



**UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO**

**Aplicación de Algoritmos Genéticos a la
Estimación de Estado de Depresiones de
Voltaje y la Reconfiguración de
Redes Eléctricas**

TESIS

Que para obtener el grado de

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Presenta

JORGE LUCIO DÍAZ

Directora de tesis

DRA. ELISA ESPINOSA JUÁREZ

Morelia, Michoacán, Agosto del 2009.



A mi padres, Alberto y María

A mi esposa, Paty

A mis hermanos, Lorena, Fabiola, Marilu y Alberto

Agradecimientos

A mis Padres Alberto Lucio Cahue y María Díaz Gonzalez quienes con su ejemplo y dedicación me han permitido lograr esta meta y a quienes nunca podré pagar de ninguna manera todo lo que han hecho por mí.

Un agradecimiento especial a mi Asesora la Dra. Elisa Espinosa Juárez, por toda la dedicación que me brindó y con cuyas enseñanzas y consejos me ayudó a la culminación de esta Tesis.

A mi Esposa Patricia Díaz Alvarez quien con su amor, comprensión y consejos me ha impulsado a seguir adelante y ser una mejor persona.

A CONACYT quien con su apoyo económico me permitio realizar esta Tesis.

A todos y cada uno de los Profesores que tuve en mis estudios de Maestría en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo por sus enseñanzas.

A los integrantes de la mesa Sinodal, quienes con sus recomendaciones y sugerencias enriquecieron esta Tesis.

Jorge Lucio Díaz

Morelia, Agosto del 2009

Resumen

Las depresiones de voltaje son uno de los problemas que actualmente tienen mayor importancia en cuanto a calidad del suministro de energía eléctrica se refiere. Ésto debido a que pueden originar el mal funcionamiento en una amplia variedad de equipos usados tanto por consumidores como por las empresas suministradoras, lo cual representa una mayor frecuencia en la interrupción de procesos productivos, lo que puede llevar a cuantiosas pérdidas económicas. Por ello, debido a la necesidad de cuantificar la frecuencia de depresiones y sus magnitudes en un sistema eléctrico o bien en un punto específico, en la actualidad se utilizan varias alternativas, algunas de las cuales se describen en esta tesis.

En esta tesis se aplican técnicas basadas en algoritmos genéticos para resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje, el cual persigue estimar la frecuencia de las depresiones de voltaje y sus magnitudes de voltaje en aquellos nodos donde no se tiene equipos de medición a partir de datos registrados en nodos con equipo de medición. En esta tesis se presentan comparaciones en términos de eficiencia y tiempos de cómputo obtenidos con la aplicación de la técnica propuesta con respecto a la utilización de la técnica de programación lineal comúnmente usada para resolver este problema.

Se presenta la aplicación de algoritmos genéticos para realizar el emplazamiento óptimo de medidores, teniendo como objetivo utilizar el menor número de medidores para monitorear por completo el sistema eléctrico bajo estudio, lo que resulta conveniente ya que generalmente no es económicamente viable para las empresas el instalar equipos de medición en todos los nodos del sistema. El emplazamiento óptimo de medidores permite también hacer una estimación de estado de depresiones de voltaje con mayor precisión.

En esta tesis se propone una metodología que basada en la operación de los interruptores del sistema eléctrico busca obtener una reconfiguración de la red eléctrica tal que disminuya el número de depresiones de voltaje que se presentan en el sistema eléctrico o bien en un nodo de interés. Para resolver el problema de reconfiguración se utiliza una técnica basada en algoritmos genéticos.

Finalmente se muestran varios casos de estudio, donde se muestra la eficacia de la aplicación de técnicas basadas en algoritmos genéticos para resolver problemas de estimación de estado de depresiones de voltaje, emplazamiento de medidores y la reconfiguración de redes eléctricas para minimizar el número de depresiones de voltaje.

Abstract

Voltage sags are one of the problems that nowadays have a great importance as far as quality in the supply of electrical energy is concerned, this is because they can originate operation malfunctions of an extensive variety of equipment in use not only by the consumers but by the utility companies as well, which represents a greater frequency in the interruption of productive processes, in return this can lead to a significant economic loss. For that reason, due to the necessity to quantify the frequency of voltage sags and their magnitudes in a power system or in a specific point of the system, several alternatives are currently used, some of which are described in this thesis.

In this thesis techniques based on genetic algorithms to solve the voltage sag state estimation problem are applied, which pursue to estimate the frequency of voltage sags and their voltage magnitudes at buses without measurement equipment, from recorded data at buses with measurement equipment. In this thesis, comparisons in terms of efficiency and computation time obtained with the application of the proposed technique, regarding to linear programming technique usually applied to solve this problem, are presented.

The application of genetic algorithms in order to find the optimal placement of monitors, with the objective to use the minimum number of measurement equipment for monitoring the whole power system, which is convenient since in general, placing measurement equipment at all system buses is not economically feasible for the electric utilities. The optimal location of monitors also allows achieving a more accurate voltage sag state estimation.

In this thesis a methodology based on the operation of switches in the power system is proposed; this methodology seeks to obtain a reconfiguration of the electrical network in such a way that the number of voltage sags decreases within the power system or in a particular bus of interest. In order to solve the reconfiguration problem a technique based on genetic algorithms is used.

Finally several case studies are shown, where the effectiveness of techniques based on the

genetic algorithms in order to solve voltage sag state estimation, optimal location of monitors and electrical network reconfiguration for minimizing voltage sags number problems, is shown.

Índice general

Resumen	iii
Abstract	v
Lista de figuras	x
Lista de tablas	xiii
Lista de símbolos y abreviaturas	xv
Lista de publicaciones	xviii
1 Introducción	1
1.1 Antecedentes y justificación	1
1.2 Objetivos principales	3
1.3 Estado del arte	3
1.4 Metodología	10
1.5 Estructura de la tesis	11
2 Depresiones de voltaje en sistemas eléctricos y algoritmos genéticos	13
2.1 Introducción	13
2.2 Aspectos generales de las depresiones de voltaje	14
2.2.1 Definición de depresión de voltaje	14
2.2.2 Origen de las depresiones de voltaje	15
2.2.3 Índices de depresiones de voltaje	16
2.2.4 Métodos estocásticos para la estimación de depresiones de voltaje	19
2.2.5 Métodos de estimación de estado de depresiones de voltaje	28
2.3 Algoritmos genéticos	29
2.3.1 Tipos de representación	32
2.3.2 Población inicial	33
2.3.3 Función de aptitud	33
2.3.4 Operador de selección	34

2.3.5	Operador de cruce	37
2.3.6	Operador de mutación	38
2.3.7	Inserción de hijos en la población	39
2.3.8	Condición de paro	40
2.4	Conclusiones	40
3	Estimación de estado de depresiones de voltaje	41
3.1	Introducción	41
3.2	Bases del método de estimación de estado de depresiones de voltaje	42
3.3	Formulación del problema de estimación de estado de depresiones de voltaje	44
3.3.1	Cálculo de segmentos de líneas del sistema	45
3.3.2	Cálculo de la matriz de mediciones M	46
3.3.3	Formulación de estimación de estado de depresiones de voltaje como un problema de optimización	50
3.3.4	Estimación del número de depresiones de voltaje	52
3.4	Formulación del problema de estimación de estado de depresiones de voltaje basado en posiciones de falla	53
3.5	Implementación del problema de estimación de estado de depresiones de voltaje por algoritmos genéticos	56
3.6	Emplazamiento óptimo de medidores de depresiones de voltaje	60
3.6.1	Método de emplazamiento óptimo de medidores basado en formulación analítica	60
3.6.2	Implementación de emplazamiento óptimo de medidores	62
3.6.3	Redundancia	63
3.7	Conclusiones	65
4	Reconfiguración de redes para minimizar depresiones de voltaje	67
4.1	Introducción	67
4.2	Antecedentes	68
4.3	Bases del método propuesto para la reconfiguración de sistemas eléctricos	69
4.4	Formulación del problema	71
4.4.1	Generador de topologías	72
4.4.2	Función objetivo	72
4.5	Implementación del método	73
4.6	Conclusiones	75
5	Casos de estudio	77
5.1	Introducción	77
5.2	Estudios de emplazamiento óptimo de medidores	77
5.2.1	Análisis en el sistema IEEE RTS-24	78
5.2.2	Análisis en el sistema IEEE TC-57	86
5.2.3	Análisis en el sistema IEEE TC-118	88

5.3	Casos de estudio de estimación de estado de depresiones de voltaje con formulación basada en posición de fallas	93
5.3.1	Red IEEE RTS-24	94
5.3.2	Red IEEE TC-57	106
5.3.3	Red IEEE TC-118	112
5.4	Casos de estudio de estimación de estado de depresiones de voltaje, método basado expresión analítica	119
5.4.1	Red IEEE RTS-24	119
5.4.2	Red IEEE TC-57	122
5.5	Estudios de reconfiguración de red	126
5.5.1	Reconfiguración de red IEEE RTS-24	126
5.5.2	Reconfiguración de red IEEE TC-57	132
5.6	Conclusiones	138
6	Conclusiones y trabajos futuros	139
6.1	Conclusiones generales	139
6.2	Trabajos futuros	140
	Bibliografía	142
A	Datos de sistema IEEE RTS-24	151
B	Datos de sistema IEEE TC-57	154
C	Datos de sistema IEEE TC-118	161

Lista de figuras

2.1	Sistema eléctrico genérico	23
2.2	Gráfica de $V_i(\psi)$ para fallas en la línea $k - j$	26
2.3	Diagrama de flujo de un algoritmo genético simple	31
2.4	Tipo de representación: a) binaria, b) entera, c) real	33
2.5	Esquema general del operador de selección	34
2.6	Selección proporcional a su aptitud	35
2.7	Selección proporcional al rango	36
2.8	Selección uniforme estocástica	36
2.9	Operador de cruce en un punto	37
2.10	Operador cruce en dos puntos	38
2.11	Operador de mutación	39
3.1	Sistema eléctrico	46
3.2	Segmentos de la línea l_1 que causan depresiones de voltaje en el nodo i	47
3.3	Posiciones de falla a lo largo de la línea	54
3.4	Diagrama de flujo para estimación de estado de depresiones de voltaje mediante algoritmos genéticos	59
3.5	Diagrama de flujo para emplazamiento óptimo de medidores	64
4.1	Diagrama de flujo para reconfiguración de redes eléctricas	76
5.1	Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para 0.7 p.u.	79
5.2	Sistema IEEE RTS-24 Nodos. Área de alcance de medidores en los nodos 3, 6, 8 y 17, para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.	84
5.3	Área de alcance de medidores en los nodos 3, 6, 7 y 22, para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.	85
5.4	Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para 0.7 p.u.	86
5.5	Área de alcance de medidor emplazado en nodo 20 para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.	89

5.6	Área de alcance de medidor emplazado en nodo 32 para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.	90
5.7	Área de alcance de medidor emplazado en nodo 54 para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.	91
5.8	Área de alcance de medidor emplazado en nodo 57 para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.	92
5.9	Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para 0.7 p.u.	94
5.10	Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para el Caso A	97
5.11	Depresiones de voltaje con 5 posiciones de falla y 6 rangos de voltaje. Umbrales de voltaje residual hasta: a) 0.9 p.u., b) 0.8 p.u., c) 0.7 p.u.	99
5.12	Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para el Caso C	102
5.13	Depresiones de voltaje hasta 0.9 p.u., con 6 rangos de voltaje y 2 posiciones de falla	108
5.14	Depresiones de voltaje hasta 0.8 p.u., con 6 rangos de voltaje y 2 posiciones de falla	108
5.15	Depresiones de voltaje hasta 0.7 p.u., con 6 rangos de voltaje y 2 posiciones de falla	109
5.16	Depresiones de voltaje hasta 0.9 p.u., con 6 rangos de voltaje y 10 posiciones de falla	110
5.17	Depresiones de voltaje hasta 0.8 p.u., con 6 rangos de voltaje y 10 posiciones de falla	111
5.18	Depresiones de voltaje hasta 0.7 p.u., con 6 rangos de voltaje y 10 posiciones de falla	111
5.19	Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para el Caso B	112
5.20	Depresiones de voltaje hasta 0.9 p.u., con 4 rangos de voltaje	114
5.21	Depresiones de voltaje hasta 0.8 p.u., con 4 rangos de voltaje	114
5.22	Depresiones de voltaje hasta 0.7 p.u., con 4 rangos de voltaje	115
5.23	Depresiones de voltaje hasta 0.9 p.u., con 3 rangos de voltaje	117
5.24	Depresiones de voltaje hasta 0.8 p.u., con 3 rangos de voltaje	117
5.25	Depresiones de voltaje hasta 0.7 p.u., con 3 rangos de voltaje	118
5.26	Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.9 p.u. .	121
5.27	Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.8 p.u. .	121
5.28	Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.7 p.u. .	122
5.29	Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.9 p.u. .	124
5.30	Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.8 p.u. .	125
5.31	Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.7 p.u. .	125
5.32	Sistema IEEE RTS-24 con 4 interruptores para reconfiguración de sistema . .	129
5.33	Depresiones de voltaje con una tensión residual menor que 0.8 p.u., antes y después de la reconfiguración.	130

5.34 Interruptores para reconfiguración del sistema IEEE TC-57	134
--	-----

Lista de tablas

5.1	Número y emplazamiento óptimo de medidores para fallas trifásicas en red IEEE RTS-24	78
5.2	Emplazamientos factibles considerando un número fijo de medidores	81
5.3	Área de alcance de los medidores para umbral de 0.7 p.u.	83
5.4	Número y emplazamiento óptimo de medidores para fallas trifásicas en red IEEE TC-57	87
5.5	Emplazamientos factibles e índice de redundancia para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.	88
5.6	Número y emplazamiento de medidores para depresiones de voltaje originados por falla monofásica en sistema IEEE TC-118	93
5.7	Depresiones de voltaje para voltajes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 con 6 umbrales de voltaje en la formulación y con 5 posiciones de falla	98
5.8	Promedio de depresiones de voltaje en todo el sistema con 5 posiciones de falla y 6 umbrales de voltaje	98
5.9	Depresiones de voltaje para voltajes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 con 3 umbrales de voltaje en la formulación y con 5 posiciones de falla	101
5.10	Depresiones de voltaje para voltajes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 con 6 umbrales de voltaje en la formulación y con 20 posiciones de falla	103
5.11	Promedio de depresiones de voltaje en todo el sistema con 20 posiciones de falla y 6 umbrales de voltaje	103
5.12	Depresiones de voltaje para voltajes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 con 4 umbrales de voltaje en la formulación y con 20 posiciones de falla	104
5.13	Error relativo promedio en la EEDV mediante AG y PLE	106
5.14	Duración en resolver problema de EEDV mediante AG y PLE	106
5.15	Error relativo promedio en la EEDV en todo el sistema IEEE TC-57, caso A	108
5.16	Error relativo promedio en la EEDV en todo el sistema IEEE TC-57, caso B	110
5.17	Promedio de depresiones de voltaje reales y estimadas, en el sistema IEEE TC-57	111
5.18	Error relativo promedio en la EEDV en todo el sistema, con 4 umbrales de voltaje	115
5.19	Promedio de depresiones de voltaje reales y estimadas, en el sistema IEEE TC-118	116

5.20	Error relativo promedio en la EEDV en todo el sistema, con 3 umbrales de voltaje	118
5.21	Número de variables de estado para los nodos del sistema IEEE RTS-24	120
5.22	Errores promedios en la estimación de depresiones en todo el sistema, para red IEEE RTS-24	123
5.23	Duración en resolver EEDV para red IEEE 24-RTS	123
5.24	Errores promedios en la estimación de depresiones en todo el sistema, para red IEEE TC-57	126
5.25	Errores en la estimación del número promedio de depresiones de voltaje en el sistema	126
5.26	Duración en resolver EEDV en algunos nodos de red IEEE TC-57	127
5.27	Número de interruptores y respectivas líneas para reconfiguración de red IEEE RTS-24	128
5.28	Depresiones de voltaje para reconfiguración de red IEEE RTS-24	131
5.29	Depresiones de voltaje del sistema para las distintas reconfiguraciones para un umbral de voltaje de hasta 0.8 p.u.	132
5.30	Número de interruptores y respectivas líneas para reconfiguración de red IEEE TC-57	133
5.31	Depresiones de votaje para mejor reconfiguración de red IEEE TC-57	136
A.1	Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE RTS-24	152
A.2	Índice de depresiones de voltaje para reconfiguración de red IEEE RTS-24 . .	153
B.1	Número de fallas y posición para red IEEE TC-57	155
B.2	Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE TC-57	157
B.3	Índice de depresiones de voltaje para reconfiguración de red IEEE TC-57 . .	159
C.1	Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE TC-118	162

Lista de símbolos y abreviaturas

AG	Algoritmos Genéticos
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
EEDV	Estimación de estado de depresiones de voltaje
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
Gen	Generación
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
PCC	Punto de Conexión Común
PLE	Programación Lineal Entera
PSS	Estabilizador de potencia
rms	Root mean square (valor eficaz)
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index
SARFI _x	System Average RMS Frequency Index
SIARFI _x	System Instantaneous Average RMS Frequency Index
SMARFI _x	System Momentary Average RMS Frequency Index
STARFI _x	System Temporary Average RMS Frequency Index
YALMIP	Programa de optimización para problemas de programación lineal
p.u.	Por unidad
seg.	Segundos
ms	Milisegundos
I_p	Corriente de falla
t	Umbral de voltaje
H	Vector de mediciones
X	Vector de variables de estado
M	Matriz de mediciones
E	Vector de errores
N	Nodos del sistema
N_i	Número de usuarios sometidos a depresiones o elevaciones de voltaje menores o mayores que un umbral
NI_i	Número de usuarios sometidos a depresiones o elevaciones de voltaje instantáneas menores o mayores que un umbral
NM_i	Número de usuarios sometidos a depresiones o elevaciones de voltaje momentáneas menores o mayores que un umbral

NT_i	Número de usuarios sometidos a depresiones o elevaciones de voltaje temporales menores o mayores que un umbral
N_T	Número total de usuarios del sistema
$\mathbf{Z}_{bus}$	Matriz de impedancia nodal
V_k^{pf}	Voltaje de prefalla para el nodo k
V_{kp}	Voltaje en nodo k debido a falla en p
ΔV_{kp}	Diferencia de voltaje en el nodo k debido a la falla en p
Z_{kp}	Impedancia del elemento (k, p) de la matriz de impedancia nodal
I_p	Corriente de falla
V_i^{012}	Vector de fasores de voltaje de secuencias para el nodo i
$V_i^{012(pf)}$	Vector de fasores de voltaje de secuencia cero, positiva y negativa de prefalla para el nodo i
V_i^0	Vector de fasores de voltaje de secuencia cero para el nodo i
V_i^1	Vector de fasores de voltaje de secuencia positiva para el nodo i
V_i^2	Vector de fasores de voltaje de secuencia negativa para el nodo i
Z_{im}^{012}	Impedancia compleja de secuencias de nodos del sistema
Z_{ip}^{012}	Impedancia compleja que relaciona el nodo i del sistema y la posición de falla p de la línea
Z_{pp}^{012}	Impedancia compleja de la posición de falla en la línea
I_p^{012}	Fasor de corrientes de falla de secuencias
ψ	Parámetro que caracteriza la posición de la falla en una línea y toma valores entre 0 y 1
L	Líneas
L_{kp}	Longitud entre el nodo k y la falla p
L_{kj}	Longitud total de la línea entre los nodos k y j
$g(\psi)$	Función de distribución de probabilidad de las fallas a lo largo de la línea
N_q	Número de depresiones/año
λ_q	Número de fallas/año
s	Segmento de línea
V_i	Voltaje residual de fase en nodo i
$s_1^{t^1}$	Segmento 1 de línea para un umbral de voltaje t^1
S^1	Número total de segmentos de línea para un umbral de voltaje t^1
γ_k^t	Cociente entre la longitud del segmento y la longitud total de la línea
x_k^t	Variable de estado de segmento k considerando el umbral de voltaje t
a_k^t	Valor de ψ que define a la posición inicial del segmento asociado a la variable de estado
b_k^t	Valor de ψ que define la posición final del segmento asociado a la variable de estado
P	Número de posiciones de falla
h_i	Número de depresiones estimados con un voltaje residual menor al umbral establecido para el nodo i

$\mathbf{X}_P$	Vector de variables de estado considerando posiciones de fallas en el sistema
$\mathbf{H}^1$	Vector de mediciones para un umbral de voltaje t_1
$\mathbf{H}^2$	Vector de mediciones para un umbral de voltaje t_2
$\mathbf{M}^1$	Matriz de mediciones para un umbral de voltaje t_1
$\mathbf{M}^2$	Matriz de mediciones para un umbral de voltaje t_2
x_{kp}	Variables de estado del segmento kp asociado a una posición de falla en la línea
$\mathbf{y}$	Vector de emplazamiento de medidores
$y(i)$	Elementos del vector $\mathbf{y}$ asociado al emplazamiento de medidores
$\mathbf{b}$	Vector de condición de emplazamiento
C	Número de combinaciones de topologías distintas
NI	Número de interruptores
f_{est}	Número de depresiones de voltaje estimadas
f_{ref}	Número de depresiones de voltaje de referencia

Lista de publicaciones

Publicaciones asociadas con esta tesis

- Elisa Espinosa Juárez, Jorge Lucio Díaz, Araceli Hernández Bayo, “*Análisis de la Influencia de la Distribución de Falla en la Estimación Estocástica de Depresiones de Voltaje Aplicando un Método Analítico*”, Séptima Conferencia Iberoamericana en Sistema, Cibernética e Informática (CISCI 2008), Orlando, Florida, USA, pp. 10-15, 29 Jun.-2 Jul. 2008, ISBN: 978-1-934272-39-8.
- J. Lucio Díaz, E. Espinosa Juárez, “*Emplazamiento Óptimo de Medidores y Redundancia en las Mediciones de Depresiones de Voltaje en Sistemas Eléctricos*”, 4^{to}. Congreso Estatal de Ciencia y Tecnología (COECYT), Morelia, Michoacán, México, resumen pp. 234, 30-31 Oct. 2008, ISBN: 968-5762-09-0.
- J. Lucio Díaz, E. Espinosa Juárez, A. Hernández Bayo, “*Caracterización de las Depresiones de Voltaje de un Sistema Considerando la Distribución de Probabilidad de Falla en las Líneas de Transmisión*”, Congreso Nacional de Ingeniería y Arquitectura 2008 (IA08), Morelia, Michoacán, México, pp. 301-308, 26-28 Nov. 2008, ISBN: 978-968-9322-40-5.
- Jorge Lucio Díaz, Elisa Espinosa Juárez, “*Emplazamiento Óptimo de Medidores para Detección de Depresiones de Voltaje Utilizando Algoritmos Genéticos*”, X Reunión de Otoño de Potencia, Electrónica y Computación (ROPEC 2008), IEEE Sección Centro Occidente, Morelia, Michoacán, México, pp. 92-97, 3-5 Dic. 2008.

- Jorge Lucio-Díaz, Elisa Espinosa-Juárez, Araceli Hernández, “*Application of Genetic Algorithms in the Optimal Location of Voltage Sag Monitors and Analysis of Redundancy Measurement*”, 2009 International Conference on Artificial Intelligence (ICAI’09), Las Vegas, Nevada, USA, 13-16 Jul. 2009.
- Elisa Espinosa-Juárez, Jorge Lucio, Araceli Hernández, “*Analysis of Distributed Generation Impact on the Optimal Location of Voltage Sag Monitors by Applying Genetic Algorithms*”, Aceptado en 2009 Electronics, Robotics and Automotive Mechanics Conference (CERMA 2009), Cuernavaca, Morelos, México, 22-25 Sep. 2009.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Antecedentes y justificación

Las depresiones de voltaje (sags) son uno de los más importantes problemas de calidad de la energía, siendo principalmente provocados por fallas en el sistema o por el arranque de motores grandes. Una depresión de voltaje es la reducción en el voltaje por un corto tiempo. La duración de una depresión de voltaje es menor a un minuto pero mayor que medio ciclo, y la magnitud de la reducción en el voltaje está entre el 10% y el 90% del voltaje nominal [IEEE Std. 1159-1995, 1995].

Desde el punto de vista de los usuarios, las depresiones de voltaje son uno de los problemas de calidad de la energía que causan las mayores pérdidas económicas, debido a que ocasionan el malfuncionamiento de una amplia variedad de equipos, además de que comparativamente con otros problemas de calidad que afectan a los usuarios finales, las depresiones de voltaje ocurren más frecuentemente. La interrupción de un proceso industrial, debido a una depresión de voltaje, puede resultar en costos de operación muy elevados. Debido a esto, ha sido necesario realizar la caracterización y estimación del número de depresiones de voltaje que pueden afectar un sistema eléctrico, pudiéndose además establecer índices de calidad que provean de información adicional a los usuarios.

Para realizar la caracterización de las depresiones de voltaje en un nodo de interés o bien

en todo el sistema eléctrico, se pueden realizar mediciones directamente por medio de equipos de medición, sin embargo, debido principalmente a aspectos económicos en la mayoría de las ocasiones no resulta económicamente viable el instalar equipos de medición en todos los nodos del sistema. Por ello recientemente se han propuesto técnicas de estimación de estado, que basadas en datos de mediciones y datos de configuración del sistema, estiman las depresiones de voltaje en aquellos nodos donde no se dispone de equipo de medición, a partir de datos recopilados con equipo de medición instalados en unos cuantos nodos.

Una de las principales características de estos métodos de estimación está en que el problema que se formula resulta en un sistema de ecuaciones indeterminado, debido a que generalmente se tiene un reducido número de medidores. Anteriormente se han aplicado técnicas de programación lineal para resolver este tipo de problema, sin embargo, en sistemas eléctricos grandes la aplicación de este tipo de técnica representa costos computacionales y tiempos de solución muy elevados. Debido a esto, uno de los principales propósitos de esta tesis, es el implementar una metodología que basada en algoritmos genéticos permita resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje en forma más eficiente.

Es importante mencionar que la precisión del método de estimación de estado de depresiones de voltaje depende en gran medida del número de medidores instalados así como de su emplazamiento en el sistema. Generalmente se aplican procedimientos que determinan el menor número de equipos de medición y el mejor emplazamiento garantizando la observabilidad de todo el sistema. En esta tesis se propone la aplicación de técnicas basadas en algoritmos genéticos para resolver el problema de emplazamiento óptimo de medidores.

Si bien es de gran importancia evaluar el sistema en términos de depresiones de voltaje, obteniendo índices y detectando así posibles problemáticas en el sistema eléctrico, resulta más interesante plantear estrategias que permitan mejorar dichos índices. En esta tesis se propone aplicar una técnica de reconfiguración en la topología del sistema eléctrico con la finalidad de encontrar la configuración del sistema tal que se mejoren los índices de depresiones de voltaje. La reconfiguración de sistemas eléctricos ha sido abordada en años recientes y en la mayoría de los trabajos documentados la reconfiguración se realiza para minimizar pérdidas de energía en el sistema eléctrico. Sin embargo, su empleo en la disminución de depresiones

de voltaje, constituye una aplicación mucho más reciente y novedosa.

En esta tesis, se propone un método de reconfiguración de sistemas eléctricos para mejorar índices de depresiones de voltaje con la aplicación de un método de estimación estocástico para caracterizar al sistema.

En el método propuesto se aplican algoritmos genéticos para resolver la formulación matemática del problema de reconfiguración. El método propuesto puede ser considerado como una de las contribuciones más relevantes de esta tesis.

1.2 Objetivos principales

Los objetivos principales de esta tesis son los siguientes:

- Resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje, aplicando algoritmos genéticos para mejorar aspectos importantes en la implementación, tales como costos computacionales y tiempo de solución.
- Establecer una metodología para la reconfiguración de redes eléctricas, basada en algoritmos genéticos para mejorar índices de depresiones de voltaje en el sistema.

1.3 Estado del arte

Los temas de calidad de la energía siguen recibiendo una atención significativa debido al enorme impacto económico que tienen en los sistemas eléctricos y en los consumidores industriales. Los tópicos de calidad de la energía han estado presentes en la literatura técnica desde los 60's, sin embargo, su requerimiento por parte de distintos dispositivos se incrementó en años recientes, esto debido principalmente a los avances tecnológicos en electrónica y sus aplicaciones en la industria los cuales hicieron a la vez, más vulnerables a estos equipos a los problemas de calidad de la energía [Kennedy, 2000] [Bollen, 2000]. Una de las definiciones más completas sobre los problemas de calidad de la energía es la propuesta por Dugan [Dugan et al., 1996], la cual dice que cualquier problema manifestado como desviaciones en la onda de voltaje, en la de corriente o en la frecuencia que resulta en falla o mal funcionamiento del

equipo del consumidor de la energía, es un problema de calidad de la energía.

El interés por las depresiones de voltaje, como uno de los principales problemas de calidad de la energía, se debe principalmente a los problemas que pueden causar en una amplia variedad de equipos utilizados tanto por consumidores como por las compañías eléctricas [Bollen, 2000]. Esto es debido a que pueden conducir a la falla y/o la salida de operación de equipos tales como computadoras personales, controladores de velocidad, relevadores, controladores lógicos programables, contactores magnéticos, equipo de telecomunicaciones, control de procesos, equipos de robótica, etc. los cuales son muy frecuentemente utilizados en los procesos industriales [IEEE Std 439-2007, 2007] [Bollen, 2000] [Arillaga et al., 2002] [Dugan et al., 1996] [Guasch et al., 2004] [Aung y Milanović, 2005] [Djokić et al., 2005] [Moon et al., 2007]. Si la magnitud y duración de la depresión de voltaje excede el umbral de sensibilidad del equipo, éste falla en su operación normal, sin embargo, la severidad del efecto que tienen las depresiones de voltaje no solamente dependen del efecto que tengan sobre dicho equipo, sino como este equipo puede alterar el funcionamiento de procesos contiguos, esto es debido a que actualmente la mayoría de los procesos industriales están conformados por complejos procesos continuos. Por lo tanto, una falla en un solo equipo puede afectar toda la secuencia de un proceso productivo, lo cual suele representar uno de los problemas más serios ocasionados por depresiones de voltaje y que puede originar cuantiosas pérdidas económicas; motivo por el cual, las depresiones de voltaje ha sido ampliamente estudiadas [Aung et al., 2004] [Bollen, 2000] [Heine et al., 2002] [Gupta y Milanović, 2006] [Olguin, 2005]. En [Manson y Targosz, 2008] se presenta un estudio sobre el costo que tiene la mala calidad de la energía, en el cual se estima que las pérdidas anuales en el sector industrial y de servicios, superan los 150,000 millones de euros en la Unión Europea, de los cuales 85,000 millones de euros corresponden a pérdidas originadas por depresiones de voltaje e interrupciones de corta duración.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, es necesario poder caracterizar las depresiones de voltaje en un sistema eléctrico o en un nodo de interés, para de esta manera saber cuál es la severidad del problema de depresiones de voltaje en dicho sistema. En la actualidad se utilizan índices [Brooks et al. 1998], los cuales se refieren a la magnitud de voltaje residual

y la frecuencia de ocurrencia. Una manera directa de caracterizar el comportamiento del sistema eléctrico en cuanto a depresiones de voltaje se refiere, es mediante la obtención de datos de los equipos de medición instalados en el sistema. Sin embargo, debido principalmente a aspectos económicos y a que las mediciones deben ser realizadas por periodos prolongados, en la mayoría de las ocasiones, para las empresas es inviable el disponer de un amplio número de equipos de medición, por lo cual no se puede obtener una caracterización de las depresiones de voltaje en todo el sistema [Bollen, 2000] [Olguín y Bollen, 2003].

Para caracterizar el sistema eléctrico en términos de depresiones de voltaje cuando no se monitorea todo el sistema, surgen diferentes alternativas, las cuales pueden ser divididas en dos grupos, además de que con estas alternativas es incluso posible evaluar sistemas eléctricos que aún no existen [Bollen, 2000]. El primero de estos grupos está fundamentado en la utilización de los métodos denominados como estocásticos [IEEE Std. 493-2007, 2007]. Una de las alternativas mayormente conocidas dentro de este primer grupo, es el método conocido como posición de fallas [Conrad et al., 1991][Conrad, 1994] [Qader y Bollen, 1999]. Igualmente se han propuesto algunos métodos analíticos, como el de distancias críticas [Bollen et al., 1997] [Bollen, 1998] [Bollen, 2000], el cual está basado en el modelo de un divisor de voltaje, por lo que solamente es aplicable a sistemas con topologías radiales. Otro de los métodos estocásticos recientemente desarrollado, es el propuesto por [Espinosa y Hernández, 2006] el cual está basado en expresiones analíticas para la obtención de los voltajes residuales en los nodos del sistema.

En general, estos métodos estocásticos se basan en estimar las características de depresiones de voltaje y combinar dicha estimación con datos estadísticos de la probabilidad de fallas en el sistema, lo cual permite obtener información acerca de la probabilidad de la incidencia de depresiones de voltaje [Bollen 2000] [Qader y Bollen 1999] [Espinosa y Hernández, 2006] [Park y Jang, 2007]. Sin embargo, estos datos probabilísticos de fallas pueden variar ampliamente de un año a otro, debido principalmente a las diversas condiciones meteorológicas y operativas que se pueden presentar a lo largo del año, entre otras [Bollen, 2000].

El otro grupo y cuyo desarrollo es más reciente, está basado en la aplicación de técnicas de estimación de estado, el cual, a partir de datos recopilados por medidores persigue realizar

la estimación del comportamiento de las depresiones de voltaje en los nodos del sistema en los que no se dispone de equipos de medición [Wang et al., 2005] [Espinosa y Hernández, 2007]. Una de las diferencias principales en la utilización de estas técnicas para la estimación de depresiones de voltaje en comparación con su aplicación a problemas tradicionales, está en que, para resolver este último caso, se cuenta con redundancia de mediciones, por lo que el problema planteado está sobredeterminado, mientras que para la estimación de depresiones, se obtiene un sistema de ecuaciones indeterminado, lo cual se debe principalmente al bajo número de medidores que se tendrían instalados en el sistema eléctrico.

El trabajo realizado por B. Wang, W. Xu y Z. Pan [Wang et al., 2005], introduce el concepto de “estimación de estado de depresiones de voltaje”, esta propuesta es un primer paso en la materia y está orientada a desarrollar un método para la estimación de estado de depresiones de voltaje en sistemas de distribución con geometría radial, por lo que solo es aplicable a redes con dicha configuración.

Recientemente, las autoras E. Juárez y A. Hernández presentaron una propuesta para la estimación de depresiones de voltaje en nodos donde no se cuente con medidores, a partir de datos de mediciones recopiladas en un número reducido de nodos del sistema [Espinosa y Hernández, 2007]; dicha propuesta está basada en el uso de un método analítico para calcular el voltaje residual causado por fallas a lo largo de las líneas [Espinosa y Hernández, 2006]; el problema de estimación de depresiones de voltaje, es resuelto mediante técnicas de programación lineal entera (PLE).

El desempeño de los métodos de programación lineal, ofrecen resultados satisfactorios, sin embargo en problemas demasiado grandes, como los que resultan en la estimación de estado de depresiones de voltaje, no son del todo eficientes, debido principalmente al gran costo computacional y los tiempos necesarios para encontrar la solución del problema. En esta tesis se ha planteado, como uno de los objetivos el implementar una metodología que mejore los tiempos de solución al problema de estimación de estado de depresiones de voltaje.

Debido a que las técnicas de estimación de estado de depresiones de voltaje están basadas en datos recopilados por los medidores que se tienen instalados en el sistema eléctrico bajo estudio, resulta de importancia el determinar el óptimo emplazamiento de estos equipos,

tal que garanticen la nula pérdida de información esencial. En el pasado, este proceso era llevado a cabo manualmente por medio de expertos en temas de calidad de la energía, los cuales instalaban los equipos de acuerdo a su propia experiencia y conocimiento acerca de la calidad de la energía en el sistema eléctrico considerado [Dong-Jun y Seung-II, 2008].

El problema para resolver el emplazamiento óptimo de equipos de monitoreo de calidad de la energía ha sido abordado desde hace varios años. Sin embargo, para la detección de depresiones de voltaje, éste ha sido abordado recientemente, en propuestas que formulan el problema en base a las llamadas matrices de alcance de los medidores [Olguin y Bollen, 2003] [Olguin et al., 2006] [Espinosa, 2006], donde una vez formulado el problema de optimización, éste es resuelto aplicando técnicas de programación lineal entera. El objetivo de estos métodos, es determinar el menor número de medidores y su óptimo emplazamiento tal que garanticen que, cualquier falla que se produzca en el sistema y que origine una depresión de voltaje, sea detectada al menos por uno de los medidores instalados en el sistema eléctrico. Sin embargo, esta clase de problemas también pueden ser resueltos por medio de otras técnicas más novedosas.

Por otra parte, en años recientes, se han realizado varios trabajos de investigación, donde se proponen nuevas estrategias de solución a problemas que eran tradicionalmente resueltos mediante técnicas de programación lineal, con la finalidad de obtener una mayor eficiencia en los procesos.

Los algoritmos genéticos son una técnica que constituye una abstracción del concepto biológico de evolución natural, la cual tiene numerosas aplicaciones en problemas de optimización [Davis, 1991] [Falkenauer, 1999]. Su funcionamiento está basado en los mecanismos de selección natural, combinado con la supervivencia del más apto y el intercambio de información entre miembros de una población de posibles soluciones. Se ha propuesto que el uso de algoritmos genéticos puede contribuir al acotamiento significativo en los tiempos de resolución del problema [Cole, 1998] [Painho y Bação, 2000], ya que su principal característica está presente en la capacidad de explorar un espacio de búsqueda amplio, para encontrar la mejor solución [Goldberg, 1989].

Los algoritmos genéticos, o más generalmente las estrategias evolutivas, se han convertido

en una herramienta muy utilizada para resolver diversos problemas de optimización inherentes a los sistemas eléctricos.

Así, en [Ghasabi y Mahdavi, 2005] se presenta una aplicación de redes neuronales para resolver problemas de programación lineal o cuadrática; dado que en el trabajo presentado por los autores se utilizan técnicas de procesamiento en paralelo se logra una rápida convergencia, abatiéndose el problema de que en muchas aplicaciones se necesita la obtención de una solución en tiempo real, o más rápida que la obtenida por medio de programación lineal.

En [Yan et al., 2006] se implementa un método híbrido basado en algoritmos genéticos y el método del punto interior no lineal, para optimizar el flujo de potencia reactiva; utilizan principalmente estas dos técnicas debido a que obtienen resultados satisfactorios, destacando principalmente su velocidad de convergencia.

Por ejemplo, en [Arabkhaburi et al., 2006] [Gerbex et al., 2001] [Rashed et al., 2008] [Shaheen et al., 2007] se ha empleado la utilización de algoritmos genéticos para solucionar problemas de emplazamiento óptimo de diversos tipos de dispositivos FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems), en un sistema eléctrico. Así mismo en [Sebaa y Boudour, 2006] utilizan esta técnica para obtener el emplazamiento óptimo de un estabilizador de potencia (PSS).

También desde hace varios años existe el interés de aplicar estas técnicas a la reconfiguración de redes eléctricas; generalmente los trabajos publicados sobre esta materia son referidos a la reconfiguración de sistemas eléctricos de distribución radiales, además de que, por lo general realizan la reconfiguración con la finalidad de minimizar pérdidas [Nara et al., 1992] [Falcão, 2002] [Huang, 2002] [Hong y Ho, 2003] [Enacheanu et al., 2008]. En el trabajo realizado por [Chen et al., 2002] se hace el estudio para mitigar las depresiones de voltaje por medio de la reconfiguración de la red de un sistema eléctrico industrial, donde se presentan cinco estrategias distintas, como el instalar equipos de aislamiento en aquellos equipos sensibles, cambiar la redes radiales a malladas, aumentar los niveles de voltaje, entre otros; en este trabajo se hace la modificación física de la red existente, lo que puede llegar a representar una inversión monetaria bastante considerable.

En [Bahadoorsingh et al., 2007] se presenta el desarrollo de un software de optimización

basado en algoritmos genéticos, para la reconfiguración en la topología de una red eléctrica de distribución con el fin de minimizar las pérdidas económicas que se presentan debido a depresiones de voltaje, obteniendo una topología que resulta en un menor costo para los clientes por efecto de las depresiones de voltaje. En este trabajo se menciona que los algoritmos genéticos no solo son adecuados para resolver problemas de gran escala en sistemas eléctricos, sino que han resultado más eficientes que muchos otros métodos. De manera similar en [Salazar et al., 2006] se aplican redes neuronales artificiales y técnicas de agrupamiento (*clustering*), para la reconfiguración de los alimentadores en sistemas de distribución, con el objetivo de minimizar las pérdidas de potencia o minimizar el tiempo de restauración en presencia de una contingencia en una carga específica. En éste trabajo observan que la principal ventaja de esta técnica sobre un software estándar de reconfiguración, es el menor tiempo que se requiere para resolver el problema.

