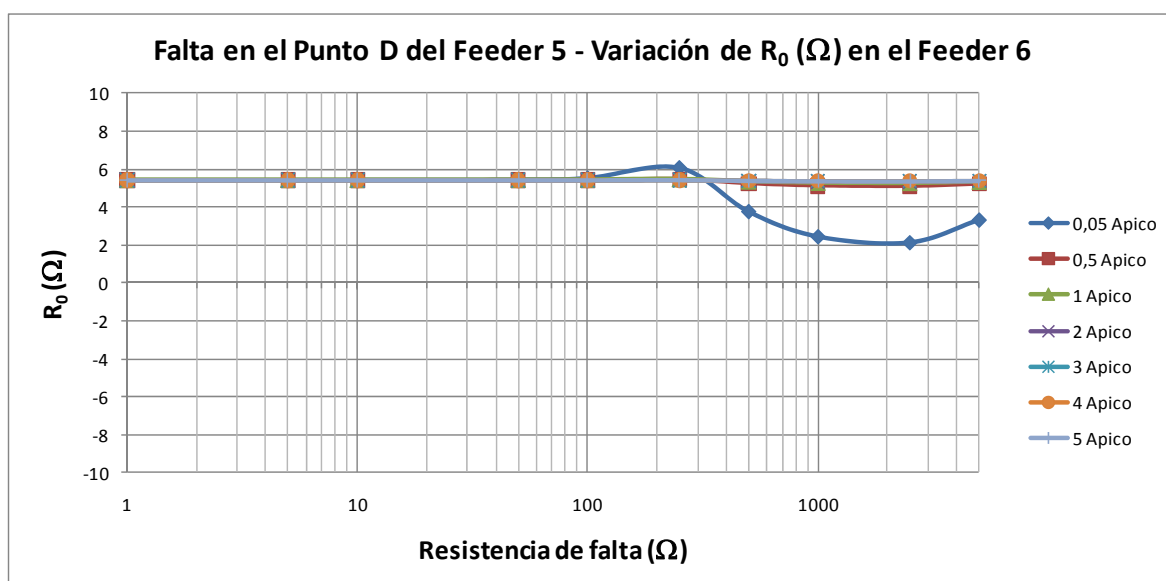


Figura 5.30. Falta en el punto D del feeder 5 - Variación de R_0 en el feeder 6, con la inyección (325 Hz)

5.4. PROTECCIÓN DE LÍNEA CON COMUNICACIÓN

Para completar la metodología propuesta en el apartado anterior, las opciones planteadas en este apartado están encaminadas a la detección de la falta en aquellos sistemas en donde existe la posibilidad de comunicación entre los equipos de protección y medida de cada feeder, pudiendo, por tanto, comparar entre ellos los resultados de las medidas realizadas. En este caso, los criterios propuestos no necesitan las medidas de la situación de

prefalta. Es decir, todos los valores indicados en las tablas, figuras y/o expresiones hacen referencia, únicamente, a la situación de falta.

Sin embargo, además de los métodos propios para estos sistemas, en este caso sería recomendable utilizar también las conclusiones obtenidas para protecciones sin comunicación, obteniendo de esa manera una mayor fiabilidad en la detección.

5.4.1. MEDIDA Y COMPARACIÓN DEL MÓDULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR

Una vez medidas las intensidades homopolares (tanto en módulo como en ángulo) de todos los feeders, a la frecuencia de inyección (25 Hz ó 325 Hz) en la situación de falta, para poder garantizar la correcta detección del feeder en falta mediante la medida y comparación del módulo de la intensidad homopolar, se han de cumplir dos aspectos fundamentales:

- El módulo de la intensidad homopolar en el feeder en falta ha de ser notablemente superior al de los feeders que no se encuentran en falta, con el fin de garantizar una clara diferenciación.
- El módulo de la intensidad homopolar en los feeders que no se encuentran en falta ha de ser relativamente similar en todos ellos, con el fin de garantizar una semejanza entre los mismos.

Para poder verificar, cualitativamente, el cumplimiento de estas dos condiciones, se han definido dos factores, ambos medidos tanto de forma porcentual como en amperios:

- K_{MSF} : *Máxima diferencia en módulo entre los feeder sin falta.*

Este factor se utiliza para comprobar la similitud de módulos entre las intensidades homopolares de los feeders que no están en falta ($I_{sinfalta_i}^0$), con el fin de buscar un patrón de reconocimiento. Dicho factor se ha definido mediante las expresiones (5.18) y (5.19), en las que se compara el máximo y el mínimo valor absoluto, entre los módulos de los feeders sin falta.

$$K_{MSF}(A) = |I_{sinfalta_i}^0|_{Máx} - |I_{sinfalta_j}^0|_{Min} \quad (5.18)$$

$$K_{MSF}(\%) = \frac{|I_{sinfalta_i}^0|_{Máx} - |I_{sinfalta_j}^0|_{Min}}{|I_{Feeder}^0|} \cdot 100 \quad (5.19)$$

- K_{mf} : *Mínima diferencia en módulo entre el feeder en falta y feeders sin falta.*

Este factor se utiliza para comprobar la mínima diferencia de módulos entre las intensidades homopolares de los feeders que no están en falta respecto al que se encuentra en falta (I_{Feeder}^0), con el fin de buscar un patrón de diferenciación. Dicho factor se ha definido mediante las expresiones (5.20) y (5.21), en las que se obtiene la mínima de las diferencias entre el feeder en falta y los diferentes feeders sin falta.

$$K_{mf}(A) = \min(|I_{Feeder}^0| - |I_{sinfalta_i}^0|) \quad (5.20)$$

$$K_{mF}(\%) = \frac{\min(|I_{Feeder}^0| - |I_{sinfalta_i}^0|)}{|I_{Feeder}^0|} \cdot 100 \quad (5.21)$$

El objetivo de estos factores es verificar que el modulo de la intensidad homopolar del feeder en falta es mayor que el de los feeders que no están en falta, siendo por tanto diferenciador de la situación de falta, al hacer una comparación entre las medidas de los diferentes feeders. Para ello, y utilizando cualitativamente (no cuantitativamente) los coeficientes definidos anteriormente, debería comprobarse que el valor de K_{mF} es destacadamente superior al valor de K_{MSF} , según la expresión (5.22).

$$K_{mF} \gg K_{MSF} \quad (5.22)$$

Sin embargo, analizando los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas sobre la red de distribución real definida en el Anexo A, se puede extraer la conclusión de que esta metodología de detección puede no ser la más adecuada ni la más precisa para este tipo de sistemas.

5.4.1.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Sobre la red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, y considerando los resultados obtenidos para una inyección a frecuencia de 25 Hz, se puede observar cómo, para valores elevados de resistencia de falta (aproximadamente por encima de 100 Ω de resistencia de falta), el valor porcentual de K_{MSF} se incrementa notablemente. Eso indica un incremento de la diferencia entre los feeders sin falta, a medida que aumenta la resistencia de falta. Para visualizar esta circunstancia, la Figura 5.31 representa la variación de K_{MSF} , respecto a la resistencia de falta, en cuatro situaciones de falta diferentes:

- Falta en el punto A del feeder 1
- Falta en el punto A del feeder 5
- Falta en el punto A del feeder 6
- Falta en el punto A del feeder 8

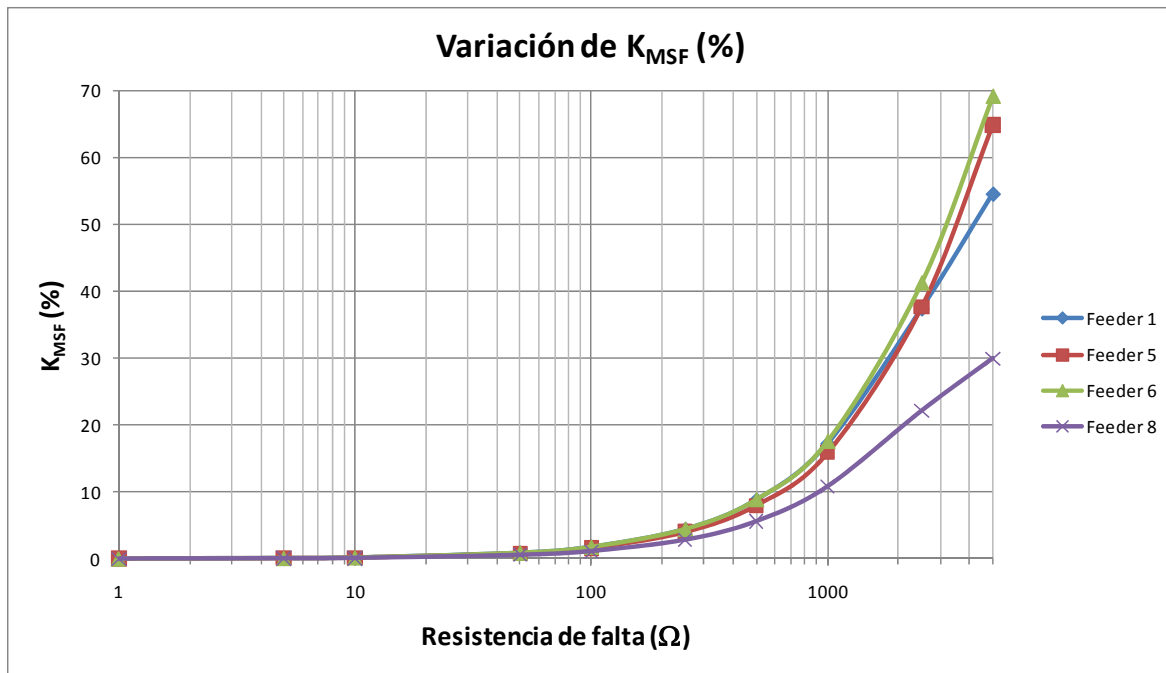


Figura 5.31. Variación de K_{MSF} (%) respecto a la resistencia de falta

Por el contrario, si se analiza de igual forma el valor de K_{mF} en función de la resistencia de falta (Figura 5.32), se observa como dicho valor se va reduciendo de forma progresiva y notable para elevadas resistencias de falta (aproximadamente por encima de 100 Ω de resistencia de falta). Eso indica una disminución de la diferencia entre el feeder en falta y los feeders sin falta, a medida que aumenta la resistencia de falta. En dicha Figura 5.32, se ha representado la variación de K_{mF} respecto a la resistencia de falta, en cuatro situaciones de falta diferentes:

- Falta en el punto A del feeder 1
- Falta en el punto A del feeder 5
- Falta en el punto A del feeder 6
- Falta en el punto A del feeder 8

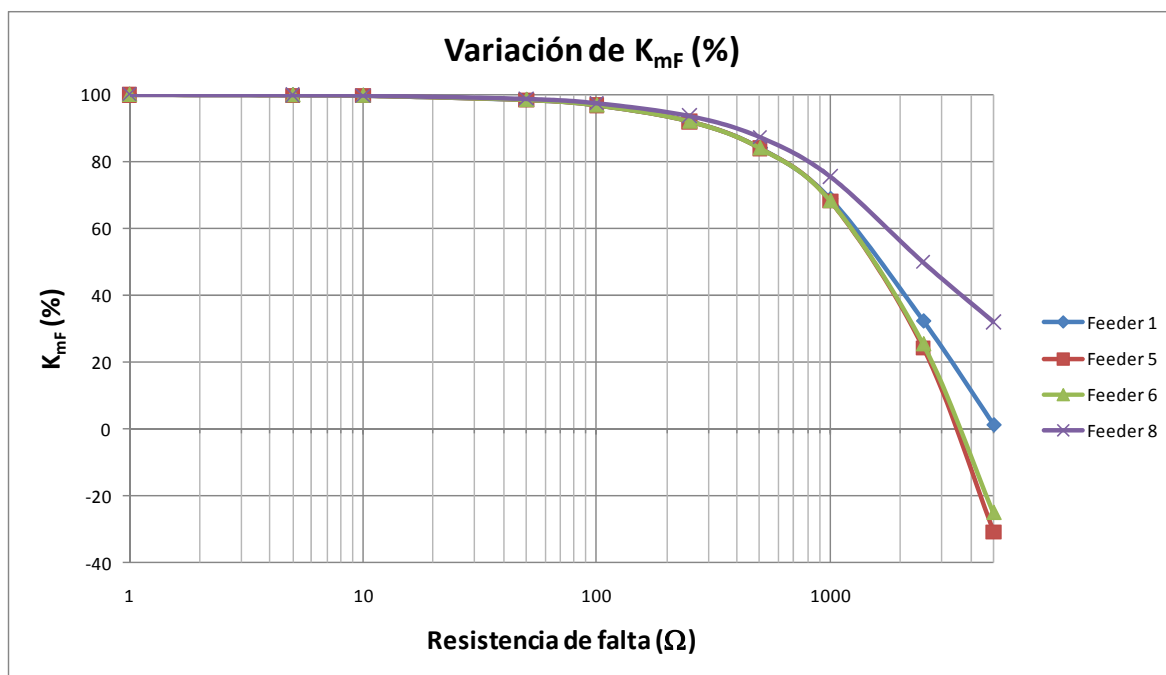


Figura 5.32. Variación de K_{mF} (%) respecto a la resistencia de falta

Esta variación de los factores (K_{MSF} y K_{mF}) podría imposibilitar o dificultar sobremedida la detección del feeder que se encuentra en falta, respecto a los demás, en los casos en los que la resistencia de falta sea elevada (aproximadamente por encima de 500-1.000 Ω de resistencia de falta). Esto es debido a que, para resistencias de falta elevadas, las corrientes homopolares a través de las capacidades a tierra de los feeders que no están en falta se ven incrementadas, pudiendo dificultar o imposibilitar la diferenciación del feeder en falta a través del módulo de dicha corriente homopolar (Tabla 5.17).

Inyección: 2 A FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6				
R_{falta}	MÓDULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,000695658	0,000389155	0,47237327	0,00086925
5	0,00113332	0,000633985	0,47233606	0,00141613
10	0,001718093	0,000961111	0,47228196	0,00214683
50	0,006545826	0,003661771	0,47154727	0,00817928
100	0,012573441	0,007033653	0,46988414	0,01571104
250	0,030089867	0,016832438	0,46025052	0,03759855
500	0,055944125	0,031295453	0,43220263	0,06990453
1000	0,091734507	0,05131679	0,35927442	0,11462611
2500	0,127526738	0,071339162	0,21342043	0,15935
5000	0,137323317	0,076819421	0,13722036	0,17159123

Tabla 5.17. Módulos de I_0 en caso de falta en el punto A del feeder 6 (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Esta situación se puede observar también en los ejemplos de las Tablas 5.18 y 5.19. En dichas tablas, y analizando las magnitudes (en A) de las corrientes homopolares, se puede ver claramente cómo, a resistencias de falta elevadas, puede llegar a ser imposible distinguir claramente el feeder en falta del feeder que no lo está. Todo ello dependerá,

fundamentalmente, de la componente capacitiva de cada uno de los feeders; es decir, de la cantidad de cable subterráneo instalado en los mismos.

Inyección: 2 A		FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1		
R_{falta}	K_{MSF}		K_{mF}	
	%	[A]	%	[A]
1	0,190119289	0,000899106	99,65577447	0,471288834
5	0,253159604	0,001197127	99,54163562	0,470706903
10	0,33659427	0,001591466	99,39057126	0,469932806
50	1,038162163	0,004900615	98,12033209	0,463174236
100	1,925809161	0,009058685	96,51318299	0,453981905
250	4,586767025	0,021145654	91,69532614	0,422728616
500	8,971617263	0,038956336	83,75623726	0,363684277
1000	17,37130464	0,063544555	68,54799487	0,250749838
2500	37,48180895	0,088074885	32,13646894	0,075514386
5000	54,56821539	0,094788665	1,200288566	0,002084982

Tabla 5.18. Falta en el punto D del feeder 1 (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Inyección: 2 A		FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1			
R_{falta}	MÓDULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,472916734	0,000728794	0,00081999	0,0016279	
5	0,472874391	0,000970361	0,00109178	0,00216749	
10	0,472814272	0,00129	0,00145142	0,00288147	
50	0,472047155	0,003972304	0,00446937	0,00887292	
100	0,470383311	0,00734272	0,00826153	0,01640141	
250	0,461014355	0,017140084	0,01928486	0,03828574	
500	0,434217545	0,031576932	0,03552822	0,07053327	
1000	0,365801857	0,051507464	0,0579527	0,11505202	
2500	0,234980347	0,071391076	0,08032439	0,15946596	
5000	0,173706735	0,076833088	0,08644736	0,17162175	

Tabla 5.19. Módulos de I_0 en caso de falta en el punto D del feeder 1 (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

5.4.1.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

Por otra parte, en el caso de utilizar intensidades con frecuencia de inyección de 325 Hz, los resultados son, cualitativamente, similares a los obtenidos en el caso anterior de medidas a 25 Hz (Tablas 5.20, 5.21 y 5.22). Es decir, a resistencias de falta elevadas (aproximadamente por encima de 250-500 Ω de resistencia de falta), puede llegar a ser imposible distinguir claramente el feeder en falta del que no lo está.

Inyección: 5 A		FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8			
R_{falta}	K_{MSF}		K_{mF}		
	%	[A]	%	[A]	
1	16,55002718	0,771181893	61,83789726	2,88146153	
5	16,65383937	0,644310329	61,5985205	2,38314794	
10	16,82022409	0,53001186	61,21486007	1,92890426	
50	19,21113773	0,241019652	55,70173966	0,69882451	
100	22,94189253	0,180221524	47,09912855	0,36999026	
250	29,29162759	0,152063912	32,45750656	0,16849919	
500	31,85816966	0,146858444	26,53941106	0,12234026	
1000	32,71824747	0,145431173	24,55618914	0,10915118	
2500	32,97709644	0,145000705	23,95931899	0,10534942	
5000	33,01231842	0,144931946	23,87810232	0,10483056	

Tabla 5.20. Falta en el punto E del feeder 8 (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Inyección: 5 A		FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1			
R_{falta}	K_{MSF}		K_{mF}		
	%	[A]	%	[A]	
1	5,166706233	0,073367385	90,91643816	1,29101617	
5	5,468529621	0,077255078	90,38580397	1,27689942	
10	6,087741712	0,085057819	89,2971702	1,24765847	
50	14,63721291	0,165261895	74,26638528	0,83850687	
100	26,06459627	0,213141032	54,17595632	0,4430193	
250	50,06780678	0,241939722	11,97602474	0,05787104	
500	65,23626889	0,24752523	-14,69157737	-0,05574408	
1000	71,93713555	0,249041725	-26,47233989	-0,09164553	
2500	74,23679552	0,249495564	-30,51536283	-0,10255625	
5000	74,5855278	0,249568278	-31,12847128	-0,10415799	

Tabla 5.21. Falta en el punto A del feeder 1 (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Inyección: 5 A		FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1			
R_{falta}	MÓDULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	1,420003027	0,055619468	0,06362258	0,128986853	
5	1,412721205	0,058566708	0,0669939	0,135821786	
10	1,397198217	0,064481929	0,073760264	0,149539747	
50	1,129053025	0,12528426	0,143311473	0,290546156	
100	0,817741545	0,16158121	0,184831209	0,374722243	
250	0,483224126	0,183413363	0,209804801	0,425353085	
500	0,379428858	0,187647712	0,214648432	0,435172942	
1000	0,346193553	0,188797362	0,215963505	0,437839087	
2500	0,33608073	0,18914142	0,216357068	0,438636984	
5000	0,334606841	0,189196557	0,216420136	0,438764835	

Tabla 5.22. Módulos de I_0 en caso de falta en el punto A del feeder 1 (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Por todo lo anterior, se puede concluir que la medida y comparación del módulo de la intensidad homopolar no es una buena metodología para la detección del feeder en falta, ya se utilicen inyecciones de corriente a 25 Hz ó a 325 Hz.

5.4.2. MEDIDA Y COMPARACIÓN DEL ÁNGULO DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR

5.4.2.1. Obtención de los valores

Una vez medidas las intensidades homopolares (tanto en módulo como en ángulo) de todos los feeders, a la frecuencia de inyección (25 Hz ó 325 Hz) en la situación de falta, para poder garantizar la correcta detección del feeder en falta mediante la medida y comparación del ángulo de la intensidad homopolar, se han de cumplir dos aspectos fundamentales:

- El ángulo de la intensidad homopolar en el feeder en falta ha de ser notablemente diferente al de los feeders que no se encuentran en falta, con el fin de garantizar una clara diferenciación.
- El ángulo de la intensidad homopolar en los feeders que no se encuentran en falta ha de ser relativamente similar en todos ellos, con el fin de garantizar una semejanza entre los mismos.

Para poder verificar, cualitativamente, el cumplimiento de estas dos condiciones, se han definido dos factores, ambos medidos en grados:

- K_{ASF} : *Máxima diferencia en ángulo entre los feeder sin falta.*

Este factor se utiliza para comprobar la similitud de ángulos entre las intensidades homopolares de los feeders que no están en falta, con el fin de buscar un patrón de reconocimiento. Dicho factor se ha definido mediante la expresión (5.23).

$$K_{ASF}(\text{º}) = \text{ang}(I_{\text{sinfalta}_i}^0)_{\text{Máx}} - \text{ang}(I_{\text{sinfalta}_j}^0)_{\text{Min}} \quad (5.23)$$

- K_{aF} : *Mínima diferencia en ángulo entre el feeder en falta y feeders sin falta.*

Este factor se utiliza para comprobar la diferencia de ángulos entre las intensidades homopolares de los feeders que no están en falta respecto al que se encuentra en falta, con el fin de buscar un patrón de diferenciación. Dicho factor se ha definido mediante la expresión (5.24).

$$K_{aF}(\text{º}) = \min[\text{ang}(I_{\text{Feeder}}^0) - \text{ang}(I_{\text{sinfalta}_i}^0)] \quad (5.24)$$

El objetivo de estos factores es verificar que el ángulo de la intensidad homopolar del feeder en falta es muy diferente respecto del ángulo de los feeders que no están en falta. También se pretende verificar que los feeders que no están en falta tienen, aproximadamente, el mismo ángulo, siendo por tanto dicho ángulo diferenciador de la situación de falta, al hacer una comparación entre las medidas de los diferentes feeders. Para ello, y utilizando cualitativamente (no cuantitativamente) los coeficientes definidos anteriormente, debería comprobarse que el valor de K_{aF} es destacadamente superior al valor de K_{ASF} según la expresión (5.25).

$$K_{aF} \gg K_{ASF} \quad (5.25)$$

5.4.2.2. Comparativa entre feeders sin falta y con falta

Sobre la red de distribución real de la Figura 5.1, cuyas características se detallan en el Anexo A, y analizando los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas, se puede extraer la conclusión de que esta opción de detección es notablemente mejor que la que se refiere únicamente al modulo de la intensidad homopolar.

5.4.2.2.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Considerando los resultados obtenidos para una inyección de corriente a frecuencia de 25 Hz, se puede observar cómo, independientemente de la resistencia de falta y de la magnitud de la intensidad inyectada, el valor de K_{ASF} es prácticamente despreciable, lo que nos indica que los feeders sin falta poseen todos aproximadamente el mismo ángulo (diferencias menores a medio grado). En la Figura 5.33, se ha representado la variación de K_{ASF} respecto a la resistencia de falta en cuatro situaciones de falta diferentes:

- Falta en el punto A del feeder 1
- Falta en el punto A del feeder 5
- Falta en el punto A del feeder 6
- Falta en el punto A del feeder 8

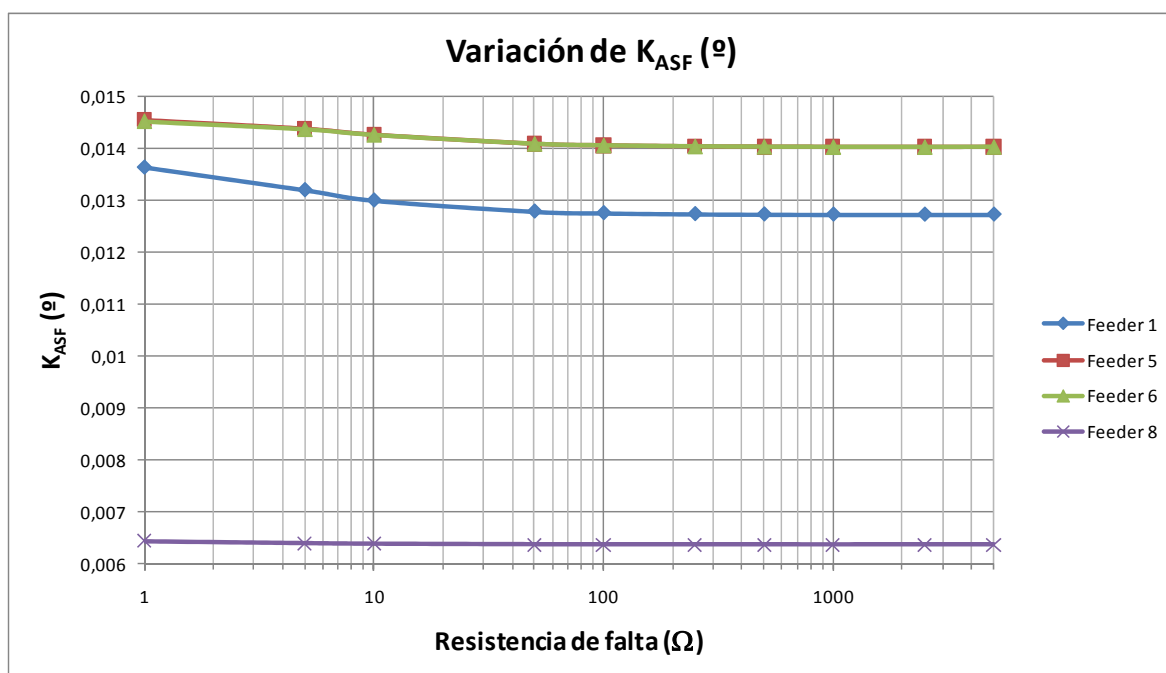


Figura 5.33. Variación de K_{ASF} (°) respecto a la resistencia de falta

Por otra parte, el valor de K_{aF} es siempre significativamente elevado (en las simulaciones realizadas y dependiendo del punto de falta, siempre superior a 30°). Esto indica que la diferencia en ángulo entre el feeder que está en falta y los que no lo están, es siempre tan significativa que permite detectar el feeder en falta. La Figura 5.34 representa la variación de K_{aF} , respecto a la resistencia de falta, en cuatro situaciones de falta diferentes:

- Falta en el punto A del feeder 1
- Falta en el punto A del feeder 5

- Falta en el punto A del feeder 6
- Falta en el punto A del feeder 8

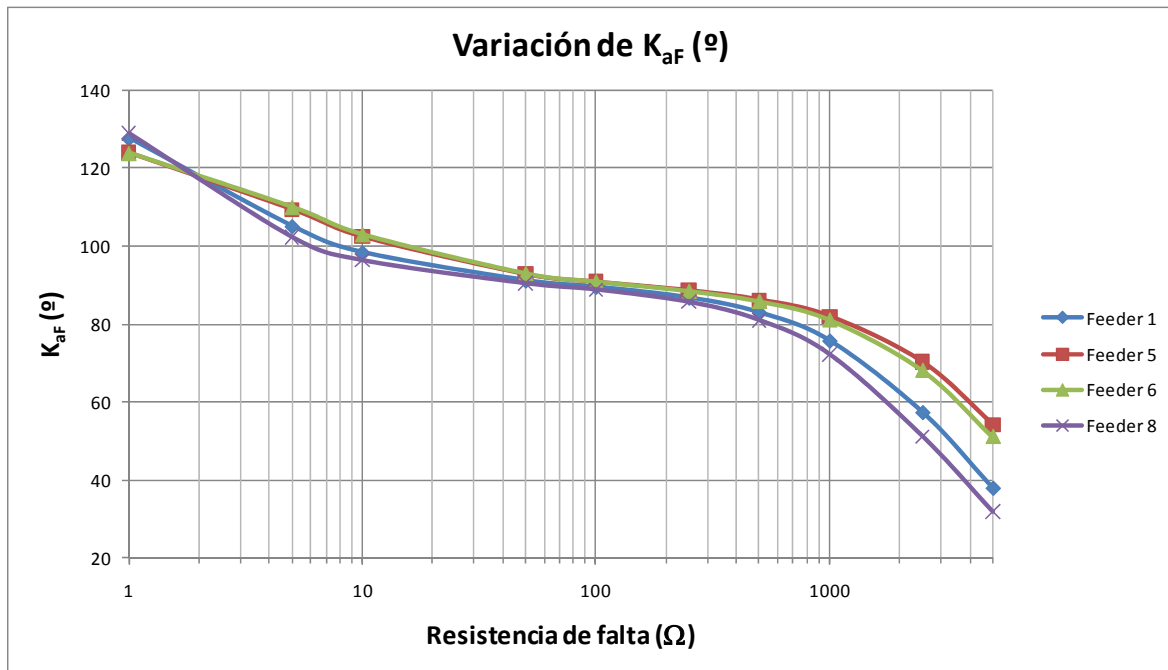


Figura 5.34. Variación de K_{aF} (°) respecto a la resistencia de falta

El factor más determinante en la diferenciación del feeder en falta, respecto a los que no están en falta, es la propia resistencia de falta. A pesar de ello, en el rango considerado (1-5000 Ω) se observa que dicha variación permite la correcta detección del feeder en falta (Tablas 5.23 y 5.24). Por otra parte, las variaciones de la amplitud de la intensidad inyectada no influyen de manera importante en ninguno de los dos factores.

Inyección: 2 A			FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8	
R_{falta}	K_{ASF}	K_{aF}		
	[°]	[°]		
1	0,00639302	121,6251253		
5	0,00638864	113,8861076		
10	0,00638427	108,0615122		
50	0,00637403	95,12669273		
100	0,00637541	91,37553235		
250	0,0063737	86,65307041		
500	0,0063735	81,43606275		
1000	0,0063734	72,38947859		
2500	0,00637395	51,2293483		
5000	0,00637544	31,88374125		

Tabla 5.23. Falta en el punto E del feeder 8 (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Inyección: 2 A		
FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1		
R_{falta}	K_{ASF}	K_{aF}
	[°]	[°]
1	0,013628	127,5276559
5	0,01319067	104,9747474
10	0,01299134	98,27764555
50	0,01277816	91,08617835
100	0,01274802	89,42848101
250	0,01272957	86,64826838
500	0,01272331	82,83355699
1000	0,01272019	75,64662065
2500	0,01271903	57,26496189
5000	0,01272033	37,85318944

Tabla 5.24. Falta en el punto A del feeder 1 (Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

5.4.2.2.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

Por otro lado, en el caso de utilizar intensidades de frecuencia de inyección de 325 Hz, los resultados son ligeramente peores que en el caso anterior de medidas a 25 Hz, ya que para resistencias de falta elevadas presenta unos valores de K_{aF} significativamente más pequeños. En la Figura 5.35, se ha representado la variación de K_{aF} respecto a la resistencia de falta en cuatro situaciones de falta diferentes:

- Falta en el punto A del feeder 1
- Falta en el punto A del feeder 5
- Falta en el punto A del feeder 6
- Falta en el punto A del feeder 8

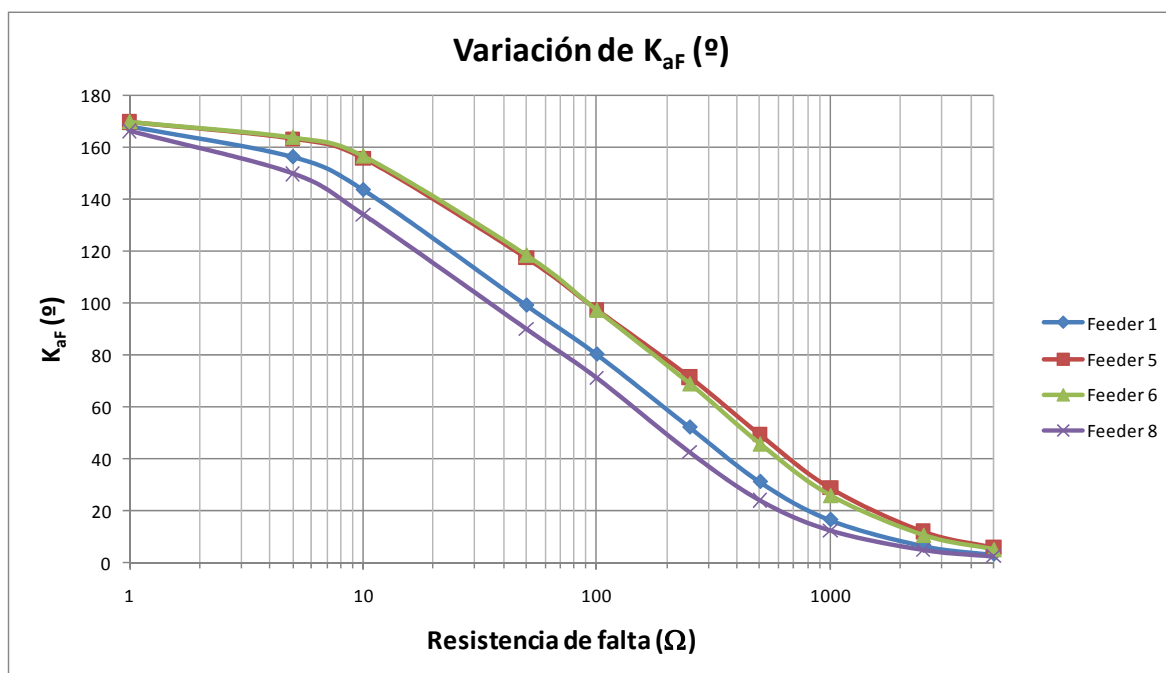


Figura 5.35. Variación de K_{aF} (°) respecto a la resistencia de falta

Aunque el valor de K_{ASF} sigue siendo todavía muy pequeño (Tablas 5.25 y 5.26), este aspecto unido con el hecho de que el factor K_{aF} evolucione a valores cada vez más pequeños al aumentar la resistencia de falta, podría llegar a dar lugar a algún error en la detección del feeder en falta, en algún tipo de circuito.

Inyección: 5 A			FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8	
R_{falta}	K_{ASF}	K_{aF}		
	[°]	[°]		
1	0,091619	167,5834576		
5	0,091619	163,5194053		
10	0,091619	158,518753		
50	0,09161897	123,4406323		
100	0,09161899	93,01076285		
250	0,09161894	50,16765557		
500	0,09161908	27,31796182		
1000	0,09161981	14,12746436		
2500	0,09162557	5,79451922		
5000	0,09164365	2,967350475		

Tabla 5.25. Falta en el punto E del feeder 8 (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Inyección: 5 A			FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1	
R_{falta}	K_{ASF}	K_{aF}		
	[°]	[°]		
1	0,19546006	167,9984359		
5	0,19545963	156,1952995		
10	0,19545894	143,5224233		
50	0,19545656	99,07479941		
100	0,19545621	80,24912728		
250	0,19545609	52,16320291		
500	0,19545624	31,1884097		
1000	0,1954572	16,54957129		
2500	0,19546482	6,639855419		
5000	0,19548883	3,225341148		

Tabla 5.26. Falta en el punto A del feeder 1 (Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Al igual que en el caso de la inyección a 25 Hz, las variaciones de la amplitud de la intensidad inyectada no influyen de manera importante en ninguno de los dos factores.

5.5. ESTRATEGIA DE DETECCIÓN SELECCIONADA

Como resultado de los desarrollos anteriormente expuestos, para los diferentes criterios establecidos, se puede indicar que la metodología final a utilizar puede depender de la posibilidad de comunicación entre los equipos de protección y medida de feeder utilizados. A continuación se presenta un breve resumen de las características de operación de cada criterio, para la detección del feeder en falta, que permite seleccionar el criterio de detección a utilizar.

Con ello, no sólo se dispondrá de un único método de detección del feeder en falta, sino que existirán diferentes criterios de comprobación que permitirán garantizar una mayor fiabilidad en la identificación del feeder en falta.

5.5.1. PROTECCIONES DE LÍNEA SIN COMUNICACIÓN

Si no existe ningún tipo de comunicación entre los equipos de protección y medida de feeder, la falta debe detectarse por medio de la comparación y/o cálculo entre las medidas realizadas, en las situaciones de prefalta y falta por cada equipo de protección y medida de feeder. Cabe destacar que el sistema de puesta a tierra está diseñado para inyectar corriente a las dos frecuencias analizadas. Así, la estrategia de detección principal para este caso, es la siguiente:

- Según los resultados de las simulaciones, una buena metodología es aquella que determina el feeder en falta mediante la comparación del valor absoluto de X_0/R_0 , de cada feeder, con un valor numérico umbral, a la frecuencia de 325 Hz, según la expresión (5.26).

$$\frac{X_{Feeder}^{ofalta}}{R_{Feeder}^{ofalta}} \leq lim \quad (5.26)$$

Así, para las simulaciones realizadas, se ha observado que dicho valor límite superior puede adoptar un valor en torno a 20.

Como criterios de comprobación, pueden utilizarse los tres siguientes, por separado o conjuntamente:

- Un criterio de comprobación consistiría en hacer uso de la metodología que compara el valor de X_0/R_0 entre prefalta y falta, utilizando la frecuencia de 325 Hz, según la expresión (5.27). De esta manera, se podría determinar el feeder en falta mediante su comparación ($K_{X_{0R0_Feeder}}$) con un valor límite inferior.

$$K_{X_{0R0_Feeder}} = \frac{\frac{X_{Feeder}^{0prefalta}}{R_{Feeder}^{0prefalta}} - \frac{X_{Feeder}^{ofalta}}{R_{Feeder}^{ofalta}}}{\frac{X_{Feeder}^{0prefalta}}{R_{Feeder}^{0prefalta}}} \cdot 100 \geq lim \quad (5.27)$$

Así, para las simulaciones realizadas, y para valores de $K_{X_{0R0}}$ en el feeder por encima de un 80%, se puede afirmar que dicho feeder está en falta. El único aspecto a tener en cuenta es que la amplitud de la intensidad inyectada deberá ser lo más elevada posible (al menos 1 Apico, en el sistema de distribución objeto de estudio, pero esto no supone una limitación ya que se encuentra por debajo de los límites definidos en el Capítulo 4).

- Otro criterio de comprobación, consistiría en hacer uso de la comparación del valor de X_0 entre prefalta y falta, utilizando la frecuencia de 25 Hz, según la expresión (5.28). De esta manera, se podría determinar el feeder en falta mediante su comparación ($K_{X_0_Feeder}$) con un valor límite inferior.

$$K_{X_0_Feeder} = \frac{X_{Feeder}^{0prefalta} - X_{Feeder}^{ofalta}}{X_{Feeder}^{0prefalta}} \cdot 100 \geq lim \quad (5.28)$$

Para las simulaciones realizadas, cualquiera que sea el punto en el que se ha producido la falta y para cualquiera de las resistencias de falta consideradas (1-5000 Ω), el valor de K_{x0} en los feeders libres de falta es menor al 0.5%, mientras que el valor de K_{x0} en el feeder en falta es mayor que el 20%.

- Además, otro criterio de comprobación complementario a los anteriores, consistiría en la utilización de la observación del desplazamiento del ángulo de la intensidad homopolar desde la situación de prefalta a la de falta. Mientras que en el feeder en el que se encuentra la falta el desplazamiento de dicho ángulo (de la situación en prefalta a la situación en falta) está limitado en un rango de 180° en sentido de las agujas del reloj, el ángulo de la intensidad homopolar de los feeders en los que no se ha producido la falta está limitado en un rango de 180° en sentido contrario a las agujas del reloj.

$$\text{ang}(I_{Feeder_i}^{0prefalta}) \Leftrightarrow \text{ang}(I_{Feeder_i}^{0falta}) \quad (5.29)$$

Para las simulaciones realizadas según este criterio, los resultados obtenidos con frecuencias de 325 Hz han sido mejores que los resultados obtenidos para 25 Hz. La comprobación del desplazamiento del ángulo de la intensidad homopolar es perfectamente válido a 25 Hz, aunque únicamente hasta valores de 500-1000 Ohm aproximadamente. Sin embargo, en el caso de utilizar la frecuencia de 325 Hz, el rango de validez se amplía hasta los 5000 Ohm.

5.5.2. PROTECCIONES DE LÍNEA CON COMUNICACIÓN

Si existe la posibilidad de comunicación entre los equipos de protección y medida de feeder, la falta también puede detectarse por medio de la comparación de las medidas realizadas en la situación de falta, entre dichos equipos de protección y medida de feeder.

- Según los resultados de las simulaciones realizadas, la mejor metodología es aquella que compara el valor del ángulo de la intensidad homopolar del feeder en falta con aquellos que no están en falta. Esto es debido a que el ángulo de la intensidad homopolar del feeder en falta es completamente diferente que el de los feeders que no están en falta, de igual manera que los feeders que no están en falta tienen aproximadamente el mismo ángulo. Por tanto dicho ángulo es totalmente diferenciador de la situación de falta, al hacer una comparación entre las medidas de los diferentes feeders. Para las simulaciones realizadas, los resultados obtenidos con frecuencias de 25 Hz han sido mejores que los de 325 Hz.

$$\text{ang}(I_{sinfalta_i}^0) \Leftrightarrow \text{ang}(I_{Feeder}^0) \quad (5.30)$$

- Por otra parte, además de la metodología propia para este tipo de sistemas, sería recomendable utilizar como criterios complementarios todos los métodos mencionados en el caso de equipos de protección y medida de feeder sin comunicación, obteniendo de esa manera una mayor fiabilidad en la detección.

5.6. CONCLUSIONES

A lo largo de este capítulo se han presentado diferentes opciones para la detección del feeder en falta en aquellas redes de distribución que disponen de un sistema de puesta a tierra activo. Para ello se ha analizado el comportamiento de diferentes parámetros bajo la inyección de una corriente en el neutro del sistema a las dos frecuencias consideradas (25 Hz y 325 Hz).

De los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas sobre una red de distribución real, se puede concluir que existen diferentes criterios de detección de una fiabilidad similar a la hora de detectar el feeder en falta. Sin embargo, la utilización conjunta de varios de ellos puede garantizar una confiabilidad muy elevada en dicha detección, cualquiera que sea el sistema de distribución sobre el que se aplique.

Por el contrario, se ha verificado que no existe una frecuencia de inyección única que garantice un resultado óptimo para cualquier caso, sino que su fiabilidad depende del parámetro medido o de la técnica utilizada. Además, en las ocasiones en que los criterios propuestos y analizados requieren unos valores límites (mínimos o máximos) de ciertos parámetros para actuar, éstos se han especificado, indicando también la magnitud de intensidad de inyección necesaria, en caso de que este factor sea determinante.

METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

6.1. INTRODUCCIÓN	189
6.2. LOCALIZACIÓN DEL PUNTO DE FALTA.....	189
6.3. METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL	190
6.4. METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA	199
6.5. METODOLOGÍA FINAL.....	207
6.6. ESTRATEGIA DE LOCALIZACIÓN SELECCIONADA	223
6.7. CONCLUSIONES	224

6. METODOLOGÍA DE LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

6.1. INTRODUCCIÓN

La metodología de localización de faltas monofásicas en redes de distribución, desarrollada en la presente tesis doctoral, está basada en calcular un valor de inductancia, denominado inductancia serie. Dicha inductancia serie se define como suma de la inductancia homopolar, directa e inversa ($L_0+L_1+L_2$), desde el punto de medida (subestación de cabecera) hasta el punto de falta. A partir de este valor, y mediante el conocimiento de la configuración de la red de distribución, se puede identificar el punto donde se ha producido la falta.

De esta manera, resulta fundamental el conocimiento previo de dos aspectos:

- Conocimiento preciso de la configuración de la red de distribución, así como de los elementos que la componen (tipos de conductores, configuraciones de los apoyos, longitudes de los diferentes tramos, etc.), con el fin de disponer, con la mayor exactitud posible, de los datos de inductancias de secuencia (L_1 , L_2 y L_0) de los diferentes tramos.
- Puesto que existe el riesgo de una múltiple estimación, debida a las ramificaciones existentes en este tipo de sistemas, sería interesante tener un conocimiento histórico de eventos, con el fin de minimizar los errores en el posicionamiento del punto de falta. Por ejemplo, en sistemas rurales es típico que haya varios puntos en dicha red que, debido a diferentes causas (paso por bosques, zonas en obras, etc.), sean puntos habituales de incidencias con faltas eléctricas.

Partiendo de una propuesta inicial de algoritmo (Metodología Básica Inicial), ésta se ha ido modificando y optimizando con el objetivo de reducir los errores, hasta llegar a la propuesta definitiva (Metodología Final).

Así, en el presente capítulo se ha realizado un análisis comparativo de resultados a medida que se modificaba el algoritmo principal, pudiendo verificar cómo los resultados se iban optimizando, hasta llegar a la versión definitiva del mismo. Además, todo el proceso de optimización metodológico se ha analizado a las dos frecuencias de inyección consideradas (25 y 325 Hz), variando tanto el punto de la red donde se produce la falta, como la magnitud de la resistencia de la misma y la magnitud de la inyección. De esta manera, se ha generado una serie de resultados suficiente como para poder verificar la validez de la metodología final en un determinado rango de resistencias de falta, con una precisión adecuada.

Finalmente, se han propuesto y analizado dos variantes al método final desarrollado, las cuales varían en algunos de los datos de entrada al mismo.

6.2. LOCALIZACIÓN DEL PUNTO DE FALTA

A lo largo del presente capítulo, y para las diferentes metodologías propuestas en esta tesis doctoral para la localización de faltas monofásicas en redes de distribución, se presentan

tablas y gráficas que resumen los resultados que se han ido obteniendo, según el algoritmo desarrollado. De esta forma, es posible hacer un análisis comparativo de resultados obtenidos con los diferentes algoritmos propuestos, pudiendo observar como dichos resultados se van optimizando.

En estas tablas y gráficas se muestran los siguientes valores:

- *Distancia de falta*: distancia real en km hasta el punto de falta.
- *Inductancia serie hasta el punto de falta (L_{real})*: valor de la inductancia real, en H, hasta el punto de falta, como suma de la inductancia homopolar, directa e inversa ($L_0+L_1+L_2$). Esta inductancia se ha de obtener desde el conocimiento del sistema en el que se va a implantar la metodología.
- *Inductancia serie calculada ($L_{calculada}$)*: valor de la inductancia serie calculada haciendo uso de la metodología desarrollada.
- *Error de cálculo en la inductancia serie (en %)*: error en el cálculo de la inductancia ($L_{calculada}$), en porcentaje respecto al valor real de la inductancia (L_{real}).

$$Error(\%) = \frac{L_{calculada} - L_{real}}{L_{real}} \cdot 100 \quad (6.1)$$

- *Estimación de error cometido en km*: con el objeto de tener una idea aproximada del error en kilómetros que se está cometiendo, se aplica el porcentaje de error obtenido en el cálculo de la inductancia serie a la distancia real kilométrica hasta el punto de falta. Este valor únicamente servirá para obtener una idea del orden de magnitud de la distancia kilométrica, no para calcular la distancia real en sí. Para obtener dicha distancia real se habrá de aplicar la formulación descrita en posteriores apartados.

Finalmente, indicar que para resolver el problema de la localización de faltas en redes de distribución se ha establecido un proceso evolutivo de metodologías propuestas, que siguen la siguiente pauta:

- Metodología Básica Inicial
- Metodología Básica Corregida
- Metodología Final

A continuación se desarrollan las características de dichas metodologías y se analiza la mejora que se va logrando en los resultados obtenidos.

6.3. METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL

6.3.1. ESQUEMAS DE SECUENCIA Y FORMULACIÓN

Con el fin de plantear el algoritmo necesario para la correcta localización de la falta en una red de distribución, la estrategia operativa empleada se basa en el estudio de dicho sistema en falta mediante el Teorema de Fortescue [245]. Como base para el cálculo, se supone que la red es equilibrada [172] y, de esta manera, se puede obtener la respuesta del circuito original simplemente aplicando el teorema de superposición.

Así, el sistema objeto de estudio se ha descompuesto en sus redes de secuencia directa, inversa y homopolar, y sobre ellas se ha analizado únicamente el comportamiento para frecuencias de 25 Hz ó 325 Hz (que son las utilizadas en la inyección de corriente).

En una primera propuesta (Metodología Básica Inicial), se han despreciado las capacidades del sistema, ya que en caso de realizarse la inyección a 25 Hz, la reactancia capacitiva (X_C) sería tan elevada que podría hacer despreciable la corriente que pudiera circular por ellas, como se puede deducir de la expresión (6.2).

$$\downarrow f \Rightarrow \frac{1}{2\pi f C} = X_C \uparrow \quad (6.2)$$

De esta manera, las redes de secuencia a utilizar son las que se muestran en la Figura 6.1 (a, b y c).

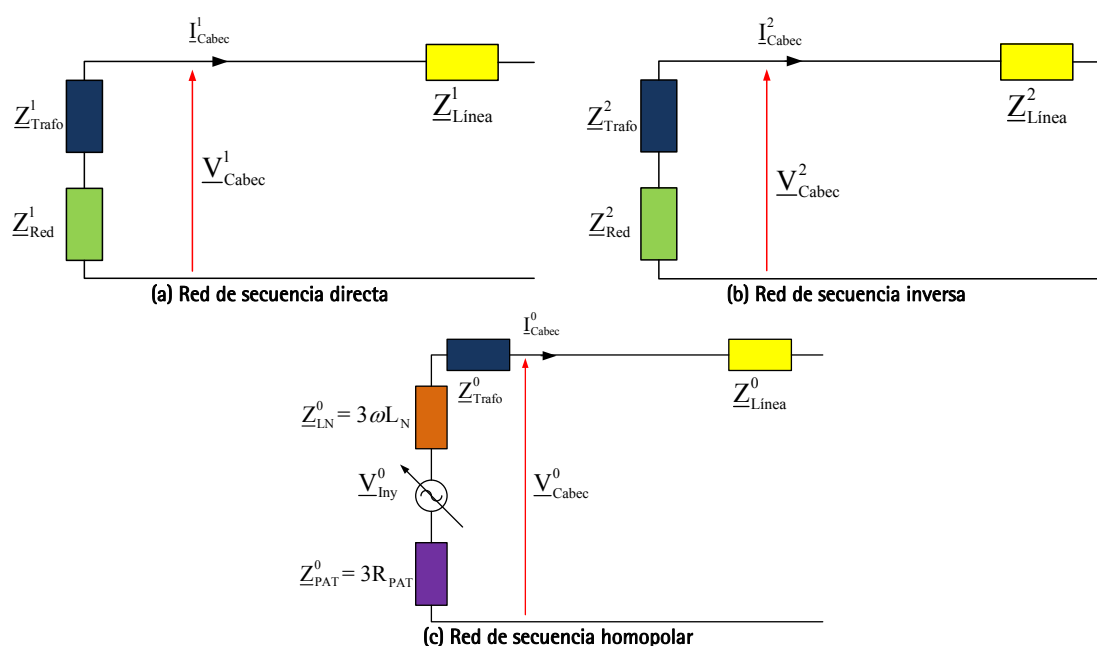


Figura 6.1. Redes de secuencia (Metodología Básica Inicial)

Dichas redes de secuencia, para una resistencia de falta de valor R_{Fr} se han conectado de la forma que se muestra en la Figura 6.2.

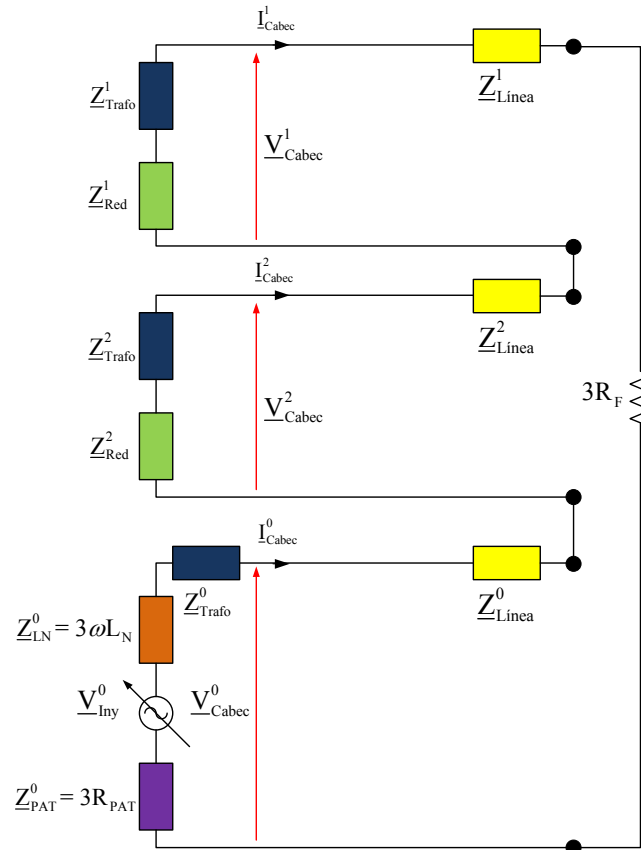


Figura 6.2. Conexión de redes de secuencia (Metodología Básica Inicial)

Teniendo en cuenta lo anterior, la formulación del algoritmo propuesto para la localización de faltas monofásicas resistivas, queda como se indica a continuación. En primer lugar, y puesto que se trata de faltas monofásicas, se cumple la expresión (6.3)

$$\underline{I}_{Cabec}^0 = \underline{I}_{Cabec}^1 = \underline{I}_{Cabec}^2 \quad (6.3)$$

Aplicando el 1^{er} Teorema de Kirchhoff al circuito de secuencia anterior, se obtiene la expresión (6.4).

$$\underline{V}_{Cabec}^0 + \underline{V}_{Cabec}^1 + \underline{V}_{Cabec}^2 + \underline{I}_{Cabec}^0 (\underline{Z}_{Línea}^0 + \underline{Z}_{Línea}^1 + \underline{Z}_{Línea}^2) + \underline{I}_{Cabec}^0 \cdot 3R_F = 0 \quad (6.4)$$

Además, la suma de tensiones de secuencia medidas en cabecera de la red de distribución es igual a la tensión fase-tierra de la fase en falta, según la expresión (6.5).

$$\underline{V}_{Cabec}^0 + \underline{V}_{Cabec}^1 + \underline{V}_{Cabec}^2 = \underline{V}_{Cabec}^{fase-f} \quad (6.5)$$

Desarrollando lo anterior y descomponiendo en parte real e imaginaria, se obtienen las expresiones (6.6) y (6.7).

$$\underline{V}_{Cabec}^{fase-f} + \underline{I}_{Cabec}^0 [(R_{Línea}^0 + jX_{Línea}^0) + (R_{Línea}^1 + jX_{Línea}^1) + (R_{Línea}^2 + jX_{Línea}^2) + 3R_F] = 0 \quad (6.6)$$

$$\frac{\underline{V}_{Cabec}^{fase-f}}{\underline{I}_{Cabec}^0} = (R_{Línea}^0 + R_{Línea}^1 + R_{Línea}^2 + 3 \cdot R_F) + j(X_{Línea}^0 + X_{Línea}^1 + X_{Línea}^2) \quad (6.7)$$

A partir de la expresión (6.7), tomando la parte imaginaria y descomponiendo la reactancia en función de su correspondiente inductancia a la frecuencia de inyección, se puede obtener la estimación de la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar) hasta el punto de falta, mediante las expresiones (6.8) y (6.9):

$$\text{Imag} \left(\frac{V_{Cabec}^{fase_f}}{I_{Cabec}^0} \right) = X_{Línea}^0 + X_{Línea}^1 + X_{Línea}^2 = 2\pi f \cdot (L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2) \quad (6.8)$$

$$L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2 = \frac{\text{Imag} \left(\frac{V_{Cabec}^{fase_f}}{I_{Cabec}^0} \right)}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (6.9)$$

Tal y como se ha indicado, este valor de la inductancia serie hasta el punto de falta permite determinar la distancia de falta.

Finalmente, conviene indicar que para obtener dicha estimación de la inductancia serie, es necesario tener información de los siguientes datos:

- Tensión fase-tierra de la fase en falta, a la frecuencia de inyección.
- Intensidad homopolar en cabecera de la subestación, a la frecuencia de inyección.
- Frecuencia de inyección (25 Hz ó 325 Hz).

6.3.2. RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas sobre la red de distribución de la Figura 5.1 (cuyas características se detallan en el Anexo A), al aplicar la Metodología Básica Inicial, están más detallados en el Anexo C. En este apartado se muestra una idea general resumida de dichos resultados.

Para ello, se ha calculado la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar) hasta el punto de falta y se ha comparado con la inductancia serie real, calculando el error porcentual cometido en dicho cálculo, así como una aproximación de lo que dicho error implicaría en distancia kilométrica.

6.3.2.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Analizando los múltiples resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, se puede observar como esta metodología, con corrientes inyectadas a la frecuencia de 25 Hz, puede resultar adecuada únicamente para resistencias de falta bajas (aproximadamente hasta 10-30 Ω , dependiendo del punto de falta), pero para altas resistencias de falta los resultados pueden considerarse no aceptables debido fundamentalmente a dos razones:

- El error porcentual (en valor absoluto) cometido toma valores no admisibles, tal y como se puede apreciar en la Figura 6.3, en donde se han representado los resultados de múltiples situaciones de falta (17 puntos de falta).

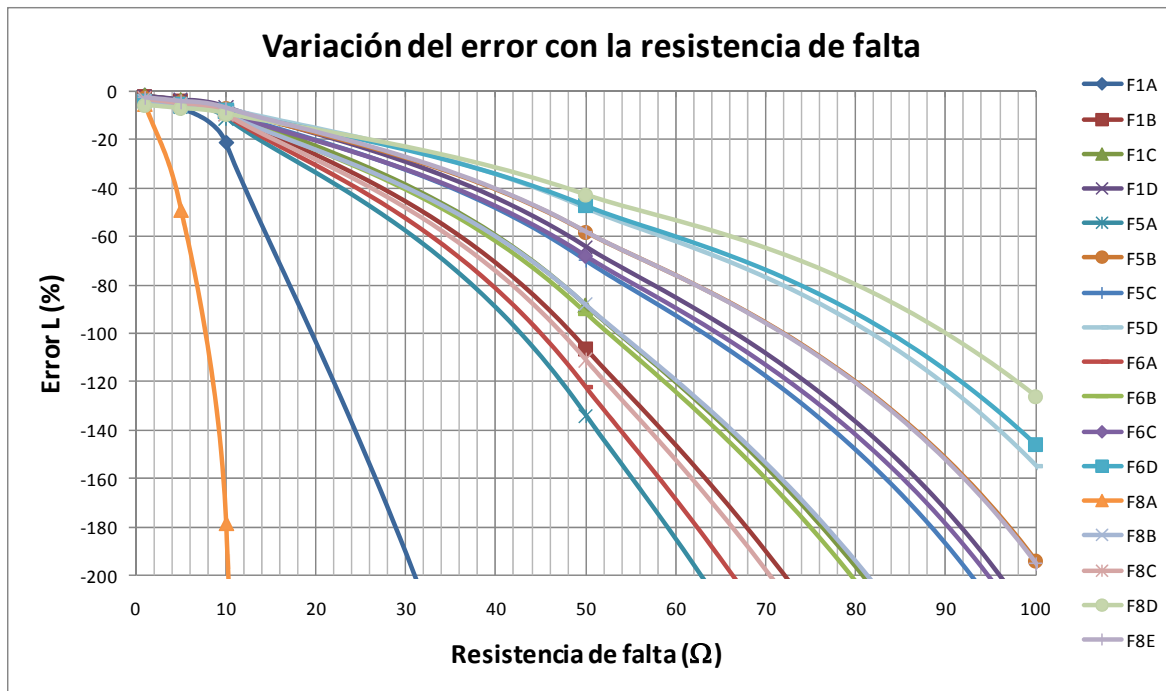


Figura 6.3. Variación del error de L resultante con la resistencia de falta (Metodología Básica Inicial - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

- A partir de 10–90 Ω de resistencia de falta, se obtienen valores negativos de la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar), tal y como se observa en la Figura 6.4, en donde se han representado los valores calculados en múltiples situaciones de falta.

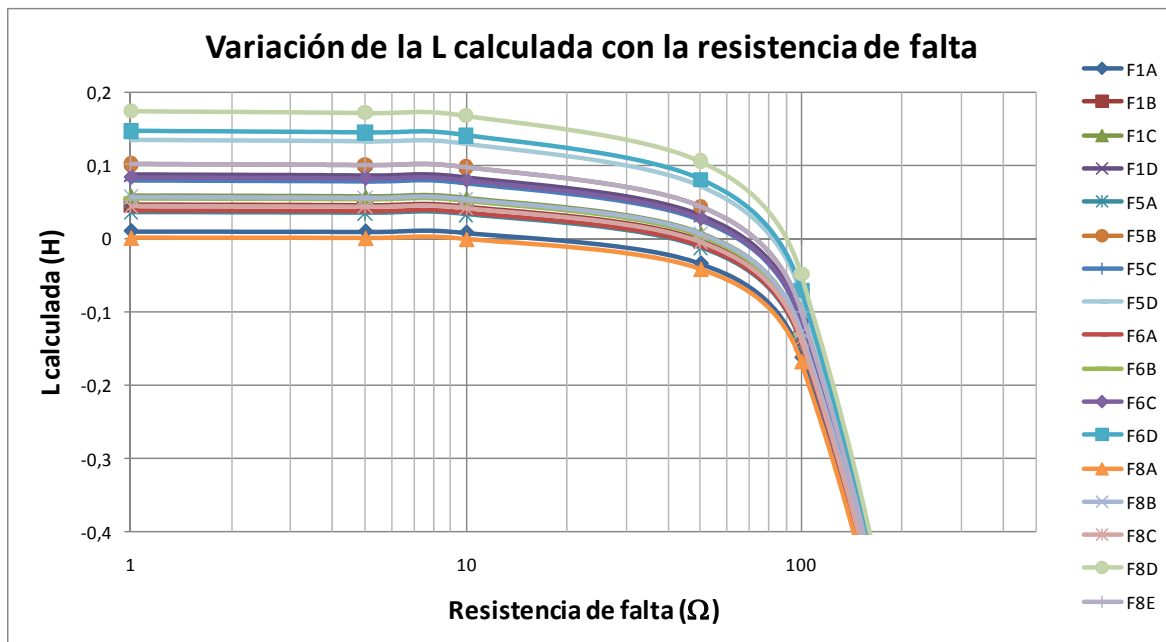


Figura 6.4. Variación de la L calculada con la resistencia de falta (Metodología Básica Inicial - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Mostrando los resultados de un único punto, a modo de ejemplo, se puede observar la no admisibilidad de dichos errores. Este aspecto es de aplicación, tanto a los valores indicados de forma porcentual de la inductancia calculada, como al error en la estimación kilométrica (Tabla 6.1 y Figura 6.5).

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km. Inductancia: 0,087669913 H. Inyección: 2 A			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,083879355	-4,323670497	-0,505350608
5	0,082398419	-6,012888457	-0,702786403
10	0,079776587	-9,003460038	-1,052324409
50	0,028091728	-67,9573904	-7,94285979
100	-0,11216405	-227,9390454	-26,64151562
250	-0,996897451	-1237,103274	-144,5926306
500	-3,58508528	-4189,299461	-489,645321
1000	-9,564828404	-11010,04665	-1286,854252
2500	-17,95268109	-20577,58515	-2405,108153
5000	-20,54269325	-23531,86225	-2750,404059

Tabla 6.1. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología Básica Inicial - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

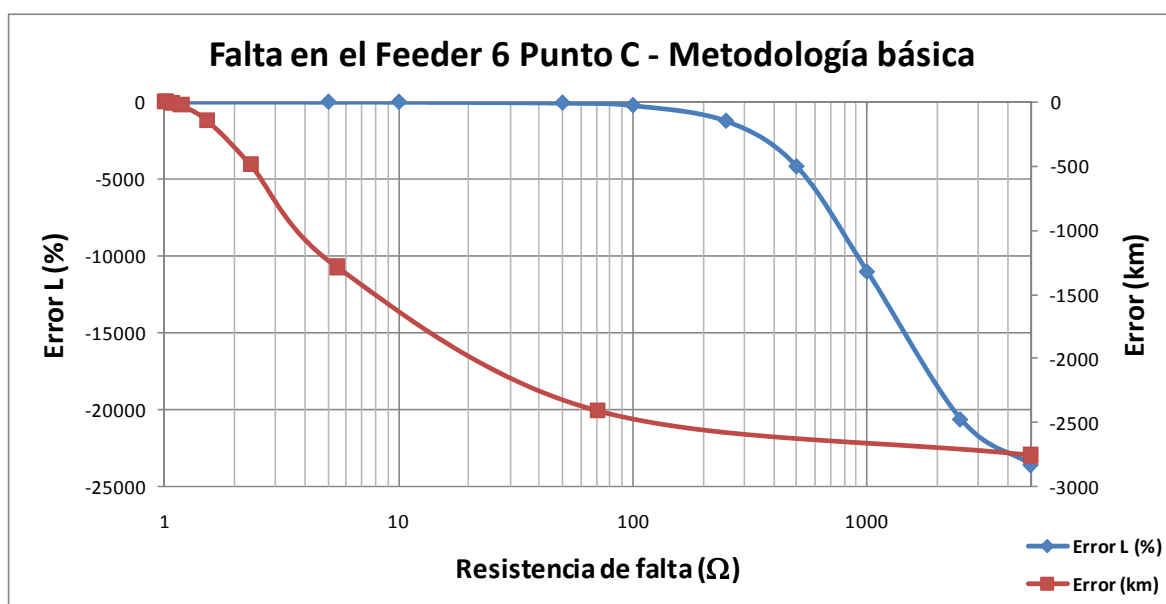


Figura 6.5. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación del error con la resistencia de falta (Metodología Básica Inicial, 25 Hz)

Por otra parte, excepto con resistencias de falta muy elevadas y utilizando inyecciones de corriente de magnitud muy reducida, un incremento de la magnitud inyectada no mejora los resultados obtenidos, manteniendo prácticamente igual el valor de los errores cometidos, tal y como se puede apreciar en la Figura 6.6.

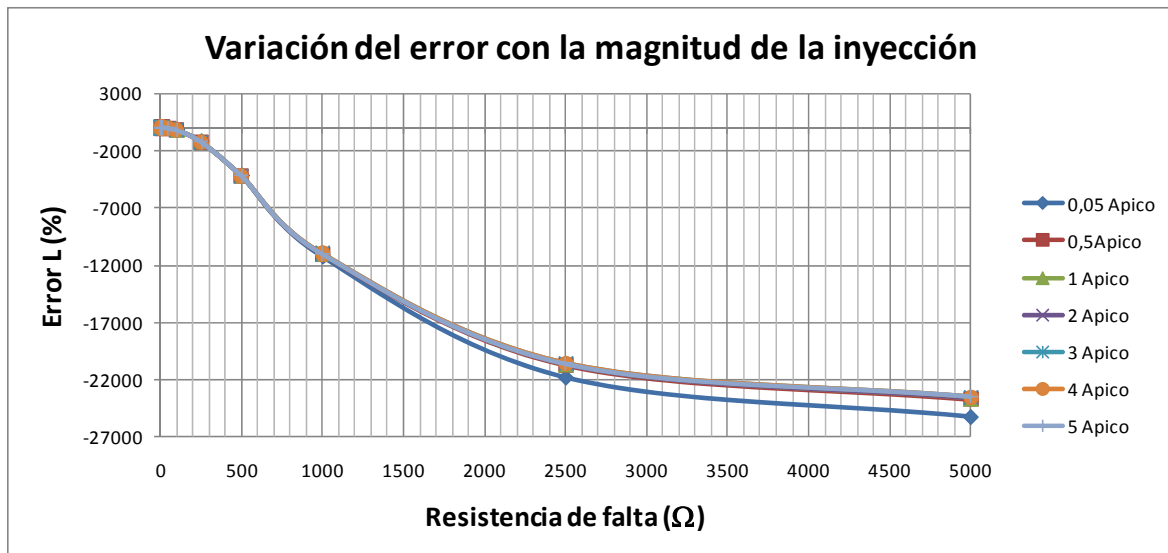


Figura 6.6. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación del error con la magnitud de la inyección (Metodología Básica Inicial, 25 Hz)

6.3.2.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

En el caso de realizar la inyección de corriente a la frecuencia de 325 Hz, los errores porcentuales cometidos para el rango anteriormente mencionado (aproximadamente hasta 10-30 Ω, bajas resistencias de falta) son, en general, significativamente superiores a los obtenidos en las inyecciones a 25 Hz, como se puede observar en la Figura 6.7.

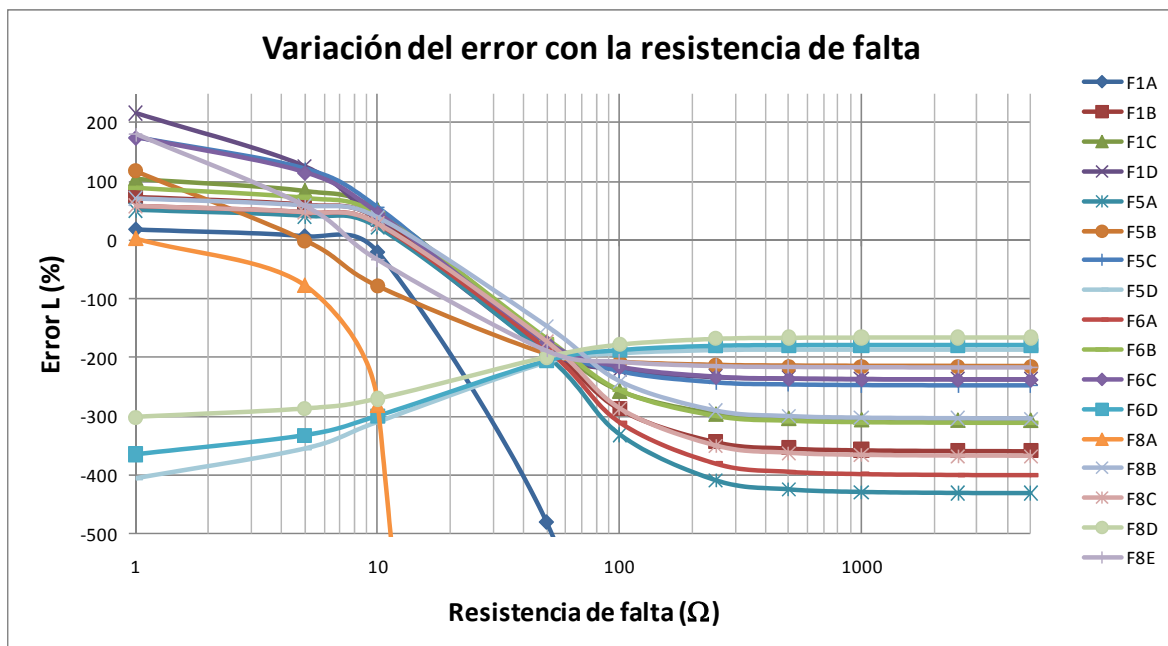


Figura 6.7. Variación del error de L resultante con la resistencia de falta (Metodología Básica Inicial - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Sin embargo, para valores de resistencia de falta elevadas (aproximadamente por encima de 50-100 Ω) el error cometido es considerablemente menor que el que se observa a 25 Hz, y además se observa que tiende a ser constante al incrementarse la resistencia de falta (aunque toma igualmente valores no admisibles). Tomando como ejemplo, la situación planteada cuando se produce una falta monofásica en el punto C del feeder 6, se obtienen los valores que se muestran en la Tabla 6.2 y que se representan gráficamente en la Figura 6.8.

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km.		Inductancia: 0,08766913 H.	Inyección: 5 A
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,240658985	174,5057869	20,39623637
5	0,188086837	114,5397783	13,38740928
10	0,127585826	45,52977324	5,321519897
50	-0,065182445	-174,3498453	-20,37800992
100	-0,101996188	-216,3411539	-25,28595406
250	-0,117031848	-233,4914616	-27,29048203
500	-0,119807686	-236,6576992	-27,66055188
1000	-0,120670224	-237,6415466	-27,77554397
2500	-0,121036409	-238,059233	-27,82436316
5000	-0,121126675	-238,1621938	-27,83639721

Tabla 6.2. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología Básica Inicial - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

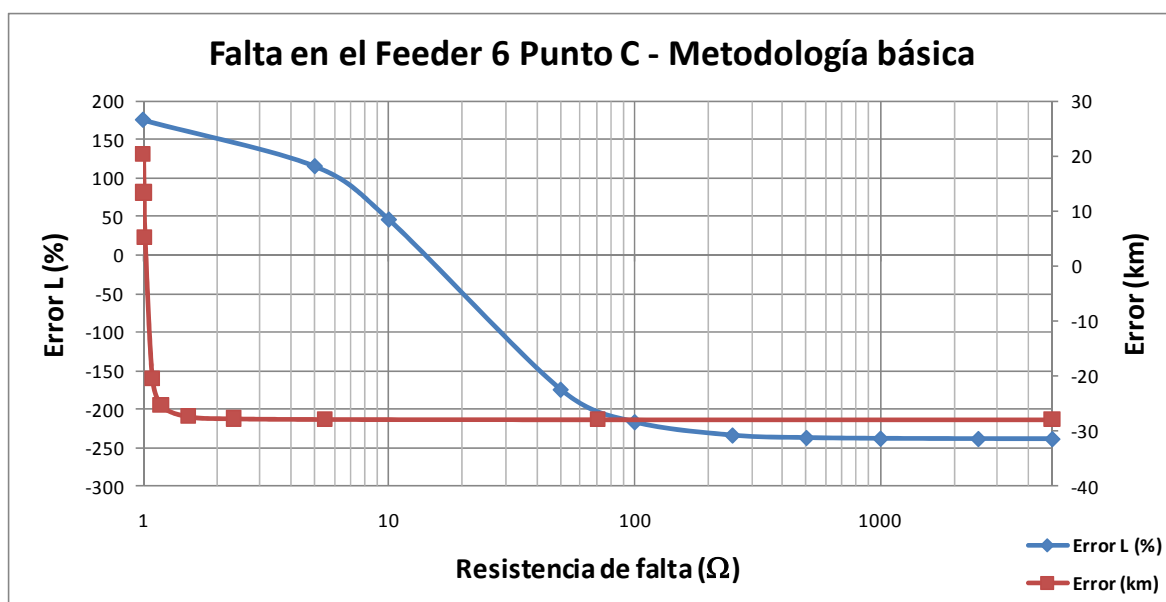


Figura 6.8. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación del error con la resistencia de falta (Metodología Básica Inicial, 325 Hz)

Además, al igual que en el caso de inyecciones a la frecuencia de 25 Hz, en muchos casos, los valores de inductancia serie calculados toman valores negativos, tal y como se muestra en la Figura 6.9.