En el trabajo presentado en [Enacheanu et al., 2008], también se utilizan algoritmos genéticos para reconfigurar redes de distribución, minimizando pérdidas de potencia; utilizan este tipo de algoritmo por su habilidad en la exploración del espacio de solución, además desarrollan operadores genéticos eficientes, para de ésta manera tener mutaciones y recombinaciones eficientes en sus procesos. Este trabajo también hace una pequeña recapitulación y la comparación entre trabajos de algunos autores que han utilizado algoritmos genéticos para la reconfiguración de sistemas eléctricos de distribución.

En [Dávalos e Irving, 2003] se propone un algoritmo genético para la planificación óptima de una red de distribución de gran tamaño; el algoritmo encuentra la mejor posición y tamaño de las subestaciones y los alimentadores con el fin de minimizar los costos en función de la red. El problema de encontrar la localización y tamaño apropiados de subestaciones y alimentadores, es formulado como una minimización en función de los costos. Por otra parte en el trabajo realizado en [Mantawy et al., 1999] integran algoritmos genéticos, tabú search y simulated annealing para resolver el problema de programación de generación de energía eléctrica.

En esta tesis se plantea como objetivo el aplicar algoritmos genéticos en la solución del emplazamiento óptimo de medidores y en la solución al problema de estimación de estado

de depresiones de voltaje, lo cual de acuerdo a la revisión realizada no ha sido anteriormente abordada.

Otro objetivo de este trabajo de tesis, es implementar un método que basado en la operación de interruptores en el sistema eléctrico y la caracterización del mismo mediante la estimación estocástica de depresiones de voltaje, permita encontrar una reconfiguración del sistema eléctrico tal que disminuya el número de depresiones de voltaje, con la finalidad de no solamente obtener una caracterización del sistema eléctrico en lo que a depresiones de voltaje se refiere, sino que se pueda de ésta manera obtener una mejora en la calidad de energía del sistema eléctrico; se plantea la reconfiguración de la red mediante la aplicación de algoritmos genéticos. Esta metodología propuesta es considerada como una de las aportaciones más importante del trabajo realizado.

1.4 Metodología

Los pasos en que está basado el desarrollo de esta tesis son:

- Revisión del estado del arte en lo referente a la evaluación de depresiones de voltaje en los sistemas eléctricos, la estimación de estado de depresiones de voltaje, el emplazamiento de medidores, la reconfiguración de sistemas eléctricos y la aplicación de algoritmos genéticos para resolver esta clase de planteamientos; con el objetivo de conocer las metodologías utilizadas actualmente y de esa manera contar con una base solida de conocimiento que sirva de punto de partida para el desarrollo de esta tesis.
- Implementación de metodología para resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje y emplazamiento óptimo de medidores mediante la aplicación de algoritmos genéticos, en la cual se utilizará como plataforma de desarrollo a MATLAB con la utilización del toolbox Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2 para los algoritmos genéticos.
- Planteamiento e implementación de metodología basada en algoritmos genéticos para realizar la reconfiguración de redes eléctricas, con el objetivo de minimizar el número de depresiones de voltaje que afectan la calidad de la energía en el sistema eléctrico, para lo cual

se utilizarán las mismas herramientas mencionadas en el párrafo anterior.

- Una vez implementadas las distintas metodologías se realizará la revisión y el análisis de los resultados en distintos casos de estudio. Dentro de los cuales, los resultados de estimación de estado de depresiones de voltaje serán comparados contra los que se obtienen utilizando YALMIP el cual es un programa de fuente libre para resolver problemas de programación lineal.

1.5 Estructura de la tesis

En este Capítulo se ha hecho una reseña concisa de los antecedentes relacionados con las depresiones de voltaje y métodos alternativos para su estimación. Se han descrito los objetivos principales a lograrse con esta tesis y se describe de manera breve el contenido de los capítulos que la conforman.

El Capítulo 2 tiene como objetivo presentar los fundamentos y conceptos generales convenientes para una mejor comprensión de los análisis que se abordarán posteriormente. Por otro lado, se realiza una revisión de los métodos existente en la bibliografía para la estimación de depresiones de voltaje. Así como hace una revisión de los conceptos fundamentales de algoritmos genéticos.

En el Capítulo 3 se hace una descripción de los métodos de estimación de estado de depresiones de voltaje, así también, se presenta el procedimiento para determinar el número mínimo de medidores así como su emplazamiento tal que permitan la observabilidad de todo el sistema en lo que a depresiones de voltaje se refiere. Además, se describe la implementación de las técnicas basadas en algoritmos genéticos para resolver estos problemas.

El Capítulo 4 se describe el método propuesto para reconfigurar un sistema eléctrico con la finalidad de disminuir los índices de depresiones de voltaje. El método propuesto se basa en la formulación analítica de voltajes residuales. Este capítulo constituye una de las aportaciones más relevantes en esta tesis.

El Capítulo 5 se aplican los programas y herramientas desarrollados en esta tesis en diversos casos de estudio. Se hacen comparaciones en cuanto a tiempos de solución para el

problema de estimación de estado de depresiones de voltaje mediante la técnica existente y la propuesta. Se presentan casos de reconfiguración de sistemas, donde se muestra la efectividad de la metodología propuesta.

En el Capítulo 6 se presentan las conclusiones generales y se sugieren trabajos futuros de investigación a desarrollar en el mismo campo de conocimiento.

Capítulo 2

Depresiones de voltaje en sistemas eléctricos y algoritmos genéticos

2.1 Introducción

El interés por la calidad de la energía ha venido creciendo por las grandes interrupciones y los fenómenos de bajo voltaje de corta duración que se presentan frecuentemente en el sistema eléctrico. Hoy en día, para algunos clientes específicos, las pérdidas económicas causadas por depresiones de voltaje pueden ser incluso mayores a los costos asociados con las interrupciones. Por lo que el análisis de las depresiones de voltaje debe ser considerado como una parte esencial en la optimización técnica y económica del diseño y operación de sistemas eléctricos.

Las depresiones de voltaje son uno de los fenómenos relacionados con calidad del suministro que más preocupación produce a consumidores y a compañías eléctricas. Esto debido a que los procesos automatizados pueden ser particularmente susceptibles a las depresiones de voltaje. La combinación de depresiones de voltaje y equipos sensibles puede causar significativas paradas en procesos productivos, y llegar a dañar a equipos y al propio trabajo en proceso [Dugan et al., 1996] [Bollen, 2000] [Heine et al., 2002] [IEEE Std. 493-2007, 2007].

En este capítulo, se presentan aspectos generales básicos sobre las depresiones de voltaje,

así como algunas breves definiciones propuestas como estándares, lo que permite una mejor comprensión de este fenómeno. Posteriormente se analizan las principales técnicas propuestas en la bibliografía, para realizar la predicción del número de depresiones de voltaje esperados en un punto de la red.

Finalmente, se presentan algunos aspectos generales sobre los algoritmos genéticos, como sus bases y sus principales operadores, con la finalidad de conocer las bases de ésta técnica.

2.2 Aspectos generales de las depresiones de voltaje

En esta sección se abordaran aspectos generales de las depresiones de voltaje. Empezando por algunas definiciones y posteriormente señalando las principales causas que originan las depresiones de voltaje.

2.2.1 Definición de depresión de voltaje

Las depresiones de voltaje son breves reducciones en el valor eficaz del voltaje, causadas principalmente por descargas atmosféricas, fallas en el sistema y en ocasiones por grandes cargas. El estándar IEEE Std. 1159-1995 [IEEE Std. 1159-1995, 1995] define a las depresiones de voltaje como un decremento entre 0.1 y 0.9 p.u. del voltaje rms nominal a la frecuencia del sistema por una duración entre 0.5 ciclos a un minuto. El estándar europeo EN 50160 [EN50160, 1999] define a las depresiones de voltaje como una reducción repentina en el voltaje suministrado a un valor entre 90% y 10% de la tensión nominal (o declarada), seguida de una recuperación en el voltaje después de un corto periodo de tiempo; convencionalmente con una duración entre 10 ms y un minuto. La norma IEC 61000-4-30 [IEC 61000-4-30, 2002] define a la depresión de voltaje como una reducción repentina del voltaje en un punto del sistema eléctrico por debajo de un umbral seguido por una recuperación en el voltaje.

Las principales características de las depresiones de voltaje son la magnitud y la duración. La magnitud de la depresión es definida como el voltaje rms neto en porcentaje o por unidad del voltaje nominal del sistema, adicionalmente, es necesario especificar si la magnitud de la depresión se refiere a la caída de voltaje, entonces el voltaje remanente es la magnitud

de la depresión, por lo que las expresiones “voltaje remanente” o “voltaje residual” son sinónimos. La duración de la depresión de voltaje es el periodo de tiempo en el cual el voltaje es menor al umbral establecido. La duración de una depresión de voltaje está principalmente determinada por los sistemas de protección y normalmente es menor a 1 seg. [IEEE Std. 493, 2007], puesto que el tiempo de liberación de la falla depende principalmente de los ajustes en los equipos de protección [Bollen, 2000].

Una depresión de voltaje puede afectar a cada una de las fases de un sistema trifásico en forma diferente, dependiendo de la naturaleza del disturbio (simétrico o asimétrico), la conexión del transformador, el aterrizamiento y las conexiones de los equipos. Para estas situaciones, se recomienda que se considere como voltaje residual de la depresión, al valor eficaz de la fase con menor voltaje durante el mismo. Por lo tanto, existe una depresión si el voltaje de alguna de las fases cae por debajo del umbral de voltaje considerado y éste deja de existir hasta que el voltaje en todas las fases tiene un valor superior al umbral; la duración asociada a la depresión de voltaje es el tiempo que transcurre desde el instante en el cual el voltaje cae por debajo del umbral, hasta que deja de existir [IEC 61000-2-8, 2002].

2.2.2 Origen de las depresiones de voltaje

Las depresiones de voltaje son principalmente originadas debido a fallas en el sistema de transmisión o distribución. Típicamente aparecen en eventos que presentan grandes corrientes fluyendo a través de las impedancias de la red, cortos circuitos o eventos tales como la energización de transformadores, operaciones de restauración, el arranque de grandes motores, grandes cargas del sistema, cambios de carga, entre otras [Bollen, 2000]. La principal reducción en el voltaje ocurre solo cuando fluye una corriente al corto circuito y éste voltaje se incrementa tan pronto como el equipo de protección interrumpe el flujo de la corriente. Estas fallas se pueden encontrar a muchos kilómetros del proceso interrumpido, pero lo suficientemente cerca para ocasionar un problema [IEEE Std. 493-2007, 2007].

Como ya se mencionó, los cortos circuitos son en gran medida la causa principal de las depresiones de voltaje y puede tener su origen en distintos tipos de fenómenos entre los que

se incluyen:

- Fenómenos atmosféricos: tales como descargas atmosféricas, cortocircuitos provocados por viento y lluvia, o por la contaminación de aisladores.
- Contactos mecánicos: tales como el contacto de árboles, animales, vehículos, entre otros.
- Accidentes o errores en la operación y el mantenimiento del sistema.

En cualquier sistema eléctrico es inevitable tener una cierta incidencia de fallas debidas a las causas anteriormente mencionadas, siendo la más común de éstas las descargas atmosféricas.

En los sistemas eléctricos el mayor número de fallas que se presentan son del tipo monofásico, y las más severas son del tipo trifásico. La severidad de las depresiones de voltaje depende de distintos factores, entre los que se encuentran:

- La impedancia y la localización de la falla en el sistema.
- La puesta a tierra del sistema.
- La configuración en la actuación de las protecciones.
- Las conexiones de los transformadores.
- La conexión de la carga.

Todos los análisis y casos de estudio que se presentan en esta tesis, se han realizado considerando depresiones de voltaje originados por fallas en el sistema eléctrico.

2.2.3 Índices de depresiones de voltaje

Por muchos años, los únicos índices que definían la calidad de las variaciones de voltaje en la calidad del servicio eléctrico fueron los índices de interrupciones sostenidas como el System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) ó el Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI), entre otros [Brooks et al., 1998]. Sin embargo estas interrupciones sostenidas solamente son un tipo de variación rms.

Para establecer los índices de depresiones de voltaje en un sistema eléctrico, en la actualidad se manejan varios criterios o normas, sin embargo en la mayoría de las ocasiones las empresas eléctricas no tienen el conocimiento o la información histórica sobre los problemas de depresiones de voltaje.

En el estándar IEEE 1159-1995, Recommended Practice on Monitoring Electric Power Quality [IEEE Std. 1159-1995, 1995] se propuso una terminología común que podía ser utilizada para discutir y valorar las variaciones de voltaje rms.

Los índices son definidos de manera tal que pueden ser aplicados para sistemas de distintas configuraciones. Por ejemplo, los índices pueden ser aplicados a las mediciones recaudadas a través de todo el sistema eléctrico, o bien, pueden ser aplicados a pequeños segmentos del sistema eléctrico como un solo alimentador o un punto de conexión común (PCC). Como resultado de ésta escalabilidad de índices, los valores pueden ser calculados para varias partes de un sistema eléctrico y comparado con los valores calculados para todo el sistema.

Algunos de los índices de sistema mayormente utilizados para la evaluación del impacto en los clientes es el SARFI x (*System Average RMS Frequency Index*). El cual representan el promedio de las variaciones medidas del valor eficaz en un período de valoración por usuario. Los eventos especificados son aquellos para los cuales la magnitud es menor que x para evaluaciones de depresiones de voltaje. Este índice al igual que los mencionados a continuación son aplicables a otros tipos de variaciones de voltaje como lo son las elevaciones de voltaje (swells) o las interrupciones, sin embargo en esta tesis solamente analizaremos las depresiones de voltaje. Matemáticamente, el SARFI x es definido como:

$$SARFIx = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2.1)$$

donde, x es el umbral de voltaje considerado.

N_i número de usuarios que están sometidos a depresiones o elevaciones de voltaje menor o mayor que $x\%$, debido al evento i .

N_T número total de usuarios del sistema.

Los sistemas eléctricos pueden ser clasificados en tres categorías de acuerdo a los índices

SARFI x [Abi, 2001]:

Categoría 1, los mejores sistemas, con poca exposición a las fallas

$$\text{SARFI}_{70} < 10$$

$$\text{SARFI}_{90} < 30$$

Categoría 2, sistemas típicos (promedio)

$$10 < \text{SARFI}_{70} < 30$$

$$30 < \text{SARFI}_{90} < 100$$

Categoría 3, sistemas rurales o muy expuestos a fallas

$$30 < \text{SARFI}_{70}$$

$$100 < \text{SARFI}_{90}$$

Sin embargo la sensibilidad de los equipos utilizados por los clientes y procesos a las variaciones de voltaje difiere. Por lo tanto muchos equipos son susceptibles solamente a las variaciones de magnitud. Mientras que otros son susceptibles a la combinación de magnitud y duración, por lo cual se han establecido otros índices que en realidad son un subconjunto propio de los índices SARFI x . Estos índices valoran la variación de una magnitud específica y las categorías de duración del estándar IEEE 1159 [IEEE Std. 1159-1995, 1995]. El primero de esta subcategoría es el SIARFI x (*System Instantaneous Average RMS Frequency Index*). El cual representa el promedio del número de variaciones rms instantáneas medidas, que ocurren a los usuarios en un periodo de estudio. Los eventos especificados son aquellos para los cuales la magnitud es menor que x para las depresiones de voltaje con un rango de duración de entre 0.5 y 30 ciclos, esto es,

$$\text{SIARFI}_x = \frac{\sum NI_i}{N_T} \quad (2.2)$$

donde, x es el umbral de voltaje considerado.

NI_i número de usuarios que están sometidos a depresiones o elevaciones de voltaje instantáneas menor o mayor que $x\%$ debido al evento medido i .

Para las perturbaciones momentáneas se tiene el índice $SMARFI_x$ (*System Momentary Average RMS Frequency Index*), el cual está definido para las variaciones cuya duración está en el rango de 30 ciclos a 3 segundos, esto es,

$$SMARFI_x = \frac{\sum NM_i}{N_T} \quad (2.3)$$

donde, x es el umbral de voltaje considerado.

NM_i número de usuarios que están sometidos a depresiones o elevaciones de voltaje momentánea menor o mayor que $x\%$ debido al eventos medido i .

El último índice de este subconjunto es el $STARFI_x$ (*System Temporary Average RMS Frequency Index*). El cual es definido para las variaciones temporales cuya duración está dentro de un rango de 3 a 60 segundos,

$$STARFI_x = \frac{\sum NT_i}{N_T} \quad (2.4)$$

donde, x es el umbral de voltaje considerado.

NT_i número de usuarios que están sometidos a depresiones o elevaciones de voltaje temporal menor o mayor que $x\%$ debido al eventos medido i .

2.2.4 Métodos estocásticos para la estimación de depresiones de voltaje

Debido a la problemática y a las pérdidas que derivan las depresiones de voltaje en un sistema, es necesario tanto para las empresas distribuidoras como para las consumidoras, el cuantificar las depresiones de voltaje producidas en un punto dado del sistema, o bien, en todo el sistema y obtener índices de calidad respecto a depresiones de voltaje. Así entonces, la frecuencia de aparición de depresiones de voltaje en un sistema eléctrico, puede ser estimada a través de estudios o bien por medio de la realización de mediciones. Sin embargo, el registro de medidas de depresiones de voltaje es un procedimiento que solamente permite obtener información del punto donde está instalado el equipo de medición. Por lo cual, el registro

de mediciones muchas veces se ve limitado por aspectos económicos, además para hacer una adecuada caracterización se requieren de periodos largos de monitoreo.

En cuanto a los métodos de estimación, es necesario tener en cuenta que las depresiones de voltaje, al ser causadas en su mayoría por fallas en el sistema, dependen de factores naturales tales como: voltajes de prefalla, conexión del transformador, impedancia de la falla, tipo de falla, localización, etc. Por lo que, para su evaluación se deben usar métodos que tengan en cuenta estos factores. Así entonces, se tienen los métodos conocidos como de estimación estocástica, que en general, se basan en el análisis de las características del sistema y en datos estadísticos de la probabilidad de fallas en los componentes del sistema.

A continuación se describen dos métodos de estimación estocástica de depresiones de voltaje, cuya formulación resulta de utilidad en el desarrollo de esta tesis.

Método de posición de fallas

Este método de estimación de depresiones de voltaje es uno de los más conocidos y utilizados; en la actualidad, numerosos autores aplican éste método para sus análisis.

El método de posición de fallas es un método sencillo para realizar la predicción estocástica de depresiones de voltaje esperados en cualquier punto del sistema eléctrico analizado [Qader y Bollen, 1999] [Bollen, 2000]. Las características de las depresiones se determinan a partir de cálculos de falla considerando posiciones de falla previamente seleccionadas y dispersas en todo el sistema. A través de datos estadísticos sobre el número de fallas en nodos y líneas, se asigna un cierto valor de probabilidad de falla a cada una de las posiciones de falla preseleccionadas. La magnitud de las depresiones de voltaje se obtiene aplicando técnicas convencionales para el cálculo de cortocircuitos en sistemas eléctricos y su frecuencia de aparición se calcula mediante la combinación con los datos estadísticos de probabilidad de falla. A continuación se describe brevemente la formulación de este método.

Sea un sistema en el cual se conoce la matriz de impedancia nodal $\mathbf{Z}_{\text{bus}}$ de N nodos y se tiene un voltaje de prefalla V_k^{pf} para el nodo k . Cuando ocurre una falla en el nodo p , los voltajes en los otros nodos del sistema se calculan de acuerdo con:

$$V_{kp} = V_k^{pf} + \Delta V_{kp} \quad (2.5)$$

donde ΔV_{kp} es la diferencia de voltaje en el nodo k debido a la falla en p , el cual se calcula mediante:

$$\Delta V_{kp} = Z_{kp} I_p \quad (2.6)$$

siendo Z_{kp} la impedancia del elemento (k, p) de la matriz de impedancia nodal e I_p es la corriente de falla. En el caso de una falla trifásica, se calcula como:

$$I_p = -\frac{V_k^{pf}}{Z_{pp}} \quad (2.7)$$

donde V_k^{pf} es el voltaje de prefalla en el nodo p y Z_{pp} es el elemento (p, p) de la matriz de impedancia nodal. Sustituyendo las ecuaciones (2.6) y (2.7) en (2.5), se obtiene:

$$V_{kp} = V_k^{pf} - \frac{Z_{kp}}{Z_{pp}} V_k^{pf} \quad (2.8)$$

Para considerar otro tipo de fallas se pueden obtener ecuaciones de voltaje análogas a (2.8) aplicando la teoría de componentes simétricas y siguiendo los procedimientos convencionales para el cálculo de corto circuito [Grainger y Stevenson, 1996].

La ecuación (2.8) permite obtener el voltaje residual de las depresiones de voltaje en cualquier nodo k del sistema, debido a una falla en el nodo p . Para considerar fallas, no en los nodos, sino a lo largo de las líneas del sistema, se deben de suponer nodos ficticios en cada una de las posiciones de falla que se consideren a lo largo de la línea. Es decir, el voltaje residual para una falla en la posición seleccionada en la línea, se considera igual a la que se obtendría si la falla ocurriera en cualquier otro punto del segmento representado por dicha posición.

El método de posición de fallas consiste en calcular el voltaje residual originado en los nodos del sistema cuando ocurren fallas, en las posiciones de falla en nodos y líneas, mediante

expresiones análogas a la ecuación (2.8), considerando, para el caso de líneas nodos ficticios en cada posición.

La estimación de la frecuencia de aparición de depresiones de voltaje, se realiza utilizando datos de todos los componentes del sistema. En el caso de las líneas de transmisión, generalmente se dispone del dato de número de fallas en la línea por año, por lo cual a cada una de las posiciones de falla seleccionadas en la línea se le asignará un número de fallas por año, λ_f , proporcional a la longitud del segmento representado por dicha posición. Ésta información, combinada con las características calculadas del voltaje residual de la depresión producida al ocurrir una falla, proporciona una estimación del número esperado de depresiones.

Generalmente se agrupa la frecuencia de aparición de depresiones de voltaje clasificándolos dentro de unos rangos de voltaje residual [Qader y Bollen, 1999] [Bollen, 2000] [IEC 61000-2-8, 2002]. Sin embargo, debido a que la precisión de este método depende del número de posiciones de falla, hace que un gran número de posiciones de falla tengan que ser simuladas para tener una predicción de depresiones más precisa, por lo cual este método es computacionalmente costoso para sistemas eléctricos grandes [Park y Jang, 2007].

Método analítico

Un método de estimación estocástico basado en expresiones analíticas fue propuesto en [Espinoza y Hernandez, 2006] para determinar el número de depresiones de voltaje en nodos de interés del sistema eléctrico. A continuación se presenta la formulación matemática de este método, el cual será utilizado en capítulos siguientes.

Considerando el sistema eléctrico genérico mostrado en la Figura 2.1, cuando una falla ocurre en el nodo m del sistema eléctrico, el voltaje remanente en el nodo i puede ser calculado de acuerdo a las formulaciones clásicas de corto circuito aplicando la transformación de componentes simétricas, basadas en la matriz $\mathbf{Z}_{\text{bus}}$ como:

$$V_i^{012} = V_i^{012(pf)} - Z_{im}^{012} I_m^{012} \quad (2.9)$$

donde:

$$V_i^{012} = \begin{bmatrix} V_i^0 \\ V_i^1 \\ V_i^2 \end{bmatrix} \text{ y los términos } V_i^0, V_i^1 \text{ y } V_i^2 \text{ son los fasores de voltaje en el nodo } i, \text{ de secuencia cero, positiva y negativa, respectivamente.}$$

$$V_i^{012(pf)} = \begin{bmatrix} V_i^{0(pf)} \\ V_i^{1(pf)} \\ V_i^{2(pf)} \end{bmatrix} \text{ y los términos } V_i^{0(pf)}, V_i^{1(pf)} \text{ y } V_i^{2(pf)} \text{ son los fasores de voltaje de prefalla en } i, \text{ de secuencia cero, positiva y negativa, respectivamente.}$$

$$Z_{im}^{012} = \begin{bmatrix} Z_{im}^0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_{im}^1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_{im}^2 \end{bmatrix} \text{ donde los términos } Z_{im}^0, Z_{im}^1 \text{ y } Z_{im}^2 \text{ son las impedancias complejas de secuencia cero, positiva y negativa, de la matriz de impedancia de nodos del sistema.}$$

$$I_m^{012} = \begin{bmatrix} I_m^0 \\ I_m^1 \\ I_m^2 \end{bmatrix} \text{ y los términos } I_m^0, I_m^1 \text{ y } I_m^2 \text{ son los fasores de corriente de falla en el nodo } m, \text{ de secuencia cero, positiva y negativa, respectivamente.}$$

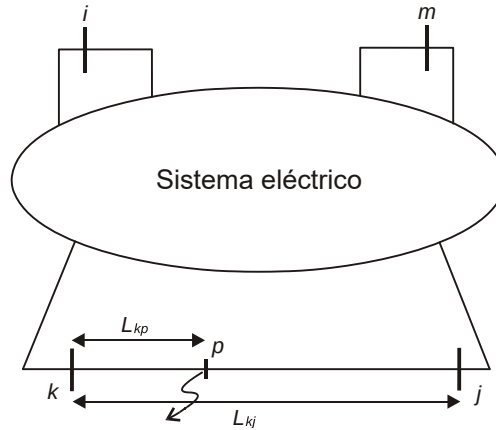


Figura 2.1: Sistema eléctrico genérico

Los fasores de la corriente de falla deber ser calculados de acuerdo al tipo de falla considerado.

La ecuación (2.9) es válida cuando las fallas ocurren en los nodos del sistema. Sin embargo, un gran número de fallas ocurren a lo largo de las líneas por lo que se requiere de una expresión similar a la ecuación (2.9), la cual se aplique para las fallas en dichas líneas.

Considerando la línea eléctrica que interconecta los nodos k y j de la Figura 2.1, se puede obtener el voltaje residual en el nodo i , al ocurrir una falla en el punto p de dicha línea; se puede definir el parámetro ψ que caracteriza la posición de la falla como:

$$\psi = \frac{L_{kp}}{L_{kj}} \quad (2.10)$$

donde, como se muestra en la Figura 2.1, L_{kp} es la distancia entre el nodo k y el punto de falla p , y L_{kj} es la longitud total de la línea. Por lo que ψ toma un valor que varía de forma continua entre 0 y 1, a medida que la posición de la falla se mueve desde el nodo k al nodo j de la línea.

Cuando una falla ocurre en una posición p , entre los nodos k y j , el voltaje en el nodo i se calcula por:

$$V_i^{012} = V_i^{012(pf)} - Z_{ip}^{012} I_p^{012} \quad (2.11)$$

donde:

$V_i^{012(pf)}$ es el fasor de voltaje de prefalla en nodo i .

Z_{ip}^{012} es la impedancia que relaciona el nodo i del sistema y la posición de falla p que no corresponde a un nodo del sistema, sino a una posición cualesquiera a lo largo de la línea definida por ψ .

I_p^{012} fasor de corriente de falla en p .

De acuerdo a [Espinosa y Hernández, 2006] la impedancia Z_{ip} de la ecuación (2.11) se puede obtener de la impedancia nodal que relaciona los nodos k y j con el nodo i como:

$$Z_{ip}^{012} = (1 - \psi) Z_{ik}^{012} + \psi Z_{ij}^{012} \quad (2.12)$$

$$Z_{pp}^{012} = (1 - \psi)^2 Z_{kk}^{012} + \psi^2 Z_{jj}^{012} + 2\psi(1 - \psi) Z_{kj}^{012} + \psi(1 - \psi) z_{kj}^{012} \quad (2.13)$$

donde Z_{ik}^{012} , Z_{ij}^{012} , Z_{kk}^{012} , Z_{jj}^{012} y Z_{kj}^{012} son matrices diagonales, cuyos elementos diagonales son las impedancias de secuencia cero, positiva y negativa, de los nodos indicados por los subíndices en la correspondiente matriz $\mathbf{Z}_{\text{bus}}^{012}$ del sistema.

z_{kj}^{012} es una matriz diagonal, cuyos elementos diagonales son la impedancia de secuencia cero, positiva y negativa, de la línea entre los nodos k y j .

I_p^{012} debe ser calculada de acuerdo al tipo de falla analizado. Si se considera por ejemplo una falla trifásica, I_p^{012} se calcula como:

$$I_p^{012} = \begin{bmatrix} I_p^0 \\ I_p^1 \\ I_p^2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \frac{V^{1(pf)}}{Z_{pp}^1} \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

donde Z_{pp}^1 es la impedancia de nodo de acuerdo a la posición de p a lo largo de la línea y debe ser determinado empleando la ecuación (2.13). Expresiones similares a (2.14) pueden ser formuladas para otros tipos de falla [Espinosa y Hernández, 2006].

Suponiendo que el voltaje de prefallo es 1 p.u. en todos los nodos. El voltaje residual de secuencia positiva que aparece en un nodo i al ocurrir una falla en una línea genérica situada entre los nodos k y j es:

$$V_i^1 = 1 - \frac{(1 - \psi) Z_{ik}^1 + \psi Z_{ij}^1}{(1 - \psi)^2 Z_{kk}^1 + \psi^2 Z_{jj}^1 + 2(1 - \psi) Z_{kj}^1 + \psi(1 - \psi) z_{kj}^1} \quad (2.15)$$

Similarmente se pueden obtener los voltajes para las secuencias negativa y cero.

Mediante la utilización de componentes simétricas pueden además, obtenerse expresiones análogas a (2.15) para los diferentes tipos de falla que pueden ocurrir en el sistema: falla monofásica, bifásica, bifásica a tierra o falla trifásica, y posteriormente obtener los correspondientes voltajes de fase.

La Figura 2.2, muestra el valor de la posible evolución del voltaje residual de fase en el nodo i cuando varía la posición de la falla a lo largo de la línea $k - j$.

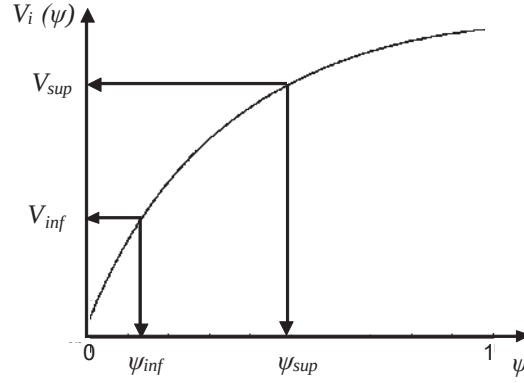


Figura 2.2: Gráfica de $V_i(\psi)$ para fallas en la línea $k - j$

Como se observa de la Figura 2.2, una depresión, de voltaje residual en el rango entre $V_{\inf}$ y $V_{\sup}$ ocurre cuando se tiene una falla en la posición ψ entre los valores $\psi_{\inf}$ y $\psi_{\sup}$. Entonces, considerando la línea $k - j$, la probabilidad de que ocurra una depresión de voltaje de magnitud en el rango comprendido entre $V_{\inf}$ y $V_{\sup}$ es equivalente a la probabilidad de que una falla ocurra entre las posiciones dadas por $\psi_{\inf}$ y por $\psi_{\sup}$, esto es,

$$P(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup}) = P(\psi_{\inf} \leq \psi \leq \psi_{\sup}) \quad (2.16)$$

donde $P(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup})$ es la probabilidad de que el voltaje residual del nodo i , V_i cuando ocurre una falla en la línea $k-j$ se sitúe entre los valores $V_{\inf}$ y $V_{\sup}$, y $P(\psi_{\inf} \leq \psi \leq \psi_{\sup})$ es la probabilidad de que el valor ψ se sitúe entre los valores $\psi_{\inf}$ y $\psi_{\sup}$.

La probabilidad de que una falla ocurra en el tramo de la línea situado entre las posiciones caracterizadas por $\psi_{\inf}$ y $\psi_{\sup}$ está dada por:

$$P(\psi_{\inf} \leq \psi \leq \psi_{\sup}) = \int_{\psi_{\inf}}^{\psi_{\sup}} g(\psi) d(\psi) \quad (2.17)$$

donde:

$g(\psi)$ es la función de distribución de probabilidad asociada a la distribución de las fallas a lo largo de la línea considerada.

El número de depresiones/año de voltaje en el nodo i causado por fallas en la línea $k - j$ puede ser calculado como:

$$N_q(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup}) = \lambda_q P(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup}) \quad (2.18)$$

donde $N_q(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup})$ es el número de depresiones/año con $V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup}$, cuando ocurre una falla en la línea $k - j$. El parámetro λ_q es el número total de fallas/año en la línea $k - j$ que se conoce a través de los datos históricos de la línea.

Tomando en cuenta la ecuación (2.16) y (2.17), la ecuación (2.18) puede ser expresada como:

$$N_q(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup}) = \lambda_q \int_{\psi_{\inf}}^{\psi_{\sup}} g(\psi) d(\psi) \quad (2.19)$$

Por tanto, suponiendo que se conoce el número total de fallas en la línea $k - j$ y su distribución de probabilidad, la ecuación (2.19) proporcionara el número esperado de depresiones de voltaje del nodo i y cuyo voltaje se sitúa en el rango comprendido entre $V_{\inf}$ y $V_{\sup}$.

En forma análoga, un análisis similar al realizado para la línea $k - j$ debe realizarse para el resto de las L líneas del sistema. Entonces, el número de depresiones de voltaje en el nodo i puede ser calculado adicionando el número de depresiones estimadas en cada línea del sistema,

$$N_i(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup}) = \sum_{q=1}^L N_q(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup}) \quad (2.20)$$

donde $N_i(V_{\inf} \leq |V_i| \leq V_{\sup})$ es el número de depresiones de voltaje/año en el nodo, debidos a fallas en todas las líneas del sistema.

2.2.5 Métodos de estimación de estado de depresiones de voltaje

Las técnicas de estimación de estado de depresiones de voltaje se aplican para estimar el número de depresiones de voltaje esperados en los nodos donde no se dispone de equipo de medición, esto a partir de datos de las mediciones realizadas por un cierto número de medidores instalados en el sistema. Si bien, la forma más directa de caracterizar un nodo del sistema es mediante la instalación de equipos de medición, ésto no es aplicable a todos los nodos del sistema debido generalmente a aspectos económicos.

Debido a la inviabilidad de instalar equipos de medición en todos los nodos, el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje difiere del problema tradicional de estimación de estado en sistemas eléctricos donde se dispone de una redundancia de las mediciones [Wang et al., 2005]. La formulación de la estimación de estado de depresiones de voltaje, al igual que en la estimación de estado de perturbaciones tales como armónicos [Matair et al., 2000] resulta en un sistema de ecuaciones indeterminado.

Los autores B. Wang, W. Xu y Z. Pan [Wang et al., 2005] introdujeron el concepto de “*estimación de estado de depresiones de voltaje*”. El método propuesto para la estimación de estado de depresiones de voltaje en los nodos sin medidor, hace uso de las características de la geometría radial de un sistema de distribución suponiendo un comportamiento lineal del voltaje, por lo que solo es aplicable a redes de este tipo de configuración.

Estimación de estado de depresiones de voltaje

En [Espinosa y Hernández, 2007] se presentó una propuesta para realizar la estimación de estado de depresiones de voltaje en un sistema eléctrico, este método a diferencia del mencionado anteriormente es aplicable a redes de cualquier geometría.

El método de estimación de estado de depresiones de voltaje propuesto en [Espinosa y Hernández, 2007] permite obtener una estimación del número de depresiones de voltaje ocurridos en los nodos en los que no se tiene disponible un equipo de medición, a partir del número de depresiones registrados en los nodos donde sí se tiene equipo de medición.

Dado que una de las aportaciones de esta tesis es el utilizar algoritmos genéticos para

resolver en forma más eficiente el problema de optimización que deriva la estimación de estado de depresiones de voltaje, en el Capítulo 3 se desarrollará en mayor detalle la formulación matemática de dicho método.

2.3 Algoritmos genéticos

Los Algoritmos Genéticos son métodos adaptativos que pueden usarse para resolver problemas de búsqueda y optimización. Están basados en el proceso genético de los organismos vivos y la evolución natural. A lo largo de generaciones, las poblaciones evolucionan en la naturaleza de acuerdo con los principios de la selección natural y la supervivencia de los más aptos, principios postulados por Darwin (1859). Los primeros modelos de procesos de adaptación en base a algoritmos genéticos fueron introducidos por John H. Holland, junto a su equipo de investigación en la universidad de Michigan en la década de los 70's [Holland, 1975], posteriormente Goldberg estableció una sólida base científica para este tipo de estrategia [Goldberg, 1989] [Jacob, 2001].

Los algoritmos genéticos operan sobre una población de individuos, codificados en “cromosomas”, cada uno de los cuales representa una solución potencial al problema en cuestión; estos cromosomas están constituidos por genes, los cuales representan un valor para alguna variable del problema. A todos los individuos se les asigna un valor ó puntuación, relacionado con su nivel de aptitud, lo cual, en la naturaleza equivale a la aptitud de supervivencia. Cuanto mayor sea la adaptación de un individuo al problema, mayor será su probabilidad de que sea seleccionado para reproducirse, cruzando su material genético con otro individuo seleccionado de igual forma. Este cruce producirá nuevos individuos, descendientes de los anteriores, los cuales comparten algunas de las características de sus predecesores. De esta manera se produce una nueva generación de posibles soluciones, la cual reemplaza a la anterior y verifica la propiedad de que contiene una mayor proporción de buenas características en comparación con la población anterior. Este proceso propaga las buenas características de la población a lo largo de las generaciones, hasta que el proceso es detenido por alguna regla predeterminada [Goldberg, 1989] [Caballero et al, 2003].

Una de las principales características de un algoritmo genético, es el uso de un operador de recombinación o cruce, como mecanismo fundamental de búsqueda. Este operador consiste fundamentalmente en el intercambio de los valores de determinadas variables; sin embargo ocasionalmente se puede realizar también otras operaciones como la selección de individuos por elitismo, dependiendo de la estructura del problema a resolver. La recombinación es la encargada de construir una generación descendiente a partir de una población existente, de forma que se mantengan ciertas características de los cromosomas de esta población original. Adicionalmente al operador de cruce, se utiliza un operador de mutación que se ocupará de mantener un nivel de diversidad adecuado en cada población; por otro lado, este operador reduce la posibilidad de que el algoritmo se estanque en un óptimo local. Los miembros de cada población están representados por una serie de cromosomas, los cuales en las primeras aplicaciones de algoritmos genéticos eran simplemente representados por cadenas binarias. Una vez determinada la representación, se genera una población inicial y mediante el operador de selección se seleccionan subconjuntos de individuos, los progenitores, para combinarlos y producir nuevos individuos que posean características de ambos padres.

Para el funcionamiento correcto de los algoritmos genéticos es necesario tener una representación del problema, que resulte adecuada al mismo. Además se requiere una función objetivo, la cual asigna un valor de aptitud a cada posible solución. Durante la ejecución del algoritmo, los padres deben ser seleccionados para la reproducción; a continuación dichos padres seleccionados se cruzan generando hijos, sobre cada uno de los cuales actuará un operador de mutación. El resultado de la combinación de las funciones anteriores será un conjunto de individuos, los cuales en la evolución del algoritmo genético formarán parte de la siguiente población. El diagrama de flujo de un algoritmo genético simple, se representa en la Figura 2.3.

Los algoritmos genéticos difieren principalmente de los métodos convencionales de optimización y procesos de búsqueda, en los siguientes aspectos [Ravibabu et al., 2008]:

- Trabajan con códigos de parámetros más que con parámetros por sí mismos.
- Buscan la solución en una población de puntos, y no solamente en un punto.

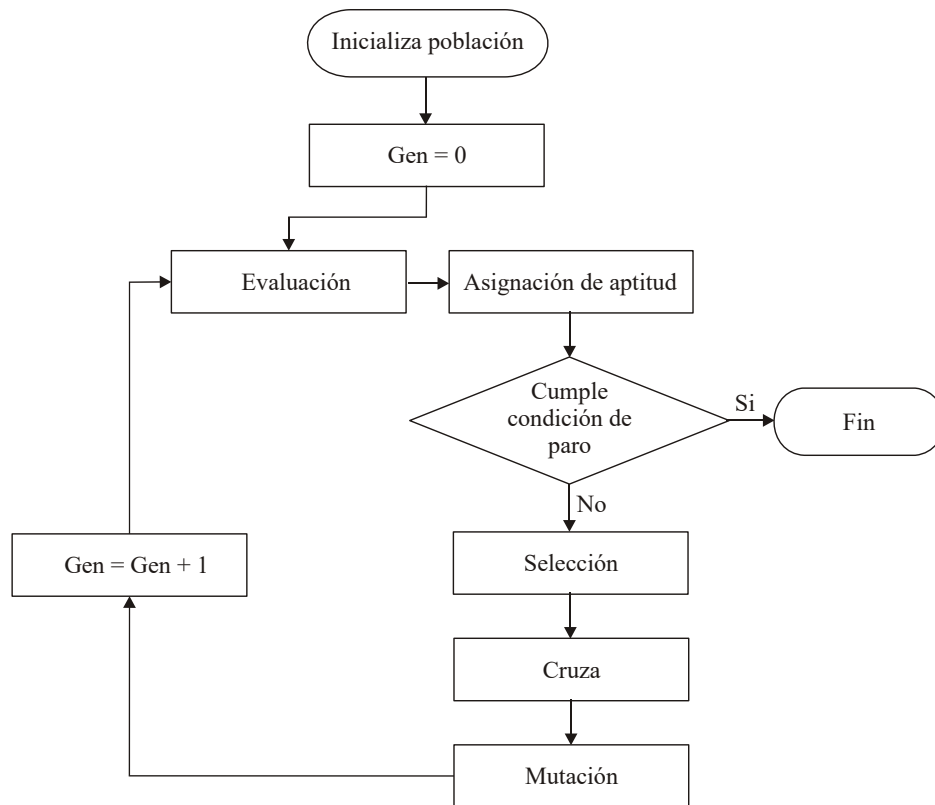


Figura 2.3: Diagrama de flujo de un algoritmo genético simple

- Usan solo funciones objetivo, más que información adicional de sus derivadas.
- Utilizan reglas probabilísticas de transición, y no reglas deterministas.

Los algoritmos genéticos utilizan principalmente tres tipos de reglas en cada iteración, los cuales son aplicados a toda la población existente, para crear la siguiente generación [Goldberg, 1989][Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2, 2008][Ravibabu et al., 2008]:

- Selección: la cual selecciona a los individuos, llamados *padres*, los cuales contribuyen en la creación de la población de la siguiente generación.
- Cruza: la cual combina dos padres para producir hijos en la siguiente generación.
- Mutación: aplica ciertos cambios aleatorios a los individuos de la población.

2.3.1 Tipos de representación

Un individuo representa una posible solución del problema. Esta solución debe ser codificada en un elemento llamado cromosoma, que la represente en forma real. Durante los primeros años del desarrollo de los algoritmos genéticos el tipo de representación utilizado era binario y gran parte de la teoría en que se fundamentan los algoritmos genéticos utilizaba dicho tipo de representación. Sin embargo, las representaciones binarias no son siempre efectivas por lo que se empezaron a utilizar otro tipo de representaciones [Caballero et al., 2003]. Las posibles soluciones del problema que son los individuos, pueden representarse como un conjunto de parámetros (denominados genes), los cuales se agrupan formando un conjunto de valores (referidos como cromosomas). En general, una representación ha de ser capaz de identificar las características constituyentes de un conjunto de soluciones, de forma que distintas representaciones dan lugar a distintas perspectivas y por tanto distintas soluciones. Podemos considerar tres tipos básicos de representaciones (ver Figura 2.4):

- Representación binaria: Cada gen es un valor 0 ó 1.
- Representación entera: Cada gen es un valor entero.
- Representación real: Cada gen es un valor real.

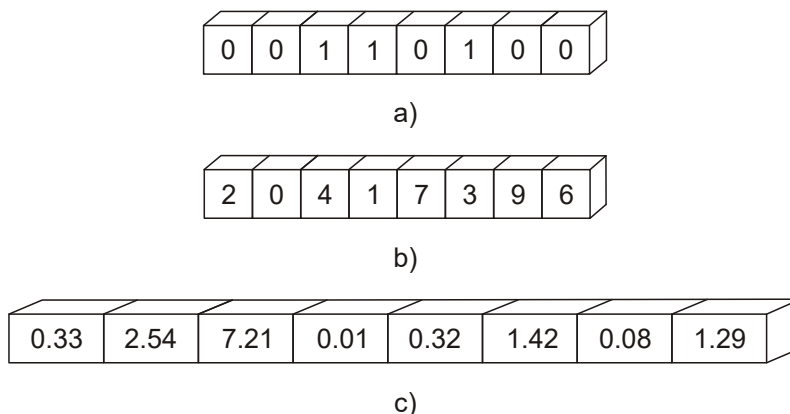


Figura 2.4: Tipo de representación: a) binaria, b) entera, c) real

2.3.2 Población inicial

La población inicial de un algoritmo genético es la principal fuente de material genético y debe contener cromosomas que estén bien dispersos por el espacio de solución. Esta población inicial puede ser creada de diversas formas por ejemplo, se puede utilizar una generación predefinida, sin embargo, generalmente se genera un valor aleatorio para cada gen de cada individuo de la población.

2.3.3 Función de aptitud

La función objetivo corresponde a una forma de medir la adaptación de cada uno de los individuos, es decir, la calidad de la posible solución del problema, y determina su probabilidad de ser seleccionado para la fase de reproducción y así poder transmitir parte de su material genético a la siguiente generación. La adaptación de las posibles soluciones depende fundamentalmente de la representación elegida, puesto que la única información que puede evaluar esta función va a ser la contenida en los genes de la representación utilizada.

2.3.4 Operador de selección

El operador de selección durante la fase reproductiva, es el encargado de transmitir y conservar aquellas características de la población que son valiosas a lo largo de las generaciones (ver Figura 2.5). La principal forma para transmitir la información valiosa es que aquellos individuos mejor adaptados tengan una mayor probabilidad de reproducirse y así cruzar su material genético, produciendo nuevos descendientes, los cuales constituirán, una vez aplicados algunos criterios adicionales como la mutación, la siguiente generación de individuos. Sin embargo, es necesario también incluir un factor aleatorio que permita la reproducción de aquellos individuos, los cuales a pesar de no ser los mejores, o los mayormente adaptados, puedan contener alguna información genética útil para posteriores generaciones.

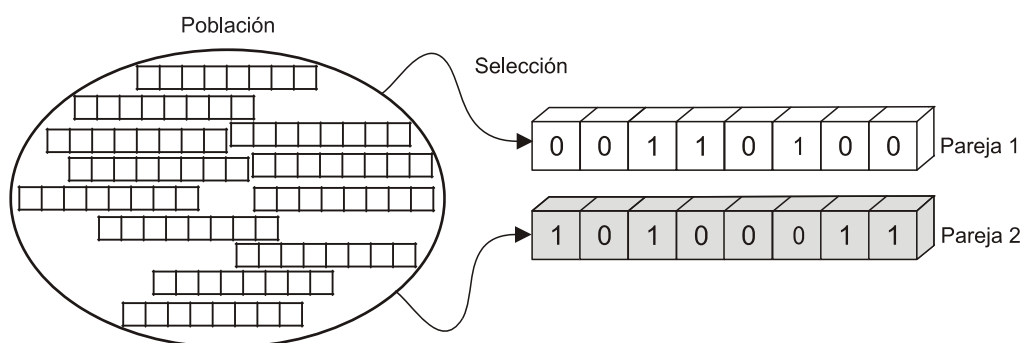


Figura 2.5: Esquema general del operador de selección

Fundamentalmente pueden considerarse los siguientes tipos de operadores de selección, sin embargo existen otros, entre los que se tienen los que resultan de la combinación de los fundamentales.

Selección proporcional a su aptitud o método de la ruleta. Es una de la técnica más utilizada en la cual la probabilidad de un individuo para ser reproducido en la siguiente generación es proporcional a su aptitud [Jacob, 2001]. Este tipo de selección elige a los padres simulando una rueda de ruleta (Figura 2.6), de la cual cada área de la sección de la rueda corresponde a un individuo; el área de cada sección en esta ruleta es directamente

proporcional al correspondiente valor de aptitud del individuo. Esta técnica utiliza un número aleatorio para seleccionar una de las secciones de la rueda, cuya probabilidad es igual a su área [Goldberg, 1989].

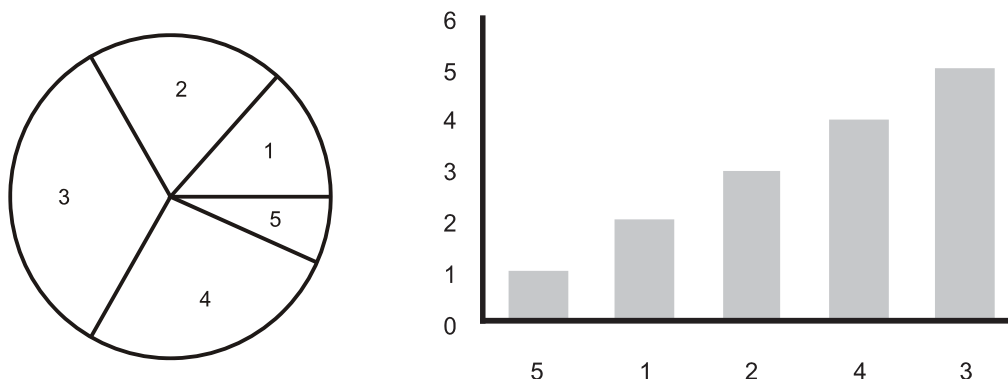


Figura 2.6: Selección proporcional a su aptitud

Selección por ranking. En este tipo de selección los individuos son clasificados de acuerdo a su aptitud, pero la selección no es determinada por su valor de aptitud real sino por una posición del individuo en una escala de rangos de aptitud, lo que produce una repartición más uniforme de probabilidad de selección. Una vez que los individuos han sido ordenados de menor a mayor, el mejor individuo recibe un rango de ζ puntos de aptitud, el segundo mejor $\zeta-1$ puntos, y así hasta el último individuo, el cual recibe solamente un punto (Figura 2.7).

Selección uniforme estocástica. Esta selección utiliza un único giro en la rueda, siendo los sectores circulares proporcionales a la aptitud de cada padre. Los individuos son seleccionados a partir de pasos igualmente espaciados, donde el tamaño del primer paso es creado aleatoriamente y es de menor longitud que el tamaño de los pasos [Intelligent Systems Group, 2004] [Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2, 2008]. En la Figura 2.8 se muestra este tipo de selección donde se tienen cinco individuos, si se considera que el giro de la rueda finaliza con el individuo 1, entonces el primer paso (representado por los puntos en la

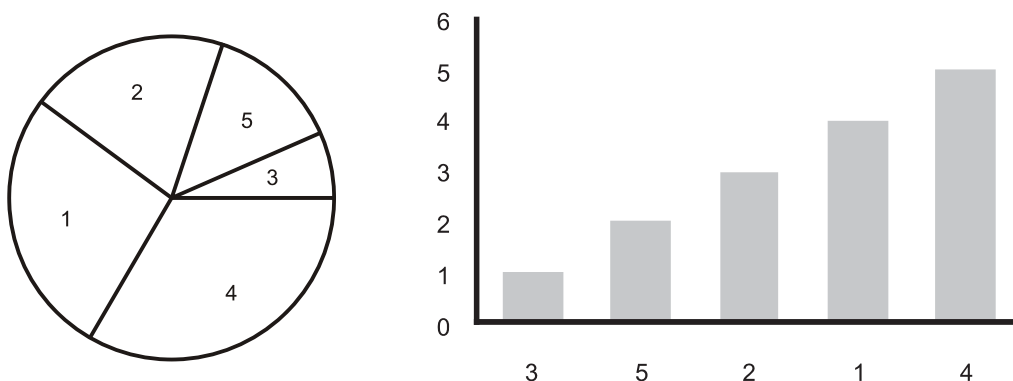


Figura 2.7: Selección proporcional al rango

circunferencia) selecciona al individuo 1; en los siguientes pasos se observa como los individuos 2 y 4 son seleccionados una vez y el individuo 3 es dos ocasiones, mientras que el individuo 5 no es escogido ninguna vez.

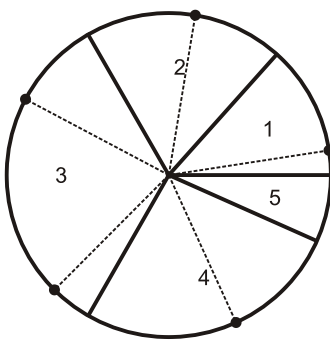


Figura 2.8: Selección uniforme estocástica

Selección por torneo, la cual constituye un procedimiento de selección de padres muy extendido, en la cual se selecciona un grupo de individuos de la población al azar (normalmente el tamaño del torneo es 2), de entre los cuales se elige al mejor individuo de este grupo, el cual será uno de los padres para la siguiente generación; este torneo se repite para obtener

todos los padres que se necesitan para crear la siguiente generación [Goldberg, 1991] [Haupt y Haupt, 1998].

Selección elitista, en este modelo se fuerza a que los mejores individuos de la generación actual con el mejor valor de aptitud, sean seleccionados como padres de la siguiente generación [Jacob, 2001].

2.3.5 Operador de cruce

El operador de cruce toma dos padres seleccionados y corta sus cadenas de cromosomas en una posición escogida al azar, produciendo dos subcadenas iniciales y dos subcadenas finales. Después se intercambian las subcadenas finales, produciendo dos nuevos cromosomas completos. Esta recombinación es utilizada para intercambiar la información genética entre parejas ó grandes grupos de individuos.

El operador más simple de recombinación es el operador de *cruce en un punto*, el cual se ilustra en la Figura 2.9. Considere dos padres con cadenas binarias, P_1 y P_2 , si una posición entera i , es seleccionada aleatoriamente entre 1 y la longitud de la cadena l , menos uno ($1, l - 1$); la información genética es intercambiada entre los individuos en este punto, entonces las dos nuevas cadenas de los descendientes son producidas, D_1 y D_2 . Para este caso los dos descendientes son producidos cuando el punto de cruce es seleccionada en $i = 3$.

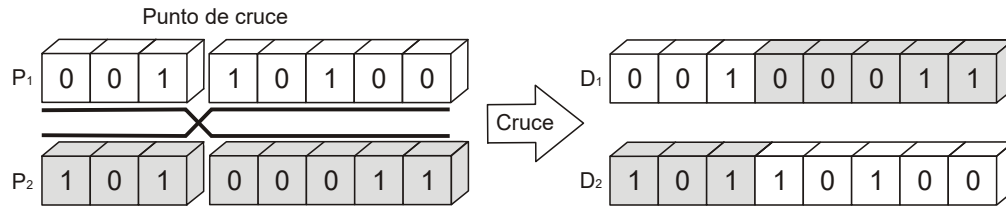


Figura 2.9: Operador de cruce en un punto

Una generalización del método anterior es el operador *cruce de dos puntos*, el cual representa una mejora debido a que el espacio de búsqueda puede ser explorado más fácilmente. Sin embargo el considerar más puntos de cruce que dos no beneficia el comportamiento del

algoritmo [Jong, 1975]. Este operador consiste en seleccionar dos posiciones aleatorias enteras i y j entre uno y la longitud del cromosoma l , menos uno e intercambiar las subcadenas para producir sus descendientes. Considerando los mismos padres de la Figura 2.9 y los puntos de cruce en $i = 3$ y $j = 6$ se obtienen los descendientes D_1 y D_2 como se muestra en la Figura 2.10.

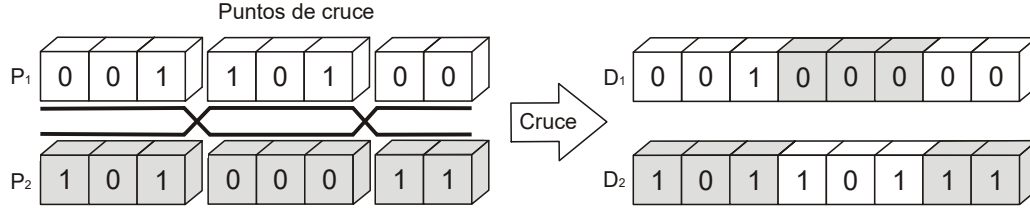


Figura 2.10: Operador cruce en dos puntos

El operador *cruce disperso* es una técnica diferente de las mencionadas anteriormente, en la cual cada gen de la descendencia tiene la misma probabilidad de venir de uno u otro padre. Esta técnica consiste en crear una máscara de cruce binaria generada aleatoriamente, de la cual si existe un 1 en la máscara de cruce, el gen es copiado del primer padre en uno de los descendientes; mientras que cuando exista un 0 en la máscara, el gen se copia del segundo padre. Para producir el segundo descendiente se intercambian los papeles de los padres, o bien se intercambia la interpretación de los unos y los ceros de la máscara de cruce.

2.3.6 Operador de mutación

Si bien en principio puede pensarse que el operador de cruce es más importante que el operador de mutación, ya que proporciona una exploración rápida del espacio de búsqueda y una buena recombinación de la información importante, este operador es necesario debido a que se puede llegar a tener alguna pérdida de material genético potencialmente utilizable, por lo que este operador puede llegar a proteger contra tal información irrecuperable [Goldberg, 1989].

El operador de mutación se aplica a cada descendiente de manera individual, y consiste

en la alteración aleatoria de los genes del cromosoma. La Figura 2.11 muestra la mutación del quinto gen del cromosoma, en el descendiente D_1 . Existen muy diversas formas de realizar la mutación, desde la más sencilla (puntual), donde cada gen muta aleatoriamente con independencia del resto de genes, hasta configuraciones más complejas donde se tiene en cuenta la estructura del problema y la relación entre los distintos genes.

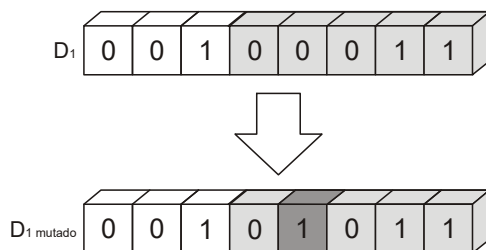


Figura 2.11: Operador de mutación

2.3.7 Inserción de hijos en la población

Una vez que se han aplicado el operador de cruce y el operador de mutación, se tiene un número de individuos de una determinada población en la generación gen que se han de integrar en la población $gen + 1$. Sin embargo, hay que reducir el número de individuos al tamaño original de la población, es decir, se debe escoger λ individuos que formaran parte de la población en el tiempo t . Para llevar a cabo dicho proceso, existen fundamentalmente las siguientes formas:

- Cuando el número de individuos llega a un cierto número, se elimina un subconjunto de la población conteniendo a los individuos peor adaptados.
- Cada vez que se crea un nuevo individuo, en la población se elimina el peor adaptado para dejar su lugar a este nuevo individuo.
- Cada vez que se crea un nuevo individuo, en la población se elimina aleatoriamente una solución, independientemente de su adaptación.

2.3.8 Condición de paro

Generalmente el criterio de paro de los algoritmos genéticos está determinado por criterios a priori sencillos; por ejemplo, el exceder un número máximo de iteraciones, un tiempo máximo de resolución, o más eficientemente por estrategias relacionadas con indicadores del estado de evolución de la población, como el no presentarse un cambio acumulativo en el valor de aptitud de la población durante el transcurso de las generaciones menor a una tolerancia preestablecida, o porque el valor de la aptitud no cambia durante el transcurso de las generaciones y las restricciones son violadas menos que un valor de tolerancia. Así mismo, el algoritmo genético se puede detener debido a la pérdida de diversidad dentro de la población o simplemente porque no se encuentra un punto factible.

2.4 Conclusiones

En este capítulo se mostraron conceptos básicos y un panorama general acerca de los problemas derivados de las depresiones de voltaje así como sus causas. También se han descrito algunos de los métodos más utilizados en la bibliografía para hacer la estimación de depresiones y se han presentado sus formulaciones matemáticas.

Además, se ha mostrado un panorama general sobre los algoritmos genéticos y se han presentado los operadores que requiere un algoritmo genético simple, aunque existe una variedad de estrategias distintas en cada uno de los puntos abordados, así como diversas combinaciones de ellas.

Una de las grandes propiedades de un algoritmo genético es precisamente la flexibilidad de su marco general y el gran número de configuraciones distintas que se pueden utilizar según sean las necesidades del problema.

Capítulo 3

Estimación de estado de depresiones de voltaje

3.1 Introducción

La estimación de estado de depresiones de voltaje es un problema que consiste en estimar las depresiones de voltaje en los nodos en los que no se tienen instalados equipos de medición, a partir de los datos obtenidos en los nodos que sí cuentan con equipo de medición y de los parámetros de configuración del sistema [Espinosa, 2006]. Para realizar una adecuada caracterización del sistema en cuanto a depresiones de voltaje se refiere, es necesario tener un emplazamiento adecuado de equipos de medición y como se ha mencionado anteriormente, el número de equipos de medición instalados en un sistema eléctrico está generalmente limitado por aspectos económicos; de acuerdo con esto, es deseable utilizar alguna estrategia que determine el número mínimo de equipos de medición y su óptimo emplazamiento de manera que permitan una adecuada observabilidad del comportamiento del sistema, es decir, que los medidores instalados garanticen que no se pierda ninguna información esencial para así poder hacer una adecuada estimación.

En [Espinosa y Hernández, 2007] la solución al problema de estimación de estado de depresiones de voltaje se encuentra aplicando técnicas de programación lineal entera, sin

embargo, la aplicación de estas técnicas en problemas complejos, como los que resultan en la estimación de estado de depresiones de voltaje, requiere de tiempos de solución demasiado grandes.

En este capítulo se presenta la formulación matemática y las bases del método para la estimación de estado de depresiones de voltaje [Espinosa, 2006], donde se mostrará que dicha formulación representa un problema de optimización.

En esta tesis se propone la aplicación de algoritmos genéticos para resolver el problema de optimización, cuya formulación implica la solución de sistemas de ecuaciones indeterminados sujetos a restricciones impuestas por las propias características del problema.

Además, puesto que el método de estimación de estado requiere que el sistema sea completamente observado por los medidores instalados, se analizará el procedimiento para realizar el emplazamiento óptimo de medidores de depresiones de voltaje; también se propone la aplicación de técnicas mediante algoritmos genéticos para resolver el problema de emplazamiento.

3.2 Bases del método de estimación de estado de depresiones de voltaje

A continuación se describe el método de estimación de estado de depresiones de voltaje, propuesto por [Espinosa y Hernández, 2007], cuya solución aplicando algoritmos genéticos es una de las principales aportaciones de esta tesis.

Tradicionalmente, la formulación matemática general usada en estimación de estado está basada en la siguiente relación [Grainger y Stevenson, 1996]

$$\mathbf{H} = \mathbf{MX} + \mathbf{E} \tag{3.1}$$

donde:

$\mathbf{H}$ es el vector de mediciones en el sistema.

$\mathbf{M}$ es la matriz de mediciones en el sistema.

$\mathbf{X}$ es el vector de estado a ser estimado.

$\mathbf{E}$ es el vector de errores también llamado vector de ruido en las mediciones.

La expresión general (3.1) es aplicada en el método de estimación de estado de depresiones de voltaje. Si se desprecia el error en las mediciones $\mathbf{E} = 0$ (considerando el caso ideal de que las lecturas de los medidores son exactas), entonces la ecuación (3.1) es expresada como:

$$\mathbf{H} = \mathbf{MX} \quad (3.2)$$

Los términos de la ecuación (3.2) son definidos de acuerdo al problema de estimación de estado de depresiones de voltaje como sigue:

Vector de mediciones

Los elementos del vector de mediciones $\mathbf{H}$ de la ecuación (3.2), indican el número de depresiones de voltaje registrados por cada medidor con voltajes residuales iguales o por debajo del umbral del voltaje t especificado, durante el periodo de análisis. Por lo cual, la dimensión del vector $\mathbf{H}$ es igual al número de medidores instalados en el sistema eléctrico bajo estudio.

Vector de variables de estado

El vector $\mathbf{X}$ está formado por las variables de estado a ser estimadas. En este método las variables representan el número de fallas que ocurren en los segmentos de las líneas del sistema bajo estudio durante el periodo de medición. El número de depresiones de voltaje, que es lo que se persigue estimar, está directamente relacionado con dichas variables de estado, por lo que una vez resuelto el problema planteado en (3.2) se puede calcular el número de depresiones de voltaje en un paso posterior.

Matriz de mediciones

La matriz de mediciones $\mathbf{M}$ relaciona las variables de estado con el vector de mediciones. Es una matriz binaria y cada elemento de $\mathbf{M}$ relaciona un nodo del sistema y un segmento de la línea de transmisión. Un elemento toma el valor de uno si la falla ocurrida en un segmento

s de línea p_i , causa un voltaje residual por debajo del umbral t , en el nodo considerado m_1 . El elemento es cero si la falla no causa una depresión de voltaje. Matematicamente esto se puede expresar como:

$$m_1(i, s) = \begin{cases} 1, & \text{si } V_1(\psi_{s_a} \leq \psi \leq \psi_{s_b}) \leq t \\ 0, & \text{si } V_1(\psi_{s_a} \leq \psi \leq \psi_{s_b}) > t \end{cases}, \forall i, s \quad (3.3)$$

donde $V_1(\psi_{s_a} \leq \psi \leq \psi_{s_b})$ son los valores que toma el voltaje en el nodo m_1 cuando ocurre una falla en el segmento s .

De acuerdo a las definiciones de los términos $\mathbf{H}$, $\mathbf{M}$ y $\mathbf{X}$ de la ecuación (3.2) es un sistema de ecuaciones lineales, sin embargo la dificultad que se tiene para encontrar su solución es que dicha ecuación es indeterminada, pues el número de variables a estimar es mucho mayor que el número de ecuaciones, debido al número reducido de medidores instalados. En [Espinosa y Hernández, 2007] se utilizan técnicas de programación lineal entera para la obtención de la solución, sin embargo estas técnicas tienen un alto costo computacional que puede ser reducido aplicando por ejemplo técnicas basadas en algoritmos genéticos [Mantawy et al., 1999]

3.3 Formulación del problema de estimación de estado de depresiones de voltaje

Para obtener la matriz de mediciones $\mathbf{M}$ se requiere obtener el voltaje residual en cada uno de los nodos del sistema, cuando ocurre una falla a lo largo de una línea de transmisión y se determinan los segmentos de las líneas, en los que una falla origina una depresión de voltaje de magnitud residual en un cierto rango de voltaje.

A continuación se describe la manera en que se formula $\mathbf{M}$ para un sistema con N nodos y L líneas, que cuenta con medidores de depresiones de voltaje instalados en M nodos (siendo $M < N$).

3.3.1 Cálculo de segmentos de líneas del sistema

De acuerdo a (3.2), la matriz $\mathbf{M}$ debe relacionar el número de fallas ocurridas en un cierto segmento de línea (vector $\mathbf{X}$) con el número de depresiones de voltaje registradas por el equipo de monitoreo (vector $\mathbf{H}$).

Inicialmente, se considera un umbral de voltaje t_1 . Por lo que los elementos del vector de mediciones está formado por el número de depresiones registrados con un voltaje residual igual o menor al umbral especificado t_1 . El vector de mediciones construido para t_1 se llamara $\mathbf{H}^1$.

La longitud de línea del sistema debe ser dividida en segmentos en los cuales una falla produce un voltaje residual menor que t_1 y en los que el voltaje residual es mayor a t_1 en los nodos con equipo de monitoreo M (nodos $m_1, m_2, \dots, m_M$). Esta división se hace de la siguiente manera.

De acuerdo con [Espinosa y Hernández, 2006], se puede encontrar el voltaje residual en el nodo de interés i y en los nodos que cuentan con monitores $m_1, m_2, \dots, m_M$, cuando ocurre una falla trifásica a lo largo de la línea genérica l_1 , mediante la ecuación siguiente:

$$V_i = 1 - \frac{(1 - \psi) Z_{ik} + \psi Z_{ij}}{(1 - \psi)^2 Z_{kk} + \psi^2 Z_{jj} + 2(1 - \psi) Z_{kj} + \psi(1 - \psi) z_{kj}} \quad (3.4)$$

La ecuación (3.4) se describió con detalle, en la sección 2.2.4, en términos de componentes de secuencia.

Supongamos un sistema eléctrico de M nodos con medidores como el de la Figura 3.1, en el cual se tiene una línea l_1 cualquiera, que conecta a los nodos k y j ; cualquier punto de esa línea está definido por un valor entre 0 y 1 denotado como el parámetro ψ , tal que el valor cero de este parámetro corresponde a la posición del nodo de origen de la línea (nodo k) y el valor 1 corresponde al nodo extremo (nodo j). El nivel de voltaje en el nodo m_1 , puede ser calculado mediante la ecuación (3.4), para una falla trifásica.

La intercepción de estas curvas de voltaje residual con el valor de tensión del umbral considerado t_1 , proporcionan los extremos que limitan los segmentos de la línea l_1 .

Esto puede ser fácilmente interpretado a partir del ejemplo mostrado en la Figura 3.2. en

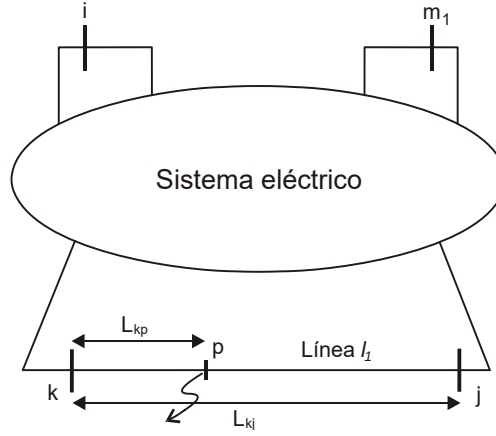


Figura 3.1: Sistema eléctrico

la cual, por simplicidad se ha considerado que solamente la curva de tensión de un único nodo con equipo de medición, m_1 , y el nodo de interés, i , interseccionan con el umbral de voltaje t_1 cuando ocurren fallas a lo largo de la línea l_1 . Para el umbral de tensión considerado t_1 , la línea l_1 es dividida en tres segmentos: $s_1^{t_1}$, $s_2^{t_1}$ y $s_3^{t_1}$.

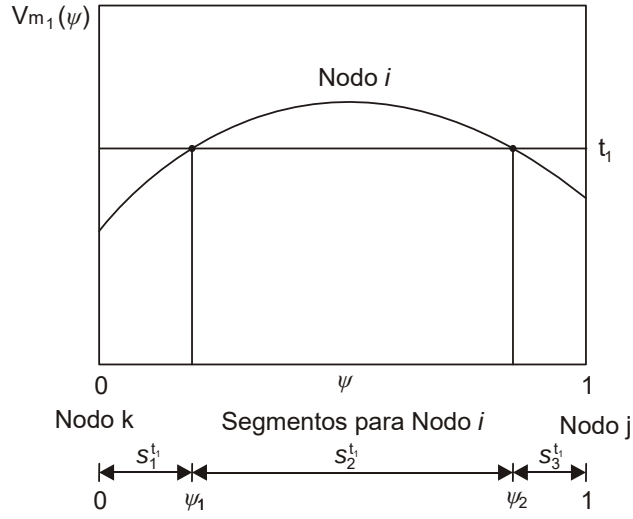
Este proceso debe hacerse, en forma similar, para el resto de las L líneas del sistema. El número total de segmentos obtenidos del sistema por completo se denota como S^1 .

Una vez que los segmentos S^1 de han sido establecidos, una variable de estado es asociada a cada segmento. Es decir, se define un vector $\mathbf{X}^1$ con S^1 variables. Cada variable de estado representa el número de fallas que ocurren en el segmento que le corresponde, durante el periodo de estudio.

3.3.2 Cálculo de la matriz de mediciones $\mathbf{M}$

De acuerdo a la ecuación (3.2), es necesario construir la matriz de mediciones $\mathbf{M}^1$ correspondiente al umbral de voltaje t_1 , la cual relaciona las variables de estado $\mathbf{X}^1$ con el vector de mediciones $\mathbf{H}^1$.

De la Figura 3.2 se observa que al ocurrir una falla en ψ entre los valores de $0 \leq \psi \leq \psi_1$ y $\psi_2 \leq \psi \leq 1$ de la línea l_1 , el voltaje residual en el nodo m_1 es menor o igual que t_1 , por lo


 Figura 3.2: Segmentos de la línea l_1 que causan depresiones de voltaje en el nodo i

que se registraría una depresión de voltaje en el nodo m_1 , si se tuviera un equipo de medición. Si la falla ocurren en el tramo en que $\psi_1 < \psi < \psi_2$ no se origina un voltaje residual menor a t_1 , por lo que el supuesto medidor en m_1 no la registrará. Entonces, de acuerdo con (3.3) la correspondiente matriz es,

$$\mathbf{M}^1 = \begin{matrix} & \overbrace{s_1^{t_1} \quad s_2^{t_1} \quad s_3^{t_1}}^{S_l^1 \quad \dots \quad S_L^1} \\ \begin{matrix} m_1 \\ \cdot \\ \cdot \\ m_M \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.5)$$

El primer elemento $m_1(1,1)$ toma el valor de 1, lo que indica que la falla producida en el segmento $s_1^{t_1}$ de la línea l_1 produce una depresión de voltaje de magnitud residual por debajo del umbral t_1 , en el nodo con medidor m_1 . De forma análoga, el elemento $m_1(1,2)$ es cero, porque las fallas en el segmento $s_2^{t_1}$ no producen una depresión de voltaje en el nodo m_1 para el umbral de voltaje considerado. Este proceso debe tomar en cuenta todas las líneas

del sistema, agregando nuevas columnas para cada segmento de línea correspondiente. Cada renglón está asociado a un nodo con medidor.

De acuerdo con esto, el proceso para determinar la matriz de mediciones que considere todos los nodos del sistema, consiste en obtener todos voltajes residuales en ellos, causados por fallas en la línea l_1 de forma análoga a como se ha descrito para el nodo m_1 .

Por lo tanto la línea l_1 será dividida S^1 número de segmentos, de acuerdo al número de cruces que se presenten entre los voltajes residuales de todos los nodos del sistema con el umbral de voltaje considerado, con lo cual se podría formar una matriz de mediciones $\mathbf{M}^1$ de orden $M \times S^1$.

Si la matriz de mediciones se multiplica por el vector de fallas, se obtiene el número de depresiones observados en los nodos M , por lo cual se tiene que:

$$\mathbf{H}^1 = \mathbf{M}^1 \mathbf{X}^1 \quad (3.6)$$

Cabe destacar que, si los medidores instalados han sido emplazados de manera que cualquier falla que produzca una depresión de voltaje sea registrada por al menos un medidor entonces, todas las columnas de $\mathbf{M}$ contienen al menos un elemento diferente de 0. Esto significa que los medidores cubren por completo el sistema.

Es importante observar que la expresión (3.6) representa un sistema de ecuaciones lineales que, de forma general, resulta indeterminado dado que el número de medidores instalados es menor que el número de segmentos resultantes del análisis del sistema y por tanto, este sistema tiene múltiples soluciones.

Como se mencionó, las depresiones de voltaje medidas son clasificadas en rangos discretos de voltaje. Esto hace que, siguiendo un procedimiento similar al descrito anteriormente, puede considerarse T valores de umbral de voltaje $t_1, t_2, \dots, t_t$ que dan lugar cada uno a una división en segmentos de las líneas del sistema.

Una matriz de mediciones puede ser construida para cada uno de los umbrales considerados. En consecuencia, un sistema de ecuaciones similar a (3.6) puede ser obtenido por la construcción de los vectores de mediciones y la matriz de mediciones para los umbrales de

voltaje considerados.

Por ejemplo, si se consideran tres valores de umbrales de voltaje se tendría el sistema siguiente:

$$\begin{bmatrix} H^1 \\ H^2 \\ H^3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} M^1 & 0 & 0 \\ 0 & M^2 & 0 \\ 0 & 0 & M^3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X^1 \\ X^2 \\ X^3 \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

donde:

H^1, H^2 y H^3 son los vectores de número de depresiones en los M nodos del sistema en los que se encuentran instalados medidores, cuando se considera el umbral de voltaje t_1, t_2 y t_3 , respectivamente.

M^1, M^2 y M^3 son las submatrices de alcance, construidas para los M nodos con medidor y los segmentos obtenidos para los umbrales de voltaje t_1, t_2 y t_3 , respectivamente.

X^1, X^2 y X^3 son los vectores de variables de estado que representan el número de fallas en cada uno de los segmentos de línea obtenidos al considerar los umbrales de voltaje t_1, t_2 y t_3 , respectivamente.

En general, para un sistema analizado considerando T valores de umbral de voltaje, se puede obtener un sistema de ecuaciones lineales, como el de la ecuación (3.7), representado en forma compacta como,

$$\mathbf{H} = \mathbf{MX} \quad (3.8)$$

El número de ecuaciones del sistema dado por (3.8) es igual al número de monitores instalados multiplicado por el número total de valores de umbrales de voltaje considerados, esto es $M \times T$. El número de incógnitas es igual al número total de segmentos obtenidos considerando todos los valores de umbral de voltaje utilizados, esto es $\sum_{i=1}^T S^i$.

El sistema de ecuaciones en la ecuación (3.8) es un sistema indeterminado. Esto es debido a que el registro de medidas se hace generalmente en un número limitado de nodos. Por otra parte, el incremento del número de rangos de voltaje considerados aumenta el número de

ecuaciones disponibles pero implica también introducir nuevas incógnitas en el sistema a resolver, asociadas a la nueva segmentación de las líneas. Sin embargo, es importante señalar que las nuevas variables de estado que aparecen debido a la consideración de otros rangos de voltaje, no son completamente independientes de las previas, por lo que están sujetas a ciertas condiciones que pueden ayudar a encontrar la solución del problema, el cual se analiza en la siguiente sección.

3.3.3 Formulación de estimación de estado de depresiones de voltaje como un problema de optimización

En principio, si se supone una distribución de probabilidad de fallas uniforme a lo largo de la longitud de las líneas, los segmentos más largos tienen mayor probabilidad de aparición de fallas que los segmentos más cortos. Esto, se puede plantear matemáticamente como se muestra a continuación. Sea una línea genérica l_j , de longitud L_j dividida en S_j^t segmentos cuando se considera un umbral t de voltaje. Cada segmento de esta línea s_k^t tiene asociada una variable de estado x_k^t ; donde el subíndice k puede tomar valores desde 1 hasta S_j^t para representar todos los segmentos de la línea, por lo que:

$$\gamma_k^t = \frac{L_{s_k}^t}{L_j} \quad (3.9)$$

donde:

El parámetro γ_k^t representa el cociente entre la longitud $L_{s_k}^t$ del segmento s_k^t y la longitud total de la línea.

De acuerdo a [Espinosa y Hernandez, 2007] el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje se puede formular como el problema de optimización que se describe a continuación:

$$\min \left| x_k^t - \gamma_k^t \sum_{k=1}^{S_j^t} x_k^t \right| \forall k, j, t$$

sujeto a:

$$\begin{aligned}
 & \mathbf{H} = \mathbf{M}\mathbf{X} \\
 & x_i^t \in \mathbb{Z} \quad \forall i, t \\
 \text{Restricción R1:} & \quad \sum_{k=1}^{S_j^t} x_k^t - \sum_{k=1}^{S_j^{t+1}} x_k^{t+1} = 0, \forall j, t \\
 \text{Restricción R2:} & \quad x_i^t \geq 0 \\
 \text{Restricción R3:} & \quad \begin{aligned} & x_k^t - x_{k'}^{t+1} \geq 0 \text{ si } a_k^t \leq a_{k'}^{t+1} \text{ y } b_k^t \geq b_{k'}^{t+1} \\ & x_k^t - x_{k'}^{t+1} \leq 0 \text{ si } a_k^t \geq a_{k'}^{t+1} \text{ y } b_k^t \leq b_{k'}^{t+1} \end{aligned}
 \end{aligned} \tag{3.10}$$

donde:

x_k^t es la variable de estado del segmento k considerando el umbral de voltaje t ,

a_k^t y b_k^t son los valores de ψ que definen la posición inicial y final de los segmentos asociados con la variable de estado x_k^t ,

$a_{k'}^{t+1}$ y $b_{k'}^{t+1}$ son los valores de ψ que definen la posición inicial y final de los segmentos asociados con la variable de estado $x_{k'}^{t+1}$,

j es el subíndice que indica la línea considerada el cual toma valores de 1 a L ,

t es el valor del umbral de voltaje considerado y toma valores de 1 a T ,

k y k' designan los segmentos en los cuales una línea j es dividida. Toman valores entre 1 y S_j^t ,

i segmento de todas las líneas del sistema y toma valores entre 1 y $\sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^L S_j^t$.