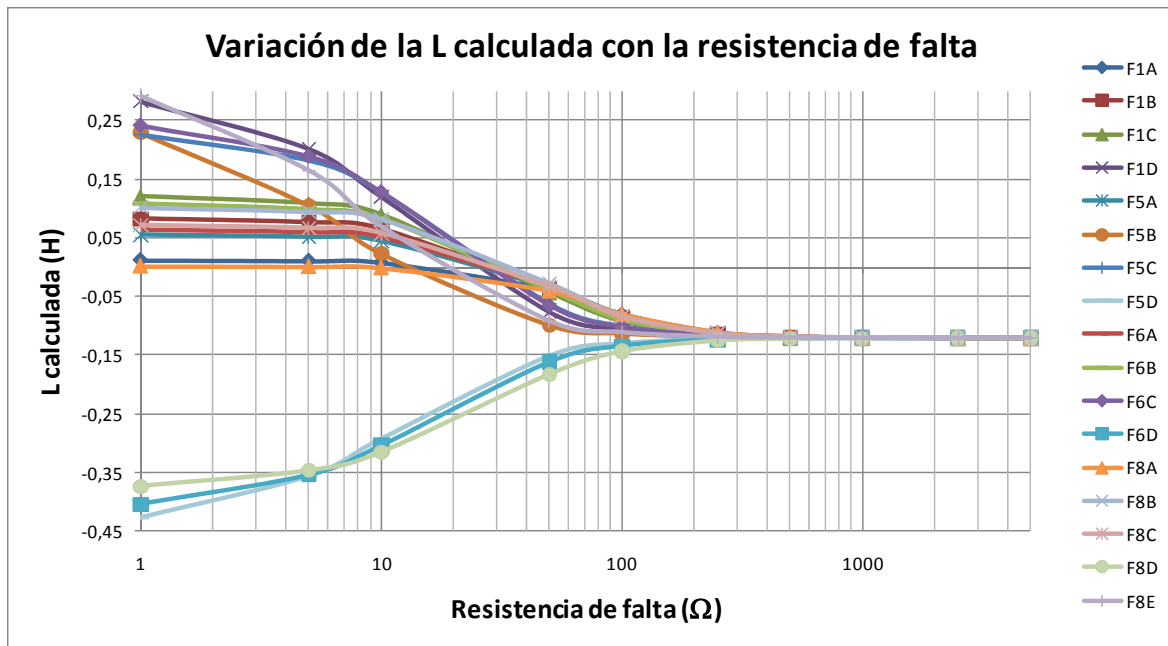


Figura 6.9. Variación de la L calculada con la resistencia de falta (Metodología Básica Inicial - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Finalmente, también al igual que en el caso de las inyecciones de corriente a frecuencia de 25 Hz, excepto con resistencias de falta muy elevadas y utilizando inyecciones de corriente de magnitud muy reducida, un incremento de la magnitud inyectada no mejora los resultados obtenidos, manteniendo prácticamente igual el valor de los errores cometidos. Esta circunstancia se puede apreciar en la gráfica de la Figura 6.10.

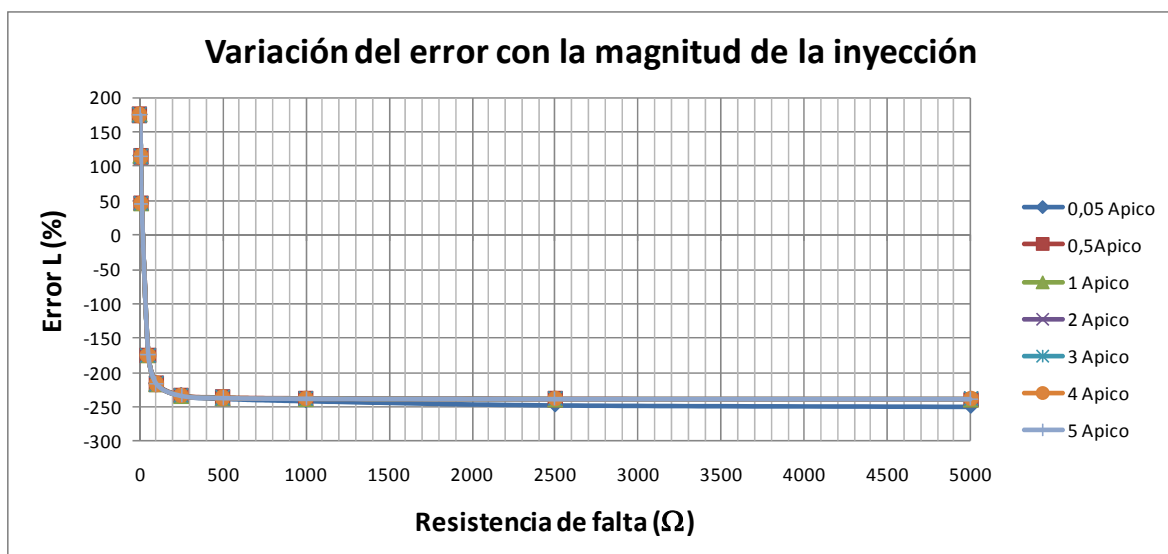


Figura 6.10. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación del error con la magnitud de la inyección (Metodología Básica Inicial, 325 Hz)

6.3.3. CONCLUSIONES

Por todo lo anteriormente observado, se puede concluir que la denominada "Metodología Básica Inicial" no es válida más allá de resistencias de falta muy reducidas (prácticamente francas). En estos limitados casos, la inyección de corriente a 25 Hz presenta mejores resultados que en el caso de la inyección a 325 Hz.

En conclusión, este algoritmo necesita ciertas modificaciones que conlleven una mejoría en los resultados de la localización de la falta, reduciendo sus errores. Para ello, en el siguiente apartado, se presenta una modificación de la metodología propuesta.

6.4. METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA

6.4.1. ESQUEMAS DE SECUENCIA Y FORMULACIÓN

Tal y como se ha observado en el apartado anterior, al realizar un análisis mediante simulaciones, se ha verificado cómo el hecho de despreciar el efecto de las capacidades puede ser correcto únicamente para resistencias de falta muy bajas (faltas prácticamente francas). Por ello, con objeto de generalizar la metodología, se propone a continuación considerar las capacidades homopolares a tierra de los feeders que no están en falta (las componentes directas e inversas no se han considerado ya que la impedancia que tendrían en paralelo es de un valor tan pequeño que las haría despreciables).

Por lo tanto, las nuevas redes de secuencia a considerar en la Metodología Básica Corregida son las que se muestran en la Figura 6.11 (a, b y c).

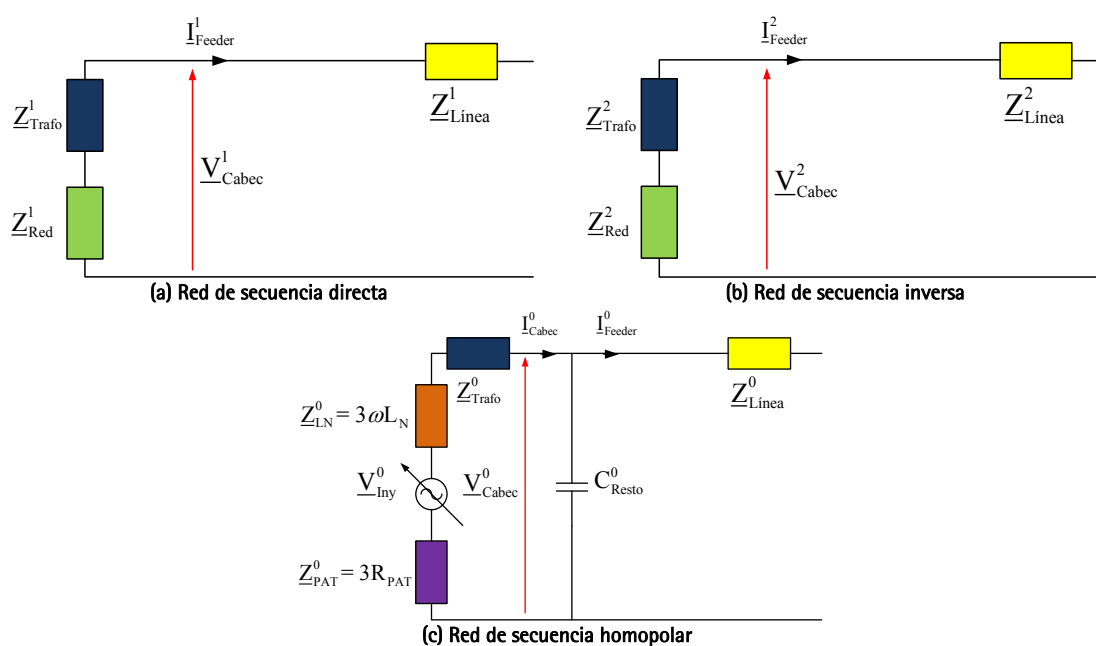


Figura 6.11. Redes de secuencia (Metodología Básica Corregida)

Así, la conexión de dichas redes de secuencia, para una resistencia de falta de valor R_F , queda como se muestra en la Figura 6.12.

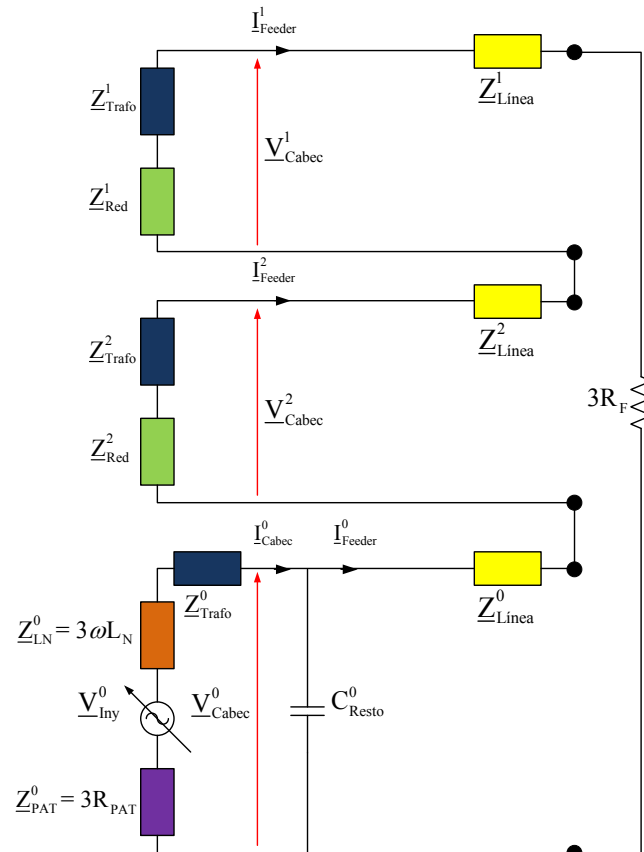


Figura 6.12. Conexión de redes de secuencia (Metodología Básica Corregida)

De esta manera, la formulación de la Metodología Básica Inicial propuesta, queda corregida de una manera sencilla: en lugar de utilizar la intensidad homopolar de cabecera, se utiliza la intensidad homopolar del feeder en falta. Una vez corregido dicho aspecto, la expresión del algoritmo es la que se indica en (6.10).

$$L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2 = \frac{\text{Imag} \left(\frac{V_{Cabec}^{fase\ f}}{I_{Feeder}^0} \right)}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (6.10)$$

Finalmente, conviene indicar que para realizar dicha estimación de la inductancia serie, es necesario disponer de los siguientes datos:

- Tensión fase-tierra de la fase en falta, a la frecuencia de inyección.
- Intensidad homopolar del feeder en falta, a la frecuencia de inyección.
- Frecuencia de inyección (25 Hz ó 325 Hz).

6.4.2. RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas sobre la red de distribución de la Figura 5.1 (cuyas características se detallan en el Anexo A), al aplicar la Metodología Básica Corregida, están más detallados en el Anexo C. En este apartado se muestra una idea general resumida de dichos resultados.

Para ello, se ha calculado la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar) hasta el punto de falta y se ha comparado con la inductancia serie real, calculando el error porcentual cometido en dicho cálculo, así como una aproximación de lo que dicho error implicaría en distancia kilométrica. Posteriormente dichos errores se han comparado con los errores de la anterior metodología (Básica Inicial).

6.4.2.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Tomando como ejemplo de los resultados obtenidos, el mismo punto que en la metodología anterior (falta monofásica producida en el punto C del feeder 6), se puede observar como la Metodología Básica Corregida resulta adecuada también únicamente para resistencias de falta bajas (aproximadamente hasta 10-50 Ω , según las simulaciones realizadas) (Tabla 6.3).

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km. Inductancia: 0,087669913 H. Inyección: 2 A			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,084721808	-3,362732512	-0,393036176
5	0,084496648	-3,61956007	-0,423054181
10	0,084075589	-4,099837306	-0,479188984
50	0,075123457	-14,31101725	-1,672671697
100	0,049980718	-42,98988566	-5,024657836
250	-0,118213347	-234,8391291	-27,4479974
500	-0,704302823	-903,3575015	-105,5844248
1000	-2,972940758	-3491,061604	-408,0352802
2500	-16,62586077	-19064,15794	-2228,218781
5000	-46,7527975	-53428,21249	-6244,689476

Tabla 6.3. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología B. Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Para altas resistencias de falta, y al igual que en la metodología anterior, esta metodología sigue adoleciendo de la misma falta de fiabilidad debido a las mismas razones:

- El error porcentual (en valor absoluto) cometido toma valores no admisibles, tal y como se observa en la Figura 6.13, en donde se han representado los resultados de múltiples situaciones de falta (17 puntos de falta).

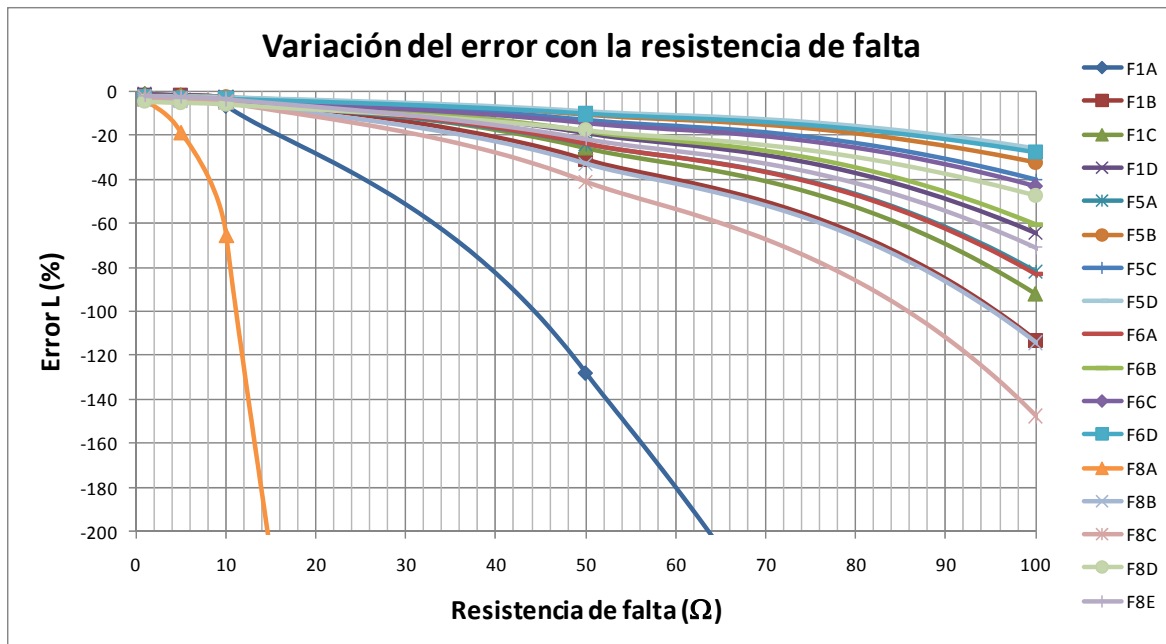


Figura 6.13. Variación del error de L resultante con la resistencia de falta (Metodología Básica Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

- A partir de 10-115 Ω de resistencia de falta, se obtienen valores negativos de la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar), tal y como se observa en la Figura 6.14, en donde se han representado los valores calculados en múltiples situaciones de falta.

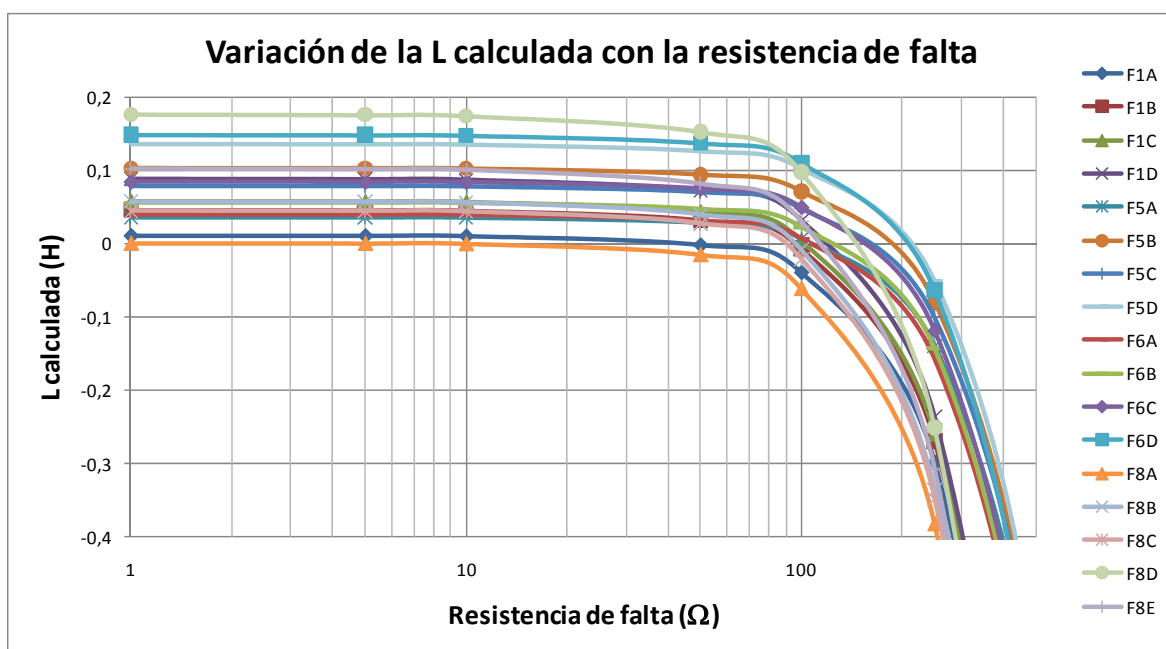


Figura 6.14. Variación de la L calculada con la resistencia de falta (Metodología Básica Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Sin embargo, realizando una comparación con el método anterior, se puede observar como los errores cometidos en el cálculo (hasta un cierto límite de resistencias de falta) se han visto reducidos al tomar como intensidad homopolar la medida en el feeder en falta y no en la cabecera de la subestación (Figura 6.15).

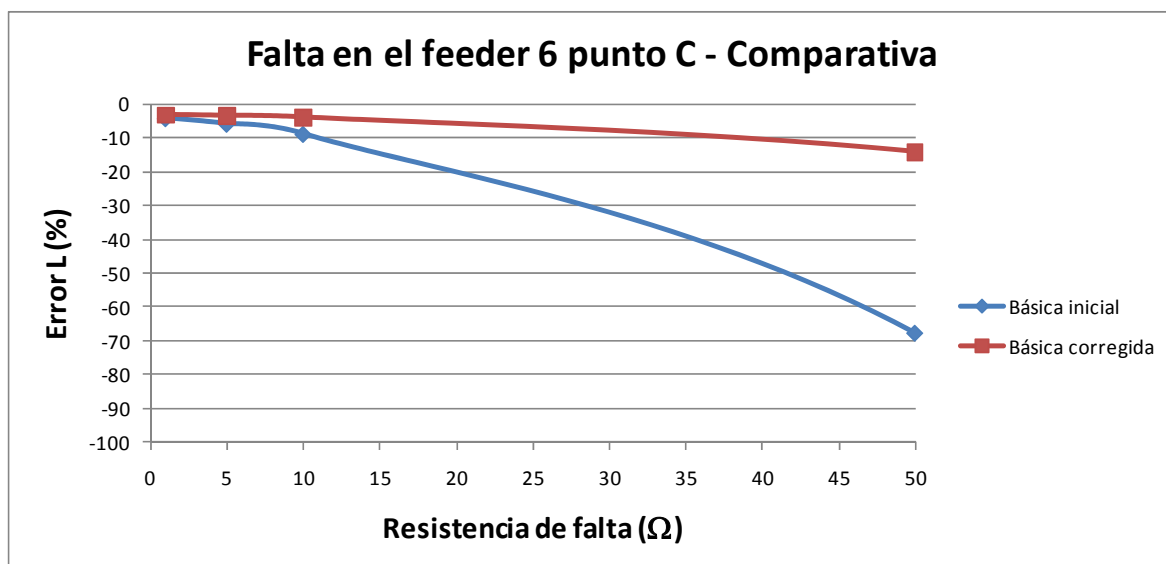


Figura 6.15. Falta en el punto C del feeder 6 – Comparativa de metodologías a bajas R_f (25 Hz)

Analizando el conjunto de todos los feeders, se observa como esta mejoría en el error a bajas resistencias de falta es generalizable. Aun así, dicha mejoría es insuficiente para lograr unos errores adecuados y que permitan realizar la localización con ciertas garantías.

Por otra parte, y volviendo a tomar como ejemplo el caso de una falta producida en el punto C del feeder 6, de manera general, para resistencias de falta muy elevadas (2.500-5.000 Ω), el error es incluso mayor que el observado según la anterior metodología (Figura 6.16).

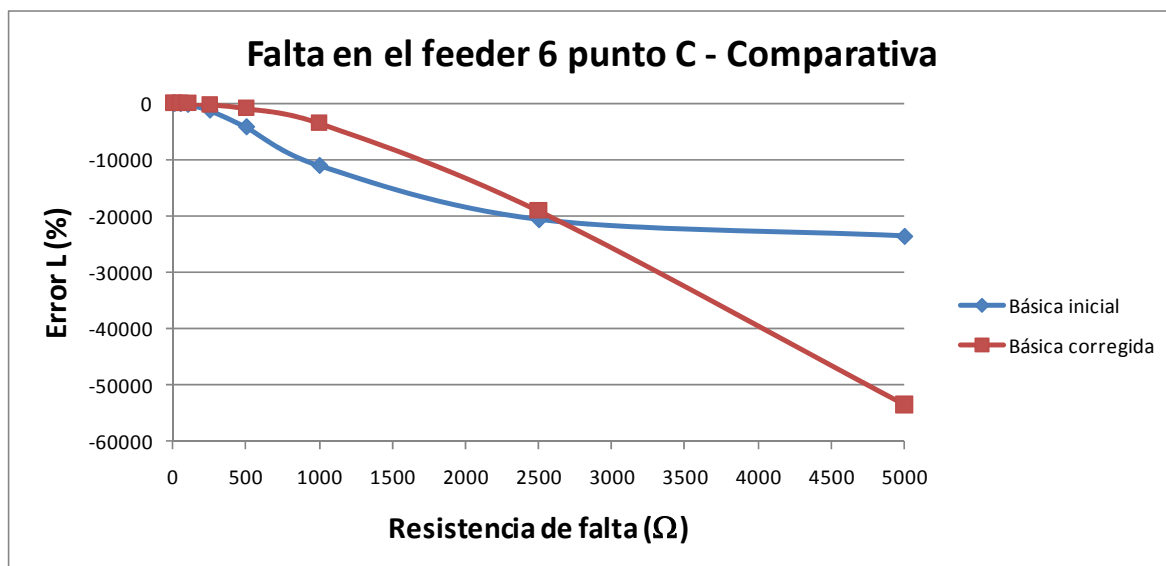


Figura 6.16. Falta en el punto C del feeder 6 – Comparativa de metodologías (25 Hz)

Finalmente, y al igual que en la metodología anterior, la influencia de la magnitud de la inyección es prácticamente despreciable (Figura 6.17).

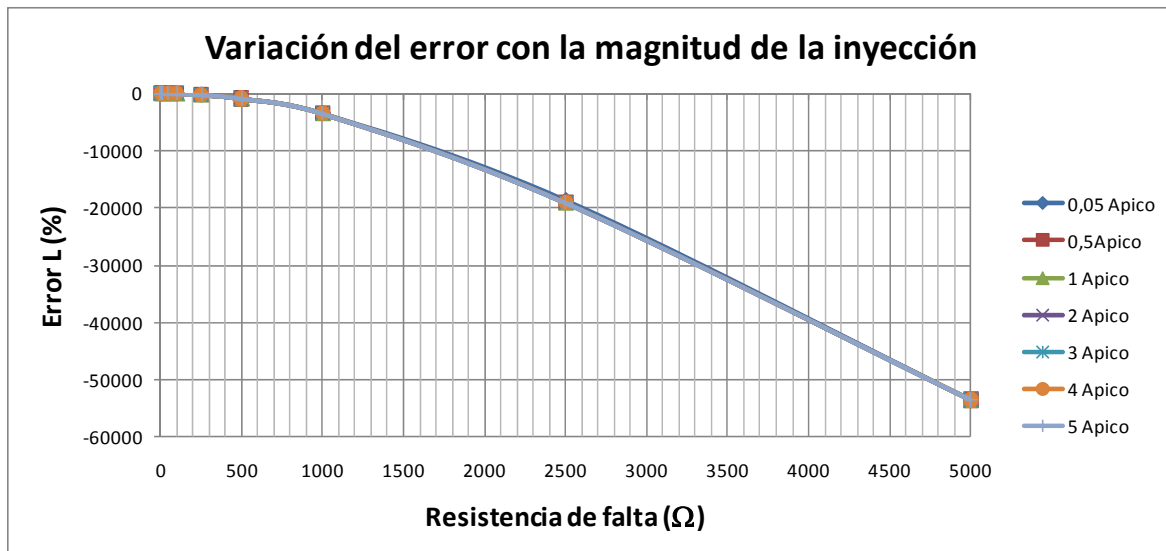


Figura 6.17. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación del error de L con la magnitud de la inyección (Metodología B. Corregida, 25 Hz)

6.4.2.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

En el caso de realizar la inyección de corriente a la frecuencia de 325 Hz, los errores porcentuales absolutos cometidos para el rango anteriormente mencionado (aproximadamente hasta 10-50 Ω, bajas resistencias de falta) son en algunos casos superiores a los obtenidos en las inyecciones a la frecuencia de 25 Hz, pero en otros casos inferiores (Figura 6.18).

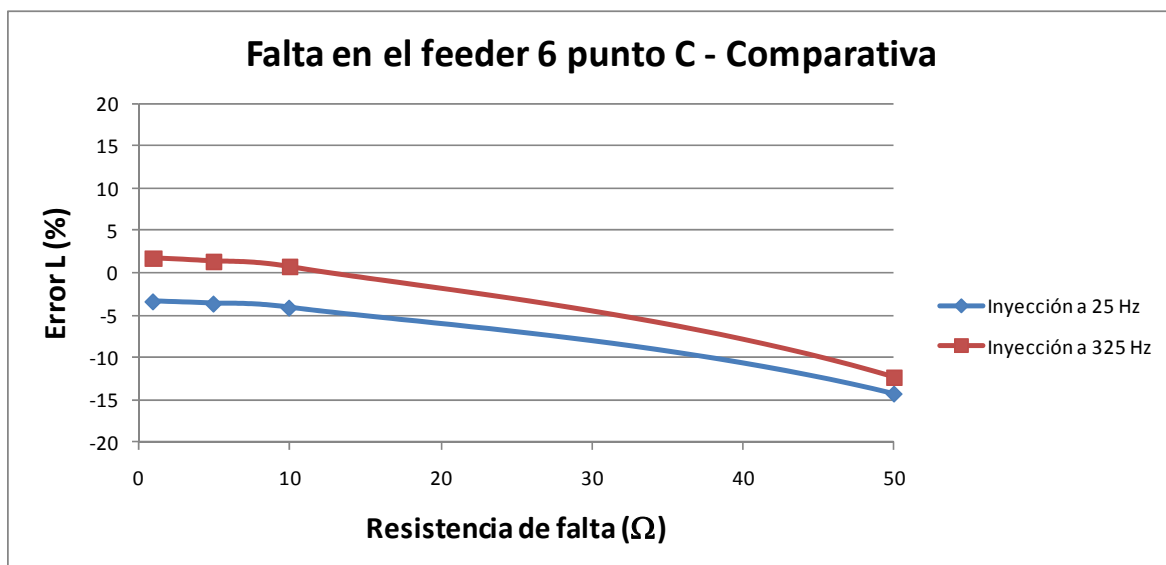


Figura 6.18. Falta en el punto C del feeder 6 - Comparativa (Metodología Básica Corregida)

La casuística particular para el sistema de distribución concreto simulado (descrito en el Anexo A), en el citado rango, es la siguiente:

- Errores menores cuando la frecuencia de inyección es 25 Hz: Feeder 1 (Puntos B, C y D), Feeder 5 (Puntos B y D), Feeder 6 (Punto D) y Feeder 8 (Puntos A, C, D y E)
- Errores menores cuando la frecuencia de inyección es 325 Hz: Feeder 1 (Punto A), Feeder 5 (Puntos A y C), Feeder 6 (Puntos A, B y C) y Feeder 8 (Punto B)

Al igual que en los anteriores casos, tomando como ejemplo el punto C del feeder 6, se observan los resultados mostrados en la Tabla 6.4.

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km. Inductancia: 0,087669913 H. Inyección: 5 A			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,089133818	1,669791589	0,195165241
5	0,088812991	1,303842664	0,152393131
10	0,088237439	0,647343861	0,075661551
50	0,076821198	-12,37450175	-1,446331765
100	0,047079804	-46,29879031	-5,411402612
250	-0,10231649	-216,706503	-25,32865607
500	-0,338802551	-486,4524772	-56,85656553
1000	-0,539640694	-715,536933	-83,63195673
2500	-0,637201245	-826,8186127	-96,63855945
5000	-0,653987549	-845,9657784	-98,87648018

Tabla 6.4. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología B. Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Sin embargo, para valores de resistencia de falta elevadas (aproximadamente por encima de 50-100 Ω) el error cometido es considerablemente menor que el que se observa a 25 Hz (Figura 6.19), y además se observa que su crecimiento es más lento, aunque toma igualmente valores no admisibles.

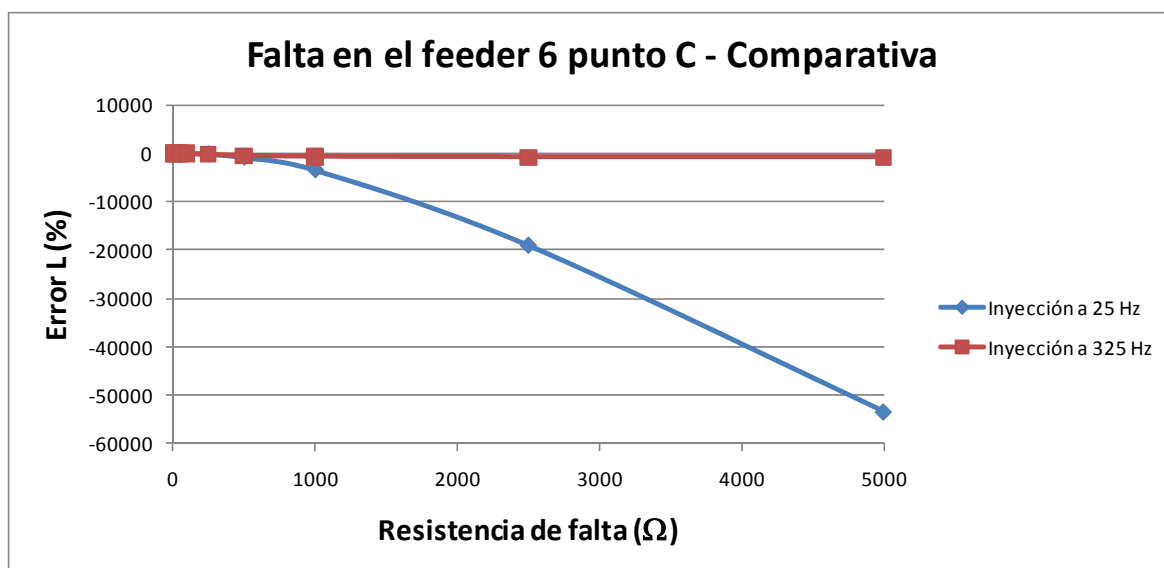


Figura 6.19. Falta en el punto C del feeder 6 – Comparativa (Metodología Básica Corregida)

Además, al igual que en el caso de inyecciones a 25 Hz, en muchos casos los valores de inductancia serie calculados toman valores negativos (Figura 6.20).

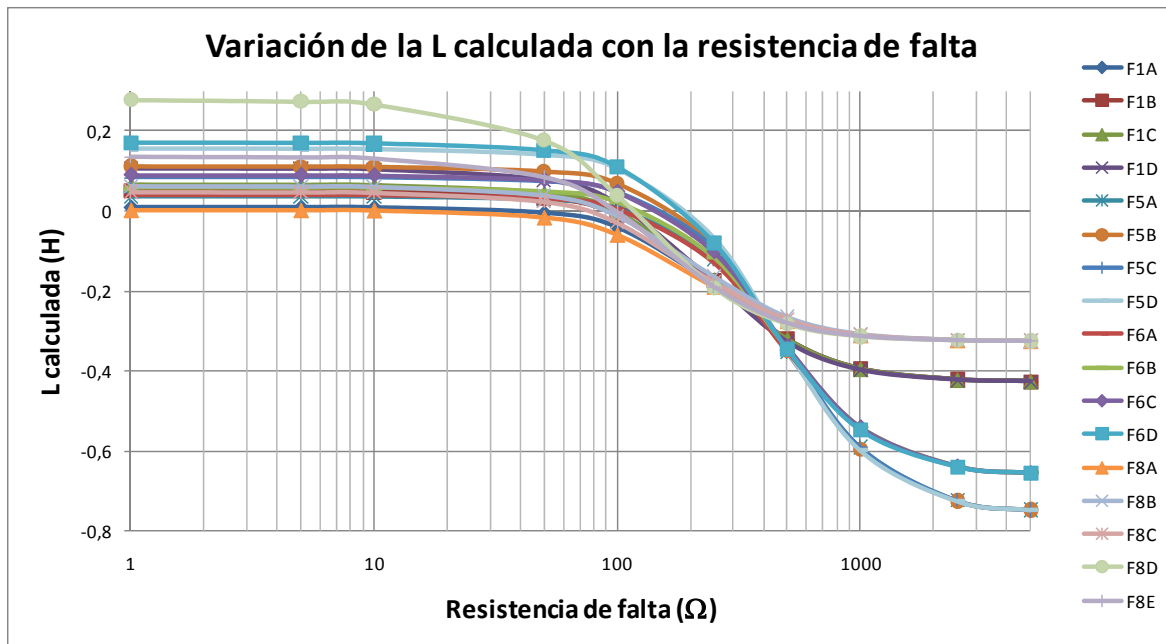


Figura 6.20. Variación de la L calculada con la resistencia de falta (Metodología Básica Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

Por otra parte, si se compara la utilización del Método Básico Corregido con el Método Básico Inicial (ambos con inyecciones a 325 Hz), se puede observar cómo pese a haber mejorado los resultados a bajas resistencias de falta (errores absolutos porcentuales), para aquellas situaciones con elevada resistencia de falta los resultados han empeorado (Figura 6.21).

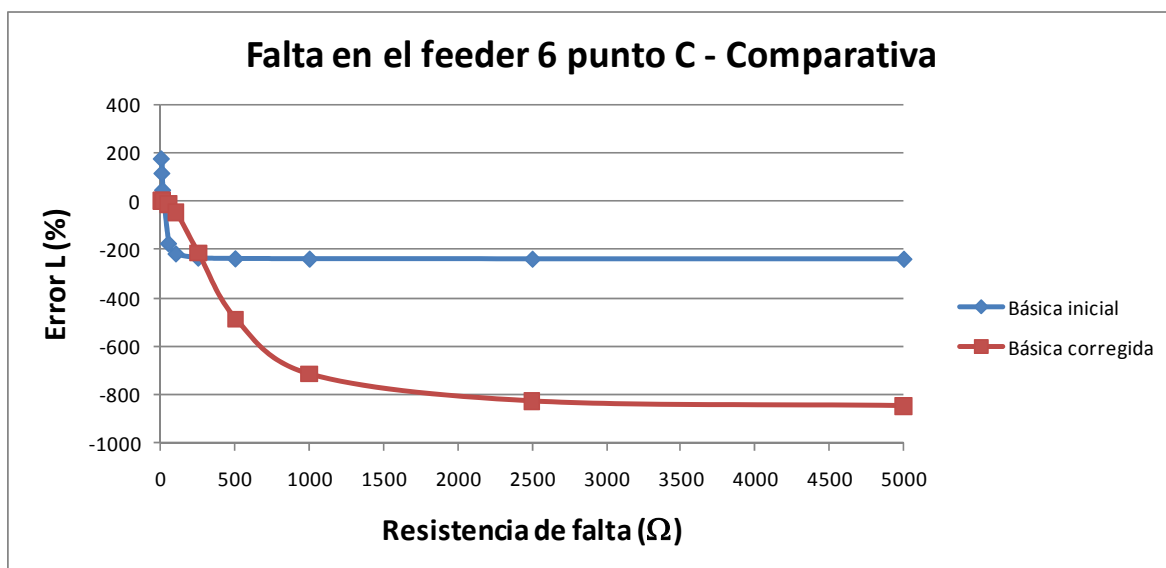


Figura 6.21. Falta en el punto C del feeder 6 - Comparativa de metodologías (325 Hz)

Al igual que en los casos anteriores analizados, excepto con resistencias de falta muy elevadas y utilizando inyecciones de corriente de magnitud muy reducida, un incremento de la magnitud inyectada no mejora los resultados obtenidos, manteniendo prácticamente igual el valor de los errores cometidos (Figura 6.22).

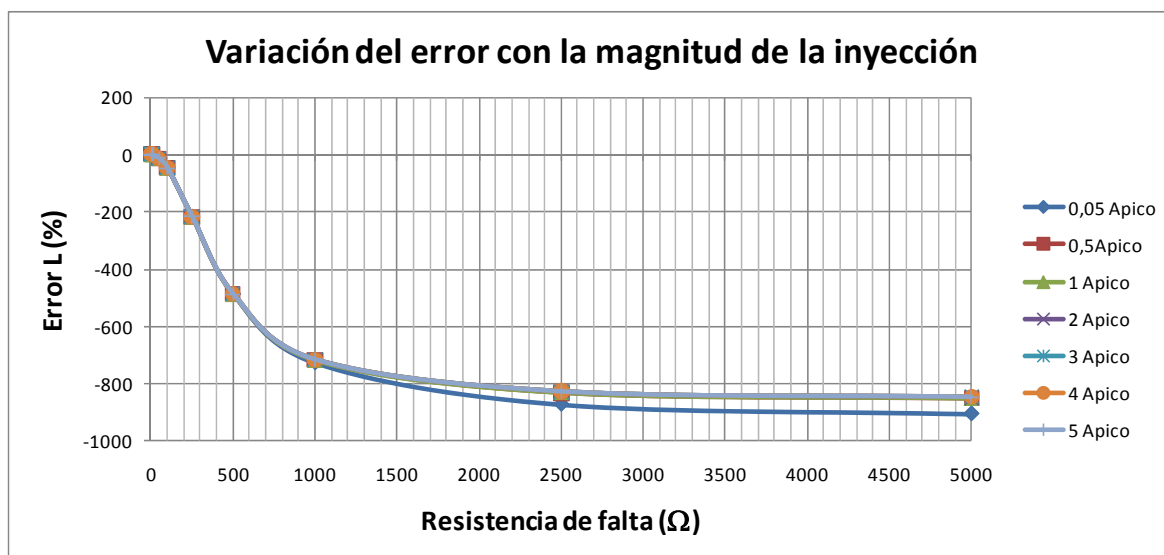


Figura 6.22. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación del error de L con la magnitud de la inyección (Metodología Básica Corregida, 325 Hz)

6.4.3. CONCLUSIONES

Como conclusión de lo analizado en este apartado, se puede concluir que la denominada "Metodología Básica Corregida", aun mejorando los resultados obtenidos en la "Metodología Básica Inicial", no es válida a partir de un rango de resistencia de falta de 50-100 Ω (en algunos casos incluso menor). En estos limitados casos, aun cuando la inyección de corriente a frecuencias de 25 Hz presenta generalmente mejores resultados que en el caso de la inyección a frecuencias de 325 Hz, esto no siempre es así ya que hay algunos casos en los que la inyección a frecuencias de 325 Hz da mejores resultados para resistencias de falta reducidas.

Así, al igual que en el caso anterior, está Metodología Básica Corregida necesita de ciertas modificaciones que proporcionen una mejoría en los resultados de la localización de la falta, reduciendo sus errores. Para ello, en el siguiente apartado, se presenta una nueva modificación de la metodología propuesta.

6.5. METODOLOGÍA FINAL

6.5.1. ESQUEMAS DE SECUENCIA Y CÁLCULOS REALIZADOS

Tras realizar numerosos análisis mediante simulaciones con MATLAB/Simulink, se ha verificado como, al igual que ocurría anteriormente, el hecho de considerar solamente las capacidades de los feeders que no están en falta podía ser correcto únicamente para resistencias de falta bastante reducidas. A pesar de esto, respecto a la Metodología Básica Inicial se habían logrado ligeras mejoras en la precisión (tanto en su rango de aplicación como en el valor de la misma). Así, con objeto de poder generalizar la nueva metodología propuesta, se ha pasado a modificar la propuesta anterior considerando también las capacidades homopolares a tierra del feeder en falta (las componentes directas e inversas no se han considerado, ya que la impedancia que tendrían en paralelo es de un valor tan pequeño que las haría despreciables).

Por lo tanto, las nuevas redes de secuencia a considerar son las que se muestran en la Figura 6.23 (a, b y c).

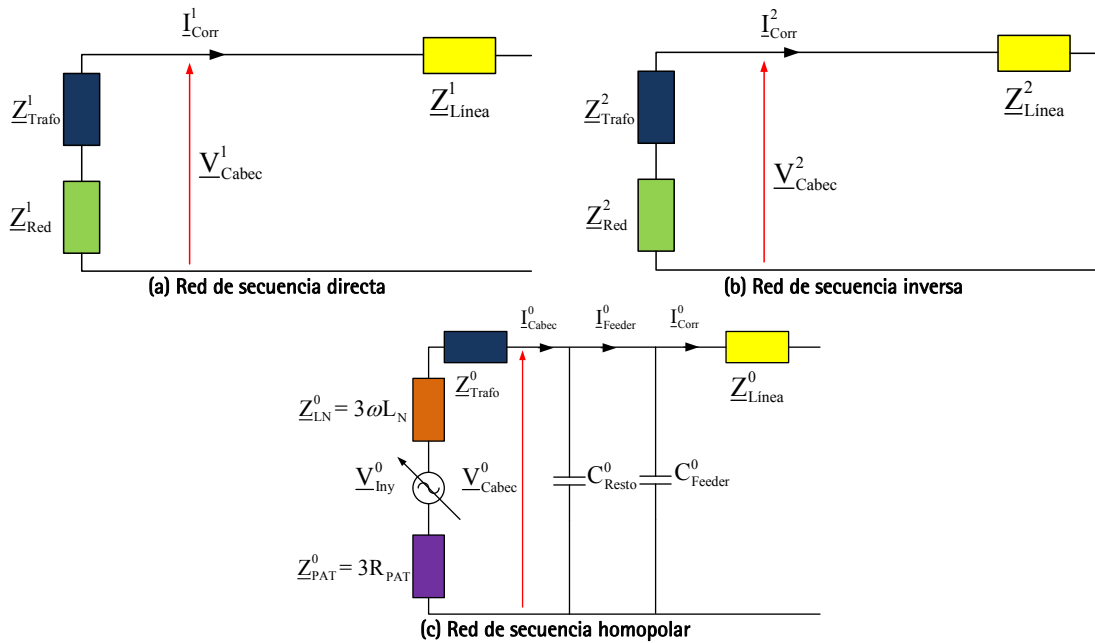


Figura 6.23. Redes de secuencia (Metodología Final)

La conexión de dichas redes de secuencia para una resistencia de falta de valor R_F , da lugar a un circuito como el mostrado en la Figura 6.24.

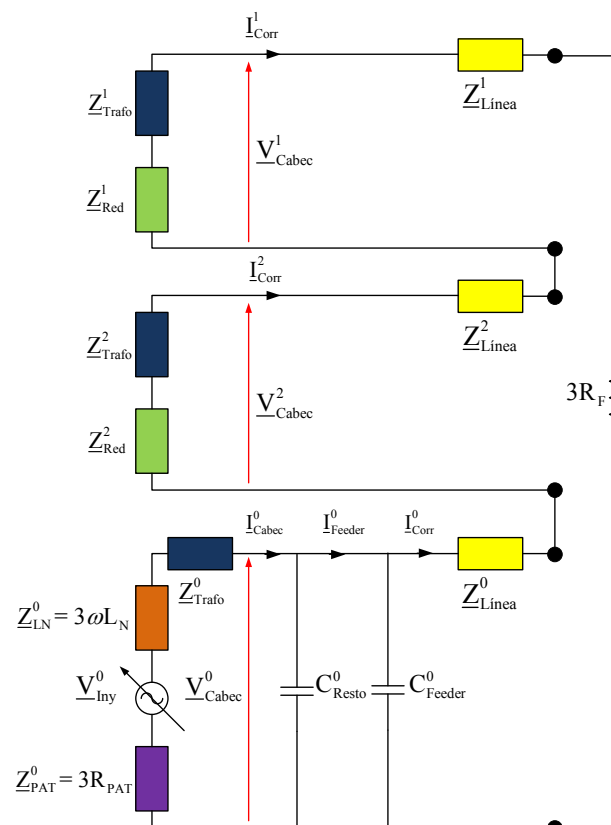


Figura 6.24. Conexión de redes de secuencia (Metodología Final)

Así, revisando las ecuaciones de los algoritmos anteriores (Metodología Básica Inicial y Básica Corregida), la nueva formulación del algoritmo propuesto queda como se indica a continuación, para faltas monofásicas resistivas.

En primer lugar se obtiene el valor de la intensidad homopolar corregida, como resta de la intensidad homopolar del feeder en falta menos la que se deriva por las capacidades homopolares del feeder en falta, mediante la expresión (6.11).

$$I_{Corr}^0 = I_{Feeder}^0 - \frac{V_{Cabec}^0}{1/j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{Feeder}^0} = I_{Feeder}^0 - j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{Feeder}^0 \cdot V_{Cabec}^0 \quad (6.11)$$

Para el cálculo de la intensidad homopolar corregida es necesario conocer la capacidad homopolar de cada uno de los feeders por separado. Para ello, existen dos posibilidades:

- En base al conocimiento de los conductores aéreos y cables subterráneos que forman las líneas, se obtiene la capacidad real de los feeders.
- Mediante cálculo. Para ello, como ya se ha indicado en apartados anteriores, se hace una inyección de corriente homopolar a la frecuencia de inyección (25 Hz ó 325 Hz), estando el sistema en situación de prefalta y realizando las siguientes mediciones:
 - Intensidades homopolares en cada uno de los feeders
 - Tensión homopolar en cabecera del sistema

Puesto que se trata de faltas monofásicas, se cumple la expresión (6.12).

$$I_{Corr}^0 = I_{Corr}^1 = I_{Corr}^2 \quad (6.12)$$

Aplicando el 1^{er} Teorema de Kirchhoff al circuito de secuencia de la Figura 6.24, se obtiene la expresión (6.13).

$$V_{Cabec}^0 + V_{Cabec}^1 + V_{Cabec}^2 + I_{Corr}^0 \cdot (Z_{Línea}^0 + Z_{Línea}^1 + Z_{Línea}^2) + I_{Corr}^0 \cdot 3 \cdot R_F = 0 \quad (6.13)$$

Además, la suma de tensiones de secuencia medidas es igual a la tensión de la fase en falta, obteniéndose la expresión (6.14).

$$V_{Cabec}^0 + V_{Cabec}^1 + V_{Cabec}^2 = V_{Cabec}^{fase_f} \quad (6.14)$$

Desarrollando lo anterior y descomponiendo la expresión resultante en parte real e imaginaria, se obtienen las ecuaciones (6.15) y (6.16).

$$\frac{V_{Cabec}^{fase_f}}{3R_F} + I_{Corr}^0 [(R_{Línea}^0 + jX_{Línea}^0) + (R_{Línea}^1 + jX_{Línea}^1) + (R_{Línea}^2 + jX_{Línea}^2) + 3R_F] = 0 \quad (6.15)$$

$$\frac{V_{Cabec}^{fase_f}}{I_{Corr}^0} = (R_{Línea}^0 + R_{Línea}^1 + R_{Línea}^2 + 3 \cdot R_F) + j(X_{Línea}^0 + X_{Línea}^1 + X_{Línea}^2) \quad (6.16)$$

Finalmente, tomando la parte imaginaria y descomponiendo la reactancia en su correspondiente inductancia a la frecuencia de inyección, se puede obtener la estimación de la inductancia serie (como suma de las componentes de secuencia directa, inversa y homopolar) hasta el punto de falta, tal y como se indica en las expresiones (6.17) y (6.18).

$$\text{Imag} \left(\frac{V_{Cabec}^{fase_f}}{I_{Corr}^0} \right) = X_{Línea}^0 + X_{Línea}^1 + X_{Línea}^2 = 2\pi f \cdot (L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2) \quad (6.17)$$

$$L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2 = \frac{\text{Imag} \left(\frac{V_{Cabec}^{fase_f}}{I_{Corr}^0} \right)}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (6.18)$$

Para poder obtener dicha estimación de la inductancia serie, es necesario disponer de los siguientes datos:

- Capacidad homopolar del feeder en falta en la situación de prefalta. Para ello es necesario hacer uso de una de las dos opciones siguientes:
 - Realizar una inyección a una de las frecuencias consideradas (25 Hz ó 325 Hz) estando el sistema sin falta, por lo que se puede hacer uso de la misma inyección utilizada para obtener la capacidad de todo el sistema.
 - Conocer previamente la capacidad homopolar real del feeder en falta.
- Tensión fase-tierra de la fase en falta a la frecuencia de inyección.
- Intensidad homopolar del feeder en falta a la frecuencia de inyección.
- Frecuencia de inyección (25 Hz ó 325 Hz).

6.5.2. LOCALIZACIÓN KILOMÉTRICA DEL PUNTO DE FALTA

Aunque este proceso podría ser de aplicación también en los métodos anteriores, se ha considerado incluirlo en este apartado ya que, como se verá más adelante, el denominado como Método Final es el que mejores resultados ha proporcionado.

Así, conociendo la fase y el feeder en falta, así como las inductancias características de los conductores que forman el sistema, se puede realizar el siguiente proceso para estimar la distancia kilométrica al punto de falta:

1. En primer lugar, se considera el 1^{er} tramo de línea (feeder en falta) después de la subestación y su inductancia serie real (como suma de la directa, inversa y homopolar).

$$\sum L_{Tramo\ 1} = L_{Tramo\ 1}^0 + L_{Tramo\ 1}^1 + L_{Tramo\ 1}^2 \quad (6.19)$$

2. Este valor se compara con la inductancia serie calculada. Si la inductancia serie real resulta mayor que la calculada, la falta está en ese tramo y si no, hay que continuar con el tramo siguiente.

$$\sum L_{Tramo\ 1} \geq \frac{Imag\left(\frac{V_{Cabec}^{fase\ f}}{I_{Corr}^0}\right)}{2 \cdot \pi \cdot f} \tag{6.20}$$

3. Si se continúa con el tramo siguiente hay que volver a repetir los dos pasos anteriores: se obtiene en primer lugar la inductancia serie real del 2º tramo y se compara la inductancia serie de los dos tramos con la inductancia serie calculada. Si la inductancia serie real resulta mayor que la calculada, la falta está en ese tramo (tramo 2).

$$\sum L_{Tramo\ 2} = L_{Tramo\ 2}^0 + L_{Tramo\ 2}^1 + L_{Tramo\ 2}^2 \tag{6.21}$$

$$\sum L_{Tramo\ 1} + \sum L_{Tramo\ 2} \geq \frac{Imag\left(\frac{V_{Cabec}^{fase\ f}}{I_{Corr}^0}\right)}{2 \cdot \pi \cdot f} \tag{6.22}$$

4. Para obtener el punto kilométrico en el que se ha producido la falta (dentro del tramo 2), se debe medir en primer lugar la diferencia entre la inductancia real y la calculada.

$$\left(\sum L_{Tramo\ 1} + \sum L_{Tramo\ 2}\right) - \frac{Imag\left(\frac{V_{Cabec}^{fase\ f}}{I_{Corr}^0}\right)}{2 \cdot \pi \cdot f} = L_{Diferencia} \tag{6.23}$$

5. Una vez obtenida esa inductancia diferencia, se aplica la ecuación (6.24) para obtener el punto de falta en el tramo 2. Para ello, hay que dividir la inductancia diferencia entre la inductancia serie real del tramo 2, en H/km.

$$d = Long_{Tramo\ 1} + Long_{Tramo\ 2} - \frac{L_{Diferencia}}{(L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2)_{Tramo\ 2}^{H/km}} \tag{6.24}$$

Una opción interesante para facilitar este proceso es realizar un mallado de la red (Figura 6.25), identificando y numerando los nudos de intersección y obteniendo la suma de inductancias entre dos nodos adyacentes para facilitar la metodología de localización.

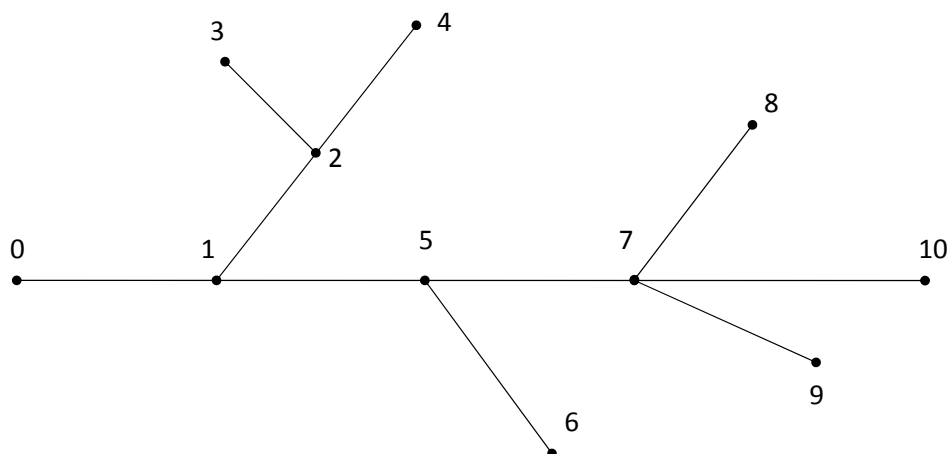


Figura 6.25. Mallado ejemplo de la red

Finalmente, recalcar que para poder obtener dicho cálculo de la distancia de falta, es necesario conocer los siguientes datos:

- Topología existente de la red, en lo que se refiere a tipo de conductor, longitud del mismo, etc.
- Inductancia homopolar, directa e inversa de cada tipo de conductor existente en la red.

6.5.3. RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas sobre la red de distribución de la Figura 5.1 (cuyas características se detallan en el Anexo A), al aplicar la Metodología Final utilizando capacidades homopolares calculadas previamente, están más detallados en el Anexo C. En este apartado se muestra una idea general resumida de dichos resultados.

Para ello, se ha calculado la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar) hasta el punto de falta y se ha comparado con la inductancia serie real, calculando el error porcentual cometido en dicho cálculo, así como una aproximación de lo que dicho error implicaría en distancia kilométrica.

6.5.3.1. Inyecciones de corriente de 25 Hz

Tomando como ejemplo de los resultados obtenidos el mismo punto que en las metodologías anteriores (falta monofásica en el punto C del feeder 6), en la Tabla 6.5 se puede observar cómo esta metodología resulta adecuada para un amplio rango de resistencias de falta (generalmente hasta 500 Ω y en ocasiones incluso hasta 1.000 Ω).

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km. Inductancia: 0,087669913 H. Inyección: 2 A			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,084907229	-3,151233779	-0,368316204
5	0,084959618	-3,091476459	-0,361331768
10	0,085025105	-3,016779126	-0,352601144
50	0,085549042	-2,419155159	-0,282750855
100	0,086204048	-1,672027416	-0,195426564
250	0,088164134	0,563728965	0,065888641
500	0,091556295	4,432970779	0,518125625
1000	0,099620399	13,63122799	1,593217928
2500	0,143274055	63,42442959	7,41304733
5000	0,283199853	223,0296956	26,06771082

Tabla 6.5. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Comparativamente, esta metodología resulta notablemente superior a las dos versiones anteriores (Básica Inicial y Básica Corregida), especialmente en el rango anteriormente mencionado de resistencias de falta de 0-1.000 Ω (Figura 6.26).

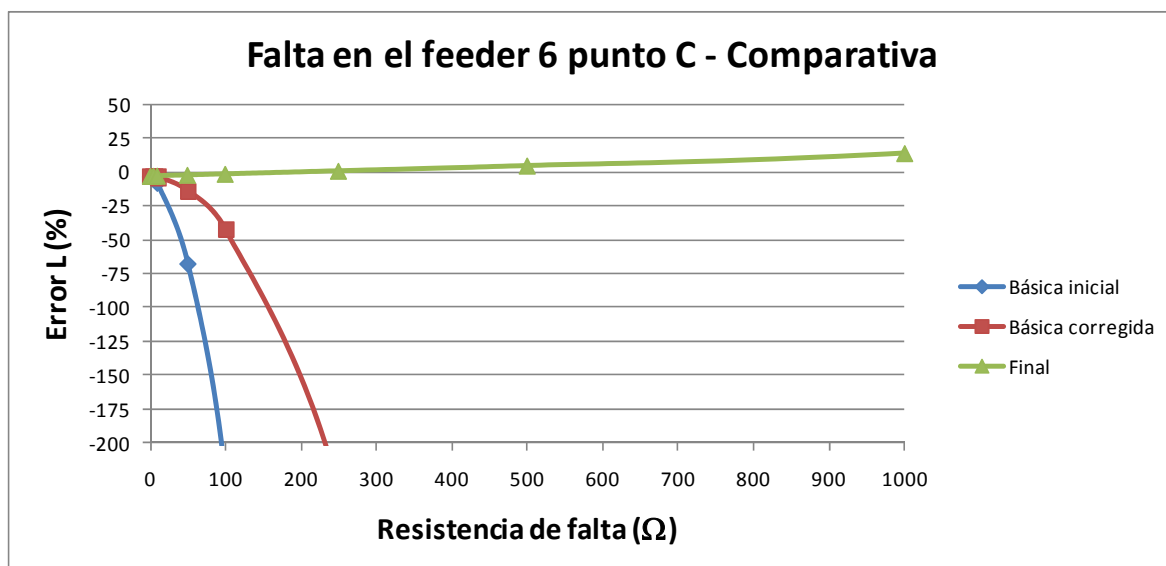


Figura 6.26. Falta en el punto C del feeder 6 – Comparativa de metodologías (25 Hz)

Generalizando dicho análisis al resto de los feeders, se observa como en la gran mayoría de los puntos de falta analizados (Figura 6.27), en el rango comprendido hasta 250-500 Ω, el error es inferior al 10% (en muchas ocasiones inferior incluso al 5%)

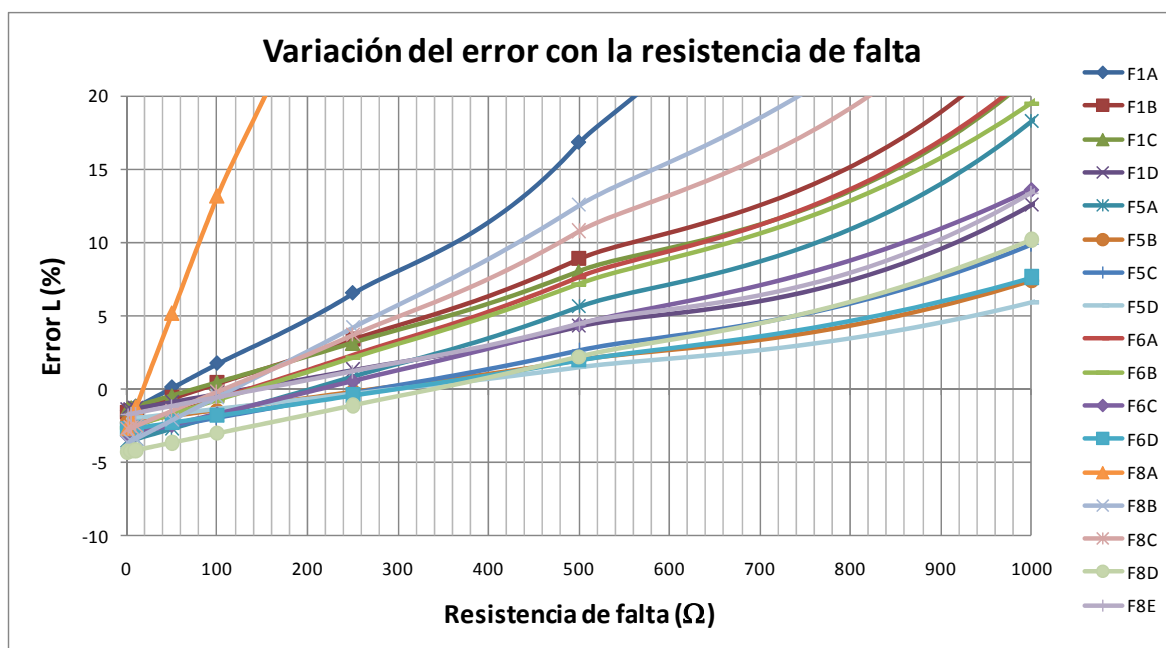


Figura 6.27. Variación del error resultante de L con la resistencia de falta (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Como se puede observar, únicamente un caso (falta en el punto A del feeder 8) se sale de dicha tendencia. Sin embargo, es necesario resaltar las particularidades de dicho caso, para darse cuenta de que dicho aspecto no es excesivamente relevante:

- Se trata del punto de falta considerado que presenta menor distancia (435 m) hasta la subestación (lugar de toma de medidas). Consecuentemente, aunque presenta porcentajes de error superiores al 10% con resistencias de falta por encima de 100 Ω, estos se corresponden con errores en km totalmente aceptables:
 - $R_F=100 \Omega \Rightarrow 13\% \text{ error} \Rightarrow 57 \text{ m error}$

- $R_F=250 \Omega \Rightarrow 35\% \text{ error} \Rightarrow 155 \text{ m error}$
- $R_F=500 \Omega \Rightarrow 101\% \text{ error} \Rightarrow 442 \text{ m error}$

De manera similar, aunque a menor escala, ocurre algo parecido con el análisis del punto A del feeder 1, cuya distancia hasta la subestación (1,334 km) es la 2ª más corta entre los puntos considerados:

- $R_F=500 \Omega \Rightarrow 17\% \text{ error} \Rightarrow 224 \text{ m error}$
- $R_F=1000 \Omega \Rightarrow 59\% \text{ error} \Rightarrow 782 \text{ m error}$
- Por otra parte, otra posible razón para dicha divergencia en la tendencia del punto A del feeder 8 puede ser debida a que es un tramo puramente subterráneo a la salida de la subestación, sin ningún tramo con conductores aéreos hasta el punto de falta. Sin embargo, ese tipo de faltas de alta impedancia (por encima de 100-200 Ω) se produce fundamentalmente en tramos de conductores aéreos (caída de árbol, rotura de conductor sobre la calzada, etc.) y no tanto en tramos subterráneos [1, 246-247].

De manera general, hay que mencionar que, aun cuando la referencia más importante es indudablemente el error porcentual cometido, éste está unívocamente ligado al error aproximado en km. Por ello, y dependiendo del punto de falta, valores medios de error porcentual pueden implicar errores en distancia de falta no muy elevados.

En cuanto a la influencia de la magnitud de intensidad inyectada, cabe remarcar que puede jugar un papel importante en la minimización del error cometido en la localización. En el caso de resistencias de falta por debajo de 50-100 Ω , la influencia de la magnitud de la inyección sobre la precisión es mínima, no dando lugar a cambios apreciables (Figura 6.28).

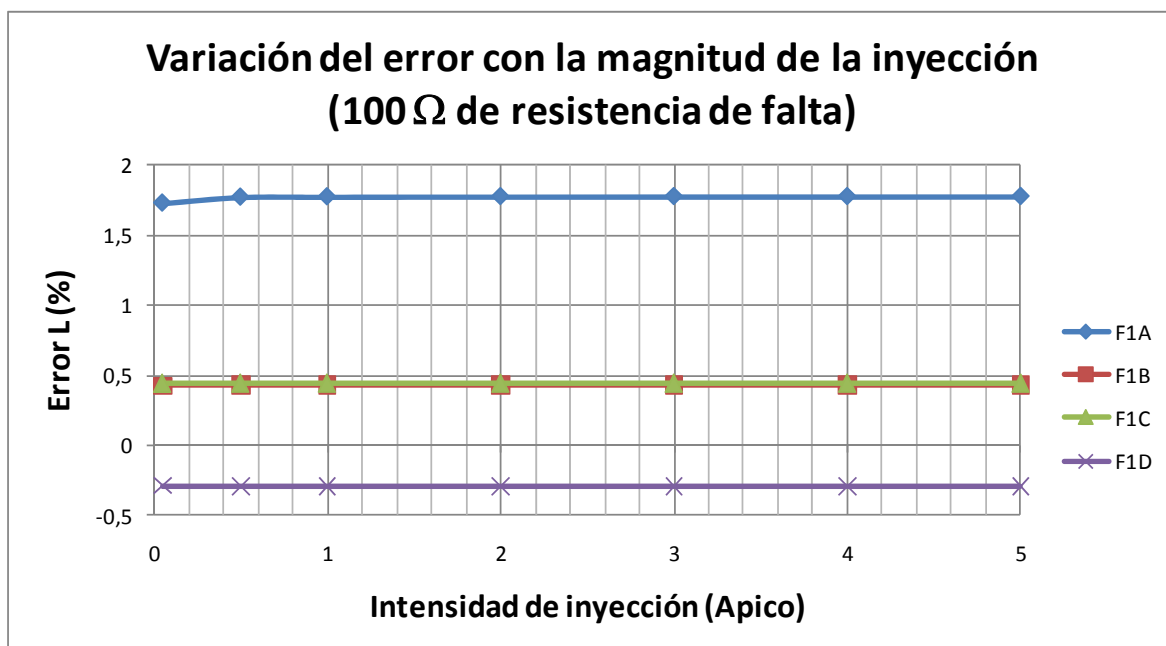


Figura 6.28. Variación del error resultante de L con la magnitud de la inyección – Faltas de 100 Ω en feeder 1 (Metodología Final, 25 Hz)

Sin embargo, por encima de dichos valores de resistencia de falta (50-100 Ω), la magnitud de la corriente inyectada puede jugar un papel importante (Figura 6.29). Es por ello que la inyección ha de hacerse siempre a la mayor magnitud que permita el sistema sobre el que se esté implantando. Tal y como se ha justificado en el Capítulo 4, en el sistema de distribución modelizado y objeto de estudio serían 2 Apico para una frecuencia de inyección de 25 Hz.

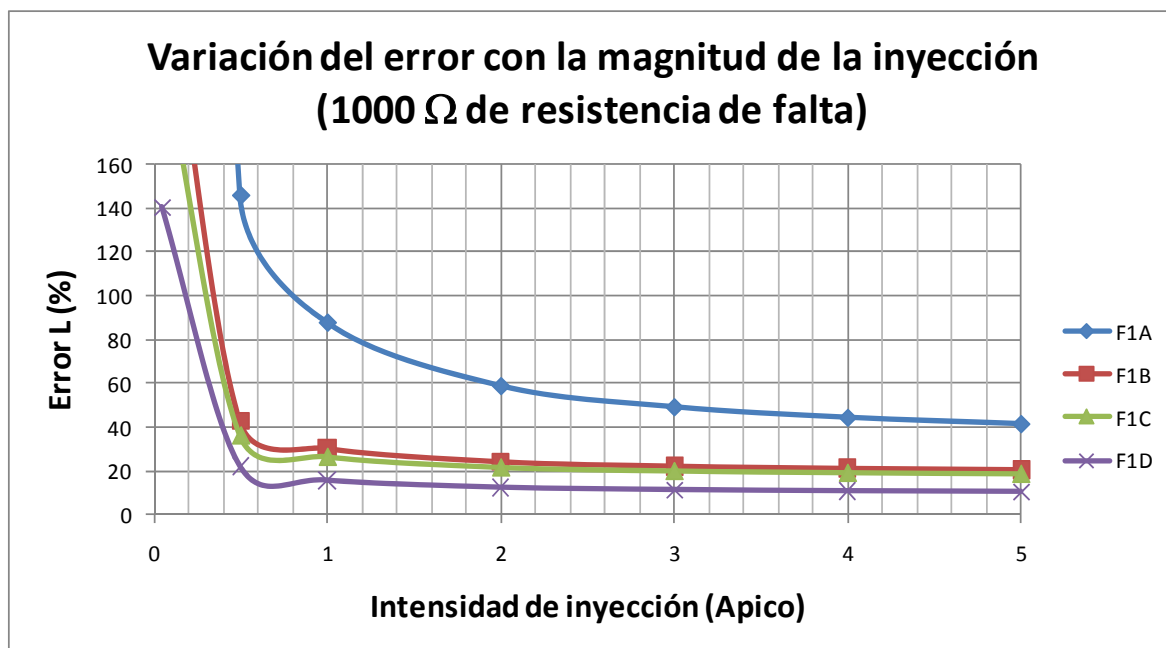


Figura 6.29. Variación del error resultante de L con la magnitud de la inyección – Falta de 1000 Ω en feeder 1 (Metodología Final, 25 Hz)

Además, cabe mencionar que, a diferencia de las metodologías anteriores, en esta metodología no aparecen valores negativos de la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar), tal y como se puede apreciar en la Figura 6.30, en donde se han representado los valores calculados en múltiples situaciones de falta.

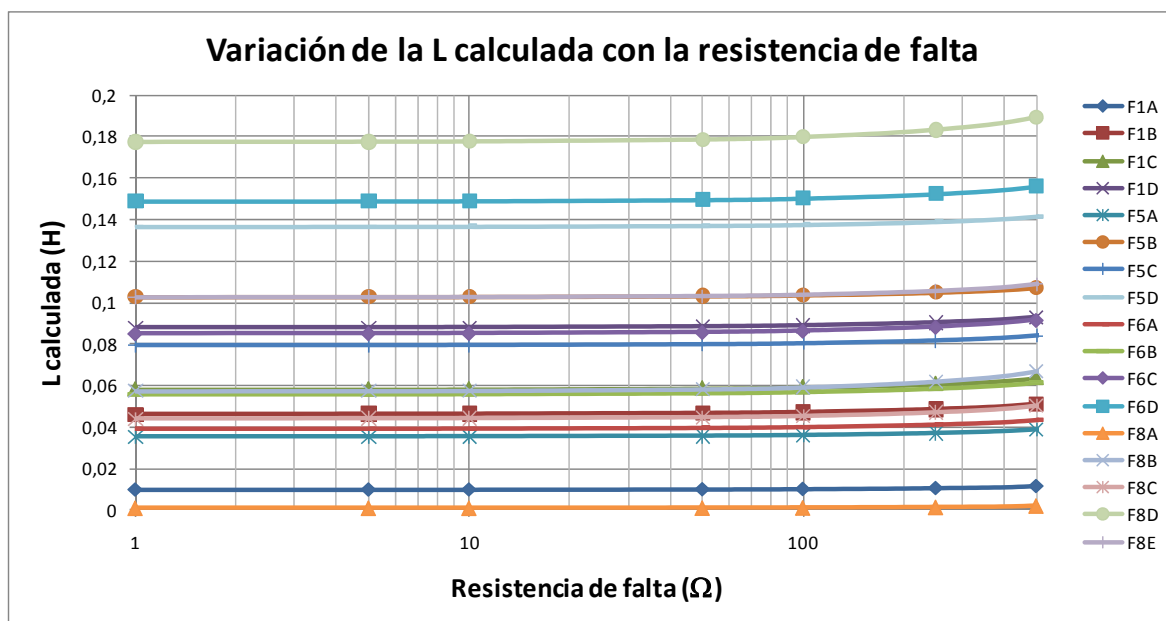


Figura 6.30. Variación de la L calculada con la resistencia de falta (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

Por último, en la Figura 6.31 se puede observar que en el tramo donde se concentran los mejores resultados de esta metodología (hasta 1.000 Ω), y excepto con resistencias de falta muy elevadas y utilizando inyecciones de corriente de magnitud muy reducida, un incremento la magnitud inyectada no mejora los resultados obtenidos, manteniendo prácticamente igual el valor de los errores cometidos.

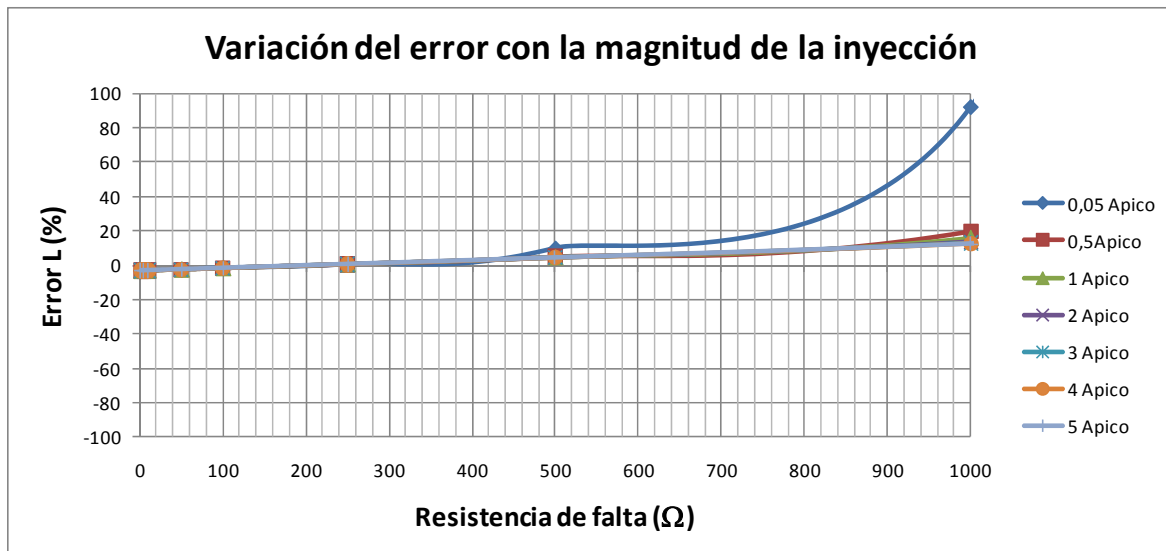


Figura 6.31. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación del error de L con la magnitud de la inyección (Metodología Final, 25 Hz)

6.5.3.2. Inyecciones de corriente de 325 Hz

Al realizar una inyección de corriente a la frecuencia de 325 Hz, los errores porcentuales absolutos cometidos para un rango de resistencias de falta de hasta 250–500 Ω son superiores a los obtenidos con las inyecciones de corriente a 25 Hz, como se observa en la Tabla 6.6 y en la Figura 6.32.