La restricción R1 corresponde al hecho de que la suma del total de fallas ocurridas en una línea para el valor de umbral de voltaje considerado, debe ser igual al total de las fallas correspondientes a la misma línea, obtenidos considerando otro umbral de voltaje.

La restricción R2 se establece debido a que el número de fallas en las líneas del sistema sólo pueden tomar valores positivos o cero. Esto es, los elementos del vector $\mathbf{X}$ deben contener enteros y mayores o iguales a cero.

La restricción R3 se establece de las relaciones entre las variables de estado asociadas a distintos segmentos. Se debe considerar que las variables representan el número de fallas que ocurren en los segmentos de la líneas y que, algunos de estos segmentos, obtenidos para un rango de voltaje, están completamente contenidos en otros segmentos para otros rangos de voltaje diferente.

En general, si x_i es la variable asociada a un segmento limitado por $[a_i, b_i]$ y x'_i es asociada a un segmento limitado por $[a'_i, b'_i]$, se puede decir que:

$$\begin{aligned} \text{si } a_i &\geq a'_i \text{ y } b_i \leq b'_i, \text{ entonces } x_i \leq x'_i \\ \text{si } a_i &\leq a'_i \text{ y } b_i \geq b'_i, \text{ entonces } x_i \geq x'_i \end{aligned}$$

Las restricciones reducen notoriamente el espacio de solución del problema, sin embargo la solución del sistema (3.8) sigue sin ser única y se puede resolver mediante técnicas de optimización con el fin de encontrar la solución más adecuada. En este caso, el procedimiento de búsqueda de la solución óptima, selecciona aquella solución que más se aproxime al reparto uniforme a lo largo de la longitud.

En esta tesis se propone resolver este problema de optimización mediante la aplicación de algoritmos genéticos.

3.3.4 Estimación del número de depresiones de voltaje

Resolviendo el problema planteado en (3.10) se estima el vector de variables de estado $\mathbf{X}$. Para resolver la estimación de estado de depresiones de voltaje, se debe calcular el número esperado de depresiones de voltaje h_i en el nodo i de interés. Este número puede ser calculado utilizando la matriz de alcance $\mathbf{M}_i$, que relaciona el número de fallas estimado, con el número de depresiones en el nodo i . Esta matriz es formada exactamente como la matriz $\mathbf{M}$, correspondiente a los nodos con equipo de medición.

Entonces, el número de depresiones h_i estimados con un voltaje residual menor a t_1 en el nodo de interés, es:

$$h_i = \mathbf{M}_i^1 \mathbf{X}^1 \quad (3.11)$$

Análogamente, el número de depresiones de voltaje en el nodo i , para otros rangos de voltaje, puede ser calculado utilizando (3.11), con la submatriz de $\mathbf{M}_i$ y de $\mathbf{X}$ correspondientes al rango de voltaje analizado.

3.4 Formulación del problema de estimación de estado de depresiones de voltaje basado en posiciones de falla

Como se vio previamente, el método de estimación asocia las variables de estado a ciertos segmentos de línea determinados mediante ecuaciones analíticas para obtener el voltaje residual en los nodos. Sin embargo, otra manera de formular el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje es el presentado en [Espinosa y Hernández, 2006 a], mediante la utilización del concepto de “posición de fallas”.

En este caso, no se calcula la variación real del voltaje residual con respecto a la posición de falla, sino que solamente se determina su valor cuando la falla ocurre en una o varias posiciones discretas P previamente seleccionadas. Cada posición de falla representa un segmento de una línea del sistema. El voltaje residual causado por una falla en cualquier posición dentro de un segmento es aproximadamente igual al voltaje residual que produce una falla en la posición exacta asociada a dicho segmento.

Esta idea se muestra gráficamente en la Figura 3.3, donde se consideran dos posiciones de falla p_1 y p_2 a lo largo de la línea. En esta gráfica se indica el voltaje *Real* V_{m_1} el cual representa el voltaje residual real en el nodo m_1 del sistema cuando una falla ocurre a lo largo de la línea considerada. Este voltaje perfila una aproximación con la gráfica mostrada como *Aproximado* V_{m_1} . En la Figura 3.3, también se muestra el umbral de voltaje considerado t_1 .

Si se supone que el número total de posiciones de falla considerados en todo el sistema es P , entonces para un cierto valor de umbral de voltaje t_1 , se tendrá una ecuación:

$$\mathbf{H}^1 = \mathbf{M}^1 \mathbf{X}_P \quad (3.12)$$

donde: los elementos del vector de mediciones $\mathbf{H}^1$ indican el número de depresiones de voltaje registrados por un equipo de medición con voltaje residual menor o igual que t_1 .

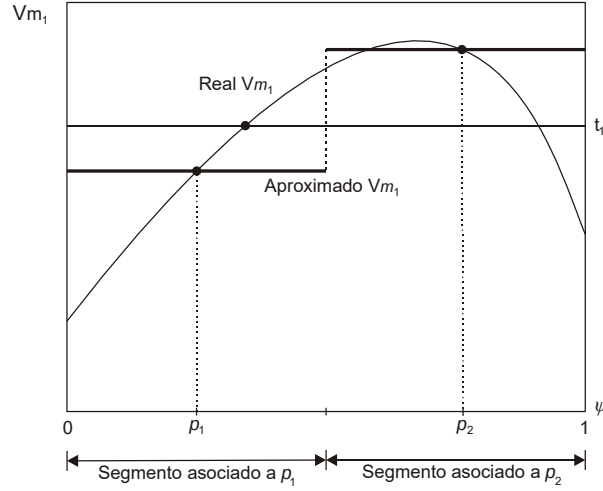


Figura 3.3: Posiciones de falla a lo largo de la línea

Los elementos del vector $\mathbf{X}$ están formados por las variables de estado a ser estimadas; este vector es de dimensión P . Cada elemento indica el número de fallas ocurridas en un segmento de línea asociado a una posición de falla.

La matriz de mediciones $\mathbf{M}^1$ correspondiente al umbral de voltaje considerado t_1 , es una matriz binaria de orden $(M \times P)$. Los elementos de $\mathbf{M}^1$ están formados de acuerdo al siguiente criterio:

$$\mathbf{M}^1 = m^1(m_i, p_i) = \begin{cases} 1, & \text{si el voltaje residual en el nodo } m_i \text{ es menor que } t_i \\ & \text{cuando ocurre una falla en el segmento } p_i \\ 0, & \text{si el voltaje residual en el nodo } m_i \text{ es mayor que } t_i \\ & \text{cuando ocurre una falla en el segmento } p_i \end{cases} \quad (3.13)$$

Para el sistema mostrado en la Figura 3.3, la matriz $\mathbf{M}^1$ será de la forma:

$$\mathbf{M}^1 = \begin{matrix} & \begin{matrix} p_1 & p_2 & & p_P \end{matrix} \\ \begin{matrix} m_1 \\ . \\ . \\ . \\ m_M \end{matrix} & \begin{pmatrix} 1 & 0 & . & . & . \\ . & . & . & . & . \\ . & . & . & . & . \\ . & . & . & . & . \\ . & . & . & . & . \end{pmatrix} \end{matrix} \quad (3.14)$$

Este proceso debe tomar en cuenta todas la líneas del sistema adicionando nuevas columnas, todas las columnas de $\mathbf{M}^1$ contienen al menos un elemento diferente de 0.

El proceso para formular la ecuación (3.12) puede ser conducido en forma similar para otros valores de umbral de voltaje T . En consecuencia, el sistema de ecuaciones para distintos umbrales de tensión puede escribirse como:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{H}^1 \\ \mathbf{H}^2 \\ \vdots \\ \mathbf{H}^T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{M}^1 \\ \mathbf{M}^2 \\ \vdots \\ \mathbf{M}^T \end{bmatrix} [\mathbf{X}_P] \quad (3.15)$$

La ecuación (3.15) puede ser expresada de forma compacta como:

$$\mathbf{H} = \mathbf{M}\mathbf{X}_P \quad (3.16)$$

El sistema de ecuaciones (3.16) está construido por P incógnitas y $M \times T$ ecuaciones. De acuerdo con el número de posiciones P consideradas, el número de medidores M y el rango de umbrales de voltaje T considerados, se podrá llegar a un sistema con mayor o menor grado de indeterminación, lo cual no sucede al considerar el método presentado anteriormente, donde al considerar nuevos umbrales de voltaje, se establecían nuevas variables de estado.

De acuerdo con la naturaleza del problema, las variables de estado del vector $\mathbf{X}_P$ son positivas, por lo tanto, se persigue estimar el valor de las variables de estado $\mathbf{X}_P$ sujeto a:

$$\begin{aligned} \mathbf{H} &= \mathbf{M}\mathbf{X}_P \\ x_{kp} &\geq 0 \quad \forall \quad kp = 1, \dots, P \end{aligned} \tag{3.17}$$

donde x_{kp} es la variable de estado del segmento kp asociado a una posición de falla en la línea.

Para plantear un criterio de optimización se puede asumir que cuando se haya fijado más de una posición de falla a lo largo de las líneas, se podrá establecer un criterio que seleccione la solución más acorde con la distribución de probabilidad de fallas a lo largo de la línea tal que proporcione valores más proximos entre sí, cumpliendo las restricciones (3.17).

Entonces suponiendo que a cada línea se le asigna un número de posiciones P_j con tramos de línea asociados de la misma longitud, la condición anterior puede ser expresada matemáticamente como:

$$\min \left| P_j x_{kp} - \sum_{kp=1}^{P_j} x_{kp} \right| \quad \forall \quad j = 1, \dots, L \tag{3.18}$$

Habiendo determinado el vector $\mathbf{X}_P$ a través de las ecuaciones (3.17) y con la función objetivo (3.18), basta con determinar el número de depresiones de voltaje en los nodos de interés del sistema, construyendo una matriz $\mathbf{M}_i$ que relacione al vector $\mathbf{X}_P$ con el número de depresiones de voltaje esperados en cada nodo.

Para resolver este problema, en esta tesis se plantea la utilización de técnicas basadas en algoritmos genéticos, considerando como función objetivo, la ecuación (3.18).

Los resultados se comparan con los que se obtienen mediante técnicas de programación lineal, utilizando YALMIP [YALMIP, 2004] el cual es un paquete de optimización libre.

3.5 Implementación del problema de estimación de estado de depresiones de voltaje por algoritmos genéticos

El procedimiento para formular el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje y resolverlo mediante la utilización de algoritmos genéticos, se presenta en el diagrama de

flujo de la Figura 3.4. Como se observa en este diagrama de flujo, los principales pasos en que consiste el procedimiento son:

- Se realiza la lectura de datos de parámetros eléctricos del sistema.
- Se toman los datos obtenidos de los medidores para cada umbral de voltaje considerado.
- Se formula las ecuaciones $\mathbf{H}^t = \mathbf{M}^t \mathbf{X}^t$ para cada umbral de voltaje.
- Se indican los rangos de voltaje a considerar para la estimación.
- Considerando las características del problema y los rangos de voltaje considerados, se formula el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje como un problema de optimización.
- Se realiza la asignación de criterios para ejecutar la rutina de algoritmos genéticos en donde se especifican varios parámetros, entre los cuales se pueden señalar como algunos de los más importantes los mencionados a continuación:
 - Tipo de población, el cual para este trabajo de tesis ha sido especificada como real.
 - Número de variables (genes) que contiene cada individuo de la población. El cual, para el caso de esta formulación de estimación de estado de depresiones de voltaje utilizando la expresión analítica, dependerá del número de variables de estado. Es decir, del número de segmentos en que se dividan las líneas del sistema, como se mencionó anteriormente.
 - Tamaño de población, donde se asigna el número de individuos que integrarán cada una de las generaciones, siendo cada uno de estos individuos una posible solución al problema.
 - Operadores de selección, cruce y mutación. Como se mencionó en la sección 2.3 del Capítulo 2, existen diversos tipos de estos operadores, por lo que se pueden tener diversas opciones, que dependerán de los criterios del usuario.

- Para detener el algoritmo se deben especificar ciertos criterios de paro, entre los cuales se encuentran: un número máximo de generaciones, un límite de tiempo de proceso, valores de tolerancia a cambios promedio acumulativos en el valor de la función objetivo, entre otros.
- Una vez establecidos los criterios y parámetros anteriores, comienza la rutina de algoritmos genéticos para resolver el problema de optimización, donde en primera instancia, se crea una población inicial aleatoria.
- Se evalúan cada uno de los individuos para obtener su valor de aptitud a la solución por medio de la función objetivo especificada.
- Se verifica la condición de paro del algoritmo, que consiste en el cumplimiento de alguno de los criterios de paro mencionados anteriormente; en caso de no cumplirse el criterio de paro, se crea una nueva generación por medio de los operadores genéticos.
- Una vez cumplida la condición de paro, se obtiene la estimación de las variables de estado.
- Finalmente, se obtiene el número de depresiones de voltaje en el nodo de interés, para cada rango de voltaje aplicando la ecuación (3.11).

Cabe mencionar que para la formulación del problema utilizando el concepto de posiciones de falla, el número de variables dependerá directamente del número de posiciones de falla asignado a cada una de las líneas del sistema.

La metodología para resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje, tanto para el caso de la formulación analítica, como para la formulación basada en posición de fallas, fue implementada en MATLAB [MATLAB, 2008], utilizando la rutina de Algoritmos Genéticos del toolbox Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox™ 2 [Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2, 2008]. La implementación descrita se aplica para realizar los casos de estudio de las secciones 5.3 y 5.4 del Capítulo 5.

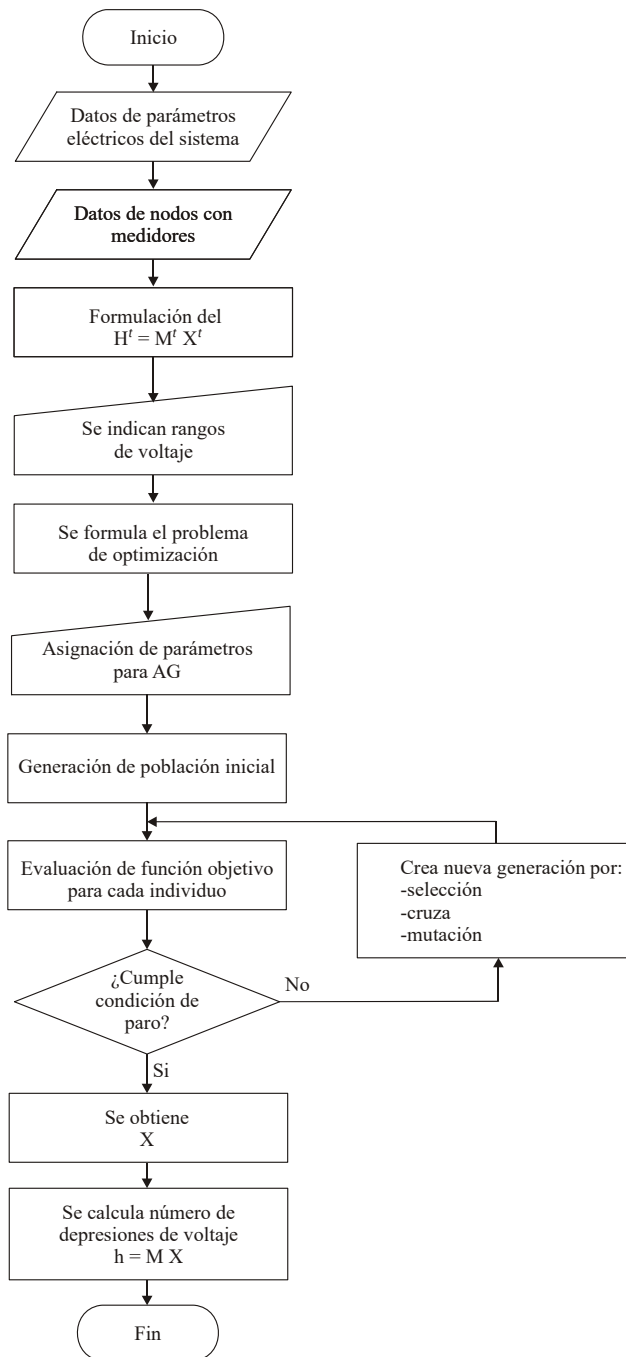


Figura 3.4: Diagrama de flujo para estimación de estado de depresiones de voltaje mediante algoritmos genéticos

3.6 Emplazamiento óptimo de medidores de depresiones de voltaje

Como se ha mencionado anteriormente, una manera directa de caracterizar el comportamiento de un sistema eléctrico respecto a depresiones de voltaje es obtener datos de los registros de los equipos de medición instalados en el sistema. Sin embargo, debido principalmente a aspectos económicos ésto no es viable. Por lo que resulta de interés aplicar una estrategia para determinar el menor número posible de medidores y su emplazamiento óptimo tal que cualquier falla en el sistema, que ocasione una depresión de voltaje en un nodo, sea detectada al menos por un equipo de medición.

Así mismo este emplazamiento, como se vio en secciones anteriores, es requerido para hacer estudios de estimación de estado de depresiones de voltaje precisos, ya que estas estimaciones parten de los datos registrados por los medidores existentes, para predecir las depresiones de voltaje en aquellos nodos donde no se dispone de equipo de medición.

En esta tesis se propone la aplicación de algoritmos genéticos para resolver el problema de emplazamiento óptimo de medidores, considerando la formulación del problema planteada en [Espinosa, 2006]

Además se propone hacer un estudio de redundancia en las medidas, el cual es obtenido con todos los emplazamientos factibles, lo que nos permitirá tener un parámetro adicional al momento de elegir el emplazamiento adecuado.

3.6.1 Método de emplazamiento óptimo de medidores basado en formulación analítica

En esta tesis se utiliza la formulación presentada en [Espinosa, 2006] y se resuelve aplicando algoritmos genéticos.

Para llevar a cabo la formulación matemática del problema de optimización del emplazamiento de medidores, se definirá un vector $\mathbf{y}$ de tamaño N , el cual corresponde al número de nodos del sistema. Los elementos $y(i)$ del vector $\mathbf{y}$ son variables binarias, cuyo valor representa si se requiere o no un medidor en dicho nodo, de acuerdo con:

$$y(i) = \begin{cases} 1, & \text{si se requiere medidor en el nodo } i \\ 0, & \text{si no se requiere medidor en el nodo } i \end{cases}, \forall i \quad (3.19)$$

Entonces, el problema de optimización consiste en minimizar el número de medidores lo cual puede ser planteado matemáticamente de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i=1}^N y(i) \\ & \text{sujeto a} \quad : \\ & \sum_{i=1}^N m^t(i, j) y(i) \geq b, \forall j = 1, 2, 3, \dots, S \\ & y(i) \text{ binaria } \forall i \end{aligned} \quad (3.20)$$

donde:

$m^t(i, j)$ es el elemento i, j de la matriz de alcance transpuesta $\mathbf{M}^t$ obtenida considerando la formulación analítica. La matriz $\mathbf{M}^t$ es una matriz binaria en la cual, un 1 representa que una falla ocurrió dentro del segmento de línea s , causando una depresión de voltaje en el nodo i , cuya magnitud está en el umbral de voltaje considerado.

S es el número de segmentos en que se dividen las líneas del sistema eléctrico.

N representa en número de nodos del sistema.

b es un vector de unos.

La matriz de alcance $\mathbf{M}^t$ se construye tal como se describió en la Sección 3.3.2, considerando todos los nodos del sistema.

Si se requiere que al menos un medidor capture la depresión de voltaje debe imponerse la condición de que el producto de la matriz de alcance transpuesta $\mathbf{M}^t$ y el vector $\mathbf{y}$, sea igual o mayor al vector $\mathbf{b}$ (restricción en la ecuación 3.20). El vector $\mathbf{b}$ puede ser modificado para considerar otros criterios de optimización, por ejemplo, si se requiere que al menos 2 medidores registren cualquier falla que dé lugar a una depresión de voltaje, bastaría con imponer la restricción de que el producto de la matriz $\mathbf{M}^t$ y el vector $\mathbf{y}$ sea mayor o igual a un vector $\mathbf{b}$ cuyos elementos sean 2.

El problema descrito por la ecuación (3.20) es un problema de optimización de programación lineal entera, que puede ser resuelto aplicando distintas técnicas. En este trabajo de tesis se ha realizado la aplicación de algoritmos genéticos para resolver el problema de optimización de la ecuación (3.20).

3.6.2 Implementación de emplazamiento óptimo de medidores

El procedimiento para formular y resolver el problema de emplazamiento óptimo de monitores para la detección de depresiones de voltaje se presenta en el diagrama de flujo de la Figura 3.5, donde se observan los siguientes pasos:

- Se realiza la lectura de datos de parámetros eléctricos del sistema.
- Se hace el cálculo de voltajes residuales en todos los nodos del sistema, de acuerdo al tipo de falla y el umbral de voltaje considerado.
- Se calcula la matriz de alcance $\mathbf{M}^t$, a partir de los segmentos en que se divide cada línea del sistema de acuerdo al umbral de tensión fijado y a los voltajes residuales calculados en el paso anterior.
- Una vez obtenida la matriz de alcance para el tipo de falla y el umbral de voltaje t especificado, se formula el problema de optimización.
- Para resolver el problema de optimización se aplican algoritmos genéticos. Inicialmente se hace la asignación de ciertos criterios y parámetros para ejecutar la rutina de algoritmos genéticos, los cuales son semejantes a los mencionados en la sección 3.5, con la diferencia de que en este problema el tipo de población es binaria, de acuerdo a (3.19). Además, el número de variables que contiene cada individuo es N , debido a que cada cromosoma representa un nodo del sistema en donde puede ser instalado o no un equipo de medición de depresiones de voltaje.
- Una vez especificados estos parámetros, se crea aleatoriamente una población inicial.

- Se obtiene el valor de aptitud de cada uno de los individuos de la generación actual, por medio de la evaluación de la función objetivo, donde aquellos individuos que no cumplen con la restricción de la ecuación (3.20) son penalizados fuertemente en su valor de aptitud.
- Una vez evaluados todos los individuos de la población, se verifica si se ha cumplido con alguna de las condiciones de paro del algoritmo, si esto no sucede se procede a crear una nueva generación por medio de los operadores genéticos. Si la condición de paro ha sido cumplida, se obtendrá el mejor individuo de dicha generación, el cual contendrá en su información genética, el número mínimo de medidores necesarios para poder observar todo el sistema eléctrico, así como el emplazamiento de los mismos.

Una vez determinado el número mínimo de medidores necesarios para monitorear todo el sistema, finalmente, se puede realizar un análisis de redundancia en las mediciones, que se obtiene de todas las soluciones factibles (emplazamientos), de acuerdo con el número de medidores necesarios para un umbral de voltaje t . De ésta manera, se tiene una opción adicional para elegir el emplazamiento óptimo de medidores.

La metodología para resolver el problema de emplazamiento óptimo de medidores de depresiones de voltaje, y el análisis de redundancia han sido implementados en MATLAB [MATLAB, 2008], utilizando la rutina de Algoritmos Genéticos del toolbox *Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox™ 2* [Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2, 2008].

3.6.3 Redundancia

Mediante la aplicación de algoritmos genéticos o por cualquiera de las técnicas utilizadas por distintos autores [Olguin et al., 2006] [Espinosa, 2006], es posible obtener una solución del problema formulado en la sección anterior. Esto es, encontrar el número mínimo de medidores y su emplazamiento tal que todo el sistema sea monitoreado; sin embargo, debido a las propias características del problema, no existe una solución única. Por lo tanto, una vez que se ha determinado el número mínimo de medidores requeridos para monitorear el sistema, se pueden encontrar todas las soluciones factibles haciendo una combinación de los

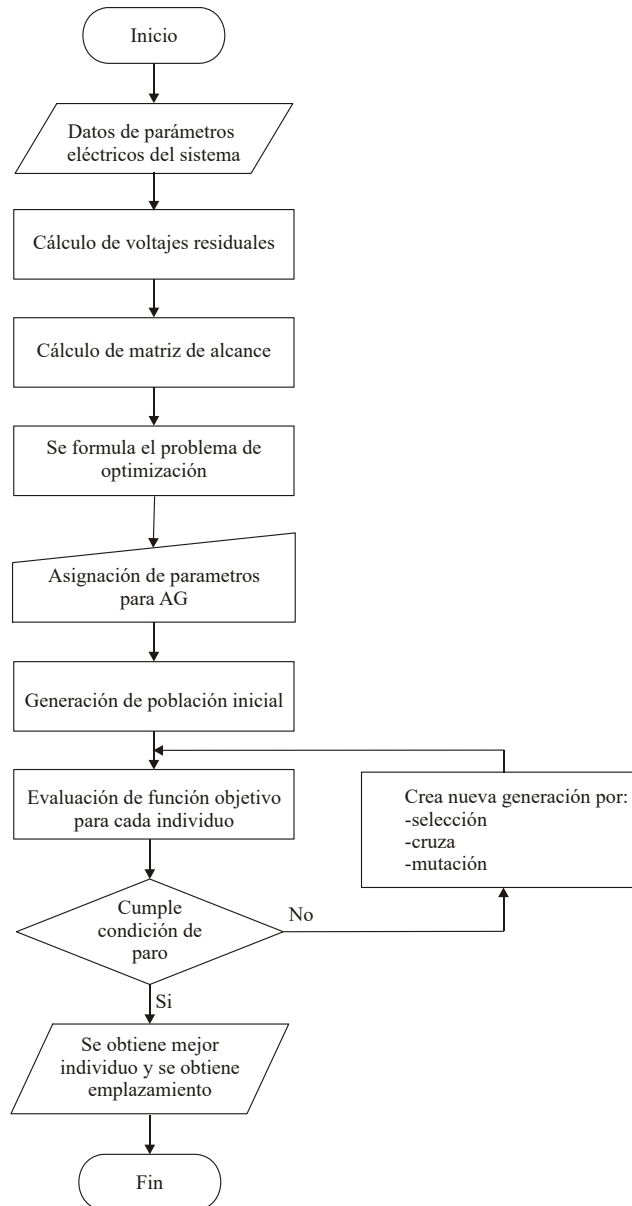


Figura 3.5: Diagrama de flujo para emplazamiento óptimo de medidores

elementos del vector $\mathbf{y}$, de manera que se cumpla con la ecuación

$$\mathbf{M}^t \mathbf{y} \geq \mathbf{b} \quad (3.21)$$

Se puede observar que el producto $\mathbf{M}^t \mathbf{y}$ produce diferentes vectores $\mathbf{b}$ con cada una de las soluciones factibles; si el elemento $b(i)$ de $\mathbf{b}$ es mayor que 1 implica que cada falla que causa una depresión de voltaje es detectada con más de un medidor, lo que significa que se tendrá redundancia en las mediciones.

Tomandó esto en cuenta, se puede obtener un índice de redundancia en las mediciones, denotado por:

$$ir = \sum_{i=1}^S b(i) \quad (3.22)$$

Asumiendo un número mínimo de equipos de medición, la redundancia es conveniente, por ejemplo, cuando se trata de la estimación de estado de depresiones de voltaje [Espinosa y Hernández, 2007] [Wang et al., 2005]. Sin embargo, en otros métodos la redundancia debe ser minimizada con el fin de disminuir el conteo de eventos más de una vez, al tratarse de obtención de índices que caractericen a un sistema eléctrico [Olguin et al., 2006].

Entonces es posible seleccionar el emplazamiento óptimo de medidores, considerando este índice de redundancia ir como un criterio adicional, que contribuye a la búsqueda de una mejor solución.

3.7 Conclusiones

En este capítulo se ha descrito la formulación del problema de estimación de estado de depresiones de voltaje, el cual permite estimar el número de depresiones experimentadas en nodos sin equipo de medición, a partir de las mediciones realizadas en los nodos que sí cuentan con equipo, además se ha propuesto una metodología basada en algoritmos genéticos para resolver este problema.

Así mismo, para hacer una estimación precisa se requiere llevar a cabo el emplazamiento óptimo de medidores de depresiones de voltaje, asegurando que cualquier falla que de lugar a una depresión de voltaje en el sistema, sea detectada al menos por uno de los medidores instalados. Se ha descrito la formulación del problema de emplazamiento óptimo de medidores y se ha propuesto una metodología basada en la aplicación de algoritmos genéticos, además del análisis de redundancia en las mediciones, lo que permite definir un parámetro adicional para realizar la selección del mejor emplazamiento de los equipos de medición.

Capítulo 4

Reconfiguración de redes para minimizar depresiones de voltaje

4.1 Introducción

Como se ha mencionado a lo largo de esta tesis, las depresiones de voltaje ocasionan cuantiosas pérdidas económicas a las industrias, tanto en el sector consumidor como en el sector encargado de distribuir la energía eléctrica. Para mitigar el efecto de las depresiones de voltaje, en la actualidad se utilizan diversos equipos, los cuales son generalmente instalados en aquellos puntos del sistema donde se les requiere, sin embargo ésta es solamente una solución de pequeña escala.

En la actualidad existen normas acerca de diversos aspectos de calidad de la energía que regulan la operación del sistema eléctrico. Respecto a depresiones de voltaje se han hecho propuestas de clasificar a los sistemas de acuerdo a la frecuencia de ocurrencia de las mismas [Abi, 2001], por lo que resulta de interés establecer estrategias para mitigar el número de depresiones, tanto en nodos particulares como en el sistema completo.

En esta tesis se propone un método para la reconfiguración del sistema eléctrico mediante la utilización de algoritmos genéticos, con la finalidad de minimizar el número de depresiones de voltaje que se presentan en el sistema o en un nodo específico del mismo.

4.2 Antecedentes

El proceso de reconfiguración de redes eléctricas es un proceso que consiste en cambiar el estado de los interruptores (abierto/cerrado), que conectan a los componentes del sistema eléctrico. Este proceso tiene varios propósitos, por ejemplo, la restauración de ciertas líneas dentro de un segmento del sistema después de la presencia de una falla. Así mismo, se suele utilizar la reconfiguración para reducir pérdidas o para realizar el balance de energía. A pesar de los distintos propósitos, todos los problemas de reconfiguración tienen en común las múltiples características combinatorias de optimización y los modelos matemáticos complejos.

Si bien el interés por la reconfiguración en la topología de las redes eléctricas existe desde hace varios años [Shirmohammadi y Hong, 1989], generalmente los trabajos publicados sobre esta materia son referidos a la reconfiguración de sistemas eléctricos de distribución radiales, y por lo general realizan la reconfiguración con la finalidad de minimizar pérdidas [Nara et al., 1992] [Falcão, 2002] [Huang, 2002] [Hong y Ho, 2003] [Enacheanu et al., 2008], o para realizar la planeación de un sistema eléctrico de distribución [Dávalos e Irving, 2003]. Sin embargo, recientemente ha sido utilizada con la finalidad de minimizar las pérdidas financieras debido a depresiones de voltaje [Bahadorsingh et al., 2007], donde se encuentra una topología que resulte en un menor costo por depresiones de voltaje para los clientes. En [Chen et al., 2002], se propone la reconfiguración de la topología de un sistema eléctrico industrial para mitigar las depresiones de voltaje, en el cual se presentan varias estrategias, como el instalar equipos de aislamiento en aquellos equipos sensibles o modificar la red existente, pudiendo representar este último una inversión monetaria muy elevada. En dicho trabajo se afirma que la reconfiguración de los sistemas eléctricos es un método efectivo para mitigar las depresiones de voltaje en las industrias eléctricas.

El trabajo realizado por Nara [Nara et al., 1992], fue el primero en proponer la utilización de algoritmos genéticos para minimizar pérdidas en un sistema de distribución. A partir de este trabajo se ha utilizado la aplicación de algoritmos genéticos, así como otras técnicas evolutivas [Salazar et al., 2006], para realizar la reconfiguración en la topología de las redes eléctricas, donde se ha demostrado que la aplicación de estas técnicas son adecuadas para

resolver esta clase de problemas [Enacheanu et al., 2008], debido a que utilizan la habilidad de exploración en el espacio de soluciones y pueden identificar eficientemente la configuración óptima o cerca de la óptima, por lo cual han sido altamente recomendables para realizar análisis de reconfiguración [Huang, 2002] [Bahadoosigh et al., 2007].

En el trabajo propuesto en [Bahadoosigh et al., 2007] desarrollan un software de optimización en base a algoritmos genéticos, para la reconfiguración en la topología de una red eléctrica con el fin de minimizar las pérdidas monetarias que se presentan debidas a depresiones de voltaje en los nodos, se menciona como los algoritmos genéticos no solo son adecuados para resolver problemas de grande escala en sistemas eléctricos, sino que ha resultado mas eficiente que muchos otros métodos [Dávalos e Irving, 2003]. El resultado de éste desarrollo es encontrar la topología que resulte en un menor costo por depresiones de voltaje para los clientes.

4.3 Bases del método propuesto para la reconfiguración de sistemas eléctricos

El principal objetivo de la reconfiguración de un sistema eléctrico, es proveer el estado de operación óptimo de los interruptores existentes en una red con la finalidad de identificar la configuración de la topología en la red, tal que minimice pérdidas de diferente índole o algún problema existente. En este trabajo de tesis se propone la reconfiguración automática de un sistema eléctrico con la finalidad de minimizar el número de depresiones de voltaje existentes, con respecto a valores de referencia, que pueden ser obtenidos por ejemplo, de datos estadísticos de índices de depresiones en el sistema.

En todas las posibles topologías, el método de reconfiguración debe tomar en consideración algunas restricciones, como lo son: la conectividad del sistema, garantizando que ningún área del sistema quede aislada; los límites de voltaje y el balance de potencia.

Es importante destacar que en este enfoque se presenta únicamente una primera aproximación de la reconfiguración de sistemas eléctricos de cualquier geometría, se consideran que todas las combinaciones de operación de los interruptores arrojan topologías que son

consideradas como factibles, por lo cual no se hace un estudio de flujos de potencia. Sin embargo ésto debe ser modificado en un trabajo futuro para validar la viabilidad de cada posible topología; una vez que ésta sea factible se debe proseguir con el estudio de depresiones de voltaje, mediante la metodología propuesta.

Generalmente, para representar el estado operacional de los interruptores, se ha utilizado una amplia variedad de estrategias codificadoras de topologías, como se menciona en [Enacheanu et al., 2008] [Hong y Ho, 2003] [Dávalos e Irving, 2003]. Sin embargo, tradicionalmente, la forma de representar el estado de un interruptor es mediante una representación binaria, donde el valor de operación está determinado de acuerdo al siguiente criterio:

$$x(i) = \begin{cases} 1, & \text{si el interruptor de la línea } i \text{ está cerrado} \\ 0, & \text{si el interruptor de la línea } i \text{ está abierto} \end{cases}, \forall i \quad (4.1)$$

Por lo cual se tiene un vector $\mathbf{X}$ binario de longitud NI , donde cada elemento $x(i)$ representa el estado operacional del interruptor y NI representa el número de interruptores seleccionados del sistema.

En este trabajo, al igual que han hecho otros autores para realizar la reconfiguración de redes eléctricas, se adoptará una representación binaria, para expresar el estado de operación de los interruptores [Bahadoorsingh et al., 2007] [Enacheanu et al., 2008], por tanto, no será necesario proveer ninguna técnica para reducir el número de variables o para decodificar el estado operacional de los interruptores.

De acuerdo a la representación adoptada, el número de posibles topologías de un sistema eléctrico estará determinado por el número de interruptores seleccionados, lo cual puede ser expresado como:

$$C = 2^{NI} \quad (4.2)$$

donde C es el número de combinaciones de topologías distintas.

La dificultad de resolución de este problema radica en que cada topología debe ser evaluada, por lo cual mientras mayor sea el número de interruptores seleccionados mayor

será la complicación del problema y como resultado el costo computacional se elevará en igual grado.

En este trabajo, aprovechando que la representación del problema es binaria, y basado en los buenos resultados de los trabajos hechos en esta área de la reconfiguración de sistemas eléctricos, se ha propuesto la aplicación de técnicas basadas en algoritmos genéticos para la obtención de la solución óptima. En la sección siguiente se presenta la formulación que utiliza este enfoque para la resolución del problema de reconfiguración de redes eléctricas para minimizar la frecuencia de depresiones de voltaje de un sistema.

Para realizar el estudio de depresiones de voltaje del sistema eléctrico, se hará uso del método analítico de estimación estocástica de depresiones de voltaje propuesto por [Espinosa y Hernández, 2006] y el cual fue descrito en el Capítulo 2.

4.4 Formulación del problema

Los índices de depresiones de voltaje pueden variar dependiendo de las características del sistema. Generalmente se cuenta con datos estadísticos acerca de la ocurrencia de depresiones en los nodos del sistema eléctrico y es posible entonces tener valores que puedan considerarse como valores típicos para un nodo en particular; es decir, de acuerdo a su clasificación y los datos estadísticos se puede considerar valores de referencia para los nodos del sistema.

En esta tesis se ha asumido que se cuenta con el valor típico del número de depresiones de voltaje en todos los nodos del sistema, obtenidos de datos estadísticos los cuales son considerados como valores de referencia.

Inicialmente se supondrá que se considera un umbral de voltaje t_1 . Ésto quiere decir que el vector de referencia está formado por el número de depresiones de voltaje cuyo voltaje residual es igual o menor al valor de voltaje especificado t_1 .

La metodología propuesta comienza con un número seleccionado de interruptores NI con los cuales se puede generar varias topologías; para cada configuración se tendrá un vector X de longitud igual al número de interruptores seleccionados. Además, se ha considerado que las líneas cuyo número de interruptores sea mayor de uno serán modeladas solamente con

un interruptor.

4.4.1 Generador de topologías

Como ya se mencionó, el primer paso del método consiste en seleccionar los interruptores del sistema eléctrico con la posibilidad de cambiar su estado de operación (cerrar/abrir), estos interruptores hacen posible las numerosas topologías del sistema, de acuerdo a la ecuación (4.2).

Para un sistema genérico de N nodos, en el cual se consideren NI interruptores con la posibilidad de operar sin dejar ningún área desenergizada, se podría considerar que una de las posibles configuraciones para el umbral de voltaje t_1 es

$$l_1 \ l_2 \ l_3 \cdots l_{NI}$$

$$X_1 = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & \cdot & \cdot \end{bmatrix}$$

donde se observa que los interruptores de las líneas l_1 y l_3 están cerrados y el interruptor de la línea l_2 está abierto. Esto significa que para este caso la línea l_2 no está energizada y por tanto no forma parte de la nueva configuración.

De acuerdo con el planteamiento descrito, los parámetros eléctricos de la línea l_2 , deben ser excluidos en la nueva configuración.

4.4.2 Función objetivo

Una vez que se tiene una posible configuración del sistema, se realiza la evaluación de depresiones de voltaje mediante el método analítico descrito en el Capítulo 2. Ésto hace que se obtenga el número de depresiones de voltaje estimadas en el sistema eléctrico, de acuerdo con la configuración evaluada.

Posteriormente el número de depresiones estimadas del sistema reconfigurado es comparado con el vector de referencia, y para minimizar el número de depresiones en el sistema se establece la siguiente función objetivo:

$$\min \left(\sum_{i=1}^N f_{est} - \sum_{i=1}^N f_{ref} \right) \quad (4.3)$$

donde

f_{est} es el número de depresiones de voltaje estimadas;

f_{ref} es el número de depresiones de voltaje del índice de referencia;

N es el número de nodos del sistema.

Ésto hace posible obtener un indicador del valor de dicha configuración respecto a las demás posibles configuraciones. Este proceso es repetido para cada posible combinación del vector X , evaluándose así varias configuraciones.

Cabe destacar que la función objetivo mostrada en la ecuación (4.3) minimiza la diferencia entre el número de depresiones estimadas de acuerdo a la configuración analizada y el valor de depresiones de voltaje del vector de referencia, para todo el sistema. Sin embargo, si se considera reconfigurar el sistema para que uno o algunos nodos del sistema sean los de interés, bastará con cambiar los criterios de optimización, especificando una función objetivo distinta.

Una vez resuelto el problema de optimización se obtiene la reconfiguración de la red eléctrica tal que minimiza el número de depresiones de voltaje estimados para el valor de umbral de voltaje considerado.

La metodología propuesta es aplicable para minimizar depresiones de voltaje originadas por cualquier tipo de fallas ya que el método para hacer la estimación de las depresiones de voltaje es aplicable a cualquier tipo de falla y configuración del sistema.

4.5 Implementación del método

El diagrama de flujo de la Figura 4.1, muestra los pasos del procedimiento para formular la reconfiguración de la red. Como se observa estos pasos son los siguientes:

- Se realiza la lectura de datos de parámetros eléctricos del sistema, donde se incluyen los índices de referencia de depresiones de voltaje.
- Se toman los datos de las líneas donde existen interruptores. La operación de dichos interruptores hace posible las distintas topologías, con lo cual mientras mayor sea el número de interruptores se tendrá una mayor combinación de posibles topologías.
- Para el estado actual de operación del sistema, es decir, considerándose la configuración original, se realiza la evaluación de depresiones de voltaje por medio del método analítico descrito anteriormente, y se evalúa los resultados obtenidos con respecto a los depresiones de voltaje de referencia.
- Si no se presenta una problemática de depresiones de voltaje con respecto al índice de referencia, el algoritmo se detiene y mostrará el estado actual del sistema, de lo contrario continuara con el siguiente paso.
- Se inicia la rutina de los algoritmos genéticos, donde se crea una población de individuos en primera instancia de forma aleatoria, y posteriormente durante el transcurso de las generaciones, la nueva población es creada de acuerdo con los operadores (selección, cruza y mutación) de los algoritmos genéticos. Este módulo es el encargado de escoger el estado de operación de los interruptores, produciendo así numerosas topologías. Cada individuo de la población, cuyo tamaño será igual al número de interruptores considerados, representa un posible estado de dichos interruptores (abierto/cerrado), lo que implica una diferente topología de la red.
- Una vez que la población ha sido creada, se modifican los parámetros eléctricos del sistema de acuerdo con el estado de los interruptores del individuo a evaluar.
- Considerando los nuevos parámetros eléctricos del sistema, se realiza la evaluación de depresiones de voltaje del sistema reconfigurado.
- Se evalúan los resultados obtenidos por el paso anterior respecto a los valores de referencia, por medio de la función objetivo.

- Este proceso se repite para cada individuo de la población y posteriormente para cada generación del algoritmo hasta que el algoritmo es detenido por alguno de los criterios de paro establecidos en la rutina de algoritmos genéticos.
- Finalmente, se obtiene el resultado de la optimización, es decir la topología con la que se tiene el menor número de depresiones de voltaje en el sistema eléctrico.

El método de reconfiguración para minimizar el número de depresiones de voltaje en un sistema eléctrico, ha sido implementado en MATLAB [MATLAB, 2008], con la utilización de la rutina de Algoritmos Genéticos del toolbox *Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox™ 2* [Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2, 2008].

4.6 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado una propuesta para realizar la reconfiguración en la topología de un sistema eléctrico. Dicha propuesta constituye una de las principales aportaciones de esta tesis.

Para realizar la reconfiguración de la red se hace uso de las propiedades de espacio de búsqueda de los algoritmos genéticos.

El método propuesto supone que todas las posibles topologías son válidas, es decir, son configuraciones operativamente factibles.

La reconfiguración permite encontrar el estado de operación de los interruptores tal que minimize el número de depresiones de voltaje que se presentan en un sistema eléctrico.

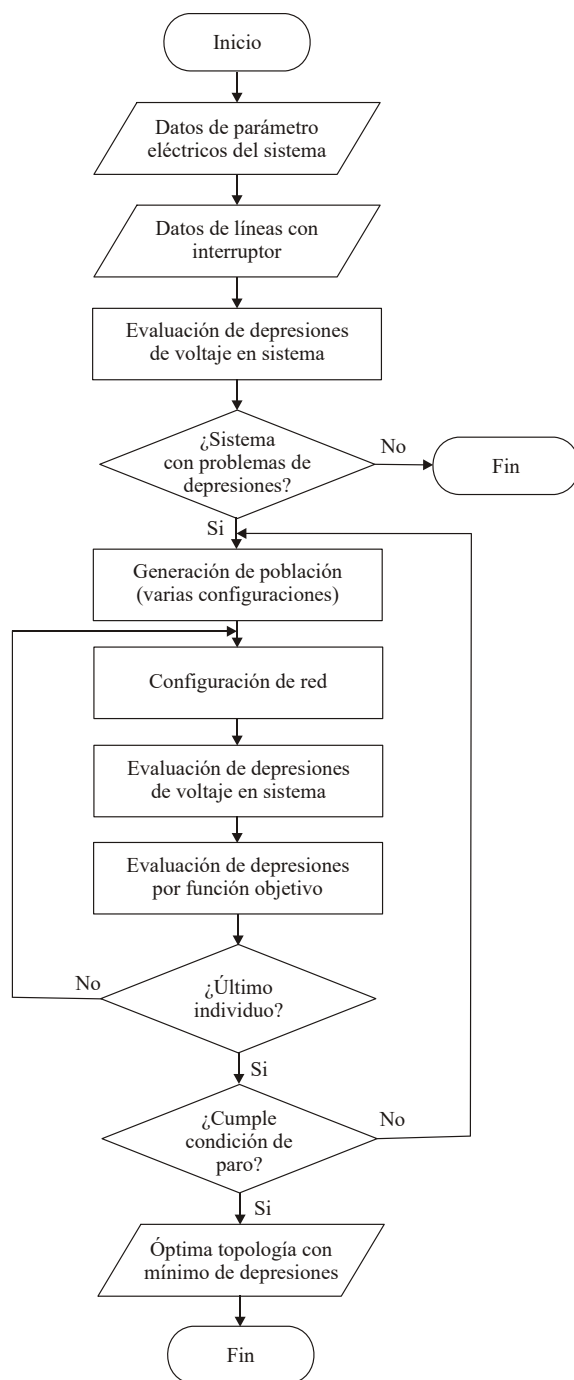


Figura 4.1: Diagrama de flujo para reconfiguración de redes eléctricas

Capítulo 5

Casos de estudio

5.1 Introducción

Una vez que se ha hecho el planteamiento de estimación de estado de depresiones de voltaje, se ha propuesto un esquema de optimización para el emplazamiento óptimo de medidores de depresiones de voltaje, el cual es requerido para hacer una estimación de estado adecuada con la finalidad de caracterizar al sistema eléctrico en cuanto a depresiones de voltaje se refiere y se ha propuesto la reconfiguración de la red eléctrica para minimizar las depresiones de voltaje. En este capítulo se presentan diferentes casos de estudio, aplicados a las redes de prueba IEEE RTS-24 [IEEE RTS, 1999], IEEE TC-57 [IEEE TC 57,1993] e IEEE TC-118 [IEEE TC 118, 1993]. Para todos los casos se hizo la aplicación de técnicas basadas en algoritmos genéticos para resolver las formulaciones de los problemas analizados.

5.2 Estudios de emplazamiento óptimo de medidores

En esta sección se presenta la aplicación de la metodología propuesta para obtener el emplazamiento óptimo de medidores de depresiones de voltaje para realizar distintos análisis en varias redes de prueba.

5.2.1 Análisis en el sistema IEEE RTS-24

El sistema de pruebas IEEE *Reliability Test System* de 24 Nodos (IEEE RTS-24) consta de 24 nodos interconectados por 33 líneas y 5 transformadores de 230/138 kV, así como de 10 estaciones de generación (ver Figura 5.2). Los datos del sistema se proporcionan en [IEEE RTS, 1999]. Se asume que las fallas que originan las depresiones de voltaje son trifásicas.

Para este análisis con algoritmos genéticos, se consideró una población de 150 individuos, cuya primer generación fue creada en forma aleatoria; cada uno de los individuos representa una posible solución al problema de optimización, cada cromosoma de un individuo contiene 24 genes los cuales representan el total de nodos del sistema donde se puede instalar o no, un equipo de monitoreo. Se consideró un número máximo de 100 generaciones, sin embargo para cada uno de los umbrales de voltaje considerados el algoritmo genético no llegó a este número máximo de generaciones. Para el proceso de selección, cruce y mutación se utilizó la función *selectionroulette*, *crossoverscattered* y *mutationadaptfeasible* respectivamente; se permitió el elitismo a dos individuos y se fijó un valor de tolerancia de 1×10^{-12} para que el proceso se detuviera cuando no se presentara un cambio acumulativo en el valor de aptitud de la población sobre las generaciones menor al valor asignado. Se consideró que el 80% de la población en la siguiente generación sin incluir los hijos por élite era creado por la función de cruce seleccionada. Durante las pruebas realizadas para obtener el emplazamiento de los medidores para cada umbral de voltaje se cambiaron algunos de los parámetros mencionados anteriormente presentándose generalmente cambios poco considerables. Sin embargo, en ciertas ocasiones se obtuvieron resultados distintos en el emplazamiento de medidores.

Tabla 5.1: Número y emplazamiento óptimo de medidores para fallas trifásicas en red IEEE RTS-24

Umbral de voltaje, t (p.u.)	Medidores	
	Número	Nodos de emplazamiento
0.9	1	14
0.8	2	10, 24
0.7	4	3, 6, 8, 17
0.6	8	3, 4, 6, 8, 12, 14, 19, 22
0.5	12	1, 3, 4, 5, 6, 8, 12, 13, 14, 16, 22, 23

En la Figura 5.1 se muestra el valor de aptitud del mejor individuo y el valor promedio de aptitud de la población durante cada generación del proceso del AG, para el emplazamiento óptimo mostrado en la Tabla 5.1 con el umbral de voltaje de 0.7 p.u., donde el mejor individuo en la última generación tiene un valor de aptitud de 4 y el promedio de aptitud es de 4.45.

En la Tabla 5.1 se muestra el número mínimo de medidores y su emplazamiento resultante al considerar distintos valores de umbral de voltaje, para los resultados mostrados en esta tabla se consideraron los mismos criterios en todas las corridas de algoritmos genéticos para cada uno de los umbrales. De la Tabla 5.1 resulta claro que el número de medidores requeridos para monitorear todo el sistema se incrementa cuando se reduce el umbral de voltaje para la de detección de depresiones de voltaje. Para un umbral de 0.9 p.u., se requiere de 1 medidor para poder registrar cualquier depresión de voltaje que se presente en el sistema con un voltaje inferior a ese umbral, mientras que para un umbral de voltaje de 0.5 p.u. se requiere de 12 medidores. Ésto se debe principalmente, a que a cuando el umbral de voltaje se reduce, el área de alcance de los medidores también se reduce, por lo que se requerirá de un mayor número de medidores, que permitan cubrir todo el sistema.

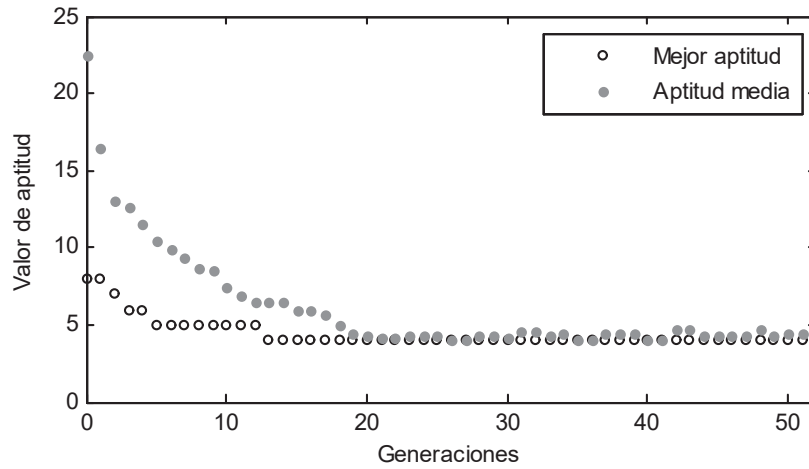


Figura 5.1: Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para 0.7 p.u.

La solución mostrada en la Tabla 5.1 no es la única solución factible. Otras soluciones se pueden encontrar haciendo combinaciones de emplazamiento de acuerdo con el número de medidores indicados para cada umbral de voltaje y verificando que se cumpla la restricción indicada en (3.20). Así por ejemplo, para el umbral de 0.7 p.u., en el cual se requiere de 4 medidores, se tienen 10,626 emplazamientos posibles, sin embargo solamente 8 de ellos cumplen con la ecuación 3.21, por lo que éstos son considerados como emplazamientos factibles. Para el rango 0.5 p.u. existen 2,704,156 emplazamientos de 12 medidores, resultando únicamente 6 emplazamientos factibles.

Por otra parte, el producto de la matriz de alcance transpuesta $\mathbf{M}^t$ y el vector binario $\mathbf{y}$, puede resultar en un vector $\mathbf{b}$ de valores distintos (iguales o mayores a uno). Mientras más grandes sean los valores del vector $\mathbf{b}$, se tendrá una mayor redundancia en las mediciones, ya que un mayor número de medidores detectará las fallas que originan las depresiones de voltaje; entonces, una forma de cuantificar la redundancia es mediante el índice de redundancia, como se vio previamente.

En la Tabla 5.2 se muestran, para los umbrales de 0.9 a 0.6 p.u. todos los emplazamientos factibles, así como su índice de redundancia ir , correspondiente a cada emplazamiento. De la Tabla 5.2 y tomando como criterio el emplazamiento de medidores con mayor índice de redundancia, la solución óptima para un umbral voltaje de 0.7 p.u., es el emplazamiento correspondiente a los nodos 3, 6, 8, 17, este emplazamiento es el que es determinado para hacer el estudio de estimación de depresiones de voltaje en la red IEEE RTS-24.

En la Figura 5.2, se muestra el área de alcance que tienen los medidores emplazados en los nodos 3, 6, 8 y 17, correspondiente al umbral de voltaje de 0.7 p.u. Se observa claramente que las áreas de alcance de los medidores del emplazamiento mostrado, cubren el sistema en su totalidad. Así mismo, se observa que las áreas de alcance de estos medidores se traslapan en gran parte del sistema; esto significa que cuando ocurra una falla en las áreas con traslape, que de origen a una depresión de voltaje de hasta 0.7 p.u., será detectada por más de un medidor.

En la Tabla 5.3 se muestra el área de alcance de los medidores con emplazamiento en los nodos mostrados en la Tabla 5.2, para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.

Tabla 5.2: Emplazamientos factibles considerando un número fijo de medidores

Umbral de voltaje (p.u.)	Número de medidores	Posibles combinaciones	Combinaciones factibles	Nodos de emplazamiento	Índice de redundancia <i>ir</i>
0.9	1	24	9	3	142
				4	142
				5	142
				6	142
				9	142
				10	142
				11	142
				12	142
				14	142
0.8	2	276	25	6 15	358
				6 16	361
				6 17	344
				6 18	339
				6 19	364
				6 21	333
				6 22	319
				6 24	409
				8 24	357
				9 15	363
				9 16	366
				9 17	349
				9 18	344
				9 19	369
				9 21	338
				9 22	324
				9 24	414
				10 15	358
				10 16	361
				10 17	344
				10 18	339
				10 19	364
				10 21	333
				10 22	319
				10 24	709
0.7	4	10,626	8	3 6 7 17	647
				3 6 7 18	625
				3 6 7 21	616
				3 6 7 22	595
				3 6 8 17	699
				3 6 8 18	677
				3 6 8 21	668
				3 6 8 22	647

Tabla 5.2: Emplazamientos factibles considerando un número fijo de medidores (continuación)

Umbral de voltaje (p.u.)	Número de medidores	Posibles combinaciones	Combinaciones factibles	Nodos de emplazamiento	Índice de redundancia <i>ir</i>
0.6	8	735,471	10	3 4 6 8 10 11 22 23	863
				3 4 6 8 10 14 22 23	870
				3 4 6 8 11 12 16 22	873
				3 4 6 8 11 12 19 22	874
				3 4 6 8 11 12 20 22	835
				3 4 6 8 11 12 22 23	836
				3 4 6 8 12 14 16 22	880
				3 4 6 8 12 14 19 22	881
				3 4 6 8 12 14 20 22	842
				3 4 6 8 12 14 22 23	843
0.5	12	2,704,156	6	1 3 4 5 6 8 12 13 14 15 22 23	458
				1 3 4 5 6 8 12 13 14 16 22 23	462
				1 3 4 5 6 8 12 13 14 17 22 23	456
				1 3 4 5 6 8 12 13 14 18 22 23	450
				1 3 4 5 6 8 12 13 14 21 22 23	450
				1 3 4 5 6 8 12 13 14 22 23 24	452

Tabla 5.3: Área de alcance de los medidores para umbral de 0.7 p.u.

Área de alcance de los medidores para umbral de 0.7 p.u.								
	Nodos con medidor							
	3	6	7	8	17	18	21	22
Nodos en el área de alcance	1	1	7	7	15	15	15	15
	2	2	8	8	16	16	16	16
	3	4	9	9	17	17	17	17
	9	5	10	10	18	18	18	18
	10	6	11	11	19	19	19	19
	11	8		12	20	20	20	21
	12	9		13	21	21	21	22
	13	10		23	22	22	22	
	14	11			23			
	15	12						
	16	13						
	17	14						
	18	15						
	19	16						
	20	19						
	21	20						
	23	23						
	24							

En la Figura 5.3 se muestra área de alcance de los medidores para un umbral de voltaje de 0.7 p.u., correspondientes al emplazamiento de los medidores en los nodos 3, 6, 7 y 22. Este emplazamiento representa la solución factible con menor índice de redundancia. Se observa claramente que las áreas de alcance de los medidores, tanto del emplazamiento mostrado en la Figura 5.2, como del mostrado en la Figura 5.3, cubren el sistema en su totalidad. Sin embargo, en el emplazamiento mostrado en la Figura 5.3, las áreas de alcance se traslapan en menor medida que en el caso del emplazamiento de la Figura 5.2. Como se acaba de demostrar, éste y otros aspectos pueden ser tomados en cuenta, como un criterio adicional, cuando se requiere hacer el emplazamiento de equipos de medición de depresiones de voltaje en un sistema eléctrico.

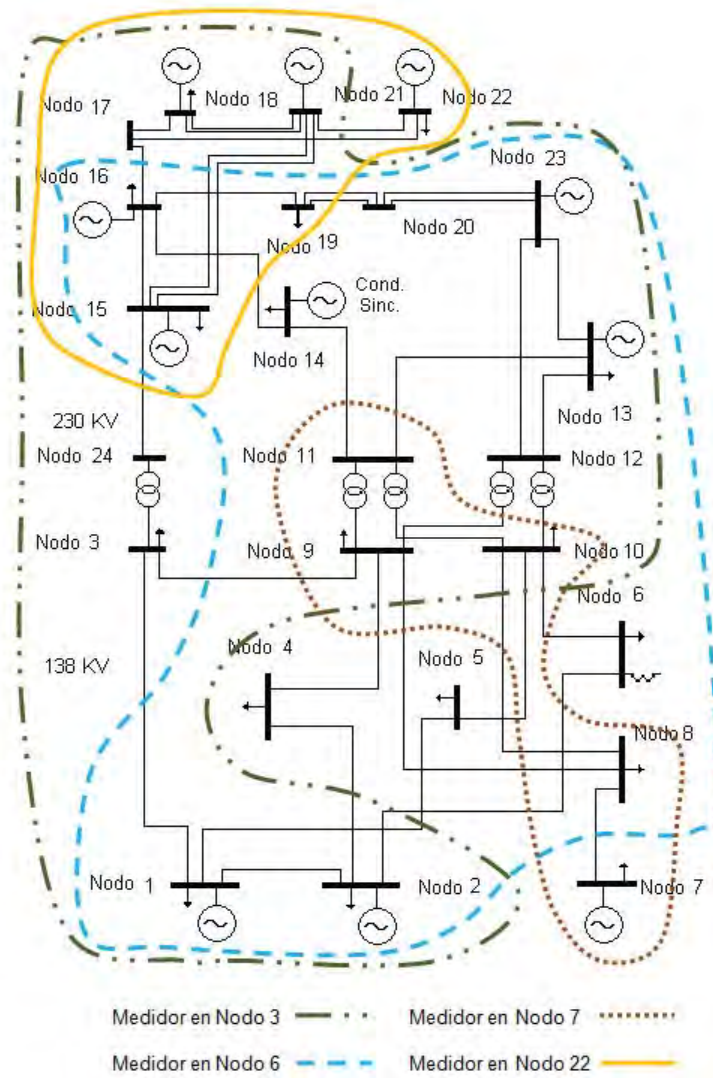


Figura 5.3: Área de alcance de medidores en los nodos 3, 6, 7 y 22, para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.

5.2.2 Análisis en el sistema IEEE TC-57

El sistema de pruebas IEEE TC-57 consta de 57 nodos con 7 estaciones de generadoras y 17 transformadores interconectados por medio de 63 líneas de transmisión. Los datos de este sistema se proporcionan en [IEEE 57 TC, 1993].

Asumiendo que el tipo de falla que originan las depresiones de voltaje es trifásica, se aplica un procedimiento similar al caso anterior, con los mismos criterios en las rutinas de algoritmos genéticos. En este caso de estudio el número de genes que contiene cada cromosoma es 57, el cual corresponde al número de nodos del sistema.

En la Figura 5.4 se muestran los valores de aptitud del mejor individuo y el valor promedio de la población durante cada una de las generaciones que tardó el algoritmo en encontrar la solución óptima para el umbral de voltaje de 0.7 p.u., en la última generación el mejor individuo tiene un valor de aptitud de 4 correspondiente al número de medidores necesarios y en valor de aptitud promedio de la población en la última generación fue de 4.52.

Durante la ejecución para cada uno de los umbrales de voltaje de este caso de estudio, el algoritmo se detuvo debido a que no hubo una diferencia en la tolerancia de la función objetivo menor a 1×10^{-12} y en ninguno de los casos se excedió el número máximo de generaciones, similar a el caso anterior.

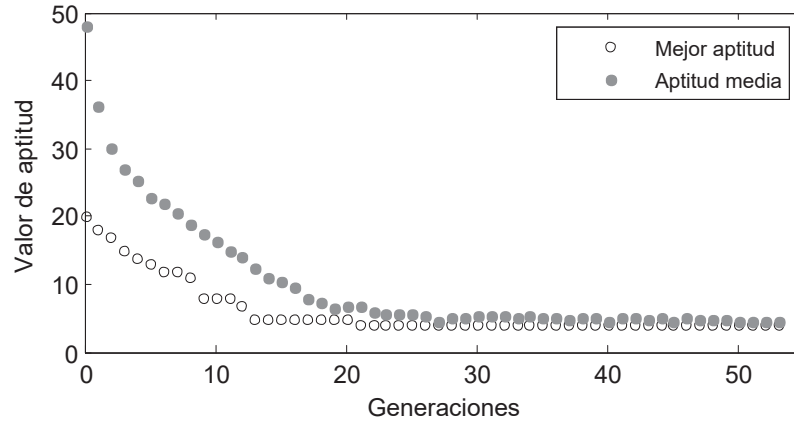


Figura 5.4: Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para 0.7 p.u.

En la Tabla 5.4 se muestra el número mínimo de medidores y en óptimo emplazamiento, resultante al considerar distintos valores de umbral de voltaje para el sistema de pruebas IEEE TC-57 nodos. En esta tabla se observa que para el umbral de voltaje de 0.9 p.u. solamente es necesario tener un medidor, mientras que para el umbral de voltaje de 0.5 p.u. es necesario contar con al menos 11 medidores.

Para el análisis de redundancia se tiene que, para el umbral de 0.7 p.u. en el que se requiere de 4 medidores, se tienen 395,010 emplazamientos posibles, sin embargo solamente 48 de ellos son emplazamientos factibles. Para un rango de 0.8 p.u. existen 29,260 emplazamientos de 3 medidores, resultando 63 emplazamientos factibles.

En la Tabla 5.5 se muestran los emplazamientos factibles para el umbral de 0.7 p.u., así como su índice de redundancia ir , correspondiente a cada emplazamiento. Tomando en cuenta el criterio de mayor redundancia, las dos soluciones óptimas para el umbral de 0.7 p.u., son los emplazamientos en los nodos 20, 32, 54, 57 ó 20, 33, 54, 57; ya que tienen el mismo índice de redundancia de 1845.

En las Figuras 5.5, 5.6, 5.7 y 5.8; se muestra el área de alcance que tienen los medidores emplazados en los nodos 20, 32, 54 y 57 respectivamente, de acuerdo con el emplazamiento óptimo de medidores para detectar cualquier falla en el sistema que origine una depresión de voltaje con tensión residual igual o menor que 0.7 p.u. Sobreponiendo estas gráficas se puede observar claramente que el conjunto de áreas de alcance de los medidores, cubren el sistema IEEE TC-57 en su totalidad. Así mismo, se observa que las áreas de alcance de estos

Tabla 5.4: Número y emplazamiento óptimo de medidores para fallas trifásicas en red IEEE TC-57

Umbral de voltaje, t (p.u.)	Medidores	
	Número	Nodos de emplazamiento
0.9	1	30
0.8	3	19, 34, 53
0.7	4	20, 32, 54, 57
0.6	7	16, 17, 19, 31, 51, 54, 57
0.5	11	5, 12, 16, 17, 19, 28, 31, 50, 54, 55, 57

Tabla 5.5: Emplazamientos factibles e índice de redundancia para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.

Nodos de emplazamiento	Índice de redundancia <i>ir</i>	Nodos de emplazamiento	Índice de redundancia <i>ir</i>
19, 32, 41, 52	1696	20, 32, 41, 52	1751
19, 32, 41, 53	1703	20, 32, 41, 53	1758
19, 32, 41, 54	1716	20, 32, 41, 54	1771
19, 32, 42, 52	1730	20, 32, 42, 52	1785
19, 32, 42, 53	1737	20, 32, 42, 53	1792
19, 32, 42, 54	1750	20, 32, 42, 54	1805
19, 32, 52, 56	1755	20, 32, 52, 56	1810
19, 32, 52, 57	1770	20, 32, 52, 57	1825
19, 32, 53, 56	1762	20, 32, 53, 56	1817
19, 32, 53, 57	1777	20, 32, 53, 57	1832
19, 32, 54, 56	1775	20, 32, 54, 56	1830
19, 32, 54, 57	1790	20, 32, 54, 57	1845
19, 33, 41, 52	1696	20, 33, 41, 52	1751
19, 33, 41, 53	1703	20, 33, 41, 53	1758
19, 33, 41, 54	1716	20, 33, 41, 54	1771
19, 33, 42, 52	1730	20, 33, 42, 52	1785
19, 33, 42, 53	1737	20, 33, 42, 53	1792
19, 33, 42, 54	1750	20, 33, 42, 54	1805
19, 33, 52, 56	1755	20, 33, 52, 56	1810
19, 33, 52, 57	1770	20, 33, 52, 57	1825
19, 33, 53, 56	1762	20, 33, 53, 56	1817
19, 33, 53, 57	1777	20, 33, 53, 57	1832
19, 33, 54, 56	1775	20, 33, 54, 56	1830
19, 33, 54, 57	1790	20, 33, 54, 57	1845

medidores se traslapan en gran parte del sistema; por lo cual al ocurrir una falla en las áreas con traslape, que de origen a una depresión de voltaje de hasta 0.7 p.u., será detectada por más de un medidor.

5.2.3 Análisis en el sistema IEEE TC-118

El sistema de pruebas IEEE TC-118 consta de 118 nodos interconectados por medio de 177 líneas de transmisión y 9 transformadores, y 35 estaciones generadoras. Los datos de este sistema se proporcionan en [IEEE 118 TC, 1993].

Para la red IEEE TC-118, Se asume que las fallas que originan las depresiones de voltaje son monofásicas, en la Tabla 5.6 se presentan los resultados del emplazamiento de medidores

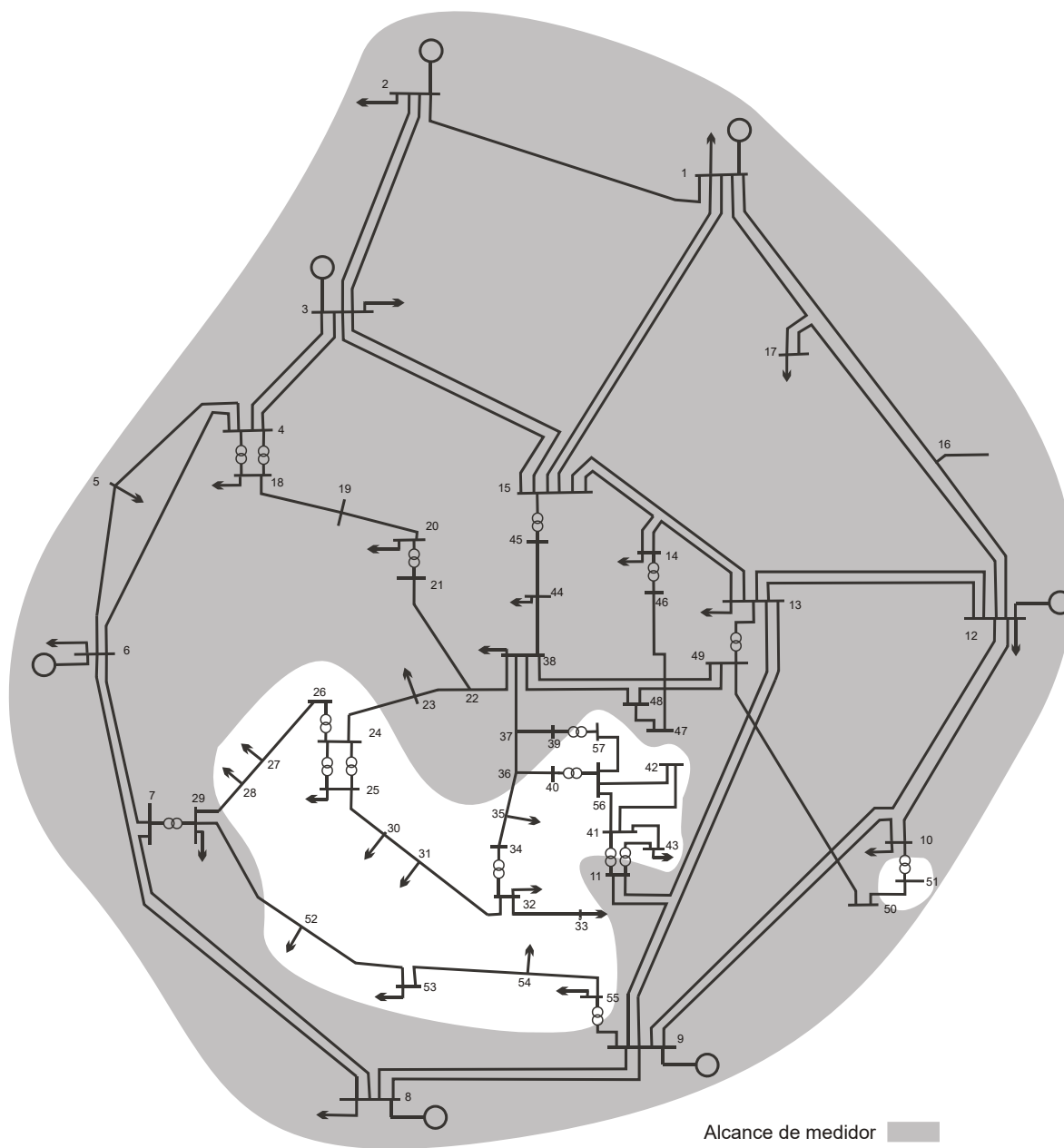


Figura 5.5: Área de alcance de medidor emplazado en nodo 20 para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.

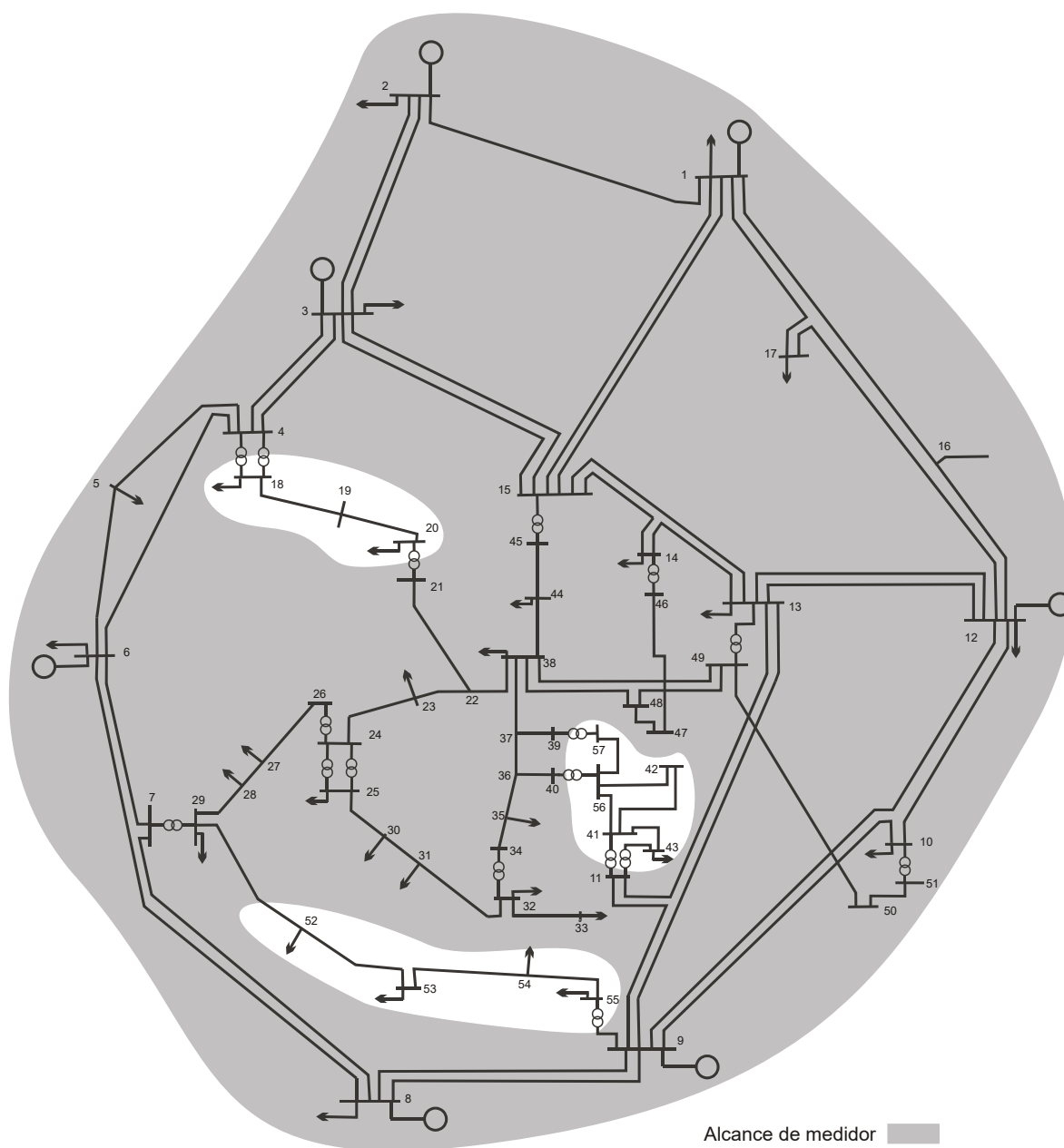


Figura 5.6: Área de alcance de medidor emplazado en nodo 32 para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.

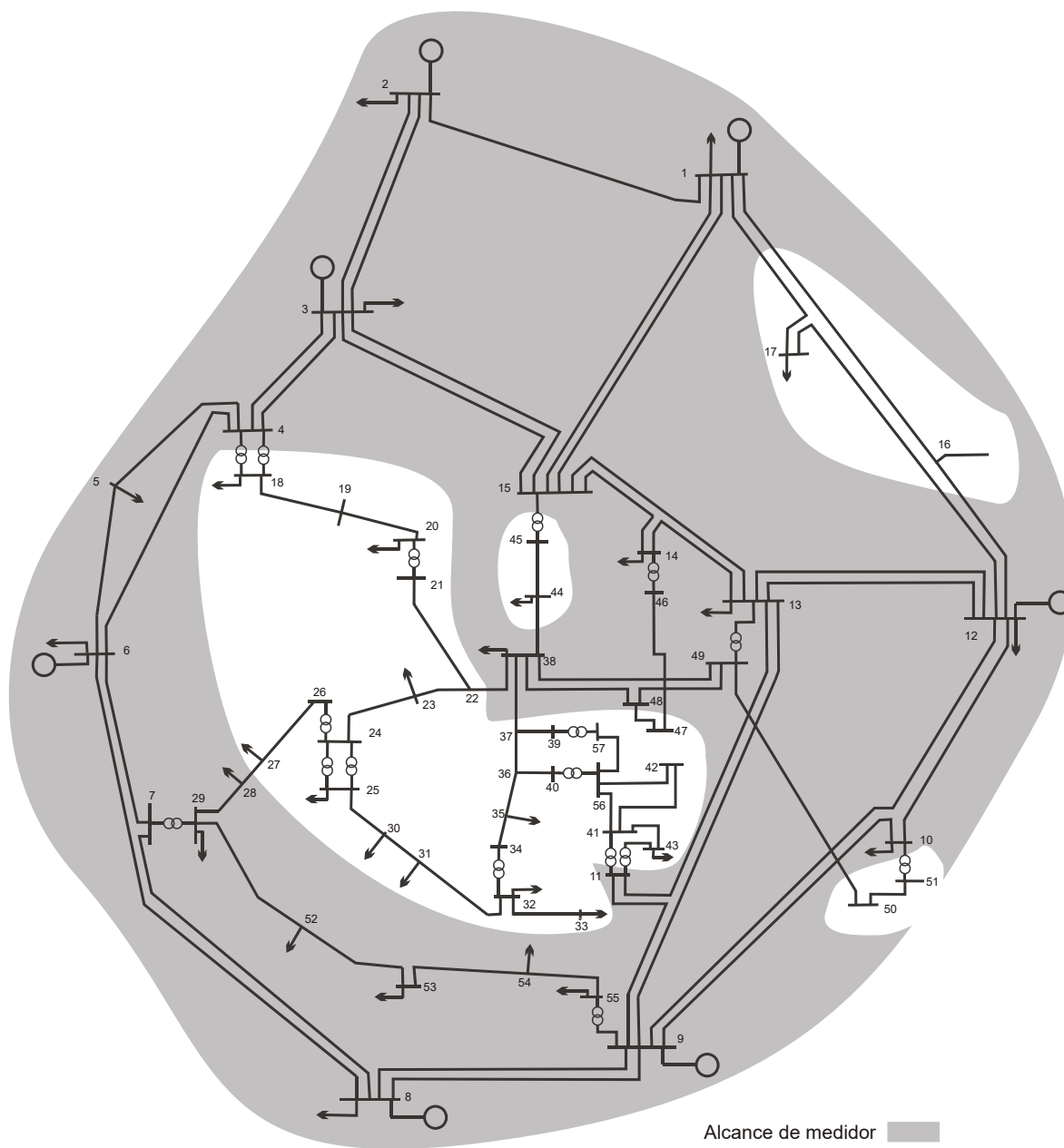


Figura 5.7: Área de alcance de medidor emplazado en nodo 54 para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.