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km. Inductancia: 0,087669913 H. Inyección: 5 A			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,076903848	-12,28022741	-1,43531298
5	0,076947142	-12,23084465	-1,429541123
10	0,077001254	-12,16912289	-1,422327084
50	0,077433916	-11,6756104	-1,364645343
100	0,077974163	-11,05938081	-1,292620429
250	0,079589163	-9,217244131	-1,077311494
500	0,082312956	-6,110371008	-0,714180163
1000	0,088190108	0,593355894	0,069351437
2500	0,113225555	29,14984292	3,407033641
5000	0,175296457	99,9505314	11,68221811

Tabla 6.6. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

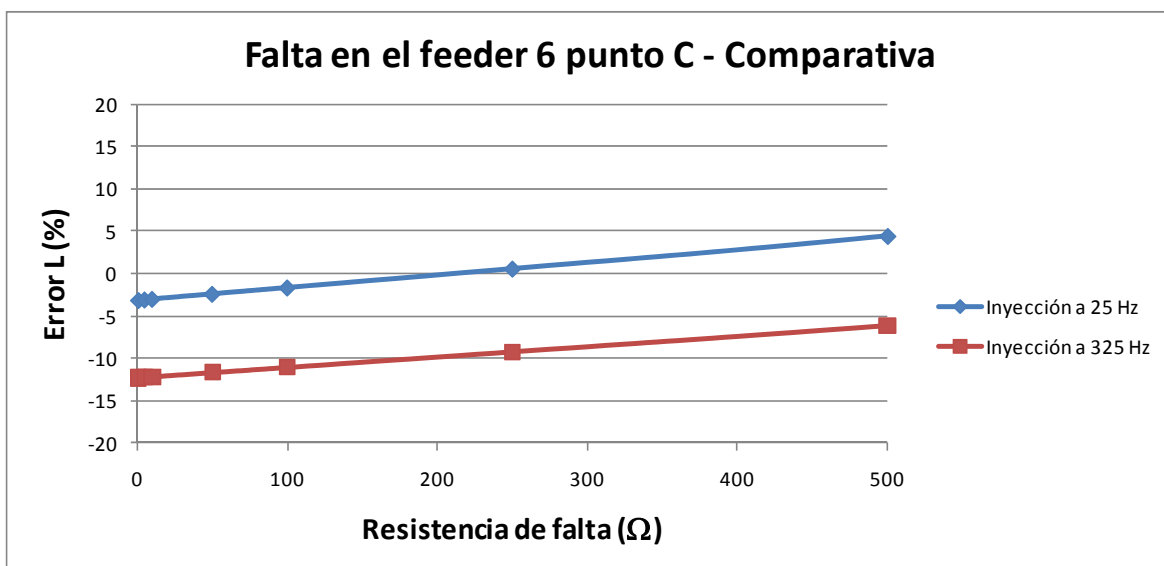


Figura 6.32. Falta en el punto C del feeder 6 – Comparativa (Metodología Final)

Sin embargo, existen dos excepciones al respecto. En el punto A del feeder 1 (Figura 6.33) y en el punto A del feeder 8 (Figura 6.34), el rango en el que la inyección de 25 Hz da mejores resultados que la de 325 Hz es más reducido (hasta 10-100 Ω de resistencia de falta). Sin embargo, por las razones indicadas en el apartado anterior, dicha diferencia no es significativa si se tiene en cuenta el error en km.

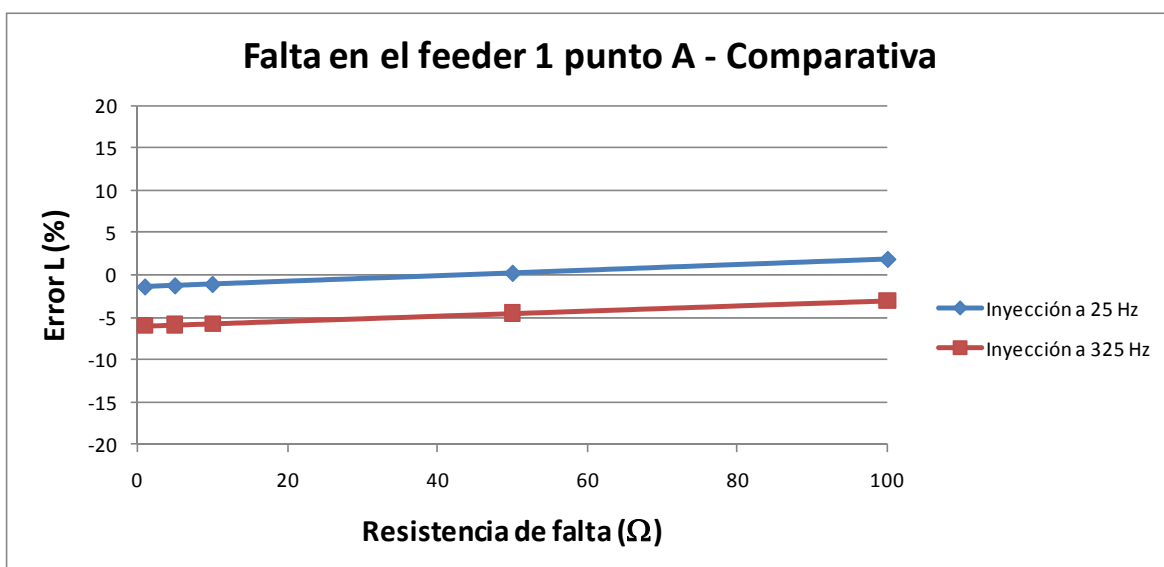


Figura 6.33. Falta en el punto A del feeder 1 – Comparativa (Metodología Final)

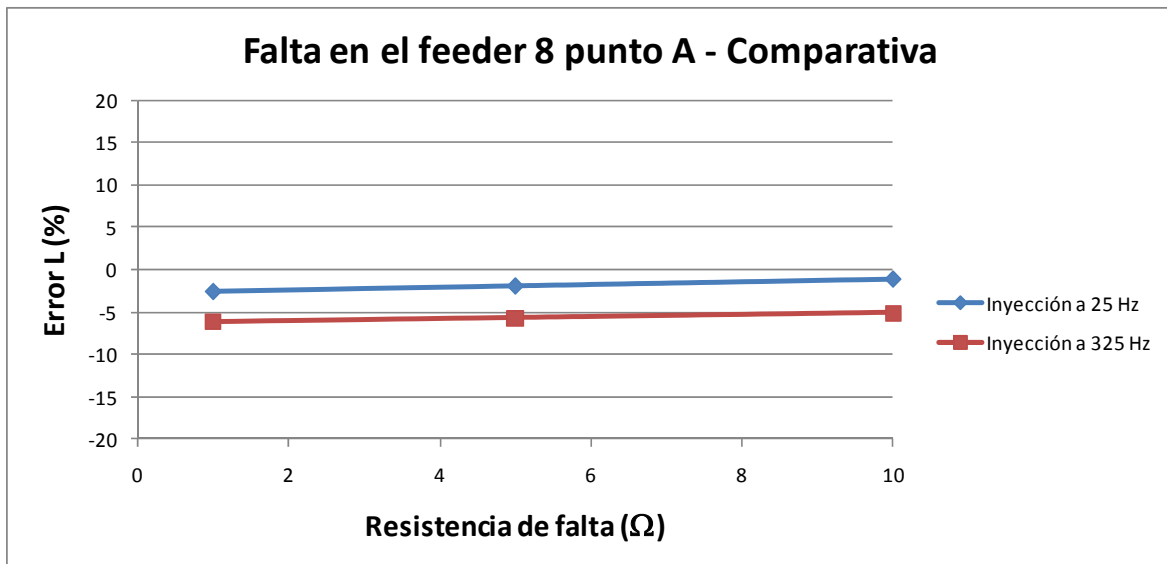


Figura 6.34. Falta en el punto A del feeder 8 – Comparativa (Metodología Final)

Por otra parte, para resistencias de falta de hasta 100-250 Ω , la diferencia en error entre una y otra frecuencia de inyección es aproximadamente constante (Figura 6.35).

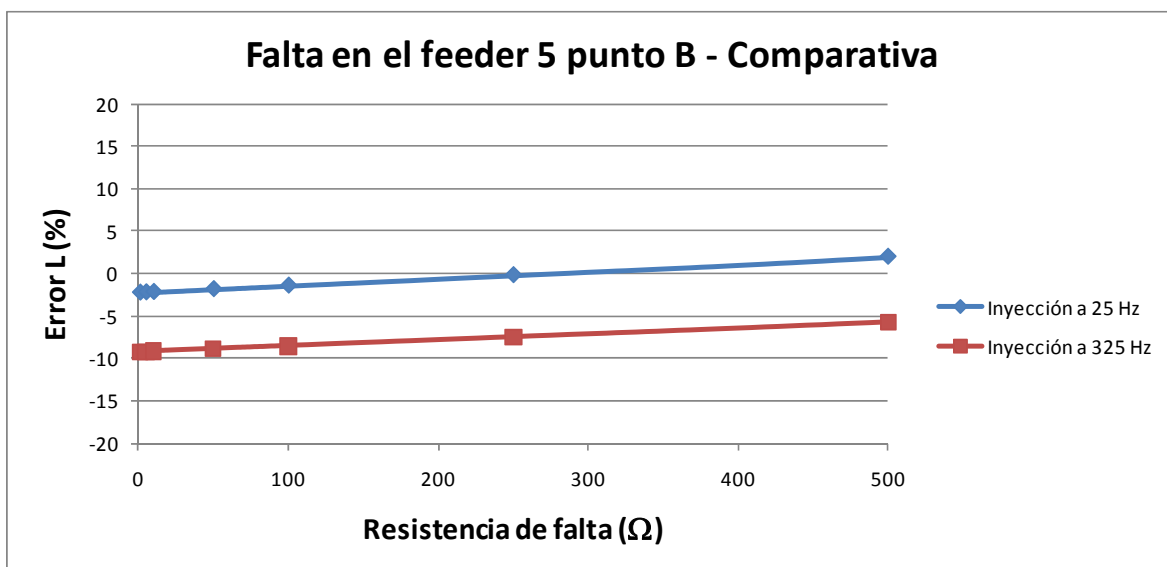


Figura 6.35. Falta en el punto B del feeder 5 – Comparativa (Metodología Final)

Por el contrario, para elevadas resistencias de falta (por encima de 500-1.000 Ω), la diferencia de precisión entre la aplicación de la metodología a una u otra inyección se acentúa (Figura 6.36).

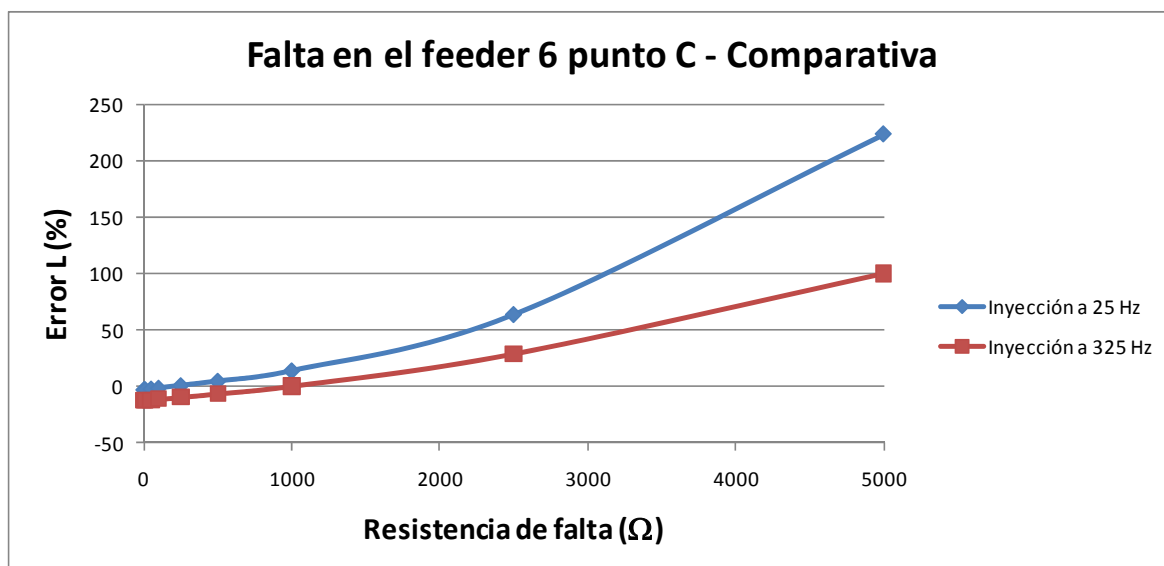


Figura 6.36. Falta en el punto C del feeder 6 - Comparativa (Metodología Final)

Por último, al igual que en caso de inyecciones a la frecuencia de 25 Hz, en el tramo donde se concentran los mejores resultados de esta metodología (hasta 1.000 Ω de resistencia de falta), y excepto con resistencias de falta muy elevadas y utilizando inyecciones de corriente de magnitud muy reducida, un incremento la magnitud inyectada no mejora los resultados obtenidos, manteniendo prácticamente igual el valor de los errores cometidos (Figura 6.37).

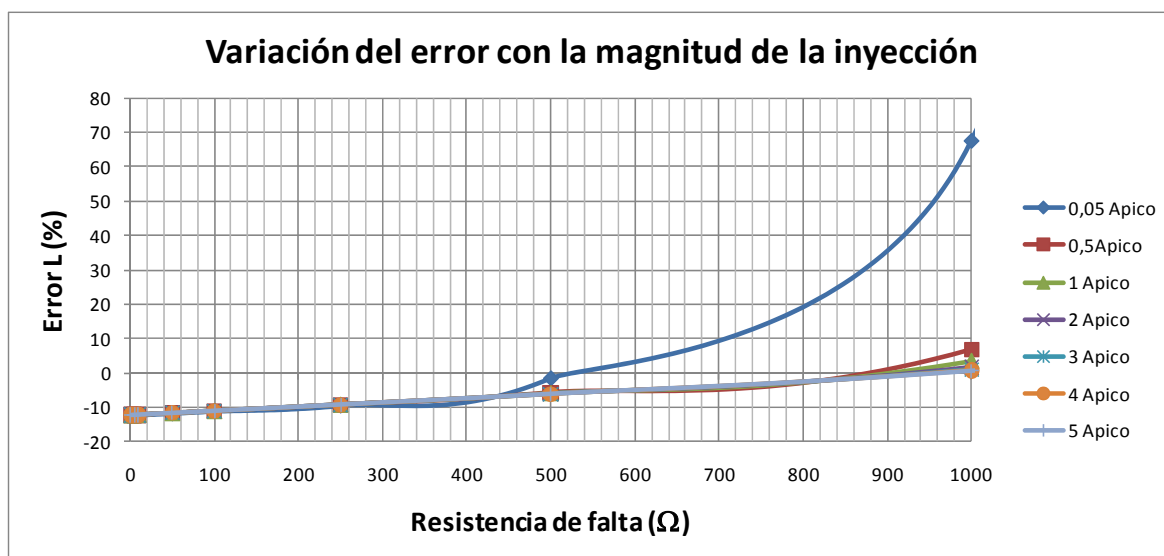


Figura 6.37. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación del error de L con la magnitud de la inyección (Metodología Final, 325 Hz)

6.5.4. VARIANTES METODOLÓGICAS

En este apartado se presentan y analizan dos variantes metodológicas sobre la denominada "Metodología Final", con el fin de evaluar la posibilidad de incorporarlas en caso de observar una mejora notable en los resultados. Puesto que los mejores resultados se han obtenido con una frecuencia de inyección de 25 Hz, es para dicha frecuencia para la que se han analizado dichas variantes metodológicas.

6.5.4.1. Variante Nº 1: Utilización de capacidades homopolares reales

Como se ha indicado en anteriores apartados, para la correcta implementación de la Metodología Final, es necesario conocer la capacidad homopolar de cada uno de los feeders por separado. Para ello, existen dos posibilidades:

- Mediante cálculo de las capacidades homopolares (aspecto analizado en el Capítulo 4).
- Utilización de capacidades homopolares reales, en base al conocimiento de los conductores aéreos y cables subterráneos que forman las líneas (aspecto incluido en esta variante metodológica).

Así, con objeto de verificar la influencia de utilizar una u otra opción en el cálculo de la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar) se han realizado múltiples simulaciones. En ellas, se ha podido constatar cómo, para una frecuencia de inyección de 25 Hz, y en el tramo donde se concentran los mejores resultados de esta metodología (hasta 1.000 Ω de resistencia de falta), la utilización de la capacidad homopolar calculada proporciona prácticamente los mismos resultados que la utilización de la capacidad homopolar real (Figura 6.38).

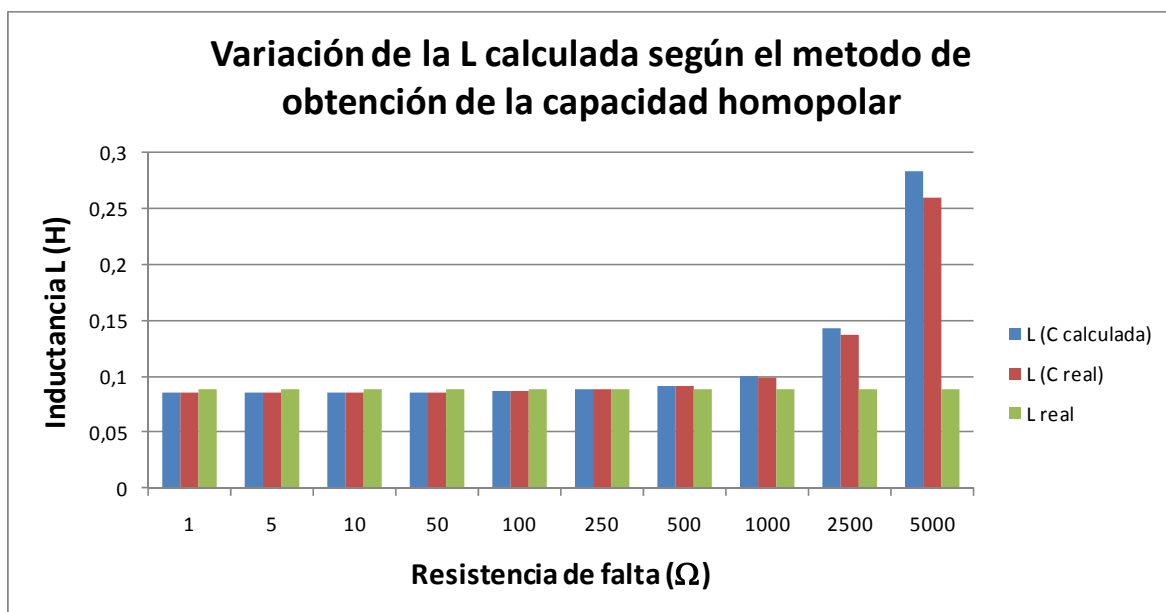


Figura 6.38. Falta en el punto C del feeder 6 – Variación de la L calculada según la obtención de la capacidad homopolar (25 Hz)

Por lo tanto, tal y como se puede observar en el Anexo C, los resultados obtenidos mediante una u otra capacidad son prácticamente iguales (Tabla 6.7), por lo que la utilización de la capacidad homopolar calculada parece operativamente la mejor opción.

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km. Inductancia: 0,087669913 H. Inyección: 2 A			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,084907171	-3,151300571	-0,368324011
5	0,084959472	-3,091643299	-0,361351269
10	0,085024805	-3,017121352	-0,352641144
50	0,085545747	-2,422913501	-0,28319013
100	0,086192597	-1,685088422	-0,196953135
250	0,088098804	0,489211316	0,057179019
500	0,091303114	4,144182528	0,484372054
1000	0,098623752	12,49441042	1,46034669
2500	0,137104351	56,38700477	6,590513117
5000	0,258603009	194,9734984	22,78850249

Tabla 6.7. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz, variante 1)

6.5.4.2. Variante N° 2: Utilización de otras magnitudes de entrada

Esta variante se basa en la utilización de la intensidad homopolar en cabecera y la capacidad total del sistema, en lugar de la intensidad homopolar y la capacidad total del feeder en falta, como se indica en (6.25).

$$\begin{matrix} I_{Cabec}^0 \\ C_{Total}^0 \end{matrix} \Leftrightarrow \begin{matrix} I_{Feeder}^0 \\ C_{Feeder}^0 \end{matrix} \quad (6.25)$$

Tal y como se puede observar en las ecuaciones (6.26) y (6.27), esta variante modifica el desarrollo metodológico únicamente en el cálculo de la intensidad homopolar corregida.

$$\underline{I}_{Corr}^0 = \underline{I}_{Cabec}^0 - \frac{\underline{V}_{Cabec}^0}{1/j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{Total}^0} = \underline{I}_{Cabec}^0 - j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{Total}^0 \cdot \underline{V}_{Cabec}^0 \quad (6.26)$$

$$L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2 = \frac{Imag\left(\frac{\underline{V}_{Cabec}^{fase-f}}{\underline{I}_{Corr}^0}\right)}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad (6.27)$$

De manera general, los resultados obtenidos mediante esta variante para bajas resistencias de falta e inyección a 25 Hz, en el tramo donde se concentran los mejores resultados de esta metodología (hasta 1.000 Ω de resistencia de falta), no difieren mucho de los obtenidos mediante la formulación general de la Metodología Final. Son generalmente muy similares (Tabla 6.8).

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km. Inductancia: 0,087669913 H. Inyección: 2 A			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,084906856	-3,151658912	-0,368365894
5	0,084959084	-3,092085741	-0,361402981
10	0,085024369	-3,01761875	-0,35269928
50	0,08554664	-2,421894374	-0,283071014
100	0,086198917	-1,677880048	-0,19611062
250	0,088117269	0,510273138	0,059640724
500	0,092119394	5,075265636	0,593197048
1000	0,107126075	22,19251836	2,593861546
2500	0,258536757	194,8979286	22,77966989
5000	0,877600126	901,0277143	105,3121192

Tabla 6.8. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz, variante 2)

Sin embargo, los resultados empiezan a empeorar a partir de 1000-2500 Ω . En cualquier caso, son valores de error no admisibles (Figura 6.39).

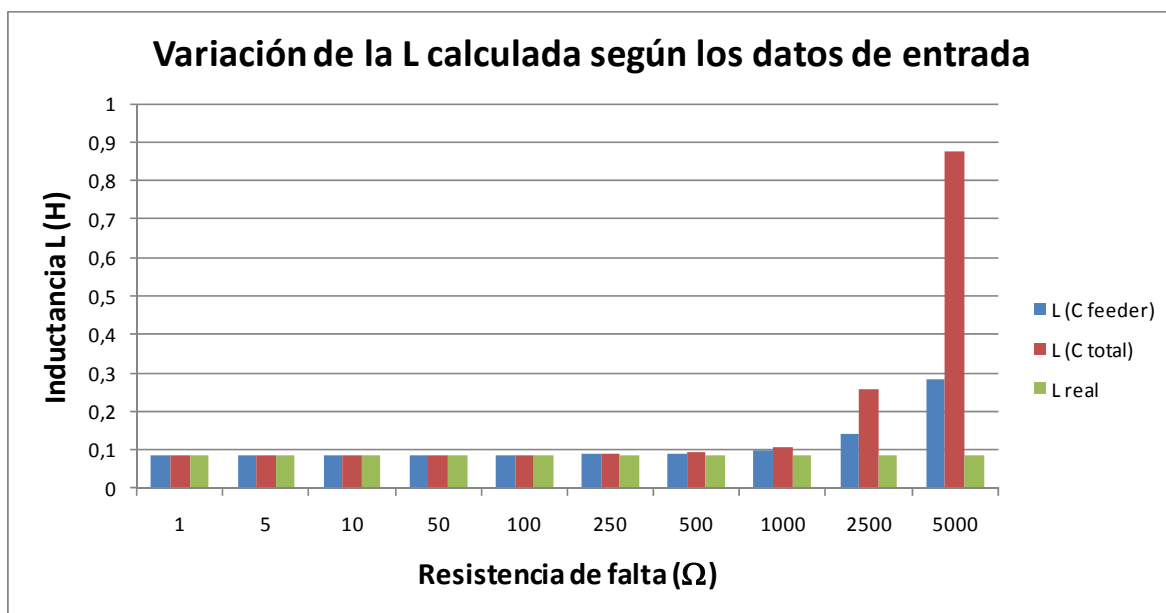


Figura 6.39. Falta en el punto C del feeder 6 - Variación de la L calculada según los datos de entrada (Metodología final, 25 Hz)

Los diferentes resultados obtenidos en las simulaciones realizadas en base a esta variante metodológica están recogidos en el Anexo C.

6.5.5. CONCLUSIONES

Una vez analizados los diferentes aspectos relativos a la denominada "Metodología Final" se puede concluir que, entre las tres opciones propuestas, ésta es la metodología que presenta mejores resultados. El comportamiento de dicha metodología a frecuencia de inyección de 25 Hz es notablemente superior a la respuesta presentada para la frecuencia de inyección de 325 Hz, mostrando además unos buenos resultados (bajos porcentajes de error) con

resistencias de falta de hasta 500-1.000 Ω . Para puntos de falta muy cercanos a la subestación de medida, los porcentajes de error pueden ser superiores, aunque con menor importancia, ya que el error en la distancia kilométrica es reducido.

Además, las variantes metodológicas analizadas no suponen una mejoría remarcable respecto a la metodología original (Metodología Final), aunque son dos alternativas a tener en cuenta en caso de considerarlo necesario.

6.6. ESTRATEGIA DE LOCALIZACIÓN SELECCIONADA

De los desarrollos y análisis de resultados anteriormente expuestos, se puede concluir que la denominada "Metodología Final" es la mejor opción para la localización del punto de falta (con resistencias de falta de hasta 500-1.000 Ω), utilizada con inyecciones de corriente a una frecuencia de 25 Hz, estando el sistema en falta. Para ello, y una vez detectada la falta, así como la fase y el feeder de la misma, hay que realizar las siguientes medidas:

- Tensión fase-tierra de la fase en falta, a la frecuencia de inyección.
- Intensidad homopolar del feeder en falta, a la frecuencia de inyección.
- Frecuencia de inyección (25 Hz).

Además, hay que conocer de antemano la capacidad homopolar del feeder en falta en la situación de prefalta. Para ello es necesario hacer uso de una de las dos opciones siguientes, ofreciendo ambas unos resultados finales muy similares:

- Conocer previamente la capacidad homopolar real del feeder en falta.
- Realizar una inyección a 25 Hz estando el sistema sin falta, por lo que se puede aprovechar la misma inyección utilizada en el proceso de detección del feeder en falta.

El cálculo de dicha capacidad se realiza, a la frecuencia de inyección, según las ecuaciones (6.28) y (6.29).

$$\frac{V_{Cabec}^0}{I_{Feeder_i}^0} = R_{Feeder_i}^0 + j \cdot X_{Feeder_i}^0 \quad (6.28)$$

$$C_{Feeder_i}^0 = \frac{1}{2\pi f X_{Feeder_i}^0} \quad (6.29)$$

Una vez conocidos y determinados los datos indicados, se obtiene la inductancia serie (como suma de las componentes directa, inversa y homopolar) hasta el punto de falta. Para ello se realiza una inyección a 25 Hz con el sistema en falta, obteniendo dicha inductancia serie mediante el estudio del sistema dividido en sus componentes de secuencia. Así, se llega a las expresiones (6.30) y (6.31).

$$I_{Corr}^0 = I_{Feeder}^0 - \frac{V_{Cabec}^0}{1/j \cdot 2\pi f \cdot C_{Feeder}^0} = I_{Feeder}^0 - j \cdot 2\pi \cdot 25 \cdot C_{Feeder}^0 \cdot V_{Cabec}^0 \quad (6.30)$$

$$L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2 = \frac{Imag\left(\frac{V_{Cabec}^{fase-f}}{I_{Corr}^0}\right)}{2 \cdot \pi \cdot 25} \quad (6.31)$$

Cabe mencionar que si, en lugar de la intensidad homopolar y la capacidad total del feeder en falta, se utiliza la intensidad homopolar en cabecera y la capacidad total del sistema, no se observan diferencias significativas en el rango donde se concentran los mejores resultados de esta metodología (hasta 1000 Ω de resistencia de falta). De esta manera, la intensidad homopolar corregida queda según la expresión (6.32).

$$I_{Corr}^0 = I_{Cabec}^0 - \frac{V_{Cabec}^0}{1/j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{Total}^0} = I_{Cabec}^0 - j \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{Total}^0 \cdot V_{Cabec}^0 \quad (6.32)$$

En último lugar, y una vez determinada la inductancia serie, se obtiene la distancia kilométrica a la que está situado el punto de falta. Para ello, es necesario conocer los siguientes datos:

- Topología existente de la red, en lo que se refiere a tipo de conductor, longitud del mismo, etc.
- Inductancia homopolar, directa e inversa de cada tipo de conductor existente en la red.

De esta manera, mediante una división de la red por sectores y aplicando un sistema recursivo, se obtiene la distancia kilométrica hasta el punto de falta mediante la expresión (6.33).

$$d = Long_{Tramo\ 1} + Long_{Tramo\ 2} - \frac{L_{Diferencia}}{(L_{Línea}^0 + L_{Línea}^1 + L_{Línea}^2)_{Tramo\ 2}^{H/km}} \quad (6.33)$$

6.7. CONCLUSIONES

A lo largo de este capítulo se ha presentado la evolución metodológica del algoritmo utilizado para realizar la localización de una falta monofásica en aquellas redes de distribución que disponen de un sistema de puesta a tierra activo. Para ello se ha analizado el comportamiento de diferentes parámetros bajo la inyección de una corriente en el neutro del sistema a las dos frecuencias consideradas (25 Hz y 325 Hz).

De los resultados de las simulaciones realizadas sobre la red de distribución real considerada, se puede concluir que la metodología que mejores resultados presenta es la denominada Metodología Final, de la cual se han presentado dos variantes en función de los datos de entradas, obteniéndose resultados muy similares.

Además, se ha constatado que la mejor frecuencia de inyección para ser aplicada en dicha metodología es 25 Hz, ya que es la que mejores resultados ha proporcionado en un rango más amplio. Concretamente, de manera general, se han obtenido errores menores al 10% para resistencias de falta hasta 250-500 Ω , bajo las diferentes situaciones de falta

analizadas. Incluso en algunos casos, ese rango llega hasta faltas de resistencia de falta de 1.000Ω .

CAPÍTULO 7

APORTACIONES DE LA TESIS DOCTORAL Y TRABAJOS FUTUROS

7.1. CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS DOCTORAL.....	229
7.2. TRABAJOS FUTUROS.....	231

7. APORTACIONES DE LA TESIS DOCTORAL Y TRABAJOS FUTUROS

7.1. CONCLUSIONES Y APORTACIONES DE LA TESIS DOCTORAL

Las faltas eléctricas en los sistemas de distribución de energía eléctrica son una consecuencia inevitable derivada de múltiples factores: climatología, vandalismo, falta de mantenimiento, etc. Sin embargo, aunque su establecimiento no puede ser evitado de forma absoluta, lo que sí es posible es minimizar las consecuencias de las mismas, mediante una rápida y eficaz detección y localización de las mismas. Aun cuando antiguamente los procesos de detección y localización final estaban basados en operaciones de reconocimiento visual, con el coste económico y de calidad de servicio que eso conllevaba, cada vez se está haciendo un mayor esfuerzo investigador en desarrollar nuevas metodologías que permitan detectar y localizar las faltas de una manera rápida, fiable y precisa.

Por ello, en la primera parte de esta tesis doctoral se ha presentado un estudio sobre los distintos tipos de faltas que pueden afectar a una red de distribución, así como de los sistemas de puesta a tierra más habituales en las mismas. Asimismo, se presenta un profundo estudio sobre las diferentes metodologías que se han desarrollado hasta la fecha para la detección y localización de las faltas en dichas redes.

Posteriormente, se ha presentado una nueva metodología de detección y localización de faltas monofásicas, destinada a redes de distribución en las que se aplique un nuevo sistema de puesta a tierra activo. Esta metodología está basada en la inyección de señales de corriente homopolar, a dos frecuencias diferentes de la frecuencia fundamental (25 Hz y 325 Hz), por la puesta a tierra del neutro del sistema. Estas inyecciones son realizadas tanto estando el sistema en situación de prefalta, como estando en situación de falta. Las primeras se realizan para poder caracterizar el sistema en prefalta, por lo que habrán de ser repetidas tantas veces como cambie la situación del sistema de distribución (cambios de topología, etc.). Por el contrario, las inyecciones de corriente en situación de falta tienen el objetivo de obtener las magnitudes necesarias para, comparadas o no con las magnitudes medidas en prefalta, posibilitar la detección y localización de la falta.

Cabe destacar que las metodologías de detección y localización presentadas en la presente tesis están encaminadas a detectar el feeder en el que se ha producido una falta monofásica y a localizar la posición kilométrica de la misma, por lo que previamente habrá tenido que ser detectado su establecimiento, así como la fase en la que se ha producido. Aun así, algunas de las técnicas presentadas para la detección del feeder en falta pueden ser utilizadas también para confirmar el establecimiento de dicha falta monofásica, pero en general, esas etapas previas están ya identificadas en [2], para dicho sistema de puesta a tierra activa.

Además, se ha justificado la utilización de dos factores extremadamente importantes en la implementación de las metodologías de detección y localización objeto de esta tesis doctoral, como son la amplitud y la frecuencia de la corriente inyectada. Así, se ha constatado que, para el sistema de distribución analizado y que ha servido como base para la verificación de las metodologías, las frecuencias a analizar son 25 y 325 Hz, y las magnitudes máximas analizadas de la corriente inyectada 2 Apico y 5 Apico,

respectivamente. Por otra parte, también se han definido claramente las múltiples situaciones de falta analizadas en los diferentes casos considerados, especialmente en lo que respecta al punto de falta (17 puntos de falta analizados), magnitud de la resistencia de falta (10 resistencias de falta diferentes) y diferentes magnitudes de la corriente inyectada (7 magnitudes de inyección analizadas).

Una vez concretado lo anterior, se presentan las características del método de detección del feeder en falta propuesto. Para ello, es necesario determinar el valor de ciertas magnitudes en cada feeder, tanto en la situación de prefalta como en falta. Concretamente, dichas magnitudes son las siguientes: ángulo de la intensidad homopolar, valor de la reactancia homopolar (X_0) y valor del cociente entre reactancia homopolar y resistencia homopolar (X_0/R_0). Así, se obtienen diferentes técnicas de detección del feeder en falta, las cuales han sido estructuradas con el fin de desarrollar un sistema de detección basado en diferentes criterios de comprobación, que permita garantizar una mayor fiabilidad en la identificación del feeder en falta. Algunas de esas técnicas presentan un mejor funcionamiento con inyecciones de corriente a una frecuencia de 25 Hz, mientras que otras ofrecen resultados más precisos a una frecuencia de 325 Hz. Incluso se ha analizado el caso de que en la subestación a implantar la metodología exista la posibilidad de comunicación entre los equipos de medida y protección de los diferentes feeders, lo que añadiría una nueva técnica, que vendría a garantizar, si cabe, una mayor fiabilidad en la detección del feeder en falta.

Ya establecida la detección del feeder en falta, y conociendo previamente la fase en que se ha producido la misma, la siguiente etapa es proceder a localizar el punto de falta. Para ello, se ha realizado un análisis comparativo de resultados a medida que se modificaba el algoritmo principal, pudiendo observar como los resultados se iban optimizando hasta llegar a la versión definitiva del mismo. En dicha metodología, la inyección de frecuencia que presenta mejores resultados es la de 25 Hz, obteniéndose errores menores al 10%, para resistencias de falta hasta 250-500 Ω , bajo las diferentes situaciones de falta analizadas. Incluso en algunos casos, ese rango puede llegar hasta las faltas de 1000 Ω . Sin embargo, puesto que la metodología de localización se basa en la obtención de una impedancia/inductancia hasta el punto de falta, para la correcta aplicación de dicha metodología es necesario un conocimiento preciso del sistema de distribución en el que se va a implantar, tanto de los conductores utilizados, como de la configuración y estructura de los mismos sobre la red de distribución. Adicionalmente, se presentan dos variantes adicionales al método propuesto, en función de los datos de entrada al mismo.

La verificación de todo lo anteriormente expuesto, ha sido posible mediante la modelización y simulación de una red de distribución real, cuyos datos han sido facilitados por una compañía eléctrica. Dicha modelización ha sido contrastada con datos de flujo de carga facilitados por la propia compañía eléctrica, por lo que las conclusiones obtenidas en la presente tesis doctoral se prevén generalizables para otro tipo de redes de distribución, ya que los casos analizados sobre la red de distribución modelizada han sido exhaustivos.

Por otro lado, cabe destacar que la presente tesis doctoral es uno de los frutos del trabajo de investigación desarrollado dentro del Proyecto de título "SEPAT Sistema Electrónico de Puesta a Tierra", financiado por el Gobierno Vasco (programa INTEK BERRI) para el ejercicio 2006, y por el Ministerio de Ciencia y Tecnología (convocatoria PROFIT) para el periodo de tiempo comprendido entre enero de 2006 y junio de 2008, y que ha contado con la

participación de diferentes empresas de un ámbito multidisciplinar con una gran importancia en el sector eléctrico.

Asimismo, cabe mencionar también que algunos aspectos innovadores de los trabajos relacionados con el desarrollo de esta tesis doctoral han sido presentados a la comunidad científica afín a este campo de investigación, mediante las siguientes publicaciones y comunicaciones:

- A. Amezua, I. Gutierrez, G. Santamaria, F. J. Pazos, J. M. Garcia, G. Buigues, *"Active earthing system to optimise power quality in MV networks"*, Electrical Power Quality and Utilisation, 9th International Conference on EPQU, Barcelona (Spain), 2007.
- F. J. Pazos, A. Amezua, I. Gutierrez, G. Santamaria, J. M. Garcia, G. Buigues, *"New Active Earthing System for Distribution Networks by means of Power Electronics"*, CIGRE Session 2008, Paris (France), 2008.
- K. J. Sagastabeitia, I. Zamora, A. J. Mazón, Z. Aginako, G. Buigues, *"La asimetría de fase: un nuevo parámetro para la detección de faltas de baja intensidad en redes de distribución con puesta a tierra de alta impedancia"*, 11º Congreso Hispano-Luso en Ingeniería Eléctrica (11CHLIE), Zaragoza (Spain), 2009.
- I. Baqui, I. Zamora, J. Mazón, G. Buigues, *"HIF detection methodology using wavelet transform and artificial neural networks"*. Artículo aceptado en la revista Electric Power Systems Research.
- K. J. Sagastabeitia, I. Zamora, A. J. Mazón, Z. Aginako, G. Buigues, *"Phase asymmetry: a new parameter for detecting single-phase earth faults in compensated MV networks"*. Artículo remitido a la revista IEEE Transactions on Power Delivery y pendiente de su aprobación.

7.2. TRABAJOS FUTUROS

La culminación de la presente tesis doctoral no supone en ningún caso la finalización de los trabajos de investigación que se vienen desarrollando en este campo, sino que debe ser tomada como un punto y seguido para continuar avanzando en la búsqueda de nuevas ideas y aportaciones que permitan acercarse a una detección y localización más segura, precisa y fiable, de este y otro tipo de faltas, en las redes de distribución eléctricas.

En este sentido, debe tenerse en cuenta que las características de la metodología de detección y localización presentada, basado en la inyección de corrientes de frecuencia distinta de la fundamental (25 Hz y 325 Hz) por el neutro del sistema, bajo un sistema de puesta a tierra activa, ha imposibilitado de momento su verificación con datos recogidos en instalaciones reales. Esto es debido a que el primer equipo real de puesta a tierra activa está en proceso de ser instalado en una red real, no habiendo podido, por tanto, realizar ningún tipo de ensayo o verificación real. Sí que se ha realizado un prototipo a escala del sistema, habiéndose obtenido resultados adecuados en cuanto al funcionamiento del sistema de puesta a tierra [248].

Por todo ello, el proceso de validación de esta metodología ha sido efectuado mediante la utilización de pruebas y ensayos de simulación, las cuales han permitido verificar la eficacia, nivel de precisión y fiabilidad de las metodologías de detección y localización propuestas. Esta forma de proceder es ampliamente aceptada en la comunidad internacional cuando se trata, como es el caso, de métodos cuya comprobación requiere de

datos reales no disponibles (por inexistentes o por resultar ser insuficientes) o cuya aplicación previa en situaciones reales no es posible.

Ahora bien, dicho lo anterior, se debe también convenir que resulta necesario proseguir el trabajo aquí comenzado, para completar las pruebas realizadas hasta el momento, mediante pruebas de campo en instalaciones reales que permitan precisar y definir los detalles de implementación práctica de esta metodología de detección y localización de faltas en redes de distribución. Por ello, el siguiente reto para la implementación real de esta metodología consistirá en instalar satisfactoriamente el sistema de puesta a tierra activo en una subestación de distribución real, así como implementar las metodologías desarrolladas con el fin de verificar las mismas y realizar las mejoras u optimizaciones que se estimen oportunas.

Otra posible línea de investigación a seguir sería la aplicación de esta metodología en redes de distribución con amplio contenido en generación distribuida, verificando su fiabilidad y realizando las modificaciones que correspondan para garantizar una correcta detección y localización en caso de sistemas con puesta a tierra activa. La localización de faltas en redes de distribución con alta penetración de generación distribuida es una línea de investigación que, en los últimos años, está adquiriendo gran importancia [142, 249-255] debido a la proliferación de este tipo de sistemas de generación en las redes de distribución modernas (microrredes, smartgrids, etc.). De esta manera, será necesario calibrar la incidencia que las particularidades asociadas a este tipo de sistemas introducen en el sistema de detección y localización propuesto y, en su caso, definir las variaciones metodológicas o de diagnóstico que se deberán llevar a cabo para garantizar también la fiabilidad de esta metodología bajo dichas circunstancias.

Asimismo, sería interesante verificar la corrección de las metodologías descritas en redes de distribución desequilibradas por múltiples aspectos (cargas monofásicas, insuficiente transposición de las líneas, etc.), para poder ampliar y/o adecuar las metodologías a este tipo de circunstancias.

Otro aspecto interesante a desarrollar, en busca de una mejora futura de la metodología presentada, se basa en la resolución del problema de la múltiple estimación en aquellos métodos basados en el cálculo de una impedancia para la localización de la falta, especialmente cuando se aplican a sistemas de distribución con estructuras muy ramificadas. En ellos, puede haber diferentes puntos de falta de la red que presenten una misma impedancia y, aunque la experiencia de los operadores puede ser decisiva a la hora de optar por la opción correcta, sería adecuado ahondar más en dicha vertiente investigadora.

Por último, y en previsión de que la aplicación de esta metodología en condiciones reales introduzca casuísticas de mayor complejidad a las aquí analizadas, también puede ser interesante investigar la utilización de técnicas de inteligencia artificial (lógica difusa, redes neuronales, etc.) en la confección del diagnóstico final a partir del resultado de los procesos de detección y localización establecidos, y/o en el propio ajuste de los criterios de detección y localización.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] K. J. Sagastabeitia, "Aplicación de la superposición de señales de tensión a la detección de faltas de baja intensidad, en redes de distribución", PhD Thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vasco, Bilbao (Spain), 2007.
- [2] F. J. Pazos and A. Amezua, "Electronic active earthing system for use in High-Voltage distribution networks", Spain, Patent EP2128951A1, 2008.
- [3] A. Amezua, I. Gutierrez, G. Santamaria, F. J. Pazos, J. M. Garcia, and G. Buigues, "Active earthing system to optimise power quality in MV networks", in *Electrical Power Quality and Utilisation, 2007. EPQU 2007. 9th International Conference on*, 2007, pp. 1-6.
- [4] M. M. Saha, J. Izykowski, and E. Rosolowski, *Fault Location in Power Networks*, 1 ed., Springer, 2010.
- [5] J. J. Mora, "Localización de Faltas en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica Usando Métodos Basados en el Modelo y Métodos Basados en el Conocimiento", PhD Thesis, Universitat de Girona, Gerona (Spain), 2006.
- [6] J. J. Burke and D. J. Lawre, "Characteristics of Fault Currents on Distribution Systems", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-103, pp. 1-6, 1984.
- [7] J. Burke and M. Marshall. (2002, April 1) How important is grounding on Utility Distribution Systems? *Electrical Construction and Maintenance (EC&M)*. Available: http://powerquality.ecmweb.com/mag/power_important_grounding_utility/
- [8] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, 1 ed., CRC Press, 2004.
- [9] T. Gonen, *Electric Power Distribution System Engineering*, 1 ed., McGraw-Hill, 1986.
- [10] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, 1 ed., Raleigh, North Carolina, Marcel Dekker, Inc., 2002.
- [11] M. Lehtonen, "Fault rates of different types of medium voltage power lines in different environments", in *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ), 2010*, 2010, pp. 197-202.
- [12] F. d. A. Ruz, "Configuración de puesta a tierra del neutro en media tensión para mejora de la calidad del suministro", PhD Thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad Politécnica de Valencia, Valencia (Spain), 1998.
- [13] S. B. Griscom, "Grounding of power systems neutral", in *Electrical transmission and distribution reference book*, ABB Ed., 5 ed., 1997.
- [14] *Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión*, LAT, 2008.
- [15] *IEEE 100 The Authoritative Dictionary of IEEE Standards Terms Seventh Edition*, IEEE, IEEE Std 100-2000, 2000.
- [16] *IEEE Guide for the Application of Neutral Grounding in Electrical Utility Systems - Part 1: Introduction*, IEEE, IEEE Std C62.92.1-2000, 2001.
- [17] R. García, *La puesta a tierra de instalaciones eléctricas y el R.A.T.*, Barcelona (Spain), MARCOMBO, 1991.
- [18] R. Willheim and M. Waters, *Neutral Grounding in High Voltage Transmission*, New York, Elsevier Publishing Company, 1956.
- [19] C. Puret, "Las redes de distribución pública de MT en el mundo", in *Publicaciones Técnicas Schneider*, Schneider Electric, 1 ed., 1995.

- [20] R. Capella, "Protecciones eléctricas en MT", in *Publicaciones Técnicas Schneider*, Schneider Electric, 1 ed., 2003.
- [21] *IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE, IEEE Std 142-2007 (Revision of IEEE Std 142-1991), 2007.
- [22] *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Distribution Lines*, IEEE, IEEE Std C37.230-2007, 2007.
- [23] ABB, *Protection application handbook*, vol. 6, 1999.
- [24] F. Sautriau, "Puesta a tierra del neutro en una red industrial de M.T.", in *Publicaciones Técnicas Schneider*, Schneider Electric, 1 ed., 2000.
- [25] S. Quero, "La puesta a tierra en los sistemas eléctricos de potencia", in *Publicaciones Técnicas Schneider*, Schneider Electric, 2006.
- [26] F. J. Angelini and D. D. Shipp, "Characteristics of different power systems neutral grounding techniques: fact and fiction", in *Textile, Fiber and Film Industry Technical Conference, 1991., IEEE 1991 Annual*, 1991, pp. 8/1-810.
- [27] D. Selkirk, M. Savostianik, and K. Crawford, "The Dangers of Grounding Resistor Failure", *Industry Applications Magazine, IEEE*, vol. 16, pp. 53-58, 2010.
- [28] M. D. Seal, "Resistance Grounding System Basics", General Electric.
- [29] *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems*, IEEE, IEEE Std 242-2001 (Revision of IEEE Std 242-1986) [IEEE Buff Book], 2001.
- [30] *IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants*, IEEE, IEEE Std 141-1993, 1994.
- [31] P. Gill, *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*, 2 ed., CRC Press, 2009.
- [32] K. M. Winter, "Swedish distribution networks-a new method for earthfault protection in cable- and overhead systems", in *Developments in Power System Protection, 1993., Fifth International Conference on*, 1993, pp. 268-270.
- [33] F. J. Pazos, A. Amezua, I. Gutierrez, G. Santamaria, J. M. Garcia, and V. Valverde, "Active earthing system for mv networks by means of power electronics", in *Electricity Distribution, 2009. CIREN 2009. The 20th International Conference and Exhibition on*, 2009, pp. 1-2.
- [34] M. M. Saha, R. Das, P. Verho, and D. Novosel, "Review of Fault Location Techniques for Distribution Feeders", in *Power Systems and Communications Infrastructures for the Future*, Beijing (China), 2002, p. 6.
- [35] T. W. Stringfield, D. J. Marihart, and R. F. Stevens, "Fault Location Methods for Overhead Lines", *Power Apparatus and Systems, Part III. Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, vol. 76, pp. 518-529, 1957.
- [36] H. L. Willis, G. V. Welch, and R. R. Schrieber, *Aging Power Delivery Infrastructures*, 1 ed., New York, Marcel Dekker, 2001.
- [37] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, and H. W. Beaty, *Electrical power systems quality*, 2 ed., McGraw-Hill, 2004.
- [38] M. A. Laughton and D. J. Warne, *Electrical engineer's reference book*, 16 ed., Oxford, Newnes, 2003.
- [39] O. L. Willis, "A review of fault locating techniques in medium-voltage power cable", in *Petroleum and Chemical Industry Conference, 1991, Record of Conference Papers., Industry Applications Society 38th Annual*, 1991, pp. 225-228.
- [40] T. A. Short, *Electric power distribution equipment and systems*, 1 ed., CRC Press, 2006.
- [41] Y. Tang, H. F. Wang, R. K. Aggarwal, and A. T. Johns, "Fault indicators in transmission and distribution systems", in *Electric Utility Deregulation and Restructuring and*

- Power Technologies, 2000. Proceedings. DRPT 2000. International Conference on, 2000*, pp. 238-243.
- [42] F. Oechsle and G. Daum, "Practical experiences with locating permanent earth faults in resonant grounded networks", in *Protection, Automation and Control World Conference PACWorld*, Dublin (Ireland), 2010.
- [43] M. Sedighzadeh, A. Rezaadeh, and N. I. Elkalashy, "Approaches in high impedance fault detection: a chronological review", *Advances in Electrical and Computer Engineering*, vol. 10, pp. 114-128, 2010.
- [44] V. Leitloff, "Etude, conception et réalisation d'un automate de gestion de réseaux MT compensés", PhD Thesis, Institute National Polytechnique de Grenoble, Grenoble (France), 1994.
- [45] A. Lazkano, "Detección de faltas de alta impedancia en líneas de distribución de energía eléctrica mediante procesamiento de señal digital", PhD Thesis, Departamento de Electrónica y Telecomunicaciones, Universidad del País Vasco, Bilbao (Spain), 2001.
- [46] IEEE, "Detection of downed conductors on utility distribution networks", in *IEEE Tutorial course 90H0310-3-PWR*, 1989.
- [47] CIGRE, "High Impedance Faults", CIGRE Study Committee B5 (Working Group 94), 2009.
- [48] H. Díaz and M. López, "Fault Location Techniques for Electrical Distribution Networks: A Literature Survey", in *European Power and Energy Systems (EuroPES)*, Benalmadena (Spain), 2005, pp. 311-318.
- [49] J. Mora, S. Muñoz, and G. Carrillo, "Técnicas algorítmicas de localización de fallas como alternativa para reducir el efecto de las salidas en sistemas de potencia - Una revisión", in *III Simposio Internacional sobre Calidad de la Energía Eléctrica (SICEL)*, 2005, p. 9.
- [50] M. Mirzaei, M. Z. A. A. Kadir, E. Moazami, and H. Hizam, "Review of fault location methods for distribution power system", *Australian Journal of Basic and Applied Sciences*, vol. 3, pp. 2670-2676, 2009.
- [51] *IEEE Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines*, IEEE, IEEE Std C37.114-2004, 2005.
- [52] A. Arya and Y. Kumar, "A comparative Survey of Fault Section estimation Methods in Electric Distribution System", in *Fifteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, IIT Bombay (India), 2008, pp. 154-158.
- [53] D. Griffel, V. Leitloff, Y. Harmand, and J. Bergeal, "A new deal for safety and quality on MV networks", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 12, pp. 1428-1433, 1997.
- [54] S. Hänninen and M. Lehtonen, "Characteristics of earth faults in electrical distribution networks with high impedance earthing", *Electric Power Systems Research*, vol. 44, pp. 155-161, 1998.
- [55] J. Roberts, H. J. Altuve, and D. Hou, "Review of ground fault protection methods for grounded, ungrounded, and compensated distribution systems", in *Western Protective Relay Conference*, Spokane (USA), 2001, p. 40.
- [56] L. Fickert and A. Schweer, "Détection et localisation des défauts à la terre", *REE*, pp. 76-80, February 1996.
- [57] O. Chaari, M. Meunier, and F. Brouaye, "Wavelets: a new tool for the resonant grounded power distribution systems relaying", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 1301-1308, 1996.
- [58] J. Lorenc, K. Musierowicz, and A. Kwapisz, "Detection of the intermittent earth faults in compensated MV network", in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna*, 2003, p. 6 pp. Vol.2.

- [59] A. M. Elhaffar, N. I. Elkalashy, N. G. Tarhuni, M. F. Abdel-Fattah, and M. Lehtonen, "Evaluation of probabilistic-based selectivity technique for earth fault protection in MV networks", in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest, 2009*, pp. 1-5.
- [60] V. Leitloff, R. Feuillet, and D. Griffel, "Detection of resistive single-phase earth faults in a compensated power-distribution system", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 7, pp. 65-73, 1997.
- [61] D. Griffel and J. Bergeal, "Procédé de détection sélective d'un défaut résistant dans un réseau de distribution d'énergie électrique et dispositif pour sa mise en oeuvre", Patent 2682190, 1993.
- [62] D. Griffel, "Method for the selective detection of resistive defects in power-distribution networks", France, Patent EP0537066B1, 1997.
- [63] T. Welfonder, V. Leitloff, R. Fenillet, and S. A. V. S. Vitet, "Location strategies and evaluation of detection algorithms for earth faults in compensated MV distribution systems", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 15, pp. 1121-1128, 2000.
- [64] V. Leitloff, L. Pierrat, and R. Feuillet, "Study of the neutral-to-ground voltage in a compensated power system", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 4, pp. 145-153, 1994.
- [65] G. Druml, "Détection de défauts à la terre très résistants sur les réseaux compensés", *REE*, pp. 68-75, February 1996.
- [66] I. Zamora, A. J. Mazon, K. J. Sagastabeitia, and J. J. Zamora, "New Method for Detecting Low Current Faults in Electrical Distribution Systems", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 2072-2079, 2007.
- [67] K. J. Sagastabeitia, I. Zamora, A. J. Mazón, Z. Aginako, and G. Buigues, "La asimetría de fase: un nuevo parámetro para la detección de faltas de baja intensidad en redes de distribución con puesta a tierra de alta impedancia", in *11º Congreso Hispano-Luso en Ingeniería Eléctrica (11CHLIE)*, Zaragoza (Spain), 2009.
- [68] F. Ruz and J. A. Fuentes, "Fuzzy decision making applied to high impedance fault detection in compensated neutral grounded MV distribution systems", in *Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE)*, 2001, pp. 307-310.
- [69] F. Ruz, A. Quijano, and E. Gómez, "DSTRP: A new algorithm for high impedance fault detection in compensated neutral grounded M.V. power systems", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 13, pp. 23-28, 2003.
- [70] S. Hanninen, M. Lehtonen, and T. Hakola, "Earth faults and related disturbances in distribution networks", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 149, pp. 283-288, 2002.
- [71] S. Hanninen, "Single phase earth faults in high impedance grounded networks: characteristics, indication and location", PhD Thesis, Helsinki University of Technology, Helsinki (Finland), 2001.
- [72] S. Hanninen and M. Lehtonen, "Method for detection and location of very high resistive earth faults", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 9, pp. 285-291, 1999.
- [73] S. Hänninen, M. Lehtonen, and U. Pulkkinen, "A probabilistic method for detection and location of very high resistive earth faults", *Electric Power Systems Research*, vol. 54, pp. 199-206, 2000.
- [74] H. Calhoun, M. T. Bishop, C. H. Eichler, and R. E. Lee, "Development and Testing of an Electro-Mechanical Relay to Detect Fallen Distribution Conductors", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, pp. 1643-1650, 1982.

- [75] R. E. Lee and M. T. Bishop, "Performance Testing of the Ratio Ground Relay on a Four-Wire Distribution Feeder", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-102, pp. 2943-2949, 1983.
- [76] R. E. Lee and M. T. Bishop, "A Comparison of Measured High Impedance Fault Data to Digital Computer Modeling Results", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, pp. 2754-2758, 1985.
- [77] R. E. Lee and R. H. Osborn, "A Microcomputer Based Data Acquisition System for High Impedance Fault Analysis", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, pp. 2748-2753, 1985.
- [78] J. Carr, "Detection of High Impedance Faults on Multi-Grounded Primary Distribution Systems", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-100, pp. 2008-2016, 1981.
- [79] EPRI, "High impedance fault detection using third harmonic current", Hugues Aircraft Company, EPRI Research Project 1285-22, Final Report EL-2430, June, 1982.
- [80] I. Lee, "Apparatus for and method of detecting high impedance faults on distribution circuits with delta connected loads", U.S.A., Patent 4297738, 1981.
- [81] I. Lee, "High impedance fault detection on power distribution circuits", U.S.A., Patent 4313146, 1982.
- [82] D. I. Jeerings and J. R. Linders, "High impedance fault analyzer in electric power distribution", U.S.A., Patent 4851782, 1989.
- [83] D. I. Jeerings and J. R. Linders, "High impedance fault analyzer in electric power distribution networks", U.S.A., Patent 4871971, 1989.
- [84] D. I. Jeerings and J. R. Linders, "Unique aspects of distribution system harmonics due to high impedance ground faults", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 1086-1094, 1990.
- [85] D. I. Jeerings and J. R. Linders, "A practical protective relay for down-conductor faults", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 6, pp. 565-574, 1991.
- [86] EPRI, "Detection of high impedance faults", Power Technologies Inc., EPRI Final Report EL-2413, June, 1982.
- [87] S. J. Balsler, K. A. Clements, and D. J. Lawrence, "A Microprocessor-Based Technique for Detection of High Impedance Faults", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 1, pp. 252-258, 1986.
- [88] A. A. Girgis, W. Chang, and E. B. Makram, "Analysis of high-impedance fault generated signals using a Kalman filtering approach", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 1714-1724, 1990.
- [89] C. L. Huang, H. Y. Chu, and M. T. Chen, "Analysis and detection algorithms of high impedance fault in primary distribution system", National Science Council, Taiwan, Final Report of the Research Project NSC74-0404-E006-06, December, 1985.
- [90] H. Ching-Lien, C. Hui-Yung, and C. Ming-Tong, "Algorithm comparison for high impedance fault detection based on staged fault test", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 1427-1435, 1988.
- [91] K. Wook Hyun, L. Gi Wen, P. Young Moon, Y. Man Chul, and Y. Myeong Ho, "High impedance fault detection utilizing incremental variance of normalized even order harmonic power", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 6, pp. 557-564, 1991.
- [92] M. C. Yoon and M. H. Yoo, "Apparatus for detecting high impedance faults", U.S.A., Patent 5475556, 1995.
- [93] L. Keng-Yu, C. Shi-Lin, L. Ching-Jung, A. T.-Y. G. Tzong-Yih Guo, A. T.-M. L. Tsair-Ming Lin, and A. J.-S. S. Jer-Sheng Shen, "Energy variance criterion and threshold tuning scheme for high impedance fault detection", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 14, pp. 810-817, 1999.

- [94] J. Barros, R. Menendez, and J. M. Drake, "Sistema multiprocesador para la detección de fallos de alta impedancia en líneas eléctricas", *Energía*, vol. XVIII, pp. 87-91, May 1992.
- [95] A. F. Sultan, G. W. Swift, and D. J. Fedirchuk, "Detecting arcing downed-wires using fault current flicker and half-cycle asymmetry", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 461-470, 1994.
- [96] E. C. Senger, W. Kaiser, J. C. Santos, P. M. S. Burt, and C. V. S. Malagodi, "Broken conductors protection system using carrier communication", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 15, pp. 525-530, 2000.
- [97] W. David Chan Tat and Y. Xia, "A novel technique for high impedance fault identification", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 13, pp. 738-744, 1998.
- [98] T. M. Lai, L. A. Snider, E. Lo, and D. A. S. D. Sutanto, "High-impedance fault detection using discrete wavelet transform and frequency range and RMS conversion", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 20, pp. 397-407, 2005.
- [99] M. T. Yang and J. C. Gu, "Detecting high impedance faults utilizing combined phase voltages with neutral line current", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 2, 2005.
- [100] M. F. Akorede and J. Katende, "Wavelet transform based algorithm for high impedance faults detection in distribution feeders", *European Journal of Scientific Research*, vol. 41, pp. 238-248, 2010.
- [101] L. Jun, "Methodology for Designing the Fuzzy Resolver for a radial Distribution System Fault Locator", PhD Thesis, Texas A&M University, 2005.
- [102] M. M. Saha, E. Rosolowski, and J. Izykowski, "Artificial intelligent application to power system protection", in *11th National Power Systems Conference (PNSC)*, Bangalore (India), 2000, pp. 595-600.
- [103] B. M. Aucoin and B. D. Russell, "Distribution High Impedance Fault Detection Utilizing High Frequency Current Components", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, pp. 1596-1606, 1982.
- [104] M. Aucoin, J. Zeigler, and B. D. Russell, "Feeder Protection and Monitoring System, Part I: Design, Implementation and Testing", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, pp. 873-880, 1985.
- [105] M. Aucoin, J. Zeigler, and B. D. Russell, "Feeder Protection and Monitoring System, Part II: Staged Fault Test Demonstration", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, pp. 1455-1462, 1985.
- [106] B. D. Russell, "High impedance fault detection apparatus and method", U.S.A., Patent 4466071, 1984.
- [107] R. D. Christie, H. Zadehgo, and M. M. Habib, "High impedance fault detection in low voltage networks", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 8, pp. 1829-1836, 1993.
- [108] B. D. Russell, B. M. Aucoin, and C. Benner, "Randomness fault detection system", U.S.A., Patent 5485093, 1996.
- [109] M. Aucoin and B. D. Russell, "Detection of Distribution High Impedance Faults Using Burst Noise Signals near 60 HZ", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 2, pp. 342-348, 1987.
- [110] B. D. Russell, R. P. Chinchali, and C. J. Kim, "Behaviour of low frequency spectra during arcing fault and switching events", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 1485-1492, 1988.
- [111] B. D. Russell, B. M. Aucoin, and C. Benner, "Load analysis system for fault detection", U.S.A., Patent 5600526, 1997.

- [112] C. J. Kim, B. D. Russell, and K. Watson, "A parameter-based process for selecting high impedance fault detection techniques using decision making under incomplete knowledge", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 1314-1320, 1990.
- [113] R. Patterson, W. Tyrska, B. D. Russell, and B. M. Aucoin, "A microprocessor-based digital feeder monitor with high-impedance fault detection", in *47th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 1994.
- [114] R. Patterson, "Signatures and software find high impedance faults", *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 8, pp. 12-15, 1995.
- [115] B. M. Aucoin and R. H. Jones, "High impedance fault detection implementation issues", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 11, pp. 139-148, 1996.
- [116] B. D. Russell, "Expert system for detecting high impedance faults", U.S.A., Patent 5550751, 1996.
- [117] C. L. Benner and B. D. Russell, "Practical high-impedance fault detection on distribution feeders", *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 33, pp. 635-640, 1997.
- [118] S. Ebron, D. L. Lubkeman, and M. White, "A neural network approach to the detection of incipient faults on power distribution feeders", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 5, pp. 905-914, 1990.
- [119] A. F. Sultan, G. W. Swift, and D. J. Fedirchuk, "Detection of high impedance arcing faults using a multi-layer perceptron", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 1871-1877, 1992.
- [120] P. B. Snow, A. P. Apostolov, and J. D. Bronfeld, "Method and apparatus for detecting high-impedance faults in electrical power systems", U.S.A., Patent 5537327, 1996.
- [121] E. A. Mohamed and N. D. Rao, "Artificial neural network based fault diagnostic system for electric power distribution feeders", *Electric Power Systems Research*, vol. 35, pp. 1-10, 1995.
- [122] K. Jae-Ho, S. Jae-Chul, R. Chang-Wan, P. Chan-Gook, and Y. Wha-Yeong, "Detection of high impedance faults using neural nets and chaotic degree", in *Energy Management and Power Delivery, 1998. Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on*, 1998, pp. 399-404 vol.2.
- [123] L. A. Snider and Y. S. Yuen, "The artificial neural-networks-based relay algorithm for the detection of stochastic high impedance faults", *Neurocomputing*, vol. 23, pp. 243-254, 1998.
- [124] H. K. Zadeh, "An ANN-based high impedance fault detection scheme: design and implementation", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*, vol. 4, 2005.
- [125] I. B. Sadik, "High impedance fault detection by combination of wavelet transform and artificial neural networks for electrical distribution systems", PhD Thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad del País Vasco, Bilbao (Spain), 2007.
- [126] S. R. Samantaray, P. K. Dash, and S. K. Upadhyay, "Adaptive Kalman filter and neural network based high impedance fault detection in power distribution networks", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, pp. 167-172, 2009.
- [127] S. R. Samantaray and P. K. Dash, "High impedance fault detection in distribution feeders using extended kalman filter and support vector machine", *European Transactions on Electrical Power*, vol. 20, pp. 382-393, 2010.
- [128] G. Lambert-Torres, "Fuzzy Systems", in *Modern Heuristic Optimization Techniques*, 2008, pp. 147-170.

- [129] P. R. S. Jota, S. M. Islam, T. Wu, and G. Ledwich, "A class of hybrid intelligent system for fault diagnosis in electric power systems", *Neurocomputing*, vol. 23, pp. 207-224, 1998.
- [130] F. G. Jota and P. R. S. Jota, "High-impedance fault identification using a fuzzy reasoning system", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 145, pp. 656-661, 1998.
- [131] P. R. S. Jota and F. G. Jota, "Fuzzy detection of high impedance faults in radial distribution feeders", *Electric Power Systems Research*, vol. 49, pp. 169-174, 1999.
- [132] M. R. Haghifam, A. R. Sedighi, and O. P. Malik, "Development of a fuzzy inference system based on genetic algorithm for high-impedance fault detection", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 153, pp. 359-367, 2006.
- [133] A. H. Etemadi and M. Sanaye-Pasand, "High-impedance fault detection using multi-resolution signal decomposition and adaptive neural fuzzy inference system", *Generation, Transmission & Distribution, IET*, vol. 2, pp. 110-118, 2008.
- [134] A. P. A. da Silva and D. M. Falcao, "Fundamental of Genetic Algorithms", in *Modern Heuristic Optimization Techniques*, 2008, pp. 25-42.
- [135] A. R. Sedighi, M. R. Haghifam, and O. P. Malik, "Soft computing applications in high impedance fault detection in distribution systems", *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 136-144, 2005.
- [136] N. Zamanan, J. Sykuldkki, and A. K. Al-Othman, "Arcing high impedance fault detection using real coded genetic algorithm", in *3rd IASTED Asian Conference on Power and Energy Systems*, Phuket (Thailand), 2007, pp. 35-39.
- [137] S. Yong and S. M. Rovnyak, "Decision tree-based methodology for high impedance fault detection", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 533-536, 2004.
- [138] S. M. Shahrtash and M. Sarlak, "High Impedance Fault Detection Using Harmonics Energy Decision Tree Algorithm", in *Power System Technology, 2006. PowerCon 2006. International Conference on*, 2006, pp. 1-5.
- [139] J. Mora, J. Meléndez, M. Vinyoles, J. Sánchez, and M. Castro, "An Overview to Fault Location Methods in Distribution System Based on Single End Measures of Voltage and Current", in *International Conference on Renewable Energy and Power Quality (ICREPO)*, Barcelona, 2004, p. 5.
- [140] J. Mora-Flòrez, J. Meléndez, and G. Carrillo-Caicedo, "Comparison of impedance based fault location methods for power distribution systems", *Electric Power Systems Research*, p. 10, 2007.
- [141] G. Morales-España, J. Mora-Florez, and H. Vargas-Torres, "Elimination of Multiple Estimation for Fault Location in Radial Power Systems by Using Fundamental Single-End Measurements", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 1382-1389, 2009.
- [142] J. I. Marvik, H. K. Hoidalén, and A. Petteiteig, "Localization of short-circuits on a medium voltage feeder with distributed generation", in *20th International Conference on Electricity Distribution*, Prague (Czech Republic), 2009, p. 8.
- [143] J. J. Mora, L. P. Pérez, and S. M. Pérez, "Evaluación comparativa de redes KBANN y sistemas ANFIS para la localización de fallas en redes de distribución de energía eléctrica", *Ingeniería y Competitividad*, vol. 10, pp. 87-98, 2008.
- [144] A. D. Filomena, M. Resener, R. H. Salim, and A. S. Bretas, "Fault location for underground distribution feeders: An extended impedance-based formulation with capacitive current compensation", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 31, pp. 489-496, 2009.

- [145] M. Venkata, "Survey of advanced fault location, prediction and detection for distribution systems", IEEE PES Distribution Automation Working Group, July, 2009.
- [146] Y. Aslan and R. Aggarwal, "Analysis of shunt faults in the laterals of overhead power distribution feeders using superimposed components", *Electrical Engineering (Archiv fur Elektrotechnik)*, vol. 90, pp. 255-264, 2008.
- [147] T. Takagi, Y. Yamakoshi, M. Yamaura, R. Kondow, and T. Matsushima, "Development of a New Type Fault Locator Using the One-Terminal Voltage and Current Data", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-101, pp. 2892-2898, 1982.
- [148] K. Zimmerman and D. Costello, "Impedance-based fault location experience", SEL, 2004.
- [149] E. O. Schweitzer, "A review of impedance-based fault locating experience", in *14th annual iowa - Nebraska system protection seminar*, 1990.
- [150] A. A. Girgis and E. B. Makram, "Application of adaptive Kalman filtering in fault classification, distance protection, and fault location using microprocessors", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 301-309, 1988.
- [151] L. Eriksson, M. M. Saha, and G. D. Rockefeller, "An Accurate Fault Locator With Compensation For Apparent Reactance In The Fault Resistance Resulting From Remote-End Infeed", *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, vol. PAS-104, pp. 423-436, 1985.
- [152] M. S. Sachdev and R. Agarwal, "A technique for estimating transmission line fault locations from digital impedance relay measurements", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 121-129, 1988.
- [153] A. R. v. C. Warrington, *Protective Relays, Their Theory and Practice*, vol. 2, London (United Kingdom), 1968.
- [154] K. Srinivasan and A. St.-Jacques, "A new fault location algorithm for radial transmission lines with loads", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 4, pp. 1676-1682, 1989.
- [155] A. A. Girgis, C. M. Fallon, and D. L. Lubkeman, "A fault location technique for rural distribution feeders", in *Rural Electric Power Conference, 1991. Papers Presented at the 35th Annual Conference*, 1991, pp. A3/1-A3/6.
- [156] A. A. Girgis, C. M. Fallon, and D. L. Lubkeman, "A fault location technique for rural distribution feeders", *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. 29, pp. 1170-1175, 1993.
- [157] Z. Jun, D. L. Lubkeman, and A. A. Girgis, "Automated fault location and diagnosis on electric power distribution feeders", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 12, pp. 801-809, 1997.
- [158] M. S. Sachdev, R. Das, and T. S. Sidhu, "Determining locations of faults in distribution systems", in *Developments in Power System Protection, Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 434)*, 1997, pp. 188-191.
- [159] S. Santoso, R. C. Dugan, J. Lamoree, and A. A. S. A. Sundaram, "Distance estimation technique for single line-to-ground faults in a radial distribution system", in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, 2000, pp. 2551-2555 vol.4.
- [160] R. Das, M. S. Sachdev, and T. S. Sidhu, "A technique for estimating locations of shunt faults on distribution lines", in *WESCANEX 95. Communications, Power, and Computing. Conference Proceedings. IEEE*, 1995, pp. 6-11 vol.1.
- [161] R. Das, M. S. Sachdev, and T. S. Sidhu, "A fault locator for radial subtransmission and distribution lines", in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, 2000, pp. 443-448 vol. 1.

- [162] D. Novosel, D. Hart, Y. Hu, and J. Myllymaki, "System for locating faults and estimating fault resistance in distribution networks with tapped loads", U.S.A., Patent 5,839,093, 1998.
- [163] M. M. Saha, F. Provoost, and E. Rosolowski, "Fault location method for MV cable network", in *Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE)*, 2001, pp. 323-326.
- [164] M. Lehtonen, S. Pettissalo, and J. H. Etula, "Calculational fault location for electrical distribution networks", in *Power System Monitoring and Control, 1991., Third International Conference on*, 1991, pp. 38-43.
- [165] R. K. Aggarwal, Y. Aslan, and A. T. Johns, "An interactive approach to fault location on overhead distribution lines with load taps", in *Developments in Power System Protection, Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 434)*, 1997, pp. 184-187.
- [166] R. K. Aggarwal, Y. Aslan, and A. T. Johns, "New concept in fault location for overhead distribution systems using superimposed components", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 144, pp. 309-316, 1997.
- [167] Y. Aslan and R. K. Aggarwal, "An Alternative Approach to Fault Location on Main Line Feeders and Laterals in Low Voltage Overhead Distribution Networks", in *Developments in Power System Protection, 2008. DPSP 2008. IET 9th International Conference on*, 2008, pp. 354-359.
- [168] S. Hanninen, M. Lehtonen, and E. Antila, "A method for detection and location of high resistance earth faults", in *Energy Management and Power Delivery, 1998. Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on*, 1998, pp. 495-500 vol.2.
- [169] A. Nikander and P. Jarventausta, "Methods for earth fault identification and distance estimation in a compensated medium voltage distribution network", in *Energy Management and Power Delivery, 1998. Proceedings of EMPD '98. 1998 International Conference on*, 1998, pp. 595-600 vol.2.
- [170] S. Pettissalo, S. Sauna-aho, S. Hanninen, M. Lehtonen, R. Maenpaa, and J. Kuru, "A new application for fault location in distribution networks", Tesla Report N° 34/2000, November, 2000.
- [171] P. M. v. Oirsouw and F. Provoost, "Fault localisation in an MV Distribution Network", in *17th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Barcelona, 2003, p. 6.
- [172] C. Myeon-Song, L. Seung-Jae, L. Duck-Su, and J. Bo-Gun, "A new fault location algorithm using direct circuit analysis for distribution systems", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 35-41, 2004.
- [173] C. Myeon-Song, L. Seung-Jae, L. Seong-II, A. D.-S. L. Duck-Su Lee, and A. X. Y. Xia Yang, "A Direct Three-Phase Circuit Analysis-Based Fault Location for Line-to-Line Fault", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 22, pp. 2541-2547, 2007.
- [174] A. T. Johns, P. J. Moore, and R. Whittard, "New technique for the accurate location of earth faults on transmission systems", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 142, pp. 119-127, 1995.
- [175] R. Das, "Determining the locations of faults in distribution systems", PhD Thesis, University of Saskatchewan, Saskatoon (Canada), 1998.
- [176] E. Korejwo, M. Synal, and J. Trojak, "Short HV transmission lines problems", *2nd International Conference on Development in Power System Protection*, pp. 196-200, 1980.
- [177] M. M. Saha and E. Rosolowski, "Fault location in a medium-voltage network", USA, Patent 6,420,876, 2002.

- [178] M. M. Saha and E. Rosolowski, "Method and device of fault location for distribution networks", U.S.A., Patent 6,483,435, 2002.
- [179] M. M. Saha and F. Provoost, "Fault location in medium voltage networks", in *15th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Nice (France), 1999.
- [180] M. M. Saha, E. Rosolowski, and J. Izykowski, "A new fault location algorithm for distribution networks", in *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on*, 2004, pp. 168-171 Vol.1.
- [181] L. Yang, "One terminal fault location system that corrects for fault resistance effects", U.S.A., Patent 5773980, 1998.
- [182] A. T. Johns, L. L. Lai, M. El-Hami, and D. J. A. D. J. Daruvala, "New approach to directional fault location for overhead power distribution feeders", *Generation, Transmission and Distribution [see also IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution]*, *IEE Proceedings C*, vol. 138, pp. 351-357, 1991.
- [183] Z. Q. Bo, G. Weller, F. Jiang, and Q. X. A. Y. Q. X. Yang, "Application of GPS based fault location scheme for distribution system", in *Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98. 1998 International Conference on*, 1998, pp. 53-57 vol.1.
- [184] Z. Q. Bo, A. T. Johns, and R. K. Aggarwal, "A novel fault locator based on the detection of fault generated high frequency transients", in *Developments in Power System Protection, Sixth International Conference on (Conf. Publ. No. 434)*, 1997, pp. 197-200.
- [185] A. Borghetti, S. Corsi, C. A. Nucci, M. Paolone, L. Peretto, and R. Tinarelli, "On the use of continuous-wavelet transform for fault location in distribution power systems", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 28, pp. 608-617, 2006.
- [186] R. M. d. Castro and H. N. Díaz, "An overview of wavelet transforms application in power systems", in *14th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Sevilla (Spain), 2002.
- [187] M. El-Hami, L. L. Lai, D. J. Daruvala, and A. T. A. J. A. T. Johns, "A new travelling-wave based scheme for fault detection on overhead power distribution feeders", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 1825-1833, 1992.
- [188] Z. Q. Bo, R. K. Aggarwal, A. T. Johns, and P. J. A. M. P. J. Moore, "Accurate fault location and protection scheme for power cable using fault generated high frequency voltage transients", in *Electrotechnical Conference, 1996. MELECON '96, 8th Mediterranean*, 1996, pp. 777-780 vol.2.
- [189] Z. Q. Bo, G. Weller, and M. A. Redfern, "Accurate fault location technique for distribution system using fault-generated high-frequency transient voltage signals", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 146, pp. 73-79, 1999.
- [190] F. Jiang, Z. Q. Bo, G. Weller, P. S. M. Chin, and M. A. Redfern, "A GPS based fault location scheme for distribution line using wavelet transform technique", in *International conference on Power Systems Transients (IPST)*, Budapest (Hungary), 1999, pp. 224-228.
- [191] F. H. Magnago and A. Abur, "A new fault location technique for radial distribution systems based on high frequency signals", in *Power Engineering Society Summer Meeting, 1999. IEEE*, 1999, pp. 426-431 vol.1.
- [192] F. H. Magnago and A. Abur, "Fault location using wavelets", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 13, pp. 1475-1480, 1998.