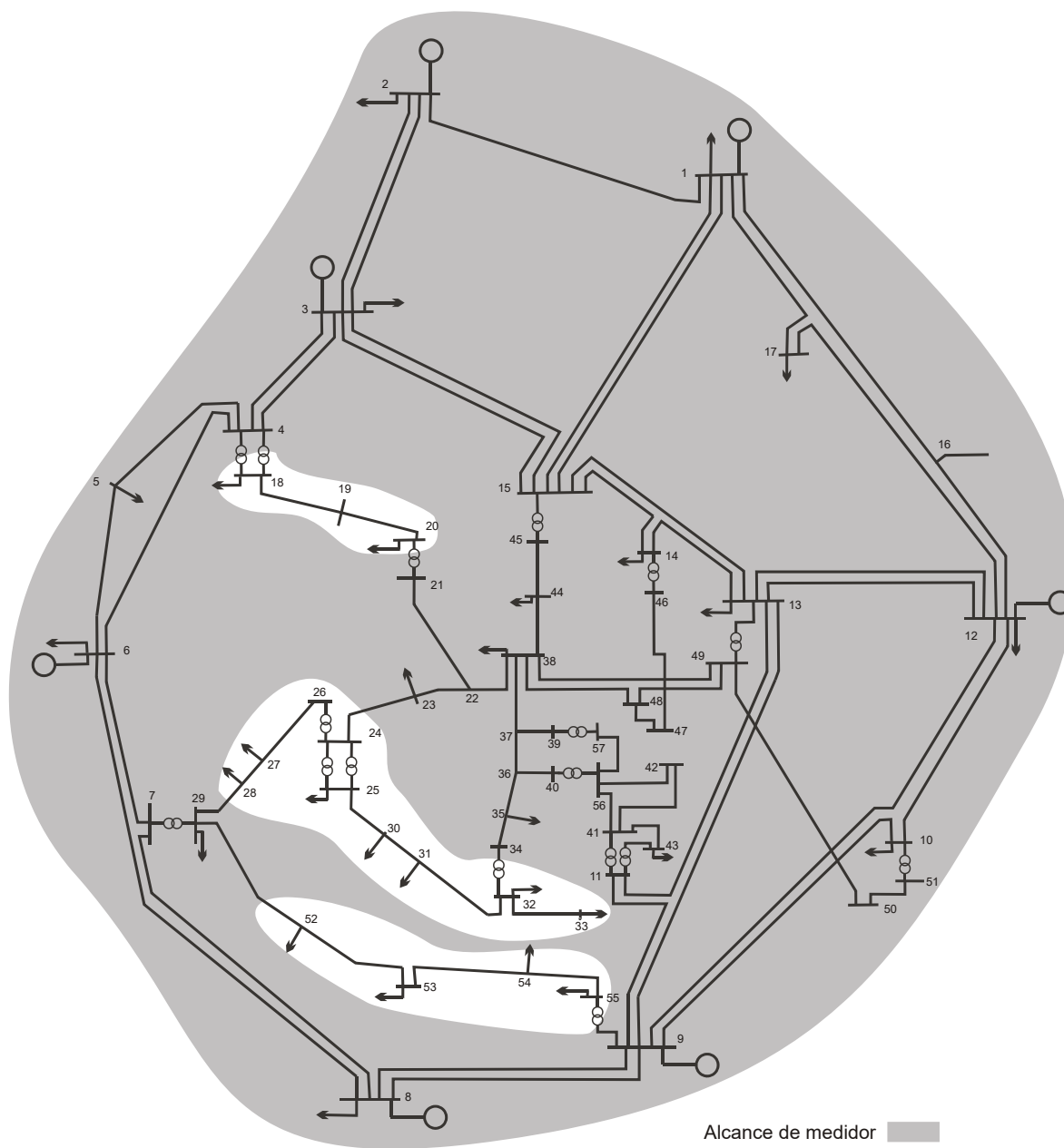


Figura 5.8: Área de alcance de medidor emplazado en nodo 57 para un umbral de voltaje de 0.7 p.u.

Tabla 5.6: Número y emplazamiento de medidores para depresiones de voltaje originados por falla monofásica en sistema IEEE TC-118

Umbral de voltaje, t (p.u.)	Medidores	
	Número	Nodos de Emplazamiento
0.9	9	2, 21, 43, 47, 50, 70, 84, 101, 103
0.8	18	15, 22, 24, 42, 43, 47, 58, 62, 70, 80, 86, 98, 102, 109, 114, 116, 117, 118
0.7	42	3, 8, 13, 14, 16, 20, 24, 26, 29, 33, 37, 41, 44, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 55, 56, 59, 60, 67, 70, 72, 76, 80, 86, 89, 90, 93, 96, 98, 99, 102, 104, 106, 109, 113, 114, 117

y el número mínimo de ellos, al considerarse distintos valores de umbral de voltaje.

En la Figura 5.9, se muestra el valor de aptitud del mejor individuo y el valor promedio de aptitud de toda la población durante cada una de las generaciones transcurridas, del proceso de optimización por medio de AG, para el emplazamiento óptimo de medidores a un umbral de voltaje de 0.7 p.u. (mostrado en la Tabla 5.6). En esta figura se observa que el mejor individuo tiene un nivel de aptitud de 42 que se refiere al número de medidores mínimos para monitorear todo el sistema al presentarse una falla monofásico cuando se considero un voltaje ajuste de 0.7 p.u., y el proceso de AG se detiene en la generación 89.

5.3 Casos de estudio de estimación de estado de depresiones de voltaje con formulación basada en posición de fallas

En los casos que se presentan en esta sección, se aplica el método basado en posición de fallas para formular el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje en diversos casos de estudio.

Para realizar la estimación de estado de depresiones de voltaje se han considerado los emplazamientos óptimos obtenidos en la sección previa, para cada red de estudio.

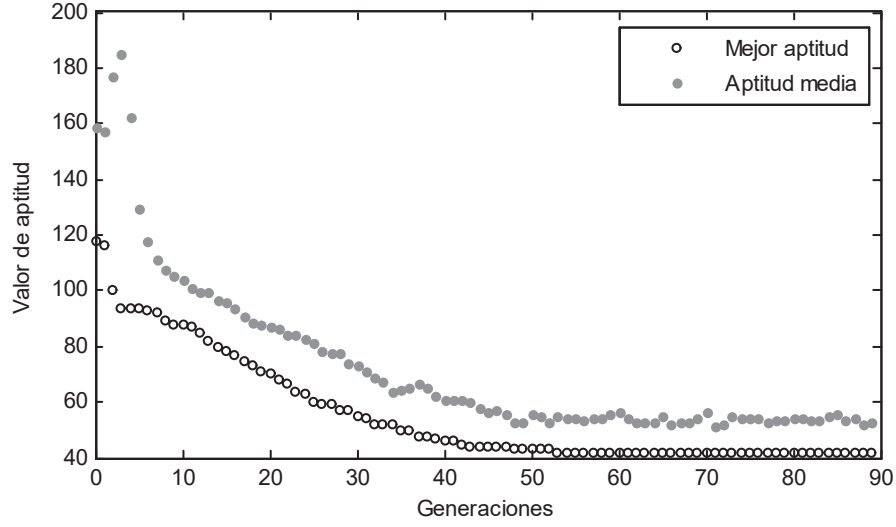


Figura 5.9: Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para 0.7 p.u.

5.3.1 Red IEEE RTS-24

En esta sección se muestran varios casos de estudio, para hacer la estimación de estado de depresiones de voltaje (EEDV) en la red IEEE RTS-24 descrita anteriormente. Para realizar estudios de estimación se han utilizado datos de pseudomedidas proporcionados en [Espinosa, 2006] los cuales fueron obtenidos suponiendo fallas de acuerdo a datos de [IEEE RTS, 1999] en posiciones aleatorias de las líneas.

Posteriormente se ha realizado el análisis de cortocircuitos correspondientes al número y las posiciones de falla supuestas [Espinosa, 2006], para calcular el número de depresiones que aparecerán en cada nodo debidos a estas fallas que se han supuesto trifásicas. Así entonces, las depresiones de voltaje obtenidas, son las denominadas “*reales*” en este caso de estudio y se muestran en la Tabla A.1 del Apéndice A.

Para formar el vector de mediciones $\mathbf{H}$, se considera únicamente el número de depresiones de voltaje que ocurren en los nodos donde se tiene equipos de medición. En este caso se considera que los valores que medirían los medidores corresponden al número de depresiones

reales obtenidos mediante el análisis de cortocircuito del sistema con la distribución de fallas supuestas.

El emplazamiento óptimo de medidores considerado en estos caso de estudio es el mostrado en la Tabla 5.1 para un umbral de ajuste de 0.7 p.u.

A continuación se presentan los siguientes casos de estudio para esta red.

- Caso A. Considerando 5 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.
- Caso B. Considerando 5 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 3 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8 y 0.7 p.u.
- Caso C. Considerando 20 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.
- Caso D. Considerando 20 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 4 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7 y 0.6 p.u.
- Caso E. Comparación de casos anteriores resueltos mediante AG y programación lineal entera (PLE).

Para hacer la estimación de depresiones en la red IEEE RTS-24, mediante la utilización de algoritmos genéticos se han considerado ciertos criterios, algunos de los cuales se mencionan a continuación.

Se consideró una población de 20 individuos y un máximo de 100 generaciones, siendo la primer generación creada en forma aleatoria donde cada individuo representa una posible solución al problema de estimación de estado de depresiones de voltaje. El cromosoma de un individuo contiene diferente número de genes, esto de acuerdo con el número de posiciones de fallas consideradas en cada línea del sistema, por ejemplo para los casos en que se consideran cinco posiciones de falla, se tienen 165 variables, es decir cada individuo tiene 165 genes. Para los casos cuando se consideran 20 posiciones de falla se tienen 660 variables de estado las cuales representan al vector de estado $\mathbf{X}$ de la ecuación 3.17. Para el proceso de selección, cruza

y mutación se utilizó la función *selectionroulette*, *crossovertwopoint* y *mutationadaptfeasible*, respectivamente; se permitió el elitismo a dos individuos y se fijó un valor de tolerancia de 1×10^{-12} para que el proceso se detuviera cuando no se presentara un cambio acumulativo en el valor de aptitud de la población sobre las generaciones menor a el valor asignado; en todos los casos el proceso se detuvo por ésta razón.

Cuando se considera un número mayor o menor de mediciones, es decir un mayor o menor número de datos de depresiones de voltaje, lo que se obtiene es un diferente grado de indeterminación del sistema de ecuaciones, por lo tanto al considerarse un mayor número de datos el sistema tiende a ser menos indeterminado.

Caso A. Considerando 5 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Para hacer la estimación de estado de depresiones de voltaje en este caso, se han considerado 5 posiciones de falla en cada una de las líneas del sistema IEEE RTS-24, con 6 umbrales de voltaje, de 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u. y con el emplazamiento de medidores indicado anteriormente.

Los resultados que se obtienen se muestran en la Tabla 5.7, en la cual se comparan las depresiones de voltaje *reales* cuya magnitud residual es de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 p.u. causadas por la distribución de fallas supuestas indicadas en [Espinosa, 2006], con las obtenidas aplicando el método de estimación de estado de depresiones de voltaje mediante posición de fallas. En la Figura 5.10 se muestra el valor de aptitud de mejor individuo así como el valor medio de la población durante el transcurso de las generaciones del algoritmo genético para resolver este caso de estudio. Como se observa en la Tabla 5.7 existe alguna discrepancia entre el número de depresiones reales y el obtenido al realizar la estimación, pero en general se obtienen resultados muy aceptables. El promedio de los valores absolutos del error relativo cometido en la estimación realizada en cada nodo del sistema se indica en la parte inferior de dicha tabla, donde para la estimación de depresiones con magnitudes de voltaje residual de hasta 0.9 p.u. el error relativo promedio es de 1.09%, mientras que para 0.7 p.u. es de 13.25%. La razón de este incremento es que, cuando se estiman depresiones de voltaje de

hasta 0.7 p.u., con el emplazamiento y el número de medidores seleccionado se garantiza que al menos un medidor registre el evento. Lo cual implica que, en ese caso las depresiones con voltajes residuales mayores serán registrados por un número mayor de medidores y, en consecuencia, la estimación es más determinada y precisa.

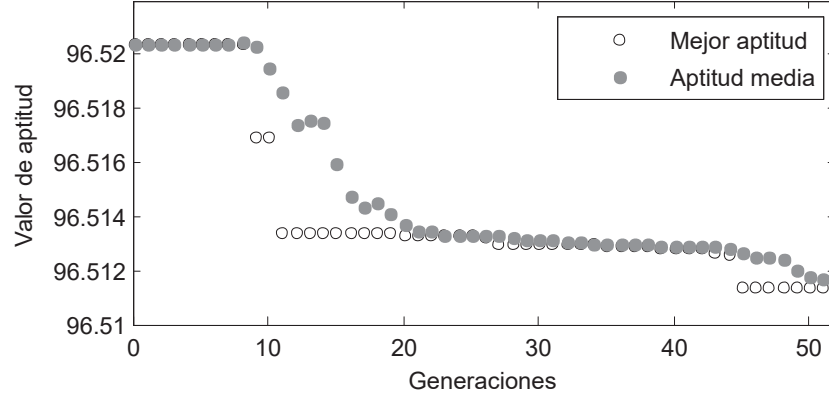


Figura 5.10: Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para el Caso A

En la Tabla 5.8 se muestra el número de depresiones de voltaje promedio del sistema estimado y el error relativo en porcentaje respecto al número promedio de depresiones reales para los umbrales de voltaje de 0.6 a 0.9 p.u. En esta tabla se puede observar que el método permite estimar el promedio del sistema con buena precisión.

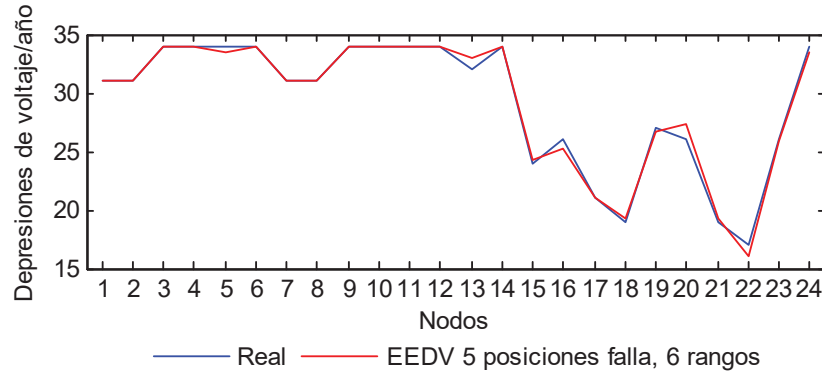
Las gráficas mostradas en la Figura 5.11, muestran los resultados en forma gráfica de la estimación de estado de depresiones de voltaje utilizando 5 posiciones de falla en las líneas, 6 umbrales de voltaje. En estas gráficas se puede observar como los resultados de estimación de estado de depresiones de voltaje son similares al número de depresiones consideradas como reales en el sistema eléctrico, para las depresiones de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 p.u.

Tabla 5.7: Depresiones de voltaje para voltajes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 con 6 umbrales de voltaje en la formulación y con 5 posiciones de falla

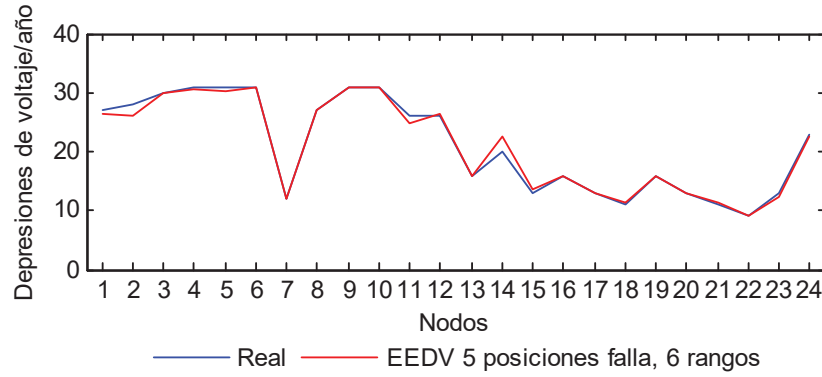
Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	$t \leq 0.9$ p.u.		$t \leq 0.8$ p.u.		$t \leq 0.7$ p.u.	
	Real	EEDV	Real	EEDV	Real	EEDV
1	31	31.00	27	26.55	15	13.15
2	31	31.00	28	26.02	14	11.40
3	34	34.00	30	30.00	18	18.00
4	34	34.00	31	30.46	20	19.64
5	34	33.47	31	30.33	19	16.65
6	34	34.00	31	31.00	24	24.00
7	31	31.00	12	12.00	5	5.00
8	31	31.00	27	27.00	12	12.00
9	34	34.00	31	31.00	22	20.70
10	34	34.00	31	30.78	24	22.63
11	34	34.00	26	24.89	14	14.30
12	34	34.00	26	26.24	14	13.62
13	32	32.93	16	15.74	8	10.27
14	34	34.00	20	22.57	12	12.12
15	24	24.29	13	13.60	8	9.68
16	26	25.26	16	15.99	8	10.18
17	21	21.00	13	13.00	9	9.00
18	19	19.31	11	11.24	8	4.96
19	27	26.73	16	15.99	11	7.22
20	26	27.37	13	12.99	11	8.73
21	19	19.31	11	11.24	8	4.95
22	17	15.99	9	9.00	6	4.05
23	26	25.84	13	12.46	8	8.60
24	34	33.46	23	22.42	12	11.01
Error relativo promedio (%)		1.09		2.02		13.25

Tabla 5.8: Promedio de depresiones de voltaje en todo el sistema con 5 posiciones de falla y 6 umbrales de voltaje

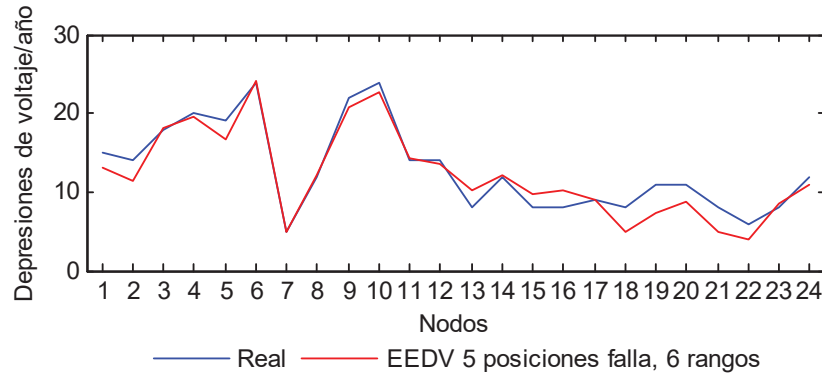
Umbral de voltaje (p.u.)	Promedio de depresiones en el sistema		Error relativo (%)
	Real	EEDV	
0.9	29.20	29.20	0.00
0.8	21.04	20.94	0.47
0.7	12.91	12.16	5.81
0.6	5.70	5.75	-0.86



a)



b)



c)

Figura 5.11: Depresiones de voltaje con 5 posiciones de falla y 6 rangos de voltaje. Umbrales de voltaje residual hasta: a) 0.9 p.u., b) 0.8 p.u., c) 0.7 p.u.

Caso B. Considerando 5 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 3 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8 y 0.7 p.u.

Para observar la influencia de considerar distintos umbrales de voltaje en la estimación de depresiones de voltaje, en este caso se realiza la estimación de depresiones considerando un menor número de umbrales de voltaje. En la Tabla 5.9 se muestran los resultados de la estimación, cuando se consideran los umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8 y 0.7 p.u. Se puede observar que el error relativo en la estimación tiene un pequeño incremento en todos los rangos de voltaje presentados. Para las depresiones de voltaje de magnitud residual de hasta 0.9 p.u. el error relativo promedio se incrementa en un 0.25%.

Caso C. Considerando 20 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Con el objetivo de analizar la influencia en la estimación de depresiones de voltaje al considerar distintas posiciones de falla en las líneas del sistema. Se presentan los resultados de la estimación, al considerar 20 posiciones de falla en cada una de las líneas del sistema y se consideran 6 umbrales de voltaje con valores de 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Al incrementar el número de posiciones de falla consideradas, se tiene una mejora al caracterizar el valor de los voltajes residuales que aparecen en los nodos al ocurrir fallas en las líneas, sin embargo el número de variables de estado, las cuales son las incógnitas, también se incrementan, por ejemplo, al considerarse 5 posiciones de falla en cada línea para los casos anteriores (A y B), el número de variables que se tenían en la estimación era de 165, mientras que, al considerarse 20 posiciones de falla, el número de incógnitas se eleva a 660 variables, lo cual representa una mayor indeterminación del sistema a resolver.

En la Figura 5.12 se muestra el valor de aptitud de los mejores individuos y el valor medio de la población durante cada una de las generaciones, para este caso de estudio, en ésta figura se observa como tanto en las últimas como en las primeras generaciones el valor de aptitud de la población es muy similar. En la Tabla 5.10 se muestra los resultados de

Tabla 5.9: Depresiones de voltaje para voltajes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 con 3 umbrales de voltaje en la formulación y con 5 posiciones de falla

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	$t \leq 0.9$ p[...]		$t \leq 0.8$ p[...]		$t \leq 0.7$ p[...]	
	Real	EEDV	Real	EEDV	Real	EEDV
1	31	31.00	27	26.64	15	16.26
2	31	31.00	28	26.57	14	16.26
3	34	34.00	30	30.00	18	18.00
4	34	34.00	31	31.00	20	18.90
5	34	33.39	31	30.13	19	20.69
6	34	34.00	31	31.00	24	24.00
7	31	31.00	12	12.00	5	3.76
8	31	31.00	27	27.00	12	12.00
9	34	34.00	31	31.00	22	20.77
10	34	34.00	31	31.00	24	26.26
11	34	34.00	26	26.90	14	15.89
12	34	34.00	26	27.73	14	14.03
13	32	33.39	16	16.95	8	9.89
14	34	34.00	20	22.09	12	12.85
15	24	23.48	13	14.21	8	9.35
16	26	24.06	16	16.53	8	10.30
17	21	21.00	13	13.00	9	9.00
18	19	18.55	11	11.16	8	5.40
19	27	25.24	16	16.53	11	6.71
20	26	25.98	13	13.53	11	9.70
21	19	19.73	11	11.16	8	5.30
22	17	16.53	9	9.00	6	5.24
23	26	25.98	13	13.53	8	8.76
24	34	33.61	23	22.23	12	9.41
Error relativo promedio (%)		1.34		2.77		13.74

la estimación junto con el número real de depresiones de voltaje experimentados en los 24 nodos del sistema, para las depresiones de voltaje con magnitudes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 p.u. El promedio de los valores absolutos de error relativo cometido en la estimación realizada en cada nodo del sistema se indica también en la parte inferior de la Tabla 5.10.

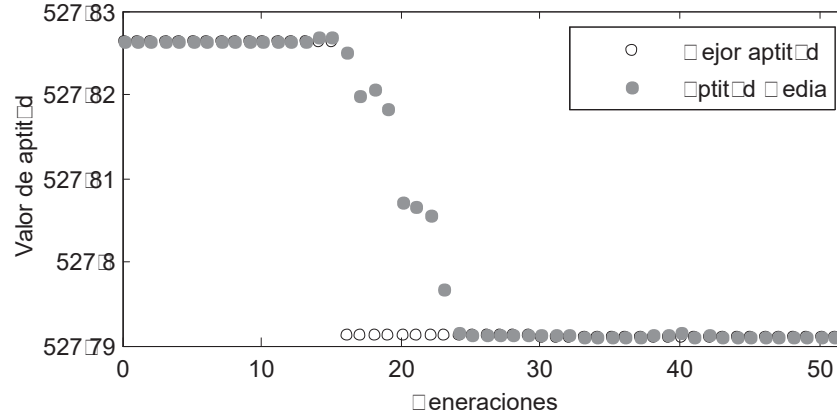


Figura 5.12: Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para el Caso C

De los resultados obtenidos en la estimación de depresiones de voltaje mostrados en la Tabla 5.7 y en la Tabla 5.10 donde se han considerado 5 y 20 posiciones de falla en cada línea del sistema respectivamente así como 6 umbrales de voltaje para ambos casos, es conveniente señalar, que el considerar un mayor número de fallas en las líneas, no necesariamente implica una mejora en la estimación de estado de depresiones de voltaje, ésto se debe, a que al considerarse un mayor número de fallas, el sistema a resolver se hará más indeterminado. En la Tabla 5.11 se muestra el número de depresiones de voltaje reales promedio del sistema, así como el promedio de las depresiones estimadas y se indica el error relativo en por ciento que se tiene para cada umbral de voltaje.

Tabla 5.10: Depresiones de voltaje para voltajes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 con 6 umbrales de voltaje en la formulación y con 20 posiciones de falla

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	$t \leq 0.9$ p.u.		$t \leq 0.8$ p.u.		$t \leq 0.7$ p.u.	
	Real	EEDV	Real	EEDV	Real	EEDV
1	31	31.25	27	25.90	15	13.80
2	31	31.25	28	26.74	14	12.35
3	34	34.00	30	30.00	18	18.00
4	34	34.00	31	31.00	20	16.24
5	34	32.73	31	30.73	19	15.47
6	34	34.00	31	31.00	24	24.00
7	31	30.19	12	12.00	5	5.00
8	31	31.00	27	27.00	12	12.00
9	34	34.00	31	31.00	22	20.69
10	34	34.00	31	28.82	24	24.68
11	34	34.00	26	26.64	14	15.93
12	34	34.00	26	27.57	14	15.01
13	32	32.73	16	15.93	8	10.03
14	34	34.00	20	19.78	12	13.09
15	24	24.70	13	13.90	8	9.00
16	26	27.03	16	16.99	8	10.32
17	21	21.00	13	13.00	9	9.00
18	19	18.81	11	11.59	8	4.33
19	27	26.90	16	16.99	11	7.63
20	26	25.72	13	13.99	11	8.99
21	19	20.18	11	11.59	8	4.27
22	17	16.99	9	9.00	6	4.26
23	26	26.06	13	13.99	8	8.99
24	34	34.00	23	22.43	12	9.69
Error relativo promedio (%)		1.08		3.09		15.20

Tabla 5.11: Promedio de depresiones de voltaje en todo el sistema con 20 posiciones de falla y 6 umbrales de voltaje

Umbral de voltaje (p.u.)	Promedio de depresiones en el sistema		Error relativo (%)
	Real	EEDV	
0.9	29.20	29.27	-0.22
0.8	21.04	21.15	-0.52
0.7	12.91	12.20	5.52
0.6	5.70	5.78	-1.42

Tabla 5.12: Depresiones de voltaje para voltajes residuales de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 con 4 umbrales de voltaje en la formulación y con 20 posiciones de falla

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	$t \leq 0.9$ p.u.		$t \leq 0.8$ p.u.		$t \leq 0.7$ p.u.	
	Real	EEDV	Real	EEDV	Real	EEDV
1	31	31.00	27	24.92	15	15.01
2	31	31.00	28	25.37	14	14.76
3	34	34.00	30	30.00	18	18.00
4	34	34.00	31	31.00	20	16.89
5	34	32.04	31	30.20	19	17.35
6	34	34.00	31	31.00	24	24.00
7	31	29.82	12	12.00	5	4.80
8	31	31.00	27	27.00	12	12.00
9	34	34.00	31	31.00	22	21.63
10	34	34.00	31	29.57	24	24.02
11	34	34.00	26	27.02	14	16.95
12	34	34.00	26	28.04	14	16.03
13	32	32.04	16	16.95	8	10.06
14	34	34.00	20	21.59	12	13.70
15	24	26.12	13	14.02	8	8.40
16	26	27.97	16	17.43	8	9.65
17	21	21.00	13	13.00	9	9.00
18	19	19.50	11	11.67	8	4.56
19	27	27.07	16	17.43	11	7.96
20	26	26.97	13	14.43	11	9.08
21	19	19.75	11	11.67	8	4.42
22	17	17.88	9	9.00	6	4.42
23	26	26.97	13	14.43	8	9.08
24	34	34.00	23	23.64	12	7.73
Error relativo promedio (%)		1.90		4.70		14.36

Caso D. Considerando 20 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 4 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7 y 0.6 p.u.

En la Tabla 5.12 se muestra los resultados de la estimación, cuando se consideran 4 umbrales de voltaje con un valor de 0.9, 0.8, 0.7 y 0.6 p.u. Se puede observar que el error relativo en la estimación se incrementó en pequeña proporción en las depresiones de voltaje con umbrales de voltaje inferiores a 0.9 y 0.8 p.u., mientras que para el umbral de voltaje de 0.7 p.u. este error disminuyó, respecto al Caso C, donde se consideraron 6 umbrales de voltaje.

Caso E. Comparación de casos anteriores resueltos mediante AG y PLE.

Puesto que uno de los principales objetivos de esta tesis es el utilizar algoritmos genéticos para resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje en forma más eficiente, en este caso de estudio se hace la comparación entre los resultados obtenidos para cada uno de los cuatro casos anteriores cuando se utilizan las rutinas desarrolladas con algoritmos genéticos de Matlab [Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2, 2008] y cuando se resuelve utilizando técnicas de programación lineal entera, específicamente el programa YALMIP [YALMIP, 2004], el cual es un programa de optimización de fuente libre desarrollado para resolver problemas de programación lineal.

En la Tabla 5.13 se muestran los errores relativos promedio cuando se obtiene la solución del problema aplicando el método de estimación de estado de depresiones de voltaje mediante la técnica propuesta y mediante la utilización de técnicas de programación lineal entera. En dicha tabla se puede observar que los promedios del error relativo entre los valores de depresiones reales y estimados obtenidos por ambas técnicas de optimización, en general son similares para la mayoría de los casos de estudio cuando se estiman depresiones de voltaje con magnitudes de voltaje residuales de 0.9, 0.8 y 0.7 p.u., no obstante, en estos casos de estudio se tuvo un menor error relativo promedio mediante la utilización de AG, a excepción del caso C para un umbral de depresiones con magnitudes de voltaje de hasta 0.7 p.u., donde se obtuvo un menor error mediante PLE.

Como se observó en la Tabla 5.13, el error en la estimación de depresiones de voltaje mediante ambas técnicas es similar, sin embargo, es importante destacar que, una vez formulado el problema de optimización, el tiempo en que tarda en resolverse el problema mediante ambas técnicas, es notoriamente diferente, como se muestra en la Tabla 5.14, donde se observa la duración en segundos en que tardo la misma PC en resolver el problema de optimización, las características de la PC utilizada para realizar las pruebas son las siguientes; procesador Inter(R) Core(TM)2 Quad CPU Q6600 @ 2.40GHz, con 4.00 GB de memoria RAM y un sistema operativo de 64 bits.

Como se puede observar en todos los casos de estudio el tiempo de resolución de redujo

Tabla 5.13: Error relativo promedio en la EEDV mediante AG y PLE

	Error relativo promedio (%)					
	$t \leq 0.9$ p		$t \leq 0.8$ p		$t \leq 0.7$ p	
		E		E		E
aso	1.09	2.07	2.02	2.33	13.25	13.58
aso	1.34	1.87	2.77	6.89	13.74	16.71
aso	1.08	4.35	3.09	4.41	15.20	12.20
aso D	1.90	2.73	4.70	4.04	14.36	19.71

Tabla 5.14: Duración en resolver problema de EEDV mediante AG y PLE

	Duración en resolver EEDV (seg.)	
		E
aso	19.31	1352.60
aso	21.57	642.42
aso	119.06	50235.00
aso D	174.72	39780.00

considerablemente mediante la utilización de algoritmos genéticos.

5.3.2 Red IEEE TC-57

En esta sección se muestran dos casos de estudio, para hacer la estimación de estado de depresiones de voltaje en la red IEEE TC-57 descrita con anterioridad. En ésta red se asume que el número de depresiones de voltaje reales que ocurren en los nodos son los que se muestran en la Tabla B.1 del Apéndice B, que se obtuvieron considerando fallas aleatorias, entre 0 y 5, en cada línea, cuyas posiciones de falla también se han determinado en forma aleatoria suponiendo una distribución uniforme de probabilidad de fallas a lo largo de las líneas. Para calcular el número de depresiones que aparecerían en cada uno de los nodos del sistema, se han realizado calculos de cortocircuito; estas depresiones de voltaje son consideradas como las *reales*, y se muestran en la Tabla B.2 del Apéndice B.

Para la EEDV se ha considerado un emplazamiento de medidores que garanticen que

todas las fallas que originan un voltaje residual igual o inferior a 0.7 p.u. hacen actuar al menos un medidor. De acuerdo con esto, el emplazamiento de medidores en los nodos 20, 32, 54 y 57 cumple con estos criterios, agregando que es el emplazamiento con mayor índice de redundancia.

A continuación se presentan distintos casos de estudio para esta red.

- Caso A. Considerando 2 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.
- Caso B. Considerando 10 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Caso A. Considerando 2 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Para hacer la estimación de estado de depresiones de voltaje en este caso, se han considerado 2 posiciones de falla en cada una de las líneas de transmisión del sistema IEEE TC-57, así como una clasificación de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje desde 0.9 a 0.4 p.u. Los resultados de la estimación obtenidos mediante la aplicación de algoritmos genéticos se comparan con las depresiones reales y se muestran en forma gráfica en las Figuras 5.13, 5.14 y 5.15, para umbrales de voltaje residuales de 0.9, 0.8 y 0.7 p.u., respectivamente.

En la Tabla 5.15 se muestra el promedio del valor absoluto del error relativo cometido en todos los nodos del sistema IEEE TC-57 para los distintos umbrales de voltaje indicados, para las consideraciones de este caso de estudio.

Caso B. Considerando 10 posiciones de falla en cada línea, con datos de depresiones de voltaje en 6 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

En este caso observaremos la influencia de considerar un mayor número de posiciones de falla para hacer la estimación de estado de depresiones de voltaje en el sistema IEEE TC-57, considerando el mismo número de umbrales de voltaje para la estimación que el caso

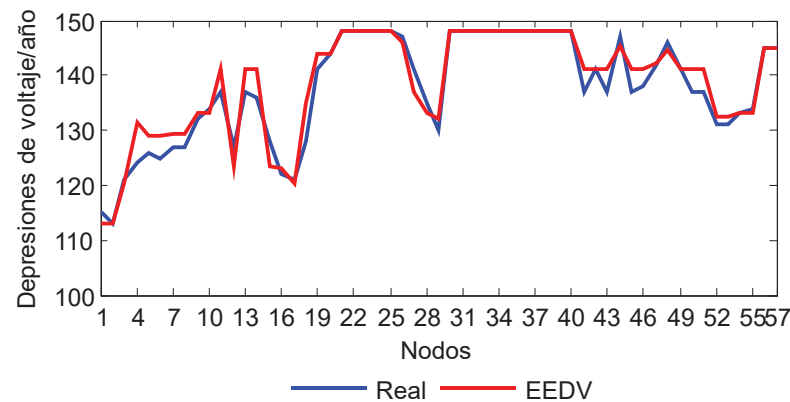


Figura 5.13: Depresiones de voltaje hasta 0.9 p.u., con 6 rangos de voltaje y 2 posiciones de falla

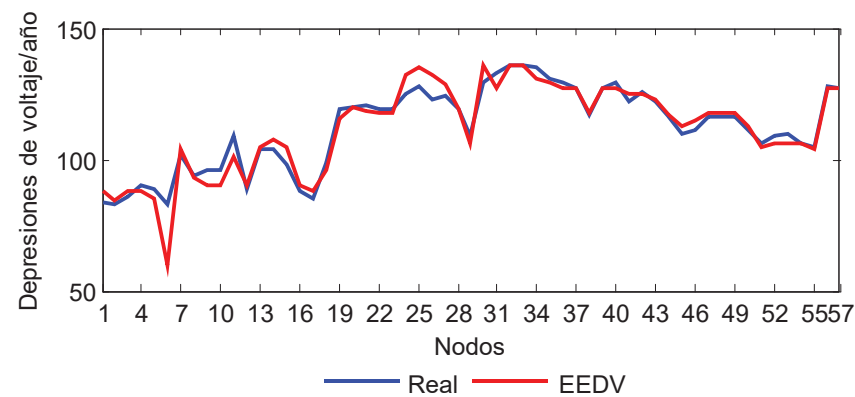


Figura 5.14: Depresiones de voltaje hasta 0.8 p.u., con 6 rangos de voltaje y 2 posiciones de falla

Tabla 5.15: Error relativo promedio en la EEDV en todo el sistema IEEE TC-57, caso A

Depresión de voltaje (p.u.)	Error relativo promedio (%)
0.9	1.26
0.8	2.84
0.7	7.78
0.6	11.22

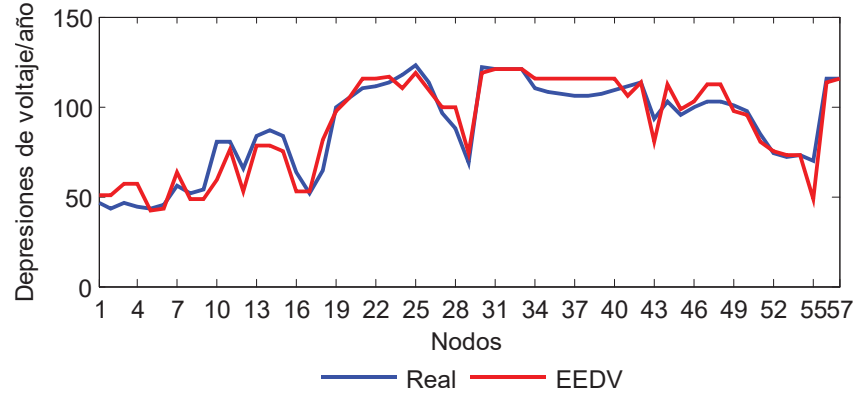


Figura 5.15: Depresiones de voltaje hasta 0.7 p.u., con 6 rangos de voltaje y 2 posiciones de falla

anterior. Los resultados de la estimación se comparan con las depresiones de voltaje reales y se muestran en las gráficas de las Figuras 5.16, 5.17 y 5.18, para las depresiones de voltaje en cada uno de los nodos del sistema con voltaje residual de 0.9, 0.8, y 0.7 p.u. respectivamente.

En la Tabla 5.16 se muestra a modo de resumen el promedio del valor absoluto del error relativo cometido la estimación en todo el sistema para los umbrales de voltaje de 0.9 a 0.6 p.u. En esta tabla se observa como error cometido para cada uno de los umbrales es menor cuando se considera un mayor número de posiciones de falla en las líneas, en comparación con los resultados mostrados en la Tabla 5.15, donde a diferencia de este caso, solamente se consideraron dos posiciones de falla en cada una de las líneas. Al considerarse un mayor número de posiciones también aumenta el número de variables y por consecuencia el costo computacional crece, sin embargo en ambos casos la duración de resolución fue relativamente corta, donde en caso A fue resuelto en 35.98 seg. y el caso B en 240.72 seg. Cabe mencionar que con la utilización de técnicas mediante PLE, no se encontró la solución para el caso con 10 posiciones, al considerar un máximo de 1000 iteraciones; solamente se encontró una solución cuando se consideraron 2 posiciones de falla y dos umbrales de voltaje de 0.9 y 0.8 p.u. donde el problema fue resuelto en 300 iteraciones con una duración de 969,8582 seg.

La Tabla 5.17 muestra el número de depresiones de voltaje promedio reales y de estimación del sistema IEEE TC-57 para los umbrales de voltaje 0.9, 0.8, 0.7 y 0.6 p.u., así mismo

Tabla 5.16: Error relativo promedio en la EEDV en todo el sistema IEEE TC-57, caso B

Umbral de voltaje (p.u.)	Error relativo promedio (%)
0.9	0.74
0.8	2.08
0.7	2.67
0.6	4.79

se indica el error relativo en porcentaje respecto al número promedio de depresiones reales y estimadas. En dicha tabla se observa que el error relativo del promedio de depresiones de voltaje para cada uno de los umbrales mostrados es pequeño.

En la Figura 5.19, se muestra el valor de aptitud del mejor individuo, así como el valor promedio de la población para cada una de las generaciones durante la ejecución del algoritmo genético para resolver este caso de estudio. En dicha figura se puede observar como durante el transcurso de las generaciones, la población fue evolucionando hacia un mejor valor de aptitud el cual esta dado por la función objetivo del problema. Puede observarse que durante algunas generaciones el valor de aptitud de la población es similar y en otras se presenta mayor discrepancia entre sus valores de aptitud.

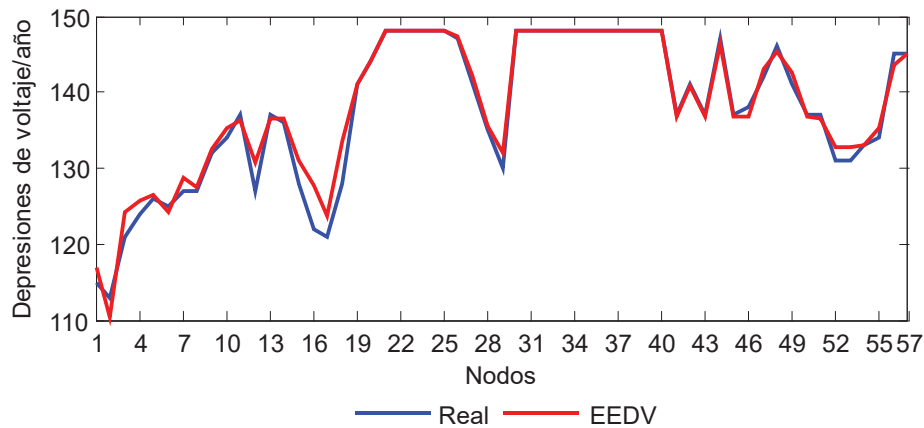


Figura 5.16: Depresiones de voltaje hasta 0.9 p.u., con 6 rangos de voltaje y 10 posiciones de falla

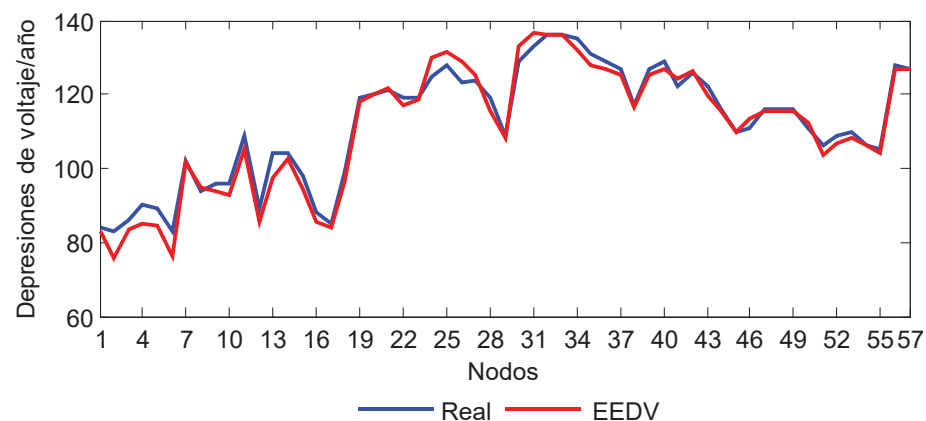


Figura 5.17: Depresiones de voltaje hasta 0.8 p.u., con 6 rangos de voltaje y 10 posiciones de falla

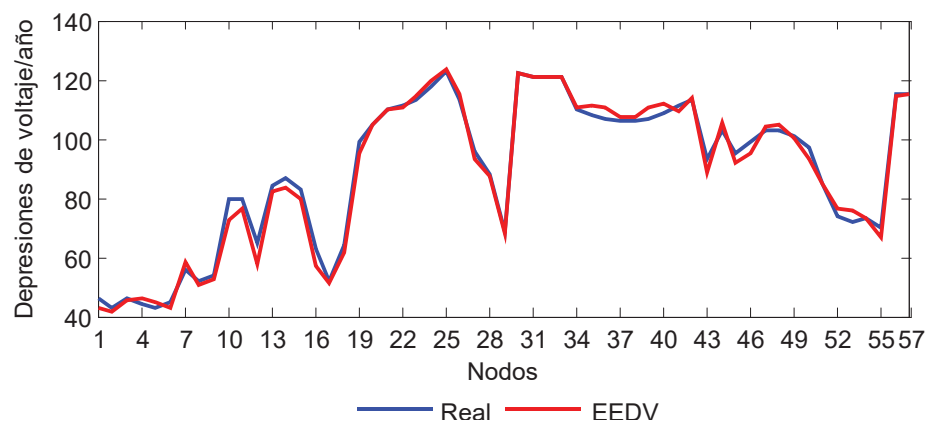


Figura 5.18: Depresiones de voltaje hasta 0.7 p.u., con 6 rangos de voltaje y 10 posiciones de falla

Tabla 5.17: Promedio de depresiones de voltaje reales y estimadas, en el sistema IEEE TC-57

Rango de voltaje (p.u.)	Promedio de depresiones en el sistema		Error relativo (%)
	Real	EEDV	
0.9	137.63	138.24	0.44
0.8	112.12	111.03	0.97
0.7	89.33	88.74	0.66
0.6	68.96	67.53	2.07

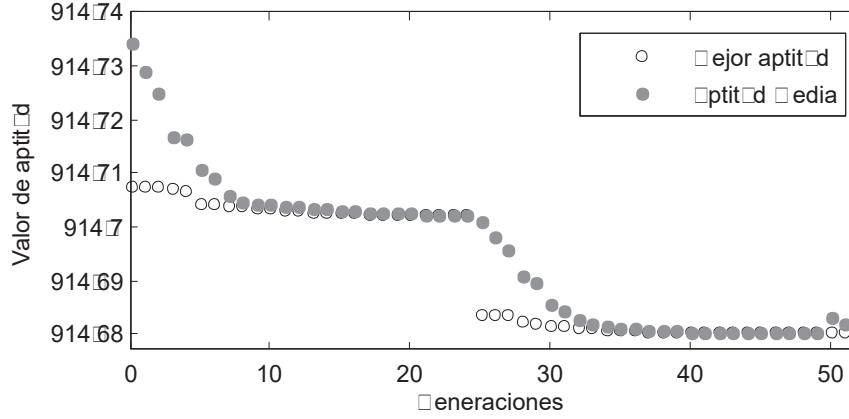


Figura 5.19: Valor de aptitud del mejor individuo y media de la población, durante evolución de generaciones para el Caso B

5.3.3 Red IEEE TC-118

En esta sección se muestran varios casos de estudio, donde se lleva a cabo la aplicación de algoritmos genéticos para hacer la estimación de estado de depresiones de voltaje en la red IEEE TC-118, descrita con anterioridad, y cuyos datos se encuentran en el Apéndice C.

Para realizar la estimación de estado de depresiones de voltaje en el sistema IEEE TC-118, se han considerado depresiones de voltaje originadas por fallas monofásicas dadas en [Espinosa, 2006] las cuales fueron obtenidas considerando la existencia de un número de fallas aleatorias, de entre 0 y 5 fallas monofásicas. Aplicando cálculos de cortocircuito, se han obtenido las depresiones de voltaje que aparecerían en todos y cada uno de los nodos del sistema, estas depresiones son consideradas como las *reales* en el sistema y se muestran en la Tabla C.1 del Apéndice C.

Para el estudio de este sistema se considera el emplazamiento de medidores mostrados en la Tabla 5.6 para un ajuste de 0.7 p.u., obtenidos del análisis para el emplazamiento óptimo de medidores. Para el estudio de la red IEEE TC-118 se ha considerado tres posiciones de falla en cada una de las 177 líneas de transmisión del sistema, por lo cual cada individuo de la población tiene 531 variables ó genes.

Los casos de estudio para esta red son los siguientes:

- Caso A. EEDV con datos de depresiones en 4 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.7, 0.6 y 0.5 p.u.
- Caso B. EEDV con datos de depresiones en 3 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.7 y 0.6 p.u.

Caso A. EEDV con datos de depresiones en 4 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.7, 0.6 y 0.5 p.u.

Para este caso de estudio se ha considerado una clasificación de cuatro rangos de voltaje de hasta 0.9, 0.7, 0.6 y 0.5 p.u. Los resultados de la estimación obtenidos se comparan con las depresiones reales y se muestran en forma gráfica en las Figuras 5.20, 5.21 y 5.22, para umbrales de voltaje residual de 0.9, 0.8 y 0.7 p.u., respectivamente. En estas gráficas se puede observar, que existe un buen grado de coincidencia entre el valor real y la estimación.

La Tabla 5.18 muestra a modo de resumen el promedio del valor absoluto del error relativo cometido en todos los nodos del sistema para los distintos umbrales de voltaje residual, para este caso de estudio, sin embargo, también se han incluido los valores promedio del error relativo en la estimación mediante la utilización del programa de PLE. Así mismo, en la Tabla 5.18, se aprecia que los errores obtenidos por ambas técnicas de optimización es similar, sin embargo la diferencia principal, está en el tiempo que se requiere para resolver el problema, puesto que el tiempo de solución mediante la aplicación de la técnica propuesta fue mucho más pequeño. El tiempo requerido por la técnica propuesta para resolver este caso de estudio fue de 252 segundos mientras que YALMIP demoró 1,074,000 segundos. De estos resultado se observa la gran diferencia en los tiempos de solución que se tienen con la aplicación de técnicas mediante algoritmos genéticos para resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje.

En la Tabla 5.19 se muestra el número de depresiones de voltaje promedio reales del sistema IEEE TC-118 y el promedio de la estimación de depresiones de voltaje con los cuatro umbrales de voltaje considerados en este caso de estudio, así mismo se indica el error relativo en porcentaje respecto al número promedio de depresiones reales y estimadas, para los umbrales de voltaje de 0.6 a 0.9 p.u. En dicha tabla se puede observar que el método permite

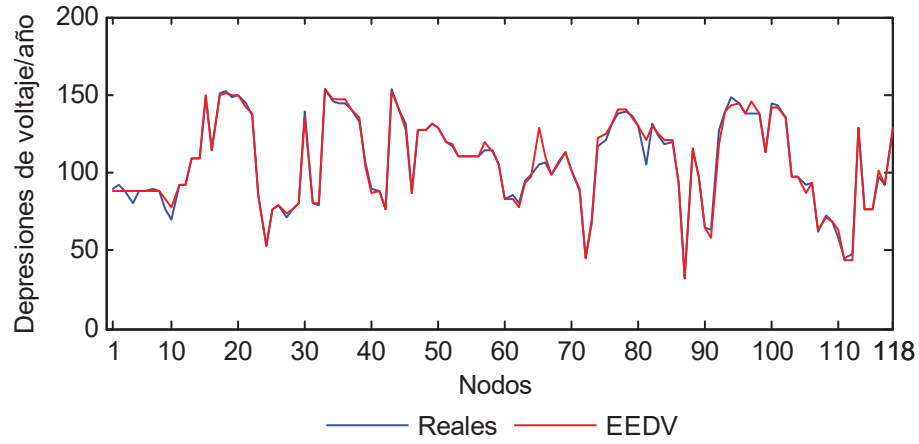


Figura 5.20: Depresiones de voltaje hasta 0.9 p.u., con 4 rangos de voltaje

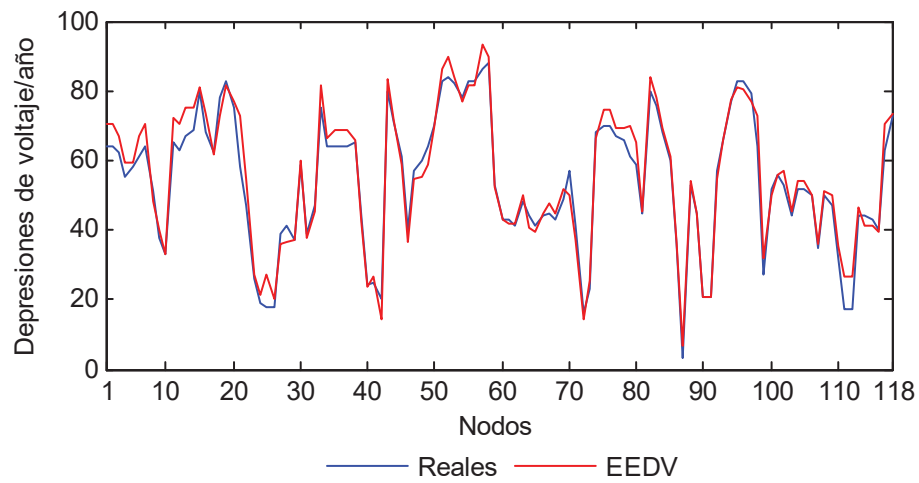


Figura 5.21: Depresiones de voltaje hasta 0.8 p.u., con 4 rangos de voltaje

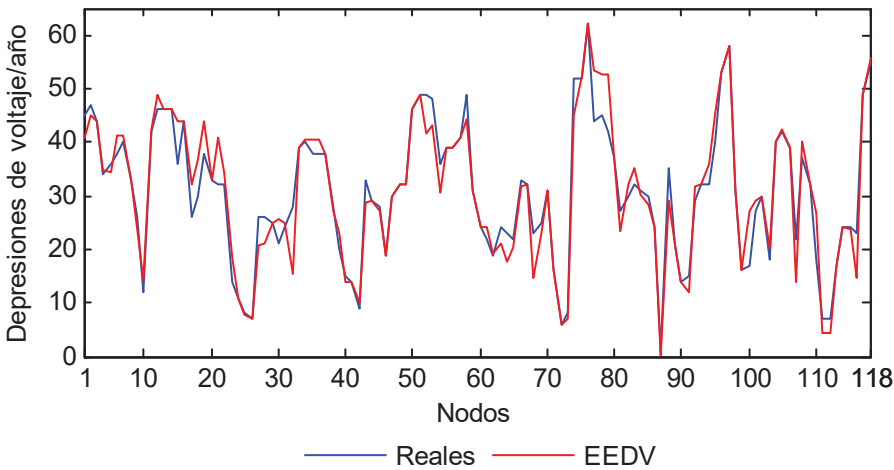


Figura 5.22: Depresiones de voltaje hasta 0.7 p.u., con 4 rangos de voltaje

Tabla 5.18: Error relativo promedio en la EEDV en todo el sistema, con 4 umbrales de voltaje

Umbral de voltaje (p.u.)	Error relativo promedio (%)	
	Reales	EEDV
0.9	1.82	1.86
0.8	7.96	9.00
0.7	9.63	9.37
0.6	12.96	11.13
Duración (seg.)	157.13	1.074 × 10 ⁶

estimar el promedio del sistema con una gran precisión.

Caso B. EEDV con datos de depresiones en 3 umbrales de voltaje de valor 0.9, 0.7 y 0.6 p.u.

Para observar la influencia de considerar distintos umbrales de voltaje en la estimación de depresiones de voltaje, en este caso se realiza la estimación de depresiones considerando un menor número de umbrales de voltaje. Así entonces, al realizarse la estimación se ha considerado tres rangos de umbral voltaje para la formulación de 0.9, 0.7 y 0.6 p.u.

Los resultados obtenidos mediante la EEDV se comparan con los reales y se muestran

Tabla 5.19: Promedio de depresiones de voltaje reales y estimadas, en el sistema IEEE TC-118

Umbral de voltaje (p.u.)	Promedio de depresiones en el sistema		Error relativo (%)
	Real	EEDV	
0.9	106.55	106.97	0.39
0.8	54.12	55.76	3.03
0.7	30.72	30.85	0.42
0.6	18.62	18.70	0.42

en las Figuras 5.23, 5.24 y 5.25, para los umbrales de voltaje residual de 0.9 p.u., 0.8 p.u. y 0.7 p.u., respectivamente. El promedio del valor absoluto del error de estimación cometido en todos los nodos se muestra en la Tabla 5.20, donde se observa que para las depresiones de voltaje de magnitud residual hasta 0.9 p.u. el error relativo promedio es de 2.05%, que comparado con el mostrado en la Tabla 5.18, es ligeramente mayor, esto debido a que en este caso se está considerando un rango menor en la formulación del problema de optimización.

Es conviene señalar que, en este caso, se intentó resolver el mismo problema, aplicando YALMIP, con el fin de comparar resultados tanto en cuestión de precisión en la estimación, como en tiempo de cómputo demandado por ambas técnicas. Sin embargo mediante este algoritmo no se pudo llegar a una solución en 1000 iteraciones. El tiempo de ejecución de 1000 iteraciones, fue de alrededor de 32 horas mientras que con la técnica propuesta fue de 461 segundos.

De acuerdo con los resultados obtenidos en los varios casos presentados, para los distintos sistemas y sobre todo para el de mayor número de nodos estudiado en esta tesis, se ha demostrado ampliamente la conveniencia de la aplicación de técnicas mediante algoritmos genéticos para resolver el problema de EEDV.

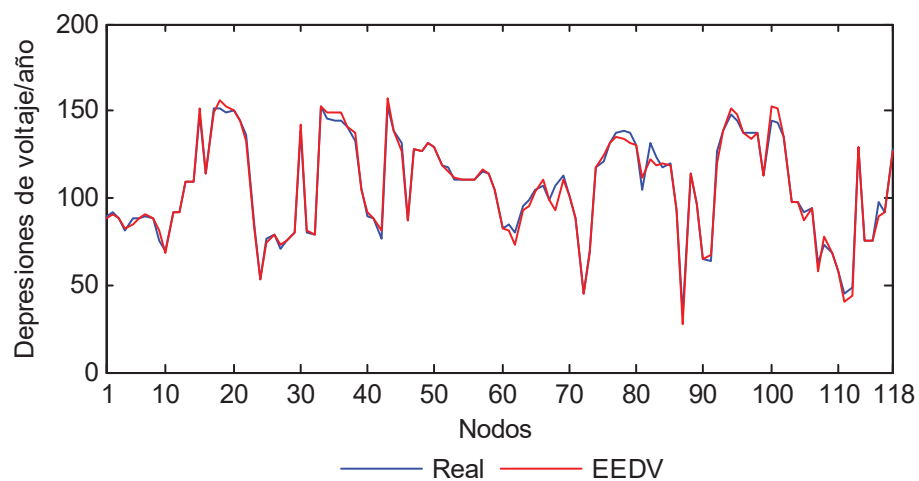


Figura 5.23: Depresiones de voltaje hasta 0.9 p.u., con 3 rangos de voltaje

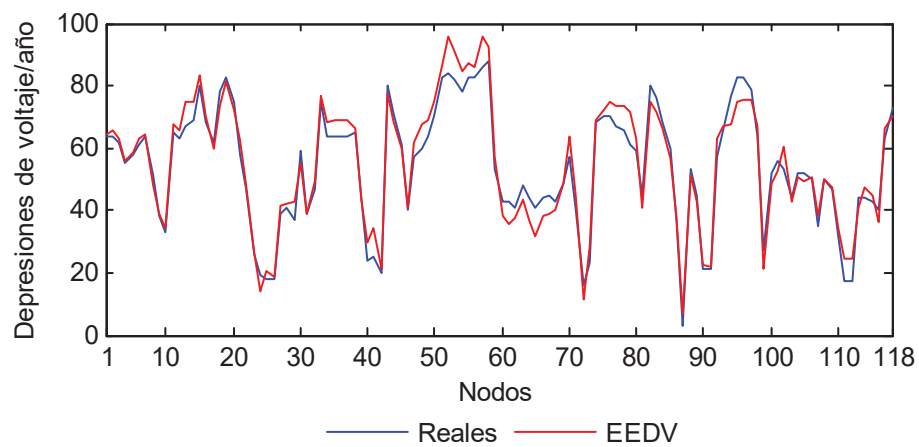


Figura 5.24: Depresiones de voltaje hasta 0.8 p.u., con 3 rangos de voltaje

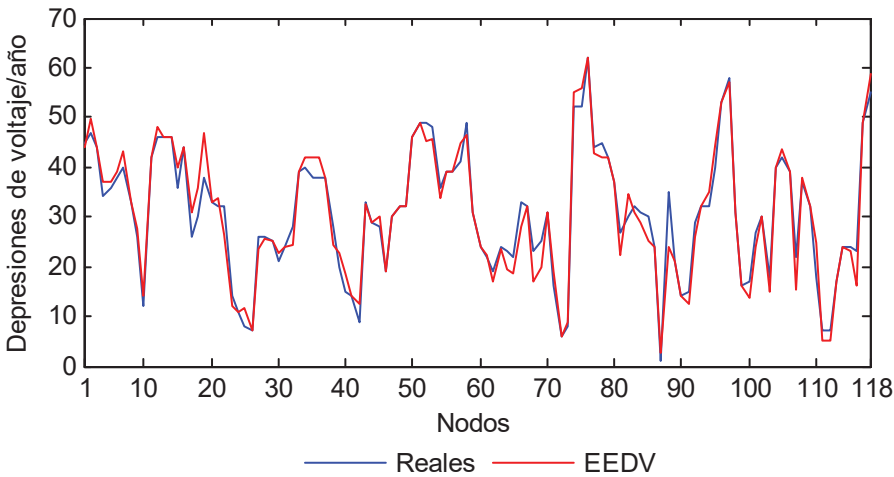


Figura 5.25: Depresiones de voltaje hasta 0.7 p.u., con 3 rangos de voltaje

Tabla 5.20: Error relativo promedio en la EEDV en todo el sistema, con 3 umbrales de voltaje

Umbral de voltaje (p.u.)	Error relativo promedio (%)
0.9	2.05
0.8	9.06
0.7	9.15
0.6	10.67

5.4 Casos de estudio de estimación de estado de depresiones de voltaje, método basado expresión analítica

5.4.1 Red IEEE RTS-24

En esta sección se muestran el casos de estudio para la estimación de estado de depresiones de voltaje en la red IEEE RTS-24 cuando se considera la aplicación del método analítico para calcular los voltajes residuales en los nodos del sistema. Para analizar la red se va a emplear un procedimiento análogo al detallado en las sección 5.3.1.

En emplazamiento de medidores en este caso es el mismo que el obtenido en la Tabla 5.1, garantizandose que al momento en que ocurra una falla y de lugar a un voltaje residual inferior o igual a 0.7 p.u. haga actuar al menos a un medidor. Para realizar la estimación de estado se han considerado 6 umbrales de voltaje, de 0.9, 0.8, 0.7, 0.5 y 0.4 p.u.

Debido a que el número de variables de estado ó elementos del vector $\mathbf{X}$, depende directamente del número de segmentos en que se dividen las líneas del sistema, para este caso de estudio, cuando se considera la utilización del método analítico se debe realizar la estimación de estado de depresiones de voltaje nodo por nodo, esto debido al gran número de variables de estado que se presentan, lo cual no sucede al considerarse los casos de estudio de la sección 5.3, cuando se utilizó la formulación basada en posición de fallas. El número de variables de estado para cada nodo donde no se tiene equipo de medición se muestra en la Tabla 5.21, este número de variables es equivalente al número de genes que contiene el cromosoma de cada uno de los individuos de la población. Si se quisiera resolver este caso de estudio, calculando todos los nodos y no nodo por nodo se tendría 8,456 variables, lo cual implicaría un costo computacional aún más elevado. Para la implementación de este caso de estudio, mediante algoritmos genéticos se utilizó una población de 20 individuos con un máximo de 100 generaciones. Para el proceso de selección, creación, cruza y mutación se utilizó la función *selectionstochunif*, *gacreationlinearfeasible*, *crossoversscattered* y *mutationadaptfeasible* respectivamente; se permitió el elitismo a dos individuos, se fijó un valor de tolerancia de 1×10^{-12} para que el proceso se detuviera cuando no se presentara un cambio acumulativo

Tabla 5.21: Número de variables de estado para los nodos del sistema IEEE RTS-24

Nodo	Número de variables de estado
1	419
2	423
4	426
5	433
7	429
9	429
10	433
11	423
12	425
13	424
14	435
15	420
16	424
18	414
19	428
20	422
21	408
22	406
23	415
24	420

en el valor de aptitud de la población sobre las generaciones menor al valor asignado. Se considero que el 80% de la población en la siguiente generación sin incluir los hijos por elite son creados por la función de cruza seleccionada.

El número de depresiones de voltaje *reales* que figuran en la Tabla A.1 del Apéndice A, se compara con la estimación de estado de depresiones de voltaje mediante la utilización de la técnica propuesta así como con el resultado obtenido utilizando la técnica de PLE, estos resultados son mostrados en forma gráfica en las Figuras 5.26, 5.27 y 5.28 para los umbrales de voltaje residual de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 p.u. respectivamente. En estas gráficas se observa como la estimación mediante ambas técnicas es similar principalmente para 0.9 y 0.8 p.u. mientras que para el otro nivel de tensión ambas técnicas presentan algunas discrepancias mayores en la estimación. Para hacer la estimación por técnicas de PLE se ha considerado el mismo número de umbrales de voltaje que los considerados al hacer la estimación por medio de algoritmos genéticos y se fijo un máximo de 300 iteraciones.

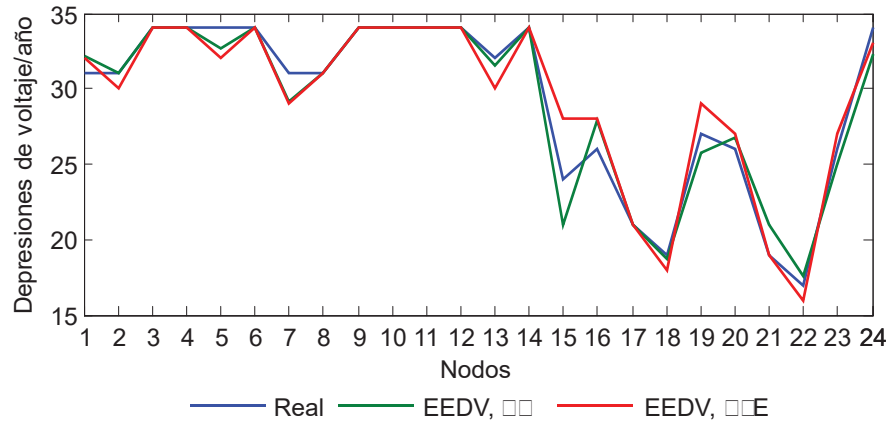


Figura 5.26: Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.9 p.u.

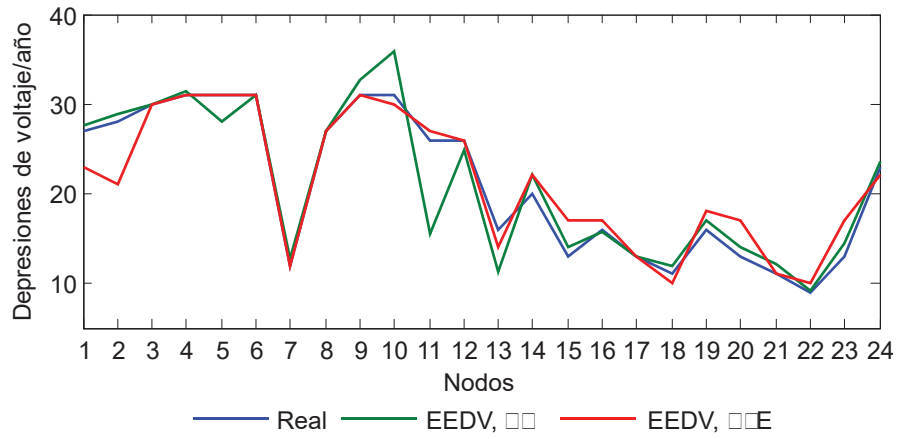


Figura 5.27: Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.8 p.u.

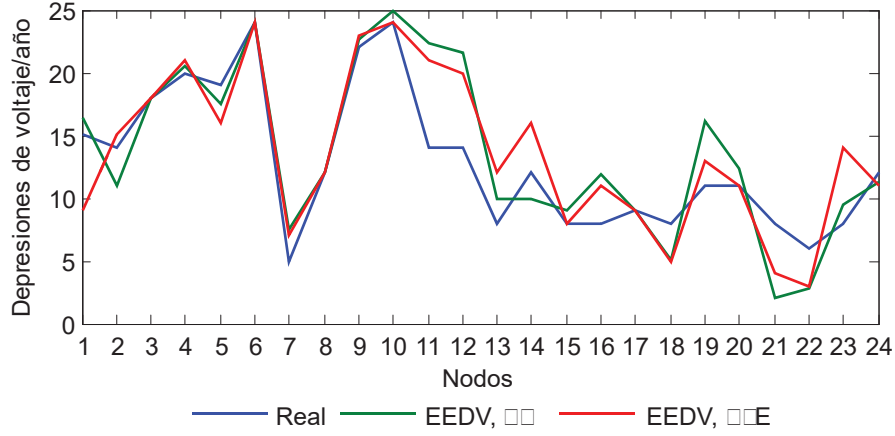


Figura 5.28: Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.7 p.u.

En la Tabla 5.22 se muestra el promedio de los valores absolutos del error relativo cometido en las estimación realizada por ambas técnicas para todos los nodos del sistema con sus distintos umbrales de voltaje, en esta tabla se observa que el error relativo promedio cometido en la estimación es similar en ambas técnicas y también se aprecia como para niveles de tensión más bajos el error relativo promedio se incrementa.

Una vez demostrado que la estimación de estado de depresiones de voltaje de ambos método es similar, se observa que la diferencia principal de la aplicación de la metodología propuesta en esta tesis, con la cual se buscaba reducir el tiempo de solución que las técnicas mediante programación lineal presentan. La Tabla 5.23 muestra la duración en segundos que requirieron las técnicas de AG y PLE, en resolver la estimación de estado para cada uno de los nodos donde no se disponía de equipo de medición. En esta tabla se observa claramente el mejor desempeño de los algoritmos genéticos, pues el tiempo promedio de solución para un nodo aplicando PLE es más de 100 veces el que se requiere cuando se aplica AG.

5.4.2 Red IEEE TC-57

En esta sección se muestran el caso de estudio, para hacer la estimación de estado de depresiones de voltaje en la red IEEE TC-57. En esta red se asume el mismo número de depresiones

Tabla 5.22: Errores promedios en la estimación de depresiones en todo el sistema, para red IEEE RTS-24

Nivel de voltaje (p.u.)	Error relativo promedio (%)	
	Min	Max
0.9	2.79	3.27
0.8	7.86	8.54
0.7	23.39	23.54
0.6	29.68	32.67

Tabla 5.23: Duración en resolver EEDV para red IEEE 24-RTS

Nodo	Duración en resolver EEDV (seg.)	
	Min	Max
1	150	19300
2	121	15483
4	146	37018
5	153	34575
7	248	21061
9	175	38860
10	141	30361
11	148	30318
12	211	30504
13	146	13544
14	188	25782
15	186	13357
16	163	35441
18	271	10204
19	144	13575
20	357	11545
21	240	7108
22	173	9403
23	145	11760
24	197	3461
Promedio (seg.)	185	20633

de voltaje consideradas como *reales*, que el utilizado en la sección 5.3.2, así como el mismo emplazamiento de medidores.

Para este caso de estudio se han considerado los mismos operadores genéticos y criterios que los mencionados en la sección anterior, con la diferencia de que ahora se consideró una población de 100 individuos y donde el número de variables de estado promedio para realizar la estimación de estado en cada uno los nodos del sistema sin medidor es de 725, lo que representa que cada individuo de la población tiene en promedio 725 variables de estado. Para realizar la estimación se han clasificado las medidas en 6 rangos de voltaje de 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Los resultados de la estimación de estado de depresiones de voltaje se comparan con los reales y se muestran gráficamente en las Figuras 5.29 - 5.31 que se refieren a los umbrales de voltaje residual de 0.9 p.u., 0.8 p.u. y 0.7 p.u. El promedio del valor absoluto del error relativo cometido en la estimación de depresiones de voltaje en todos los nodos del sistema se muestra en la Tabla 5.24.

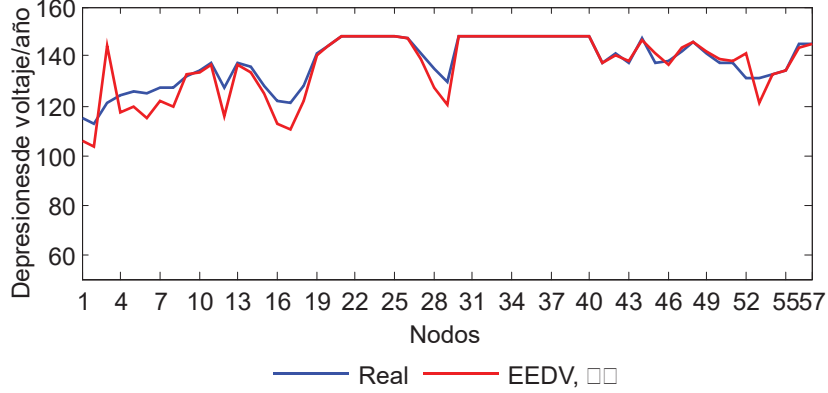


Figura 5.29: Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.9 p.u.

En la Tabla 5.25 se compara el promedio de depresiones de voltaje reales que se presentan en el sistema con el número de depresiones promedio estimadas, para los umbrales de voltaje de 0.6 a 0.9.p.u. Como se puede observar de los resultados, el error relativo es menor del 3%.

Se hizo la comparación respecto a los tiempos de ejecución que requiere la aplicación de

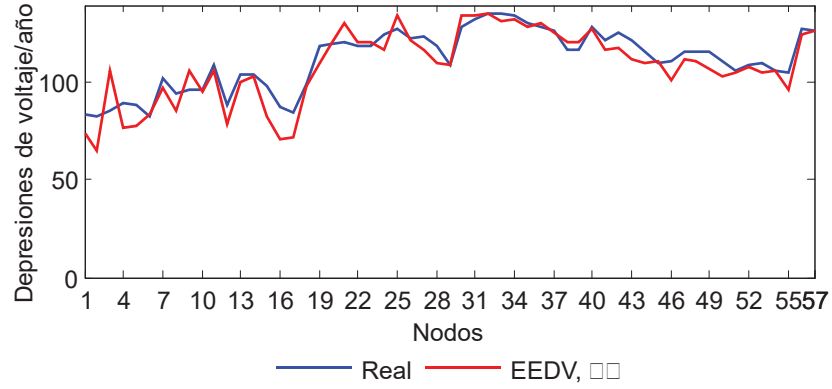


Figura 5.30: Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.8 p.u

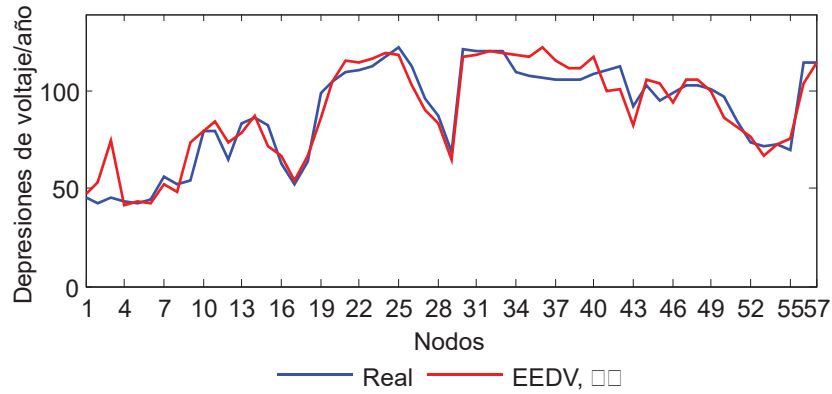


Figura 5.31: Depresiones de voltaje para un umbral de voltaje residual de hasta 0.7 p.u.

Tabla 5.24: Errores promedios en la estimación de depresiones en todo el sistema, para red IEEE TC-57

Porcentaje de voltaje (p.u.)	Error relativo promedio (%)
0.9	2.44
0.8	5.54
0.7	7.48
0.6	18.02

Tabla 5.25: Errores en la estimación del número promedio de depresiones de voltaje en el sistema

Porcentaje de voltaje (p.u.)	Número promedio de depresiones en el sistema		Error relativo (%)
	Real	EEDV	
0.9	137.63	136.10	1.11
0.8	111.94	108.68	2.91
0.7	89.31	90.27	1.07
0.6	68.96	73.81	7.03

la técnica propuesta con respecto a los que se requieren cuando se aplica PLE (utilizando el software YALMIP) para la estimación de estado de varios nodos del sistema. Así por ejemplo, se tiene que para el nodo 5 se requirió de 102 segundos, para que el programa encontrara una solución, mientras que aplicando PLE se requirieron 144,742 segundos. En la Tabla 5.26 se muestran resultados análogos para otros nodos del sistema.

5.5 Estudios de reconfiguración de red

5.5.1 Reconfiguración de red IEEE RTS-24

En el siguiente caso el método para reconfigurar la topología de una red eléctrica, se aplica para realizar estudios en la red IEEE RTS-24 descrita con anterioridad, con el objetivo de reducir la frecuencia de depresiones de voltaje. Los datos del sistema se encuentran en el Apéndice A.

Para obtener el número de referencia de depresiones de voltaje, se aplicó el método

Tabla 5.26: Duración en resolver EEDV en algunos nodos de red IEEE TC-57

Nodo	Duración en resolver EEDV (seg.)	
	Min	Max
5	102	144742
9	779	77915
12	72	77842
21	77	110125
27	104	156003
28	86	90260
36	475	87518
42	138	59149
45	504	59115
51	105	69206

analítico para la estimación estocástica de depresiones de voltaje con una distribución uniforme de probabilidad de falla en las líneas de transmisión del sistema. Una vez hecha la estimación, se han fijado valores de referencia de depresiones de voltaje en forma aleatoria para cada uno de los nodos del sistema con valores cercanos a los obtenidos por la estimación, este vector de depresiones es tomado como índice de referencia y se muestra en la Tabla A.2 del Apéndice A. Para este caso, se considera el vector índice de depresiones de voltaje con un umbral de voltaje inferior a 0.8 p.u. como vector de referencia en la función objetivo del problema de optimización.

Posteriormente se ha seleccionado 4 interruptores en la red IEEE RTS-24 localizados entre las líneas 1-2, 8-9, 12-23 y 11-13 y se han enumerado como se indica en la Tabla 5.27; de acuerdo con este número de individuos el cromosoma de cada individuo contendrá 4 variables. Las líneas que abren o cierran los interruptores considerados, se muestran en la Figura 5.32. En esta figura se puede observar cómo, al operar cualquiera de los interruptores del sistema no queda ningún nodo aislado eléctricamente de la red, es decir, se garantiza que no se quede ningún nodo sin suministro de energía eléctrica.

Para utilizar la rutina de algoritmos genéticos se seleccionaron las funciones *selection-roulette*, *gacreationlinearfeasible*, *crossoversinglepoint* y *mutationadptfeasible* para el operador de selección, creación, cruce y mutación respectivamente. El tipo de población con-

Tabla 5.27: Número de interruptores y respectivas líneas para reconfiguración de red IEEE RTS-24

Interrup	t	línea
1		1-2
2		8-9
3		12-23
4		11-13

siderado es binario, ya que los genes de un individuo nos indican si cierto interruptor esta abierto o cerrado; para este caso se utilizó una población de 6 individuos y un máximo de 10 generaciones, este número reducido de individuos es debido a que cada uno de ellos representa una posible configuración de la red a ser evaluada, además de que, en este caso solamente se tiene un número reducido de configuraciones debido al número de interruptores seleccionados y a la dimensión del sistema. En este caso, no se permitió el tener hijos en la siguiente generación por elitismo.

De acuerdo con el índice de referencia de depresiones de voltaje para 0.8 p.u., establecido para hacer la reconfiguración del sistema eléctrico se obtienen los resultados de la Tabla 5.28. En dicha tabla se comparan las depresiones de voltaje obtenidas cuando el sistema funciona en su estado actual de operación, con los obtenidos aplicando el método para reconfigurar, para todos los nodos del sistema cuya magnitud residual es de hasta 0.9, 0.8 y 0.7 p.u., siendo el vector de referencia el mostrado en la segunda columna para 0.8 p.u. Estos resultados son obtenidos cuando los interruptores 1, 2 y 3 están operando es su estado abierto y solamente el interruptor número 4 está cerrado.

Como se observa en la Tabla 5.28, antes de la reconfiguración, para el umbral de 0.8 p.u., en 12 de los 24 nodos del sistema se tenía un número de depresiones de voltaje por arriba del valor de referencia. Luego de aplicar el procedimiento para reconfigurar la red minimizando el número de depresiones de voltaje, se observa que en todos los nodos se tiene un número de depresiones de voltaje por debajo del valor de referencia y en el 92% de los nodos el número de depresiones de voltaje disminuye. Para el umbral de 0.9 p.u., con la reconfiguración el número de depresiones de voltaje se reduce en el 79% de los nodos. Para el umbral de 0.7

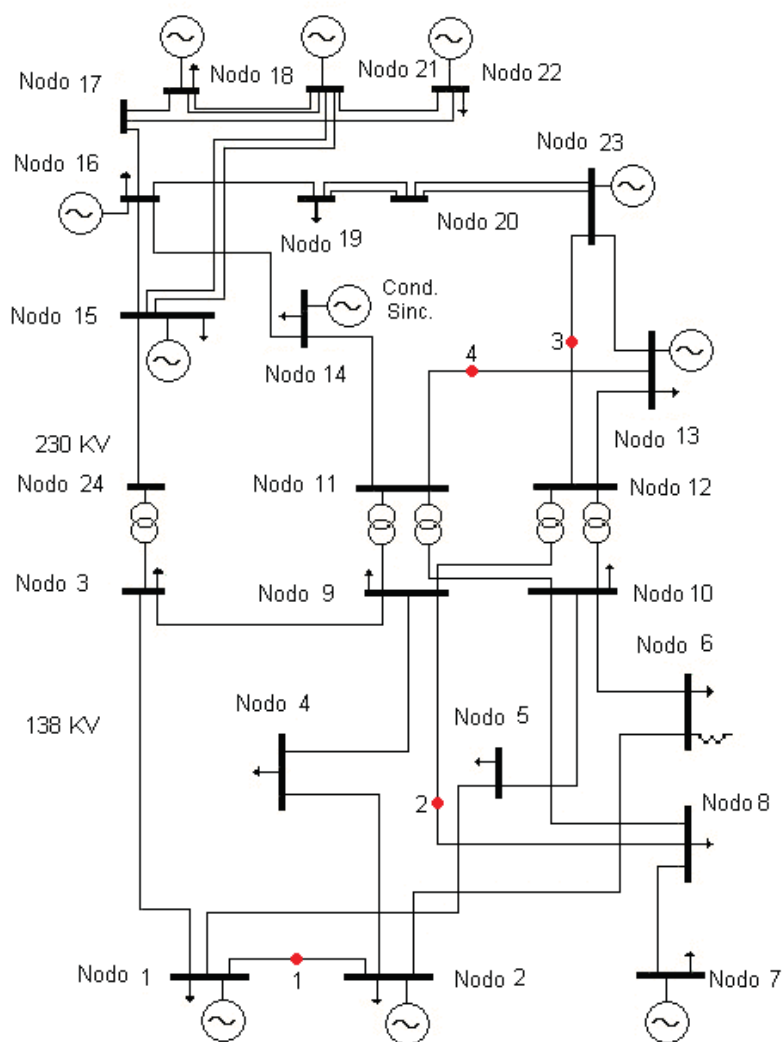


Figura 5.32: Sistema IEEE RTS-24 con 4 interruptores para reconfiguración de sistema

p.u. las depresiones de voltaje se reducen en el 96% de los nodos.