- [193] A. Abur and F. H. Magnago, "Use of time delays between modal components in wavelet based fault location", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 22, pp. 397-403, 2000.
- [194] H. Hizam, P. A. Crossley, P. F. Gale, and G. Bryson, "Fault section identification and location on a distribution feeder using travelling waves", in *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Chicago (USA), 2002*, pp. 1107-1112.
- [195] H. Hizam and P. A. Crossley, "Estimation of fault location on a radial distribution network using fault generated travelling waves signal", *Journal of Applied Sciences*, vol. 7, pp. 3736-3742, 2007.
- [196] D. W. P. Thomas, R. J. O. Carvalho, and E. T. Pereira, "Fault location in distribution systems based on traveling waves", in *Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna, 2003*, p. 5 pp. Vol.2.
- [197] D. W. P. Thomas, C. Christopoulos, R. J. O. Carvalho, and E. T. A. P. E. T. Pereira, "Single and double ended travelling-wave fault location on a MV system", in *Developments in Power System Protection, 2004. Eighth IEE International Conference on, 2004*, pp. 200-203 Vol.1.
- [198] L. Peretto, R. Sasdelli, E. Scala, and R. Tinarelli, "A Distributed Measurement System for Locating Transient-Voltage Sources", in *Instrumentation and Measurement Technology Conference, 2006. IMTC 2006. Proceedings of the IEEE, 2006*, pp. 1233-1238.
- [199] A. Borghetti, M. Bosetti, M. D. Silvestro, C. A. Nucci, M. Paolone, L. Peretto, E. Scala, and R. Tinarelli, "Assesment of fault location in power distribution networks", *Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*, vol. XIII, pp. 33-41, 2007.
- [200] A. Borghetti, M. Bosetti, M. Di Silvestro, C. A. Nucci, and M. Paolone, "Continuous-Wavelet Transform for Fault Location in Distribution Power Networks: Definition of Mother Wavelets Inferred From Fault Originated Transients", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, pp. 380-388, 2008.
- [201] G. Zengwei and Y. Feng, "Fault Location for 10kV Distribution Line Based on Traveling Wave - DC Theory", in *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2010 Asia-Pacific, 2010*, pp. 1-3.
- [202] A. Ngaopitakkul, C. Apisit, C. Pothirsam, C. Jettanasen, and S. Jaikhan, "Identification of fault locations in underground distribution system using discrete wavelet transform", in *International MultiConference of Engineering and Computer Scientists (IMECS), Hong Kong (China), 2010*.
- [203] C. Fukui and J. Kawakami, "An Expert System for Fault Section Estimation Using Information from Protective Relays and Circuit Breakers", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 1, pp. 83-90, 1986.
- [204] K. Tomsovic, C.-C. Liu, P. Ackerman, and S. Pope, "An Expert System as a Dispatchers' Aid for the Isolation of Line Section Faults", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 2, pp. 736-743, 1987.
- [205] T. Kimura, S. Nishimatsu, Y. Ueki, and Y. Fukuyama, "Development of an expert system for estimating fault section in control center based on protective system simulation", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 7, pp. 167-172, January 1992.
- [206] M. Kezunovic, P. Spasojevic, C. W. Fromen, and D. R. Sevcik, "An expert system for transmission substation event analysis", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 8, pp. 1942-1949, 1993.
- [207] H. Yuan-Yih, F. C. Lu, Y. Chien, J. P. A. L. J. P. Liu, J. T. A. L. J. T. Lin, P. H. S. A. Y. P. H. S. Yu, and R. R. T. A. K. R. R. T. Kuo, "An expert system for locating distribution system faults", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 6, pp. 366-372, 1991.

- [208] E. M. Martinez and E. F. Richards, "An expert system to assist distribution dispatchers in the location of system outages", in *Rural Electric Power Conference, 1991. Papers Presented at the 35th Annual Conference*, 1991, pp. A2/1-A2/5.
- [209] F. Eickhoff, E. Handschin, and W. Hoffmann, "Knowledge based alarm handling and fault location in distribution networks", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 7, pp. 770-776, 1992.
- [210] J. Ypsilantis, H. Yee, and C. Y. Teo, "Adaptive, rule based fault diagnostician for power distribution networks", *Generation, Transmission and Distribution [see also IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution]*, *IEE Proceedings C*, vol. 139, pp. 461-468, 1992.
- [211] S. Kumano, N. Ito, T. Goda, Y. Uekubo, S. Kyomoto, H. Kourogi, and Y. Ariura, "Development of expert system for operation at substation", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 8, pp. 56-65, 1993.
- [212] C. Y. Teo, "Automation of knowledge acquisition and representation for fault diagnosis in power distribution networks", *Electric Power Systems Research*, vol. 27, pp. 183-189, 1993.
- [213] J. A. Momoh, L. G. Dias, T. Thor, and D. A. L. D. Laird, "Rule based decision support system for single-line fault detection in a delta-delta connected distribution system", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 782-788, 1994.
- [214] J. A. Momoh, L. G. Dias, T. Thor, and D. N. Laird, "Development of rules for single-line fault diagnosis in delta-delta connected distribution systems", in *Transmission and Distribution Conference, 1994., Proceedings of the 1994 IEEE Power Engineering Society*, 1994, pp. 666-672.
- [215] P. Jarventausta, P. Verho, M. Karenlampi, and J. A. P. J. Partanen, "AI-based methods in practical fault location of medium voltage distribution feeders", in *Intelligent Systems Applications to Power Systems, 1996. Proceedings, ISAP '96., International Conference on*, 1996, pp. 164-169.
- [216] L. Yan and N. N. Schulz, "Knowledge-based system for distribution system outage locating using comprehensive information", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 451-456, 2002.
- [217] C. Chen-Fu, C. Shi-Lin, and L. Yih-Shin, "Using Bayesian network for fault location on distribution feeder", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 785-793, 2002.
- [218] Y. Hong-Tzer, C. Wen-Yeau, and H. Ching-Lien, "A new neural networks approach to on-line fault section estimation using information of protective relays and circuit breakers", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 220-230, 1994.
- [219] Y. Hong-Tzer, C. Wen-Yeau, and H. Ching-Lien, "Power system distributed on-line fault section estimation using decision tree based neural nets approach", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 10, pp. 540-546, 1995.
- [220] M. T. Glinkowski and N. C. Wang, "ANNs pinpoint underground distribution faults", *Computer Applications in Power, IEEE*, vol. 8, pp. 31-34, 1995.
- [221] G. Eberl, S. Hanninen, M. Lehtonen, and P. A. S. P. Schegner, "Comparison of artificial neural networks and conventional algorithms in ground fault distance computation", in *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, 2000, pp. 1991-1996 vol.3.
- [222] S. Hanninen and M. Lehtonen, "Earth fault distance computation with artificial neural network trained by neutral voltage transients", in *Power Engineering Society Summer Meeting, 2001. IEEE*, 2001, pp. 1187-1192 vol.2.

- [223] M. A. Al-shaher, M. M. Sabry, and A. S. Saleh, "Fault location in multi-ring distribution network using artificial neural network", *Electric Power Systems Research*, vol. 64, pp. 87-92, 2003.
- [224] J. Coser, D. T. do Vale, and J. G. Rolim, "Artificial neural network based method for fault location in distribution systems", in *Intelligent Systems Application to Power Systems, 2005. Proceedings of the 13th International Conference on*, 2005, p. 6 pp.
- [225] P. Jarventausta, P. Verho, and J. Partanen, "Using fuzzy sets to model the uncertainty in the fault location process of distribution networks", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 9, pp. 954-960, 1994.
- [226] C. S. Chang, J. M. Chen, D. Srinivasan, F. S. A. W. F. S. Wen, and A. C. A. L. A. C. Liew, "Fuzzy logic approach in power system fault section identification", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 144, pp. 406-414, 1997.
- [227] C. Hyun-Joon and P. Jong-Keun, "An expert system for fault section diagnosis of power systems using fuzzy relations", *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 12, pp. 342-348, 1997.
- [228] Z. Weili and W. H. E. Liu, "Application of a fuzzy set method in distribution system fault location", in *Circuits and Systems, 1996. ISCAS '96., 'Connecting the World', 1996 IEEE International Symposium on*, 1996, pp. 617-620 vol.1.
- [229] J. Li, K. L. Butler-Purpy, C. L. Benner, and B. D. A. R. B. D. Russell, "Selecting a fuzzy aggregation operator for multicriteria fault location problem", in *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES, 2004*, pp. 1476-1482 vol.3.
- [230] F. Chunju, K. K. Li, W. L. Chan, Y. Weiyong, and Z. Zhaoning, "Application of wavelet fuzzy neural network in locating single line to ground fault (SLG) in distribution lines", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 29, pp. 497-503, 2007.
- [231] J. Mora-Florez, N. Estrada-Cardona, and G. Morales-Espana, "Single phase fault location in power distribution systems using statistical analysis", in *Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2008 IEEE/PES, 2008*, pp. 1-5.
- [232] F. S. Wen and C. S. Chang, "Probabilistic approach for fault-section estimation in power systems based on a refined genetic algorithm", *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, vol. 144, pp. 160-168, 1997.
- [233] H. Shyh-Jier, "Application of immune-based optimization method for fault-section estimation in a distribution system", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 17, pp. 779-784, 2002.
- [234] L. Nastac and A. A. Thatte, "A Heuristic Approach for Predicting Fault Locations in Distribution Power Systems", in *Power Symposium, 2006. NAPS 2006. 38th North American*, 2006, pp. 9-13.
- [235] C. Wang, H. Nouri, and T. S. Davies, "A mathematical approach for identification of fault sections on the radial distribution systems: voltage sensor", in *Electrotechnical Conference, 2000. MELECON 2000. 10th Mediterranean*, 2000, pp. 882-886 vol.3.
- [236] A. Newbould, L. Hu, and K. Chapman, "Cable automation for urban distribution systems", in *Developments in Power System Protection, 2001, Seventh International Conference on (IEE)*, 2001, pp. 319-322.
- [237] L. Peretto, R. Sasdelli, E. Scala, and R. Tinarelli, "Performance Characterization of a Measurement System for Locating Transient Voltage Sources in Power Distribution Networks", *Instrumentation and Measurement, IEEE Transactions on*, vol. 58, pp. 450-456, 2009.
- [238] L. Seung-Jae, C. Myeon-Song, K. Sang-Hee, A. B.-G. J. Bo-Gun Jin, A. D.-S. L. Duck-Su Lee, A. B.-S. A. Bok-Shin Ahn, A. N.-S. Y. Nam-Seon Yoon, A. H.-Y. K. Ho-Yong

- Kim, and A. S.-B. W. Sang-Bong Wee, "An intelligent and efficient fault location and diagnosis scheme for radial distribution systems", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 19, pp. 524-532, 2004.
- [239] R. H. Salim, M. Resener, A. D. Filomena, K. Rezende Caino de Oliveira, and A. S. Bretas, "Extended Fault-Location Formulation for Power Distribution Systems", *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. 24, pp. 508-516, 2009.
- [240] J. J. Mora, G. Carrillo, and L. Perez, "Fault Location in Power Distribution Systems using ANFIS Nets and Current Patterns", in *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*, 2006, pp. 1-6.
- [241] G. C. Lampley, "Fault detection and location on electrical distribution system", in *Rural Electric Power Conference, 2002. 2002 IEEE*, 2002, pp. B1-B1_5.
- [242] T. Short, J. Kim, and C. Melhorn, "Update on Distribution System Fault location Technologies and Effectiveness", in *20th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Prague (Czech Republic), 2009, p. 4.
- [243] *Regulación de las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica*, MITYC, RD 1955/2000, 2000.
- [244] *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución*, AENOR, UNE-EN 50160, 2008.
- [245] C. L. Fortescue, "Method of Symmetrical Co-ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks", in *34th Annual Convention of the American Institute of Electrical Engineers*, Atlantic City (USA), 1918.
- [246] H. W. Beaty, *Electric Power Distribution Systems: A Nontechnical Guide*, Pennwell Books, 1998.
- [247] S. Papathanassiou, M. Tsili, G. Georgantzis, and G. Antonopoulos, "Enhanced earth fault detection on MV feeders using current unbalance protection", in *19th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Vienna, 2007.
- [248] F. J. Pazos, A. Amezua, I. Gutiérrez, G. Santamaría, J. M. García, and G. Buigues, "New Active Earthing System for Distribution Networks by Means of Power Electronics", in *CIGRE Session 2008*, Paris (France), 2008, p. 8.
- [249] A. S. Bretas, M. Moreto, R. H. Salim, and L. O. A. P. L. O. Pires, "A Novel High Impedance Fault Location for Distribution Systems Considering Distributed Generation", in *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*, 2006, pp. 1-6.
- [250] A. S. Bretas and R. H. Salim, "Fault Location in Unbalanced DG Systems using the Positive Sequence Apparent Impedance", in *Transmission & Distribution Conference and Exposition: Latin America, 2006. TDC '06. IEEE/PES*, 2006, pp. 1-6.
- [251] J. I. Marvik, A. Petteiteig, and H. K. Hoidalén, "Analysis of Fault Detection and Location in Medium Voltage Radial Networks with Distributed Generation", in *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, 2007, pp. 1191-1196.
- [252] C. Yuan, X. Zeng, and Y. Xia, "Improved Algorithm for Fault Location in Distribution Network with Distributed Generations", in *Intelligent Computation Technology and Automation (ICICTA), 2008 International Conference on*, 2008, pp. 893-896.
- [253] N. Rezaei and M. R. Haghifam, "Protection scheme for a distribution system with distributed generation using neural networks", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 30, pp. 235-241, 2008.
- [254] T. H. M. El-Fouly and C. Abbey, "On the compatibility of fault location approaches and distributed generation", in *Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System, 2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium*, 2009, pp. 1-5.

-
- [255] G. Shahgholijan and M. Rezaei, "Fault Location Scheme in Distribution Systems with Distributed Generations Using Neural Networks", *Majlesi Journal of Electrical Engineering*, vol. 4, pp. 57-62, 2010.
- [256] "Matlab", MathWorks, v. 7.04.365 (R14) Service Pack 2, 2005.
- [257] "Simulink", MathWorks, v. 6.2 (R14SP2), 2005.
- [258] "ATPDraw", H. K. Hoidalén, v. 4, 2003.
- [259] H. Saadat, *Power System Analysis*, 2 ed., 2002.

ANEXO A

MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL

A1. INTRODUCCIÓN.....	A.3
A2. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL.....	A.3

ANEXO A. MODELIZACIÓN Y SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL

A1. INTRODUCCIÓN

Con objeto de validar y verificar la nueva metodología de detección y localización de faltas monofásicas desarrollada en esta tesis doctoral, y ante la dificultad de realizar pruebas y ensayos de faltas reales, se ha recurrido a su validación mediante modelización software sobre una red de distribución real. Esta decisión ha conllevado la modelización de todos los elementos de la red (transformador de potencia, líneas, etc.) y ha implicado la adaptación de la modelización de dicha red para cada parte de la metodología objeto de esta tesis doctoral.

La modelización del sistema real de distribución se ha realizado mediante la aplicación de la herramienta MATLAB/Simulink [256-257] y una de sus librerías, SimPowerSystems. En algún caso muy concreto se ha utilizado también la herramienta software ATP/EMTP y su aplicación ATPDraw [258], aunque únicamente para la obtención de datos característicos de ciertos elementos.

En los siguientes apartados describen las características de la red de distribución real considerada, la modelización de sus elementos, la verificación de la misma mediante comparación con un flujo de cargas real y la descripción de los diferentes modelos utilizados para validar las diferentes etapas de las que consta la metodología objeto de la presente tesis doctoral.

A2. MODELIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL

A2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN REAL

La red de distribución utilizada para demostrar la validez de la metodología desarrollada en esta tesis doctoral es un sistema de distribución de 30/13,2 kV situado en el norte de España. Sus características principales, las cuales la hacen interesante para la validación de la citada metodología, son las siguientes:

- Red rural, operada de forma radial.
- Sistema con un importante número de incidentes anuales (faltas) sobre el mismo, especialmente en época invernal, debido al paso de varios tramos de la misma por zonas boscosas y de gran frondosidad en la vegetación.
- Red heterogénea, en la que existen tramos con conductores aéreos pero también otros compuestos por cables subterráneos.

Así, un esquema general de la subestación de transformación (STR) que alimenta dicha red es el que se muestra en la Figura A.1.

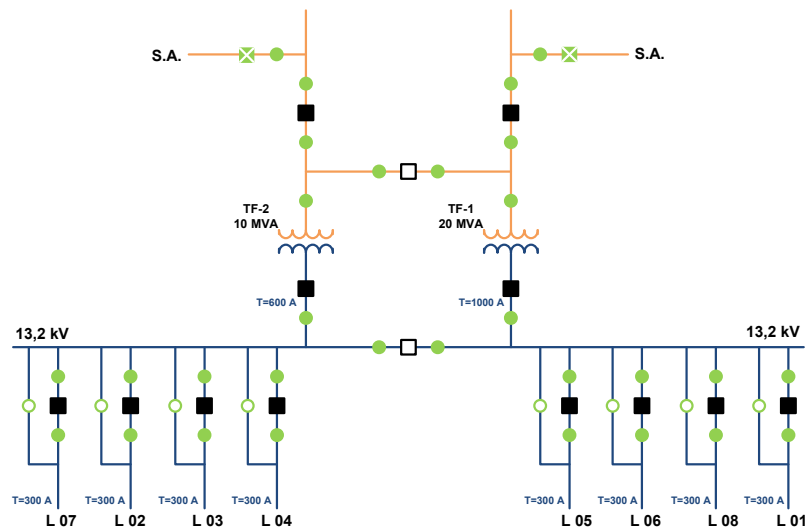


Figura A.1. Esquema unifilar de la subestación de transformación (STR)

Como se observa en la Figura A.1, la STR de dicho sistema de distribución proporciona alimentación a dos transformadores de potencia de 30/13,8 kV, para alimentar cada uno de ellos a cuatro feeders. Puesto que, en la actualidad, el sistema más problemático (por incidentes en su red) es aquel que engloba los feeders 1, 5, 6 y 8 (Figura A.2), es éste el que se ha elegido para llevar a cabo su modelización.

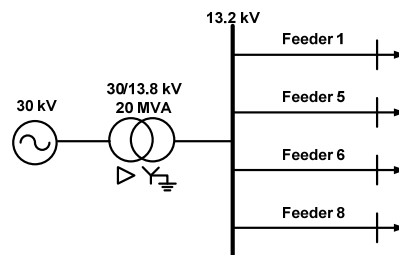


Figura A.2. Esquema simplificado del sistema de distribución objeto de modelización

De esta manera, la modelización de dicha red de distribución se ha desarrollado básicamente en cuatro etapas:

1. Recopilación de información de los feeders 1, 5, 6 y 8 que se derivan de la STR.
2. Obtención de las características de los elementos a modelar, más concretamente el transformador de potencia, conductores aéreos, cables subterráneos y cargas de los centros de transformación.
3. Modelización de la red en su conjunto, realizando las simplificaciones y generalizaciones necesarias para que las simulaciones puedan ser llevadas a cabo en tiempos razonables, sin pérdida notable de precisión respecto al sistema real.
4. Verificación de la modelización realizada mediante comparación con los datos obtenidos de un flujo de cargas.

Como primera etapa, la información recopilada puede ser resumida de la siguiente manera:

- Esquema general de cada uno de los feeders.
- Tipo de línea (aérea o subterránea), tipo de conductor y longitud de cada uno de los tramos en los que está organizada la red de distribución objeto de estudio.
- Altura de los postes de cada uno de dichos tramos

Los esquemas generales de los feeders considerados son los que se muestran en las Figuras A.3, A.4, A.5 y A.6.

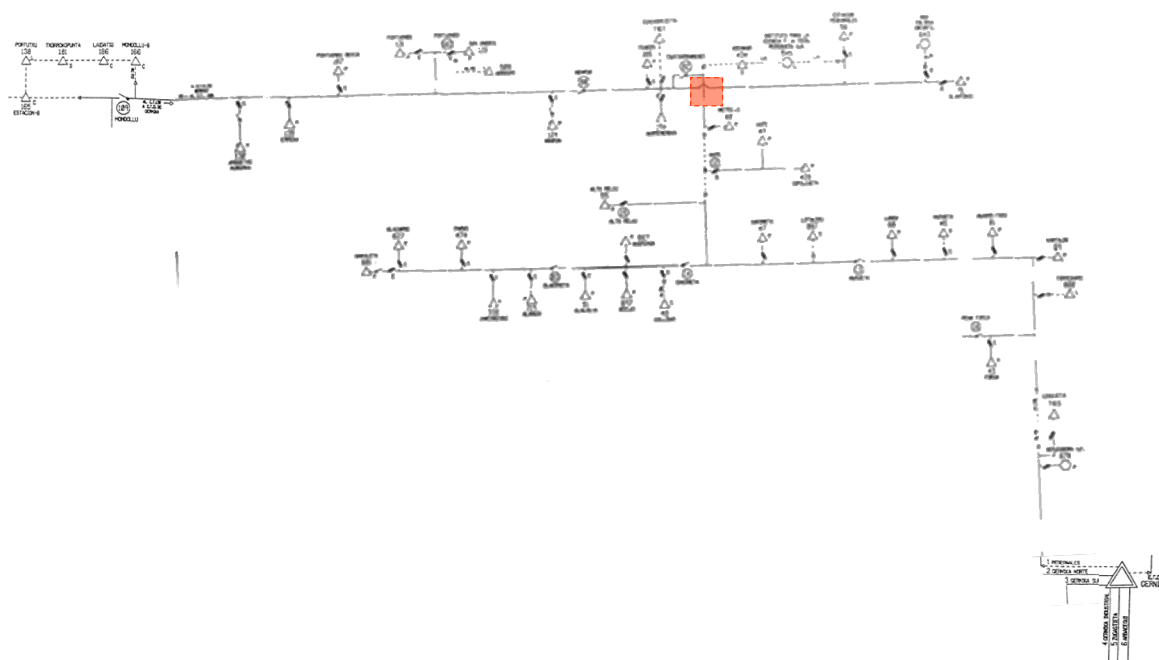


Figura A.3. Esquema unifilar del Feeder 1

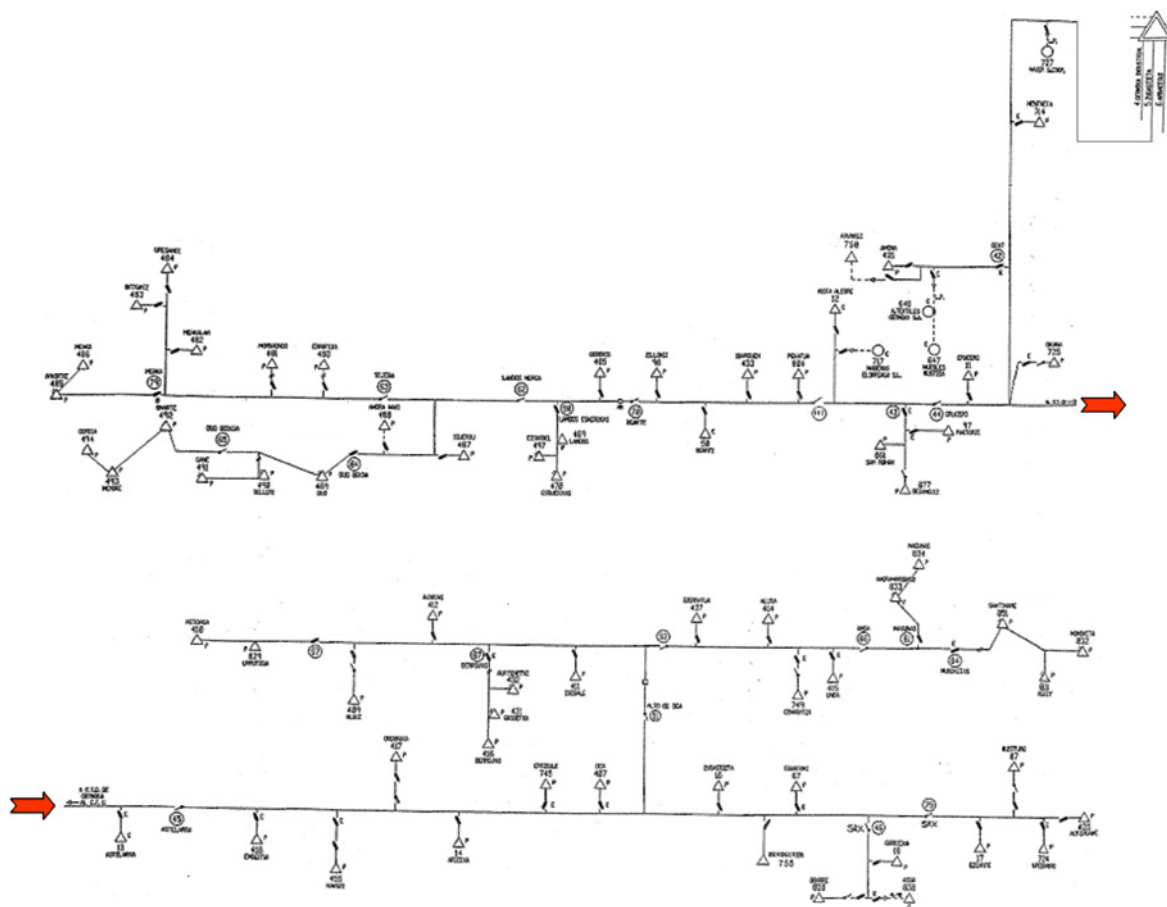


Figura A.4. Esquema unifilar del feeder 5

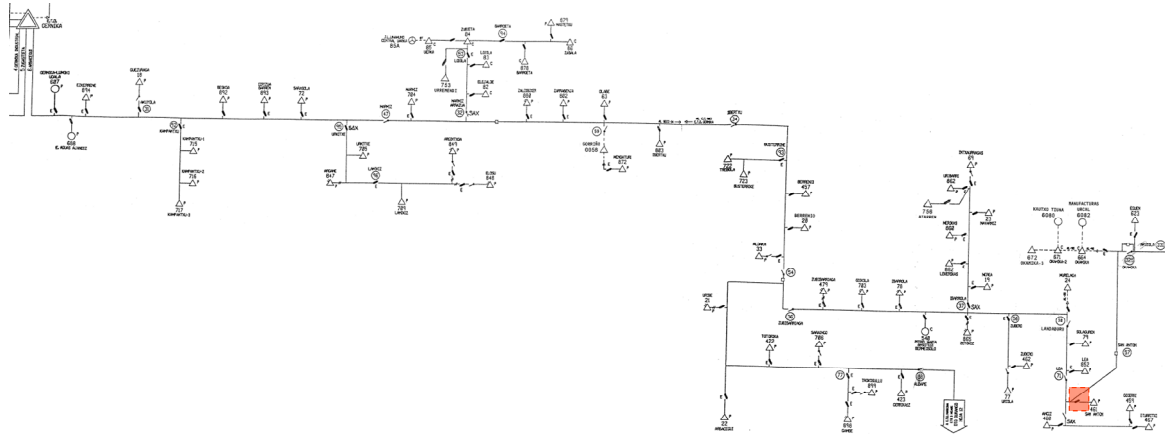


Figura A.5. Esquema unifilar del feeder 6

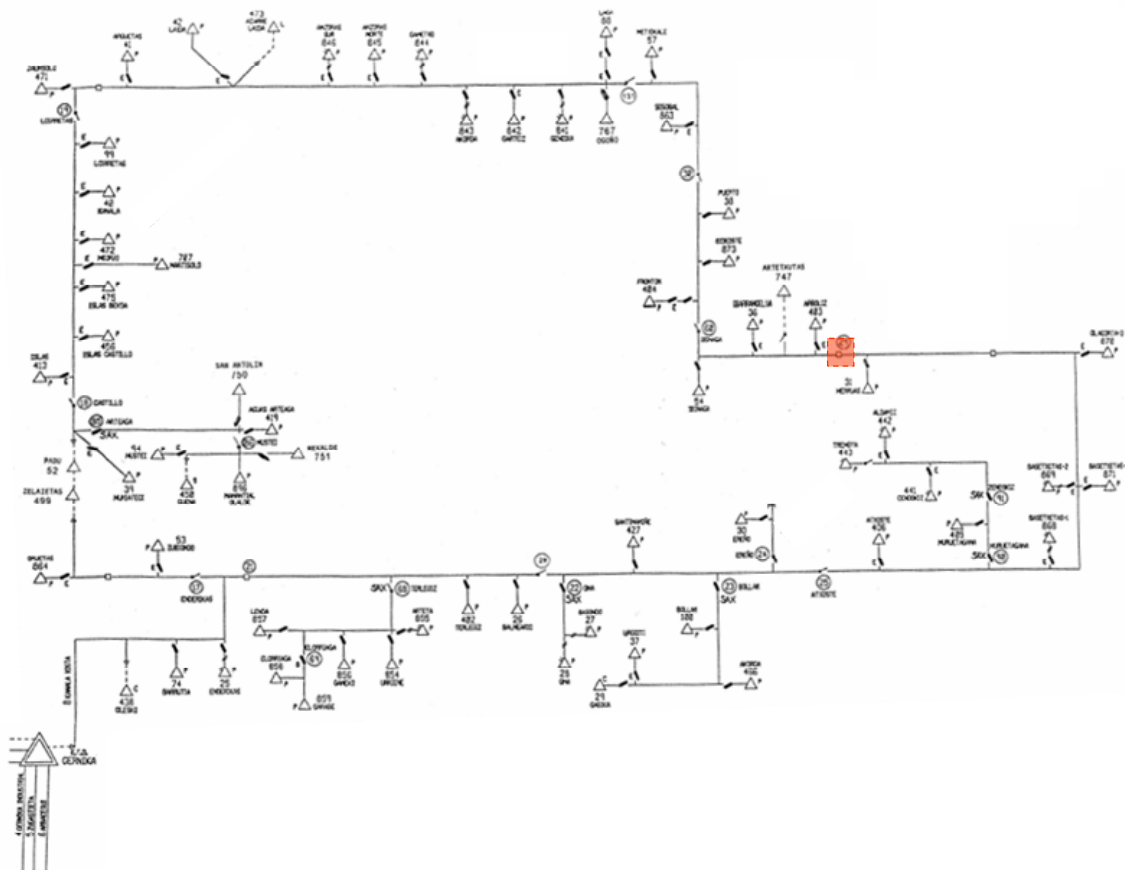


Figura A.6. Esquema unifilar del feeder 8

En los esquemas unifilares anteriores, mediante un cuadrado rojo, se ha remarcado la situación de un interruptor abierto que, o bien indica el punto de apertura de un anillo para su operación de forma radial, o señala el punto a partir del cual el circuito pasa a ser alimentado por una red de distribución perteneciente a una subestación diferente.

Así, el número de líneas y apoyos de los cuales se han obtenido datos para los cuatro feeders indicados son los siguientes:

- Feeder 1: 110 Tramos de línea y 332 Apoyos.
- Feeder 5: 158 Tramos de línea y 532 Apoyos.
- Feeder 6: 177 Tramos de línea y 543 Apoyos.
- Feeder 8: 208 Tramos de línea y 731 Apoyos.

Aun cuando para el tipo de conductor y su correspondiente longitud sí se ha considerado necesario mirar todos y cada uno de los tramos de línea para verificarlo, en el caso de los apoyos, debido a su elevado número, se decide hacer un muestreo en cada uno de los tramos con el fin de establecer una tendencia que modelizar posteriormente. Por otra parte, en todos los tramos considerados se han identificado diferentes tipos de cables y conductores.

De esta manera, en el caso de conductores aéreos, caben destacar:

- LA-56
- LA-78
- Cu 35
- Cu 50
- D 40
- D 56
- D 110
- L56

Mientras que en el caso de los cables subterráneos, se pueden mencionar:

- PPF 12/15 kV 3x25 Cu CIRC.NC NR PA
- HEPRZ1 12/20 kV 1x150 Al CIRC.C H-16 R SE
- HEPRZ1 12/20 Kv 1x240 Al CIRC.C H-16 R SE
- P3PFJV 12/20 kV 3(1x50) Al CIRC.NC 3P-236,4 R PA
- P3PFJV 12/20 kV 3(1x150) Al CIRC.C 3P-390 R P
- P3PVJFV 12/20 kV 3x95 Al CIRC.C 3P R PA
- XHV-RHV 12/20 kV 1x150 Al CIRC.C H-16 R SE
- DHVS 12/20 kV 3(1x95)AL CIRC.C H-16 +1*50AC R
- PPFV 12/15 kV 3(1x50) CU CIRC.C P-235.2 NR P
- DHZ1 12/20 Kv 1x50 Al CIRC.C H-16 R SE
- DHZ1 12/20 kV 1x150 Al CIRC.C H-16 R SE
- DHV 12/20 kV 1x50 Al CIRC.NC H-16 R SE
- DHV 12/20 kV 1x95 Al CIRC.NC H-16 R SE
- DHV 12/20 kV 1x240AL CIRC.NC H-16 R SE

Por tanto, la longitud de conductores subterráneos y aéreos es la que se muestra en la Tabla A.1, para cada uno de los feeders y la resultante total.

	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
Aéreo (km)	12,864	51,445	44,717	42,334
Subterráneo (km)	1,927	0,419	0,649	2,013
Total (km)	14,791	51,864	45,366	44,347

Tabla A.1. Longitudes de línea en el sistema de distribución real

A2.2. OBTENCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS A MODELIZAR

A2.2.1. Transformador de potencia

Para la obtención de los datos del transformador de potencia, necesarios para realizar su correcta modelización, se ha partido del protocolo de pruebas realizado al mismo por parte del fabricante, el cual ha sido facilitado por la compañía eléctrica. Los datos más relevantes del mismo, y que a su vez ha permitido obtener los parámetros necesarios para desarrollar su modelo, son los que se indican en la Tabla A.2.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICO		
TIPO DE CONEXIÓN		
Dy11		
RELACIÓN DE TENSIONES NOMINALES		
30.000 (+6x553/-7x553)/13.800 V		
RELACIÓN DE INTENSIDADES NOMINALES		
384,9/836,74 A		
POTENCIA NOMINAL APARENTE		
20 MVA		
ENSAYOS DE VACÍO (SECUNDARIO)		
Tensión (primario)	30.000 V	33.000 V
Intensidad	0,27%	0,49%
Potencia	14.940 W	19.920 W
ENSAYOS DE CORTOCIRCUITO (SECUNDARIO)		
Tensión (primario)	2.475 V	
Intensidad	384,9 A	
Potencia	86.400 W	
Temperatura	20 °C	
ENSAYO DE RESISTENCIAS		
Devanado primario	0,1923 Ω	
Devanado secundario	0,03086 Ω	
Temperatura	20 °C	

Tabla A.2. Protocolo de pruebas del transformador de potencia

A2.2.2. Líneas aéreas y subterráneas

En ausencia de datos precisos por parte de la compañía eléctrica acerca de las características de los conductores utilizados, se han utilizado características de conductores

obtenidas de catálogos de fabricantes, manuales técnicos y normativa variada. De esta manera, las características de los principales conductores aéreos del sistema objeto de modelización son los que se indican en la Tabla A.3.

	Material conductor	Sección (mm ²)	Diámetro (mm)		Resistencia Eléctrica a 20 °C (Ω/km)
			Alma	Total	
LA 56	Aluminio	54,6	3,15	9,45	0,6136
LA 78	Aluminio	78,6	3,78	11,34	0,4261
L 56	Aluminio	54,6	-	9,45	0,5247
D 40	Aleación de Aluminio	43,1	-	8,40	0,7637
D 56	Aleación de Aluminio	54,6	-	9,45	0,6034
D 110	Aleación de Aluminio	117	-	14	0,2827
Cu 35	Cobre	34,9	-	7,56	0,5290
Cu 50	Cobre	49,5	-	9	0,3720

Tabla A.3. Características de conductores aéreos

Por otra parte, además de los datos contenidos en la Tabla A.3, es necesario conocer determinadas características de instalación, cuyos datos generales han sido facilitados por la compañía eléctrica. Estos datos generales incluyen:

- Resistividad del terreno: 100 Ωm
- Distancia entre fases: 0,70 m (cruce horizontales)
- Flecha máxima: 3m

En el caso de los conductores subterráneos, los datos se han obtenido de forma similar al de conductores aéreos. De esta manera, las características de los principales conductores subterráneos del sistema objeto de modelización son los que se muestran en la Tabla A.4.

	DHZ1 12/20 kV 1x150 Al	HEPRZ1 12/20 kV 1x150 Al	HEPRZ1 12/20 kV 1x240 Al
CARACTERÍSTICAS DE CONSTRUCCIÓN			
Material del conductor	Aluminio	Aluminio	Aluminio
Aislamiento	EPR	EPR	EPR
Cubierta exterior	Poliofelina	Poliofelina	Poliofelina
Pantalla	Sí (cobre)	Sí (cobre)	Sí (cobre)
CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES			
Sección de pantalla	16 mm ²	-	-
Diámetro sobre pantalla	-	26,5 mm	31,3 mm
Diámetro exterior	35,4 mm	32,5 mm	37,1 mm
Sección del conductor	150 mm ²	150 mm ²	240 mm ²

Tabla A.4. Características de conductores subterráneos

Al igual que en el caso anterior, ha sido necesario conocer diferentes características no habitualmente utilizadas de la instalación de conductores subterráneos. Éstas han sido facilitadas tanto por la compañía eléctrica, como por diferentes fabricantes de conductores. Dichos datos incluyen:

- Profundidad de enterramiento: 1 m
- Distancia entre fases: 0,038 m
- Permeabilidades relativas (μ_r):
 - Aluminio: 1,000021
 - Cobre: 0,99999
 - Etileno-Propileno (EPR): 1
 - Poliofelina (Z1): 1
- Permitividades relativas (ϵ_r):
 - Etileno-Propileno (EPR): 3
 - Poliofelina (Z1): 3,3
- Resistividades (ρ):
 - Aluminio: $2,8264E-8 \Omega m$
 - Cobre: $1,7241E-8 \Omega m$

A2.2.3. Puesta a tierra

Con el fin de poder validar la correcta modelización del sistema de distribución respecto a un flujo de cargas proporcionado por la compañía eléctrica propietaria de la red, se ha incorporado el sistema de la puesta a tierra activa en serie con la puesta a tierra existente (Figura A.7), formada por una reactancia de 4Ω y considerando el valor de su puesta a tierra efectiva (electrodo o malla de puesta a tierra) como 1Ω .

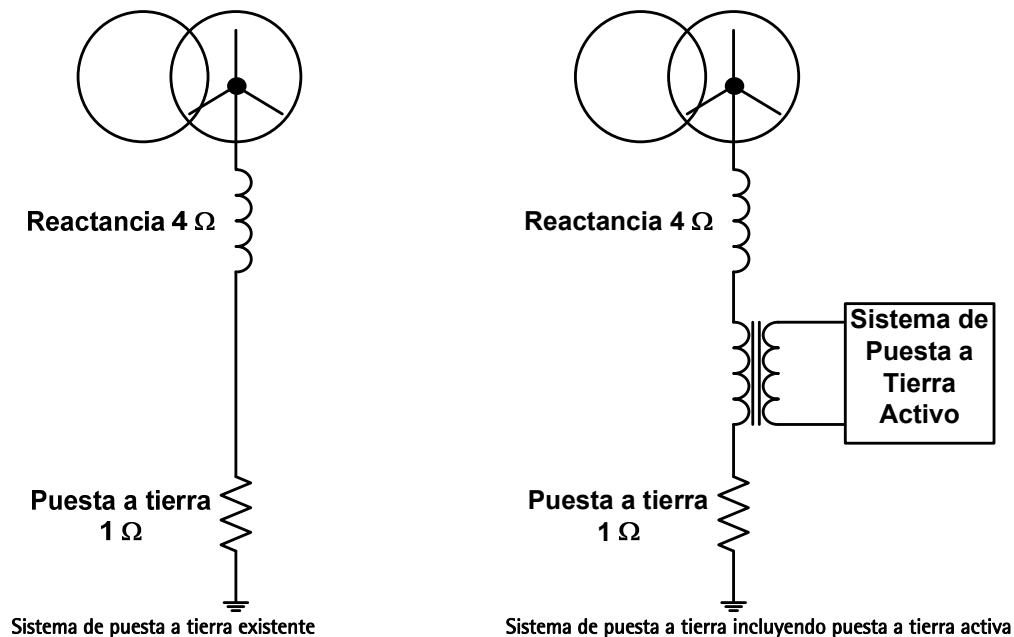


Figura A.7. Puesta a tierra

A2.3. MODELIZACIÓN DE ELEMENTOS

Tal y como se ha comentado anteriormente, la modelización del sistema de distribución objeto de estudio se ha realizado mediante la herramienta MATLAB/Simulink y una de sus librerías, SimPowerSystems. En esta librería vienen recogidos varios bloques prediseñados,

los cuales son posteriormente utilizados para modelizar los diferentes elementos que componen el sistema (transformador de potencia, líneas, etc.).

Sin embargo, en numerosas ocasiones los datos requeridos por dicha herramienta no concuerdan con los obtenidos en la fase de recogida de información, por lo que se hace necesaria una adaptación de los mismos. A continuación, se indica el resultado de dicho proceso de adaptación para los diferentes elementos a modelizar.

A2.3.1. Transformador de potencia

Para la modelización del transformador de potencia, perteneciente a la subestación del sistema de distribución objeto de modelización, se hace uso del bloque prediseñado correspondiente a un transformador trifásico de dos devanados.

Puesto que los datos obtenidos de las hojas de ensayo del transformador no se pueden aplicar directamente, se han adecuado dichos datos con el fin de ajustarlos a los requerimientos de MATLAB/Simulink. Así, los datos necesarios para la modelización del transformador son los que se indican en la Tabla A.5.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA TRIFÁSICO	
TIPO DE CONEXIÓN	
Dy11	
RELACIÓN DE TENSIONES NOMINALES	
30.000 (+6x553/-7x553)/13.800 V	
POTENCIA NOMINAL APARENTE	
20 MVA	
RESISTENCIA POR DEVANADO (p.u.)	
0,007797/0,005911	
INDUCTANCIA POR DEVANADO (p.u.)	
0,129/0,129	
RESISTENCIA DE MAGNETIZACIÓN (p.u.)	
4.016	
CARACTERÍSTICA DE SATURACIÓN	
Intensidad (p.u.)	0; 0,002595; 0.004709
Flujo (p.u.)	0; 1; 1,1

Tabla A.5. Datos del transformador de potencia trifásico

A2.3.2. Cargas trifásicas

Mediante la modelización de las cargas se modeliza el consumo realizado por los usuarios finales, a través de sus correspondientes centros de transformación. De esta manera, dichos centros de transformación se modelizan como cargas trifásicas de potencia constante y, además, se agrupan entre ellas con el fin de limitar el uso de recursos durante la simulación, sin pérdida significativa de precisión.

Así, para la modelización de los centros de transformación, se hace uso del bloque prediseñado correspondiente a una carga trifásica a potencia constante, conectada en triángulo.

A2.3.3. Líneas de distribución

Dentro de la modelización de las líneas de distribución, se pueden distinguir dos etapas fundamentales:

- Adaptación de los datos disponibles para los diferentes tipos de líneas aéreas y subterráneas, a los datos necesarios para modelizar correctamente las mismas en MATLAB/Simulink y en una de sus librerías, SimPowerSystems.
- Simplificación del complejo y heterogéneo sistema real de distribución, con el fin de agilizar y facilitar las múltiples simulaciones necesarias para el desarrollo de la presente tesis. Así, se han llevado a cabo diferentes acciones, como agrupaciones de tramos, recolocación de cargas, disminución de la cantidad de tipo de conductores, etc.

Todos estos aspectos se detallan a continuación.

A2.3.3.1. Modelización de conductores aéreos y cables subterráneos

Puesto que el sistema de distribución objeto de modelización se representa mediante la herramienta MATLAB/Simulink, en primer lugar se han de adaptar las características obtenidas de los elementos a modelizar, a los requerimientos de dicho programa. De esta manera, para la modelización tanto de los tramos de conductores aéreos como de las líneas subterráneas se hace uso del bloque prediseñado para líneas de parámetros distribuidos.

Por otra parte, y con el fin de simplificar los requerimientos de simulación minimizando las divergencias respecto al sistema real, se ha optado por reducir el número de tipos de conductores en la modelización. Concretamente, se utilizan únicamente 4 tipos de conductores aéreos y 2 tipos de cables subterráneos, debido a su utilización más extensa en la red real de distribución:

- Conductores aéreos
 - LA 56
 - D 40
 - D 56
 - Cu 35
- Conductores subterráneos
 - HEPRZ1 12/20 kV 1x150 AI CIRC.C H-16 R SE
 - DHZ1 12/20 kV 1x150 AI CIRC.C H-16 R SE

Además, puesto que los datos necesarios para completar dicha modelización son, o bien la matriz de impedancias de la línea, o la matriz de componentes simétricas de la misma, se ha hecho uso de dos herramientas software para obtener dichas matrices, a partir de las características conocidas de cada tipo de conductor:

- Aplicación "Powerline_param" incluida en el software MATLAB, para obtener las matrices de impedancia o las matrices de componentes de secuencia de las líneas aéreas consideradas.
- Aplicación "LCC" incluida en la aplicación ATPDraw, correspondiente al software ATP/EMTP, para obtener las matrices de impedancia de las líneas subterráneas consideradas.

Cabe mencionar que, por facilidad respecto a una posterior comprobación de la validación de la metodología objeto de esta tesis y el análisis correspondiente de resultados, se utilizan como datos de entrada los datos de las componentes de secuencia de las líneas consideradas.

A. Modelización de conductores aéreos

Tal y como se ha indicado anteriormente, utilizando la aplicación "Powerline_param" (Figura A.8) incluida en el software MATLAB, se obtienen las matrices de impedancia y las componentes de secuencia de las líneas aéreas consideradas. Estas matrices se obtienen mediante la utilización de las características geométricas y físicas de los diferentes tipos de conductores y de las características del tipo de instalación (apoyos, etc.). Los datos obtenidos se muestran en las Tablas A.6, A.7, A.8 y A.9.

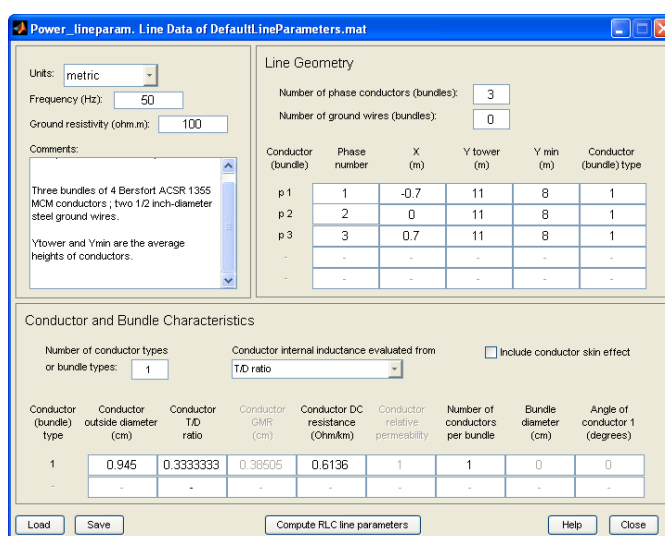


Figura A.8. Utilización de "Powerline_param" (MATLAB) para la modelización de líneas aéreas

Resistencia R_{10} (Ω/km)		Inductancia L_{10} (H/km)		Capacitancia C_{10} (F/km)	
R_1	0,6136	L_1	0,0010868	C_1	1,0734E-8
R_0	0,75861	L_0	0,0052745	C_0	3,9018E-9

Tabla A.6. Componentes de secuencia del conductor LA 56

Resistencia R_{10} (Ω/km)		Inductancia L_{10} (H/km)		Capacitancia C_{10} (F/km)	
R_1	0,7637	L_1	0,0011194	C_1	1,0494E-8
R_0	0,90871	L_0	0,0053072	C_0	3,8697E-9

Tabla A.7. Componentes de secuencia del conductor D40

Resistencia R_{10} (Ω/km)		Inductancia L_{10} (H/km)		Capacitancia C_{10} (F/km)	
R_1	0,6034	L_1	0,0010959	C_1	1,0734E-8
R_0	0,74841	L_0	0,0052836	C_0	3,9018E-9

Tabla A.8. Componentes de secuencia del conductor D56

Resistencia R_{10} (Ω/km)		Inductancia L_{10} (H/km)		Capacitancia C_{10} (F/km)	
R_1	0,529	L_1	0,0011405	C_1	1,0288E-8
R_0	0,67401	L_0	0,0053282	C_0	3,8414E-9

Tabla A.9. Componentes de secuencia del conductor Cu 35

B. Modelización de conductores subterráneos

La citada aplicación "Powerline_param" incluida en el software MATLAB no permite calcular las matrices de impedancias o componentes simétricas de líneas subterráneas, ya que su aplicación se centra fundamentalmente en líneas aéreas. Por ello, la opción utilizada ha sido el módulo "LCC" (Figura A.9) incluido en la aplicación ATPDraw, correspondiente al software ATP/EMTP.

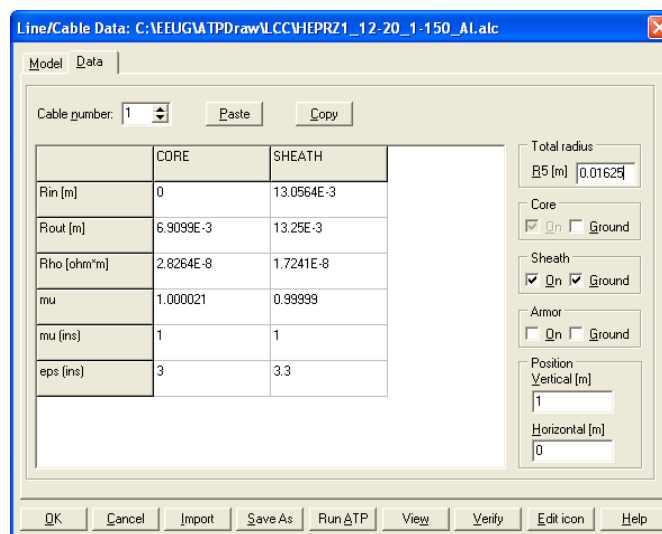


Figura A.9. Utilización de "LCC" (ATP/EMTP) para la modelización de líneas subterráneas

Así, mediante la utilización de las características geométricas y físicas de los diferentes tipos de conductores, y de las características del tipo de instalación, se obtienen las matrices de impedancia correspondientes a cada tipo de línea subterránea. Sin embargo, a diferencia de la aplicación "Powerline_param", la aplicación "LCC" no ofrece las matrices de componentes simétricas, por lo que se hace necesaria la aplicación de la formulación general de las ecuaciones de Carson para obtener las mismas [259]. Los datos obtenidos son los que se muestran en las Tablas A.10 y A.11.

Resistencia R_{10} (Ω/km)		Inductancia L_{10} (H/km)		Capacitancia C_{10} (F/km)	
R_1	0,194499	L_1	4,07149E-4	C_1	2,622841E-7
R_0	1,00839	L_0	1,535968E-3	C_0	2,622841E-7

Tabla A.10. Componentes de secuencia del conductor HEPRZ1 1x150 Al

Resistencia R_{10} (Ω/km)		Inductancia L_{10} (H/km)		Capacitancia C_{10} (F/km)	
R_1	0,195295	L_1	4,296445E-4	C_1	2,51997E-7
R_0	0,996841	L_0	1,541693E-3	C_0	2,51997E-7

Tabla A.11. Componentes de secuencia del conductor DHZ1 1x150 Al

A2.3.3.2. Modelización de los diferentes feeders

Con los datos obtenidos, tanto para las líneas aéreas como para las líneas subterráneas, ya se puede proceder a realizar la modelización de los diferentes feeders. Así, bajo las premisas anteriormente mencionadas de agilizar y facilitar las múltiples simulaciones, maximizando la fidelidad respecto al sistema real, la simplificación óptima realizada al feeder 1 se puede observar en la Figura A.10.

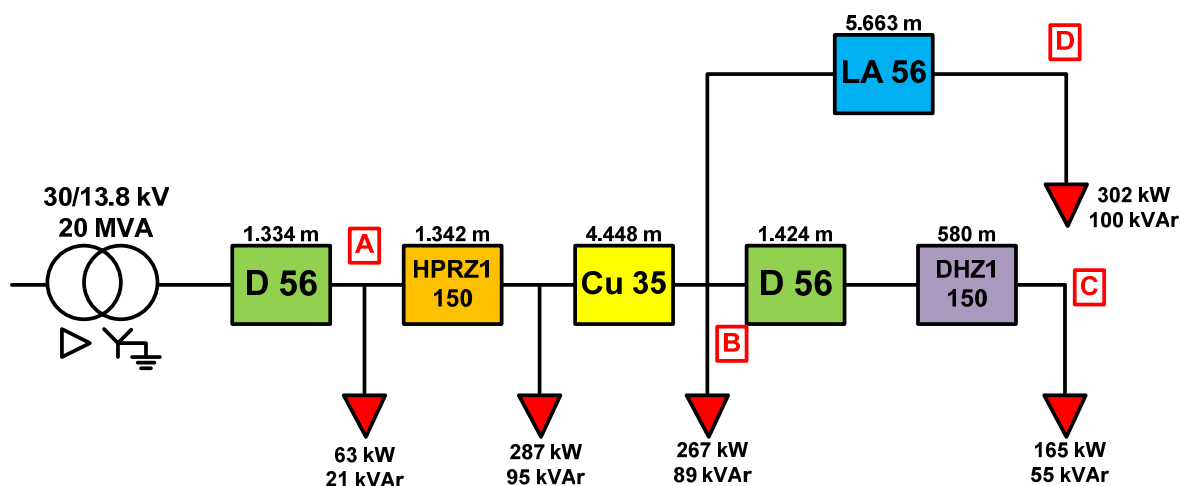


Figura A.10. Esquema simplificado para la modelización del feeder 1

La traslación de dicho esquema simplificado a una modelización mediante la herramienta MATLAB/Simulink y una de sus librerías (SimPowerSystems), da como resultado el sistema de la Figura A.11.

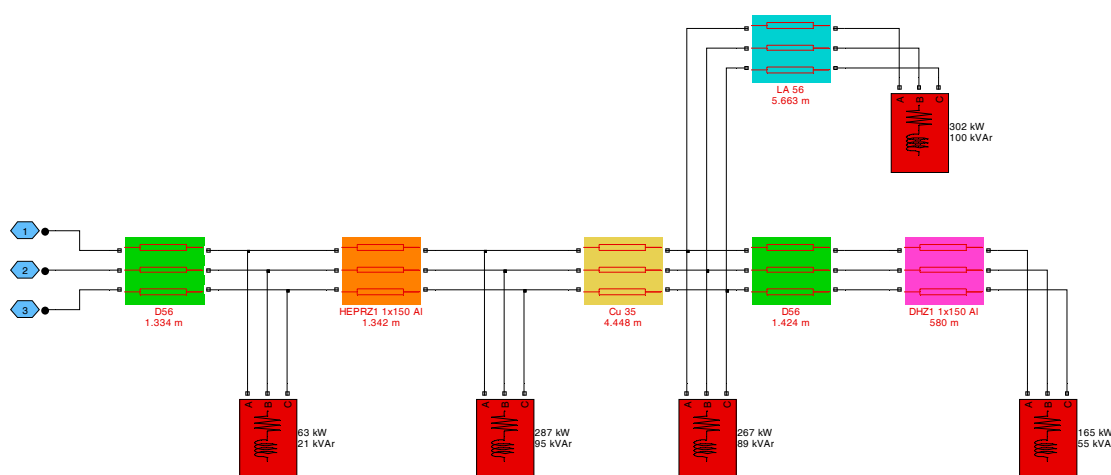


Figura A.11. Modelización MATLAB/Simulink del feeder 1

De manera similar al caso del feeder 1, la simplificación óptima del feeder 5 se puede observar en la Figura A.12. La modelización de dicho esquema simplificado mediante la herramienta MATLAB/Simulink, se muestra en la Figura A.13.

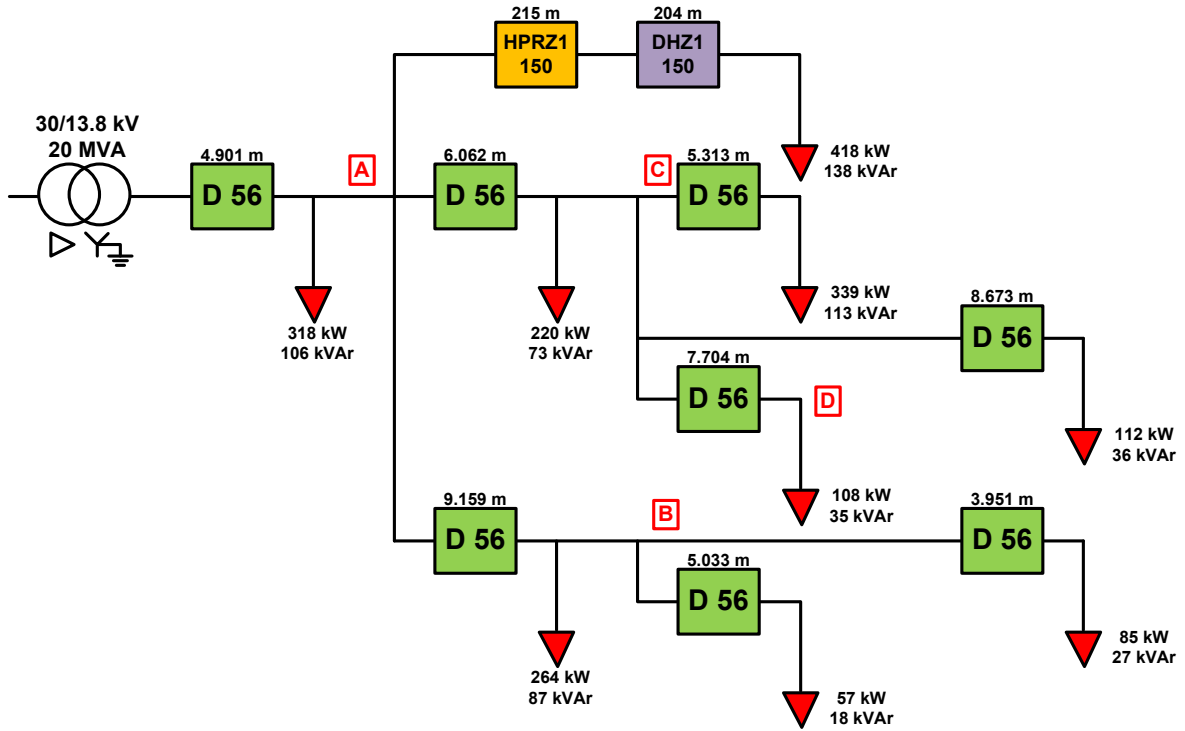


Figura A.12. Esquema simplificado para la modelización del feeder 5

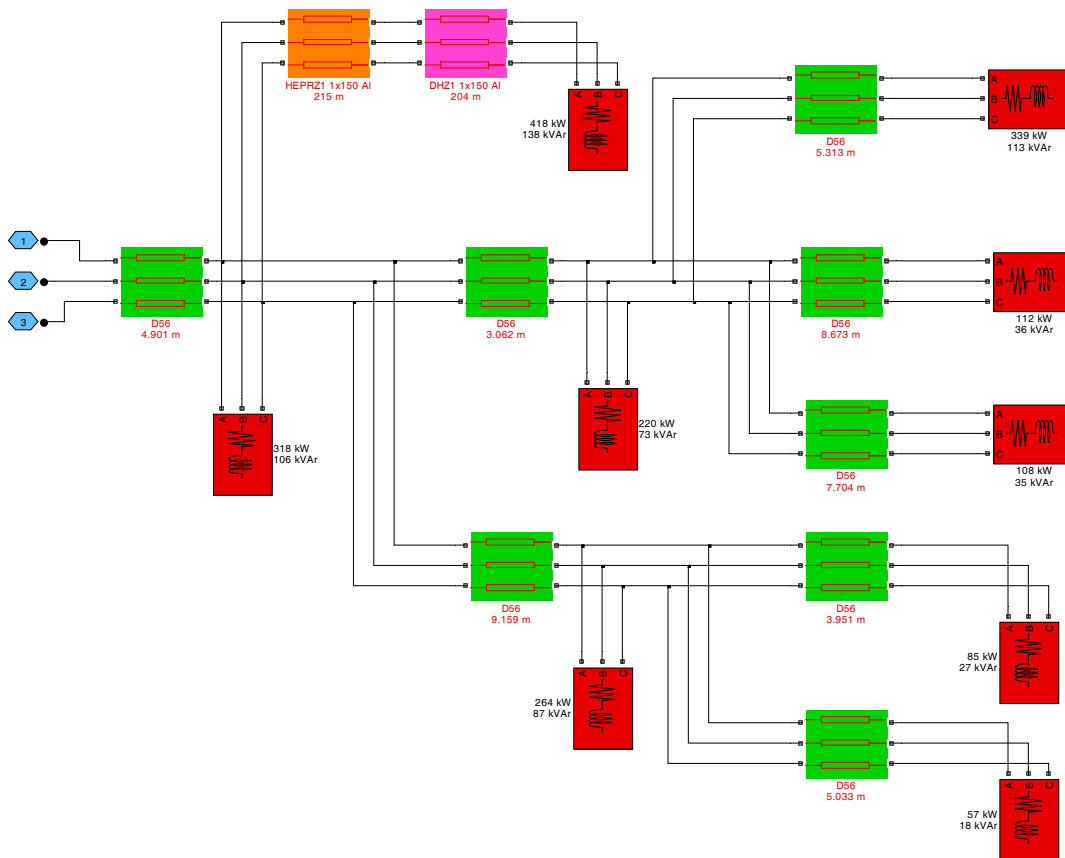


Figura A.13. Modelización MATLAB/Simulink del feeder 5

De manera similar a los casos de los feeders 1 y 5, la simplificación óptima del feeder 6 se puede observar en la Figura A.14. La modelización de dicho esquema simplificado mediante la herramienta MATLAB/Simulink, se muestra en la Figura A.15.

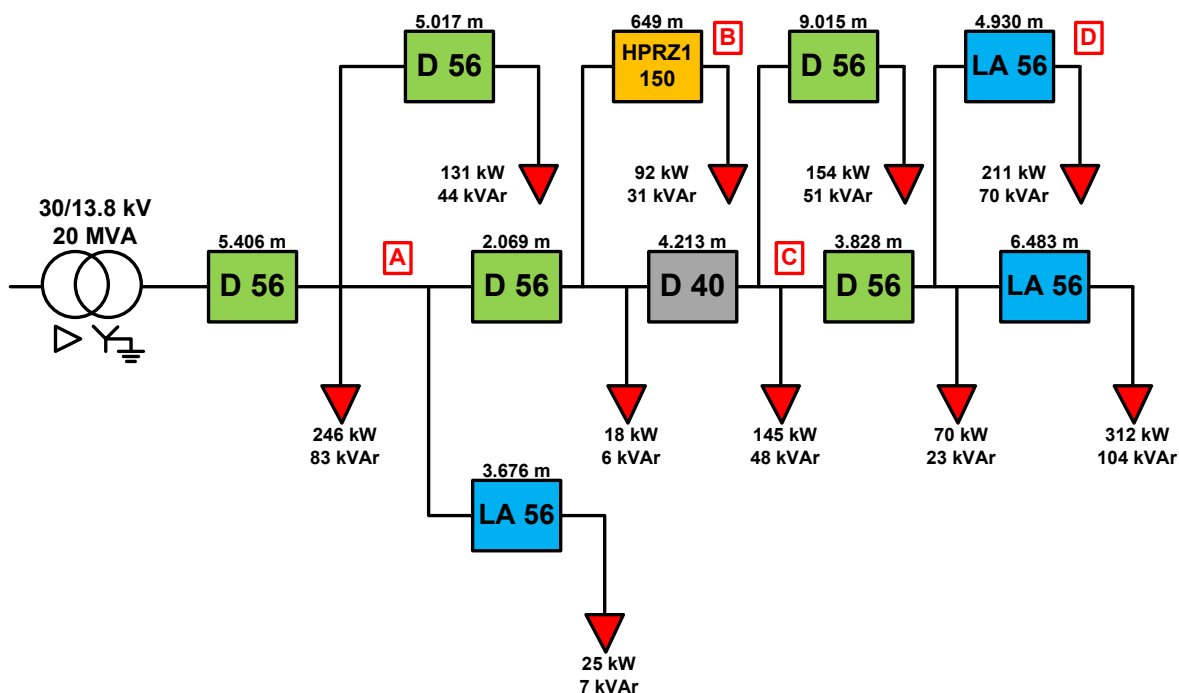


Figura A.14. Esquema simplificado para la modelización del feeder 6

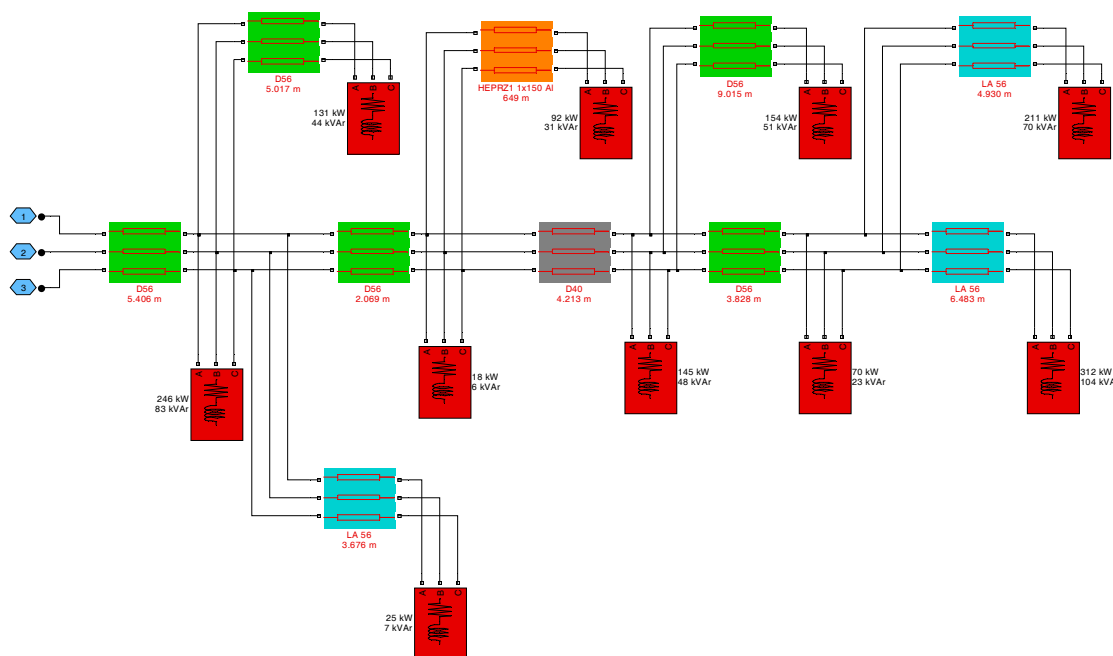


Figura A.15. Modelización MATLAB/Simulink del feeder 6

Finalmente, la simplificación óptima del feeder 8 se puede observar en la Figura A.16. La modelización de dicho esquema simplificado mediante la herramienta MATLAB/Simulink, se muestra en la Figura A.17.

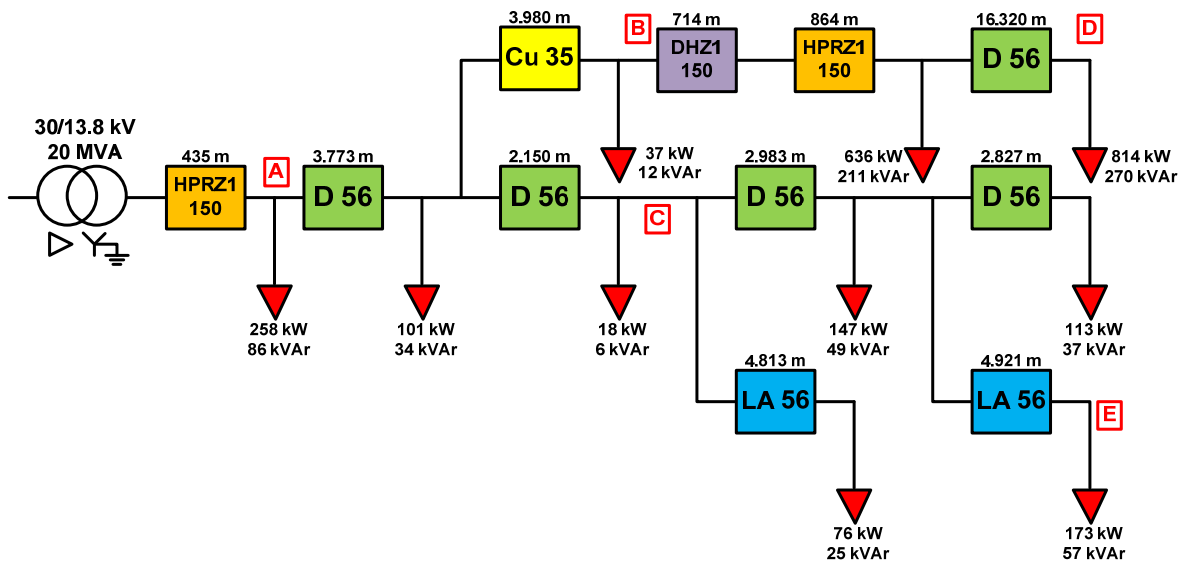


Figura A.16. Esquema simplificado para la modelización del feeder 8

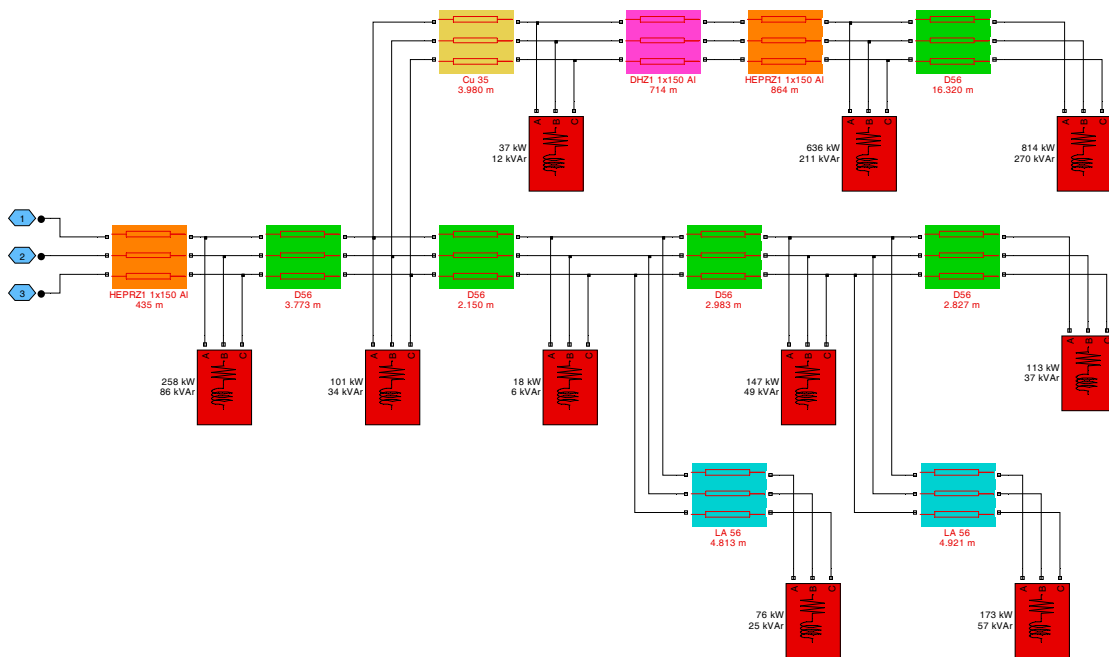


Figura A.17. Modelización MATLAB/Simulink del feeder 8

A2.3.4. Puesta a tierra

Tal y como se ha mencionado, la puesta a tierra original de dicha subestación consta de la reactancia de puesta a tierra del neutro del transformador, de valor 4Ω , con un valor de su puesta a tierra efectiva (electrodo o malla de puesta a tierra) de 1Ω .

La modelización de ambos elementos se realiza mediante un bloque prediseñado que representa una rama RLC. De esta manera, la puesta a tierra original del sistema de distribución objeto de la modelización se muestra en la Figura A.18.

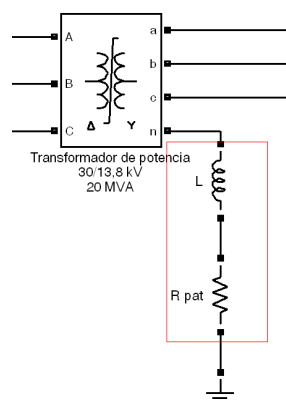


Figura A.18. Modelización de la puesta a tierra de la red de distribución

A2.3.5. Sistema de puesta a tierra activo

El objeto de la presente tesis no es realizar una modelización precisa de un sistema de puesta a tierra activa, sino simplemente representar los elementos básicos y necesarios, que permitan verificar la metodología de detección y localización de faltas monofásicas objeto de esta tesis doctoral. De esta manera, se ha modelizado un sistema de inyección de intensidad en rampa, que permita insertar en el neutro del transformador la intensidad requerida, a la frecuencia deseada.

Así, la modelización de dicho sistema de inyección se puede dividir en tres partes fundamentales (Figura A.19):

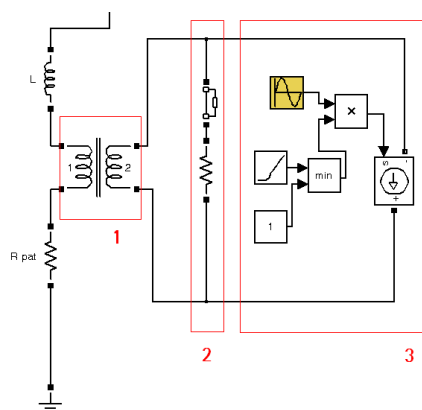


Figura A.19. Modelización del sistema de puesta a tierra activo

1. *Transformador de puesta a tierra activa:* se trata de un transformador de potencia monofásico, que permite conectar el sistema de puesta a tierra activa en el neutro del transformador. Por simplicidad, y porque no afecta a la verificación de la metodología objeto de esta tesis doctoral, dicho transformador de potencia se ha modelizado con una relación de transformación 1:1.
2. *Sistema de conexión de la resistencia de amortiguamiento:* siempre que esta resistencia de elevado valor esté conectada, situada en paralelo con el convertidor, se permite el amortiguamiento de los transitorios a la vez que mantiene la tensión del neutro entre los límites requeridos y sin dejar el sistema aislado.
3. *Sistema de inyección de corriente:* representa el convertidor, con salida monofásica en baja tensión, para la generación de la corriente homopolar a inyectar.

A2.3.6. Falta a tierra

La falta a tierra que se modeliza es una falta a tierra resistiva pura, monofásica, de valor variable. Al igual que en el caso de la puesta a tierra, su modelización se realiza mediante un bloque prediseñado que representa una rama RLC.

A2.4. VERIFICACIÓN DE LA MODELIZACIÓN REALIZADA

Con objeto de verificar la similitud de comportamiento, en régimen estacionario, del circuito real (Figuras A.3, A.4, A.5 y A.6) y el modelizado (Figuras A.11, A.13, A.15 y A.17), este último se ha comparado con un flujo de cargas realizado por la compañía eléctrica sobre sus datos del sistema real. Estos datos del flujo de cargas son los que se muestran en la Tabla A.12.

	DATOS TOMADOS DEL C.O.I. (cabecera de línea)			
	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pot. Activa (kW)	Pot. Reactiva (kVAr)
Feeder 1	13,2	66,6	1.509,9	509,5
Feeder 5	13,2	80,3	1.820,7	613,6
Feeder 6	13,2	63,7	1.443,3	487,0
Feeder 8	13,2	132,3	2.987,8	1.044,3

Tabla A.12. Datos del flujo de cargas proporcionados por la compañía eléctrica

Tal y como se puede observar, comparando los datos numéricos de las Tablas A.12 y A.13, los datos del flujo de cargas proporcionado por la compañía eléctrica se aproximan de manera notable con el flujo de cargas del modelo del sistema, realizado mediante MATLAB/Simulink.

	DATOS TOMADOS DEL MODELO MATLAB (cabecera de línea)			
	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Pot. Activa (kW)	Pot. Reactiva (kVAr)
Feeder 1	13,23	48,73 (62,2)	1.068 (1.356)	325,6 (422,9)
Feeder 5	13,23	83,86	1.828	589,9
Feeder 6	13,23	60,95	1.330	424,1
Feeder 8	13,23	102,1	2.225	722,7

Tabla A.13. Datos del flujo de cargas, obtenidos del modelo del sistema

Las diferencias más apreciables que se observan se producen en los feeders 1 y 8, y son debidas a diferencias entre el flujo de cargas proporcionado por la compañía eléctrica y la situación real a modelizar, las cuales son descritas a continuación:

- En el flujo de cargas del feeder 1, aparece una carga de 300 kW y 100 kVAr (Figura A.20) que no se corresponde con ninguna de las cargas contempladas en los planos de dicho feeder facilitados por la compañía eléctrica. Desde la compañía eléctrica se ha comunicado que podría ser algún tipo de carga contemplada en estudios específicos para instalaciones futuras, pero que por alguna razón está incluida en el flujo de cargas, aunque dicha instalación no exista actualmente. Por lo tanto, dicha carga no se ha contemplado en la modelización (si se hubiera contemplado, los resultados que se habrían obtenido serían los que están representados entre paréntesis en la Tabla A.13).

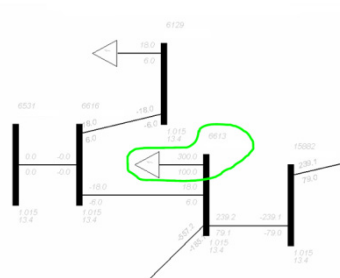


Figura A.20. Carga no real incluida en el flujo de cargas

- En el flujo de cargas del feeder 8, realizado a partir del modelo del sistema en MATLAB/Simulink, ha habido variaciones respecto a la situación contemplada en el flujo de cargas proporcionado por la compañía eléctrica, debido fundamentalmente a las siguientes razones:
 - En primer lugar, una parte sustancial del circuito que aparece contemplado en el flujo de cargas de la compañía eléctrica, en la realidad se ha pasado a alimentar desde otra subestación (ver Figura A.21), por lo que las cargas y líneas de ese tramo no se han tenido en cuenta para la modelización en MATLAB/Simulink.
 - Por otra parte, y ligado con lo anterior, debido a la conmutación de cierta parte del circuito para que sea alimentado desde otra subestación, el anillo se abre actualmente desde otro lugar diferente del que estaba contemplado en el flujo de cargas de la compañía eléctrica, por lo que los resultados con respecto al flujo de cargas realizado a partir del modelo del sistema pueden diferir en cierto grado.

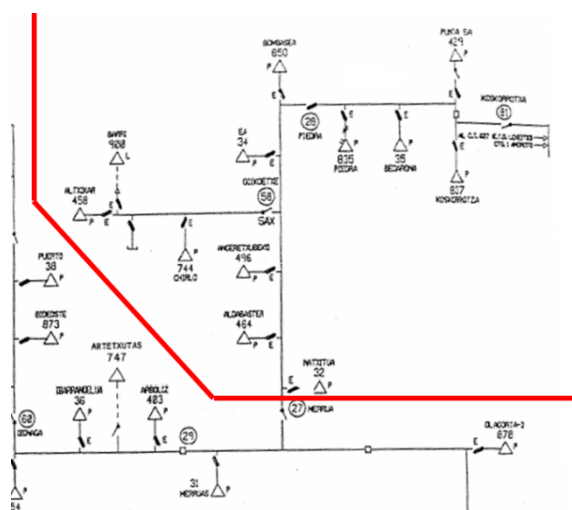


Figura A.21. Tramo del feeder 8 alimentado desde otra subestación

En general, se puede observar que los resultados obtenidos por simulación se aproximan a los del circuito real (salvo las excepciones mencionadas anteriormente). Por ello, puede afirmarse que cualquier conclusión a la que se llegue estudiando esta modelización podría ser aplicable al circuito real al que modeliza. Incluso las conclusiones derivadas de la aplicación de la metodología en este sistema de distribución pueden ser generalizables a cualquier sistema de distribución de condiciones similares.

ANEXO B

DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: RESULTADOS

B1. INTRODUCCIÓN.....	B.3
B2. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 25 HZ.....	B.4
B3. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 325 HZ	B.31

ANEXO B. DETECCIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: RESULTADOS

B1. INTRODUCCIÓN

En este Anexo se presentan los resultados más destacados obtenidos en las simulaciones realizadas sobre la red de distribución real, cuyas características se detallan en el Anexo A, con el fin de realizar la detección del feeder en falta en caso de una falta monofásica, en un sistema de distribución con una puesta a tierra activa.

Los resultados mostrados se dividen en dos grupos:

- Resultados obtenidos mediante una frecuencia de inyección de 25 Hz en el neutro del sistema.
- Resultados obtenidos mediante una frecuencia de inyección de 325 Hz en el neutro del sistema.

Con el fin de reducir el volumen de datos, sólo se muestran los resultados obtenidos mediante una magnitud específica de la corriente inyectada:

- Para una inyección de frecuencia de 25 Hz, se muestran los resultados obtenidos con una magnitud de la inyección de 2 Apico.
- Para una inyección de frecuencia de 325 Hz, se muestran los resultados obtenidos con una magnitud de la inyección de 5 Apico.

Aunque las simulaciones realizadas han considerado diferentes magnitudes de inyección (0,05 Apico, 0,5 Apico, 1 Apico, 2 Apico, 3 Apico, 4 Apico, 5 Apico), de manera general, los resultados obtenidos con otras magnitudes de inyección no varían las conclusiones obtenidas para el método propuesto. En caso de considerarse relevante el realizar algún comentario específico acerca del resto de magnitudes de inyección, éste ya se ha realizado en el Capítulo 5.

Asimismo, cabe mencionar también que los resultados mostrados incluyen las faltas realizadas en todas las localizaciones consideradas de la red de distribución citada anteriormente (17 puntos de falta entre los 4 feeders), así como las diferentes resistencias de falta consideradas (1, 5, 10, 50, 100, 200, 500, 1.000, 2.500 y 5.000 Ω), para cada uno de esos puntos.

Por último, para cada frecuencia de inyección considerada (25 Hz y 325 Hz), las diferentes metodologías se han dividido en dos grupos principales, diferenciando entre estrategias que no requerirían de comunicación entre los diferentes equipos de protección y medida de la subestación, y las que sí.

B2. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 25 HZ

B2.1. PROTECCIÓN DE LÍNEA SIN COMUNICACIÓN

B2.1.1. Medida de valores en prefalta

En las Tablas B.1 a B.3, se muestran los resultados de la medida de diferentes valores en prefalta (inyección de corriente de 25 Hz) de los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para las diferentes magnitudes de inyección consideradas. Concretamente, los datos mostrados son los siguientes:

- Intensidad homopolar de cada feeder (módulo y ángulo)
- Resistencia homopolar ($R_{Feeder_i}^0$) y reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) obtenidas a partir de la impedancia homopolar ($Z_{Feeder_i}^0$). Asimismo, cociente entre ambos factores ($X_{Feeder_i}^0/R_{Feeder_i}^0$)

MEDIDA DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR EN PREFALTA								
	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)
0,05 Apico	0,002291919	229,5444231	0,001282112	229,5431269	0,001442546	229,53805	0,002863849	229,5304098
0,5 Apico	0,022919194	229,5444231	0,012821124	229,5431269	0,014425457	229,53805	0,028638494	229,5304098
1 Apico	0,045838388	229,5444231	0,025642248	229,5431269	0,028850914	229,53805	0,057276988	229,5304098
2 Apico	0,091676776	229,5444231	0,051284495	229,5431269	0,057701828	229,53805	0,114553975	229,5304098
3 Apico	0,137515164	229,5444231	0,076926743	229,5431269	0,086552742	229,53805	0,171830963	229,5304098
4 Apico	0,183353553	229,5444231	0,10256899	229,5431269	0,115403656	229,53805	0,229107951	229,5304098
5 Apico	0,229191941	229,5444231	0,128211238	229,5431269	0,14425457	229,53805	0,286384939	229,5304098

Tabla B.1. Medida de la intensidad homopolar en prefalta (25 Hz)

MEDIDA DE R_0 , X_0 y X_0/R_0 EN PREFALTA						
	Feeder 1			Feeder 5		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
0,05 Apico	2,088878587	-11635,80807	-5570,361125	4,204692019	-20800,30944	-4946,928182
0,5 Apico	2,088889289	-11635,80809	-5570,332591	4,204711152	-20800,30947	-4946,905676
1 Apico	2,08889299	-11635,80809	-5570,332566	4,204711171	-20800,30947	-4946,905653
2 Apico	2,08889303	-11635,80809	-5570,332553	4,204711179	-20800,30947	-4946,905645
3 Apico	2,0888932	-11635,80809	-5570,332509	4,204711206	-20800,30947	-4946,905612
4 Apico	2,08889322	-11635,80809	-5570,332502	4,204711213	-20800,30947	-4946,905604
5 Apico	2,08889323	-11635,80809	-5570,332501	4,20471121	-20800,30947	-4946,905608

Tabla B.2. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 en prefalta – Feeders 1 y 5 (25 Hz)

MEDIDA DE R_0 , X_0 y X_0/R_0 EN PREFALTA						
	Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
0,05 Apico	5,37517361	-18486,99397	-3439,32965	3,9492548	-9312,058279	-2357,92795
0,5 Apico	5,37519062	-18486,99399	-3439,31877	3,94926337	-9312,058289	-2357,92284
1 Apico	5,37519063	-18486,99399	-3439,31876	3,94926338	-9312,058289	-2357,92283
2 Apico	5,37519064	-18486,99399	-3439,31876	3,94926338	-9312,058289	-2357,92283
3 Apico	5,37519067	-18486,99399	-3439,31874	3,94926339	-9312,058289	-2357,92282
4 Apico	5,37519067	-18486,99399	-3439,31874	3,9492634	-9312,058289	-2357,92282
5 Apico	5,37519067	-18486,99399	-3439,31874	3,9492634	-9312,058289	-2357,92282

Tabla B.3. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 en prefalta – Feeders 6 y 8 (25 Hz)

B2.1.2. Medida de la intensidad homopolar en falta (inyección 2 Apico)

En las Tablas B.4 a B.20, se muestran los resultados de la medida del módulo y ángulo de la intensidad homopolar (inyección de corriente de 25 Hz) de los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para los diferentes puntos de falta considerados sobre dichos feeders.

B2.1.2.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1								
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)
	1	0,471819692	179,9236755	0,000185153	-52,53504061	0,000208321	-52,54010001	0,00041357
5	0,471786038	179,7857684	0,000433922	-75,22629353	0,00048822	-75,23136136	0,000969248	-75,2394842
10	0,471736839	179,6134384	0,000767549	-82,09592467	0,000863594	-82,10099632	0,001714469	-82,10891601
50	0,471059175	178,237959	0,003477894	-90,66308448	0,00391309	-90,66816021	0,007768557	-90,67586264
100	0,469511232	176,5313115	0,006850201	-94,02745946	0,00770738	-94,03253578	0,015301266	-94,04020748
250	0,460497596	171,5727813	0,016650849	-101,7662208	0,018734404	-101,7712974	0,037192937	-101,7789503
500	0,434215249	164,1852022	0,031130687	-112,9685175	0,035026133	-112,9735942	0,069536493	-112,9812408
1000	0,366291625	154,1346007	0,051205007	-130,2060585	0,057612393	-130,2111353	0,114376422	-130,2187786
2500	0,235325309	148,5210724	0,071306298	-154,2012467	0,080228999	-154,206324	0,159276593	-154,2139658
5000	0,173823377	156,2063467	0,076809163	-165,9277435	0,086420446	-165,9328217	0,171568312	-165,9404638

Tabla B.4. Intensidades homopolares si hay falta en el punto A del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1								
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)
	1	0,472331139	179,8130499	0,000435183	-56,48927054	0,000489639	-56,49432685	0,000972063
5	0,472293705	179,6749137	0,0006789	-69,57974726	0,000763853	-69,58481401	0,001516454	-69,59275473
10	0,472239755	179,5023016	0,001004544	-76,76499177	0,001130245	-76,77006346	0,002243845	-76,77791398
50	0,471523156	178,1247452	0,003702646	-88,92354474	0,004165966	-88,9286206	0,008270586	-88,93631925
100	0,469924725	176,4159641	0,007074632	-93,16233195	0,007959895	-93,1674083	0,015802578	-93,17507902
250	0,460755958	171,4542335	0,016874043	-101,4925518	0,018985526	-101,4976284	0,037691483	-101,5052812
500	0,434247135	164,0712262	0,031334769	-112,898324	0,035255752	-112,9034007	0,06999235	-112,9110472
1000	0,366100662	154,0484668	0,051345215	-130,2146645	0,057770146	-130,2197413	0,114689605	-130,2273847
2500	0,235178315	148,4940784	0,071348451	-154,2119441	0,080276426	-154,2170214	0,159370749	-154,2246632
5000	0,173768449	156,199698	0,076822537	-165,930696	0,086435494	-165,9357741	0,171598186	-165,9434163

Tabla B.5. Intensidades homopolares si hay falta en el punto B del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1								
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)
	1	0,472498754	179,7712401	0,000526699	-57,5982428	0,000592606	-57,60331175	0,001176481
5	0,472459821	179,6330268	0,000770366	-68,82356156	0,000866764	-68,82863158	0,001720761	-68,83653455
10	0,472403991	179,4603202	0,001094297	-75,67746096	0,001231229	-75,68253283	0,002444325	-75,69036527
50	0,471672041	178,0820802	0,003788044	-88,41774233	0,004262049	-88,4228182	0,008461338	-88,43051551
100	0,470053862	176,3726338	0,007159538	-92,90260371	0,008055426	-92,90768004	0,015992232	-92,91535042
250	0,460825402	171,4101674	0,01695772	-101,414497	0,019079674	-101,4195737	0,037878393	-101,4272264
500	0,434232605	164,0295382	0,031410205	-112,8845376	0,035340627	-112,8896144	0,070160851	-112,8972609
1000	0,366010715	154,0183652	0,051395496	-130,2239139	0,057826718	-130,2289908	0,114801916	-130,2366341
2500	0,23512089	148,4866529	0,071362271	-154,2177355	0,080291975	-154,2228127	0,159401618	-154,2304545
5000	0,173749666	156,1990201	0,07682645	-165,9323907	0,086439897	-165,9374688	0,171606927	-165,9451111

Tabla B.6. Intensidades homopolares si hay falta en el punto C del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,472916734	179,6825929	0,000728794	-58,01463725	0,00081999	-58,01971885	0,0016279	-58,02760887	
5	0,472874391	179,5441604	0,000970361	-66,8896848	0,001091784	-66,89476324	0,002167488	-66,90260723	
10	0,472814272	179,3711841	0,00129	-73,25144231	0,001451421	-73,25651868	0,002881466	-73,26431884	
50	0,472047155	177,9909556	0,003972304	-87,21626178	0,004469366	-87,22133767	0,008872919	-87,22903231	
100	0,470383311	176,2794637	0,00734272	-92,26927326	0,00826153	-92,27434964	0,016401405	-92,28201928	
250	0,461014355	171,3138809	0,017140084	-101,2176112	0,019284858	-101,2226879	0,038285739	-101,2303405	
500	0,434217545	163,9371694	0,031576932	-112,8470692	0,035528217	-112,852146	0,070533268	-112,8597924	
1000	0,365801857	153,9518179	0,051507464	-130,246763	0,057952697	-130,2518398	0,115052019	-130,2594832	
2500	0,234980347	148,4747273	0,071391076	-154,2344969	0,080324385	-154,2395741	0,159465961	-154,2472159	
5000	0,173706735	156,2027412	0,076833088	-165,9385763	0,086447365	-165,9436544	0,171621753	-165,9512965	

Tabla B.7. Intensidades homopolares si hay falta en el punto D del feeder 1 (25 Hz)

B2.1.2.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,0006466	-56,32953501	0,472329906	179,8160266	0,000406973	-56,33593692	0,000807949	-56,34407453	
5	0,001085449	-71,01429617	0,472292963	179,6519093	0,000683187	-71,02068909	0,001356311	-71,02866579	
10	0,001671849	-78,20596327	0,472239149	179,44682	0,00105227	-78,21234974	0,002089044	-78,22021606	
50	0,006502636	-89,45120054	0,471504435	177,809425	0,004092792	-89,45757688	0,008125316	-89,46527668	
100	0,01253072	-93,43189542	0,46983557	175,7759101	0,007886899	-93,43827038	0,015657659	-93,44594132	
250	0,030048104	-101,5820454	0,460147444	169,8423132	0,018912429	-101,5884193	0,037546365	-101,5960721	
500	0,055906394	-112,9241954	0,431900282	160,8608867	0,035187768	-112,9305689	0,069857382	-112,9382154	
1000	0,091708208	-130,2141946	0,358316805	147,8027846	0,057721611	-130,220568	0,11459325	-130,2282113	
2500	0,127517524	-154,20837	0,210239674	135,5114968	0,080260175	-154,2147439	0,159338486	-154,2223857	
5000	0,137319641	-165,9292492	0,131383091	139,7831231	0,086429675	-165,9356247	0,171586633	-165,9432668	

Tabla B.8. Intensidades homopolares si hay falta en el punto A del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,001482422	-58,28792362	0,473464703	179,5710724	0,000933044	-58,29431017	0,001852344	-58,3021705	
5	0,001913349	-66,30626972	0,473419578	179,4064559	0,001204271	-66,31265434	0,002390806	-66,32047819	
10	0,002481916	-72,38291123	0,473355479	179,2007518	0,00156213	-72,38929368	0,003101255	-72,39708135	
50	0,007266788	-86,68609669	0,47253646	177,5588265	0,004573753	-86,69247259	0,009080156	-86,70016612	
100	0,013289864	-91,98043631	0,470758217	175,520642	0,008364708	-91,9868112	0,016606241	-91,9944804	
250	0,030800843	-101,1270599	0,460733637	169,5798485	0,019386207	-101,1334337	0,038486944	-101,1410863	
500	0,056591791	-112,830437	0,431995141	160,6069359	0,03561916	-112,8368105	0,070713815	-112,8444569	
1000	0,092169222	-130,2570974	0,357923481	147,6062525	0,058011776	-130,2634708	0,115169306	-130,2711141	
2500	0,127641477	-154,2407099	0,209927126	135,4442266	0,080338191	-154,2470838	0,15949337	-154,2547256	
5000	0,13735185	-165,9402368	0,131270849	139,7709553	0,086449947	-165,9466122	0,17162688	-165,9542543	

Tabla B.9. Intensidades homopolares si hay falta en el punto B del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	0,001192393	-57,91903312	0,473070125	179,6559071	0,000750498	-57,92541886	0,00148994	-57,93333685	
5	0,00162518	-67,39383889	0,473027931	179,4914748	0,001022896	-67,40022315	0,002030726	-67,40808433	
10	0,002198673	-73,91350886	0,472967517	179,2859975	0,001383856	-73,91989115	0,002747331	-73,92770087	
50	0,006999609	-87,57288511	0,472178718	177,6457427	0,004405589	-87,57926135	0,008746304	-87,58695677	
100	0,013024942	-92,46059478	0,470439717	175,6092813	0,008197965	-92,4669696	0,016275211	-92,47463946	
250	0,030538162	-101,277897	0,460536039	169,6711684	0,019220874	-101,2842709	0,038158714	-101,2919235	
500	0,056352428	-112,8581882	0,431973348	160,6956642	0,035468504	-112,8645617	0,070414721	-112,8722082	
1000	0,092008843	-130,238369	0,358075205	147,6746045	0,057910832	-130,2447424	0,114968905	-130,2523858	
2500	0,127599903	-154,2274755	0,210043856	135,465807	0,080312025	-154,2338495	0,159441423	-154,2414912	
5000	0,137341973	-165,9356274	0,131311814	139,7723867	0,086443731	-165,9420028	0,171614539	-165,9496449	

Tabla B.10. Intensidades homopolares si hay falta en el punto C del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	0,001906183	-58,7292299	0,474035224	179,4468412	0,001199761	-58,72930337	0,002381851	-58,73711901	
5	0,002335507	-65,27864975	0,47398591	179,2819741	0,00146998	-65,28502996	0,00291831	-65,29282152	
10	0,002898664	-70,7473715	0,473916548	179,0759618	0,001824434	-70,75375118	0,003621999	-70,76151766	
50	0,007660649	-85,52072438	0,473054414	177,431768	0,004821651	-85,52710037	0,009572301	-85,53479087	
100	0,01367865	-91,32043106	0,471220314	175,3912567	0,008609412	-91,3268058	0,017092046	-91,33447427	
250	0,031183527	-100,9114499	0,461024442	169,4469551	0,01962707	-100,9178238	0,038965124	-100,9254761	
500	0,056938614	-112,7871949	0,432037215	160,4785909	0,035837452	-112,7935684	0,071147184	-112,8012148	
1000	0,092401481	-130,2799261	0,35772087	147,5072352	0,058157961	-130,2862995	0,115459523	-130,2939428	
2500	0,127703657	-154,2572926	0,209768278	135,4106403	0,080377328	-154,2636665	0,159571067	-154,2713083	
5000	0,137367919	-165,9458901	0,131213935	139,7651832	0,086460062	-165,9522655	0,17164696	-165,9599076	

Tabla B.11. Intensidades homopolares si hay falta en el punto D del feeder 5 (25 Hz)

B2.1.2.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	0,000695658	-56,43481589	0,000389155	-56,43614551	0,472373275	179,8068229	0,000869249	-56,44931813	
5	0,00113332	-70,46213434	0,000633985	-70,46345401	0,47233606	179,6468262	0,001416128	-70,47648735	
10	0,001718093	-77,65626717	0,000961111	-77,65757948	0,472281963	179,446888	0,002146827	-77,67051279	
50	0,006545826	-89,25341253	0,003661771	-89,25471321	0,47154727	177,8507175	0,008179284	-89,2674883	
100	0,012573441	-93,33024856	0,007033653	-93,33154713	0,469884141	175,8687614	0,015711042	-93,34429434	
250	0,030089867	-101,5466734	0,016832438	-101,5479706	0,460250516	170,0898424	0,037598551	-101,5607	
500	0,055944125	-112,9118223	0,031295453	-112,913119	0,432202627	161,3644983	0,06990453	-112,9258423	
1000	0,091734507	-130,2113251	0,05131679	-130,2126216	0,35927442	148,8046566	0,114626111	-130,2253418	
2500	0,127526738	-154,2075016	0,071339162	-154,2087984	0,21342043	137,7601026	0,159349999	-154,2215174	
5000	0,137323317	-165,9283438	0,076819421	-165,9296412	0,137220362	143,0371371	0,171591227	-165,9423614	

Tabla B.12. Intensidades homopolares si hay falta en el punto A del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6								Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,000917241	-57,90173125	0,00051311	-57,90305555	0,47264156	179,7415841	0,001146126	-57,91612328	
5	0,001354141	-69,21680484	0,000757514	-69,2181227	0,47260231	179,5814874	0,001692052	-69,23110099	
10	0,001934314	-76,02507938	0,001082066	-76,02639194	0,472545657	179,3814265	0,002417005	-76,03929829	
50	0,006751176	-88,54175424	0,003776645	-88,54305436	0,471790109	177,7843679	0,008435877	-88,55582801	
100	0,012777372	-92,96536025	0,007147732	-92,96665889	0,470100147	175,8015386	0,015965862	-92,97940555	
250	0,030290198	-101,4334024	0,016944504	-101,4346996	0,460385305	170,02161	0,037848872	-101,4474289	
500	0,056124363	-112,8869199	0,031396279	-112,8882166	0,432221538	161,2994944	0,070129745	-112,9009399	
1000	0,091855419	-130,2188861	0,051384429	-130,2201827	0,35918305	148,7545966	0,114777195	-130,2329028	
2500	0,127561869	-154,2128767	0,071358814	-154,2141735	0,213351564	137,7405427	0,159393897	-154,2268925	
5000	0,137334319	-165,9295975	0,076825576	-165,9308949	0,137194858	143,0297487	0,171604974	-165,9436151	

Tabla B.13. Intensidades homopolares si hay falta en el punto B del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6								Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,001323298	-59,77577339	0,00074026	-59,77708708	0,473108632	179,6207365	0,001653512	-59,79005359	
5	0,001760581	-68,09849334	0,000984879	-68,09980386	0,473065357	179,4604416	0,002199917	-68,11272199	
10	0,002335361	-74,08942548	0,001306414	-74,09073305	0,473003651	179,2601378	0,002918129	-74,10360701	
50	0,007134237	-87,43562611	0,003990932	-87,43692638	0,472206892	177,6613188	0,008914527	-87,44969665	
100	0,013157492	-92,38068828	0,007360374	-92,38198672	0,470463994	175,6767648	0,016440837	-92,39473265	
250	0,030663501	-101,2600154	0,017153332	-101,2613126	0,460589558	169,8948933	0,03831533	-101,2740418	
500	0,056459292	-112,862924	0,03158364	-112,8642207	0,432199999	161,1795139	0,070548253	-112,876944	
1000	0,092076412	-130,2469867	0,051508053	-130,2482832	0,358954881	148,6649374	0,115053336	-130,2610034	
2500	0,127620552	-154,2290536	0,071391641	-154,2303504	0,213195785	137,7126632	0,159467224	-154,2430694	
5000	0,137349999	-165,9349163	0,076834347	-165,9362136	0,137140952	143,0253014	0,171624568	-165,9489338	

Tabla B.14. Intensidades homopolares si hay falta en el punto C del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6								Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,002124039	-60,01421574	0,001188199	-60,0155235	0,474152719	179,3915315	0,002654072	-60,02839664	
5	0,002556717	-65,81892246	0,001430242	-65,82022886	0,474101533	179,2307633	0,003194722	-65,83308213	
10	0,003120871	-70,83284672	0,001745832	-70,83415167	0,474029884	179,029877	0,003899656	-70,84698402	
50	0,007878107	-85,24162019	0,004407056	-85,24292004	0,473151708	177,4267739	0,009844023	-85,25568523	
100	0,01389254	-91,14272147	0,007771564	-91,14401979	0,471303377	175,4378365	0,01735931	-91,1567642	
250	0,031387669	-100,8583975	0,017558435	-100,8596947	0,461105938	169,649413	0,039220207	-100,8724237	
500	0,057115735	-112,7854496	0,031950858	-112,7867463	0,432248502	160,9428775	0,071368505	-112,7994695	
1000	0,092515493	-130,2931532	0,051753678	-130,2944498	0,358547841	148,4844228	0,115601986	-130,3071699	
2500	0,127737018	-154,2618121	0,071456793	-154,2631089	0,212887624	137,6565043	0,159612753	-154,2758278	
5000	0,13737948	-165,946264	0,076850839	-165,9475614	0,137033153	143,0195756	0,171661405	-165,9602814	

Tabla B.15. Intensidades homopolares si hay falta en el punto D del feeder 6 (25 Hz)

B2.1.2.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,00023305	-51,23706776	0,000130369	-51,23845897	0,000146683	-51,24351586	0,47165863	179,9524822	
5	0,000683867	-77,93691562	0,000382559	-77,938253	0,000430429	-77,94331947	0,471626158	179,829372	
10	0,001284478	-83,99066114	0,000718544	-83,99197969	0,000808457	-83,99705089	0,47157884	179,6755367	
50	0,006133785	-91,12713808	0,003431273	-91,12843904	0,003860635	-91,13351476	0,470932241	178,4479387	
100	0,01216231	-94,2515846	0,006803663	-94,25288322	0,00765502	-94,25795953	0,469462805	176,9258197	
250	0,029683219	-101,8391279	0,016604957	-101,8404251	0,018682769	-101,8455018	0,460936606	172,5164818	
500	0,05557556	-112,9912371	0,031089275	-112,9925338	0,034979539	-112,9976106	0,436159507	166,0162032	
1000	0,091484593	-130,2087475	0,051176987	-130,210044	0,057580867	-130,2151209	0,372655626	157,5538911	
2500	0,127452877	-154,2006218	0,071297843	-154,2019186	0,080219485	-154,2069958	0,253982498	154,5705698	
5000	0,137299973	-165,9273317	0,076806363	-165,9286292	0,086417296	-165,9337074	0,201999168	162,1761203	

Tabla B.16. Intensidades homopolares si hay falta en el punto A del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,000895873	-56,4381347	0,000501156	-56,43945679	0,000563867	-56,44452364	0,472355509	179,8075363	
5	0,001328544	-68,41346476	0,000743195	-68,41478077	0,000836192	-68,41985166	0,472318231	179,6841723	
10	0,001906572	-75,54448046	0,001066547	-75,54579122	0,001200006	-75,55086456	0,472264876	179,5300253	
50	0,006719488	-88,42361144	0,003758919	-88,42491186	0,00422928	-88,42998783	0,471568977	178,3001469	
100	0,012743674	-92,88983662	0,007128881	-92,89113511	0,008020933	-92,89621148	0,470036025	176,7757301	
250	0,030253836	-101,3804258	0,016924163	-101,381723	0,019041918	-101,3867997	0,46131706	172,3633324	
500	0,056091344	-112,8420062	0,031377808	-112,8433029	0,035304176	-112,8483797	0,436260645	165,8711791	
1000	0,091840175	-130,1842393	0,051375901	-130,1855358	0,057804672	-130,1906127	0,372482177	157,4443527	
2500	0,12757	-154,1967361	0,071363362	-154,1980328	0,080293203	-154,20311	0,253830924	154,5289035	
5000	0,13734312	-165,9224839	0,076830499	-165,9237813	0,086444453	-165,9288593	0,201932733	162,1569503	

Tabla B.17. Intensidades homopolares si hay falta en el punto B del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,000765978	-57,33679833	0,000428492	-57,338127	0,00048211	-57,34321075	0,472190328	179,8337169	
5	0,001204377	-70,2268784	0,000673735	-70,22819767	0,000758041	-70,23327884	0,472153705	179,7103886	
10	0,001788055	-77,2290123	0,001000248	-77,23032455	0,001125411	-77,2354036	0,472101173	179,5562857	
50	0,006612589	-89,05007914	0,003699119	-89,05138002	0,004161997	-89,05645393	0,471412009	178,3267382	
100	0,01263933	-93,22324392	0,007070511	-93,22454237	0,007955259	-93,22961893	0,469887772	176,8026762	
250	0,030153435	-101,5095401	0,016867998	-101,5108373	0,018978725	-101,5159137	0,461195614	172,3909331	
500	0,056000811	-112,8990875	0,031327163	-112,9003843	0,035247195	-112,9054611	0,43618077	165,8979642	
1000	0,091774355	-130,208186	0,051339081	-130,2094826	0,057763244	-130,2145594	0,372453797	157,4676596	
2500	0,127542299	-154,2061405	0,071347867	-154,2074372	0,080275769	-154,2125145	0,253837309	154,5443064	
5000	0,137330264	-165,9273656	0,076823307	-165,928663	0,086436361	-165,9337411	0,201943865	162,166882	

Tabla B.18. Intensidades homopolares si hay falta en el punto C del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8								Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,00241806	-59,31494938	0,001352676	-59,3162572	0,001521939	-59,32133262	0,473833514	179,4675823	
5	0,002846895	-64,66405753	0,001592569	-64,66536424	0,00179185	-64,67043951	0,47378289	179,3434443	
10	0,003405771	-69,48052675	0,001905207	-69,48183205	0,002143609	-69,48690726	0,473712768	179,1883468	
50	0,008141183	-84,30634041	0,004554223	-84,30763993	0,005124102	-84,31271601	0,472879755	177,9515298	
100	0,014148695	-90,57684485	0,007914858	-90,57814319	0,00890526	-90,58321956	0,471169776	176,4201609	
250	0,031636918	-100,6345466	0,017697866	-100,6358438	0,019912436	-100,6409204	0,4619126	171,9987099	
500	0,057344072	-112,7009834	0,032078591	-112,7022801	0,03609265	-112,7073569	0,436089807	165,5278361	
1000	0,09267914	-130,2723929	0,051845223	-130,2736894	0,058332721	-130,2787663	0,371624127	157,2072585	
2500	0,127795899	-154,258093	0,071489731	-154,2593897	0,080435385	-154,2644669	0,253301526	154,4926701	
5000	0,13740239	-165,944162	0,076863655	-165,9454593	0,086481758	-165,9505372	0,201770397	162,1654226	

Tabla B.19. Intensidades homopolares si hay falta en el punto D del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8								Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,001497083	-58,69697408	0,000837476	-58,6982876	0,000942272	-58,70336709	0,472917837	179,6715076	
5	0,001929253	-66,55971153	0,001079234	-66,56102258	0,001214281	-66,56610017	0,472874779	179,5477922	
10	0,002498517	-72,53889027	0,001397684	-72,54019863	0,001572579	-72,54527454	0,472814162	179,3932133	
50	0,007283726	-86,70674596	0,004074557	-86,70804624	0,004584414	-86,71311999	0,472058801	178,1601873	
100	0,013306003	-91,98546573	0,007443452	-91,98676415	0,008374866	-91,99184114	0,470448902	176,6326265	
250	0,030814506	-101,1243817	0,017237805	-101,1256789	0,019394806	-101,1307554	0,461495113	172,2161742	
500	0,056602503	-112,8251639	0,031663753	-112,8264607	0,035625903	-112,8315374	0,436106481	165,7323998	
1000	0,092177886	-130,251068	0,051564819	-130,2523646	0,058017229	-130,2574414	0,37204108	157,35308	
2500	0,127648916	-154,236804	0,071407508	-154,2381008	0,080342873	-154,243178	0,253583815	154,5274737	
5000	0,137356953	-165,9379894	0,076838238	-165,9392868	0,086453159	-165,9443648	0,201868903	162,1718939	

Tabla B.20. Intensidades homopolares si hay falta en el punto E del feeder 8 (25 Hz)

B2.1.3. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 en falta (inyección 2 Apico)

En las Tablas B.21 a B.37, se muestran los resultados de las medidas de la resistencia homopolar ($R_{Feeder_i}^0$) y reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$), obtenidas a partir de la impedancia homopolar ($Z_{Feeder_i}^0$). Dichas medidas se han realizado con una inyección de corriente de 25 Hz, para los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para los diferentes puntos de falta considerados sobre dichos feeders.

B2.1.3.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	6,471178298	4,97503831	0,768799449	4,276184032	-20800,37608	-4864,237817	5,433072105	-18487,04885	-3402,687925	4,129361	-9312,201902	-2255,119352
5	18,47913329	4,951350191	0,267942772	4,254277863	-20800,33926	-4889,276143	5,416317774	-18487,01967	-3413,208095	4,048431467	-9312,092314	-2300,172891
10	33,48890858	4,886902802	0,14592601	4,250190674	-20800,33374	-4893,976607	5,413919321	-18487,0153	-3414,719394	4,01419769	-9312,07575	-2319,78504
50	153,5427479	2,978152191	0,019396241	4,438789551	-20800,3264	-4686,035722	5,582858562	-18487,00901	-3311,387671	4,063981308	-9312,066164	-2291,365402
100	303,4637064	-2,887003866	-0,009513506	4,974884842	-20800,27576	-4181,056732	6,059515797	-18486,96397	-3050,897892	4,299080474	-9312,043203	-2166,054639
250	750,819477	-43,52515784	-0,057970203	7,720449512	-20799,59999	-2694,091835	8,499793464	-18486,36314	-2174,919098	5,525173489	-9311,740325	-1685,329944
500	1479,858759	-186,002598	-0,125689426	-3,698767447	-20803,68488	5624,491179	-1,649076619	-18489,99464	11212,33206	0,412310228	-9313,570227	-22588,74412
1000	2818,372596	-721,8863215	-0,256135872	-9,438029774	-20811,87292	2205,107784	-6,749377602	-18497,27254	2740,589374	-2,156785362	-9317,236538	4319,964657
2500	5308,30971	-3414,348264	-0,643208187	-9,865364386	-20829,46693	2111,373297	-7,127675684	-18512,91007	2597,327781	-2,346538494	-9325,113468	3973,986999
5000	5650,128183	-7270,578375	-1,286798837	-5,213835352	-20837,96532	3996,667312	-2,992504046	-18520,46327	6188,951789	-0,26304648	-9328,918051	35464,90358

Tabla B.21. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto A del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	15,94220167	10,63590127	0,667153853	4,250606012	-20800,35037	-4893,502319	5,409335942	-18487,02593	-3417,614681	4,034664871	-9312,119932	-2308,028109
5	27,95879897	10,5965698	0,379006616	4,247732245	-20800,33984	-4896,810495	5,410153471	-18487,01974	-3417,0971	4,015724077	-9312,089862	-2318,906798
10	42,97931557	10,51253518	0,244595221	4,252273231	-20800,33683	-4891,580502	5,415784659	-18487,01789	-3413,543753	4,0038966	-9312,078792	-2325,754065
50	163,1165965	8,445806679	0,051777727	4,461083639	-20800,33342	-4662,61902	5,602713964	-18487,01524	-3299,653589	4,073369631	-9312,069596	-2286,085094
100	313,1355198	2,380177839	0,007601111	5,009576682	-20800,28527	-4152,104378	6,090359706	-18486,97242	-3035,448366	4,314458479	-9312,047542	-2158,335186
250	760,7414457	-38,87595292	-0,051102715	7,754234396	-20799,61054	-2682,355147	8,529818695	-18486,37252	-2167,264414	5,54027254	-9311,745063	-1680,737725
500	1490,043163	-182,416356	-0,122423538	-3,656755339	-20803,6557	5689,102434	-1,611738634	-18489,9687	11472,06396	0,431109562	-9313,557162	-21603,68963
1000	2828,528801	-720,3872812	-0,25468621	-9,276311427	-20811,73972	2243,536117	-6,605655774	-18497,15414	2800,199521	-2,084400326	-9317,176889	4469,95559
2500	5315,661971	-3416,859958	-0,642791053	-9,642504154	-20829,01961	2160,125552	-6,929637312	-18512,51247	2671,498036	-2,246812546	-9324,913179	4150,285343
5000	5653,267398	-7273,548973	-1,286609753	-5,074292697	-20837,41673	4106,467241	-2,868533022	-18519,97566	6456,253255	-0,200638751	-9328,672423	46494,86889

Tabla B.22. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto B del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	19,52419207	12,50651802	0,640565201	4,245227958	-20800,34572	-4899,70054	5,408635315	-18487,02465	-3418,057158	4,02259522	-9312,109974	-2314,950788
5	31,54393067	12,46054605	0,395021983	4,246692577	-20800,33968	-4898,009287	5,410283574	-18487,02	-3417,014976	4,00965475	-9312,088352	-2322,4165
10	46,56834637	12,36819828	0,265592387	4,253936916	-20800,33781	-4889,667671	5,417320317	-18487,01876	-3412,57627	4,001731295	-9312,079169	-2327,012606
50	166,7357078	10,23448165	0,061381463	4,470543065	-20800,3358	-4652,753703	5,611123959	-18487,01735	-3294,708419	4,077387815	-9312,070736	-2283,832483
100	316,7894077	4,084001305	0,012891849	5,026251227	-20800,28801	-4138,330352	6,105177767	-18486,97485	-3028,081336	4,321866111	-9312,048792	-2154,636111
250	764,4802745	-37,43256668	-0,048964725	7,779999094	-20799,61035	-2673,472079	8,552720857	-18486,37234	-2161,460973	5,551799137	-9311,74498	-1677,248177
500	1493,85683	-181,4165549	-0,121441728	-3,673022405	-20803,66033	5663,907823	-1,626196406	-18489,97282	11370,0736	0,423824963	-9313,559239	-21975,01338
1000	2832,25704	-720,2388481	-0,254298546	-9,273281033	-20811,74089	2244,269403	-6,602962339	-18497,15518	2801,341918	-2,08304411	-9317,177414	4472,866115
2500	5318,082728	-3418,194963	-0,64274949	-9,623954423	-20828,98861	2164,285874	-6,91315306	-18512,48492	2677,864176	-2,238511232	-9324,899301	4165,670097
5000	5654,03033	-7274,788827	-1,28665543	-5,062930421	-20837,37604	4115,674976	-2,858438274	-18519,9395	6479,041254	-0,195556705	-9328,654204	47703,06485

Tabla B.23. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto C del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	27,09023052	17,135296	0,63252677	4,239775591	-20800,34165	-4906,000614	5,407875231	-18487,02353	-3418,537362	4,006341252	-9312,098947	-2324,33993
5	39,1199815	17,07309274	0,436428958	4,245787557	-20800,34012	-4899,053437	5,412198809	-18487,02144	-3415,806051	4,001031519	-9312,086675	-2327,421474
10	54,15684167	16,96041189	0,313172101	4,25725094	-20800,34022	-4885,861913	5,42171815	-18487,02126	-3409,808616	3,998701416	-9312,080277	-2328,776097
50	174,4208841	14,66232037	0,084062872	4,48990143	-20800,34198	-4632,694571	5,628340927	-18487,02283	-3284,630954	4,085625367	-9312,07367	-2279,228474
100	324,5880966	8,302337683	0,025578072	5,058156545	-20800,29567	-4112,228533	6,133548788	-18486,98165	-3014,07591	4,336037181	-9312,052273	-2147,595116
250	772,5684653	-33,8654121	-0,043834836	7,822324041	-20799,61468	-2659,007039	8,590338674	-18486,37619	-2151,9962	5,570727589	-9311,746924	-1671,549502
500	1502,247449	-178,9822628	-0,119142997	-3,676058396	-20803,65553	5659,228796	-1,628895064	-18489,96855	11351,23371	0,422460122	-9313,557093	-22046,00293
1000	2840,593872	-720,0433137	-0,253483372	-9,208093047	-20811,69495	2260,152547	-6,545027658	-18497,11434	2826,132342	-2,053865935	-9317,156841	4536,399714
2500	5323,090004	-3422,010674	-0,642861697	-9,519687665	-20828,79403	2187,970317	-6,820498222	-18512,31197	2714,216963	-2,191852267	-9324,812178	4254,30688
5000	5654,615023	-7278,091361	-1,287106431	-4,998212704	-20837,13461	4168,917141	-2,800941031	-18519,72491	6611,965304	-0,166611436	-9328,546108	55989,83091

Tabla B.24. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto D del feeder 1 (25 Hz)

B2.1.3.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5												Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,107804499	-11635,82673	-5520,353871	13,22669466	8,876185525	0,671081155	5,414522489	-18487,02981	-3414,341679	4,049941829	-9312,130587	-2299,324528	
5	2,107782025	-11635,8229	-5520,410915	25,23237444	8,858096906	0,351060774	5,411586346	-18487,01976	-3416,192328	4,022294331	-9312,090499	-2315,119117	
10	2,111211878	-11635,82202	-5511,442097	40,23941134	8,816005236	0,219088822	5,414951653	-18487,01707	-3414,068722	4,006045956	-9312,078012	-2324,506038	
50	2,225100481	-11635,82014	-5229,34593	160,2876707	7,70009711	0,048039235	5,592627983	-18487,01318	-3305,603955	4,068475655	-9312,068473	-2288,834754	
100	2,524038139	-11635,79333	-4609,991091	310,3010954	4,35794481	0,014044246	6,067131464	-18486,97049	-3047,069377	4,302793053	-9312,046547	-2164,186479	
250	4,028462297	-11635,42329	-2888,303881	759,5769311	-18,62363812	-0,024518436	8,456939348	-18486,38227	-2185,942398	5,503573712	-9311,749977	-1691,946082	
500	-2,218023338	-11637,64388	5246,853664	1503,104625	-99,73075601	-0,066349843	-1,467208773	-18489,91148	12602,09987	0,503909531	-9313,528328	-18482,54054	
1000	-5,305216595	-11642,07757	2194,458485	2950,382443	-416,9120726	-0,141307807	-6,371402163	-18496,95635	2903,121773	-1,966417885	-9317,077243	4738,096267	
2500	-5,499347317	-11651,539	2118,713063	6651,472474	-2387,717615	-0,358975794	-6,67797831	-18511,98899	2772,094806	-2,120085982	-9324,649477	4398,241182	
5000	-3,005265155	-11656,17752	3878,585391	9890,132948	-7113,888845	-0,719291529	-2,714068932	-18519,35865	6823,466581	-0,122881501	-9328,361607	75913,47368	

Tabla B.25. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto A del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5												Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,106206307	-11635,82448	-5524,541655	30,8448656	19,38751029	0,628549028	5,407025238	-18487,02272	-3419,074612	4,001086005	-9312,095303	-2327,391936	
5	2,110160344	-11635,82457	-5514,189765	42,86113315	19,35044089	0,451468253	5,412684999	-18487,02184	-3415,499302	3,998003867	-9312,085847	-2329,183802	
10	2,117285712	-11635,82525	-5495,633008	57,88136117	19,28459886	0,333174591	5,423306751	-18487,02225	-3408,809993	3,997472056	-9312,080566	-2329,492348	
50	2,249993638	-11635,82772	-5171,493608	178,0333921	17,97773134	0,100979547	5,632037015	-18487,02525	-3282,475808	4,087307371	-9312,07496	-2278,290844	
100	2,564295149	-11635,80276	-4537,622264	328,1720582	14,39457439	0,043862888	6,131068719	-18486,98547	-3015,295753	4,334717148	-9312,054226	-2148,249565	
250	4,080872236	-11635,42893	-2851,211274	777,7927732	-9,323965241	-0,011987724	8,540207449	-18486,39123	-2164,630232	5,545469724	-9311,754509	-1679,16425	
500	-2,218627055	-11637,63581	5245,422292	1521,781628	-91,6978243	-0,060256887	-1,468170111	-18489,89866	12593,83945	0,503412426	-9313,52188	-18500,7787	
1000	-5,218760621	-11642,01388	2230,800514	2969,573258	-411,4830544	-0,138566393	-6,234052668	-18496,85514	2967,067512	-1,897243317	-9317,026257	4910,823073	
2500	-5,363216851	-11651,27959	2172,442382	6669,188022	-2389,400424	-0,358274563	-6,461742882	-18511,57681	2864,796256	-2,011195032	-9324,441843	4636,269329	
5000	-2,919645734	-11655,85223	3992,214567	9900,833775	-7121,166172	-0,719249139	-2,578112217	-18518,84179	7183,101523	-0,054438834	-9328,10124	171350,1291	

Tabla B.26. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto B del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5												Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,105824297	-11635,82446	-5525,543833	24,75322031	15,73035039	0,635487027	5,406156979	-18487,02258	-3419,623709	4,010023187	-9312,101419	-2322,206377	
5	2,108777521	-11635,8238	-5517,805308	36,76496558	15,70060374	0,427053405	5,410370832	-18487,02048	-3416,959956	4,002906223	-9312,087016	-2326,331544	
10	2,114776787	-11635,824	-5502,152319	51,77955832	15,64392634	0,302125527	5,419266383	-18487,02017	-3411,351068	3,999019849	-9312,079849	-2328,590555	
50	2,239828897	-11635,82493	-5194,961518	171,8872143	14,41081604	0,08383879	5,615998033	-18487,02081	-3291,849589	4,079535931	-9312,072606	-2282,630369	
100	2,546097257	-11635,79963	-4570,053086	321,9722157	10,92092163	0,033918832	6,102133553	-18486,98049	-3029,592901	4,320248615	-9312,051677	-2155,443473	
250	4,045845824	-11635,43049	-2875,895669	771,4444369	-12,51130134	-0,01621802	8,484564463	-18486,39371	-2178,826479	5,51745583	-9311,755754	-1687,690131	
500	-2,178251787	-11637,62125	5342,642813	1515,231154	-94,3897946	-0,06229399	-1,404021852	-18489,87553	13169,22204	0,535726251	-9313,51022	-17384,83077	
1000	-5,177741112	-11641,97507	2248,466042	2962,784802	-413,1474022	-0,139445633	-6,16888327	-18496,79347	2998,39979	-1,864422258	-9316,995186	4997,25593	
2500	-5,332581526	-11651,20703	2184,909311	6662,927671	-2388,232961	-0,358435973	-6,413083663	-18511,46152	2886,514895	-1,986692841	-9324,383763	4693,419924	
5000	-2,900349286	-11655,76837	4018,746441	9897,368782	-7117,816207	-0,719162473	-2,547473751	-18518,70855	7269,440376	-0,039016311	-9328,03412	23980,3735	

Tabla B.27. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto C del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5												Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,107894393	-11635,82528	-5520,117765	39,74882738	24,68434314	0,621008084	5,407718848	-18487,02276	-3418,63608	3,994169386	-9312,090545	-2331,42104	
5	2,11303622	-11635,82609	-5506,685582	51,77051678	24,63759345	0,475900087	5,415830245	-18487,02367	-3413,516088	3,994339946	-9312,085006	-2331,320101	
10	2,121545655	-11635,82731	-5484,599061	66,79749976	24,55963855	0,367673021	5,429180123	-18487,0253	-3405,122851	3,996985835	-9312,081666	-2329,775999	
50	2,262963321	-11635,83183	-5141,856133	187,0026678	23,15537554	0,123823771	5,652676903	-18487,03181	-3270,491508	4,097211965	-9312,078402	-2272,784147	
100	2,584848113	-11635,80766	-4501,544056	337,2054596	19,44928718	0,057677854	6,16367812	-18486,99326	-2999,344369	4,351023563	-9312,058206	-2140,199443	
250	4,107100472	-11635,43162	-2833,003891	787,0027331	-4,645232152	-0,005902435	8,581881931	-18486,3955	-2154,119067	5,566436305	-9311,75667	-1672,839885	
500	-2,219029849	-11637,63215	5244,468502	1531,227672	-87,66557255	-0,057251821	-1,468809352	-18489,89284	12588,35451	0,503083265	-9313,518951	-18512,87767	
1000	-5,175829328	-11641,98251	2249,29799	2979,282217	-408,7801953	-0,137207611	-6,165849717	-18496,80529	2999,879358	-1,862893419	-9317,001142	5001,360275	
2500	-5,295938386	-11651,15151	2200,01644	6678,139649	-2390,328087	-0,357933229	-6,354874919	-18511,37331	2912,940624	-1,957378889	-9324,339329	4763,686469	
5000	-2,878023901	-11655,69436	4049,894915	9906,193143	-7124,936103	-0,71924058	-2,512020047	-18518,59095	7371,991706	-0,021167003	-9327,974883	440684,7232	

Tabla B.28. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto D del feeder 5 (25 Hz)

B2.1.3.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6												Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,107507039	-11635,82641	-5521,132883	4,250104578	-20800,35032	-4894,07965	14,2448967	9,524875995	0,668651812	4,043642889	-9312,126094	-2302,905165	
5	2,107901506	-11635,82302	-5520,098065	4,247197219	-20800,33925	-4897,427215	26,25159391	9,503679681	0,362022958	4,019690591	-9312,090268	-2316,618669	
10	2,111642327	-11635,82224	-5510,318716	4,251214324	-20800,33611	-4892,798745	41,25988233	9,455263961	0,229163619	4,005225813	-9312,078321	-2324,9821	
50	2,227558786	-11635,82061	-5223,575101	4,454203131	-20800,33195	-4669,821141	161,3158771	8,191213482	0,050777479	4,07038322	-9312,068883	-2287,762203	
100	2,529922685	-11635,79375	-4599,268515	4,993945607	-20800,28385	-4165,100199	311,3261687	4,420300254	0,014198293	4,307484092	-9312,046889	-2161,829665	
250	4,047177798	-11635,4207	-2874,946762	7,705701336	-20799,6169	-2699,250333	760,3879389	-21,45985477	-0,028222245	5,518550442	-9311,74791	-1687,353954	
500	-2,255543115	-11637,65863	5159,581546	-3,561199174	-20803,61771	5841,745068	1502,158151	-112,6163032	-0,074969672	0,473885667	-9313,540146	-19653,55947	
1000	-5,367735017	-11642,12978	2168,909185	-9,124481739	-20811,61054	2280,853985	2935,673955	-467,1922132	-0,159143086	-2,016440725	-9317,119042	4620,576705	
2500	-5,569117682	-11651,68275	2092,195464	-9,48401519	-20828,68763	2196,188768	6455,578475	-2607,566371	-0,40392451	-2,175893028	-9324,764539	4285,488496	
5000	-3,047569641	-11656,34493	3824,800185	-4,976037875	-20837,0218	4187,472507	9067,981229	-7337,987646	-0,809219545	-0,156697228	-9328,495595	59531,97584	

Tabla B.29. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto A del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6												Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,106056572	-11635,82482	-5524,934599	4,245579058	-20800,34582	-4899,29537	19,07296764	12,08869519	0,633813019	4,024563413	-9312,110718	-2313,818857	
5	2,107936569	-11635,82317	-5520,006313	4,246603805	-20800,33946	-4898,111625	31,08109126	12,06310491	0,388117161	4,010475548	-9312,088242	-2321,941159	
10	2,112863052	-11635,8229	-5507,135396	4,253484516	-20800,33749	-4890,187661	46,09115281	12,00919459	0,26055314	4,001859451	-9312,078907	-2326,93802	
50	2,233797396	-11635,82238	-5208,987349	4,465153364	-20800,33512	-4658,369696	166,1609332	10,70110628	0,064402059	4,075051777	-9312,070414	-2285,141619	
100	2,539123584	-11635,79603	-4582,603267	5,010416151	-20800,28793	-4151,409245	316,1874474	6,874963694	0,021743316	4,314767347	-9312,048752	-2158,180964	
250	4,053836303	-11635,42337	-2870,225264	7,717594125	-20799,62167	-2695,091415	765,2910551	-19,17175792	-0,02505159	5,523865801	-9311,750049	-1685,730679	
500	-2,238514531	-11637,64922	5198,826746	-3,530765261	-20803,60088	5892,09402	1507,10616	-110,6071301	-0,073390404	0,487507759	-9313,532608	-19104,3782	
1000	-5,313852111	-11642,08591	2190,89385	-9,028161149	-20811,53211	2305,179512	2940,628471	-465,7305661	-0,158377901	-1,973327953	-9317,083921	4721,508104	
2500	-5,496759172	-11651,5368	2119,710257	-9,35467326	-20828,42672	2226,526373	6460,022163	-2607,4546	-0,403629358	-2,118015063	-9324,647717	4402,540793	
5000	-3,002464958	-11656,16688	3882,199141	-4,895420743	-20836,70351	4256,366226	9071,069184	-7338,821349	-0,80903598	-0,120642921	-9328,353085	77322,00955	

Tabla B.30. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto B del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	2,106202975	-11635,82425	-5524,550286	4,241987764	-20800,34212	-4903,442271	28,00946287	16,57389762	0,591724936	4,006500251	-9312,096929	-2324,247185
5	2,109678883	-11635,82396	-5515,447899	4,247049627	-20800,34	-4897,597586	40,02208254	16,53797441	0,413221236	4,0008972	-9312,08551	-2327,499319
10	2,11631474	-11635,82436	-5498,154005	4,257843032	-20800,3398	-4885,182392	55,03773764	16,47113694	0,299269876	3,998547146	-9312,079557	-2328,865765
50	2,244828284	-11635,82549	-5183,392233	4,48492312	-20800,34071	-4637,836627	175,1511978	15,05920259	0,085978302	4,083353529	-9312,07307	-2280,496412
100	2,55431623	-11635,79991	-4555,348228	5,037500928	-20800,29487	-4129,090033	325,2296065	11,102237	0,034136612	4,326776019	-9312,051912	-2152,19181
250	4,059399247	-11635,42842	-2866,293191	7,727538215	-20799,6307	-2691,624437	774,4704459	-15,34277626	-0,019810667	5,528294265	-9311,754101	-1684,38105
500	-2,189920742	-11637,62659	5314,177068	-3,443896502	-20803,56043	6040,704306	1516,447881	-107,4559093	-0,070860272	0,526386646	-9313,514494	-17693,29552
1000	-5,184772813	-11641,9829	2245,418134	-8,7974241	-20811,34796	2365,618358	2950,056205	-463,9417088	-0,15726538	-1,870048529	-9317,001453	4982,224424
2500	-5,33519691	-11651,21353	2183,839458	-9,065878467	-20827,84883	2297,38893	6468,106077	-2609,077118	-0,403375747	-1,988784536	-9324,388965	4688,486258
5000	-2,90238649	-11655,77545	4015,928096	-4,716546847	-20836,00378	4417,639527	9075,317414	-7342,357906	-0,809046953	-0,040644629	-9328,039788	229502,3965

Tabla B.31. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto C del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	2,109186989	-11635,82568	-5516,734997	4,245170536	-20800,34339	-4899,766268	44,86356305	26,5371399	0,591507631	3,99274555	-9312,088529	-2332,251934
5	2,114990182	-11635,82676	-5501,598477	4,25504993	-20800,34458	-4888,390247	56,88830612	26,4799973	0,465473471	3,993937968	-9312,084366	-2331,554581
10	2,124290115	-11635,8282	-5477,513697	4,271146202	-20800,3466	-4869,968297	71,91905925	26,38660337	0,366893055	3,997741083	-9312,081844	-2329,335905
50	2,269257759	-11635,83316	-5127,594306	4,528442735	-20800,35447	-4593,268743	192,1510344	24,7609532	0,12886193	4,102012986	-9312,079489	-2270,124332
100	2,59340436	-11635,809	-4486,692927	5,107332535	-20800,31114	-4072,636938	342,3718208	20,53380431	0,059975159	4,357794319	-9312,059293	-2136,874439
250	4,10867221	-11635,43324	-2831,920545	7,815611112	-20799,63932	-2661,294046	792,0000385	-6,739962725	-0,008510054	5,567681172	-9311,757976	-1672,466093
500	-2,192169618	-11637,62071	5308,722744	-3,447918721	-20803,54992	6033,654388	1534,479267	-100,2824482	-0,065352755	0,52457391	-9313,509795	-17754,42815
1000	-5,107650137	-11641,92759	2279,311871	-8,659561661	-20811,24909	2403,268191	2968,564098	-459,7019575	-0,154856672	-1,808341584	-9316,957181	5152,210878
2500	-5,211579081	-11650,97964	2235,594904	-8,84490897	-20827,43072	2354,736582	6484,345245	-2612,468999	-0,402888634	-1,88990217	-9324,201756	4933,695461
5000	-2,826003248	-11655,48711	4124,371449	-4,580023576	-20835,48833	4549,209843	9083,508279	-7350,361093	-0,80919848	0,020415202	-9327,808999	-456905,0484

Tabla B.32. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto D del feeder 6 (25 Hz)

B2.1.3.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8													Inyección: 2 A		
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8					
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0			
1	2,12081935	-11635,84124	-5486,483913	4,296264613	-20800,39648	-4841,507299	5,450111098	-18487,0662	-3392,053091	4,479379817	3,604203981	0,804621204			
5	2,110318767	-11635,82256	-5513,774856	4,257945169	-20800,33859	-4885,064924	5,419140903	-18487,01914	-3411,429869	16,48837039	3,578199406	0,217013527			
10	2,109852844	-11635,82064	-5514,991564	4,250276857	-20800,33283	-4893,877159	5,413847507	-18487,01454	-3414,764549	31,49935293	3,502154049	0,111181778			
50	2,216324952	-11635,8166	-5250,049905	4,434222103	-20800,32473	-4690,862172	5,578795793	-18487,00752	-3313,798929	151,5494694	1,152826249	0,00760693			
100	2,515697324	-11635,78783	-4625,273367	4,968535115	-20800,27325	-4186,399567	6,053870745	-18486,96174	-3053,742394	301,3844928	-6,129009641	-0,020336181			
250	4,054013339	-11635,4089	-2870,096353	7,717915047	-20799,59579	-2694,975996	8,497539134	-18486,35941	-2175,495648	747,1484021	-56,64586112	-0,075816077			
500	-2,343675919	-11637,70314	4965,576958	-3,718743884	-20803,69727	5594,280735	-1,666830201	-18490,00566	11092,91495	1464,545623	-232,4585552	-0,158724011			
1000	-5,570708713	-11642,30077	2089,913756	-9,487313303	-20811,91621	2193,657524	-6,793173405	-18497,31101	2722,926372	2721,443436	-873,2388117	-0,320873401			
2500	-5,820673629	-11652,19822	2001,864211	-9,933674034	-20829,60911	2096,868595	-7,188377062	-18513,03644	2575,412542	4557,017995	-3663,912027	-0,804015264			
5000	-3,204387432	-11656,96894	3637,815085	-5,256323317	-20838,1373	3964,394129	-3,030250171	-18520,61613	6111,909935	4184,724971	-6728,066833	-1,607767985			

Tabla B.33. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto A del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8													Inyección: 2 A		
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8					
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0			
1	2,106331091	-11635,82535	-5524,214781	4,245269111	-20800,34662	-4899,653255	5,407995202	-18487,02476	-3418,461753	18,34622069	12,26536272	0,66854983			
5	2,107876271	-11635,82332	-5520,164291	4,245822379	-20800,33961	-4899,013137	5,409790099	-18487,01996	-3417,326665	30,36483378	12,21442991	0,40225578			
10	2,112519204	-11635,82296	-5508,031802	4,252215283	-20800,33748	-4891,647316	5,416264278	-18487,01855	-3413,2416	45,38772989	12,1071954	0,266750407			
50	2,230622905	-11635,82257	-5216,400561	4,459587771	-20800,33547	-4664,183449	5,601420806	-18487,01706	-3300,41568	165,5285498	9,507287902	0,05743594			
100	2,530821817	-11635,79703	-4597,635818	4,995522857	-20800,28972	-4163,786318	6,077876846	-18486,97637	-3041,683279	315,4653652	1,909997496	0,006054539			
250	4,023796021	-11635,4313	-2891,655351	7,663906504	-20799,63584	-2713,973067	8,449539506	-18486,395	-2187,858284	761,4571861	-49,56078163	-0,065086761			
500	-2,172231248	-11637,6173	5357,448617	-3,412270997	-20803,54381	6096,685705	-1,394456377	-18489,86924	13259,55372	1478,972641	-226,9454989	-0,153448071			
1000	-5,202297561	-11641,98402	2237,85431	-8,828749332	-20811,34996	2357,225149	-6,207898892	-18496,80769	2979,560076	2735,290814	-870,5338229	-0,318260062			
2500	-5,371875913	-11651,26723	2168,938266	-9,1314436	-20827,94483	2280,903847	-6,475504303	-18511,55718	2858,7051	4566,62137	-3665,370576	-0,802643854			
5000	-2,924929644	-11655,84699	3985,000806	-4,756840368	-20836,13167	4380,246142	-2,586508473	-18518,83347	7159,780709	4189,996862	-6729,891241	-1,606180497			

Tabla B.34. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto B del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	2,105863445	-11635,82502	-5525,441378	4,246821099	-20800,34733	-4897,86286	5,41483064	-18487,029	-3414,147225	15,85892831	10,23600168	0,645440945
5	2,107153879	-11635,82276	-5522,056495	4,245713346	-20800,33877	-4899,138749	5,413011897	-18487,0205	-3415,29279	27,87787951	10,1870213	0,365415931
10	2,111586441	-11635,82232	-5510,464593	4,251087461	-20800,33629	-4892,944799	5,417103326	-18487,01797	-3412,712821	42,90120033	10,08221542	0,235010101
50	2,229136426	-11635,8211	-5219,878406	4,457095546	-20800,33282	-4666,790875	5,598541508	-18487,0147	-3302,112644	163,0454905	7,501261548	0,04600717
100	2,530898601	-11635,7945	-4597,495333	4,995645972	-20800,2852	-4163,682798	6,078047404	-18486,97234	-3041,597262	312,9867604	-0,073514977	-0,000234882
250	4,041546317	-11635,42317	-2878,953315	7,6956467	-20799,6213	-2702,777571	8,477642069	-18486,3821	-2180,604223	758,9916047	-51,4842998	-0,067832502
500	-2,231639145	-11637,6474	5214,842832	-3,518466826	-20803,59762	5912,688296	-1,488833754	-18489,91707	12419,06091	1476,525297	-228,7903239	-0,154951848
1000	-5,316874439	-11642,08609	2189,648491	-9,033566696	-20811,53244	2303,800164	-6,389914615	-18496,96988	2894,713153	2732,835717	-872,2648855	-0,319179408
2500	-5,509377935	-11651,55819	2114,859123	-9,377229527	-20828,46496	2221,174698	-6,693912653	-18512,01949	2765,500604	4563,998674	-3666,604277	-0,803375404
5000	-3,010161833	-11656,19422	3872,28158	-4,909177903	-20836,75239	4244,448419	-2,721844374	-18519,38518	6803,983856	4187,709454	-6730,204319	-1,607132585

Tabla B.35. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto C del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	2,110219829	-11635,82643	-5514,035205	4,247041094	-20800,34482	-4897,60856	5,412335513	-18487,0251	-3415,72045	50,77637365	30,78501965	0,606286299
5	2,116409113	-11635,82782	-5497,910471	4,257698984	-20800,34661	-4885,349267	5,42176201	-18487,02673	-3409,782041	62,84037934	30,65326478	0,487795667
10	2,126228296	-11635,82961	-5472,521288	4,274738097	-20800,34925	-4865,876873	5,436888014	-18487,02912	-3400,296102	77,91958296	30,44476225	0,390720293
50	2,272059442	-11635,83626	-5121,272817	4,533332573	-20800,36001	-4588,315479	5,667002395	-18487,03885	-3262,225346	198,4933087	27,02546016	0,136153004
100	2,589799279	-11635,81393	-4492,940447	5,100900486	-20800,31996	-4077,774113	6,171537867	-18487,00323	-2995,526176	348,9264379	18,38262047	0,05268337
250	4,062003801	-11635,45014	-2864,460673	7,732190119	-20799,66953	-2690,010102	8,51023539	-18486,42494	-2172,257769	796,0964539	-36,33507091	-0,045641543
500	-2,044488267	-11637,5515	5692,158615	-3,183922672	-20803,4262	6533,898068	-1,191511036	-18489,76468	15517,91307	1514,497852	-219,2917718	-0,144795036
1000	-4,826096589	-11641,68459	2412,236136	-8,156263052	-20810,81468	2551,513425	-5,610246159	-18496,33189	3296,884194	2768,887594	-873,2077376	-0,315364098
2500	-4,886248644	-11650,30246	2384,304057	-8,263377831	-20826,22018	2520,303513	-5,704122116	-18510,02425	3245,025942	4582,428855	-3681,049361	-0,803296566
5000	-2,622188644	-11654,67001	4444,634461	-4,215740094	-20834,02766	4941,962074	-2,105787162	-18516,96336	8793,368913	4191,382807	-6739,629645	-1,607972823

Tabla B.36. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto D del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8												Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,105740736	-11635,8241	-5525,762931	4,241102729	-20800,34196	-4904,465486	5,408373421	-18487,02341	-3418,222444	31,35900583	19,32380573	0,61621232	
5	2,110013505	-11635,82444	-5514,573444	4,247841172	-20800,34109	-4896,685221	5,41374784	-18487,02221	-3414,828832	43,40075415	19,23518254	0,44318927	
10	2,117481554	-11635,82525	-5495,124728	4,260214604	-20800,34159	-4882,463332	5,42420225	-18487,02246	-3408,24726	58,45235702	19,08070127	0,326431683	
50	2,251713165	-11635,82776	-5167,544402	4,49723613	-20800,34479	-4625,139571	5,634168453	-18487,02528	-3281,234034	178,8142228	16,0976527	0,090024454	
100	2,568537131	-11635,80257	-4530,128232	5,062920051	-20800,29963	-4108,360279	6,137979873	-18486,98516	-3011,900583	329,0052757	8,00943348	0,024344392	
250	4,09561776	-11635,42612	-2840,945324	7,792303306	-20799,62659	-2669,252694	8,563588916	-18486,38678	-2158,719547	775,6052561	-44,99803108	-0,058016666	
500	-2,251314701	-11637,6491	5169,268025	-3,553640144	-20803,60067	5854,166382	-1,520101473	-18489,91978	12163,60888	1493,597361	-225,0494404	-0,15067611	
1000	-5,274189198	-11642,05948	2207,36478	-8,957263278	-20811,48486	2323,420024	-6,322101441	-18496,92759	2925,756217	2748,989217	-873,6207448	-0,31779708	
2500	-5,424894394	-11651,40468	2147,766175	-9,226212991	-20828,19054	2257,501595	-6,55971383	-18511,77557	2822,040116	4571,459556	-3674,359757	-0,803760749	
5000	-2,958009104	-11656,00205	3940,488903	-4,815962574	-20836,40885	4326,530477	-2,639028619	-18519,07984	7017,384997	4188,201898	-6735,025424	-1,608094736	

Tabla B.37. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto E del feeder 8 (25 Hz)

B2.1.4. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta (inyección 2 Apico)

En las Tablas B.38 a B.54, se muestran los resultados de la medida de la variación porcentual entre prefalta y falta, tanto del valor de la reactancia homopolar ($X_{Feeder,i}^0$), como del cociente entre dicha reactancia homopolar ($X_{Feeder,i}^0$) y la resistencia homopolar ($R_{Feeder,i}^0$). Todo ello, representado a través de dos factores definidos anteriormente (K_{X_0} y K_{X_0/R_0}). Dichas medidas se han realizado con una inyección de corriente de 25 Hz, para los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para los diferentes puntos de falta considerados sobre dichos feeders.