También en la Tabla 5.28, se indica el número de depresiones de voltaje por año de todo el sistema para los distintos umbrales, donde se observa que para la operación actual del sistema se tiene una frecuencia de 475.94 depresiones de voltaje, mientras que luego de la reconfiguración óptima se presentan 417.73 depresiones, lo que representa una reducción aproximada del 12% del número total de depresiones de voltaje en el sistema, para 0.8 p.u. Para éste mismo umbral, la Figura 5.33, muestra gráficamente la comparación entre el número de depresiones de voltaje que se estiman en la operación actual del sistema con respecto al obtenido después de la reconfiguración, para todos los nodos del sistema; en esta gráfica se observa claramente que el número de depresiones disminuye en la mayoría de los nodos, principalmente de los nodos número 1 a 12.

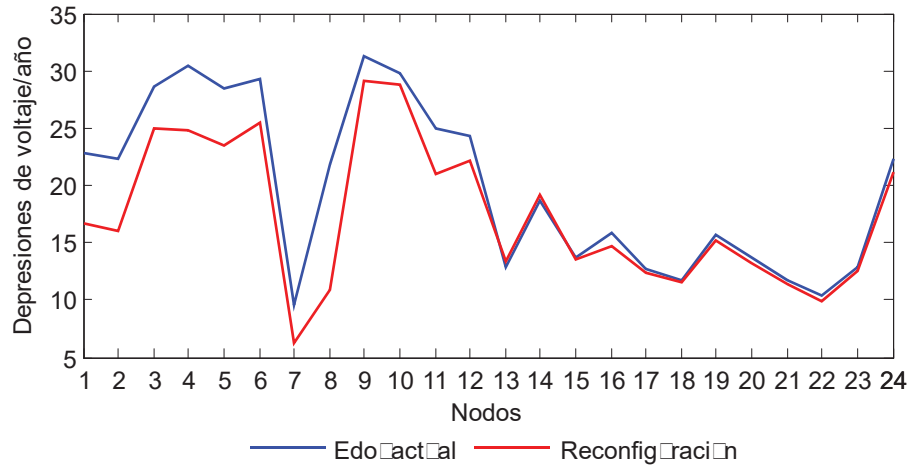


Figura 5.33: Depresiones de voltaje con una tensión residual menor que 0.8 p.u., antes y después de la reconfiguración.

En la Tabla 5.29 se muestran los resultados de depresiones de voltaje en todo el sistema para las distintas reconfiguraciones que pueden existir con la utilización de los 4 interruptores colocados en las líneas indicadas por la Tabla 5.27. En dicha tabla se muestran las 16 posibles configuraciones de acuerdo al número de interruptores seleccionados en este caso. Puede observarse que los resultados obtenidos anteriormente mostrados en la Tabla 5.28, donde los interruptores 1, 2 y 3 están abiertos, son efectivamente los que cumplen con el objetivo del

Tabla 5.28: Depresiones de voltaje para reconfiguración de red IEEE RTS-24

Nodo	Referencia	Número de depresiones de voltaje/año					
		$t \leq 0.9$ p.u.		$t \leq 0.8$ p.u.		$t \leq 0.7$ p.u.	
		Estimado	Reconf.	Estimado	Reconf.	Estimado	Reconf.
	0.8 p.u.	Edo. actual		Edo. actual		Edo. actual	
1	18	32.61	27.64	22.84	16.76	12.98	8.64
2	18	32.66	24.92	22.24	15.95	12.50	9.84
3	26	33.63	30.31	28.58	24.97	17.69	15.98
4	27	32.08	30.70	30.49	24.85	16.06	14.24
5	24	32.70	32.57	28.42	23.54	13.80	11.57
6	27	32.28	32.69	29.33	25.48	15.58	13.52
7	8	20.05	19.49	9.61	6.20	5.65	5.00
8	23	32.72	18.93	21.78	10.88	9.65	6.23
9	30	32.01	30.84	31.34	29.06	18.44	15.01
10	33	31.82	32.17	29.82	28.71	17.91	12.66
11	22	32.13	29.52	24.90	21.08	12.33	11.01
12	23	30.77	30.90	24.33	22.22	11.19	10.44
13	15	22.00	22.27	12.84	13.34	7.39	6.93
14	20	28.15	24.12	18.60	19.13	12.82	12.50
15	14	27.59	23.27	13.78	13.55	9.49	9.50
16	15	27.75	22.83	15.92	14.65	10.10	9.83
17	13	23.79	21.20	12.65	12.38	10.16	9.65
18	15	23.22	20.93	11.75	11.51	8.29	8.21
19	17	27.31	22.44	15.74	15.27	9.98	9.41
20	16	26.99	22.52	13.66	13.18	9.57	8.29
21	15	22.69	20.49	11.69	11.37	8.23	8.20
22	10	18.18	17.94	10.35	9.90	7.27	7.26
23	15	25.61	21.65	12.95	12.54	7.81	6.43
24	29	26.92	29.27	22.32	21.22	11.69	11.16
total	473	675.65	609.62	475.94	417.73	276.59	241.52

Tabla 5.29: Depresiones de voltaje del sistema para las distintas reconfiguraciones para un umbral de voltaje de hasta 0.8 p.u.

Interruptores abiertos	Depresiones de voltaje en sistema/año
	475.94
1	446.39
2	457.52
3	471.04
4	485.31
1, 2	418.01
1, 3	434.35
1, 4	450.54
2, 3	451.74
2, 4	464.65
3, 4	488.31
1, 2, 3	417.74
1, 2, 4	431.64
1, 3, 4	456.38
2, 3, 4	460.48
1, 2, 3, 4	431.51

problema de optimización propuesto en este trabajo de tesis para la reconfiguración de redes con la finalidad de minimizar el número de depresiones de voltaje en el sistema eléctrico. En esta tabla también se observa que en algunas de las posibles reconfiguraciones el número de depresiones de voltaje aumenta respecto al estado original del sistema, por ejemplo, para la reconfiguración donde los interruptores 3 y 4 están abiertos, el número de depresiones de voltaje por año en el sistema se eleva de 475.94 a 488.30.

De acuerdo con los resultados mostrados, se observa que el método propuesto para la reconfiguración de redes tiene un buen desempeño, ya que proporciona la mejor alternativa de reconfiguración para minimizar el número de depresiones de voltaje en el sistema eléctrico.

5.5.2 Reconfiguración de red IEEE TC-57

Para hacer el estudio de reconfiguración en la red de IEEE TC-57 se siguió un procedimiento similar al realizado en la sección anterior y se utilizaron los mismos criterios en la aplicación del algoritmo genético. Para este caso se consideró una población de 10 individuos y 30

generaciones.

Se obtuvieron valores de depresiones de voltaje (estado *actual* del sistema) utilizando el método analítico visto en la sección 2.2.4; una vez realizada la estimación estocástica de depresiones de voltaje se fijó un número de referencia de depresiones para cada nodo del sistema, los cuales son mostrados en la Tabla B.3 del Apéndice B. Cabe señalar que los valores de referencia se puede obtener de datos estadísticos del sistema, sin embargo, para los casos de estudio presentados en esta tesis, se tomaron valores obtenidos en forma aleatoria, que son cercanos a los del estado actual y que para la mayoría de los nodos están por abajo de dichos valores, es decir, no cumplen con el valor máximo de depresiones de voltaje especificado como valor de referencia.

Como se mencionó en el Capítulo 4, uno de los primeros pasos para realizar la reconfiguración de un sistema eléctrico, consiste en seleccionar los interruptores, los cuales al cambiar su estado de operación dan lugar a las distintas topologías. Por lo tanto, para hacer la reconfiguración de este sistema se seleccionaron los interruptores que se muestran en la Tabla 5.30, donde también se indica entre que nodos del sistema se encuentran. La localización de estos interruptores se ilustra en la Figura 5.34. La selección de estos interruptores ha sido de tal manera que al momento de operar no dejen ningún nodo aislado.

Luego de aplicar el procedimiento para reconfigurar el sistema, con los valores de las depresiones de voltaje cuya magnitud residual es menor o igual a 0.8 p.u. como valores índice de referencia para la reconfiguración, se tiene que la configuración óptima es cuando los interruptores 1, 3, 4, 5 y 6 están operando en su estado abierto.

Tabla 5.30: Número de interruptores y respectivas líneas para reconfiguración de red IEEE TC-57

Interruptor	Línea
1	56, 41
2	10, 12
3	38, 48
4	6, 7
5	13, 14
6	11, 13

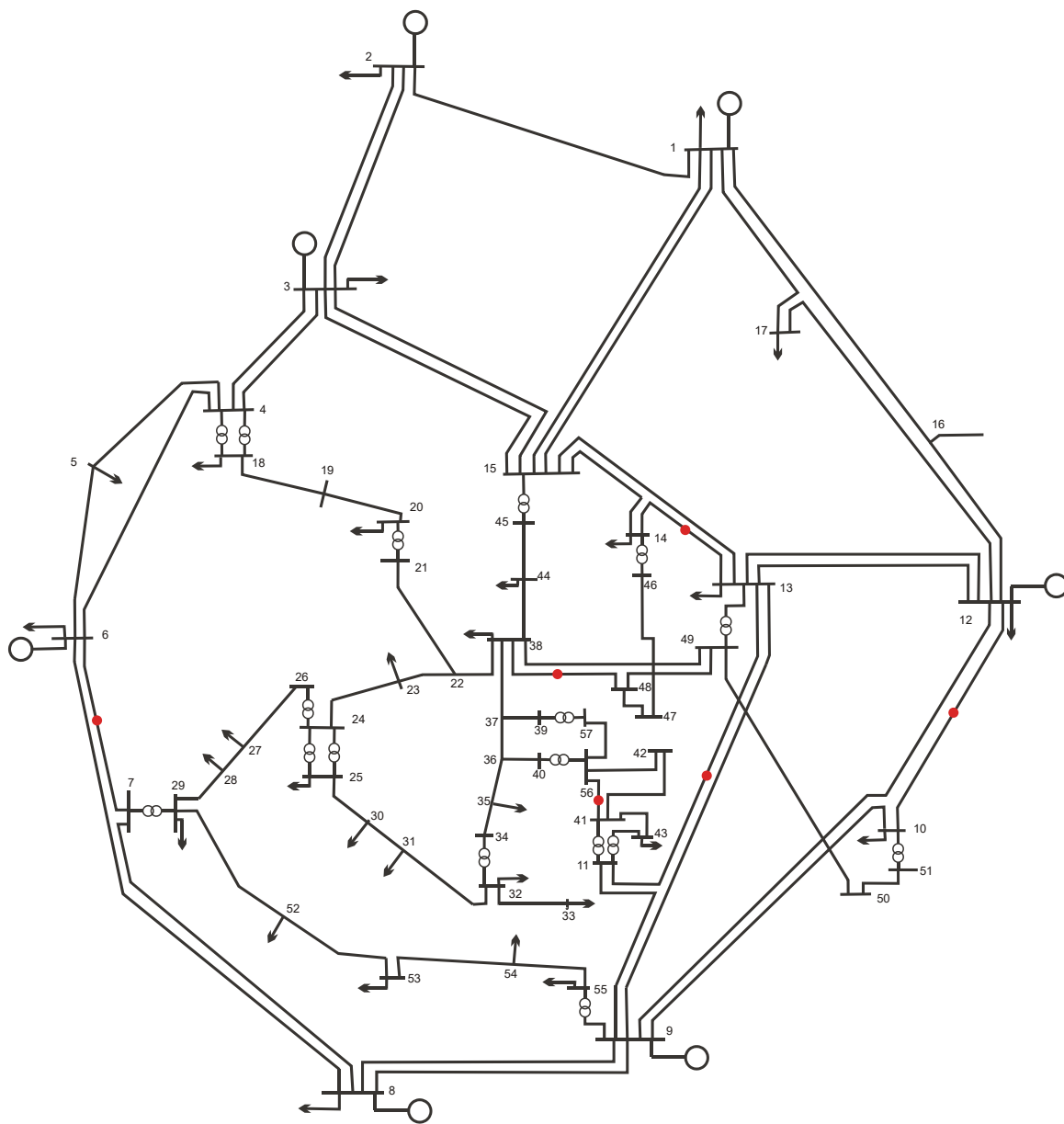


Figura 5.34: Interruptores para reconfiguración del sistema IEEE TC-57

Los resultados de las depresiones de voltaje se presentan en la Tabla 5.31. En esta tabla se muestra en la segunda columna, el número de depresiones de voltaje referencia para cada uno de los nodos del sistema, cuyo umbral de voltaje es de 0.8 p.u., también se muestra el número de depresiones de voltaje para cada uno de los nodos y para todo el sistema, antes y después del proceso de reconfiguración, para los umbrales de voltaje de 0.9, 0.8 y 0.7 p.u.

Como se observa en la Tabla 5.31, antes de la reconfiguración, para el umbral de 0.8 p.u., en 29 de los 57 nodos del sistema se tenía un número de depresiones de voltaje por arriba del valor de referencia. Luego de aplicar el procedimiento propuesto para reconfigurar la red minimizando el número de depresiones de voltaje en el sistema, se observa que en 44 de los 57 nodos se tiene un número de depresiones de voltaje por debajo del valor de referencia y en el 86% de los nodos disminuyó el número de depresiones de voltaje, también se obtuvo una reducción del número de depresiones en el sistema de 2,608.43 a 2,431.60 depresiones de voltaje por año, lo cual representa una reducción del 6.77% del número total de depresiones de voltaje en el sistema, que se tenían antes de la reconfiguración. Para el umbral de 0.9 p.u., con la reconfiguración el número de depresiones de voltaje se reduce en el 84% de los nodos y se tuvo una reducción del 5.66% en el número de depresiones de voltaje total del sistema, aún sin ser este umbral el de referencia para el proceso de reconfiguración. Para el umbral de 0.7 p.u. las depresiones de voltaje se reducen en el 97% de los nodos y en el sistema completo se tuvo una reducción del 10.72%.

Como se puede observar de los resultados mostrados en las Tablas 5.28 y 5.31, la reconfiguración de un sistema eléctrico es una alternativa más para disminuir el número de depresiones de voltaje que afectan la calidad del suministro de un sistema eléctrico. Por lo cual se ha validado la aplicación algoritmos genéticos para realizar de la reconfiguración de un sistema eléctrico con el objetivo de mejorar los índices de depresiones de voltaje.

Tabla 5.31: Depresiones de votaje para mejor reconfiguración de red IEEE TC-57

Nodo	Referencia	Número de depresiones de voltaje/año					
		$t \leq 0.9$ p[...]		$t \leq 0.8$ p[...]		$t \leq 0.7$ p[...]	
		Estimado		Estimado		Estimado	
		Edo[...]	Reconf[...]	Edo[...]	Reconf[...]	Edo[...]	Reconf[...]
1	30	40.67	37.90	33.97	29.52	18.89	16.18
2	30	41.38	37.17	34.81	27.01	17.76	15.27
3	34	42.69	39.49	33.64	30.94	21.99	18.23
4	32	42.43	36.59	35.41	31.00	21.56	18.41
5	38	41.67	36.37	36.16	25.91	21.05	17.45
6	28	40.02	36.58	31.35	23.90	21.05	16.58
7	42	48.94	48.03	39.87	41.13	24.33	24.38
8	35	46.72	42.93	37.85	31.64	22.95	20.47
9	40	47.42	44.13	38.44	35.97	22.77	20.72
10	33	48.66	41.98	39.58	34.95	33.35	24.72
11	41	50.50	46.62	42.26	40.48	31.93	22.37
12	35	45.10	38.29	37.58	32.53	25.79	20.95
13	39	45.77	41.99	38.62	34.65	33.00	25.58
14	42	49.90	43.13	43.73	39.02	35.56	30.84
15	39	47.10	41.16	38.97	35.73	32.28	26.69
16	36	43.80	40.27	37.12	34.25	24.16	20.20
17	35	42.40	39.24	33.92	33.60	21.08	18.91
18	40	47.78	40.86	40.30	35.40	28.31	20.70
19	45	49.84	49.59	47.20	45.77	37.15	35.22
20	52	53.31	49.19	50.53	48.35	43.31	41.10
21	48	55.50	54.19	49.64	48.79	45.13	45.36
22	50	54.00	50.65	48.46	44.87	45.60	43.39
23	49	53.38	51.35	48.45	44.14	47.02	42.43
24	51	57.38	58.25	52.90	52.47	47.58	45.45
25	51	56.06	58.14	51.71	51.95	48.82	47.66
26	55	56.80	52.96	52.17	49.37	45.38	41.60
27	48	51.60	49.66	47.94	46.62	37.67	35.13
28	42	53.15	48.34	46.65	43.56	35.76	32.75
29	46	50.33	49.76	44.33	43.05	30.71	28.91
30	54	58.04	56.16	52.25	50.40	48.83	46.78

Tabla 5.30: Depresiones de votaje para mejor reconfiguración de red IEEE TC-57, continuación...

		Número de depresiones de voltaje/año					
		$t \leq 0.9$ p		$t \leq 0.8$ p		$t \leq 0.7$ p	
		Estimado		Estimado		Estimado	
Nodo	Referencia	Edo	Reconf	Edo	Reconf	Edo	Reconf
31	56	59.07	55.20	54.01	50.62	49.90	46.05
32	58	58.94	56.25	57.09	53.90	51.26	47.03
33	54	58.84	55.24	57.01	52.87	51.18	45.99
34	53	54.83	52.75	52.77	50.89	44.46	41.26
35	48	55.75	55.63	51.67	52.86	44.15	43.39
36	52	55.72	56.56	51.98	53.34	45.05	44.33
37	50	54.26	57.53	52.70	53.22	45.57	44.37
38	51	53.66	54.87	49.63	46.80	45.50	43.16
39	55	54.99	56.52	53.72	53.15	45.93	45.20
40	51	54.71	55.53	50.93	52.08	45.06	44.15
41	48	54.55	51.88	51.18	48.18	44.83	34.84
42	52	54.20	54.77	50.96	51.30	45.66	41.54
43	46	53.66	51.77	48.19	44.51	37.81	24.83
44	47	53.61	50.48	48.88	46.52	44.12	42.71
45	44	50.14	50.65	45.13	45.66	38.20	37.23
46	45	53.38	51.68	47.44	42.09	41.01	35.04
47	46	54.20	46.43	47.96	41.39	43.61	34.84
48	44	54.29	46.04	49.04	41.81	44.11	36.07
49	48	52.29	49.52	48.00	44.92	42.54	38.46
50	42	51.67	43.57	47.21	38.65	40.10	32.99
51	43	47.83	43.59	40.61	36.54	35.71	29.07
52	42	49.48	46.82	44.54	40.98	32.72	28.24
53	46	49.40	47.91	44.69	42.03	32.71	27.98
54	41	51.14	48.33	44.31	42.26	32.71	27.43
55	40	50.28	43.81	43.33	37.82	28.68	24.43
56	53	55.48	52.63	52.82	50.17	48.65	45.40
57	55	56.18	50.86	53.82	48.11	49.20	44.02
Total	2550	2914.91	2749.78	2608.43	2431.60	2124.21	1896.45

5.6 Conclusiones

En este capítulo se han presentado distintos casos de estudio, donde se ha realizado la aplicación de algoritmos genéticos para resolver distintos problemas de optimización.

En la primera parte de este capítulo se utilizó la aplicación de la técnica propuesta para obtener el emplazamiento óptimo de medidores de depresiones de voltaje, el cual es requerido para realizar la estimación de estado de depresiones de voltaje en forma adecuada.

Posteriormente se empleó esta misma técnica para resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje, tanto con la formulación basada en la expresión analítica como en la basada en el concepto de posición de falla. En éstos diferentes casos de estudio, se ha demostrado la conveniencia de la aplicación de algoritmos genéticos para resolver este tipo de problemas, ya que se obtienen resultados aceptables y se tiene la ventaja de que se reducen notablemente los tiempos de solución, respecto a los requeridos cuando se aplica programación lineal.

Finalmente, se presentó la aplicación de la propuesta para realizar la reconfiguración de redes con el objetivo de minimizar el número de depresiones de un sistema eléctrico. Se demostró con los resultados obtenidos que con la reconfiguración efectivamente disminuyeron el número de depresiones de voltaje en el sistema. La metodología propuesta constituye una de las principales aportaciones de esta tesis.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajos futuros

6.1 Conclusiones generales

En este trabajo de tesis se han abordado varios aspectos sobre el estudio de las depresiones de voltaje en los sistemas eléctricos, así como la aplicación de técnicas basadas en algoritmos genéticos para resolver problemas de estimación de depresiones de voltaje en los sistemas eléctricos y de reconfiguración de redes eléctricas para su mitigación.

Se mostró un panorama general acerca de los problemas que causan las depresiones de voltaje, así como algunos de los índices de depresiones de voltaje más empleados. Se describieron algunos de los métodos utilizados para caracterizar el comportamiento de un sistema eléctrico en términos de depresiones de voltaje. También se mostró un panorama general sobre los algoritmos genéticos.

Se presentó la formulación y se resolvió el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje, así como el problema de emplazamiento óptimo de medidores, mediante la aplicación de técnicas basadas en algoritmos genéticos. El primer método permite hacer una estimación del número de depresiones de voltaje que se presentan en los nodos en los cuales no se tiene equipo de medición a partir de datos registrados en aquellos nodos que si cuentan con equipo de monitoreo; el segundo método permite determinar el número mínimo de medidores necesarios, así como su emplazamiento óptimo, para obtener una observabilidad

completa del sistema eléctrico, así como una estimación más precisa de depresiones.

Para valorar la eficiencia de la técnica propuesta para la estimación de estado de depresiones de voltaje se compararon los resultados y los tiempos de solución con los que se obtuvieron aplicando programación lineal, obteniéndose diferencias muy notables en los tiempos de solución, siendo mucho menores los tiempos de solución cuando se aplicaron algoritmos genéticos.

Cabe mencionar que el algoritmo utilizado para resolver estos problemas mediante programación lineal es de fuente libre, por lo que sería interesante hacer comparaciones de los tiempos de solución cuando se utilizan programas profesionales de programación lineal. Sin embargo, se tiene la expectativa de que aún mediante la utilización de programas de programación lineal profesionales los tiempos de solución aplicando algoritmos genéticos seguirán siendo considerablemente menores. Los distintos casos de estudio han demostrado la efectividad de los algoritmos genéticos para resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje.

Se presentó una propuesta para realizar la reconfiguración de un sistema eléctrico, con la finalidad de disminuir el número de depresiones de voltaje que inciden en éste. La formulación matemática propuesta fue resuelta mediante la aplicación de técnicas basadas en algoritmos genéticos. El método de reconfiguración propuesto constituye una de las principales aportaciones de esta tesis.

Los casos de estudio presentados mostraron la eficacia de la metodología propuesta, pues se demostró con los resultados obtenidos, que efectivamente disminuyeron el número de depresiones de voltaje en el sistema.

6.2 Trabajos futuros

Debido a la necesidad de obtener la caracterización de los sistemas eléctricos en cuanto a depresiones de voltaje se refiere, así como el aplicar estrategias que permitan mitigar el efecto que éstas tienen, el trabajo presentado en esta tesis puede ser ampliado investigando en los aspectos mencionados a continuación:

- Debido a que los procesos para resolver el problema de estimación de estado de depresiones de voltaje son bastante costosos computacionalmente y si bien con la utilización de la metodología propuesta se reducen considerablemente los tiempos de solución, se pueden implementar procesos mediante técnicas de procesamiento en paralelo con el propósito de poder obtener resultados mucho más rápido.
- En los estudios de estimación de estado de depresiones de voltaje se ha supuesto un voltaje de prefalla unitario; se puede implementar un estudio del estado de operación del sistema para considerar estos voltajes con los valores resultantes de dicho estudio.
- Con el objetivo de valorar los resultados obtenidos mediante la aplicación de algoritmos genéticos con respecto a los que se obtienen con programación lineal, se utilizó un programa de fuente libre, por lo que resultaría de interés el comparar estos mismos resultados, con los obtenidos al utilizar un programa profesional.
- Debido a que en esta tesis únicamente se hace la estimación de la frecuencia de depresiones de voltaje y considerando que muchos equipos electrónicos no solo son sensibles a los niveles de voltaje residual sino que también a las duraciones de éstas, se podría estimar además los tiempos de duración de las depresiones de voltaje.
- En la reconfiguración de las redes eléctricas se hace la suposición que todas las posibles configuraciones son operativamente válidas, lo que no siempre es garantizable; se puede incluir un análisis de flujos de potencia, para establecer primeramente la viabilidad de una posible configuración del sistema eléctrico.
- Se puede plantear la reconfiguración de sistemas eléctricos con la finalidad de disminuir las depresiones de voltaje a sistemas eléctricos de distribución.
- En todos los casos presentados se han utilizado las rutinas del toolbox *Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2* de MATLAB, por lo que se podría implementar rutinas propias que permitan resolver los distintos problemas abordados en este trabajo.

Bibliografía

- [**Abi, 2001**] Nick Abi-Samra, “Voltage Dip Indices”, EES-UETP Course: Voltages Dips - Causes, Effects and Mitigation, Barcelona, España, Jun. 2001.
- [**Arabkhaburi et al., 2006**] D. Arabkhaburi, A. Kazemi, M. Yari, J. Aghaei, “Optimal Placement of UPFC in Power Systems Using Genetic Algorithm”, IEEE International Conference on Ind. Technology, pp. 1694-1699, 15-17 Dec. 2006.
- [**Arrillaga et al., 2002**] J. Arrillaga, M. H. J. Bollen, N. R. Watson, “Power quality following deregulation”, IEEE, Proceedings of the IEEE, vol. 88, no. 2, pp.2886-2891, Feb. 2002.
- [**Aung et al., 2004**] M. T. Aung, J. V. Milanović, C. P. Gupta, “Propagation of symmetrical sags and the influence of boundary crossing lines on voltage sag prediction”, IEEE Trans. Power Del., vol. 19, no. 4, pp. 1819-1827, Oct. 2004.
- [**Aung y Milanović, 2005**] M. T. Aung, J. V. Milanović, “Analytical Assessment of the Effects of Voltage Sags on Induction Motor Dynamic Responses”, 2005 IEEE Russia Power Tech, pp. 1-7, 27-30 Jun. 2005.
- [**Bahadoorsingh et al., 2007**] S. Bahadoorsingh, J. V. Milanović, Yan Zhang, C. P. Gupta, J. Dragović, “Minimization of Voltage Sag Costs by Optimal Reconfiguration of Distribution Network Using Genetic Algorithms”, IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 22, no. 4, pp. 2271-2278, Oct. 2007.

- [**Bollen, 1996**] M. H. J. Bollen, “Fast Assessment Methods for Voltage Sags in Distribution Systems”, IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 32, pp. 1414-1432, Nov./Dec. 1996.
- [**Bollen et al., 1997**] M. H. J. Bollen, T. Tayjasanant, G. Yalçinkaya, “Assessment of the Number of Voltage Sags Experienced by a Large Industrial Customer,” IEEE Trans. Ind. Applicat., vol. 33, no. 6, pp. 1465-1475, Nov./Dec.1997.
- [**Bollen, 1998**] M. H. J. Bollen, “Method of Critical Distances for Stochastic Assessment of Voltage Sags,” IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., vol. 145, no. 1, Jan. 1998.
- [**Bollen, 2000**] M. H. J. Bollen, “Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions”, IEEE Press Series on Power Engineering, 2000.
- [**Brooks et al., 1998**] D. L. Brooks, R. C. Dugan, M. Wacławski, A. Sundaram, “Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variation Performance”, IEEE Trans. Power Del., vol. 13, no. 1, pp. 254-259, Jan. 1998.
- [**Caballero et al., 2003**] R. Caballero, J. Molina, M. Luque, A. Torrico, T. Gómez, “Algoritmos Genéticos para la Resolución de Problemas de Programación por Metas Entera. Aplicación a la Economía de la Educación”, Departamento de Economía Aplicada (Matemáticas), Universidad de Málaga, disponible en <http://www.uv.es/asepuma/X/J01C.pdf>
- [**Chen et al., 2002**] S. L. Chen, G. B. Chen, S. C. Hsu, A. Y. T. Chen, T. Y. Guo, F. F. Huang, Y. C. Huang, “Mitigation of Voltage Sags by Network Reconfiguration of a Utility Power System”, IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific, vol. 3, pp. 2067-2072, 6-10 Oct. 2002.
- [**Cole, 1998**] R. M. Cole, “Clustering with Genetic Algorithms”, Thesis for the degree of Master of Science, Department of Computer Science, University of Western Australia, 1998.
- [**Dávalos e Irving, 2003**] F. Rivas-Dávalos, M. R. Irving, “An Efficient Genetic Algorithm

- for Optimal Large-scale Power Distribution Network Planning”, IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings, vol. 3, 23-26 Jun. 2003.
- [**Davis, 1991**] L. Davis, Handbook of Genetic Algorithms, New York, Van Nostrand Reinhold, 1991.
- [**Djokić et al., 2005**] S. Ž. Djokić, J. V. Milanović, J. J. M. Desmet, R. Belmans, “Sensitivity of AC Adjustable Speed Drives to Voltage Sags and Short Interruptions”, IEEE Trans. Power Del., vol. 20, no. 1, pp. 494-505, Jan. 2005.
- [**Dugan et al., 1996**] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, H. W. Beaty, “Electrical Power System Quality”, New York: Edit McGraw Hill, 1996.
- [**Dong-Jun y Seung-II, 2008**] Dong-Jun, M. Seung-II, “Optimal Numer and Locations of Power Quality Monitors Considering System Topology”, IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 23, no. 1, pp. 288-295, Jan. 2008.
- [**EN50160, 1999**] “EN50160: Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Distribution Systems”, CENELEC, 1999.
- [**Enecheanu et al., 2008**] B. Enacheanu, B. Raison, R. Caire, O. Devaux, W. Bienia, N. Hady Said, “Radial Network Reconfiguration Using Genetic Algorithm Based on the Matroid Theory”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 23, no. 1, pp. 186-195, Feb. 2008.
- [**Espinosa, 2006**] E. Espinosa Juárez, “Evaluación de huecos de tensión en sistemas de energía eléctrica mediante técnicas estocásticas y de estimación de estado”, Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Madrid), Madrid, 2006.
- [**Espinosa y Hernández, 2006**] E. Espinosa Juárez and A. Hernández, “An Analytical Approach for Stochastic Assessment of Balanced and Unbalanced Voltage Sags in Large Systems,” IEEE Trans. Power Del., vol. 21, no. 3, pp. 1493-1500, July 2006.

- [**Espinosa y Hernández, 2006 a**] E. Espinosa Juárez, A. Hernández, “Voltage Sag State Estimation: An Approach Based on the Concept of Fault Positions”, 12th International Conference on Harmonics and Quality of Power, Cascais, Portugal, 1-5 Oct. 2006.
- [**Espinosa y Hernández, 2007**] E. Espinosa Juárez, A. Hernández, “A Method for Voltage Sag State Estimation in Power Systems”, IEEE Trans. Power Del., vol. 22, no. 4, pp. 2517-2526, Oct. 2007.
- [**Falcão, 2002**] D. M. Falcão, “Genetic Algorithms Applications in Electrical Distribution System”, Congress on Evolutionary Computation, vol. 2, pp. 1063-1068, 12-17 May. 2002.
- [**Falkenauer, 1999**] E. Falkenauer, “Evolutionary Algorithms: Applying Genetic Algorithms to Real-World Problems”, Springer, New York, pp. 65-88, 1999.
- [**Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2, 2008**] “Genetic Algorithm and Direct Search Toolbox 2 User’s Guide”, The MathWorks, Inc., 2004-2008.
- [**Gerbex et al., 2001**] S. Gerbex, R. Cherkaoui, A. J. Germond, “Optimal Location of Multi-Type FACTS Devices in a Power System by Means of Genetic Algorithms”, IEEE Trans. Power Systems, vol. 16, no. 3, pp. 537-544, Aug. 2001.
- [**Ghasabi y Mahdavi, 2005**] H. Ghasabi-Oskoei, N. Mahdavi-Amiri, “An efficient simplified neural network for solving linear and quadratic programming problems,” Elsevier, Appl. Math. Comput., 175, pp. 452-464, 2006.
- [**Goldberg, 1989**] D. E. Goldberg, “Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning”, The University of Alabama: Addison Wesley Longman, 1989.
- [**Goldberg, 1991**] D. Goldberg, “What Every Computer Scientist Should Know About Floating-Point Arithmetic”, ACM Computing Surveys, vol. 23, no. 1, pp. 5-48, New York, Mar. 1991.

- [**Grainger y Stevenson, 1996**] J. J. Grainger, W.D. Stevenson Jr., “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGraw-Hill/Interamericana de México, S.A. de C.V., 1996.
- [**Guasch et al., 2004**] L. Guasch, F. Córcoles, J. Pedra, “Effects of Symmetrical and Unsymmetrical Voltage Sags on Induction Machines”, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 19, no. 2, pp. 774-782, Apr. 2004.
- [**Gupta y Milanović, 2006**] C. P. Gupta and Jovica V. Milanović, "Probabilistic Assessment of Equipment Trips due to Voltage Sags", IEEE Trans. Power Delivery, vol. 21, no. 2, pp. 711-718, Apr. 2006.
- [**Huapt y Haupt, 1998**] R. L. Haupt, S. E. Haupt, "Practical Genetic Algorithms", Wiley-Interscience, 1998.
- [**Heine et al., 2002**] P. Heine, M. Lehtonen, E. Lakervi “A Method for Estimating the Frequency and Cost of Voltage Sags”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 17, no. 2, pp. 290-296, May. 2002.
- [**Holland, 1975**] J. H. Holland, “Adaptation in Natural and Artificial Systems”, Ann Arbor, MI: University of Michigan Press, 1975.
- [**Hong y Ho, 2003**] Y. Hong, S. Ho, “Genetic Algorithm Based Network Reconfiguration for Loss Minimization in Distribution Systems”, IEEE Power Eng. Society General Meeting, vol. 1, pp. 486-490, 13-17 Jul. 2003.
- [**Huang, 2002**] Y. C. Huang, “Enhanced Genetic Algorithm-based Fuzzy Multi-objective Approach to Distribution Network Reconfiguration”, in Proc.Inst. Elect. Eng., Gen., Transm. Distrib., vol. 149, no. 5, pp. 615-620, Sep. 2002.
- [**IEC 61000-4-30, 2002**] “IEC 61000-4-30 Ed.1: Electromagnetic Compatibility (EMC)-Part 4-30: Testing and measurement techniques Power Quality Measurement Methods”, 11 Nov. 2002.

- [**IEEE RTS, 1999**] IEEE RTS Task force of the application of probability methods sub-committee, "IEEE Reliability Test System", IEEE Trans. Power Systems, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug. 1999.
- [**IEEE Std. 493-2007, 2007**] "The Gold book, IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems", IEEE Std 493-2007, 7 Feb. 2007.
- [**IEEE Std. 1159-1995, 1995**] "IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality", IEEE Std. 1159-1995, 14 Jun. 1995.
- [**IEEE 118 TC, 1993**] R. Christie, "Power Flow Test Cases, 118 Bus Power Flow Test Case", University of Washington, College of Engineering, Electrical Engineering, May. 1993. Disponible en: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>
- [**IEEE 57 TC, 1993**] R. Christie, "Power Systems Test Cases, 57 Bus Power Flow Test Case", University of Washington, College of Engineering, Electrical Engineering, Aug. 1993. Disponible en: <http://www.ee.washington.edu/research/pstca/>
- [**Intelligent Systems Group, 2004**] Intelligent Systems Group, "Algoritmos genéticos", University of the Basque Country, 2004. Disponible en <http://www.sc.ehu.es/ccwbayes/docencia/mmcc/docs/temageneticos.pdf>
- [**Jacob, 2001**] C. Jacob, "Illustrating Evolutionary Computation with Mathematica", University of Calgary Academic Press, 2001.
- [**Manson y Targosz, 2008**] J. Manson, R. Targosz, "European Power Quality Survey Report", Leonardo Energy, Nov. 2008. Disponible en <http://www.leonardo-energy.org/european-power-quality-survey-report>
- [**Mantawy et al., 1999**] A. H. Mantawy, Y. L. Abdel-Magid, S. Z. Selim, "Integrating Genetic Algorithms, Tabu Search, and Simulated Annealing for the Unit Commitment Problem", IEEE Trans. Power System, vol. 14, no.3 pp.829-836, Aug. 1999.

- [**Matair et al., 2000**] S.S. Matair, N.R. Watson, K.P. Wong, V.L. Pham, J. Arrillaga, “Harmonic state estimation: a method for remote harmonic assessment in a deregulated utility network”, International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies 2000, London, pp. 41-46, 4-7 April 2000.
- [**MATLAB, 2008**] “MATLAB, Software Package”, Ver. 7.6.0.324 (R2008a), The MathWorks, Inc., 2008.
- [**Moon et al., 2007**] J. F. Moon, S. Y. Yun, J. C. Kim, “Quantitative Evaluation of the Impact of Repetitive Voltage Sags on Low-Voltage Loads”, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 22, no. 4, pp. 2395-2400, Oct. 2007.
- [**Nara et al., 1992**] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa, T. Ishihara, “Implementation of Genetic Algorithm for Distribution System Loss Minimum Re-configuration”, IEEE Trans. Power Systems, vol. 7, no. 3, pp. 1044-1051, Aug. 1992.
- [**Olguin, 2005**] G. Olguin, “Voltage Dip (Sag) Estimation in Power Systems based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring”, Thesis for the degree of Doctor of Philosophy, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2005.
- [**Olguin y Bollen, 2003**] G. Olguin and M. H. J. Bollen, “Optimal Dips Monitoring Program for Characterization of Transmission Systems”, IEEE Power Engineering Society General Meeting, 13-17, vol. 4, pp. 2484-2490, Jul. 2006.
- [**Olguin et al., 2006**] G. Olguin, F. Vuinovich, F., M. H. J. Bollen, “An optimal monitoring program for obtaining voltage sag system indexes”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 21, no. 1, pp. 378-384, Feb. 2006.
- [**Painho y Bação, 2000**] M. Painho, F. Bação, “Using Genetic Algorithms in Clustering Problems”, Proceedings of the 5th International Conference on GeoComputation, University of Greenwich, United Kingdom, 2000.
- [**Park y Jang, 2007**] C. Park, G. Jang, “Stochastic Estimation of Voltage Sags in a Large

- Meshed Network,” IEEE Trans. Power Delivery., vol. 22, no. 3, pp. 1655-1664, July 2007.
- [**Qader et al., 1999**] M. R. Qader, M. H. J. Bollen, R. N. Allan, “Stochastic Prediction of Voltage Sags in a Large Transmission System,” IEEE Trans. Ind. Applic., vol. 35, no. 1, pp.152-162, Jan./Feb. 1999.
- [**Radin, 2000**] L. Radin, “Optimization in Operations Research”, Prentice Hall International (UK) Limited, 2000.
- [**Rasched et al., 2008**] G. I. Rashed, H. I. Shaheen, S. J. Cheng, “Evolutionary Optimization Techniques for Optimal Location and Parameter Settings of TCSC Under Single Line Contingency”, Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE, Jun. 1-9, 20-24 Jul. 2008.
- [**Sebaa y Boudour, 2006**] K. Sebba, M. Boudour, “Optimal Location and tuning of Robust Power System Stabilizers using Genetic Algorithms”, IEEE Annual Conference on Industrial Electronics, pp. 501-506, Nov. 2006.
- [**Shaheen et al., 2007**] H. I. Shaheen, G. I. Rashed, S. J. Cheng, “Application of Evolutionary Optimization Techniques for Optimal