B2.1.4.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1								
Inyección: 2 A								
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	100,0138017	1,671101765	1,065060652	4,359917011	100,0427563	-0,00032027	-0,000296737	-0,001542223
5	100,0048102	1,164960612	0,759181159	2,449186974	100,0425527	-0,000143237	-0,000138939	-0,000365379
10	100,0026197	1,069942326	0,715239357	1,617431651	100,0419988	-0,000116685	-0,000115298	-0,000187509
50	100,0003482	5,273395962	3,719663504	2,822714434	100,0255947	-8,14262E-05	-8,12592E-05	-8,45673E-05
100	99,99982921	15,48137295	11,2935407	8,137170094	99,97518863	0,000162033	0,00016238	0,000162007
250	99,9989593	45,53985808	36,7630844	28,52480488	99,62593782	0,003410886	0,0034124	0,00341454
500	99,99774359	213,6971591	426,0044461	-857,9933588	98,40146386	-0,016227716	-0,016231151	-0,016236342
1000	99,99540178	144,5754971	179,6840761	283,2106039	93,79599323	-0,055592706	-0,055598823	-0,055607992
2500	99,98845297	142,6806867	175,51867	268,5376191	70,65654367	-0,140178052	-0,140185471	-0,140196489
5000	99,97689907	180,7912582	279,9470252	1604,073972	37,51548391	-0,181035076	-0,181042297	-0,181053003

Tabla B.38. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto A del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1								
Inyección: 2 A								
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	100,0119769	1,079529913	0,631057376	2,116045576	100,0914066	-0,000196676	-0,000172774	-0,000661962
5	100,006804	1,012656263	0,646106296	1,654678083	100,0910686	-0,000146021	-0,00013928	-0,000339046
10	100,004391	1,118378781	0,749421749	1,364284078	100,0903464	-0,000131546	-0,000129272	-0,000220174
50	100,0009295	5,746756567	4,060838094	3,046653418	100,0725846	-0,000115182	-0,000114947	-0,000121242
100	100,0001365	16,06663486	11,74274379	8,464553714	100,0204556	0,000116311	0,000116691	0,000115411
250	99,99908259	45,77711119	36,98564837	28,71956185	99,66589383	0,003360144	0,003361671	0,003363666
500	99,99780222	215,0032534	433,5562878	-816,2169918	98,43228459	-0,016087421	-0,016090837	-0,016096045
1000	99,99542781	145,3523127	181,4172725	289,5717507	93,80887622	-0,054952313	-0,054958361	-0,054967431
2500	99,98846045	143,6661968	177,6752091	276,0144687	70,63495777	-0,138027479	-0,138034778	-0,13804563
5000	99,97690246	183,0108261	287,7189558	2071,857106	37,48995412	-0,17839765	-0,178404749	-0,178415265

Tabla B.39. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto B del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1								
Inyección: 2 A								
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	100,0114996	0,954234985	0,618192106	1,822453303	100,107483	-0,000174303	-0,000165882	-0,000555025
5	100,0070915	0,988423086	0,648494088	1,505830875	100,1070879	-0,000145285	-0,000140706	-0,000322833
10	100,004768	1,157045989	0,777551812	1,310909089	100,1062943	-0,000136295	-0,000134001	-0,000224219
50	100,0011019	5,946180553	4,204621507	3,142187117	100,0879568	-0,000126616	-0,000126361	-0,000133666
100	100,0002314	16,34507206	11,95694406	8,621432236	100,0350986	0,000103143	0,000103534	0,000101991
250	99,99912097	45,95667936	37,15438647	28,86755431	99,67829852	0,003361057	0,003362599	0,003364559
500	99,99781985	214,493953	430,5908643	-831,9649099	98,44087704	-0,01610969	-0,016113113	-0,016118346
1000	99,99543477	145,3671358	181,4504882	289,6951867	93,81015188	-0,054957958	-0,054964005	-0,054973077
2500	99,9884612	143,7502962	177,860308	276,6669394	70,62348452	-0,137878472	-0,137885762	-0,137896602
5000	99,97690164	183,1969573	288,3815289	2123,096949	37,47929862	-0,178202021	-0,178209111	-0,178219612

Tabla B.40. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto C del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1					Inyección: 2 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	100,0113553	0,826881167	0,604229929	1,424257807	100,1472635	-0,000154731	-0,000159786	-0,000436616
5	100,0078349	0,967315963	0,683644245	1,293568901	100,1467289	-0,000147389	-0,000148487	-0,000304831
10	100,0056221	1,233978099	0,85802282	1,236119046	100,1457605	-0,000147853	-0,000147511	-0,000236122
50	100,0015091	6,351669038	4,4976291	3,337444111	100,1260103	-0,000156302	-0,000156004	-0,000165167
100	100,0004592	16,87271139	12,36415917	8,920042309	100,0713516	6,63437E-05	6,67625E-05	6,4604E-05
250	99,99921307	46,2490852	37,42957971	29,10923631	99,70895522	0,003340254	0,003341816	0,003343682
500	99,99786112	214,3993681	430,0430845	-834,9755914	98,46179774	-0,016086608	-0,016090033	-0,0160953
1000	99,9954494	145,6882081	182,1712828	292,3896599	93,81183233	-0,054737092	-0,05474311	-0,054752147
2500	99,98845919	144,2290691	178,9172844	280,4260439	70,59069169	-0,136943006	-0,136950243	-0,136961006
5000	99,97689354	184,2732294	292,2463655	2474,54043	37,45091611	-0,177041352	-0,177048385	-0,177058802

Tabla B.41. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto D del feeder 1 (25 Hz)

B2.1.4.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5					Inyección: 2 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,897229779	100,0135657	0,726221605	2,485166234	-0,00016021	100,0426733	-0,000193754	-0,000776385
5	0,896205707	100,0070966	0,672413033	1,815314434	-0,000127314	100,0425864	-0,000139392	-0,000345894
10	1,057216161	100,0044288	0,734157985	1,417213159	-0,000119771	100,042384	-0,000124849	-0,000211793
50	6,121476952	100,0009711	3,887828086	2,930039768	-0,000103618	100,0370191	-0,000103804	-0,000109359
100	17,24028958	100,0002839	11,40485679	8,216399157	0,000126779	100,0209513	0,00012712	0,000126099
250	48,148448	99,99950437	36,44257619	28,24421309	0,003307036	99,91046461	0,00330889	0,003310891
500	194,1928263	99,99865876	466,4126754	-683,8484067	-0,015777074	99,52053235	-0,015781311	-0,015786394
1000	139,3954663	99,99714351	184,409791	300,9436529	-0,053880946	97,99564486	-0,053888469	-0,053897361
2500	138,0356656	99,99274343	180,6001131	286,5303277	-0,135193981	88,52075918	-0,135203164	-0,135213794
5000	169,6293328	99,98545977	298,3958762	3319,506283	-0,175058221	65,79912017	-0,175067207	-0,175077486

Tabla B.42. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto A del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5					Inyección: 2 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,822049634	100,0127059	0,588609112	1,294821611	-0,00014086	100,0932078	-0,000155404	-0,000397475
5	1,007889344	100,0091263	0,69256311	1,218828186	-0,00014169	100,0930296	-0,000150642	-0,00029594
10	1,341024874	100,006735	0,887058307	1,205742687	-0,000147501	100,092713	-0,000152859	-0,00023922
50	7,160056281	100,0020413	4,560291113	3,377209173	-0,000168711	100,0864301	-0,000169097	-0,000179025
100	18,53947282	100,0008867	12,32869159	8,892287014	4,57838E-05	100,0692037	4,60786E-05	4,36338E-05
250	48,81434373	99,99975767	37,06223861	28,78629324	0,00325855	99,95517391	0,003260444	0,003262223
500	194,1671299	99,99878193	466,1724994	-684,6218909	-0,015707756	99,55915163	-0,015711997	-0,015717158
1000	140,0478875	99,99719893	186,269047	308,2690328	-0,053333582	98,02174552	-0,053341022	-0,053349832
2500	139,0002277	99,9927576	183,2954564	296,6251512	-0,132964588	88,51266887	-0,132973613	-0,132984062
5000	171,6692321	99,98546063	308,8524511	7366,994783	-0,172262574	65,76413354	-0,172271386	-0,172281464

Tabla B.43. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto B del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5					Inyección: 2 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,804058281	100,0128462	0,572643816	1,514742233	-0,000140717	100,0756256	-0,000154667	-0,000463163
5	0,942982217	100,0086327	0,650093836	1,339793037	-0,00013503	100,0754825	-0,000143302	-0,000308488
10	1,223988578	100,0061074	0,813175195	1,24398793	-0,000136785	100,0752101	-0,000141596	-0,000231528
50	6,738754491	100,0016948	4,287743506	3,193169037	-0,000144762	100,0692817	-0,000145108	-0,000153742
100	17,95726661	100,0006857	11,9129945	8,587191875	7,26987E-05	100,0525036	7,29973E-05	7,10059E-05
250	48,3712033	99,99967216	36,64947527	28,42470883	0,003245155	99,93985041	0,003247024	0,003248851
500	195,912457	99,99874075	482,9020507	-637,2943063	-0,015582655	99,54620966	-0,01558685	-0,015591942
1000	140,3650235	99,99718115	187,1800494	311,9346683	-0,053000015	98,01374396	-0,053007415	-0,053016166
2500	139,2240372	99,99275434	183,9269373	299,0489198	-0,132340967	88,51828159	-0,132349953	-0,132360355
5000	172,1455389	99,98546238	311,3627987	10239,44861	-0,171541882	65,7802389	-0,171550651	-0,171560679

Tabla B.44. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto C del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5					Inyección: 2 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,901468405	100,0125535	0,601359655	1,123946445	-0,000147807	100,118673	-0,000155647	-0,000346389
5	1,142606306	100,0096202	0,750226116	1,128227326	-0,000154714	100,1184482	-0,000160563	-0,000286903
10	1,539109049	100,0074324	0,994263884	1,193713005	-0,000165203	100,1180734	-0,000169371	-0,000251037
50	7,692115612	100,0025031	4,908740915	3,610749342	-0,000204098	100,1113223	-0,000204582	-0,000215987
100	19,18715781	100,0011659	12,79248648	9,233694366	3,65918E-06	100,0935048	3,93464E-06	8,97844E-07
250	49,14120722	99,99988068	37,36785624	29,05451087	0,003235436	99,97766749	0,003237352	0,003239025
500	194,1500072	99,99884267	466,013022	-685,135011	-0,015676262	99,57853717	-0,015680501	-0,015685703
1000	140,3799588	99,9972264	187,2230686	312,1087345	-0,053063964	98,03473984	-0,053071366	-0,053080133
2500	139,4952441	99,9927645	184,6952792	302,0289387	-0,131863887	88,50820902	-0,131872835	-0,131883194
5000	172,7047241	99,9854608	314,3445325	18789,53121	-0,170905836	65,74600914	-0,170914563	-0,170924544

Tabla B.45. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto D del feeder 5 (25 Hz)

B2.1.4.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6					Inyección: 2 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,883244759	1,067859358	100,0194414	2,333310684	-0,000157524	-0,000196433	100,051522	-0,000728142
5	0,901822076	1,000189476	100,010526	1,751718101	-0,000128383	-0,000143196	100,0514074	-0,000343409
10	1,077383382	1,093752421	100,0066631	1,397023277	-0,000121633	-0,000128096	100,0511455	-0,000215111
50	6,225076319	5,601168155	100,0014764	2,975526863	-0,000107658	-0,000108086	100,044308	-0,000113765
100	17,43278393	15,80392879	100,0004128	8,316352138	0,000123204	0,000123171	100,0239103	0,000122424
250	48,38823833	45,43558081	99,99917942	28,43896618	0,003329216	0,003329593	99,88391918	0,003333095
500	192,6260954	218,0888719	99,99782022	-733,5115642	-0,015903902	-0,01590479	99,39083497	-0,015913305
1000	138,9367989	146,1066806	99,99537283	295,9596237	-0,054329671	-0,054331277	97,47286004	-0,054346225
2500	137,559615	144,3952023	99,98825568	281,7484627	-0,136429421	-0,136431477	85,89513053	-0,136449417
5000	168,6637674	184,6483197	99,97647152	2624,763536	-0,176496902	-0,176498965	60,30729684	-0,176516354

Tabla B.46. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto A del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,814995409	0,962425362	100,0184284	1,870458706	-0,000143828	-0,000174783	100,0653903	-0,000563015	
5	0,903469236	0,986354363	100,0112847	1,525990198	-0,000129607	-0,000144224	100,0652518	-0,000321656	
10	1,134531149	1,146534585	100,0075757	1,314072273	-0,000127336	-0,000134747	100,0649602	-0,000221411	
50	6,486959274	5,832655195	100,0018725	3,086666393	-0,000122836	-0,000123338	100,0578845	-0,000130198	
100	17,73196262	16,08068674	100,0006322	8,471094289	0,00010359	0,000103536	100,0371881	0,000102421	
250	48,47299984	45,51965191	99,99927161	28,5078096	0,003306305	0,003306667	99,89629597	0,00331012	
500	193,330635	219,1066586	99,99786614	-710,2206718	-0,015822968	-0,015823865	99,401703	-0,015832359	
1000	139,3314731	146,5984128	99,99539508	300,2401454	-0,053952633	-0,053954225	97,48076639	-0,053969076	
2500	138,0535675	145,0084666	99,98826426	286,7126751	-0,13517508	-0,135177116	85,89573512	-0,135194892	
5000	169,6942077	186,0409826	99,97647685	3379,242584	-0,174966721	-0,174968763	60,30278717	-0,174985972	

Tabla B.47. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto B del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,821894692	0,878597187	100,0172047	1,428191156	-0,0001389	-0,000156974	100,0896517	-0,000414945	
5	0,98530301	0,996745483	100,0120146	1,290267455	-0,000136466	-0,000146812	100,0894573	-0,000292313	
10	1,295767312	1,247714379	100,0087014	1,232316216	-0,000139893	-0,000145861	100,0890958	-0,000228385	
50	6,946449184	6,247724129	100,0024999	3,283670599	-0,000149598	-0,000150234	100,0814584	-0,000158724	
100	18,22125189	16,53186195	100,0009925	8,725095555	7,02563E-05	7,01505E-05	100,0600543	6,84817E-05	
250	48,5435894	45,58973569	99,99942399	28,56504765	0,003262908	0,003263268	99,91700773	0,00326661	
500	195,4014328	222,1107646	99,9979397	-650,3763606	-0,015628513	-0,015629395	99,41874861	-0,015637833	
1000	140,3103067	147,8201633	99,99542743	311,297179	-0,053067304	-0,053068878	97,49044269	-0,053083474	
2500	139,2048309	146,4409288	99,98827164	298,839682	-0,132396824	-0,132398818	85,88695859	-0,132416222	
5000	172,0949433	189,3010671	99,97647653	9833,244599	-0,171602743	-0,171604739	60,2836572	-0,171621549	

Tabla B.48. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto C del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,962196706	0,952906321	100,0171984	1,088708092	-0,000151183	-0,000163116	100,1435449	-0,00032474	
5	1,23393129	1,182868695	100,0135339	1,118282956	-0,000160514	-0,000168808	100,1432358	-0,000280032	
10	1,666307267	1,555262088	100,0106676	1,212377475	-0,0001729	-0,000178513	100,1427306	-0,000252943	
50	7,948147502	7,14864861	100,0037467	3,723552663	-0,000215533	-0,000216374	100,1339372	-0,000227655	
100	19,45376899	17,67304188	100,0017438	9,374708452	-7,85451E-06	-8,03891E-06	100,1110716	-1,07765E-05	
250	49,16065571	46,20285412	99,99975257	29,07036348	0,003221449	0,003221799	99,96354214	0,003224992	
500	195,3035154	221,9682529	99,99809983	-652,9690081	-0,015577977	-0,015578866	99,45755136	-0,015587376	
1000	140,9187755	148,5812418	99,99549746	318,5063401	-0,052592014	-0,052593574	97,51337639	-0,052608037	
2500	140,1339576	147,6001919	99,9882858	309,2390556	-0,130386738	-0,1303887	85,86861119	-0,130405829	
5000	174,0417454	191,9607158	99,97647213	-19277,43859	-0,169124684	-0,169126646	60,2403663	-0,169143158	

Tabla B.49. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto D del feeder 6 (25 Hz)

B2.1.4.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	1,505271723	2,1305914	1,374274025	100,0341242	-0,00028496	-0,000418345	-0,000390584	100,0387047	
5	1,0153379	1,250088941	0,810884012	100,0092036	-0,000124353	-0,00014004	-0,00013606	100,0384254	
10	0,993495257	1,071952648	0,713926451	100,0047152	-0,00010787	-0,000112315	-0,000111162	100,0376088	
50	5,749794018	5,175830947	3,649554909	100,0003226	-7,3196E-05	-7,33641E-05	-7,32162E-05	100,0123799	
100	16,96593834	15,37336938	11,21083532	99,99913754	0,00017406	0,000174096	0,000174436	99,93418201	
250	48,47531408	45,52198506	36,74632092	99,99678462	0,003430691	0,003431072	0,003432583	99,39169344	
500	189,1432766	213,0864653	422,532331	99,99326848	-0,016286388	-0,016287291	-0,016290736	97,50368234	
1000	137,5186533	144,3440341	179,170515	99,98639169	-0,055799165	-0,055800817	-0,055806941	90,62249414	
2500	135,9379659	142,3874791	174,8814729	99,96590154	-0,140859468	-0,140861588	-0,140869048	60,65411198	
5000	165,3069642	180,1388669	277,7069929	99,93181422	-0,181859759	-0,181861896	-0,181869152	27,74887545	

Tabla B.50. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto A del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,827917754	0,955190846	0,606428303	100,0283533	-0,000148339	-0,000178607	-0,000166443	100,1317148	
5	0,900633167	0,968130609	0,63943157	100,0170598	-0,000130958	-0,000144946	-0,000140485	100,1311679	
10	1,118438639	1,117028161	0,758206985	100,0113129	-0,000127798	-0,00013467	-0,000132861	100,1300163	
50	6,353875447	5,715132176	4,038679912	100,0024359	-0,000124495	-0,000125021	-0,000124776	100,1020965	
100	17,46209452	15,83048845	11,56146042	100,0002568	9,49819E-05	9,49106E-05	9,52914E-05	100,020511	
250	48,08828156	45,1379658	36,38687078	99,99723966	0,003238177	0,003238546	0,003240036	99,46777844	
500	196,1782544	223,2424094	485,5284915	99,99349224	-0,015548641	-0,015549513	-0,015552829	97,56288576	
1000	140,174519	147,6504975	186,6322748	99,98650252	-0,053076956	-0,053078525	-0,053084366	90,65154238	
2500	138,937321	146,1076885	183,1183529	99,96595971	-0,132858368	-0,132860368	-0,132867408	60,63844897	
5000	171,5397289	188,5451726	308,1743862	99,93188155	-0,172217567	-0,172219573	-0,172226378	27,72928356	

Tabla B.51. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto B del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,805897583	0,991383058	0,731875473	100,0273733	-0,000145515	-0,000182064	-0,0001894	100,109922	
5	0,866663848	0,965591407	0,698567576	100,0154974	-0,000126123	-0,000140879	-0,000143422	100,109396	
10	1,074764565	1,090799971	0,773581517	100,0099668	-0,000122295	-0,000128947	-0,000129743	100,1082705	
50	6,291440305	5,662423953	3,989339792	100,0019512	-0,000111819	-0,000112283	-0,000112022	100,0805543	
100	17,46461654	15,83258107	11,5639614	99,99999004	0,000116717	0,000116663	0,000117089	99,99921054	
250	48,31631168	45,36427889	36,59778641	99,99712321	0,003308054	0,00330844	0,003309834	99,44712223	
500	193,6181598	219,5229649	461,0907216	99,99342846	-0,015807338	-0,015808217	-0,015811574	97,54307462	
1000	139,3091161	146,5705297	184,1653059	99,98646353	-0,05395419	-0,053955794	-0,053961688	90,6329529	
2500	137,9664787	144,9002843	180,4083832	99,96592868	-0,13535892	-0,135360957	-0,135368133	60,62520054	
5000	169,5161652	185,8000682	297,8294058	99,93184117	-0,175201707	-0,175203754	-0,175210695	27,72592149	

Tabla B.52. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto C del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	1,010664046	0,996523656	0,686133117	100,0257127	-0,000157624	-0,000169952	-0,000168265	100,3305931	
5	1,3001393	1,244341045	0,858795494	100,0206875	-0,000169605	-0,000178594	-0,000177116	100,3291782	
10	1,755932242	1,637968807	1,13460416	100,0165705	-0,000185001	-0,000191263	-0,000190033	100,3269391	
50	8,06163245	7,248777148	5,149083944	100,0057743	-0,000242137	-0,000243025	-0,000242649	100,29022	
100	19,34161195	17,56919565	12,90350243	100,0022343	-5,02193E-05	-5,04364E-05	-4,9974E-05	100,1974066	
250	48,57648721	45,6223689	36,84046395	99,99806433	0,003076217	0,003076555	0,003078085	99,60980623	
500	202,1870519	232,0805072	551,1914765	99,99385921	-0,014983202	-0,014984058	-0,01498727	97,64507733	
1000	143,305065	151,5779683	195,8586403	99,98662534	-0,050503584	-0,050505082	-0,050510628	90,62282784	
2500	142,8036214	150,9470706	194,3508344	99,96593202	-0,124566996	-0,124568871	-0,124575456	60,47007818	
5000	179,7911869	199,9000674	355,6718216	99,93180554	-0,162102412	-0,162104278	-0,162110597	27,62470514	

Tabla B.53. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto D del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8									Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,800124984	0,857913241	0,61338635	100,0261337	-0,000137636	-0,000156224	-0,000159146	100,2075138	
5	1,001001452	1,015188639	0,712057381	100,0187962	-0,000140542	-0,000152026	-0,00015268	100,2065621	
10	1,35014965	1,302679238	0,903420045	100,013844	-0,000147502	-0,000154459	-0,000154	100,2049032	
50	7,230953397	6,504390754	4,59639633	100,003818	-0,000169082	-0,000169814	-0,00016928	100,1728689	
100	18,67400754	16,95090681	12,42740794	100,0010325	4,73951E-05	4,72639E-05	4,77543E-05	100,0860114	
250	48,99864062	46,04197279	37,23409488	99,9975395	0,003282632	0,003283013	0,003284501	99,51677675	
500	192,7999895	218,3399645	453,6633196	99,99360979	-0,015821956	-0,015822843	-0,01582623	97,58324708	
1000	139,6271633	146,9671385	185,0678993	99,98652216	-0,053725471	-0,053727066	-0,05373293	90,61839265	
2500	138,5572343	145,6346201	182,0522992	99,96591234	-0,134039642	-0,134041658	-0,13404876	60,54191627	
5000	170,7406401	187,4593289	304,0341561	99,93180037	-0,173550147	-0,17355217	-0,173559031	27,67414878	

Tabla B.54. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto E del feeder 8 (25 Hz)

B2.2. PROTECCIÓN DE LÍNEA CON COMUNICACIÓN

En las Tablas B.55 a B.71, se muestran los resultados de la medida comparativa del módulo y ángulo de la intensidad homopolar, entre los diferentes feeders considerados. Todo ello, representado a través de cuatro factores definidos anteriormente (K_{MSF} , K_{mF} , K_{ASF} y K_{aF}). Dichas medidas se han realizado con una inyección de corriente de 25 Hz, para los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para los diferentes puntos de falta considerados sobre dichos feeders.

B2.2.1.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1							Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	0,048411998	0,000228417	0,013627998	99,9123457	0,471406122	127,5276559	
5	0,113467929	0,000535326	0,013190672	99,79455773	0,47081679	104,9747474	
10	0,200730691	0,000946921	0,012991336	99,63656234	0,47002237	98,27764555	
50	0,910854445	0,004290663	0,012778161	98,35083202	0,463290618	91,08617835	
100	1,799970884	0,008451065	0,012748016	96,74102235	0,454209966	89,42848101	
250	4,460845767	0,020542088	0,012729574	91,92331571	0,423304659	86,64826838	
500	8,844877347	0,038405806	0,012723312	83,98570907	0,364678755	82,83355699	
1000	17,24620792	0,063171415	0,012720188	68,77449156	0,251915203	75,64662065	
2500	37,38241972	0,087970295	0,012719027	32,31642029	0,076048716	57,26496189	
5000	54,51461754	0,094759149	0,012720326	1,297331159	0,002255065	37,85318944	

Tabla B.55. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto A del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1							Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}		
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]		
1	0,113665914	0,00053688	0,013116015	99,79419886	0,471359076	123,6845635		
5	0,177337485	0,000837554	0,013007466	99,67891714	0,47077725	110,7323316		
10	0,262430347	0,0012393	0,012922212	99,52485051	0,46999591	103,7197844		
50	0,968762575	0,00456794	0,012774511	98,24598511	0,46325257	92,93893555		
100	1,857307204	0,008727946	0,012747068	96,63721077	0,454122147	90,40895691		
250	4,51810544	0,02081744	0,012729407	91,81964292	0,423064475	87,04048528		
500	8,902207572	0,038657581	0,012723275	83,88190854	0,364254785	83,01772662		
1000	17,30245157	0,06334439	0,012720181	68,67265834	0,251411057	75,72414853		
2500	37,4278973	0,088022298	0,012719018	32,23407987	0,075807566	57,28125843		
5000	54,54134511	0,094775649	0,012720268	1,248939091	0,002170262	37,85688573		

Tabla B.56. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto B del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1							Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}		
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]		
1	0,137520394	0,000649782	0,013056591	99,7510086	0,471322273	122,6174605		
5	0,201158798	0,000950394	0,01297299	99,6357869	0,470739061	111,5304387		
10	0,285778281	0,001350028	0,012904306	99,48257736	0,469959665	104,8493145		
50	0,990793137	0,004673294	0,012773176	98,20609717	0,463210703	93,48740431		
100	1,879081182	0,008832694	0,012746713	96,5977874	0,45406163	90,71201578		
250	4,539826239	0,020920673	0,012729358	91,78031584	0,42294701	87,16260617		
500	8,923937454	0,038750646	0,01272326	83,84256501	0,364071754	83,0732009		
1000	17,32365146	0,063406421	0,012720178	68,63427442	0,251208798	75,74500064		
2500	37,44428985	0,088039348	0,012719017	32,20439998	0,075719272	57,28289261		
5000	54,55001951	0,094780477	0,012720264	1,232333465	0,002142739	37,85586896		

Tabla B.57. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto C del feeder 1 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1							Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}		
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]		
1	0,190119289	0,000899106	0,012971629	99,65577447	0,471288834	122,2897982		
5	0,253159604	0,001197127	0,01292243	99,54163562	0,470706903	113,5532324		
10	0,33659427	0,001591466	0,012876534	99,39057126	0,469932806	107,3644971		
50	1,038162163	0,004900615	0,012770532	98,12033209	0,463174236	94,78001213		
100	1,925809161	0,009058685	0,012746016	96,51318299	0,453981905	91,43851706		
250	4,586767025	0,021145654	0,012729233	91,69532614	0,422728616	87,45577864		
500	8,971617263	0,038956336	0,012723228	83,75623726	0,363684277	83,2030382		
1000	17,37130464	0,063544555	0,012720171	68,54799487	0,250749838	75,78869889		
2500	37,48180895	0,088074885	0,012719013	32,13646894	0,075514386	57,2780568		
5000	54,56821539	0,094788665	0,012720239	1,200288566	0,002084982	37,84596234		

Tabla B.58. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto D del feeder 1 (25 Hz)

B2.2.1.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,084893173	0,000400976	0,01453952	99,82894388	0,471521957	123,8398989
5	0,142522581	0,000673124	0,014369624	99,71282417	0,470936652	109,3194249
10	0,219544176	0,001036774	0,014252794	99,55763007	0,470150105	102,3329639
50	0,855246187	0,004032524	0,014076141	98,27672549	0,463379119	92,72529829
100	1,653932007	0,007770761	0,0140459	96,66741719	0,454177911	90,77814859
250	4,049557696	0,018633936	0,014026658	91,84036215	0,422601079	88,56161469
500	8,027226695	0,034669615	0,014020021	83,82557612	0,3620429	86,20089788
1000	15,87188715	0,056871639	0,014016727	68,01901318	0,243723555	81,96900403
2500	37,6134102	0,079078311	0,01401575	24,21102901	0,050901189	70,26611752
5000	64,81576729	0,085156959	0,014017588	-30,60024085	-0,040203542	54,27361016

Tabla B.59. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto A del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,194164431	0,0009193	0,014246881	99,6087683	0,471612359	122,1267571
5	0,25063062	0,001186534	0,014208472	99,49499223	0,471028772	114,2730659
10	0,325151951	0,001539125	0,014170128	99,34483598	0,470254224	108,4021669
50	0,953662343	0,004506402	0,014069423	98,07842221	0,463456304	95,74100739
100	1,750693552	0,008241534	0,014044084	96,4724479	0,454151975	92,4848776
250	4,145722396	0,019100738	0,01402636	91,6465955	0,422246693	89,2790653
500	8,123854088	0,035094655	0,014019945	83,63087718	0,361281326	86,54860715
1000	15,96920391	0,057157531	0,014016707	67,82292519	0,242754175	82,1226332
2500	37,70602709	0,079155179	0,014015734	24,02441104	0,050433756	70,30104783
5000	64,88640336	0,085176933	0,0140175	-30,74256854	-0,040356031	54,27479042

Tabla B.60. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto B del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,1563071	0,000739442	0,014303734	99,68504873	0,471580185	122,410756
5	0,213059363	0,00100783	0,014245441	99,57069629	0,470997205	113,1004409
10	0,288280978	0,001363475	0,014192007	99,41912903	0,470220186	106,7863016
50	0,919294842	0,004340715	0,014071663	98,14767088	0,463432415	94,76730052
100	1,716956731	0,008077246	0,014044673	96,54042577	0,454164506	91,91607927
250	4,112129785	0,01893784	0,014026466	91,71428279	0,422377325	89,03690813
500	8,089901248	0,034946217	0,014019973	83,69929031	0,361558626	86,43212761
1000	15,93466189	0,057058073	0,014016714	67,89252549	0,2431063	82,07300972
2500	37,67279824	0,079129398	0,014015729	24,09136538	0,050602433	70,29270172
5000	64,86149716	0,085170808	0,014017476	-30,69238388	-0,040302726	54,27796847

Tabla B.61. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto C del feeder 5 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,249367524	0,00118209	0,014196025	99,49753707	0,471653373	121,8160398
5	0,30556392	0,00144833	0,014171771	99,38430458	0,471067601	115,4252044
10	0,379299931	0,001797565	0,014146159	99,2357307	0,470294549	110,1625206
50	1,004250138	0,00475065	0,014066496	97,97649052	0,463482113	97,03344112
100	1,80014195	0,008482635	0,014043204	96,37281205	0,454128268	93,27426904
250	4,194583215	0,019338054	0,014026211	91,54814361	0,422059318	89,62756873
500	8,172845101	0,035309732	0,014019907	83,53216296	0,36089003	86,72019435
1000	16,01851262	0,057301563	0,014016698	67,72357084	0,242261347	82,19882198
2500	37,75296228	0,079193739	0,014015726	23,92983921	0,050197212	70,31805139
5000	64,92214273	0,085186898	0,014017457	-30,81458136	-0,040433025	54,27490927

Tabla B.62. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto D del feeder 5 (25 Hz)

B.2.1.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,101634511	0,000480094	0,014502241	99,81598256	0,471504026	123,743859
5	0,165590263	0,000782143	0,014353016	99,70018635	0,470919932	109,8766865
10	0,251061122	0,001185716	0,014245628	99,54543534	0,470135136	102,8825992
50	0,958019026	0,004517513	0,014075772	98,2654371	0,463367986	92,88179418
100	1,846708265	0,008677389	0,014045787	96,65640092	0,454173099	90,78694425
250	4,511915127	0,020766113	0,014026654	91,83085093	0,422651965	88,34945759
500	8,933096313	0,038609077	0,014020021	83,82598223	0,362298098	85,70965936
1000	17,62143855	0,063309321	0,014016727	68,09510931	0,244648309	80,97000163
2500	41,23824423	0,088010838	0,01401576	25,33517069	0,05407043	68,01837997
5000	69,06540966	0,094771805	0,014017634	-25,047933	-0,034370864	51,02050144

Tabla B.63. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto A del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,133931677	0,000633017	0,01439203	99,75750624	0,471495434	122,3422926
5	0,197743123	0,000934539	0,014296151	99,64197124	0,470910258	111,1874116
10	0,282499393	0,001334939	0,014218903	99,48851403	0,470128653	104,5792752
50	0,987564542	0,004659232	0,014073775	98,21194278	0,463354232	93,65980414
100	1,875797998	0,008818129	0,014045291	96,60373184	0,454134286	91,21905581
250	4,54062448	0,020904368	0,014026569	91,77887056	0,422536433	88,53096108
500	8,961484436	0,038733466	0,014019997	83,77458348	0,362091793	85,79956571
1000	17,64915323	0,063392767	0,014016722	68,04492988	0,244405854	81,01250054
2500	41,26291918	0,088035083	0,014015751	25,29049491	0,053957666	68,03256484
5000	69,08378295	0,094779398	0,014017586	-25,08119909	-0,034410116	51,02663619

Tabla B.64. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto B del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6							Inyección: 2 A
R _{falta} (Ω)	K _{MSF}		K _{ASF}	K _{mF}		K _{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	0,193032124	0,000913252	0,014280206	99,65050063	0,471455121	120,5892099	
5	0,256843566	0,001215038	0,014228645	99,53496558	0,470865441	112,4268364	
10	0,340740481	0,001611715	0,014181526	99,38306427	0,470085522	106,6362552	
50	1,042677667	0,004923596	0,014070534	98,11215645	0,463292364	94,88898456	
100	1,930108071	0,009080464	0,014044364	96,5053995	0,454023157	91,92850255	
250	4,594545741	0,021161998	0,014026418	91,68124221	0,422274229	88,83106491	
500	9,015412454	0,038964613	0,01401996	83,67694289	0,361651746	85,94354212	
1000	17,70286066	0,063545282	0,014016711	67,94768869	0,243901545	81,07405922	
2500	41,31206541	0,088075582	0,01401573	25,20151215	0,053728562	68,04426742	
5000	69,11882915	0,09479022	0,01401748	-25,14465255	-0,034483616	51,02576484	

Tabla B.65. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto C del feeder 6 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6							Inyección: 2 A
R _{falta} (Ω)	K _{MSF}		K _{ASF}	K _{mF}		K _{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	0,309156189	0,001465872	0,014180905	99,4402496	0,471498647	120,5800719	
5	0,372173439	0,00176448	0,014159678	99,32615243	0,470906811	114,9361545	
10	0,454364523	0,002153824	0,014137293	99,17733963	0,470130228	110,123139	
50	1,149095903	0,005436967	0,01406504	97,91947846	0,463307685	97,31754086	
100	2,034304698	0,009587747	0,01404273	96,31674393	0,453944067	93,40539928	
250	4,697786439	0,021661772	0,014026129	91,49431743	0,421885731	89,47816336	
500	9,119209767	0,039417648	0,014019888	83,48901033	0,360879996	86,257653	
1000	17,80747257	0,063848308	0,014016693	67,75828126	0,242945854	81,20840722	
2500	41,40962184	0,08815596	0,014015715	25,02487917	0,053274871	68,06766788	
5000	69,18804994	0,094810566	0,014017402	-25,26998167	-0,034628253	51,02014296	

Tabla B.66. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto D del feeder 6 (25 Hz)

B2.2.1.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8							Inyección: 2 A
R _{falta} (Ω)	K _{MSF}		K _{ASF}	K _{mF}		K _{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	0,02177015	0,000102681	0,006448102	99,95058923	0,47142558	128,804002	
5	0,063887043	0,000301308	0,006403849	99,85499811	0,470942291	102,2273086	
10	0,12000835	0,000565934	0,006389741	99,72762177	0,470294362	96,32741239	
50	0,573864233	0,002702512	0,006376681	98,69752286	0,464798456	90,41854654	
100	1,141442216	0,005358647	0,006374935	97,40931337	0,457300495	88,81622075	
250	2,837323454	0,013078262	0,006373868	93,56023824	0,431253386	85,63801638	
500	5,614066478	0,024486285	0,006373516	87,2579735	0,380583947	80,98618625	
1000	10,81631497	0,040307606	0,006373392	75,45063417	0,281171033	72,230988	
2500	22,10980445	0,056155034	0,006373987	49,81824434	0,126529622	51,22243439	
5000	29,94745524	0,06049361	0,006375605	32,02943633	0,064699195	31,89017237	

Tabla B.67. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto A del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,083563519	0,000394717	0,006388939	99,81033923	0,471459636	123,7479401
5	0,12393113	0,000585349	0,006386896	99,71871843	0,470989687	111,8959761
10	0,177871658	0,000840025	0,0063841	99,59629171	0,470358304	104,9191102
50	0,627812599	0,002960569	0,006376393	98,57507838	0,464849488	93,26986525
100	1,194545084	0,005614792	0,006374856	97,28878788	0,457292351	90,32805845
250	2,889481906	0,013329673	0,006373886	93,44185624	0,431063224	86,24986788
500	5,664855772	0,024713536	0,006373508	87,14269904	0,3801693	81,28044127
1000	10,86341211	0,040464274	0,006373387	75,34373963	0,280642002	72,3650346
2500	22,14333723	0,056206638	0,006373945	49,74213629	0,126260924	51,26798649
5000	29,96672196	0,060512621	0,00637541	31,98570734	0,064589613	31,9141904

Tabla B.68. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto B del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,071472438	0,000337486	0,006412423	99,83778189	0,47142435	122,8230723
5	0,112387508	0,000530642	0,006400437	99,74491853	0,470949328	110,0563325
10	0,166872569	0,000787807	0,006391293	99,62125591	0,470313118	103,2083107
50	0,618030544	0,00291347	0,00637479	98,59728032	0,46479942	92,61680791
100	1,185138137	0,005568819	0,006375008	97,31013846	0,457248441	89,96770485
250	2,880651143	0,013285437	0,006373583	93,46189908	0,431042179	86,09315326
500	5,656748254	0,024673648	0,006373522	87,16110035	0,380179958	81,19657473
1000	10,85645367	0,040435274	0,006373406	75,35953295	0,280679442	72,31778097
2500	22,13797221	0,056194433	0,006373957	49,75431308	0,126295009	51,24317918
5000	29,96226512	0,060506956	0,006375471	31,99582287	0,064613601	31,89937699

Tabla B.69. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto C del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8						Inyección: 2 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	0,22484354	0,001065384	0,006383243	99,48968152	0,471415454	121,2110851
5	0,264747098	0,001254326	0,006381981	99,39911396	0,470935994	115,9861162
10	0,316766608	0,001500564	0,006380509	99,28104731	0,470306997	111,324746
50	0,758535402	0,00358696	0,006375602	98,27838197	0,464738572	97,73575423
100	1,323055348	0,006233837	0,006374715	96,99711318	0,457021081	92,99661956
250	3,0176815	0,013939051	0,006373849	93,15088666	0,430275682	87,36036964
500	5,793641809	0,025265481	0,006373503	86,85039842	0,378745735	81,76480706
1000	10,98796179	0,040833917	0,006373377	75,06105411	0,278944987	72,51397527
2500	22,22890963	0,056306167	0,006373905	49,54791596	0,125505627	51,242863
5000	30,00377429	0,060538734	0,006375205	31,90161106	0,064368007	31,8840402

Tabla B.70. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto D del feeder 8 (25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8						Inyección: 2 A	
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	0,139475969	0,000659607	0,006393019	99,68343694	0,471420754	121,6251253	
5	0,17975545	0,000850018	0,006388637	99,59201616	0,470945527	113,8861076	
10	0,232825711	0,001100833	0,006384265	99,47156466	0,470315645	108,0615122	
50	0,679824128	0,00320917	0,006374033	98,45702986	0,464775074	95,12669273	
100	1,246161156	0,005862551	0,006375414	97,17163691	0,457142899	91,37553235	
250	2,941894852	0,013576701	0,0063737	93,32289664	0,430680608	86,65307041	
500	5,718500259	0,02493875	0,006373499	87,02094425	0,379503978	81,43606275	
1000	10,91628576	0,040613067	0,006373404	75,22373439	0,279863194	72,38947859	
2500	22,17862656	0,056241407	0,006373951	49,6620415	0,125934899	51,2293483	
5000	29,97921652	0,060518715	0,006375438	31,95734893	0,06451195	31,88374125	

Tabla B.71. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto E del feeder 8 (25 Hz)

B3. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 325 HZ

B3.1. PROTECCIÓN DE LÍNEA SIN COMUNICACIÓN

B3.1.1. Medida de valores en prefalta

En las Tablas B.72 a B.74, se muestran los resultados de la medida de diferentes valores en prefalta (inyección de corriente de 325 Hz) de los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para las diferentes magnitudes de inyección consideradas. Concretamente, los datos mostrados son los siguientes:

- Intensidad homopolar de cada feeder (módulo y ángulo)
- Resistencia homopolar ($R_{Feeder_i}^0$) y reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) obtenidas a partir de la impedancia homopolar ($Z_{Feeder_i}^0$). Asimismo, cociente entre ambos factores ($X_{Feeder_i}^0/R_{Feeder_i}^0$)

MEDIDA DE LA INTENSIDAD HOMOPOLAR EN PREFALTA								
	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)
0,05 Apico	0,0033354	-179,6136338	0,001888913	-179,6322525	0,00216071	-179,7052527	0,004380571	-179,8277086
0,5 Apico	0,033353997	-179,6136338	0,018889135	-179,6322525	0,021607102	-179,7052527	0,043805705	-179,8277086
1 Apico	0,066707994	-179,6136338	0,03777827	-179,6322525	0,043214203	-179,7052527	0,087611411	-179,8277086
2 Apico	0,133415988	-179,6136338	0,075556539	-179,6322525	0,086428406	-179,7052527	0,175222821	-179,8277086
3 Apico	0,200123982	-179,6136338	0,113334809	-179,6322525	0,12964261	-179,7052527	0,262834232	-179,8277086
4 Apico	0,266831977	-179,6136338	0,151113079	-179,6322525	0,172856813	-179,7052527	0,350445642	-179,8277086
5 Apico	0,333539971	-179,6136338	0,188891349	-179,6322525	0,216071016	-179,7052527	0,438057053	-179,8277086

Tabla B.72. Medida de la intensidad homopolar en prefalta (325 Hz)

MEDIDA DE R_0 , X_0 y X_0/R_0 EN PREFALTA						
	Feeder 1			Feeder 5		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
0,05 Apico	2,116128045	-872,2066084	-412,1709981	4,237085857	-1540,120943	-363,4858946
0,5 Apico	2,116127956	-872,2066084	-412,1710155	4,237085698	-1540,120943	-363,4859082
1 Apico	2,116127953	-872,2066084	-412,171016	4,237085694	-1540,120943	-363,4859086
2 Apico	2,116127952	-872,2066084	-412,1710162	4,237085692	-1540,120943	-363,4859088
3 Apico	2,116127952	-872,2066084	-412,1710163	4,237085691	-1540,120943	-363,4859089
4 Apico	2,116127951	-872,2066084	-412,1710163	4,237085691	-1540,120943	-363,4859089
5 Apico	2,116127951	-872,2066084	-412,1710164	4,237085691	-1540,120943	-363,4859089

Tabla B.73. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 en prefalta – Feeders 1 y 5 (325 Hz)

MEDIDA DE R_0 , X_0 y X_0/R_0 EN PREFALTA						
	Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
0,05 Apico	5,41952256	-1346,382645	-248,431966	4,0925207	-664,094088	-162,270184
0,5 Apico	5,41952242	-1346,382645	-248,431973	4,09252063	-664,094088	-162,270187
1 Apico	5,41952242	-1346,382645	-248,431973	4,09252063	-664,094088	-162,270187
2 Apico	5,41952242	-1346,382645	-248,431973	4,09252063	-664,094088	-162,270187
3 Apico	5,41952242	-1346,382645	-248,431973	4,09252063	-664,094088	-162,270187
4 Apico	5,41952242	-1346,382645	-248,431973	4,09252063	-664,094088	-162,270187
5 Apico	5,41952241	-1346,382645	-248,431973	4,09252063	-664,094088	-162,270187

Tabla B.74. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 en prefalta – Feeders 6 y 8 (325 Hz)

B3.1.2. Medida de la intensidad homopolar en falta (inyección 5 Apico)

En las Tablas B.75 a B.91, se muestran los resultados de la medida del módulo y ángulo de la intensidad homopolar (inyección de corriente de 325 Hz) de los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para los diferentes puntos de falta considerados sobre dichos feeders.

B3.1.2.1. Feeder 1

$R_{falta} (\Omega)$	FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1				Inyección: 5 A			
	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8	
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)
1	1,420003027	177,4561425	0,055619468	-14,34996157	0,06362258	-14,42296167	0,128986853	-14,54542163
5	1,412721205	174,8309044	0,058566708	-28,7783365	0,0669939	-28,85133661	0,135821786	-28,97379613
10	1,397198217	171,6201404	0,064481929	-44,66197734	0,073760264	-44,73497747	0,149539747	-44,85743628
50	1,129053025	152,0359421	0,12528426	-108,693802	0,143311473	-108,7668021	0,290546156	-108,8892585
100	0,817741545	142,8908884	0,16158121	-136,6645281	0,184831209	-136,7375283	0,374722243	-136,8599843
250	0,483224126	146,7207622	0,183413363	-160,9205788	0,209804801	-160,993579	0,425353085	-161,1160349
500	0,379428858	158,3965708	0,187647712	-170,2195633	0,214648432	-170,2925635	0,435172942	-170,4150195
1000	0,346193553	168,2367152	0,188797362	-175,0182563	0,215963505	-175,091257	0,437839087	-175,2137135
2500	0,33608073	175,2360734	0,18914142	-177,9286064	0,216357068	-178,0016105	0,438636984	-178,1240712
5000	0,334606841	177,6773317	0,189196557	-178,9018384	0,216420136	-178,9748531	0,438764835	-179,0973272

Tabla B.75. Intensidades homopolares si hay falta en el punto A del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	1,989092399	172,4730534	0,18714665	-17,91970367	0,214075272	-17,99270382	0,434010933	-18,11516156	
5	1,955858984	168,3992522	0,187257933	-27,81611576	0,214202568	-27,88911592	0,43426901	-28,0115736	
10	1,898006747	163,591963	0,187423551	-39,6025045	0,214392017	-39,67550466	0,434653095	-39,79796223	
50	1,281555073	140,2408033	0,188599902	-103,0563606	0,215737633	-103,1293607	0,437381167	-103,2518174	
100	0,839346068	134,2683971	0,189060781	-134,4019042	0,216264828	-134,4749044	0,438449987	-134,5973605	
250	0,47667237	143,457917	0,189237132	-160,1830787	0,216466554	-160,2560789	0,43885896	-160,3785348	
500	0,37633869	157,1056806	0,189246158	-169,8391638	0,216476879	-169,9121641	0,43887989	-170,03462	
1000	0,345165584	167,6760525	0,189238261	-174,8186799	0,216467845	-174,8916806	0,438861575	-175,0141371	
2500	0,335835281	175,0211743	0,189229319	-177,8456155	0,216457615	-177,9186196	0,43884083	-178,0410802	
5000	0,334512801	177,5700213	0,189225625	-178,8597475	0,216453387	-178,9327621	0,438832248	-179,0552359	

Tabla B.76. Intensidades homopolares si hay falta en el punto B del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	2,318273437	169,1947469	0,264766561	-21,33549226	0,302863949	-21,4084924	0,614018909	-21,53094987	
5	2,256862333	164,3311033	0,261363239	-31,25834365	0,298970922	-31,33134379	0,606126283	-31,45380122	
10	2,157864219	158,7514252	0,255939666	-42,96079672	0,292766948	-43,03379687	0,5935485	-43,15625422	
50	1,321970823	135,09669	0,215937517	-104,3320188	0,247008871	-104,405019	0,500779704	-104,5274756	
100	0,837700539	131,1006655	0,199422552	-134,6480502	0,228117559	-134,7210504	0,462479922	-134,8435066	
250	0,472662439	142,4556962	0,191285721	-160,1014232	0,218809915	-160,1744234	0,443609832	-160,2968793	
500	0,374863075	156,7643619	0,189796815	-169,7666011	0,217106771	-169,8396014	0,440156917	-169,9620574	
1000	0,344730853	167,5411743	0,189385596	-174,7749194	0,216636381	-174,8479201	0,43920326	-174,9703766	
2500	0,335749029	174,970732	0,189256524	-177,8264094	0,216488735	-177,8994135	0,438903922	-178,0218742	
5000	0,334484646	177,5447643	0,189233867	-178,8498704	0,216462815	-178,922885	0,438851361	-179,0453588	

Tabla B.77. Intensidades homopolares si hay falta en el punto C del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	4,080126556	149,5961372	0,699446407	-41,19239904	0,800090089	-41,2653992	1,622082933	-41,38785623	
5	3,638822135	141,8475029	0,629251248	-52,95135525	0,719794514	-53,02435541	1,459293664	-53,14681242	
10	3,138088315	134,6887686	0,550453776	-65,02635593	0,629658836	-65,09935609	1,276554812	-65,22181307	
50	1,340833788	119,3193751	0,286806195	-113,8468793	0,328074877	-113,9198795	0,665130927	-114,042336	
100	0,798070211	122,9290993	0,224376531	-137,8312511	0,256662178	-137,9042513	0,520350579	-138,0267075	
250	0,454469832	140,7091154	0,196136929	-160,6235604	0,224359166	-160,6965606	0,454860247	-160,8190165	
500	0,368902497	156,568514	0,191069985	-169,9154532	0,218563138	-169,9884534	0,44310952	-170,1109094	
1000	0,343131132	167,5933421	0,189706692	-174,8275873	0,21700368	-174,900588	0,439947912	-175,0230445	
2500	0,335499525	175,0084791	0,189306029	-177,8433397	0,216545364	-177,9163437	0,43901873	-178,0388044	
5000	0,334427274	177,5641151	0,189245213	-178,8577504	0,216475793	-178,9307649	0,438877674	-179,0532386	

Tabla B.78. Intensidades homopolares si hay falta en el punto D del feeder 1 (325 Hz)

B3.1.2.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5									Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8			
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)
1	0,23844104	-16,50414823	1,865679037	173,7382755	0,154464839	-16,59576731	0,31315821	-16,71822541		
5	0,241143537	-26,80940282	1,843316924	169,8510684	0,156215547	-26,90102189	0,316707554	-27,02347989		
10	0,245957326	-39,03679378	1,80241876	165,1750662	0,159333975	-39,12841284	0,323029778	-39,25087068		
50	0,292710866	-103,4237353	1,288259455	139,1390561	0,189621454	-103,5153543	0,38443387	-103,6378109		
100	0,317484631	-134,659198	0,842849133	127,700336	0,205670183	-134,750817	0,416970666	-134,8732731		
250	0,330771591	-160,3125943	0,415061698	127,9491565	0,214277628	-160,4042132	0,434421184	-160,5266692		
500	0,333223963	-169,9061751	0,267610144	140,5212412	0,215866303	-169,9977941	0,437642023	-170,1202501		
1000	0,333883609	-174,846456	0,211862759	156,0511584	0,216293628	-174,9380758	0,438508372	-175,0605323		
2500	0,334079225	-177,8465068	0,193008817	169,7455685	0,216420349	-177,9381323	0,438765277	-178,0605929		
5000	0,334109907	-178,8510539	0,190157219	174,8701589	0,216440221	-178,9426977	0,438805556	-179,0651712		

Tabla B.79. Intensidades homopolares si hay falta en el punto A del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5									Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8			
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)
1	1,977071917	-68,68082864	6,373891555	121,049384	1,280769849	-68,77244765	2,596601233	-68,89490454		
5	1,590544041	-77,76730433	5,087420231	115,1260414	1,03037266	-77,85892334	2,088952145	-77,98138022		
10	1,275224776	-86,10224351	4,027500271	110,6750393	0,826105226	-86,19386252	1,674825383	-86,31631937		
50	0,558537293	-119,846481	1,474262561	103,7531006	0,36182686	-119,9381	0,733558865	-120,0605565		
100	0,415964398	-139,5902947	0,830474836	106,6504621	0,269466505	-139,6819137	0,546309756	-139,80437		
250	0,350494622	-160,7229156	0,393121775	120,1998412	0,227054434	-160,8145345	0,460324565	-160,9369905		
500	0,338499117	-169,8643571	0,258291049	137,7852435	0,219283608	-169,9559761	0,444570183	-170,0784321		
1000	0,335258307	-174,7755971	0,208915849	155,2170874	0,217184173	-174,8672169	0,44031384	-174,9896734		
2500	0,334312822	-177,8083094	0,192474199	169,5101683	0,216571676	-177,8999349	0,439072074	-178,0223955		
5000	0,33417299	-178,8305231	0,190009481	174,7579037	0,216481087	-178,9221666	0,438888406	-179,0446399		

Tabla B.80. Intensidades homopolares si hay falta en el punto B del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5									Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8			
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)
1	0,891974532	-32,47446507	3,688206578	157,2511277	0,577831325	-32,5660841	1,171480992	-32,68854123		
5	0,839968783	-43,48503803	3,43703244	150,0067049	0,544141405	-43,57665705	1,103178879	-43,69911416		
10	0,772318501	-55,61242764	3,10598334	142,4728165	0,500316777	-55,70404666	1,01432991	-55,82650373		
50	0,470052686	-109,9491276	1,482269773	118,1398517	0,304505518	-110,0407466	0,61734699	-110,1632032		
100	0,383705231	-136,3249436	0,858624088	114,3541465	0,248568647	-136,4165626	0,503941953	-136,5390188		
250	0,343862841	-160,2348794	0,405807706	122,689606	0,22275829	-160,3264983	0,451614669	-160,4489543		
500	0,336720551	-169,7434118	0,26320041	138,4097124	0,218131432	-169,8350308	0,442234291	-169,9574868		
1000	0,33480321	-174,7376858	0,210411116	155,2445656	0,216889356	-174,8293056	0,439716135	-174,9517621		
2500	0,334240952	-177,7970906	0,192723882	169,467621	0,216525118	-177,8887161	0,438977683	-178,0111766		
5000	0,334155884	-178,8254364	0,190069356	174,733228	0,216470005	-178,9170798	0,438865939	-179,039553		

Tabla B.81. Intensidades homopolares si hay falta en el punto C del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	1,647846027	-143,4232407	3,991892579	46,46873077	1,067493543	-143,5148597	2,164210106	-143,6373164	
5	1,458343571	-138,9275993	3,512643607	53,56287098	0,944731681	-139,0192183	1,915325731	-139,141675	
10	1,264020166	-135,2864624	3,017759319	60,41203018	0,818846752	-135,3780814	1,660109729	-135,500538	
50	0,62771676	-134,6231382	1,325310865	84,30211819	0,406642112	-134,7147572	0,824416201	-134,8372137	
100	0,452335918	-144,6913718	0,775263138	96,13876445	0,293028393	-144,7829908	0,594078546	-144,9054471	
250	0,359650974	-161,3178142	0,377845582	116,4957656	0,232986023	-161,4094331	0,472350124	-161,5318891	
500	0,34110837	-169,9118059	0,252952799	136,519772	0,220973912	-170,003425	0,447997064	-170,125881	
1000	0,335955041	-174,7533975	0,207322083	154,8413374	0,217635525	-174,8450173	0,4412289	-174,9674738	
2500	0,334432217	-177,7918146	0,192191023	169,4044763	0,216649021	-177,8834401	0,43928882	-178,0059006	
5000	0,334205135	-178,821344	0,189932112	174,7072633	0,216501911	-178,9129873	0,438930624	-179,0354605	

Tabla B.82. Intensidades homopolares si hay falta en el punto D del feeder 5 (325 Hz)

B3.1.2.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	0,267205704	-16,82787144	0,15132473	-16,84649036	1,927306278	173,2742085	0,350936483	-17,04194848	
5	0,269216164	-26,80604894	0,152463299	-26,82466786	1,901998634	169,3223468	0,353576935	-27,02012589	
10	0,272714388	-38,68702477	0,154444424	-38,70564368	1,856444941	164,5873874	0,358171354	-38,90110157	
50	0,305741069	-102,4674803	0,173148192	-102,4860991	1,307681605	138,9098206	0,401547178	-102,6815559	
100	0,322881541	-133,9989588	0,182855235	-134,0175776	0,852386883	128,4882373	0,424058735	-134,2130339	
250	0,33192974	-160,0022825	0,187979438	-160,0209013	0,428136079	130,7231645	0,435942247	-160,2163574	
500	0,333563881	-169,7429095	0,18890489	-169,7615283	0,287439729	144,1044872	0,438088457	-169,9569845	
1000	0,33398871	-174,7627494	0,18914548	-174,7813685	0,236474077	158,8649898	0,438646407	-174,9768257	
2500	0,334105226	-177,8125205	0,189211465	-177,8311422	0,219762093	171,0487245	0,438799426	-178,0266068	
5000	0,334120205	-178,8339712	0,189219947	-178,8526007	0,217265199	175,5047498	0,43881908	-179,0480888	

Tabla B.83. Intensidades homopolares si hay falta en el punto A del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	0,422845621	-20,59223678	0,23946719	-20,61085568	2,35665427	169,4247928	0,555347256	-20,80631336	
5	0,419344956	-30,19005273	0,237484683	-30,20867162	2,302571207	164,6082932	0,550749633	-30,40412926	
10	0,413647148	-41,57238603	0,234257884	-41,59100491	2,213958101	158,990152	0,54326638	-41,78646247	
50	0,368072471	-102,6961129	0,208447897	-102,7147317	1,398570826	132,3483931	0,48341056	-102,9101886	
100	0,347495198	-133,5666861	0,196794515	-133,5853049	0,871663874	123,9285289	0,456385254	-133,7807613	
250	0,336929955	-159,6058263	0,190811175	-159,6244451	0,429567179	128,6123678	0,442509315	-159,8199012	
500	0,334937596	-169,5030271	0,189682856	-169,5216459	0,287654299	142,9803215	0,439892635	-169,7171021	
1000	0,334370245	-174,6324715	0,189361552	-174,6510906	0,23646908	158,2718981	0,439147498	-174,8465478	
2500	0,334182168	-177,7579727	0,189255039	-177,7765944	0,219721033	170,8033088	0,438900479	-177,9720589	
5000	0,334145898	-178,8063016	0,189234498	-178,8249311	0,2172365	175,3809147	0,438852824	-179,0204189	

Tabla B.84. Intensidades homopolares si hay falta en el punto B del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6								Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,989386	-36,3496584	0,560312023	-36,36827726	3,859896822	153,9276452	1,299417025	-36,56373452	
5	0,92182521	-47,09358411	0,522050795	-47,11220296	3,560639975	146,7846834	1,21068559	-47,3076602	
10	0,838176285	-58,74613576	0,474678487	-58,76475461	3,185816577	139,5324113	1,10082469	-58,96021181	
50	0,490038282	-110,1037983	0,277519938	-110,1224171	1,492524374	117,4985787	0,643595211	-110,3178739	
100	0,392121984	-135,6572396	0,222067689	-135,6758584	0,869005238	115,0863624	0,514996155	-135,8713148	
250	0,345869176	-159,6514219	0,195873661	-159,6700406	0,421382928	125,3242033	0,454249703	-159,8654968	
500	0,337353812	-169,3995334	0,191051214	-169,4181522	0,284300111	141,7100299	0,443065988	-169,6136085	
1000	0,335012781	-174,5545262	0,189725434	-174,5731453	0,235422487	157,7835561	0,439991377	-174,7686025	
2500	0,334297323	-177,7214762	0,189320254	-177,7400978	0,219516617	170,6295958	0,439051718	-177,9355622	
5000	0,334179356	-178,7872701	0,189253446	-178,8058993	0,217172259	175,2945142	0,438896767	-179,0013867	

Tabla B.85. Intensidades homopolares si hay falta en el punto C del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6								Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	1,446178256	-149,4591096	0,819003973	-149,4777284	3,203016281	41,07737973	1,899348328	-149,6731853	
5	1,323261769	-145,3794845	0,749393542	-145,3981033	2,915449734	47,65476045	1,7379151	-145,5935601	
10	1,186110756	-141,6828165	0,671721772	-141,7014353	2,592644286	54,43910915	1,55778686	-141,8968921	
50	0,64367957	-137,3911545	0,364530529	-137,4097733	1,265022665	81,37887147	0,845381069	-137,60523	
100	0,465304645	-145,3098876	0,263512711	-145,3285064	0,763071869	95,59604562	0,611111113	-145,5239628	
250	0,363763597	-160,9007741	0,206007683	-160,9193928	0,388377388	118,8914783	0,477751466	-161,114849	
500	0,342425823	-169,5614669	0,193923611	-169,5800857	0,272724959	139,7917602	0,449727349	-169,775542	
1000	0,336359688	-174,5489324	0,190488219	-174,5675516	0,232033098	157,3211171	0,441760347	-174,7630087	
2500	0,334524731	-177,7046353	0,18944904	-177,7232568	0,21893157	170,5230214	0,439350386	-177,9187212	
5000	0,334239203	-178,7770334	0,189287339	-178,7956625	0,217018076	175,244813	0,438975368	-178,9911495	

Tabla B.86. Intensidades homopolares si hay falta en el punto D del feeder 6 (325 Hz)

B3.1.2.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8								Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	0,06400197	-15,59543556	0,036245786	-15,61405476	0,04146121	-15,68705481	1,315350706	178,2995929	
5	0,070498439	-34,14089279	0,039924886	-34,15951191	0,045669697	-34,23251199	1,310341989	176,1270791	
10	0,083600154	-52,56207149	0,047344688	-52,5806905	0,054157138	-52,65369061	1,298975002	173,4658938	
50	0,205461682	-112,6968143	0,116357672	-112,7154331	0,133100433	-112,7884333	1,086248283	157,2687746	
100	0,277450858	-138,3190776	0,157126795	-138,3376964	0,179735846	-138,4106966	0,82636667	150,4265001	
250	0,322048297	-161,4557971	0,18238335	-161,4744159	0,208626578	-161,5474161	0,550366999	155,7989629	
500	0,330835667	-170,4715378	0,187359839	-170,4901566	0,214319137	-170,5631569	0,471436967	165,2498001	
1000	0,333231467	-175,1356827	0,188716635	-175,1543018	0,215871163	-175,2273025	0,447520564	172,1230833	
2500	0,333952043	-177,9649153	0,189124714	-177,983537	0,216337959	-178,0565411	0,440315321	176,7422086	
5000	0,334068764	-178,9107848	0,189190815	-178,9294146	0,216413568	-179,0024294	0,439230013	178,3296018	

Tabla B.87. Intensidades homopolares si hay falta en el punto A del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8								Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	0,386357517	-18,23139636	0,218803138	-18,25001526	0,250286828	-18,32301542	2,008280889	172,2679409	
5	0,385150889	-27,10934059	0,218119798	-27,12795948	0,249505161	-27,20095965	1,975399789	168,5838498	
10	0,382880666	-37,74238822	0,216834118	-37,76100711	0,248034484	-37,83400727	1,919381241	164,2481965	
50	0,359003589	-97,71129989	0,203311981	-97,72991872	0,23256664	-97,80291889	1,32858465	143,6320057	
100	0,345227228	-129,9787443	0,195510111	-129,9973631	0,223642156	-130,0703632	0,901498914	139,5449905	
250	0,336997142	-157,9205612	0,190849224	-157,93918	0,218310611	-158,0121801	0,56092277	150,1416276	
500	0,335161963	-168,6334497	0,18980992	-168,6520685	0,217121761	-168,7250687	0,473461821	162,1654426	
1000	0,334531865	-174,193196	0,189453081	-174,2118151	0,216713576	-174,2848158	0,447639877	170,5239779	
2500	0,334258853	-177,5815154	0,189298467	-177,600137	0,216536714	-177,6731409	0,440127994	176,0926757	
5000	0,334186262	-178,7179869	0,189257357	-178,7366162	0,216489685	-178,8096304	0,43909509	178,0036073	

Tabla B.88. Intensidades homopolares si hay falta en el punto B del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8								Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	0,291867832	-17,29227585	0,165291459	-17,31089477	0,189075326	-17,38389492	1,805260301	173,8249374	
5	0,293330012	-26,92153147	0,166119525	-26,94015038	0,190022544	-27,01315054	1,78137263	170,4340618	
10	0,295739119	-38,41436343	0,167483858	-38,43298233	0,191583191	-38,50598249	1,739008979	166,4094661	
50	0,317051878	-101,1849929	0,179553763	-101,2036118	0,205389841	-101,2766119	1,247838971	146,4998552	
100	0,327711852	-132,9827499	0,185590751	-133,0013687	0,212295494	-133,0743689	0,864158919	142,1679131	
250	0,333095867	-159,4935738	0,188639842	-159,5121926	0,21578332	-159,5851928	0,550877204	152,1725377	
500	0,333962424	-169,4733162	0,189130594	-169,491935	0,216344686	-169,5649352	0,47071349	163,4801208	
1000	0,334137625	-174,6245195	0,189229814	-174,6431386	0,216458183	-174,7161393	0,447083585	171,2426411	
2500	0,334152284	-177,7564656	0,189238115	-177,7750872	0,216467677	-177,8480912	0,440128608	176,3882905	
5000	0,334141621	-178,8058267	0,189232075	-178,8244561	0,216460766	-178,8974705	0,439134093	178,1520485	

Tabla B.89. Intensidades homopolares si hay falta en el punto C del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8								Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	$ I_0 $ (A)	Ang I_0 (°)	
1	1,215372839	-158,5367299	0,688293562	-158,5553487	0,787332456	-158,6283489	1,649473761	36,3944995	
5	1,15544976	-155,165778	0,654357746	-155,1843969	0,748513598	-155,257397	1,56671162	43,02352721	
10	1,080626361	-151,687447	0,611983536	-151,7060658	0,700042143	-151,779066	1,463507391	50,53197824	
50	0,67528446	-142,6178896	0,382429105	-142,6365084	0,437457013	-142,7095086	0,905206064	89,26563838	
100	0,492790914	-146,6883465	0,279078816	-146,7069653	0,319235602	-146,7799654	0,653650746	113,9489762	
250	0,372961178	-160,1173353	0,211216484	-160,1359541	0,241608526	-160,2089543	0,489052597	145,1542896	
500	0,345421167	-168,8633757	0,195619943	-168,8819945	0,223767791	-168,9549948	0,45220313	161,1081636	
1000	0,337289435	-174,1381453	0,191014756	-174,1567644	0,218499962	-174,229765	0,441941167	170,2276807	
2500	0,334740883	-177,5297804	0,189571452	-177,5484019	0,216848979	-177,6214056	0,439140162	175,9910601	
5000	0,334319929	-178,6883287	0,189333055	-178,7069575	0,216576276	-178,7799709	0,438820877	177,9515535	

Tabla B.90. Intensidades homopolares si hay falta en el punto D del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8								Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1		Feeder 5		Feeder 6		Feeder 8		
	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	$ I_0 (A)$	Ang I_0 (°)	
1	1,77824014	-58,50543348	1,007058247	-58,52405232	1,151964345	-58,59705248	4,659701673	133,8194899	
5	1,485691637	-68,99139295	0,841381308	-69,01001179	0,962448072	-69,08301195	3,868839578	127,3975827	
10	1,222134975	-78,83461838	0,692123115	-78,85323722	0,791713045	-78,92623737	3,15103923	122,5550097	
50	0,555758407	-117,1468958	0,314738755	-117,1655146	0,360026666	-117,2385147	1,254582918	119,320853	
100	0,415566226	-138,1469193	0,235344702	-138,1655381	0,269208565	-138,2385383	0,785556484	128,7506989	
250	0,350638616	-160,127599	0,198574704	-160,1462178	0,227147714	-160,2192179	0,519137802	149,6131265	
500	0,338635518	-169,5625744	0,191777074	-169,5811932	0,21937197	-169,6541935	0,460975773	163,0278447	
1000	0,335344426	-174,6233665	0,189913253	-174,6419857	0,217239962	-174,7149863	0,444495608	171,1575493	
2500	0,334351825	-177,7470438	0,189351119	-177,7656654	0,216596942	-177,8386694	0,43970125	176,3668114	
5000	0,334193274	-178,7998187	0,189261328	-178,8184481	0,216494227	-178,8914623	0,439023835	178,1411872	

Tabla B.91. Intensidades homopolares si hay falta en el punto E del feeder 8 (325 Hz)

B3.1.3. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 en falta (inyección 5 Apico)

En las Tablas B.92 a B.108, se muestran los resultados de las medidas de la resistencia homopolar ($R_{Feeder_i}^0$) y reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) obtenidas a partir de la impedancia homopolar ($Z_{Feeder_i}^0$). Dichas medidas se han realizado con una inyección de corriente de 325 Hz y para los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para los diferentes puntos de falta considerados sobre dichos feeders.

B3.1.3.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	12,17992427	59,0821448	4,850780965	4,237108431	-1540,120954	-363,4839607	5,419540159	-1346,382655	-248,4311613	4,092576572	-664,0940834	-162,2679678
5	25,41007833	58,57440768	2,305164389	4,237109904	-1540,120952	-363,4838336	5,419541688	-1346,382653	-248,4310908	4,092572159	-664,0940745	-162,2681406
10	41,90356321	57,41256827	1,370111844	4,2371115096	-1540,120953	-363,4833885	5,419546596	-1346,382654	-248,430866	4,092566353	-664,0940696	-162,2683696
50	168,5902273	27,99428378	0,166049268	4,237523275	-1540,120793	-363,4483384	5,419904526	-1346,382514	-248,4144338	4,092714538	-664,0940072	-162,2624791
100	300,2358022	-49,69147364	-0,165508155	4,2387484	-1540,119182	-363,3429109	5,420973927	-1346,381104	-248,3651688	4,093236531	-664,0933175	-162,241618
250	463,8692026	-355,7261412	-0,766867339	4,244887515	-1540,098389	-362,8125324	5,42631754	-1346,36292	-248,1172379	4,095851665	-664,0843475	-162,1358393
500	398,4645189	-649,1975784	-1,629248145	4,217975856	-1540,231836	-365,1589977	5,402941568	-1346,47961	-249,2123214	4,084445444	-664,1419317	-162,6027182
1000	244,2451568	-803,8376452	-3,291109866	4,202889416	-1540,513628	-366,5367977	5,390076832	-1346,725973	-249,8528343	4,078365799	-664,2634651	-162,8749106
2500	105,5758697	-860,9133013	-8,154451426	4,198683331	-1541,189619	-367,0649815	5,387232644	-1347,316943	-250,0944422	4,077634946	-664,5549687	-162,9755918
5000	54,38377596	-869,8737901	-15,99509734	4,212959082	-1541,428226	-365,8778062	5,400230056	-1347,525539	-249,5311357	4,084420345	-664,6578592	-162,7300334

Tabla B.92. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto A del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	25,74790968	142,5991712	5,538281472	4,237096308	-1540,12095	-363,4849995	5,419530716	-1346,38265	-248,4315932	4,092546269	-664,094087	-162,2691702
5	40,78689338	141,7017002	3,47419694	4,237097462	-1540,12095	-363,4849006	5,419531774	-1346,382651	-248,4315449	4,092546028	-664,0940855	-162,2691794
10	59,51386255	139,9556169	2,351647346	4,237101392	-1540,120953	-363,4845641	5,419535286	-1346,382654	-248,4313843	4,092546477	-664,0940849	-162,2691614
50	202,1988838	102,4060344	0,506461918	4,237438392	-1540,120862	-363,455635	5,419830294	-1346,382574	-248,4178472	4,092680846	-664,0940416	-162,2638233
100	346,7927931	9,004691258	0,025965624	4,238682052	-1540,119382	-363,3486454	5,42091609	-1346,381279	-248,3678509	4,09320986	-664,0934047	-162,2426964
250	509,9505955	-337,3122479	-0,661460641	4,245093756	-1540,098723	-362,7949845	5,426498183	-1346,363212	-248,1090321	4,095941451	-664,0844913	-162,1323203
500	424,2378015	-648,0060842	-1,527459557	4,217382562	-1540,230912	-365,2101485	5,402421865	-1346,478803	-249,2361457	4,084188353	-664,141534	-162,6128563
1000	256,2441314	-804,7833727	-3,140689967	4,20187894	-1540,509565	-366,6239764	5,389188847	-1346,722423	-249,8933442	4,07792404	-664,2617149	-162,8921256
2500	110,1805286	-861,3741568	-7,81784375	4,197641768	-1541,17603	-367,1528242	5,38630593	-1347,305065	-250,1352657	4,0771647	-664,5491106	-162,9929521
5000	56,67550226	-870,0977069	-15,35227166	4,212322348	-1541,411387	-365,9291146	5,399650498	-1347,510818	-249,5551923	4,08411642	-664,6505989	-162,7403655

Tabla B.93. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto B del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	31,66981484	173,0210415	5,463279224	4,237095077	-1540,120949	-363,485105	5,419529455	-1346,38265	-248,4316509	4,092542446	-664,0940872	-162,2693218
5	47,459905	171,9291105	3,622618093	4,237096217	-1540,120949	-363,4850073	5,419530525	-1346,38265	-248,431602	4,092542448	-664,0940863	-162,2693215
10	67,11111297	169,8965765	2,531571435	4,237099919	-1540,120952	-363,4846903	5,419533892	-1346,382653	-248,4314481	4,092543234	-664,094086	-162,2692903
50	216,2500613	128,5476271	0,594439726	4,237412017	-1540,120861	-363,4578971	5,41980721	-1346,382573	-248,4189051	4,092669577	-664,0940427	-162,2642704
100	365,5564165	28,18560634	0,077103301	4,238642436	-1540,119408	-363,3520476	5,42088145	-1346,381302	-248,3694422	4,093193167	-664,0934164	-162,2433609
250	526,2555874	-333,9615098	-0,634599457	4,245132545	-1540,098715	-362,7916677	5,426532083	-1346,363205	-248,1074808	4,09595828	-664,0844877	-162,1316533
500	431,8488701	-649,3474283	-1,503645079	4,217213976	-1540,231049	-365,2247806	5,402274644	-1346,478924	-249,2429601	4,084115901	-664,1415935	-162,6157557
1000	259,2799314	-805,6212567	-3,107148526	4,201571707	-1540,509653	-366,650806	5,388920374	-1346,7225	-249,905808	4,077791717	-664,2617531	-162,8974208
2500	111,271856	-861,5842337	-7,743056191	4,197319594	-1541,175186	-367,1808047	5,386023324	-1347,304327	-250,1482534	4,077024519	-664,5487471	-162,9984671
5000	57,21619102	-870,1732138	-15,2085135	4,212124761	-1541,410117	-365,9459784	5,399476143	-1347,509708	-249,5630451	4,084029124	-664,6500515	-162,74371

Tabla B.94. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto C del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	48,70687282	259,4886255	5,327556677	4,237092697	-1540,120947	-363,4853087	5,41952785	-1346,382649	-248,4317243	4,092536546	-664,0940876	-162,2695558
5	67,31901964	257,681394	3,827765101	4,237093843	-1540,120947	-363,4852105	5,419528872	-1346,382649	-248,4316775	4,0925368	-664,094087	-162,2695457
10	90,43491965	254,568194	2,814932495	4,237097131	-1540,120948	-363,4849286	5,419531778	-1346,38265	-248,4315444	4,092537831	-664,0940865	-162,2695046
50	263,1284731	198,2194932	0,753318297	4,237348665	-1540,12083	-363,4633237	5,419751799	-1346,382546	-248,4214399	4,092641688	-664,094032	-162,2653735
100	427,1934389	70,70096008	0,165501044	4,238476451	-1540,119411	-363,3662777	5,420736341	-1346,381305	-248,3760914	4,093122062	-664,0934192	-162,2461801
250	568,6845842	-344,0652428	-0,605019465	4,244899497	-1540,098729	-362,8115884	5,42632835	-1346,363217	-248,1167983	4,095858023	-664,0844941	-162,1356235
500	442,3150174	-663,9029017	-1,500973007	4,217511644	-1540,231036	-365,1990003	5,402534857	-1346,478912	-249,2309531	4,08424431	-664,1415873	-162,6106415
1000	259,4465338	-811,2247804	-3,126751275	4,202043482	-1540,508421	-366,609348	5,389331423	-1346,721423	-249,8865475	4,077993344	-664,2612212	-162,8892362
2500	110,560531	-862,5530609	-7,801636382	4,197853797	-1541,169256	-367,1326661	5,386483338	-1347,299143	-250,1259279	4,07724572	-664,5461893	-162,9889967
5000	56,81568441	-870,3974448	-15,3196684	4,21244997	-1541,402462	-365,9159096	5,39975016	-1347,503016	-249,5491413	4,084156147	-664,6467502	-162,7378401

Tabla B.95. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto D del feeder 1 (325 Hz)

B3.1.3.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	2,116132437	-872,2066125	-412,1701446	19,55497086	109,7431046	5,6120311	5,419532258	-1346,382651	-248,4315227	4,092551196	-664,0940864	-162,2689747
5	2,116133261	-872,206613	-412,1699842	32,44792109	109,3918618	3,371305715	5,419533372	-1346,382652	-248,4314717	4,092550561	-664,0940841	-162,2689993
10	2,116135903	-872,2066149	-412,1694706	48,54853691	108,6697348	2,238373013	5,419537203	-1346,382654	-248,4312966	4,092550453	-664,0940829	-162,2690033
50	2,116339239	-872,2065586	-412,1298432	175,6644052	91,74236442	0,522259272	5,419849264	-1346,382567	-248,4169764	4,092689784	-664,0940366	-162,2634677
100	2,117034409	-872,2057142	-411,9941133	325,5198108	44,4722228	0,136619098	5,420919802	-1346,381262	-248,3676776	4,09321122	-664,0933959	-162,2426404
250	2,120556385	-872,1942336	-411,3044293	660,5925852	-216,2014455	-0,327284094	5,426327596	-1346,363532	-248,1168908	4,095857544	-664,0846492	-162,1356803
500	2,105252019	-872,267717	-414,3293579	828,495751	-702,3453339	-0,84773559	5,402887357	-1346,477003	-249,2143394	4,084416007	-664,1406457	-162,6035753
1000	2,096657576	-872,4226309	-416,101628	671,5938798	-1199,704241	-1,786353744	5,39002011	-1346,716161	-249,8536431	4,07832731	-664,258625	-162,875261
2500	2,09414968	-872,7935833	-416,7770774	328,1490435	-1474,65422	-4,493854999	5,387200483	-1347,2888	-250,0907112	4,077587783	-664,5410871	-162,9740725
5000	2,102073294	-872,9248312	-415,2685037	171,4113415	-1524,141711	-8,891720335	5,400184129	-1347,491406	-249,5269372	4,084355467	-664,6410227	-162,7284961

Tabla B.96. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto A del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5												
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0
1	2,116130365	-872,2066103	-412,170547	45,0773831	266,7625691	5,917880559	5,419527446	-1346,382648	-248,4317427	4,092534759	-664,0940875	-162,2696267
5	2,116131039	-872,2066103	-412,1704159	60,20204578	265,961252	4,417810865	5,41952846	-1346,382648	-248,4316962	4,09253507	-664,094087	-162,2696142
10	2,116132844	-872,2066101	-412,1700642	79,07447611	264,6043287	3,346267237	5,419531202	-1346,382648	-248,4315705	4,09253613	-664,0940862	-162,269572
50	2,116260192	-872,2065344	-412,1452256	227,2976467	239,8521597	1,055233801	5,419727178	-1346,38253	-248,4225656	4,092629201	-664,0940252	-162,2658669
100	2,116857967	-872,2057531	-412,0284719	399,4132476	176,9814169	0,443103522	5,420647668	-1346,381323	-248,3801577	4,093078485	-664,0934287	-162,2479098
250	2,12042595	-872,1943217	-411,3297715	763,8906549	-145,4914484	-0,190461092	5,426126533	-1346,363668	-248,1261098	4,095759076	-664,0847169	-162,1395948
500	2,105240719	-872,267523	-414,3314896	906,7759162	-696,0782097	-0,767640822	5,402869479	-1346,476704	-249,2151086	4,084407051	-664,1404981	-162,6038957
1000	2,096559129	-872,4207614	-416,120275	703,0781483	-1210,680648	-1,721971663	5,389863475	-1346,713275	-249,8603687	4,078247035	-664,2572018	-162,878118
2500	2,094064736	-872,7855374	-416,7901413	336,3498428	-1478,181326	-4,394773352	5,387047835	-1347,27638	-250,0954923	4,07749882	-664,5349611	-162,9761259
5000	2,102022351	-872,9144987	-415,2736522	175,1101162	-1525,194985	-8,709919325	5,400072588	-1347,475456	-249,5291376	4,084281047	-664,6331553	-162,7295349

Tabla B.97. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto B del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116130732	-872,2066109	-412,1704759	35,12940799	207,993722	5,920786426	5,419528341	-1346,382649	-248,4317019	4,092537984	-664,0940875	-162,2694988	
5	2,116131399	-872,2066112	-412,1703462	49,22767675	207,3949404	4,212974369	5,419529326	-1346,382649	-248,4316568	4,092538168	-664,0940869	-162,2694913	
10	2,116133318	-872,206612	-412,1699728	66,82578347	206,3272076	3,087538925	5,419532234	-1346,382651	-248,4315237	4,092539118	-664,0940865	-162,2694536	
50	2,116281102	-872,2065543	-412,1411628	205,3863361	185,2557471	0,901986717	5,419759604	-1346,382561	-248,4210849	4,09264581	-664,0940386	-162,2652116	
100	2,116922794	-872,2057778	-412,0158659	367,5096652	129,853121	0,353332533	5,420747763	-1346,381361	-248,3755783	4,093127698	-664,0934464	-162,2459633	
250	2,120501605	-872,194439	-411,3151516	720,7359523	-163,5512445	-0,226922556	5,426243615	-1346,363849	-248,1207893	4,095816849	-664,0848058	-162,1373295	
500	2,105202032	-872,2670031	-414,3388568	879,1803968	-687,2578445	-0,781702876	5,402808437	-1346,475902	-249,2177758	4,08437603	-664,1401023	-162,6050338	
1000	2,096539557	-872,4194214	-416,1235205	697,3516616	-1200,316503	-1,721249937	5,389829787	-1346,711207	-249,8615466	4,078228165	-664,2561816	-162,8786215	
2500	2,094046254	-872,7830537	-416,7926339	337,2257641	-1475,62891	-4,375789358	5,387012341	-1347,272546	-250,0964284	4,077476978	-664,53307	-162,9765352	
5000	2,102013119	-872,9118063	-415,2741952	175,8373976	-1524,540635	-8,670172877	5,400049076	-1347,4713	-249,5294544	4,084264152	-664,6311052	-162,7297061	

Tabla B.98. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto C del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116130127	-872,2066093	-412,1705929	60,99201721	354,8427273	5,817855246	5,41952678	-1346,382647	-248,4317729	4,092531968	-664,0940872	-162,2697373	
5	2,116130841	-872,2066085	-412,1704536	77,45922	353,7333479	4,566704234	5,419527879	-1346,382645	-248,4317224	4,092532391	-664,0940863	-162,2697203	
10	2,116132578	-872,2066069	-412,1701145	97,9966884	351,945389	3,59140084	5,419530548	-1346,382643	-248,4315995	4,09253353	-664,0940846	-162,2696747	
50	2,116238533	-872,2065018	-412,1494284	258,7794821	322,0151001	1,244361019	5,419693608	-1346,38248	-248,4240951	4,092611746	-664,0940021	-162,2665533	
100	2,116770446	-872,2057038	-412,0454844	443,7569784	249,1156063	0,561378454	5,420512441	-1346,381247	-248,3863401	4,093011816	-664,0933924	-162,2505437	
250	2,120290271	-872,1943011	-411,3560832	822,7615943	-110,8658851	-0,134748493	5,425917081	-1346,363636	-248,1356822	4,095655939	-664,0847018	-162,1436741	
500	2,105307501	-872,2674404	-414,3183074	948,0638192	-696,2511557	-0,734392708	5,402972387	-1346,476576	-249,2103383	4,084457759	-664,140435	-162,6018615	
1000	2,096557588	-872,4198669	-416,1201542	718,4284987	-1217,561294	-1,694756397	5,389858867	-1346,711894	-249,8603261	4,07824332	-664,2565208	-162,8780994	
2500	2,094048801	-872,7816094	-416,7914372	340,1214981	-1480,159357	-4,351854751	5,387012731	-1347,270317	-250,0959965	4,077474834	-664,5319703	-162,9763511	
5000	2,102010495	-872,9094566	-415,2735958	176,7903606	-1525,770484	-8,630394095	5,400038252	-1347,467672	-249,5292828	4,084254651	-664,6293161	-162,7296466	

Tabla B.99. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto D del feeder 5 (325 Hz)

B3.1.3.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6												
R _{falta} (Ω)	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R ₀	X ₀	X ₀ /R ₀	R ₀	X ₀	X ₀ /R ₀	R ₀	X ₀	X ₀ /R ₀	R ₀	X ₀	X ₀ /R ₀
1	2,116132193	-872,2066123	-412,1701921	4,237097523	-1540,12095	-363,4848954	20,92162197	119,1012628	5,692735629	4,092549309	-664,0940866	-162,2690496
5	2,116132979	-872,2066128	-412,1700392	4,237098741	-1540,12095	-363,4847909	34,00705219	118,6796573	3,489854299	4,092548858	-664,0940847	-162,269067
10	2,116135505	-872,2066147	-412,1695481	4,237102916	-1540,120953	-363,4844335	50,34248107	117,8245071	2,340458884	4,092549017	-664,0940838	-162,2690604
50	2,11633637	-872,206563	-412,1304039	4,23745515	-1540,120861	-363,4541975	178,7672238	98,1226454	0,548884987	4,092687957	-664,0940404	-162,2635411
100	2,117044795	-872,2057246	-411,9920969	4,238704675	-1540,119381	-363,3467058	327,4478394	43,99264465	0,134350084	4,093219397	-664,0934038	-162,2423182
250	2,120658188	-872,1941621	-411,2846506	4,245077902	-1540,098963	-362,7963958	633,0262931	-237,7641655	-0,375599194	4,095934916	-664,0845944	-162,1326042
500	2,10498737	-872,2681864	-414,3816723	4,217450684	-1540,229683	-365,2039581	731,704875	-699,4554438	-0,95592563	4,084215877	-664,1410038	-162,6116307
1000	2,096183801	-872,4243292	-416,1964846	4,202003683	-1540,505402	-366,6121018	549,9909881	-1102,632864	-2,004819875	4,077971552	-664,2599194	-162,8897875
2500	2,09363096	-872,7980542	-416,8824739	4,197777845	-1541,165322	-367,1383715	259,4646412	-1301,307417	-5,015355507	4,077206571	-664,5444929	-162,9901457
5000	2,1017533	-872,9301598	-415,334264	4,212408183	-1541,398592	-365,9186207	135,643577	-1335,564697	-9,846132979	4,084130767	-664,6450812	-162,7384428

Tabla B.100. Medida de R₀, X₀ y X₀/R₀ si hay falta en el punto A del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6												
R _{falta} (Ω)	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8		
	R ₀	X ₀	X ₀ /R ₀	R ₀	X ₀	X ₀ /R ₀	R ₀	X ₀	X ₀ /R ₀	R ₀	X ₀	X ₀ /R ₀
1	2,116131415	-872,2066116	-412,1703433	4,237095302	-1540,120949	-363,4850857	26,84728125	154,1771775	5,742748252	4,092543412	-664,0940871	-162,2692835
5	2,116132133	-872,2066122	-412,1702036	4,237096485	-1540,12095	-363,4849844	40,19963085	153,676146	3,822824806	4,092543369	-664,0940861	-162,269285
10	2,116134396	-872,2066138	-412,1697637	4,23710029	-1540,120952	-363,4846586	56,86605363	152,7162308	2,685542975	4,092544106	-664,0940858	-162,2692556
50	2,11631506	-872,2065672	-412,1345559	4,237417473	-1540,120869	-363,457431	187,8155299	131,9721099	0,702668783	4,09267217	-664,0940458	-162,2641683
100	2,117017937	-872,2057636	-411,9973422	4,238657386	-1540,11945	-363,3507758	339,2800594	76,11077753	0,224330241	4,093199712	-664,0934341	-162,2431059
250	2,120716901	-872,1942672	-411,2733137	4,245181641	-1540,099148	-362,7875739	650,3312778	-212,2957428	-0,326442461	4,095980109	-664,0846742	-162,1308348
500	2,104784682	-872,2678423	-414,4214131	4,217092577	-1540,229075	-365,2348264	750,6682567	-684,1363076	-0,911369705	4,084060618	-664,1407424	-162,6177485
1000	2,095819861	-872,4228878	-416,2680696	4,201360165	-1540,502857	-366,6676497	564,5224074	-1096,874605	-1,943013405	4,077690274	-664,2588231	-162,9007547
2500	2,093245566	-872,7934779	-416,9570413	4,197094162	-1541,157241	-367,1962509	266,3829894	-1300,466837	-4,881944	4,076899191	-664,5410096	-163,00158
5000	2,101518544	-872,9245242	-415,3779783	4,21198826	-1541,388641	-365,9527391	139,2025239	-1335,471844	-9,593732981	4,083932274	-664,6407908	-162,7453019

Tabla B.101. Medida de R₀, X₀ y X₀/R₀ si hay falta en el punto B del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116130733	-872,2066109	-412,1704756	4,237093094	-1540,120947	-363,4852747	39,35358416	220,0776989	5,592316521	4,092537491	-664,0940875	-162,2695183	
5	2,11613149	-872,2066112	-412,1703284	4,237094387	-1540,120948	-363,4851639	53,63048018	219,3478012	4,089983913	4,092537767	-664,094087	-162,2695073	
10	2,116133582	-872,206612	-412,1699213	4,237098006	-1540,120949	-363,4848538	71,44295069	218,0702873	3,05236955	4,09253889	-664,0940867	-162,2694627	
50	2,116282745	-872,2065532	-412,1408424	4,237360506	-1540,120845	-363,4623116	211,0111543	193,6045046	0,91750839	4,092647159	-664,0940381	-162,265158	
100	2,116937753	-872,2057817	-412,0129562	4,238515902	-1540,119482	-363,3629123	371,2319767	130,6983587	0,352066543	4,093139336	-664,0934494	-162,2455028	
250	2,12064771	-872,1944238	-411,2868063	4,245059633	-1540,099425	-362,798066	692,0282681	-183,311096	-0,264889607	4,095928151	-664,0847938	-162,1329206	
500	2,1048081	-872,2671057	-414,4164524	4,217133512	-1540,227775	-365,2309727	781,4985549	-678,6595261	-0,868407909	4,084076423	-664,1401815	-162,6169818	
1000	2,09583442	-872,4196195	-416,2636185	4,201383879	-1540,497086	-366,6642065	579,0017699	-1098,194995	-1,896704038	4,077691877	-664,2563345	-162,9000804	
2500	2,093280888	-872,7831425	-416,9450681	4,197149363	-1541,138991	-367,1870734	271,4952997	-1301,123633	-4,792435205	4,076894566	-664,53314	-162,9998346	
5000	2,101545097	-872,9117215	-415,366638	4,212022934	-1541,366034	-365,9443594	141,7138382	-1335,722532	-9,425491176	4,083907724	-664,6310423	-162,7438932	

Tabla B.102. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto C del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116130203	-872,2066088	-412,1705779	4,237091225	-1540,120944	-363,4854343	71,07264909	387,3403684	5,449921642	4,092531628	-664,0940869	-162,2697507	
5	2,116131022	-872,2066078	-412,1704179	4,237092653	-1540,120942	-363,4853113	88,34761486	385,8934075	4,367898422	4,092532142	-664,0940858	-162,26973	
10	2,116132917	-872,2066056	-412,1700478	4,237095971	-1540,120938	-363,4850257	109,8725425	383,6027459	3,491343124	4,09253342	-664,0940838	-162,2696789	
50	2,116237648	-872,2064919	-412,1495961	4,237280531	-1540,120737	-363,4691462	277,0684458	346,6926474	1,251288816	4,092610953	-664,0939948	-162,266583	
100	2,116763121	-872,2056934	-412,0469054	4,238207519	-1540,119327	-363,3893148	464,116733	259,7382506	0,559639918	4,093006353	-664,0933847	-162,2507584	
250	2,120360176	-872,1943883	-411,3425626	4,244551958	-1540,099362	-362,8414442	805,3542387	-136,9813413	-0,17008831	4,095709554	-664,084768	-162,1415677	
500	2,105006671	-872,2669881	-414,3773035	4,217484114	-1540,227567	-365,2005615	848,5362974	-692,4182668	-0,816014906	4,084227464	-664,1400914	-162,610946	
1000	2,095966694	-872,4180133	-416,2365822	4,201616512	-1540,49425	-366,6432302	598,9390763	-1113,85897	-1,859719985	4,077788035	-664,2551111	-162,895939	
2500	2,093395317	-872,7760318	-416,9188804	4,197346627	-1541,126435	-367,1668252	275,2153397	-1304,887601	-4,741333104	4,076960252	-664,5277254	-162,9958804	
5000	2,101611972	-872,9025022	-415,3490338	4,212132512	-1541,349755	-365,9309745	143,2370256	-1336,747652	-9,332417	4,083926897	-664,6240221	-162,7414101	

Tabla B.103. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto D del feeder 6 (325 Hz)

B3.1.3.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116139585	-872,2066179	-412,1687549	4,237117944	-1540,120957	-363,4831453	5,419547399	-1346,382658	-248,43083	10,09165099	41,22241855	4,084804222	
5	2,116141245	-872,2066152	-412,1684302	4,237118693	-1540,12095	-363,4830794	5,419548704	-1346,382653	-248,4307691	23,55451743	40,58637776	1,723082542	
10	2,116145141	-872,2066149	-412,1676713	4,237122686	-1540,120949	-363,4827365	5,419552965	-1346,382651	-248,4305735	40,30385828	39,07222477	0,9694413	
50	2,116378377	-872,2065038	-412,1221958	4,237528552	-1540,120756	-363,4478769	5,419909171	-1346,382481	-248,4142149	164,9758394	0,499391295	0,003027057	
100	2,11705156	-872,2055723	-411,9907086	4,238716179	-1540,119112	-363,3456563	5,420945704	-1346,381043	-248,3664505	277,5358191	-93,4362152	-0,336663626	
250	2,120438503	-872,1937604	-411,3270718	4,244689663	-1540,098253	-362,8294117	5,426144427	-1346,362801	-248,1251318	347,3167772	-373,9597381	-1,076710837	
500	2,105551994	-872,2696298	-414,2712374	4,218448508	-1540,232231	-365,1181775	5,403355222	-1346,479955	-249,1933067	253,0369573	-557,378086	-2,202753669	
1000	2,09714522	-872,4298168	-416,0082994	4,203704689	-1540,515091	-366,4660592	5,390791252	-1346,727252	-249,8199595	144,7970055	-633,2854163	-4,373608517	
2500	2,094631903	-872,8142841	-416,6910104	4,199556583	-1541,193979	-366,9896926	5,388001264	-1347,320754	-250,0594725	62,64701906	-659,0067627	-10,51936345	
5000	2,102356207	-872,9499811	-415,2245838	4,213491885	-1541,433592	-365,8328136	5,400703189	-1347,530229	-249,5101436	33,56334533	-663,0997589	-19,75666467	

Tabla B.104. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto A del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116131489	-872,2066117	-412,1703288	4,237095513	-1540,120949	-363,4850675	5,41953035	-1346,382651	-248,4316101	30,17638289	165,0617974	5,469900021	
5	2,11613217	-872,2066124	-412,1701965	4,237096624	-1540,12095	-363,4849725	5,419531338	-1346,382651	-248,4315649	45,60091321	163,829826	3,592687394	
10	2,116134324	-872,2066142	-412,1697778	4,237100262	-1540,120953	-363,4846611	5,41953455	-1346,382654	-248,4314181	64,75946505	161,4884843	2,493666125	
50	2,116317503	-872,2065835	-412,1340877	4,237422095	-1540,120898	-363,4570413	5,419816045	-1346,382605	-248,4185061	206,5399984	113,5262171	0,549657296	
100	2,117054954	-872,2058327	-411,990171	4,238722844	-1540,119572	-363,3451934	5,420951922	-1346,381445	-248,3662398	333,9912227	3,587081523	0,010740047	
250	2,120991559	-872,1946204	-411,2202223	4,245666887	-1540,099772	-362,746257	5,427000391	-1346,364127	-248,0862411	413,3578453	-322,0552316	-0,779119679	
500	2,104056529	-872,2666689	-414,5642746	4,215806148	-1540,227004	-365,3457843	5,401039324	-1346,475388	-249,2993122	302,5514909	-538,2746434	-1,779117471	
1000	2,094495431	-872,4194483	-416,5296498	4,199019386	-1540,496785	-366,8706055	5,38667439	-1346,711253	-250,0079188	173,3612733	-628,510799	-3,625439447	
2500	2,091792322	-872,7849895	-417,2426585	4,194522053	-1541,142254	-367,417845	5,383538154	-1347,275541	-250,2583807	74,6124308	-658,6329811	-8,827389404	
5000	2,100627883	-872,9146355	-415,54939	4,210405841	-1541,37118	-366,0861301	5,397919623	-1347,475671	-249,6287024	39,58923948	-663,1787265	-16,75148943	

Tabla B.105. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto B del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116131957	-872,206612	-412,1702379	4,237096868	-1540,120949	-363,4848514	5,419531361	-1346,382652	-248,4315639	26,85437681	138,4349381	5,155023299	
5	2,116132747	-872,2066126	-412,1700843	4,237098115	-1540,12095	-363,4848446	5,41953249	-1346,382652	-248,4315122	42,51002798	137,1871355	3,22717114	
10	2,116135282	-872,2066147	-412,1695916	4,237102364	-1540,120953	-363,4844808	5,419536156	-1346,382655	-248,4313447	61,94631831	134,7750033	2,175674148	
50	2,116334571	-872,2065682	-412,1307568	4,237452159	-1540,12087	-363,4544563	5,419841206	-1346,382582	-248,4173485	204,8101504	84,6432938	0,41327685	
100	2,117053654	-872,2057473	-411,9903837	4,238720334	-1540,119421	-363,345373	5,420949866	-1346,381312	-248,3663095	329,499898	-28,89468506	-0,087692546	
250	2,120746252	-872,1942624	-411,2676194	4,245233517	-1540,09914	-362,7831387	5,42662044	-1346,363576	-248,1035095	394,8256038	-349,6415173	-0,885559381	
500	2,104762589	-872,2677843	-414,4257357	4,217053529	-1540,228973	-365,238184	5,402132088	-1346,477109	-249,2492014	282,7335153	-550,4987112	-1,94705856	
1000	2,095788429	-872,4228998	-416,2743184	4,201304648	-1540,502878	-366,6725	5,388679223	-1346,716578	-249,9158926	160,7242321	-631,9064248	-3,931618876	
2500	2,093206375	-872,7940845	-416,9651378	4,197025332	-1541,158313	-367,2025281	5,385745809	-1347,289577	-250,1584041	69,18029654	-659,0192107	-9,526111388	
5000	2,10149588	-872,9253417	-415,3828471	4,211948977	-1541,390085	-365,9564949	5,399294728	-1347,492196	-249,5681869	36,84693684	-663,1969304	-17,99869914	

Tabla B.106. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto C del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116130176	-872,206608	-412,1705829	4,237091088	-1540,120943	-363,4854457	5,419526793	-1346,382645	-248,431772	164,0817184	621,3660079	3,786930158	
5	2,116131001	-872,2066065	-412,1704215	4,237092522	-1540,12094	-363,4853221	5,419528047	-1346,382642	-248,4317141	199,3134401	611,5964024	3,068515611	
10	2,116132824	-872,2066036	-412,1700651	4,237095704	-1540,120935	-363,4850478	5,419530823	-1346,382638	-248,431586	242,0930508	596,7884085	2,465119947	
50	2,116226356	-872,2064826	-412,151791	4,237260527	-1540,120721	-363,4708583	5,419674721	-1346,382451	-248,4249554	510,9425301	402,8739723	0,788491755	
100	2,116712396	-872,2057219	-412,0567932	4,238118059	-1540,119377	-363,3969973	5,420422934	-1346,381275	-248,3904469	648,5413105	108,5486717	0,167373566	
250	2,111975656	-872,2180934	-412,9868121	4,229760711	-1540,141225	-364,1201785	5,413141514	-1346,400384	-248,7280964	543,9912177	-382,7901372	-0,7036697	
500	2,104722306	-872,2645597	-414,4321354	4,216980574	-1540,223279	-365,2431526	5,402061842	-1346,472131	-249,251521	334,8237547	-576,0543787	-1,720470458	
1000	2,095258477	-872,4099996	-416,3734494	4,200361018	-1540,4801	-366,7494516	5,387828277	-1346,696666	-249,9516682	180,9754581	-640,7581102	-3,540580126	
2500	2,092574095	-872,7546395	-417,0722755	4,195881506	-1541,088662	-367,2860302	5,384662767	-1347,228688	-250,1974119	76,65514646	-660,840641	-8,62095595	
5000	2,101105452	-872,8770055	-415,4370285	4,211213226	-1541,304734	-366,0001646	5,398534852	-1347,417581	-249,5894938	40,5752223	-663,7727259	-16,35906567	

Tabla B.107. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto D del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8												Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	Feeder 1			Feeder 5			Feeder 6			Feeder 8			
	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	R_0	X_0	X_0/R_0	
1	2,116130487	-872,2066105	-412,1705235	4,237092303	-1540,120947	-363,4853425	5,419527453	-1346,382648	-248,4317424	70,26018293	325,3534503	4,630694608	
5	2,116131205	-872,2066105	-412,1703836	4,237093545	-1540,120947	-363,4852359	5,419528493	-1346,382648	-248,4316948	93,72608302	321,5603333	3,430852148	
10	2,116133116	-872,2066106	-412,1700114	4,237096873	-1540,120947	-363,4849504	5,419531353	-1346,382648	-248,4315637	122,6116782	315,2853356	2,571413591	
50	2,116266217	-872,2065393	-412,1440547	4,237331184	-1540,12082	-363,4648211	5,419736071	-1346,382538	-248,4221593	321,5524496	214,2159503	0,666192873	
100	2,11688783	-872,2057622	-412,0226635	4,238427753	-1540,119448	-363,3704613	5,420694236	-1346,381336	-248,3780264	460,6676178	26,08956872	0,056634258	
250	2,120587812	-872,1942719	-411,2983519	4,244953849	-1540,099156	-362,8070437	5,426376008	-1346,363591	-248,1146881	453,9027343	-375,5199616	-0,827313724	
500	2,104840594	-872,2678961	-414,4104303	4,217191379	-1540,22917	-365,2262921	5,402252801	-1346,477281	-249,2436639	296,3514288	-568,1271251	-1,917072333	
1000	2,095849635	-872,4222031	-416,2618293	4,201412351	-1540,501648	-366,6628075	5,388772023	-1346,715503	-249,9113892	163,2037843	-637,6356336	-3,906990493	
2500	2,093290755	-872,7894682	-416,9461248	4,197171284	-1541,150161	-367,1878169	5,385863866	-1347,28245	-250,1515976	69,64456166	-660,0126877	-9,476873312	
5000	2,101546654	-872,9192028	-415,3698902	4,212033099	-1541,379244	-365,9466126	5,399353859	-1347,482719	-249,5636986	37,05701621	-663,4504844	-17,90350526	

Tabla B.108. Medida de R_0 , X_0 y X_0/R_0 si hay falta en el punto E del feeder 8 (325 Hz)

B3.1.4. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta (inyección 5 Apico)

En las Tablas B.109 a B.125, se muestran los resultados de la medida de la variación porcentual entre prefalta y falta, tanto del valor de la reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$), como del cociente entre dicha reactancia homopolar ($X_{Feeder_i}^0$) y la resistencia homopolar ($R_{Feeder_i}^0$). Todo ello, representado a través de dos factores definidos anteriormente (K_{X_0} y K_{X_0/R_0}). Dichas medidas se han realizado con una inyección de corriente de 325 Hz y para los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para los diferentes puntos de falta considerados sobre dichos feeders.

B3.1.4.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	101,1768855	0,000535967	0,000326662	0,001367609	106,7738703	-7,19043E-07	-7,44383E-07	6,91003E-07
5	100,5592738	0,000570937	0,000355033	0,001261122	106,7156574	-5,35535E-07	-5,89046E-07	2,02392E-06
10	100,3324134	0,000693399	0,000445508	0,001119993	106,5824505	-6,08048E-07	-6,80145E-07	2,76648E-06
50	100,0402865	0,010336159	0,007059874	0,004750039	103,2095932	9,74449E-06	9,72856E-06	1,21588E-05
100	99,95984479	0,039340739	0,026890283	0,017605851	94,30278638	0,00011435	0,000114459	0,000116019
250	99,81394438	0,185255181	0,126688585	0,082792581	59,2153811	0,001464437	0,00146508	0,001466733
500	99,6047155	-0,460289872	-0,314109545	-0,204924391	25,56837197	-0,00720026	-0,007201902	-0,007204356
1000	99,20151837	-0,839341704	-0,571931792	-0,372664643	7,838620172	-0,025496978	-0,025500035	-0,025504985
2500	98,02158543	-0,984652365	-0,66918496	-0,434710057	1,294797233	-0,069389082	-0,069393196	-0,069399913
5000	96,11930565	-0,658044013	-0,442440179	-0,28338316	0,267461658	-0,084881834	-0,084886229	-0,084893278

Tabla B.109. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto A del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	101,3436853	0,000250184	0,000152794	0,000626643	116,3492422	-4,03462E-07	-3,67879E-07	1,51072E-07
5	100,8429018	0,000277395	0,000172263	0,000620974	116,2463456	-4,26851E-07	-4,26096E-07	3,67422E-07
10	100,5705514	0,000369968	0,000236878	0,000632028	116,0461542	-5,99855E-07	-6,1734E-07	4,63924E-07
50	100,1228766	0,008328776	0,005685901	0,003921691	111,7410294	5,31289E-06	5,30684E-06	6,97779E-06
100	100,0062997	0,037763084	0,025810674	0,016941245	101,0324035	0,000101375	0,000101483	0,000102889
250	99,83951791	0,190082852	0,129991624	0,08496121	61,32656589	0,001442734	0,001443393	0,001445077
500	99,62941122	-0,474362162	-0,323699433	-0,211172078	25,70497885	-0,007140249	-0,007141941	-0,00714447
1000	99,2380129	-0,863325761	-0,588238034	-0,383273469	7,730190881	-0,025233218	-0,025236362	-0,025241445
2500	98,10325243	-1,008819103	-0,685617405	-0,445408408	1,241959357	-0,068506739	-0,068510941	-0,068517792
5000	96,27526657	-0,672159673	-0,452123552	-0,289750368	0,241789215	-0,083788467	-0,083792902	-0,083800015

Tabla B.110. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto B del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	101,3254885	0,000221164	0,000129587	0,000533177	119,8371624	-3,62325E-07	-3,20125E-07	1,10985E-07
5	100,8789114	0,000248034	0,000149271	0,000533363	119,7119706	-3,99211E-07	-3,79166E-07	2,47394E-07
10	100,6142041	0,000335268	0,000211219	0,000552628	119,4789371	-5,46024E-07	-5,45976E-07	2,96881E-07
50	100,1442216	0,007706443	0,005260077	0,003646183	114,7382083	5,37106E-06	5,36729E-06	6,82236E-06
100	100,0187066	0,0368271	0,025170133	0,016531735	103,2315286	9,96885E-05	9,97933E-05	0,000101128
250	99,84603491	0,19099536	0,13061605	0,085372271	61,71073384	0,001443261	0,001443924	0,001445611
500	99,63518903	-0,478387661	-0,326442403	-0,212958814	25,55119142	-0,007149184	-0,007150891	-0,007153442
1000	99,24615065	-0,87070696	-0,593255032	-0,386536661	7,634126019	-0,025238907	-0,025242077	-0,025247202
2500	98,12139722	-1,016516916	-0,69084527	-0,448807101	1,217873679	-0,068451929	-0,06845616	-0,068463056
5000	96,31014484	-0,676799147	-0,455284503	-0,29181147	0,233132209	-0,083705996	-0,08371045	-0,083717592

Tabla B.111. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto C del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	101,2925598	0,000165124	0,000100037	0,000388969	129,7508208	-2,43031E-07	-2,47333E-07	5,57646E-08
5	100,9286837	0,000192154	0,000118871	0,000395246	129,5436186	-2,61465E-07	-2,68608E-07	1,37617E-07
10	100,6829526	0,000269696	0,000172445	0,000420523	129,1866849	-3,02923E-07	-3,13111E-07	2,12268E-07
50	100,1827684	0,006213509	0,004239769	0,002966383	122,7262086	7,39083E-06	7,39028E-06	8,42973E-06
100	100,0401535	0,032912188	0,022493666	0,014794422	108,1059877	9,94812E-05	9,95772E-05	0,000100709
250	99,85321155	0,185514902	0,126865529	0,082925622	60,55232333	0,001442377	0,001443021	0,001444648
500	99,63583732	-0,471295127	-0,321609288	-0,209807183	23,88238115	-0,007148312	-0,007149994	-0,007152509
1000	99,24139468	-0,85930128	-0,585502199	-0,381492892	6,991672317	-0,025158911	-0,025162041	-0,025167102
2500	98,10718462	-1,003273327	-0,681858705	-0,442970913	1,106795954	-0,068066916	-0,068071096	-0,06807791
5000	96,28317669	-0,668526787	-0,449687899	-0,288194103	0,20742374	-0,083208983	-0,083213395	-0,083220469

Tabla B.112. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto D del feeder 1 (325 Hz)

B3.1.4.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,00021149	101,5439474	0,00018117	0,000747115	-4,71524E-07	107,125616	-4,52493E-07	2,40773E-07
5	0,000250417	100,9274928	0,000201706	0,000731958	-5,25893E-07	107,1028098	-4,77738E-07	5,84517E-07
10	0,000375031	100,6158074	0,000272195	0,000729495	-7,45327E-07	107,0559222	-6,70301E-07	7,68533E-07
50	0,009989346	100,1436807	0,006036436	0,004140814	5,70628E-06	105,9568286	5,84401E-06	7,73795E-06
100	0,042919821	100,0375858	0,025880409	0,016975794	0,000102519	102,8875799	0,000102755	0,000104215
250	0,21024939	99,90995962	0,126828288	0,082890606	0,001418784	85,96204756	0,001419636	0,001421298
500	-0,523651935	99,76677622	-0,314921843	-0,205452586	-0,007006214	54,39674157	-0,007008268	-0,007010722
1000	-0,953636107	99,50854938	-0,572257353	-0,37288055	-0,024767356	22,10324477	-0,024771222	-0,024776164
2500	-1,117512125	98,76367835	-0,667683135	-0,433773777	-0,067297696	4,250752129	-0,067302934	-0,067309611
5000	-0,751505368	97,55376478	-0,440750163	-0,282435782	-0,082345496	1,037531015	-0,082351063	-0,082358016

Tabla B.113. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto A del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,00011387	101,6280908	9,26228E-05	0,00034531	-2,20811E-07	117,3208845	-2,07841E-07	6,32274E-08
5	0,000145677	101,2154009	0,000111334	0,000352995	-2,19162E-07	117,268855	-2,01231E-07	1,48483E-07
10	0,00023101	100,9206044	0,000161965	0,000379	-2,02972E-07	117,18075	-1,79317E-07	2,6296E-07
50	0,006257297	100,2903094	0,003786645	0,002662305	8,47728E-06	115,5735925	8,54735E-06	9,44306E-06
100	0,034583824	100,1219039	0,020856857	0,013728488	9,8054E-05	111,4913973	9,82353E-05	9,9277E-05
250	0,204100918	99,94760152	0,123117417	0,080478261	0,00140869	90,55324525	0,001409517	0,001411105
500	-0,524169136	99,78881139	-0,31523148	-0,20565003	-0,006983972	54,80366573	-0,006986028	-0,006988489
1000	-0,958160194	99,52626178	-0,574964587	-0,374641218	-0,024553016	21,39054707	-0,0245569	-0,024561865
2500	-1,120681649	98,79093708	-0,669607648	-0,435039177	-0,066375216	4,021737237	-0,066380463	-0,06638715
5000	-0,752754485	97,60378075	-0,441635878	-0,283075954	-0,08116085	0,96914198	-0,081166404	-0,081173332

Tabla B.114. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto B del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,000131119	101,6288902	0,000109073	0,000424115	-2,90403E-07	113,5050252	-2,72459E-07	7,1959E-08	
5	0,000162581	101,1590475	0,000127213	0,000428715	-3,3004E-07	113,4661464	-3,05157E-07	1,5956E-07	
10	0,000253185	100,8494247	0,000180796	0,000451983	-4,17913E-07	113,3968185	-3,85339E-07	2,16912E-07	
50	0,007243013	100,248149	0,004382663	0,003066106	6,20319E-06	112,0286493	6,29132E-06	7,43917E-06	
100	0,037642249	100,0972067	0,022700188	0,014928002	9,52209E-05	108,4313587	9,54214E-05	9,66124E-05	
250	0,207647973	99,93757047	0,125259052	0,081874283	0,001395238	89,38062331	0,001396084	0,00139771	
500	-0,525956552	99,78494273	-0,316305076	-0,206351373	-0,006924363	55,37637174	-0,006926426	-0,00692889	
1000	-0,958947631	99,52646034	-0,575438729	-0,374951473	-0,024399379	22,06349062	-0,024403264	-0,024408232	
2500	-1,121286403	98,79615984	-0,669984464	-0,435291376	-0,066090462	4,187465527	-0,066095709	-0,066102393	
5000	-0,752886233	97,61471555	-0,441763409	-0,283181467	-0,080852169	1,011628859	-0,080857716	-0,080864633	

Tabla B.115. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto C del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,000102732	101,6005724	8,04573E-05	0,000277158	-1,01501E-07	123,0399261	-8,87794E-08	1,136E-07	
5	0,000136536	101,2563635	0,000100821	0,000287636	-1,573E-08	122,9678941	3,67106E-10	2,51576E-07	
10	0,000218795	100,988044	0,000150254	0,000315729	1,72082E-07	122,851802	1,91937E-07	5,02079E-07	
50	0,005237622	100,3423409	0,003170998	0,0022393	1,22152E-05	120,9084294	1,22695E-05	1,29268E-05	
100	0,030456287	100,154443	0,018368279	0,012105325	0,00010371	116,1750678	0,000103867	0,000104732	
250	0,19771725	99,96292883	0,119264292	0,077964372	0,001411047	92,80148188	0,001411851	0,001413375	
500	-0,520970904	99,79795841	-0,313311297	-0,204396462	-0,006974492	54,79243635	-0,006976536	-0,006978984	
1000	-0,958130888	99,53374908	-0,57494746	-0,374629726	-0,024450457	20,94378695	-0,02445434	-0,024459306	
2500	-1,120996048	98,80274458	-0,669810583	-0,435177976	-0,065924866	3,89330373	-0,065930113	-0,065936797	
5000	-0,752740816	97,62565924	-0,441694362	-0,283144815	-0,080582766	0,931774845	-0,080588311	-0,080595224	

Tabla B.116. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto D del feeder 5 (325 Hz)

B3.1.4.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,000199973	0,00027884	102,2914666	0,000700962	-4,54702E-07	-4,11544E-07	108,8460189	1,98966E-07	
5	0,000237076	0,000307568	101,4047525	0,000690248	-5,11278E-07	-4,43754E-07	108,8147049	4,86096E-07	
10	0,000356219	0,0004059	100,9420925	0,00069427	-7,2892E-07	-6,35559E-07	108,7511903	6,27487E-07	
50	0,009853291	0,008724244	100,2209398	0,00409561	5,20142E-06	5,34348E-06	107,2878721	7,15693E-06	
100	0,043409024	0,038296688	100,0540792	0,01717435	0,000101329	0,000101457	103,2674697	0,000103021	
250	0,215048049	0,189694594	99,84881206	0,084786277	0,001426984	0,001427203	82,34052063	0,001429551	
500	-0,536344346	-0,472659085	99,61521634	-0,210416757	-0,007060027	-0,007060442	48,04928256	-0,007064645	
1000	-0,976650016	-0,860058894	99,19301052	-0,381832589	-0,024962067	-0,02496289	18,10404955	-0,024971083	
2500	-1,143083174	-1,004842965	97,98119564	-0,443678935	-0,067810287	-0,067811453	3,347876508	-0,067822453	
5000	-0,767459995	-0,669272644	96,03668849	-0,288565491	-0,082956428	-0,082957684	0,803482464	-0,082969154	

Tabla B.117. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalla y falta si hay falta en el punto A del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,000163297	0,000226472	102,3115979	0,000556813	-3,69476E-07	-3,5918E-07	111,4512154	1,26387E-07
5	0,0001972	0,000254346	101,5387813	0,000555891	-4,38334E-07	-4,07009E-07	111,4140023	2,72699E-07
10	0,000303909	0,000343982	101,0809973	0,000573964	-6,28016E-07	-5,72327E-07	111,3427064	3,20954E-07
50	0,008845962	0,007834664	100,2828415	0,003709072	4,72099E-06	4,83824E-06	109,8019765	6,35085E-06
100	0,042136437	0,037176985	100,0902985	0,016688932	9,68596E-05	9,69793E-05	105,6529827	9,84575E-05
250	0,217798585	0,192121626	99,86859885	0,085876681	0,001414933	0,00141515	84,23213909	0,001417527
500	-0,545986178	-0,481151392	99,6331512	-0,214186887	-0,007020573	-0,007020996	49,18708214	-0,007025273
1000	-0,994017791	-0,875340892	99,21788915	-0,388591212	-0,024796815	-0,024797656	18,53173327	-0,024805987
2500	-1,161174554	-1,020766402	98,03489706	-0,4507254	-0,067285604	-0,067286786	3,410308999	-0,067297934
5000	-0,778065854	-0,678659107	96,13828572	-0,292792447	-0,082310294	-0,082311562	0,810378907	-0,082323105

Tabla B.118. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto B del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,000131193	0,000174476	102,2510454	0,000412079	-2,86912E-07	-2,61667E-07	116,3458508	7,12597E-08
5	0,000166916	0,000204955	101,6463195	0,000418893	-3,29469E-07	-2,9636E-07	116,2916391	1,44138E-07
10	0,000265676	0,000290279	101,2286541	0,000446375	-4,1388E-07	-3,71164E-07	116,1967542	1,92308E-07
50	0,00732073	0,006491945	100,3693198	0,003099138	6,32023E-06	6,4073E-06	114,3796049	7,50866E-06
100	0,038348197	0,033838067	100,1417155	0,015211832	9,47736E-05	9,48791E-05	109,707371	9,61617E-05
250	0,214525044	0,1892351	99,8933754	0,084591259	0,001396981	0,001397197	86,38491838	0,00139953
500	-0,544782607	-0,480091187	99,65044439	-0,213714435	-0,006936124	-0,006936547	49,59385963	-0,006940812
1000	-0,992937876	-0,874393612	99,23652982	-0,388175647	-0,0244221	-0,024422937	18,43366382	-0,024431258
2500	-1,158269638	-1,018241533	98,07092656	-0,449649801	-0,066100642	-0,066101822	3,36152675	-0,066112926
5000	-0,775314506	-0,67635372	96,20600719	-0,29192432	-0,080842447	-0,080843708	0,791759592	-0,080855158

Tabla B.119. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto C del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6					Inyección: 5 A			
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)			
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8
1	0,000106378	0,000130576	102,193728	0,000268901	-5,1203E-08	-3,66596E-08	128,7689662	1,61991E-07
5	0,000145192	0,000164419	101,7581869	0,000281632	6,9315E-08	8,72149E-08	128,661496	3,27283E-07
10	0,000234979	0,000242976	101,4053518	0,000313157	3,18415E-07	3,40179E-07	128,4913614	6,3068E-07
50	0,005196926	0,004611656	100,5036746	0,002220996	1,33584E-05	1,34071E-05	125,7499344	1,40215E-05
100	0,030111514	0,026574362	100,2252689	0,011973028	0,000104905	0,000104979	119,2915626	0,000105892
250	0,200997573	0,177301153	99,93153526	0,079262438	0,00140105	0,001401251	89,82597245	0,001403413
500	-0,5352844	-0,471724653	99,67153386	-0,2099948	-0,006922642	-0,006923059	48,57195543	-0,006927255
1000	-0,9863784	-0,868622748	99,25141681	-0,385623529	-0,024237945	-0,024238777	17,27025195	-0,024247045
2500	-1,151916047	-1,012670972	98,09149642	-0,447212979	-0,065285384	-0,065286558	3,081965205	-0,065297598
5000	-0,771043414	-0,672671346	96,24347185	-0,290394144	-0,079785436	-0,079786689	0,715620697	-0,079798055

Tabla B.120. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto D del feeder 6 (325 Hz)

B3.1.4.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,000548671	0,000760308	0,000460028	102,5172857	-1,09004E-06	-9,02564E-07	-9,63163E-07	106,207316	
5	0,000627441	0,000778434	0,000484542	101,0618602	-7,85818E-07	-4,47009E-07	-5,35195E-07	106,1115403	
10	0,000811578	0,000872771	0,000563244	100,5974242	-7,49221E-07	-3,47413E-07	-4,57499E-07	105,8835375	
50	0,011844739	0,010463136	0,007148015	100,0018654	1,19926E-05	1,21911E-05	1,2173E-05	100,0751989	
100	0,043745857	0,038585438	0,026374353	99,79252897	0,000118783	0,000118919	0,000119025	85,93027451	
250	0,204755909	0,180611453	0,12351107	99,33647033	0,001473046	0,001473251	0,001473877	43,68874157	
500	-0,509550875	-0,449059669	-0,306455687	98,64253951	-0,007225515	-0,007225909	-0,007227514	16,06941002	
1000	-0,930992945	-0,819880557	-0,558698878	97,30473687	-0,025591237	-0,025592023	-0,025595009	4,639202814	
2500	-1,096630745	-0,963939342	-0,655108799	93,51737762	-0,069671076	-0,0696722	-0,069676236	0,766054887	
5000	-0,740849633	-0,645665945	-0,433990364	87,82483398	-0,085228978	-0,085230203	-0,085234553	0,149727137	

Tabla B.121. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto A del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,0001668	0,000231473	0,000146026	103,3708595	-3,87089E-07	-3,58686E-07	-3,89384E-07	124,8551825	
5	0,00019891	0,000257617	0,000164206	102,2140157	-4,60205E-07	-4,14803E-07	-4,47785E-07	124,6696709	
10	0,000300491	0,000343295	0,000223282	101,5367371	-6,71412E-07	-6,06632E-07	-6,39588E-07	124,3171092	
50	0,00895954	0,007941869	0,005420687	100,3387297	2,84821E-06	2,97209E-06	2,96633E-06	117,0948995	
100	0,04387629	0,038712773	0,026459183	100,0066186	8,89327E-05	8,90604E-05	8,91703E-05	100,5401466	
250	0,230679505	0,203488473	0,139165554	99,51986271	0,001374439	0,001374677	0,001375382	51,50457783	
500	-0,580646914	-0,511677438	-0,349125487	98,90360792	-0,006886044	-0,006886491	-0,006888319	18,9460269	
1000	-1,057481801	-0,931176832	-0,634357144	97,76580066	-0,024402468	-0,024403359	-0,024406743	5,35816982	
2500	-1,230470345	-1,081729995	-0,735174232	94,56006703	-0,066312395	-0,066313642	-0,066318099	0,822339326	
5000	-0,819653387	-0,7153568	-0,481713201	89,67679169	-0,081176533	-0,081177852	-0,081182429	0,137836113	

Tabla B.122. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto B del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,000188865	0,000263422	0,000164594	103,1768148	-4,11504E-07	-3,72557E-07	-4,7126E-07	120,8456815	
5	0,000226141	0,00029281	0,000185402	101,988764	-4,88562E-07	-4,25635E-07	-5,05484E-07	120,657786	
10	0,000345682	0,000392885	0,000252855	101,3407726	-7,22694E-07	-6,37175E-07	-6,96921E-07	120,2945645	
50	0,009767691	0,008653055	0,005886648	100,2546844	4,60001E-06	4,73751E-06	4,71532E-06	112,745678	
100	0,043824693	0,038663364	0,026431097	99,94595893	9,87283E-05	9,88544E-05	9,90012E-05	95,64900733	
250	0,219180127	0,193341807	0,132214576	99,45426859	0,001415482	0,001415712	0,001416327	47,35060534	
500	-0,547034901	-0,482075101	-0,32895465	98,8001132	-0,007013929	-0,007014348	-0,007016084	17,10531366	
1000	-0,995533866	-0,876675267	-0,597314334	97,57711571	-0,024798188	-0,024799027	-0,024802217	4,846852842	
2500	-1,163138905	-1,022493332	-0,694931192	94,12947531	-0,067355159	-0,067356345	-0,067360584	0,764180463	
5000	-0,779247105	-0,679692382	-0,457354205	88,90819104	-0,082404028	-0,082405296	-0,082409745	0,135094943	

Tabla B.123. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto C del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,000105165	0,000127427	8,0836E-05	102,333719	3,71905E-08	5,14969E-08	5,39436E-08	193,5659599	
5	0,000144329	0,000161447	0,000104155	101,8909916	2,10934E-07	2,25994E-07	2,26459E-07	192,0948422	
10	0,000230801	0,000236892	0,000155707	101,5191453	5,47825E-07	5,64166E-07	5,62561E-07	189,8650386	
50	0,004664409	0,004140616	0,002824706	100,4859129	1,44148E-05	1,44542E-05	1,44591E-05	160,6651948	
100	0,027712568	0,024460801	0,016715218	100,103145	0,00010164	0,000101713	0,000101783	116,3453754	
250	-0,197926517	-0,174496349	-0,11919703	99,56635922	-0,001316774	-0,001316895	-0,001317521	42,3590506	
500	-0,54858759	-0,483442027	-0,329888385	98,93974951	-0,006644223	-0,006644649	-0,006646373	13,25711385	
1000	-1,019584801	-0,897845719	-0,611714905	97,81809574	-0,023319156	-0,023320016	-0,023323279	3,513956556	
2500	-1,189132412	-1,045465932	-0,710632811	94,68728291	-0,06283272	-0,062833926	-0,062838232	0,489907533	
5000	-0,79239248	-0,691706503	-0,465930763	89,91862525	-0,076862193	-0,076863465	-0,076867866	0,048391037	

Tabla B.124. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto D del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8									Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	% VARIACIÓN X_0/R_0 (Prefalta-Falta)				% VARIACIÓN X_0 (Prefalta-Falta)				
	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	Feeder 1	Feeder 5	Feeder 6	Feeder 8	
1	0,000119577	0,000155835	9,27359E-05	102,853694	-2,38744E-07	-2,18986E-07	-2,16464E-07	148,9920715	
5	0,000153507	0,000185159	0,000111927	102,1142837	-2,46692E-07	-2,20892E-07	-2,22236E-07	148,4208999	
10	0,00024381	0,000263696	0,000164699	101,5846494	-2,51728E-07	-2,18538E-07	-2,24585E-07	147,476004	
50	0,00654138	0,00580156	0,00395017	100,4105455	7,91365E-06	7,98433E-06	7,97629E-06	132,2568675	
100	0,035993033	0,031761242	0,021714767	100,0349012	9,70091E-05	9,7104E-05	9,72433E-05	103,9285952	
250	0,211723887	0,186765216	0,127714921	99,49016283	0,001414401	0,001414623	0,001415238	43,45380143	
500	-0,54332154	-0,47880348	-0,326725678	98,81859239	-0,00702675	-0,007027167	-0,007028897	14,45080819	
1000	-0,992503797	-0,87400873	-0,595501614	97,5922931	-0,024718314	-0,024719152	-0,024722335	3,984142426	
2500	-1,158526021	-1,018446091	-0,692191401	94,15981858	-0,066825896	-0,066827077	-0,0668313	0,614581624	
5000	-0,776103535	-0,676973605	-0,455547555	88,96685486	-0,081700185	-0,081701448	-0,081705875	0,09691451	

Tabla B.125. Comparativa de X_0 y X_0/R_0 entre prefalta y falta si hay falta en el punto E del feeder 8 (325 Hz)

B3.2. PROTECCIÓN DE LÍNEA CON COMUNICACIÓN

En las Tablas B.126 a B.142, se muestran los resultados de la medida comparativa del módulo y ángulo de la intensidad homopolar, entre los diferentes feeders considerados. Todo ello, representado a través de cuatro factores definidos anteriormente (K_{MSF} , K_{mF} , K_{ASF} y K_{aF}). Dichas medidas se han realizado con una inyección de corriente de 325 Hz y para los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución, para los diferentes puntos de falta considerados sobre dichos feeders.

B3.2.1.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1							Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	5,166706233	0,073367385	0,195460062	90,91643816	1,291016174	167,9984359	
5	5,468529621	0,077255078	0,195459631	90,38580397	1,276899419	156,1952995	
10	6,087741712	0,085057819	0,195458939	89,2971702	1,24765847	143,5224233	
50	14,63721291	0,165261895	0,195456556	74,26638528	0,83850687	99,07479941	
100	26,06459627	0,213141032	0,195456215	54,17595632	0,443019302	80,24912728	
250	50,06780678	0,241939722	0,195456085	11,97602474	0,057871041	52,16320291	
500	65,23626889	0,24752523	0,195456239	-14,69157737	-0,055744084	31,1884097	
1000	71,93713555	0,249041725	0,195457196	-26,47233989	-0,091645534	16,54957129	
2500	74,23679552	0,249495564	0,195464815	-30,51536283	-0,102556254	6,639855419	
5000	74,5855278	0,249568278	0,195488826	-31,12847128	-0,104157994	3,225341148	

Tabla B.126. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto A del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1						Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	12,41090073	0,246864283	0,195457896	78,18045388	1,555081466	169,411785	
5	12,62928867	0,247011077	0,195457833	77,79650711	1,521589974	163,5891742	
10	13,02574632	0,247229544	0,195457726	77,09949683	1,463353652	156,6100748	
50	19,41245211	0,248781265	0,195456795	65,87105965	0,844173907	116,5073793	
100	29,712322	0,249389206	0,195456356	47,76290687	0,400896081	91,13424234	
250	52,36758906	0,249621828	0,195456117	7,932788345	0,03781341	56,16354824	
500	66,33219996	0,249633732	0,195456247	-16,61832861	-0,0625412	32,8596994	
1000	72,31987347	0,249623314	0,195457191	-27,14522963	-0,09369599	17,30981041	
2500	74,32557734	0,249611511	0,195464718	-30,67144973	-0,103005549	6,937745492	
5000	74,61795834	0,249606623	0,19548843	-31,18548723	-0,104319447	3,374742775	

Tabla B.127. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto B del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1						Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	15,06519217	0,349252348	0,195457612	73,51395658	1,704254528	169,2743032	
5	15,27621063	0,344763044	0,19545757	73,14296605	1,65073605	164,2150955	
10	15,64550871	0,337608834	0,195457501	72,49370489	1,564315719	158,0923205	
50	21,54678319	0,284842187	0,195456804	62,1187022	0,821191118	120,3758344	
100	31,40231599	0,26305737	0,195456386	44,79173639	0,375220617	94,05582787	
250	53,38357587	0,252324112	0,195456127	6,146586717	0,029052607	57,24742444	
500	66,78708004	0,250360102	0,195456251	-17,41805114	-0,065293842	33,27358069	
1000	72,46745127	0,249817663	0,195457193	-27,40468548	-0,094472406	17,48844904	
2500	74,35535947	0,249647398	0,195464716	-30,72380955	-0,103154892	7,007393833	
5000	74,6274894	0,249617494	0,195488411	-31,20224375	-0,104366715	3,409876889	

Tabla B.128. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto C del feeder 1 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1						Inyección: 5 A	
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	22,61293891	0,922636525	0,195457191	60,24429854	2,458043623	169,0160065	
5	22,81074439	0,830042416	0,19545717	59,89653768	2,179528471	165,0056847	
10	23,13832383	0,726101036	0,195457138	59,32062184	1,861533502	160,0894183	
50	28,21563235	0,378324732	0,195456757	50,39422983	0,675702861	126,6382888	
100	37,08621675	0,295974048	0,195456425	34,79889719	0,277719632	99,04419316	
250	56,9286012	0,258723318	0,195456145	-0,085905641	-0,000390415	58,47186806	
500	68,32144994	0,252039535	0,195456257	-20,11561965	-0,074207023	33,32057656	
1000	72,92874246	0,25024122	0,195457194	-28,21567935	-0,09681678	17,38361344	
2500	74,43012043	0,2497127	0,19546468	-30,85524643	-0,103519205	6,952716542	
5000	74,64476739	0,249632461	0,195488243	-31,23262006	-0,1044504	3,382646265	

Tabla B.129. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto D del feeder 1 (325 Hz)

B3.2.1.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5						
Inyección: 5 A						
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	8,505930955	0,158693371	0,214077185	83,2147865	1,552520828	169,5434991
5	8,706696304	0,160492006	0,214077077	82,81860544	1,52660937	163,1254517
10	9,082007313	0,163695804	0,214076895	82,077984	1,479388981	155,5740632
50	15,12214135	0,194812416	0,214075574	70,15866111	0,903825586	117,223133
100	25,06978703	0,211300483	0,2140751	50,52843392	0,425878467	97,42639093
250	53,03875483	0,220143556	0,214074869	-4,664242996	-0,019359486	71,52417431
500	82,87268825	0,22177572	0,214075057	-63,53715762	-0,170031879	49,3585087
1000	104,8861746	0,222214743	0,214076299	-106,9775614	-0,226645613	28,88830932
2500	115,1993632	0,222344928	0,21408618	-127,3291364	-0,24575646	12,19383853
5000	116,9376245	0,222365334	0,214117305	-130,7593468	-0,248648337	6,064669917

Tabla B.130. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto A del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5						
Inyección: 5 A						
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	20,64408177	1,315831385	0,214075902	59,26191698	3,777290322	170,0557114
5	20,80778541	1,058579485	0,214075885	58,93887177	2,998468086	166,8925784
10	21,07312477	0,848720157	0,214075858	58,41526331	2,352674888	163,0086413
50	25,21477619	0,371732005	0,214075542	50,24231878	0,740703695	136,1863429
100	33,33553755	0,276843251	0,214075228	34,21718131	0,28416508	113,545168
250	59,3378812	0,233270132	0,21407492	-17,09464974	-0,06720279	78,86316825
500	87,22198322	0,225286575	0,214075074	-72,1198566	-0,186279134	52,13632439
1000	106,803609	0,223129667	0,214076299	-110,7613384	-0,231397991	29,79323921
2500	115,6001163	0,222500398	0,21408606	-128,1199641	-0,246597875	12,46743626
5000	117,0506429	0,222407319	0,214116768	-130,9823719	-0,248878925	6,19745637

Tabla B.131. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto B del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5						
Inyección: 5 A						
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	16,09588981	0,593649667	0,214076156	68,23711017	2,516725586	170,060331
5	16,26512068	0,559037474	0,214076128	67,90315778	2,333853561	166,2941809
10	16,54912717	0,514013133	0,214076085	67,34271246	2,091653429	161,7006798
50	21,10556913	0,312841472	0,214075598	58,35123937	0,864922783	131,6969451
100	29,74215492	0,255373306	0,21407521	41,30819763	0,354682135	109,1068347
250	56,39527689	0,228856379	0,214074906	-11,28784952	-0,045806963	76,86143968
500	85,14533042	0,224102859	0,214075066	-68,02188531	-0,179033881	51,63280071
1000	105,9006686	0,222826779	0,214076286	-108,9795172	-0,229305019	29,80367229
2500	115,4255315	0,222452565	0,214086	-127,7754465	-0,246253801	12,52120234
5000	117,0077799	0,222395934	0,214116578	-130,8977881	-0,248796583	6,227218992

Tabla B.132. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto C del feeder 5 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5						Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	27,47359907	1,096716562	0,214075677	45,78486112	1,827682473	169,8939529
5	27,63144113	0,97059405	0,214075667	45,47338287	1,597317876	167,295454
10	27,87707329	0,841262977	0,214075651	44,98866366	1,35764959	164,0874318
50	31,52272424	0,417774089	0,214075466	37,79450368	0,500894664	140,8606682
100	38,83199631	0,301050153	0,214075237	23,37072193	0,181184592	118,9557885
250	63,34971535	0,239364101	0,214074939	-25,01141906	-0,094504542	81,97234527
500	89,74921528	0,227023152	0,214075082	-77,1069803	-0,195044265	53,35434705
1000	107,8483161	0,223593375	0,214076299	-112,8229154	-0,233906818	30,19118874
2500	115,8117885	0,222579861	0,214086002	-128,5376683	-0,247037859	12,58962309
5000	117,1095874	0,222428713	0,214116508	-131,0986904	-0,248998512	6,257276176

Tabla B.133. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto D del feeder 5 (325 Hz)

B3.2.1.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6						Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	10,35703329	0,199611753	0,214077038	81,79134855	1,576369796	169,683843
5	10,57380549	0,201113636	0,214076948	81,41024242	1,548421698	163,6575273
10	10,97403565	0,20372693	0,214076797	80,70659971	1,498273587	156,511511
50	17,46594777	0,228398986	0,214075604	69,29319976	0,906134427	118,4086235
100	28,29742043	0,2412035	0,214075121	50,25043867	0,428328148	97,29872873
250	57,91682172	0,247962809	0,214074874	-1,82329146	-0,007806169	69,06047814
500	86,69071876	0,249183567	0,21407506	-52,41054471	-0,150648728	45,93852829
1000	105,5087854	0,249500927	0,214076311	-85,49449961	-0,202172329	26,15818451
2500	113,5718893	0,249587961	0,214086269	-99,67020713	-0,219037333	10,92466874
5000	114,8822422	0,249599133	0,214117631	-101,9739383	-0,22155388	5,447161465

Tabla B.134. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto A del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6						Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	13,4037508	0,315880066	0,21407658	76,43492884	1,801307014	169,7688938
5	13,60500598	0,31326495	0,214076529	76,08110309	1,751821574	164,9875775
10	13,95728743	0,309008496	0,214076445	75,46175876	1,670691721	159,2233855
50	19,6602602	0,274962664	0,214075639	65,43538938	0,915160266	124,7414184
100	29,78105974	0,259590739	0,214075177	47,64205938	0,41527862	102,2907098
250	58,59342912	0,251698141	0,214074891	-3,012831726	-0,012942136	71,56773104
500	86,98280534	0,250209779	0,214075064	-52,92406075	-0,152238336	47,30257633
1000	105,6315463	0,249785946	0,214076305	-85,71032514	-0,202678417	26,88155411
2500	113,6192724	0,249645439	0,214086189	-99,75351103	-0,219179445	11,22463222
5000	114,9062546	0,249618326	0,214117311	-102,0161543	-0,221616323	5,598666389

Tabla B.135. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto B del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6							Inyección: 5 A	
R _{falta} (Ω)	K _{MSF}		K _{ASF}	K _{mF}		K _{aF}		
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]		
1	19,14830981	0,739105002	0,214076113	66,33544665	2,560479797	169,5086203		
5	19,34019726	0,688634795	0,214076088	65,99809027	2,349954385	165,9076564		
10	19,65418247	0,626146203	0,214076048	65,44607437	2,084991886	161,5073769		
50	24,52725591	0,366075273	0,214075606	56,87874706	0,848929164	132,1835473		
100	33,7084811	0,292928466	0,21407523	40,73727834	0,354009083	109,0423227		
250	61,3162103	0,258376043	0,214074915	-7,799740506	-0,032866775	74,8102999		
500	88,64392392	0,252014774	0,21407507	-55,84446551	-0,158765877	48,67636164		
1000	106,3050285	0,250265942	0,214076289	-86,89437102	-0,204568889	27,44784143		
2500	113,764264	0,249731464	0,214086007	-100,0084202	-0,219535101	11,43484198		
5000	114,9517537	0,249643321	0,214116593	-102,096146	-0,221724507	5,704099124		

Tabla B.136. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto C del feeder 6 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6							Inyección: 5 A	
R _{falta} (Ω)	K _{MSF}		K _{ASF}	K _{mF}		K _{aF}		
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]		
1	33,7289686	1,080344356	0,214075642	40,70125902	1,303667953	169,249435		
5	33,9063146	0,988521559	0,214075633	40,38946787	1,177534634	166,7516795		
10	34,17611479	0,886065087	0,21407562	39,91513343	1,034857426	163,6639988		
50	38,01121933	0,48085054	0,214075458	33,17265434	0,419641596	141,0158986		
100	45,55251168	0,347598402	0,214075249	19,91434384	0,151960756	118,8799915		
250	69,96900235	0,271743784	0,214074952	-23,01217351	-0,089374078	79,99367272		
500	93,79550008	0,255803739	0,214075086	-64,90142732	-0,177002391	50,43269779		
1000	108,2915023	0,251272128	0,21407629	-90,38678117	-0,209727249	27,91587414		
2500	114,1458699	0,249901345	0,214085903	-100,6793197	-0,220418815	11,55825747		
5000	115,0540241	0,249688029	0,214116117	-102,2759471	-0,221957292	5,764037535		

Tabla B.137 Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto D del feeder 6 (325 Hz)

B3.2.1.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8							Inyección: 5 A	
R _{falta} (Ω)	K _{MSF}		K _{ASF}	K _{mF}		K _{aF}		
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]		
1	2,110173637	0,027756184	0,091619253	95,13422773	1,251348736	166,0133522		
5	2,333249894	0,030573553	0,0916192	94,61984433	1,23984355	149,6404089		
10	2,79108266	0,036255466	0,091619126	93,56414448	1,215374848	133,8804156		
50	8,202913862	0,089104011	0,091618974	81,08520071	0,8807866	89,94279218		
100	14,56061415	0,120324062	0,09161896	66,425212	0,548915812	71,1628033		
250	25,37669366	0,139664947	0,091618943	41,48480963	0,228318702	42,65362103		
500	30,43372446	0,143475828	0,091619078	29,82398717	0,140601301	24,18704295		
1000	32,29233307	0,144514831	0,091619835	25,53828957	0,114289098	12,64961417		
2500	32,89173053	0,144827329	0,091625816	24,15616111	0,106363278	5,201250302		
5000	32,98452855	0,144877949	0,091644659	23,94218194	0,105161249	2,667968829		

Tabla B.138. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto A del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8						Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	8,34317447	0,167554378	0,09161906	80,76177894	1,621923372	169,4090436
5	8,455558856	0,167031092	0,091619057	80,50263589	1,590248899	164,2151905
10	8,651045681	0,166046548	0,091619052	80,05186996	1,536500575	157,9177963
50	11,71860657	0,155691608	0,091619001	72,97849342	0,969581061	118,5650754
100	16,60757599	0,149717117	0,091618974	61,70519751	0,556271685	90,38464628
250	26,0549091	0,146147918	0,091618947	39,92093743	0,223925628	51,84619226
500	30,6998445	0,145352043	0,091619073	29,21035069	0,138299858	29,10948863
1000	32,40970951	0,145078784	0,091619796	25,26763553	0,113108013	15,19120631
2500	32,93596121	0,144960385	0,091625499	24,05417122	0,105869141	6,234183362
5000	33,00626869	0,144928905	0,091643453	23,89205219	0,104908828	3,186762355

Tabla B.139. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto B del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8						Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	7,01153029	0,126576373	0,091619072	83,83236858	1,513392469	168,7911677
5	7,141149736	0,127210487	0,091619068	83,53348383	1,488042618	162,5527877
10	7,37519258	0,128255261	0,091619057	82,99381299	1,44326986	155,084514
50	11,01889894	0,137498115	0,091618952	74,59192365	0,930787093	112,2235329
100	16,44617648	0,142121101	0,091618981	62,07736275	0,536447067	84,75771794
250	26,22290837	0,144456024	0,09161893	39,53355404	0,217781337	48,24226954
500	30,76857441	0,144831831	0,091619078	29,05186891	0,136751066	26,95494399
1000	32,41179418	0,144907811	0,091619812	25,26282857	0,11294596	14,04121956
2500	32,92541452	0,144914169	0,091625601	24,07849044	0,105976325	5,763618318
5000	32,9989285	0,144909545	0,091643827	23,90897764	0,104992472	2,950481039

Tabla B.140. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto C del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8						Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]
1	31,95438991	0,527079277	0,091618995	26,31754028	0,434100921	164,9771516
5	31,98367891	0,501092014	0,091618994	26,25000386	0,411261861	161,7190757
10	32,02189671	0,468642825	0,091618993	26,16187883	0,38288103	157,6889558
50	32,35234134	0,292855355	0,091618985	25,39991861	0,229921603	128,024853
100	32,6951508	0,213712097	0,091618977	24,60944679	0,160859833	99,2710584
250	33,07306719	0,161744694	0,091618975	23,7380232	0,116091419	54,63675613
500	33,1269764	0,149801224	0,091619073	23,61371597	0,106781963	29,93684168
1000	33,09822432	0,146274679	0,091619768	23,6800144	0,104651732	15,54255428
2500	33,05765302	0,145169431	0,09162519	23,77356652	0,104399278	6,387534257
5000	33,04010383	0,144986873	0,091642218	23,81403294	0,104500948	3,268475554

Tabla B.141. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto D del feeder 8 (325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8							Inyección: 5 A
$R_{falta} (\Omega)$	K_{MSF}		K_{ASF}	K_{mF}		K_{aF}	
	%	[A]	[°]	%	[A]	[°]	
1	16,55002718	0,771181893	0,091619002	61,83789726	2,881461533	167,5834576	
5	16,65383937	0,644310329	0,091619	61,5985205	2,383147941	163,5194053	
10	16,82022409	0,53001186	0,091618996	61,21486007	1,928904256	158,518753	
50	19,21113773	0,241019652	0,091618972	55,70173966	0,698824511	123,4406323	
100	22,94189253	0,180221524	0,091618994	47,09912855	0,369990258	93,01076285	
250	29,29162759	0,152063912	0,091618936	32,45750656	0,168499186	50,16765557	
500	31,85816966	0,146858444	0,091619079	26,53941106	0,122340255	27,31796182	
1000	32,71824747	0,145431173	0,091619814	24,55618914	0,109151182	14,12746436	
2500	32,97709644	0,145000705	0,091625566	23,95931899	0,105349425	5,79451922	
5000	33,01231842	0,144931946	0,091643653	23,87810232	0,10483056	2,967350475	

Tabla B.142. Comparativa de intensidades homopolares (módulo y ángulo) en falta, si hay falta en el punto E del feeder 8 (325 Hz)

ANEXO C

LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: RESULTADOS

C1. INTRODUCCIÓN.....	C.3
C2. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 25 HZ	C.4
C3. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 325 HZ	C.22

ANEXO C. LOCALIZACIÓN DE FALTAS MONOFÁSICAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN: RESULTADOS

C1. INTRODUCCIÓN

En este Anexo se presentan los resultados más destacados obtenidos en las simulaciones realizadas sobre la red de distribución real, cuyas características se detallan en el Anexo A, con el fin de realizar la localización de una falta monofásica, en un sistema de distribución con una puesta a tierra activa.

Los resultados mostrados se dividen en dos grupos:

- Resultados obtenidos mediante una frecuencia de inyección de 25 Hz en el neutro del sistema.
- Resultados obtenidos mediante una frecuencia de inyección de 325 Hz en el neutro del sistema.

Con el fin de reducir el volumen de datos, sólo se muestran los resultados obtenidos mediante una magnitud específica de la corriente inyectada:

- Para una inyección de frecuencia de 25 Hz, se muestran los resultados obtenidos con una magnitud de la inyección de 2 Apico.
- Para una inyección de frecuencia de 325 Hz, se muestran los resultados obtenidos con una magnitud de la inyección de 5 Apico.

Aunque las simulaciones realizadas han considerado diferentes magnitudes posibles de inyección (0,05 Apico, 0,5 Apico, 1Apico, 2 Apico, 3 Apico, 4 Apico, 5 Apico), de manera general, los resultados obtenidos con otras magnitudes de inyección no varían las conclusiones obtenidas para el método propuesto. En caso de considerarse relevante el realizar algún comentario específico acerca del resto de magnitudes de inyección, éste ya se ha realizado en el Capítulo 6.

Cabe mencionar también que los resultados mostrados incluyen las faltas realizadas en todas las localizaciones consideradas de la red de distribución citada anteriormente (17 puntos de falta entre los 4 feeders), así como las diferentes resistencias de falta consideradas (1, 5, 10, 50, 100, 200, 500, 1.000, 2.500 y 5.000 Ω) para cada uno de esos puntos.

Por último, las tablas de datos mostradas incluyen los siguientes valores:

- *Distancia de falta*: distancia real en km hasta el punto de falta.
- *Inductancia serie hasta el punto de falta (L_{real})*: valor de la inductancia real, en H, hasta el punto de falta, como suma de la inductancia homopolar, directa e inversa ($L_0+L_1+L_2$). Esta inductancia se ha de obtener desde el conocimiento del sistema en el que se va a implantar la metodología.
- *Inductancia serie calculada ($L_{calculada}$)*: valor de la inductancia serie calculada haciendo uso de la metodología desarrollada.

- *Error de cálculo en la inductancia serie (en %):* error en el cálculo de la inductancia ($L_{\text{calculada}}$), en porcentaje respecto al valor real de la inductancia (L_{real}).
- *Estimación de error cometido en km:* con el objeto de tener una idea aproximada del error en kilómetros que se está cometiendo, se aplica el porcentaje de error obtenido en el cálculo de la inductancia serie a la distancia real kilométrica hasta el punto de falta.

C2. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 25 HZ

C2.1. METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL Y BÁSICA CORREGIDA

En las Tablas C.1 a C.17, se muestran los resultados de localización de falta obtenidos al aplicar las Metodologías Básica Inicial y Básica Corregida (inyección de corriente de 25 Hz) sobre los diferentes puntos de falta considerados en los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución.

C2.1.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1						
Distancia: 1,334 km		Inductancia: 0,0099721836 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,009772469	-2,00271579	-0,026716229	0,009810702	-1,619315913	-0,021601674
5	0,009240643	-7,335809408	-0,097859698	0,009665663	-3,073755008	-0,041003892
10	0,007811835	-21,66375084	-0,288994436	0,009262649	-7,115140057	-0,094915968
50	-0,034096763	-441,9187257	-5,895195801	-0,00282806	-128,3594844	-1,712315522
100	-0,161718667	-1721,697646	-22,9674466	-0,040084367	-501,9617804	-6,69617015
250	-1,008607664	-10214,21073	-136,2575711	-0,298505569	-3093,382205	-41,26571861
500	-3,547592975	-35674,88628	-475,902983	-1,20492953	-12182,90559	-162,5199606
1000	-9,50060401	-95371,04987	-1272,249805	-4,614825812	-46376,98403	-618,6689669
2500	-17,92917022	-179891,8183	-2399,756856	-21,74933493	-218200,0251	-2910,788334
5000	-20,53751525	-206048,0258	-2748,680664	-46,29147215	-464305,9754	-6193,841712

Tabla C.1. Falta en el punto A del feeder 1 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1						
Distancia: 7,120 km		Inductancia: 0,046962561108 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,045917418	-2,225480744	-0,158454229	0,046136968	-1,757981324	-0,12516827
5	0,044977985	-4,225868104	-0,300881809	0,045892344	-2,278873755	-0,162255811
10	0,043036351	-8,36029769	-0,595253196	0,045364637	-3,402549241	-0,242261506
50	-0,003093289	-106,5867137	-7,588974016	0,032268205	-31,28951203	-2,227813256
100	-0,13621591	-390,0521317	-27,77171177	-0,006264443	-113,3392279	-8,069753029
250	-0,999868424	-2229,075589	-158,7101819	-0,268620649	-671,9889265	-47,84561157
500	-3,561429913	-7683,551298	-547,0688524	-1,181814931	-2616,504431	-186,2951155
1000	-9,528452107	-20389,46438	-1451,729864	-4,605011722	-9905,708236	-705,2864264
2500	-17,94063318	-38301,9906	-2727,10173	-21,76512176	-46445,68738	-3306,932942
5000	-20,54065641	-43838,36505	-3121,291591	-46,31027932	-98711,06003	-7028,227474

Tabla C.2. Falta en el punto B del feeder 1 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1						
Distancia: 9,124 km		Inductancia: 0,059000100268 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,057730583	-2,151720343	-0,196322964	0,058067553	-1,580586372	-0,144212701
5	0,056631778	-4,014099373	-0,366246427	0,057780664	-2,066837857	-0,188578286
10	0,054489819	-7,644532119	-0,697487111	0,057200047	-3,050933159	-0,278367141
50	0,006718834	-88,61216513	-8,084973946	0,043677254	-25,97088114	-2,369583195
100	-0,128524153	-317,8371778	-28,99946411	0,004604542	-92,19570456	-8,411936084
250	-0,998519853	-1792,403654	-163,5389094	-0,259409352	-539,6761213	-49,24004931
500	-3,568291491	-6147,941401	-560,9381734	-1,175427228	-2092,246153	-190,896539
1000	-9,539633476	-16268,84282	-1484,369219	-4,604043947	-7903,451055	-721,1108742
2500	-17,94480154	-30514,86618	-2784,17639	-21,77360191	-37004,3473	-3376,276648
5000	-20,54175784	-34916,47953	-3185,779593	-46,31816258	-78605,22688	-7171,940901

Tabla C.3. Falta en el punto C del feeder 1 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1						
Distancia: 12,783 km		Inductancia: 0,089141151408 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,087014937	-2,385221877	-0,304902913	0,087656649	-1,665339328	-0,212880326
5	0,08556312	-4,013893878	-0,513096054	0,087266444	-2,103077584	-0,268836408
10	0,082976863	-6,915198985	-0,883969886	0,086556401	-2,899615018	-0,370657788
50	0,031543042	-64,61450025	-8,259671567	0,071987304	-19,24346616	-2,45989228
100	-0,108484564	-221,6997568	-28,33987991	0,031580997	-64,57192145	-8,254228719
250	-0,993085471	-1214,059505	-155,1932266	-0,236578264	-365,3973621	-46,7087448
500	-3,582379768	-4118,772151	-526,5026441	-1,159808635	-1401,092276	-179,1016256
1000	-9,564896362	-10830,05701	-1384,406187	-4,602681585	-5263,363399	-672,8157433
2500	-17,9539768	-20241,0645	-2587,415275	-21,79780321	-24553,13176	-3138,626833
5000	-20,54368306	-23146,2393	-2958,783769	-46,33914205	-52084,00662	-6657,898566

Tabla C.4. Falta en el punto D del feeder 1 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.1.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5						
Distancia: 4,901 km		Inductancia: 0,03663693540 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,035134616	-4,100559835	-0,200968437	0,035316173	-3,605001198	-0,176681109
5	0,034307072	-6,359328619	-0,311670696	0,035204183	-3,910678255	-0,191662341
10	0,032506346	-11,27438648	-0,552557681	0,034940195	-4,63122869	-0,226976518
50	-0,012458061	-134,0041015	-6,567541016	0,027868709	-23,93275133	-1,172944143
100	-0,144048817	-493,1792212	-24,17071363	0,006634624	-81,89088611	-4,013472328
250	-1,002949267	-2837,535921	-139,0676355	-0,139529784	-480,8445837	-23,56619305
500	-3,557864917	-9811,142261	-480,8440822	-0,655594394	-1889,43568	-92,60124267
1000	-9,520165676	-26085,15834	-1278,43361	-2,674126811	-7398,991528	-362,6245748
2500	-17,93617735	-49056,54388	-2404,261215	-15,21768324	-41636,45243	-2040,602533
5000	-20,53858405	-56159,77636	-2752,390639	-45,29977362	-123745,0951	-6064,747111

Tabla C.5. Falta en el punto A del feeder 5 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5						
Distancia: 14,060 km		Inductancia: 0,105104124000 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,101557098	-3,374773801	-0,474493196	0,102540496	-2,4391316	-0,342941903
5	0,099924615	-4,927979315	-0,692873892	0,102307668	-2,660653312	-0,374087856
10	0,097111171	-7,604795017	-1,069234179	0,101892477	-3,055680847	-0,429628727
50	0,043812293	-58,3153434	-8,199137282	0,093605267	-10,94044302	-1,538226289
100	-0,098632446	-193,8426031	-27,25426999	0,070836821	-32,6031956	-4,584009301
250	-0,990497747	-1042,396653	-146,5609694	-0,080019626	-176,1336687	-24,76439382
500	-3,589208309	-3514,907211	-494,1959538	-0,60414988	-674,810823	-94,87840171
1000	-9,576557822	-9211,495779	-1295,136307	-2,639264378	-2611,094977	-367,1199538
2500	-17,95722231	-17185,17385	-2416,235444	-15,22812664	-14588,61002	-2051,158569
5000	-20,54347532	-19645,83182	-2762,203954	-45,34590632	-43243,79359	-6080,077379

Tabla C.6. Falta en el punto B del feeder 5 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5						
Distancia: 10,963 km		Inductancia: 0,081952810200 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,078710189	-3,956693474	-0,433772306	0,079342698	-3,184896297	-0,349160181
5	0,077362353	-5,601342439	-0,614075172	0,079156472	-3,412132232	-0,374072057
10	0,074907075	-8,597308212	-0,942522899	0,078799606	-3,847585633	-0,421810813
50	0,024557409	-70,03469586	-7,677903708	0,070981787	-13,3870006	-1,467616876
100	-0,114043422	-239,1574268	-26,2188287	0,048806859	-40,44516671	-4,434003626
250	-0,994226012	-1313,168908	-143,9627073	-0,100227514	-222,2990565	-24,37064556
500	-3,577436669	-4465,239777	-489,5242367	-0,621205532	-858,0039416	-94,06297211
1000	-9,556089814	-11760,4785	-1289,301258	-2,649781236	-3333,30125	-365,429816
2500	-17,94957903	-22002,33499	-2412,115985	-15,22062836	-18672,43007	-2047,058508
5000	-20,5415514	-25165,09704	-2758,849588	-45,32453577	-55405,65171	-6074,121597

Tabla C.7. Falta en el punto C del feeder 5 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5						
Distancia: 18,667 km		Inductancia: 0,139543291800 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,134769004	-3,421366696	-0,638666521	0,136410135	-2,245293743	-0,419128983
5	0,132724292	-4,886655147	-0,912191916	0,136115678	-2,45630828	-0,458519067
10	0,129392317	-7,274426689	-1,35791723	0,135623373	-2,809105916	-0,524375801
50	0,071830325	-48,52470225	-9,058106169	0,1267161	-9,192266567	-1,7159204
100	-0,076155378	-154,574732	-28,85446522	0,103165004	-26,06953505	-4,866400108
250	-0,984777814	-805,7149085	-150,402802	-0,050085228	-135,8922503	-25,36700637
500	-3,605561747	-2683,830222	-500,9905876	-0,578331776	-514,4461327	-96,03165959
1000	-9,605225162	-6983,329924	-1303,578197	-2,621911955	-1978,923681	-369,4056836
2500	-17,96783072	-12976,16946	-2422,261553	-15,2339018	-11016,97179	-2056,538123
5000	-20,54593601	-14823,70025	-2767,140126	-45,36981174	-32613,07258	-6087,882258

Tabla C.8. Falta en el punto D del feeder 5 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.1.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6						
Distancia: 5,406 km		Inductancia: 0,04041201240 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,039085132	-3,283380876	-0,17749957	0,03928948	-2,777719914	-0,150163539
5	0,038217482	-5,430390807	-0,293566927	0,039158119	-3,102772919	-0,167735904
10	0,036366344	-10,01105467	-0,541197615	0,038854395	-3,854341983	-0,208365728
50	-0,009011197	-122,2983119	-6,611446742	0,030844212	-23,67563556	-1,279904858
100	-0,141136348	-449,2435522	-24,28610643	0,0068866	-82,9590277	-4,484765037
250	-1,001647573	-2578,5887	-139,3985051	-0,157708991	-490,2527542	-26,50306389
500	-3,558730602	-8906,120732	-481,4648868	-0,737702405	-1925,453278	-104,0900042
1000	-9,522544146	-23663,64749	-1279,256783	-2,994165224	-7509,097062	-405,9417872
2500	-17,93759444	-44486,78841	-2404,955782	-16,61669523	-41218,2078	-2228,256314
5000	-20,53936486	-50924,89993	-2753,00009	-46,72527291	-115722,2374	-6255,944153

Tabla C.9. Falta en el punto A del feeder 6 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6						
Distancia: 8,124 km		Inductancia: 0,057403937634 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,055410126	-3,473301871	-0,282171044	0,055785228	-2,819857849	-0,229085252
5	0,05433304	-5,349629713	-0,434603918	0,055625884	-3,097441504	-0,251636148
10	0,052218695	-9,032904088	-0,733833128	0,055287167	-3,687500967	-0,299572579
50	0,004686357	-91,83617501	-7,460770858	0,046996513	-18,1301584	-1,472894068
100	-0,130218791	-326,8464429	-26,55300502	0,022687133	-60,47808986	-4,91324002
250	-0,999034431	-1840,358715	-149,510742	-0,142969493	-349,0586861	-28,35752766
500	-3,566884104	-6313,657548	-512,9215392	-0,724740128	-1362,526854	-110,6916816
1000	-9,536584489	-16713,11903	-1357,77379	-2,984693312	-5299,457451	-430,5279233
2500	-17,94294112	-31357,33505	-2547,469899	-16,61584056	-29045,47177	-2359,654126
5000	-20,54073668	-35882,80085	-2915,118741	-46,73048475	-81506,40986	-6621,580737

Tabla C.10. Falta en el punto B del feeder 6 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6						
Distancia: 11,688 km		Inductancia: 0,087669913 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,083879355	-4,323670497	-0,505350608	0,084721808	-3,362732512	-0,393036176
5	0,082398419	-6,012888457	-0,702786403	0,084496648	-3,61956007	-0,423054181
10	0,079776587	-9,003460038	-1,052324409	0,084075589	-4,099837306	-0,479188984
50	0,028091728	-67,9573904	-7,94285979	0,075123457	-14,31101725	-1,672671697
100	-0,11216405	-227,9390454	-26,64151562	0,049980718	-42,98988566	-5,024657836
250	-0,996897451	-1237,103274	-144,5926306	-0,118213347	-234,8391291	-27,4479974
500	-3,58508528	-4189,299461	-489,645321	-0,704302823	-903,3575015	-105,5844248
1000	-9,564828404	-11010,04665	-1286,854252	-2,972940758	-3491,061604	-408,0352802
2500	-17,95268109	-20577,58515	-2405,108153	-16,62586077	-19064,15794	-2228,218781
5000	-20,54269325	-23531,86225	-2750,404059	-46,7527975	-53428,21249	-6244,689476

Tabla C.11. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6						
Distancia: 20,446 km		Inductancia: 0,1530048772 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,146283455	-4,392946422	-0,898181825	0,148419056	-2,997173427	-0,612802079
5	0,144019896	-5,872349663	-1,200660612	0,14805881	-3,232620834	-0,660941656
10	0,140413635	-8,229307707	-1,682564254	0,147468689	-3,618308584	-0,739799373
50	0,080635755	-47,29857187	-9,670666005	0,137155996	-10,35841597	-2,117881729
100	-0,070137548	-145,8400733	-29,81846139	0,110293179	-27,91525255	-5,707552537
250	-0,986667227	-744,8599841	-152,2940724	-0,063177215	-141,290981	-28,88835398
500	-3,616691858	-2463,775537	-503,7435463	-0,658367435	-530,2917963	-108,4234607
1000	-9,619586627	-6387,111106	-1305,908737	-2,945686988	-2025,224242	-414,0773486
2500	-17,97278312	-11846,54263	-2422,144105	-16,64722318	-10980,1912	-2245,009892
5000	-20,54727873	-13529,16585	-2766,173251	-46,80358924	-30689,60609	-6274,796861

Tabla C.12. Falta en el punto D del feeder 6 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.1.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8						
Distancia: 0,435 km		Inductancia: 0m00102236571 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,000966073	-5,506112312	-0,023951589	0,000984775	-3,676870294	-0,015994386
5	0,000518357	-49,29828844	-0,214447555	0,000826458	-19,16219249	-0,083355537
10	-0,000804666	-178,7062626	-0,777372242	0,000351483	-65,62058109	-0,285449528
50	-0,041843914	-4192,851906	-18,23890579	-0,014527552	-1520,974057	-6,616237146
100	-0,168335972	-16565,33819	-72,05922112	-0,060778479	-6044,886283	-26,29525533
250	-1,011794841	-99066,03842	-430,9372671	-0,381993384	-37463,67337	-162,9669791
500	-3,546157735	-346958,047	-1509,267505	-1,50040876	-146858,5176	-638,8345514
1000	-9,496104219	-928936,3377	-4040,873069	-5,577481539	-545646,6165	-2373,562782
2500	-17,9272876	-1753610,258	-7628,204624	-23,33579571	-2282629,185	-9929,436956
5000	-20,53702165	-2008874,497	-8738,604061	-42,83582885	-4189973,391	-18226,38425

Tabla C.13. Falta en el punto A del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8						
Distancia: 8,188 km		Inductancia: 0,059511665910 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,056958136	-4,290806111	-0,351331204	0,057212607	-3,863207795	-0,316319454
5	0,055946753	-5,990275698	-0,490483774	0,056895473	-4,396100964	-0,359952747
10	0,053915045	-9,404241808	-0,770019319	0,056221788	-5,52812285	-0,452642699
50	0,007061143	-88,13485832	-7,216482199	0,039746074	-33,21296995	-2,71947798
100	-0,126967381	-313,3487251	-25,65699361	-0,00851541	-114,3088073	-9,359605143
250	-0,99321405	-1768,940089	-144,8408145	-0,335813494	-664,2817899	-54,39139296
500	-3,558169637	-6078,94477	-497,7439978	-1,464264546	-2560,466403	-209,6509891
1000	-9,528397055	-16110,97349	-1319,16651	-5,559302422	-9441,533861	-773,0727926
2500	-17,94150266	-30247,87501	-2476,696006	-23,34447137	-39326,71465	-3220,071395
5000	-20,54093198	-34615,80739	-2834,342309	-42,84718996	-72097,96764	-5903,38159

Tabla C.14. Falta en el punto B del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8						
Distancia: 6,358 km		Inductancia: 0,045299159910 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,043754814	-3,409215219	-0,216757904	0,043956393	-2,964219308	-0,188465064
5	0,04282898	-5,453036737	-0,346704076	0,043651725	-3,636788392	-0,231227006
10	0,040904855	-9,700631433	-0,616766147	0,042993548	-5,08974584	-0,32360604
50	-0,005065029	-111,1812858	-7,068906152	0,026638933	-41,19331806	-2,619071162
100	-0,137942931	-404,5154282	-25,71909093	-0,021478517	-147,414825	-9,372634572
250	-1,000651322	-2308,984281	-146,8052206	-0,348391501	-869,0904242	-55,25676917
500	-3,560537404	-7960,051734	-506,1000893	-1,47633296	-3359,073596	-213,5698992
1000	-9,526075749	-21129,25478	-1343,398019	-5,570619373	-12397,40106	-788,2267597
2500	-17,93937313	-39701,99962	-2524,253136	-23,35251581	-51651,76356	-3284,019127
5000	-20,54003642	-45443,08465	-2889,271322	-42,84926542	-94691,74409	-6020,501089

Tabla C.15. Falta en el punto C del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8						
Distancia: 26,086 km		Inductancia: 0,185255124882 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,174151279	-5,993812848	-1,56354602	0,176213394	-4,880691337	-1,273177142
5	0,171654262	-7,341693189	-1,915154085	0,175381713	-5,329629677	-1,390287198
10	0,167754047	-9,447014326	-2,464348157	0,174063307	-6,041299926	-1,575933499
50	0,105547165	-43,0260487	-11,22377506	0,152370739	-17,75086424	-4,630490445
100	-0,048415812	-126,1346682	-32,90348955	0,097452048	-47,39576148	-12,36365834
250	-0,974842103	-626,2159975	-163,3547051	-0,250522952	-235,2313208	-61,36244235
500	-3,618820302	-2053,425204	-535,6564988	-1,41446796	-863,524335	-225,258958
1000	-9,632498332	-5299,585349	-1382,449834	-5,575332264	-3109,542795	-811,1553335
2500	-17,97933595	-9805,176017	-2557,778216	-23,44364253	-12754,78758	-3327,213887
5000	-20,54897738	-11192,25853	-2919,612559	-42,90892461	-23262,07157	-6068,14399

Tabla C.16. Falta en el punto D del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8						
Distancia: 14,262 km		Inductancia: 0,104250378210 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,101197476	-2,928432935	-0,417653105	0,101982818	-2,175110238	-0,310214222
5	0,09956042	-4,498744734	-0,641610974	0,101425844	-2,709375045	-0,386411069
10	0,096741509	-7,20272601	-1,027252784	0,100451509	-3,643985795	-0,519705254
50	0,043408699	-58,36111107	-8,323461661	0,081537736	-21,78662837	-3,107208938
100	-0,099055067	-195,0165059	-27,81325407	0,030152353	-71,07698488	-10,13699958
250	-0,990851345	-1050,453477	-149,8156749	-0,306923695	-394,4101499	-56,25077558
500	-3,58927575	-3542,937869	-505,2937989	-1,452341805	-1493,128572	-212,9499969
1000	-9,576480402	-9286,039002	-1324,374883	-5,579080221	-5451,616288	-777,509515
2500	-17,9579667	-17325,80484	-2471,006286	-23,4017683	-22547,65794	-3215,746975
5000	-20,54433906	-19806,72856	-2824,835627	-42,87990662	-41231,65569	-5880,458734

Tabla C.17. Falta en el punto E del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.2. METODOLOGÍA FINAL

En las Tablas C.18 a C.34, se muestran los resultados de localización de falta obtenidos al aplicar la Metodología Final (inyección de corriente de 25 Hz) sobre los diferentes puntos de falta considerados en los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución.

C2.2.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1			
Distancia: 1,334km		Inyección:	
Inductancia: 0,0099721836 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,009826313	-1,462777496	-0,019513452
5	0,009839351	-1,332027264	-0,017769244
10	0,00985565	-1,168587169	-0,015588953
50	0,009986045	0,13900059	0,001854268
100	0,010148938	1,772478805	0,023644867
250	0,010627467	6,571110443	0,087658613
500	0,011652957	16,85461936	0,224840622
1000	0,015823022	58,67159148	0,78267903
2500	0,061098193	512,6861979	6,83923388
5000	0,248729109	2394,229141	31,93901674

Tabla C.18. Falta en el punto A del feeder 1 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1			
Distancia: 7,120 km		Inyección:	
Inductancia: 0,046962561108 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,046225964	-1,568477981	-0,111675632
5	0,046263873	-1,487755907	-0,105928221
10	0,04631126	-1,386852556	-0,098743902
50	0,046690372	-0,579586531	-0,041266561
100	0,047164212	0,429385443	0,030572244
250	0,048575921	3,435417725	0,244601742
500	0,05115225	8,921337198	0,635199208
1000	0,058405318	24,3657012	1,734837926
2500	0,11242222	139,3869013	9,924347371
5000	0,313073568	566,6450054	40,34512438

Tabla C.19. Falta en el punto B del feeder 1 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1			
Distancia: 9,124 km		Inyección:	
Inductancia: 0,059000100268 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,058203864	-1,349549977	-0,12313294
5	0,058246588	-1,277136832	-0,116525965
10	0,058299993	-1,186619687	-0,10826718
50	0,058727258	-0,462443813	-0,042193374
100	0,059261301	0,442713099	0,040393143
250	0,060853662	3,141624841	0,28664185
500	0,0637309	8,018290903	0,731588862
1000	0,071588393	21,33605337	1,946701509
2500	0,127387446	115,9105593	10,57567943
5000	0,330891238	460,8316532	42,04628004

Tabla C.20. Falta en el punto C del feeder 1 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1			
Distancia: 12,783 km		Inyección:	
Inductancia: 0,089141151408 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,087914743	-1,375804884	-0,175869138
5	0,087953775	-1,33201809	-0,170271872
10	0,088002566	-1,277283924	-0,163275204
50	0,088392924	-0,83937327	-0,107297085
100	0,088880868	-0,291990563	-0,037325154
250	0,090335008	1,339287841	0,171201165
500	0,092981159	4,307783223	0,550663929
1000	0,100374399	12,6016408	1,610867744
2500	0,154578938	73,40917858	9,383895298
5000	0,354783651	298,0020963	38,09360797

Tabla C.21. Falta en el punto D del feeder 1 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.2.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5			
Distancia: 4,901 km		Inyección:	
Inductancia: 0,03663693540 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,035351123	-3,509607725	-0,172005875
5	0,035377205	-3,438417637	-0,168516848
10	0,035409807	-3,349429342	-0,164155532
50	0,035670644	-2,637478043	-0,129262799
100	0,035996696	-1,747523908	-0,085646147
250	0,036969915	0,908863445	0,044543397
500	0,038709894	5,658110739	0,277304007
1000	0,043339912	18,29567959	0,896671257
2500	0,074890957	104,4138141	5,117321028
5000	0,188315449	414,0043692	20,29035414

Tabla C.22. Falta en el punto A del feeder 5 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5			
Distancia: 14,060 km		Inyección:	
Inductancia: 0,105104124000 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,102727377	-2,261325862	-0,317942416
5	0,102762143	-2,228248255	-0,313291705
10	0,102805601	-2,18690056	-0,307478219
50	0,103153314	-1,856073521	-0,260963937
100	0,103588079	-1,442421824	-0,202804509
250	0,104888383	-0,205264415	-0,028860177
500	0,107163607	1,959469362	0,275501392
1000	0,11286044	7,379649702	1,037578748
2500	0,147343284	40,18791872	5,650421372
5000	0,264779478	151,9211122	21,36010837

Tabla C.23. Falta en el punto B del feeder 5 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5			
Distancia: 10,963 km		Inyección:	
Inductancia: 0,081952810200 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,079463433	-3,037573917	-0,333009229
5	0,079499999	-2,992955635	-0,328117726
10	0,079545707	-2,937182139	-0,322003278
50	0,079911407	-2,490950061	-0,273082855
100	0,080368615	-1,933057531	-0,211921097
250	0,081736004	-0,264549578	-0,02900257
500	0,084124974	2,650505671	0,290574937
1000	0,09003878	9,866617147	1,081677238
2500	0,125076968	52,62071929	5,768809456
5000	0,243190108	196,7440739	21,56905282

Tabla C.24. Falta en el punto C del feeder 5 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5			
Distancia: 18,667 km		Inyección:	
Inductancia: 0,139543291800 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,136720019	-2,023223812	-0,377675189
5	0,13675865	-1,995539886	-0,372507431
10	0,13680694	-1,960934219	-0,366047591
50	0,137193326	-1,684040914	-0,314359917
100	0,137676497	-1,33778899	-0,249725071
250	0,139122493	-0,301554107	-0,056291105
500	0,141635403	1,499255892	0,279866097
1000	0,14780627	5,921444421	1,10535603
2500	0,183578812	31,55688777	5,890724241
5000	0,30274942	116,9573445	21,8324275

Tabla C.25. Falta en el punto D del feeder 5 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.2.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6			
Distancia: 5,406 km		Inyección:	
Inductancia: 0,04041201240 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,039334806	-2,665560843	-0,144100219
5	0,039367189	-2,58542865	-0,139768273
10	0,039407668	-2,485262709	-0,134353302
50	0,039731519	-1,683889689	-0,091031077
100	0,040136337	-0,682162917	-0,036877727
250	0,041345154	2,309070325	0,124828342
500	0,043493947	7,626284142	0,412276921
1000	0,049096585	21,49007671	1,161753547
2500	0,08595936	112,7074464	6,092964553
5000	0,216323821	435,2958391	23,53209306

Tabla C.26. Falta en el punto A del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6			
Distancia: 8,124 km		Inyección:	
Inductancia: 0,057403937634 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,055868187	-2,675339355	-0,217344569
5	0,055912479	-2,598181505	-0,211076265
10	0,055967844	-2,501733528	-0,203240832
50	0,05641079	-1,730104359	-0,140553678
100	0,056964508	-0,765505187	-0,062189641
250	0,058620318	2,118984866	0,172146331
500	0,061510612	7,153993516	0,581190433
1000	0,06858864	19,48420709	1,582896984
2500	0,109689761	91,08403649	7,399667124
5000	0,246559279	329,5163183	26,7699057

Tabla C.27. Falta en el punto B del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km		Inyección:	
Inductancia: 0,087669913 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,084907229	-3,151233779	-0,368316204
5	0,084959618	-3,091476459	-0,361331768
10	0,085025105	-3,016779126	-0,352601144
50	0,085549042	-2,419155159	-0,282750855
100	0,086204048	-1,672027416	-0,195426564
250	0,088164134	0,563728965	0,065888641
500	0,091556295	4,432970779	0,518125625
1000	0,099620399	13,63122799	1,593217928
2500	0,143274055	63,42442959	7,41304733
5000	0,283199853	223,0296956	26,06771082

Tabla C.28. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6			
Distancia: 20,446 km		Inyección:	
Inductancia: 0,1530048772 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,148883524	-2,69360933	-0,550735364
5	0,148940322	-2,65648751	-0,543145436
10	0,149011321	-2,610084431	-0,533657863
50	0,149579386	-2,238811492	-0,457747398
100	0,150289668	-1,774590136	-0,362832699
250	0,152416333	-0,384656919	-0,078646954
500	0,15607792	2,008460518	0,410649838
1000	0,164678726	7,629723257	1,559973217
2500	0,20966942	37,03446865	7,57206746
5000	0,35097015	129,3849431	26,45404546

Tabla C.29. Falta en el punto D del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.2.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8			
Distancia: 0,435 km		Inyección:	
Inductancia: 0,00102236571 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,000995425	-2,635118435	-0,011462765
5	0,00100196	-1,995952973	-0,008682395
10	0,001010128	-1,196968325	-0,005206812
50	0,001075482	5,195405843	0,022600015
100	0,001157029	13,17176195	0,057297164
250	0,001388788	35,84061751	0,155906686
500	0,002062648	101,7524449	0,442623135
1000	0,006066465	493,375252	2,146182346
2500	0,059221916	5692,635182	24,76296304
5000	0,288477101	28116,62524	122,3073198

Tabla C.30. Falta en el punto A del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8			
Distancia: 8,188 km		Inyección:	
Inductancia: 0,059511665910 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,057355892	-3,622439912	-0,29660538
5	0,057431169	-3,495948378	-0,286248253
10	0,057525266	-3,337833391	-0,273301798
50	0,05827806	-2,072879985	-0,169727413
100	0,059218989	-0,491798072	-0,040268426
250	0,062029862	4,2314331	0,346469742
500	0,066983834	12,5558033	1,028069174
1000	0,079424203	33,45988796	2,739695626
2500	0,155448392	161,2065874	13,19959538
5000	0,415690779	598,5030116	49,00542659

Tabla C.31. Falta en el punto B del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8			
Distancia: 6,358 km		Inyección:	
Inductancia: 0,045299159910 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,044070242	-2,712893211	-0,17248575
5	0,044117315	-2,608978564	-0,165878857
10	0,044176155	-2,479084512	-0,157620193
50	0,044646898	-1,439897859	-0,091548706
100	0,045235234	-0,141120254	-0,008972426
250	0,046987889	3,727947442	0,237022898
500	0,050185834	10,78755982	0,685873053
1000	0,059156242	30,59015248	1,944921895
2500	0,125550862	177,1593601	11,26379211
5000	0,371969133	721,1391423	45,85002667

Tabla C.32. Falta en el punto C del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8			
Distancia: 26,086 km		Inyección:	
Inductancia: 0,185255124882 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,177349413	-4,267472715	-1,113212932
5	0,177444027	-4,216400536	-1,099890244
10	0,177562295	-4,152559684	-1,083236719
50	0,178508503	-3,641800233	-0,950000009
100	0,1796913	-3,003331248	-0,783448989
250	0,183227856	-1,094311809	-0,285462178
500	0,189384793	2,229178632	0,581503538
1000	0,204134919	10,19124009	2,658486889
2500	0,284677602	53,66786866	13,99980022
5000	0,545221327	194,308364	50,68727982

Tabla C.33. Falta en el punto D del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8			
Distancia: 14,262 km		Inyección:	
Inductancia: 0,104250378210 H		2 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,102421533	-1,754281281	-0,250195596
5	0,102471331	-1,706514148	-0,243383048
10	0,102533578	-1,646804605	-0,234867273
50	0,103031591	-1,169096265	-0,166736509
100	0,10365406	-0,572005414	-0,081579412
250	0,105508953	1,207261944	0,172179698
500	0,108879643	4,440525294	0,633307717
1000	0,118199193	13,38010923	1,908271178
2500	0,185283578	77,72940616	11,08576791
5000	0,431686726	314,0864842	44,79501437

Tabla C.34. Falta en el punto E del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.3. VARIANTES METODOLÓGICAS N° 1 Y N° 2

En las Tablas C.35 a C.51, se muestran los resultados de localización de falta obtenidos al aplicar las variantes metodológicas N° 1 y N° 2 de la Metodología Final (inyección de corriente de 25 Hz) sobre los diferentes puntos de falta considerados en los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución.

Dichas variantes son las siguientes:

- *Variante N° 1:* Utilización de capacidades homopolares reales, en base al conocimiento de los conductores aéreos y cables subterráneos que forman las líneas.
- *Variante N° 2:* Utilización de la intensidad homopolar en cabecera y la capacidad total del sistema, en lugar de la intensidad homopolar y la capacidad total del feeder en falta.

C2.3.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1						
Distancia: 1,334 km		Inductancia: 0,009721836 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA N° 1			VARIANTE METODOLÓGICA N° 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,00982631	-1,462801286	-0,019513769	0,009826295	-1,462951114	-0,019515768
5	0,009839325	-1,332292009	-0,017772775	0,009839299	-1,332552416	-0,017776249
10	0,00985556	-1,169491072	-0,015601011	0,009855554	-1,169547129	-0,015601759
50	0,009984097	0,119464991	0,001593663	0,009985605	0,134589344	0,001795422
100	0,010141298	1,695857872	0,022622744	0,010147751	1,760568415	0,023485983
250	0,010580282	6,09794239	0,081346551	0,010598397	6,279605307	0,083769935
500	0,011464956	14,96936287	0,199691301	0,012142528	21,76398278	0,29033153
1000	0,015072386	51,14429268	0,682264864	0,022522286	125,851099	1,67885366
2500	0,056410566	465,6791804	6,212160267	0,166457084	1569,213991	20,93331465
5000	0,229985261	2206,267816	29,43161266	0,792101234	7843,107207	104,6270501

Tabla C.35. Falta en el punto A del feeder 1 (Variantes Metodológicas N° 1 y N° 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1						
Distancia: 7,120 km		Inductancia: 0,046962561108 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA N° 1			VARIANTE METODOLÓGICA N° 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,04622595	-1,568506722	-0,111677679	0,046225838	-1,568745785	-0,1116947
5	0,046263816	-1,487875961	-0,105936768	0,04626365	-1,488229873	-0,105961967
10	0,046311116	-1,38715848	-0,098765684	0,046310916	-1,387583813	-0,098795967
50	0,046688183	-0,584248526	-0,041598495	0,046689043	-0,58241676	-0,041468073
100	0,047156096	0,412105655	0,029341923	0,047161214	0,423002643	0,030117788
250	0,048527574	3,332469403	0,237271822	0,04854041	3,359802653	0,239217949
500	0,050961978	8,516182076	0,606352164	0,051644396	9,969291733	0,709813571
1000	0,05765034	22,75808348	1,620375544	0,065082023	38,58278112	2,747094016
2500	0,107725227	129,3853335	9,212235742	0,216420936	360,8371677	25,69160634
5000	0,294315984	526,7034353	37,50128459	0,848942571	1707,700753	121,5882936

Tabla C.36. Falta en el punto B del feeder 1 (Variantes Metodológicas N° 1 y N° 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1						
Distancia: 9,124 km		Inductancia: 0,059000100268 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA N° 1			VARIANTE METODOLÓGICA N° 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,058203844	-1,349584995	-0,123136135	0,058203677	-1,349867514	-0,123161912
5	0,058246518	-1,277256604	-0,116536893	0,058246284	-1,277653049	-0,116573064
10	0,058299827	-1,186902487	-0,108292983	0,058299542	-1,187384089	-0,108336924
50	0,058724974	-0,466314317	-0,042546518	0,058725609	-0,465239126	-0,042448418
100	0,059253004	0,428649346	0,039109966	0,059257674	0,436565477	0,039832234
250	0,06080487	3,058926161	0,279096423	0,060815829	3,07750056	0,280791151
500	0,063539755	7,694316831	0,702029468	0,064226335	8,858009499	0,808204787
1000	0,070831717	20,05355286	1,829686163	0,078285892	32,6877273	2,982428238
2500	0,122686555	107,9429599	9,848715664	0,231374841	292,1600814	26,65668583
5000	0,312127001	429,0279156	39,14450702	0,866371018	1368,422959	124,8549108

Tabla C.37. Falta en el punto C del feeder 1 (Variantes Metodológicas N° 1 y N° 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1						
Distancia: 12,783 km		Inductancia: 0,089141151408 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA N° 1			VARIANTE METODOLÓGICA N° 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,087914704	-1,375848695	-0,175874739	0,087914369	-1,376224359	-0,17592276
5	0,087953671	-1,332134864	-0,1702868	0,087953233	-1,33262584	-0,170349561
10	0,088002347	-1,277529689	-0,16330662	0,088001814	-1,278127117	-0,163382989
50	0,088390438	-0,842162467	-0,107653628	0,08839045	-0,842148692	-0,107651867
100	0,088872179	-0,301737753	-0,038571137	0,088875666	-0,29782605	-0,038071104
250	0,090285257	1,283476831	0,164066843	0,090291778	1,290792236	0,165001972
500	0,092788105	4,091211594	0,522979578	0,093481573	4,869155458	0,622424142
1000	0,099613888	11,7484872	1,501809118	0,107089594	20,13485668	2,573838729
2500	0,149868278	68,12468323	8,708378257	0,258100327	189,5411632	24,2290469
5000	0,33599922	276,9294142	35,39988702	0,887352298	895,4463049	114,4649012

Tabla C.38. Falta en el punto D del feeder 1 (Variantes Metodológicas N° 1 y N° 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.3.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5						
Distancia: 4,901 km		Inductancia: 0,03663693540 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA N° 1			VARIANTE METODOLÓGICA N° 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,035351115	-3,509628995	-0,172006917	0,035351032	-3,509854141	-0,172017951
5	0,035377166	-3,438522965	-0,168522011	0,03537703	-3,438893798	-0,168540185
10	0,035409702	-3,349715234	-0,164169544	0,035409528	-3,350191693	-0,164192895
50	0,035668904	-2,642228082	-0,129495598	0,035669514	-2,640564415	-0,129414062
100	0,035990146	-1,765403184	-0,08652241	0,035994042	-1,754768466	-0,086001203
250	0,036930497	0,801271156	0,039270299	0,03693154	0,804118414	0,039409843
500	0,038554228	5,233223198	0,256480269	0,039278265	7,209472012	0,353336223
1000	0,042721207	16,60693491	0,81390588	0,051051565	39,34452842	1,928275338
2500	0,071038354	93,89818761	4,601950175	0,19505009	432,3864788	21,19126133
5000	0,172924953	371,9962268	18,23153508	0,808951491	2108,021719	103,3141444

Tabla C.39. Falta en el punto A del feeder 5 (Variantes Metodológicas N° 1 y N° 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5						
Distancia: 14,060 km		Inductancia: 0,105104124000 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,102727336	-2,261365424	-0,317947979	0,102726848	-2,261829617	-0,318013244
5	0,102762042	-2,228344518	-0,313305239	0,102761406	-2,228950057	-0,313390378
10	0,102805398	-2,187094006	-0,307505417	0,102804603	-2,187850106	-0,307611725
50	0,103151188	-1,858096749	-0,261248403	0,103150173	-1,859061697	-0,261384075
100	0,103580784	-1,449363052	-0,203780445	0,103581543	-1,448640547	-0,203678861
250	0,104847147	-0,244497549	-0,034376355	0,10483628	-0,254836663	-0,035830035
500	0,107004354	1,807950055	0,254197778	0,107745611	2,513209974	0,353357322
1000	0,112234668	6,784266406	0,953867857	0,120613364	14,75607141	2,07470364
2500	0,14347367	36,50622299	5,132774952	0,266125311	153,2015878	21,54014324
5000	0,249357074	137,2476592	19,29702089	0,876805448	734,2255416	103,2321111

Tabla C.40. Falta en el punto B del feeder 5 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5						
Distancia: 10,963 km		Inductancia: 0,081952810200 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,079463406	-3,037606721	-0,333012825	0,079463097	-3,03798433	-0,333054222
5	0,079499922	-2,993049014	-0,328127963	0,079499498	-2,9935675	-0,328184805
10	0,079545541	-2,937384974	-0,322025515	0,079544999	-2,938045806	-0,322097962
50	0,079909417	-2,493378069	-0,273349038	0,079909006	-2,493879605	-0,273404021
100	0,080361581	-1,941640779	-0,212862079	0,080363478	-1,939326625	-0,212608378
250	0,081695405	-0,314089631	-0,034433646	0,08168903	-0,321868489	-0,035286442
500	0,083966985	2,457725034	0,269440395	0,084696531	3,34792739	0,36703328
1000	0,08941554	9,106130002	0,998305032	0,09770111	19,21630272	2,106683267
2500	0,121213789	47,90681221	5,252023823	0,243077479	196,6066427	21,55398624
5000	0,22778097	177,9416217	19,50773998	0,85210966	939,7564862	103,0255036

Tabla C.41. Falta en el punto C del feeder 5 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5						
Distancia: 18,667 km		Inductancia: 0,139543291800 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,13671995	-2,023273172	-0,377684403	0,136719129	-2,023861074	-0,377794147
5	0,136758507	-1,995642364	-0,37252656	0,136757489	-1,996371392	-0,372662648
10	0,136806676	-1,961122908	-0,366082813	0,13680544	-1,962008964	-0,366248213
50	0,137190994	-1,685711807	-0,314671823	0,137189022	-1,687124856	-0,314935597
100	0,137668815	-1,343293918	-0,250752676	0,137667829	-1,344000828	-0,250884634
250	0,13908033	-0,331769248	-0,061931366	0,13906316	-0,344073449	-0,064228191
500	0,141474327	1,383825513	0,258318708	0,142224443	1,921375813	0,358663223
1000	0,147176913	5,4704319	1,021165523	0,155580032	11,49230473	2,145268523
2500	0,179700548	28,77763252	5,371920663	0,301680555	116,1913702	21,68944308
5000	0,287310674	105,8935761	19,76715386	0,910613817	552,5672464	103,1477279

Tabla C.42. Falta en el punto D del feeder 5 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.3.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6						
Distancia: 5,406 km		Inductancia: 0,04041201240 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,039334791	-2,665596314	-0,144102137	0,039334708	-2,665803047	-0,144113313
5	0,039367123	-2,585592317	-0,139777121	0,039367006	-2,585879852	-0,139792665
10	0,039407493	-2,485695855	-0,134376718	0,03940738	-2,485974407	-0,134391776
50	0,039728707	-1,690848073	-0,091407247	0,039730373	-1,686724903	-0,091184348
100	0,040125814	-0,708201238	-0,038285359	0,040133649	-0,688812734	-0,037237216
250	0,041282072	2,152972889	0,116389714	0,041306941	2,214512053	0,119716522
500	0,04324516	7,010656301	0,37899608	0,044054597	9,013618004	0,487276189
1000	0,04810842	19,04485226	1,029564713	0,056691701	40,28428091	2,177768226
2500	0,079808743	97,48767299	5,270183602	0,204301085	405,5454387	21,92378642
5000	0,191758189	374,5078943	20,24589677	0,826879872	1946,123968	105,2074617

Tabla C.43. Falta en el punto A del feeder 6 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6						
Distancia: 8,124 km		Inductancia: 0,057403937634 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,055868161	-2,675385036	-0,21734828	0,055868012	-2,675645444	-0,217369436
5	0,055912389	-2,598339374	-0,211089091	0,055912191	-2,598683372	-0,211117037
10	0,055967629	-2,50210851	-0,203271295	0,055967416	-2,502479868	-0,203301464
50	0,056407812	-1,735291299	-0,140975065	0,05640921	-1,732855923	-0,140777215
100	0,056953664	-0,784394645	-0,063724221	0,056960955	-0,771694214	-0,062692438
250	0,058556459	2,007739693	0,163108773	0,058578953	2,046924267	0,166292127
500	0,061260318	6,717971821	0,545768031	0,062072769	8,133293921	0,660748798
1000	0,067597629	17,75782583	1,442645771	0,076162164	32,67759565	2,65472787
2500	0,103533237	80,3591208	6,528374974	0,227083928	295,5894622	24,01368791
5000	0,221985847	286,7083973	23,2921902	0,852030303	1384,271529	112,458219

Tabla C.44. Falta en el punto B del feeder 6 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6						
Distancia: 11,688 km		Inductancia: 0,087669913 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,084907171	-3,151300571	-0,368324011	0,084906856	-3,151658912	-0,368365894
5	0,084959472	-3,091643299	-0,361351269	0,084959084	-3,092085741	-0,361402981
10	0,085024805	-3,017121352	-0,352641144	0,085024369	-3,01761875	-0,35269928
50	0,085545747	-2,422913501	-0,28319013	0,08554664	-2,421894374	-0,283071014
100	0,086192597	-1,685088422	-0,196953135	0,086198917	-1,677880048	-0,19611062
250	0,088098804	0,489211316	0,057179019	0,088117269	0,510273138	0,059640724
500	0,091303114	4,144182528	0,484372054	0,092119394	5,075265636	0,593197048
1000	0,098623752	12,49441042	1,46034669	0,107126075	22,19251836	2,593861546
2500	0,137104351	56,38700477	6,590513117	0,258536757	194,8979286	22,77966989
5000	0,258603009	194,9734984	22,78850249	0,877600126	901,0277143	105,3121192

Tabla C.45. Falta en el punto C del feeder 6 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6						
Distancia: 20,446 km		Inductancia: 0,1530048772 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,148883377	-2,693704985	-0,550754921	0,148882522	-2,694264211	-0,550869261
5	0,148940044	-2,656669163	-0,543182577	0,148939049	-2,657319281	-0,5433155
10	0,149010834	-2,610402416	-0,533722878	0,149009709	-2,611137885	-0,533873252
50	0,149575467	-2,241373414	-0,458271208	0,149574959	-2,241705017	-0,458339008
100	0,150277045	-1,78284019	-0,364519505	0,150280811	-1,780378551	-0,364016198
250	0,152348193	-0,429191922	-0,08775258	0,152356642	-0,423669493	-0,086623465
500	0,155819211	1,839375267	0,376078667	0,156655019	2,385637336	0,48776741
1000	0,163671166	6,971208117	1,425333212	0,172228645	12,56415378	2,568866882
2500	0,203473082	32,98470329	6,744052434	0,323745886	111,5918736	22,81607447
5000	0,326321922	113,275503	23,16030935	0,938043791	513,0809736	104,9045359

Tabla C.46. Falta en el punto D del feeder 6 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C2.3.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8						
Distancia: 0,435 km		Inductancia: 0m00102236571 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,000995421	-2,635562999	-0,011464699	0,000995422	-2,635466153	-0,011464278
5	0,001001885	-2,00327875	-0,008714263	0,001001945	-1,997425521	-0,008688801
10	0,001009847	-1,224461665	-0,005326408	0,001010099	-1,199804353	-0,005219149
50	0,001068821	4,543936421	0,019766123	0,001075347	5,18220894	0,022542609
100	0,001130571	10,58376811	0,046039391	0,001156497	13,11969932	0,057070692
250	0,001224115	19,7335663	0,085841013	0,001364356	33,45090678	0,145511444
500	0,001404815	37,40822119	0,162725762	0,002503308	144,8544203	0,630116728
1000	0,003436522	236,1343607	1,027184469	0,012095581	1083,097314	4,711473314
2500	0,042787408	4085,137255	17,77034706	0,154263883	14988,91404	65,20177609
5000	0,22276996	21689,65492	94,34999892	0,778722093	76068,6435	330,8985992

Tabla C.47. Falta en el punto A del feeder 8 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8						
Distancia: 8,188 km		Inductancia: 0,059511665910 H			Inyección: 2 A	
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,057355831	-3,622542241	-0,296613759	0,057355793	-3,622606317	-0,296619005
5	0,057430941	-3,496331308	-0,286279608	0,057431003	-3,496226182	-0,286271
10	0,057524711	-3,338765351	-0,273378107	0,057525018	-3,33825037	-0,27333594
50	0,058270172	-2,086135166	-0,170812747	0,058277125	-2,074451424	-0,169856083
100	0,059190134	-0,540284184	-0,044238469	0,059216778	-0,495511975	-0,04057252
250	0,061859454	3,945089604	0,323023937	0,061999331	4,180130482	0,342269084
500	0,066315261	11,43237207	0,936082625	0,06741678	13,28330233	1,087636795
1000	0,076775633	29,00938263	2,37528825	0,085233057	43,22075453	3,538915381
2500	0,138989121	133,549371	10,9350225	0,24533358	312,2445167	25,56658103
5000	0,350007099	488,1319129	39,96824103	0,879882162	1378,503665	112,8718801

Tabla C.48. Falta en el punto B del feeder 8 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8						
Distancia: 6,358 km		Inductancia: 0,045299159910 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,044070194	-2,713000145	-0,172492549	0,044070173	-2,71304479	-0,172495388
5	0,044117116	-2,609416149	-0,165906679	0,044117193	-2,60924795	-0,165895985
10	0,044175652	-2,480196141	-0,157690871	0,044175967	-2,479500766	-0,157646659
50	0,044639228	-1,456830839	-0,092625305	0,044646161	-1,441524704	-0,091652141
100	0,045206794	-0,203901662	-0,012964068	0,045233429	-0,145103166	-0,009225659
250	0,046818416	3,353828729	0,213236431	0,046958629	3,66335519	0,232916123
500	0,049518817	9,315088711	0,59225334	0,050623631	11,75401799	0,747320464
1000	0,056509541	24,74743631	1,573442001	0,06504781	43,59606344	2,771837714
2500	0,109086806	140,8141926	8,952966365	0,217121245	379,3052346	24,11622682
5000	0,306244261	576,0484342	36,62515945	0,844463394	1764,192174	112,1673384

Tabla C.49. Falta en el punto C del feeder 8 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8						
Distancia: 26,086 km		Inductancia: 0,185255124882 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,177348934	-4,267731235	-1,11328037	0,177348644	-4,267887745	-1,113321197
5	0,177443156	-4,216870563	-1,100012855	0,177443073	-4,216915303	-1,100024526
10	0,177560817	-4,153357767	-1,083444907	0,17756111	-4,153199671	-1,083403666
50	0,178497445	-3,647769672	-0,951557197	0,178505364	-3,643494715	-0,950442031
100	0,179656471	-3,022131961	-0,788353343	0,179684943	-3,006762592	-0,78434409
250	0,183043088	-1,194048798	-0,31147957	0,183182271	-1,118918319	-0,291881033
500	0,18868798	1,853042035	0,483384545	0,189828991	2,468954999	0,644051601
1000	0,20143073	8,731529358	2,277706748	0,20982978	13,26530354	3,460387082
2500	0,268084248	44,71084057	11,66326987	0,369765647	99,59806617	25,98115154
5000	0,479284926	158,7161498	41,40269483	0,983904949	431,1080866	112,4588555

Tabla C.50. Falta en el punto D del feeder 8 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8						
Distancia: 14,262 km		Inductancia: 0,104250378210 H		Inyección: 2 A		
Rfalta (Ω)	VARIANTE METODOLÓGICA Nº 1			VARIANTE METODOLÓGICA Nº 2		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,102421347	-1,754459615	-0,25022103	0,102421248	-1,754554628	-0,250234581
5	0,102470887	-1,706939603	-0,243443726	0,102470935	-1,706893722	-0,243437183
10	0,102532695	-1,647652246	-0,234988163	0,102533044	-1,647317145	-0,234940371
50	0,103022462	-1,177852653	-0,167985345	0,1030299	-1,170717884	-0,166967785
100	0,103622816	-0,601975584	-0,085853758	0,103650369	-0,575546287	-0,082084411
250	0,105332643	1,038140023	0,14805953	0,10547209	1,171901443	0,167136584
500	0,10819909	3,787719307	0,540204528	0,109331979	4,874419463	0,695189704
1000	0,115525647	10,81556629	1,542516064	0,124152788	19,09097165	2,722754376
2500	0,168753624	61,8733925	8,824383238	0,276393631	165,1248234	23,55010232
5000	0,365833792	250,918431	35,78598663	0,900697581	763,9753603	108,9581659

Tabla C.51. Falta en el punto E del feeder 8 (Variantes Metodológicas Nº 1 y Nº 2 - Inyección de 2 Apico a 25 Hz)

C3. UTILIZACIÓN DE FRECUENCIA DE INYECCIÓN DE 325 HZ

C3.1. METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL Y BÁSICA CORREGIDA

En las Tablas C.52 a C.68, se muestran los resultados de localización de falta obtenidos al aplicar las Metodologías Básica Inicial y Básica Corregida (inyección de corriente de 325 Hz) sobre los diferentes puntos de falta considerados en los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución.

C3.1.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1						
Distancia: 1,334 km		Inductancia: 0,0099721836 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,011856465	18,89537365	0,252064285	0,009975086	0,029104198	0,00038825
5	0,010697878	7,277182586	0,097077616	0,009776945	-1,957836239	-0,026117535
10	0,007988436	-19,89281417	-0,265370141	0,009281724	-6,923853281	-0,092364203
50	-0,037862521	-479,68135	-6,398949209	-0,004140361	-141,5191011	-1,887864808
100	-0,080284144	-905,0808871	-12,07377903	-0,0402002	-503,1233448	-6,711665419
250	-0,111538706	-1218,498315	-16,25476753	-0,183331162	-1938,425455	-25,85859557
500	-0,118285734	-1286,156803	-17,15733175	-0,321262131	-3321,582595	-44,30991181
1000	-0,120261218	-1305,966741	-17,42159633	-0,394308889	-4054,087735	-54,08153038
2500	-0,12096357	-1313,009862	-17,51555155	-0,421524462	-4327,002619	-57,72221494
5000	-0,121107844	-1314,456622	-17,53485133	-0,425887919	-4370,758908	-58,30592384

Tabla C.52. Falta en el punto A del feeder 1 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1						
Distancia: 7,120 km		Inductancia: 0,046962561108 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,081752831	74,08086261	5,274557418	0,050005468	6,479430718	0,461335467
5	0,075408661	60,57186605	4,312716863	0,049628688	5,677132015	0,404211799
10	0,064271027	36,85588114	2,624138737	0,04886404	4,04892436	0,288283414
50	-0,037693894	-180,2637107	-12,8347762	0,031640059	-32,6270583	-2,323046551
100	-0,087807898	-286,9742539	-20,43256688	-0,01183414	-125,1990941	-8,914175497
250	-0,114010838	-342,769635	-24,40519801	-0,17414831	-470,8237073	-33,52264796
500	-0,11899839	-353,3929921	-25,16158104	-0,320463773	-782,3813801	-55,70555426
1000	-0,120458742	-356,4995156	-25,38276551	-0,394672108	-940,3973271	-66,95628969
2500	-0,12100157	-357,6553893	-25,46506372	-0,421721405	-997,994902	-71,05723703
5000	-0,121119309	-357,9060976	-25,48291415	-0,425985518	-1007,074715	-71,70371974

Tabla C.53. Falta en el punto B del feeder 1 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1						
Distancia: 9,124 km		Inductancia: 0,059000100268 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,120360447	104,0004112	9,488997516	0,064437904	9,21660005	0,840922589
5	0,108255734	83,48398257	7,61707857	0,063971632	8,426311266	0,76881664
10	0,08900175	50,85016763	4,639569295	0,063074614	6,905943736	0,630098306
50	-0,043225385	-173,2632391	-15,80853793	0,044077428	-25,2926214	-2,307698777
100	-0,092019332	-255,9647049	-23,35421967	-0,002667758	-104,5216162	-9,536552259
250	-0,115005317	-294,9239354	-26,90885987	-0,172472623	-392,3259826	-35,79582265
500	-0,119270451	-302,1529638	-27,56843642	-0,321052973	-644,1566567	-58,77285336
1000	-0,120530665	-304,2889156	-27,76332066	-0,395053051	-769,580305	-70,21650703
2500	-0,121014577	-305,1091045	-27,83815469	-0,421817114	-814,9430463	-74,35540355
5000	-0,121123107	-305,293053	-27,85493816	-0,426019811	-822,0662496	-75,00532462

Tabla C.54. Falta en el punto C del feeder 1 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1						
Distancia: 12,783 km		Inductancia: 0,089141151408 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,281940804	216,2858006	27,64781389	0,105272631	18,09655684	2,313282861
5	0,201095162	125,5918386	16,05440473	0,10447855	17,20574381	2,199410231
10	0,119688149	34,26812143	4,380493962	0,103083771	15,64105857	1,999396517
50	-0,076859646	-186,2224061	-23,80481018	0,077100483	-13,50741863	-1,726653323
100	-0,106282978	-219,2299814	-28,02416852	0,017618682	-80,23507491	-10,25644963
250	-0,117840242	-232,1951081	-29,68150067	-0,17702914	-298,5941817	-38,16929425
500	-0,120008777	-234,6278065	-29,9924725	-0,327835661	-467,7714009	-59,79521817
1000	-0,120715892	-235,4210597	-30,09387407	-0,397676459	-546,1199486	-69,81051303
2500	-0,121042755	-235,7877404	-30,14074685	-0,422271848	-573,711458	-73,33753568
5000	-0,12112915	-235,8846591	-30,15313598	-0,426125195	-578,0342059	-73,89011253

Tabla C.55. Falta en el punto D del feeder 1 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

C3.1.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5						
Distancia: 4,901 km		Inductancia: 0,03663693540 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,055164811	50,571575	2,478512891	0,035744584	-2,435661821	-0,119371786
5	0,05136995	40,21355484	1,970866322	0,03559877	-2,833657745	-0,138877566
10	0,044250327	20,78064625	1,018459473	0,035280945	-3,701155695	-0,181393641
50	-0,035536633	-196,9967401	-9,654810234	0,027396817	-25,22077272	-1,236070071
100	-0,084563232	-330,8141514	-16,21320156	0,005024506	-86,28568248	-4,228861299
250	-0,113092299	-408,6838396	-20,02959498	-0,119200679	-425,3565773	-20,84672585
500	-0,118730218	-424,0724603	-20,78379128	-0,351667167	-1059,870589	-51,94425754
1000	-0,120379278	-428,573547	-21,00438954	-0,590069044	-1710,585157	-83,83577857
2500	-0,120982568	-430,2202172	-21,08509285	-0,722313957	-2071,54579	-101,5264592
5000	-0,121111161	-430,5712109	-21,10229505	-0,746282354	-2136,967191	-104,732762

Tabla C.56. Falta en el punto A del feeder 5 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5						
Distancia: 14,060 km		Inductancia: 0,105104124000 H		Inyección: 5 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,228277839	117,1920854	16,47720721	0,111518346	6,10273138	0,858044032
5	0,104210101	-0,850607031	-0,119595349	0,111160754	5,762505084	0,810208215
10	0,022320616	-78,76332986	-11,07412418	0,110543498	5,175223807	0,727636467
50	-0,099471256	-194,6406782	-27,36647936	0,098942864	-5,86205372	-0,824204753
100	-0,113417287	-207,9094548	-29,23206935	0,069121628	-34,23509436	-4,813454267
250	-0,119109768	-213,325494	-29,99356446	-0,084737311	-180,6222517	-25,39548859
500	-0,120325545	-214,4822301	-30,15620155	-0,348268366	-431,3555674	-60,64859278
1000	-0,120789212	-214,9233803	-30,21822727	-0,595165324	-666,2625802	-93,67651878
2500	-0,12104944	-215,170971	-30,25303852	-0,723967303	-788,8096065	-110,9066307
5000	-0,121127502	-215,2452422	-30,26348106	-0,746774164	-810,508908	-113,9575525

Tabla C.57. Falta en el punto B del feeder 5 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5						
Distancia: 10,963 km		Inductancia: 0,081952810200 H		Inyección: 5 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,225093894	174,6628132	19,14828422	0,083473715	1,855830152	0,20345466
5	0,181035588	120,9022329	13,25451179	0,083211307	1,535635501	0,16835172
10	0,12699556	54,9618128	6,025463537	0,082730278	0,948677395	0,104003503
50	-0,062787965	-176,6147797	-19,3622783	0,072874482	-11,07750742	-1,214427138
100	-0,101126875	-223,3964698	-24,49095498	0,046609464	-43,12646093	-4,727953912
250	-0,116831789	-242,5598329	-26,59183448	-0,093364671	-213,9249176	-23,45258871
500	-0,119733314	-246,1003155	-26,97997759	-0,344029335	-519,7895527	-56,98452867
1000	-0,120639054	-247,2055119	-27,10114026	-0,590185942	-820,153392	-89,91341636
2500	-0,121025304	-247,6768203	-27,1528098	-0,72273855	-981,8959944	-107,6452579
5000	-0,12112136	-247,7940289	-27,16565938	-0,746458359	-1010,839247	-110,8183066

Tabla C.58. Falta en el punto C del feeder 5 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5						
Distancia: 18,667 km		Inductancia: 0,139543291800 H		Inyección: 5 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	-0,425913574	-405,2196696	-75,64235573	0,154011373	10,3681668	1,935425697
5	-0,35528875	-354,6082617	-66,19472421	0,153508368	10,00770161	1,86813766
10	-0,292162289	-309,3703576	-57,75016465	0,152687248	9,41926742	1,758294649
50	-0,151091947	-208,2760377	-38,87888795	0,138623435	-0,659191246	-0,12305123
100	-0,129962101	-193,1338939	-36,05230398	0,104009601	-25,46427761	-4,753416702
250	-0,122210297	-187,5787692	-35,01532884	-0,067844846	-148,6192097	-27,74274787
500	-0,121146191	-186,8162055	-34,87298109	-0,348160565	-349,500037	-65,2411719
1000	-0,121001656	-186,7126284	-34,85364634	-0,598389672	-528,8200919	-98,71484656
2500	-0,121084388	-186,771916	-34,86471356	-0,72489981	-619,4802275	-115,6383741
5000	-0,121136111	-186,8089821	-34,87163269	-0,747044703	-635,3497782	-118,6007431

Tabla C.59. Falta en el punto D del feeder 5 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

C3.1.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6						
Distancia: 5,406 km		Inductancia: 0,04041201240 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,063594733	57,36591461	3,101201344	0,039963688	-1,109385132	-0,05997336
5	0,059179183	46,439584	2,510523911	0,039788395	-1,543149116	-0,083422641
10	0,051079699	26,39731476	1,427038836	0,039412661	-2,472907956	-0,133685404
50	-0,034893093	-186,3433685	-10,0737225	0,030265756	-25,10703063	-1,357286076
100	-0,084907898	-310,1055925	-16,76430833	0,004731256	-88,29245074	-4,773089887
250	-0,113239948	-380,213582	-20,55434624	-0,129106823	-419,4763519	-22,67689159
500	-0,118780603	-393,9239983	-21,29553135	-0,34921153	-964,1280385	-52,12076176
1000	-0,120397266	-397,9244513	-21,51179584	-0,541953061	-1441,069225	-77,9042023
2500	-0,120988426	-399,3872822	-21,59087647	-0,637334673	-1677,092146	-90,66360139
5000	-0,121114207	-399,6985289	-21,60770247	-0,653928464	-1718,153674	-92,88338764

Tabla C.60. Falta en el punto A del feeder 6 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6						
Distancia: 8,124 km		Inductancia: 0,057403937634 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,108794152	89,52384819	7,272917427	0,057115976	-0,501641312	-0,04075334
5	0,098937516	72,35318655	5,877972875	0,05690299	-0,872671458	-0,070895829
10	0,082922259	44,45395663	3,611439437	0,056477428	-1,614016994	-0,131122741
50	-0,038769263	-167,5376368	-13,61075762	0,04683077	-18,41888939	-1,496350574
100	-0,08940654	-255,7498384	-20,77711687	0,020458486	-64,36048286	-5,228645627
250	-0,114409917	-299,3067413	-24,31567966	-0,116623775	-303,1633707	-24,62899224
500	-0,119108428	-307,4917375	-24,98062875	-0,34169646	-695,2491668	-56,48204231
1000	-0,120487633	-309,8943697	-25,1758186	-0,539117266	-1039,16426	-84,42170449
2500	-0,12100582	-310,797072	-25,24915413	-0,636910873	-1209,52471	-98,26178746
5000	-0,121119383	-310,9949036	-25,26522597	-0,653875655	-1239,078052	-100,662701

Tabla C.61. Falta en el punto B del feeder 6 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6						
Distancia: 11,688 km		Inductancia: 0,087669913 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,240658985	174,5057869	20,39623637	0,089133818	1,669791589	0,195165241
5	0,188086837	114,5397783	13,38740928	0,088812991	1,303842664	0,152393131
10	0,127585826	45,52977324	5,321519897	0,088237439	0,647343861	0,075661551
50	-0,065182445	-174,3498453	-20,37800992	0,076821198	-12,37450175	-1,446331765
100	-0,101996188	-216,3411539	-25,28595406	0,047079804	-46,29879031	-5,411402612
250	-0,117031848	-233,4914616	-27,29048203	-0,10231649	-216,706503	-25,32865607
500	-0,119807686	-236,6576992	-27,66055188	-0,338802551	-486,4524772	-56,85656553
1000	-0,120670224	-237,6415466	-27,77554397	-0,539640694	-715,536933	-83,63195673
2500	-0,121036409	-238,059233	-27,82436316	-0,637201245	-826,8186127	-96,63855945
5000	-0,121126675	-238,1621938	-27,83639721	-0,653987549	-845,9657784	-98,87648018

Tabla C.62. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6						
Distancia: 20,446 km		Inductancia: 0,1530048772 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	-0,404089836	-364,1025853	-74,44441459	0,16957952	10,83275432	2,214864948
5	-0,354381128	-331,6142694	-67,80185351	0,16892159	10,40274892	2,126946044
10	-0,304310879	-298,8896593	-61,11097973	0,167868649	9,714573918	1,986241783
50	-0,161779078	-205,7345892	-42,0644941	0,150551095	-1,603727789	-0,327898184
100	-0,134285735	-187,7656566	-38,39056616	0,109349279	-28,5321611	-5,833685658
250	-0,123170009	-180,5007076	-36,90517468	-0,079630576	-152,0444688	-31,08701209
500	-0,121433276	-179,3656245	-36,67309559	-0,345066174	-325,5262578	-66,55709867
1000	-0,121089877	-179,1411876	-36,62720721	-0,547021443	-457,5189582	-93,5443262
2500	-0,121104866	-179,150984	-36,62921019	-0,638980323	-517,6208855	-105,8327662
5000	-0,121143336	-179,1761271	-36,63435094	-0,654471097	-527,7452514	-107,9027941

Tabla C.63. Falta en el punto D del feeder 6 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

C3.1.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8						
Distancia: 0,435 km		Inductancia: 0m00102236571 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,001046227	2,33397039	0,010152771	0,000991804	-2,989315576	-0,013003523
5	0,000233608	-77,15026529	-0,335603654	0,00075315	-26,33257936	-0,11454672
10	-0,001843867	-280,3530038	-1,219535567	0,000121953	-88,07151024	-0,38311107
50	-0,040884522	-4099,011424	-17,83069969	-0,0172025	-1782,617034	-7,754384097
100	-0,080414362	-7965,518271	-34,65000448	-0,060179803	-5986,32841	-26,04052858
250	-0,111367572	-10993,12468	-47,82009237	-0,189622264	-18647,4006	-81,11619259
500	-0,118229102	-11664,26716	-50,73956214	-0,274835358	-26982,29424	-117,3729799
1000	-0,120245105	-11861,45717	-51,59733867	-0,310388825	-30459,86264	-132,5004025
2500	-0,120960578	-11931,43926	-51,90176078	-0,322630593	-31657,25883	-137,7090759
5000	-0,121107126	-11945,77349	-51,9641147	-0,32464611	-31854,40129	-138,5666456

Tabla C.64. Falta en el punto A del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8						
Distancia: 8,188 km		Inductancia: 0,059511665910 H			Inyección: 5 A	
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,101498736	70,55267134	5,776852729	0,061517556	3,370583217	0,275983354
5	0,094377991	58,58737947	4,797134631	0,061002955	2,505876434	0,205181162
10	0,0822439	38,19794653	3,127647862	0,059985554	0,796293928	0,065200547
50	-0,027797555	-146,7094224	-12,0125675	0,038171354	-35,85903956	-2,936138159
100	-0,083507493	-240,3212153	-19,67750111	-0,012597729	-121,1685027	-9,921277005
250	-0,11320414	-290,2217629	-23,76335795	-0,164133812	-375,8010705	-30,77059165
500	-0,118838054	-299,6886696	-24,53850827	-0,265386097	-545,9396204	-44,70153612
1000	-0,120444713	-302,3884081	-24,75956286	-0,3079666	-617,4894623	-50,56003717
2500	-0,121010714	-303,3394834	-24,8374369	-0,322402197	-641,7462139	-52,54618
5000	-0,121124936	-303,5314152	-24,85315227	-0,324660046	-645,5401744	-52,85682948

Tabla C.65. Falta en el punto B del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8						
Distancia: 6,358 km		Inductancia: 0,045299159910 H		Inyección: 5 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,07151688	57,87683524	3,679809185	0,047928729	5,804895849	0,369075278
5	0,066578183	46,97443114	2,986634332	0,047411036	4,662064905	0,296414087
10	0,057704567	27,38551248	1,741170883	0,046367167	2,357675508	0,149901009
50	-0,033117015	-173,1073484	-11,00616521	0,023632666	-47,82979268	-3,041018219
100	-0,084489331	-286,5141245	-18,21656803	-0,028648161	-163,2421458	-10,37893563
250	-0,113230076	-349,9606538	-22,25049837	-0,177484811	-491,8059657	-31,2690233
500	-0,118804436	-362,2663124	-23,03289214	-0,27129936	-698,9059422	-44,4364398
1000	-0,120416688	-365,8254332	-23,25918105	-0,309630037	-783,5226921	-49,81637277
2500	-0,12099765	-367,1079327	-23,34072236	-0,322604934	-812,1653794	-51,63747482
5000	-0,121118754	-367,3752765	-23,35772008	-0,324678137	-816,7420721	-51,92846095

Tabla C.66. Falta en el punto C del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8						
Distancia: 26,086 km		Inductancia: 0,185255124882 H		Inyección: 5 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	-0,373383277	-301,5508491	-78,66255449	0,277470338	49,77741518	12,98493652
5	-0,346686979	-287,1402905	-74,90341617	0,27303028	47,38068907	12,35972655
10	-0,315317739	-270,2072962	-70,48627528	0,266259482	43,72583845	11,40632222
50	-0,182906488	-198,732215	-51,84128561	0,176471988	-4,741103592	-1,236764283
100	-0,143916365	-177,6854971	-46,35103878	0,039149928	-78,86702008	-20,57325086
250	-0,125432731	-167,7081031	-43,74833578	-0,191379308	-203,3058104	-53,03435371
500	-0,122118912	-165,9193162	-43,28171282	-0,28270413	-252,6025961	-65,89391323
1000	-0,121302491	-165,4786154	-43,16675161	-0,313604192	-269,2823302	-70,24498865
2500	-0,12115405	-165,3984875	-43,14584944	-0,323417671	-274,5796079	-71,62683651
5000	-0,121160124	-165,4017663	-43,14670477	-0,324931869	-275,3969662	-71,8400526

Tabla C.67. Falta en el punto D del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8						
Distancia: 14,262 km		Inductancia: 0,104250378210 H		Inyección: 5 A		
Rfalta (Ω)	METODOLOGÍA BÁSICA INICIAL			METODOLOGÍA BÁSICA CORREGIDA		
	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,291523491	179,6378257	25,6199467	0,135354975	29,83643588	4,255272486
5	0,164456426	57,75139508	8,236503967	0,133683912	28,23350318	4,026662223
10	0,068929919	-33,88041307	-4,832024513	0,130879852	25,54376676	3,643052015
50	-0,091825041	-188,0812544	-26,8241485	0,084654164	-18,79726005	-2,680865229
100	-0,111163489	-206,6312576	-29,46974996	-0,002309985	-102,2158047	-14,57801806
250	-0,118770863	-213,9284725	-30,51047874	-0,189170468	-281,457824	-40,14151486
500	-0,120268779	-215,3653164	-30,71540143	-0,279402893	-368,0113955	-52,48578523
1000	-0,12079108	-215,866323	-30,78685499	-0,312272853	-399,541218	-56,98256851
2500	-0,121058128	-216,1224834	-30,82338858	-0,323062872	-409,8913185	-58,45869985
5000	-0,121133494	-216,1947768	-30,83369906	-0,324794472	-411,5523199	-58,69559186

Tabla C.68. Falta en el punto E del feeder 8 (Metodologías Básicas Inicial y Corregida - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

C3.2. METODOLOGÍA FINAL

En las Tablas C.69 a C.85, se muestran los resultados de localización de falta obtenidos al aplicar la Metodología Final (inyección de corriente de 325 Hz) sobre los diferentes puntos de falta considerados en los 4 feeders (feeders 1, 5, 6 y 8) de la red de distribución.

C3.2.1. Feeder 1

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 1			
Distancia: 1,334km		Inyección:	
Inductancia: 0,0099721836 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,009376579	-5,972658768	-0,079675268
5	0,009388599	-5,852122414	-0,078067313
10	0,009403623	-5,701461435	-0,076057496
50	0,009523778	-4,496564017	-0,059984164
100	0,009673825	-2,991909526	-0,039912073
250	0,010119206	1,474321177	0,019667444
500	0,010955698	9,862575913	0,131566763
1000	0,013548112	35,85903429	0,478359517
2500	0,036496773	265,9857735	3,548250218
5000	0,116701439	1070,26966	14,27739727

Tabla C.69. Falta en el punto A del feeder 1 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 1			
Distancia: 7,120 km		Inyección:	
Inductancia: 0,046962561108 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,04314945	-8,119469627	-0,578106237
5	0,043182492	-8,049112428	-0,573096805
10	0,043223789	-7,961175805	-0,566835717
50	0,043553984	-7,258074215	-0,516774884
100	0,04396623	-6,380254268	-0,454274104
250	0,045196205	-3,761200491	-0,267797475
500	0,047322357	0,766134154	0,054548752
1000	0,052381902	11,53970479	0,821626981
2500	0,081099044	72,68871643	5,17543661
5000	0,166386037	254,2950666	18,10580874

Tabla C.70. Falta en el punto B del feeder 1 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 1			
Distancia: 9,124 km		Inyección:	
Inductancia: 0,059000100268 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,054020243	-8,440420864	-0,770104
5	0,054056747	-8,378550815	-0,764458976
10	0,054102371	-8,301222063	-0,757403501
50	0,054467158	-7,682940162	-0,70099146
100	0,054922594	-6,911015962	-0,630561096
250	0,056281848	-4,607200105	-0,420360938
500	0,058620241	-0,643828305	-0,058742895
1000	0,064084212	8,617124444	0,786226434
2500	0,093703381	58,81901929	5,36664732
5000	0,179619621	204,4395176	18,65306158

Tabla C.71. Falta en el punto C del feeder 1 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 1			
Distancia: 12,783 km		Inyección:	
Inductancia: 0,089141151408 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,081631738	-8,424183053	-1,07686332
5	0,081663372	-8,388694973	-1,072326878
10	0,081702911	-8,344339769	-1,066656953
50	0,082019051	-7,989688929	-1,021321936
100	0,082413771	-7,546885484	-0,964718371
250	0,083591425	-6,225773909	-0,795840679
500	0,085628896	-3,940105392	-0,503663672
1000	0,090508524	1,533941222	0,196083706
2500	0,118542363	32,98275911	4,216186098
5000	0,202241865	126,8782287	16,21884398

Tabla C.72. Falta en el punto D del feeder 1 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

C3.2.2. Feeder 5

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 5			
Distancia: 4,901 km		Inyección:	
Inductancia: 0,03663693540 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,033434733	-8,740367503	-0,428365411
5	0,033458649	-8,675086887	-0,425166008
10	0,033488544	-8,59349109	-0,421166998
50	0,033727627	-7,94091743	-0,389184363
100	0,034026289	-7,125723976	-0,349231732
250	0,034919099	-4,688810958	-0,229798625
500	0,0364506	-0,508599894	-0,024926481
1000	0,039979916	9,124617761	0,447197516
2500	0,058423982	59,4674377	2,914499122
5000	0,111507215	204,3573746	10,01555493

Tabla C.73. Falta en el punto A del feeder 5 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 5			
Distancia: 14,060 km		Inyección: 5 A	
Inductancia: 0,105104124000 H			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,09538811	-9,244179788	-1,299731678
5	0,09541715	-9,216550118	-1,295846947
10	0,095453447	-9,182015157	-1,290991331
50	0,095743747	-8,905813699	-1,252157406
100	0,096106416	-8,560756024	-1,203642297
250	0,097191309	-7,528548829	-1,058513965
500	0,099035411	-5,774000566	-0,81182448
1000	0,103163919	-1,845984149	-0,259545371
2500	0,122944227	16,9737424	2,386508182
5000	0,176899397	68,30871179	9,604204877

Tabla C.74. Falta en el punto B del feeder 5 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 5			
Distancia: 10,963 km		Inyección: 5 A	
Inductancia: 0,081952810200 H			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,073757094	-10,00053101	-1,096358215
5	0,073788562	-9,962133581	-1,092148705
10	0,073827894	-9,914139914	-1,086887159
50	0,074142454	-9,530308697	-1,044807742
100	0,074535409	-9,050819408	-0,992241332
250	0,075710897	-7,616472827	-0,834993916
500	0,077706162	-5,181820917	-0,568083027
1000	0,082126969	0,212510566	0,023297533
2500	0,102665657	25,27411409	2,770801128
5000	0,157573158	92,27303764	10,11589312

Tabla C.75. Falta en el punto C del feeder 5 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 5			
Distancia: 18,667 km		Inyección: 5 A	
Inductancia: 0,139543291800 H			
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,12572118	-9,90524997	-1,849013012
5	0,125752358	-9,882907217	-1,84484229
10	0,125791328	-9,854980453	-1,839629201
50	0,126103003	-9,631626637	-1,797935744
100	0,126492396	-9,352578403	-1,74584581
250	0,127657538	-8,51761033	-1,58998232
500	0,129631574	-7,102969483	-1,325911313
1000	0,134008996	-3,966006325	-0,740334401
2500	0,154334428	10,59967577	1,978641476
5000	0,208606114	49,49204046	9,238679193

Tabla C.76. Falta en el punto D del feeder 5 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

C3.2.3. Feeder 6

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 6			
Distancia: 5,406 km		Inyección:	
Inductancia: 0,04041201240 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,036802114	-8,932737132	-0,482903769
5	0,036831215	-8,860725696	-0,479010831
10	0,036867588	-8,77071988	-0,474145117
50	0,037158439	-8,051006498	-0,435237411
100	0,037521648	-7,152241094	-0,386650154
250	0,038606796	-4,467029521	-0,241487616
500	0,040460827	0,120791205	0,006529973
1000	0,044673648	10,54546711	0,570087952
2500	0,065814849	62,8596175	3,398190922
5000	0,124448961	207,9504174	11,24179956

Tabla C.77. Falta en el punto A del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 6			
Distancia: 8,124 km		Inyección:	
Inductancia: 0,057403937634 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,051390591	-10,47549419	-0,851029148
5	0,051428916	-10,40873067	-0,845605279
10	0,051476817	-10,32528507	-0,838826159
50	0,051859827	-9,658066324	-0,784621308
100	0,052338081	-8,824929209	-0,716937249
250	0,053767468	-6,334877932	-0,514645483
500	0,056187581	-2,118943461	-0,172142967
1000	0,061488655	7,115744464	0,57808308
2500	0,085279776	48,56084739	3,945083242
5000	0,146628462	155,432759	12,62735734

Tabla C.78. Falta en el punto B del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 6			
Distancia: 11,688 km		Inyección:	
Inductancia: 0,087669913 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,076903848	-12,28022741	-1,43531298
5	0,076947142	-12,23084465	-1,429541123
10	0,077001254	-12,16912289	-1,422327084
50	0,077433916	-11,6756104	-1,364645343
100	0,077974163	-11,05938081	-1,292620429
250	0,079589163	-9,217244131	-1,077311494
500	0,082312956	-6,110371008	-0,714180163
1000	0,088190108	0,593355894	0,069351437
2500	0,113225555	29,14984292	3,407033641
5000	0,175296457	99,9505314	11,68221811

Tabla C.79. Falta en el punto C del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 6			
Distancia: 20,446 km		Inyección:	
Inductancia: 0,1530048772 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,132446002	-13,43674502	-2,747276886
5	0,132489251	-13,40847865	-2,741497546
10	0,132543306	-13,37314944	-2,734274134
50	0,13297553	-13,09065916	-2,676516172
100	0,133515267	-12,7379011	-2,604391259
250	0,135129041	-11,68318094	-2,388743176
500	0,137845826	-9,907560635	-2,025699847
1000	0,143697667	-6,082949946	-1,243719946
2500	0,168404524	10,06480771	2,057850584
5000	0,229194018	49,79523692	10,18113414

Tabla C.80. Falta en el punto D del feeder 6 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

C3.2.4. Feeder 8

FALTA EN EL PUNTO A DEL FEEDER 8			
Distancia: 0,435 km		Inyección:	
Inductancia: 0,00102236571 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,000958853	-6,212304051	-0,027023523
5	0,000963853	-5,72322794	-0,024896042
10	0,000970112	-5,111090847	-0,022233245
50	0,001020498	-0,182704202	-0,000794763
100	0,001084203	6,048483054	0,026310901
250	0,001274825	24,69362964	0,107417289
500	0,001742282	70,41669883	0,30631264
1000	0,003975646	288,8672845	1,256572687
2500	0,030145178	2848,570953	12,39128364
5000	0,118813053	11521,38473	50,11802358

Tabla C.81. Falta en el punto A del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO B DEL FEEDER 8			
Distancia: 8,188 km		Inyección:	
Inductancia: 0,059511665910 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,04952469	-16,7815439	-1,374072815
5	0,049582953	-16,6836422	-1,366056623
10	0,049655758	-16,56130457	-1,356039618
50	0,050237262	-15,58417816	-1,276032507
100	0,050961768	-14,36675907	-1,176350233
250	0,053116082	-10,7467742	-0,879945872
500	0,05674207	-4,653869873	-0,381058865
1000	0,064634831	8,608673544	0,70487819
2500	0,099758321	67,62817698	5,537395131
5000	0,185171722	211,1519718	17,28912345

Tabla C.82. Falta en el punto B del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO C DEL FEEDER 8			
Distancia: 6,358 km		Inyección:	
Inductancia: 0,045299159910 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,039876439	-11,97090743	-0,761110295
5	0,039914505	-11,88687548	-0,755767543
10	0,039962074	-11,78186491	-0,749090971
50	0,040342095	-10,94295209	-0,695752894
100	0,040815747	-9,897342841	-0,629273058
250	0,042223429	-6,7898188	-0,431696679
500	0,044644586	-1,445003101	-0,091873297
1000	0,050362119	11,17671662	0,710615642
2500	0,081865579	80,7220682	5,132309096
5000	0,167871236	270,5835535	17,20370233

Tabla C.83. Falta en el punto C del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO D DEL FEEDER 8			
Distancia: 26,086 km		Inyección:	
Inductancia: 0,185255124882 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,145719503	-21,3411758	-5,56705912
5	0,145774783	-21,31133564	-5,559275014
10	0,145843861	-21,274048	-5,549548162
50	0,146395555	-20,97624546	-5,47186339
100	0,147082848	-20,60524754	-5,375084874
250	0,149131322	-19,49948898	-5,086636695
500	0,15255593	-17,65089914	-4,60441355
1000	0,159984657	-13,64090059	-3,558365328
2500	0,192419202	3,867141198	1,008782453
5000	0,270293264	45,90325854	11,97432402

Tabla C.84. Falta en el punto D del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

FALTA EN EL PUNTO E DEL FEEDER 8			
Distancia: 14,262 km		Inyección:	
Inductancia: 0,104250378210 H		5 A	
Rfalta (Ω)	Inductancia Calculada (H)	Error (%)	Error (km)
1	0,091759024	-11,98207111	-1,708882981
5	0,091789062	-11,95325743	-1,704773575
10	0,0918266	-11,91724999	-1,699638194
50	0,092126505	-11,62957242	-1,658609618
100	0,09250035	-11,27096919	-1,607465625
250	0,093610785	-10,20580764	-1,455552285
500	0,095541175	-8,354121426	-1,191464798
1000	0,100290721	-3,798218506	-0,541701923
2500	0,128771364	23,52124433	3,354599866
5000	0,209520195	100,9778752	14,40146456

Tabla C.85. Falta en el punto E del feeder 8 (Metodología Final - Inyección de 5 Apico a 325 Hz)

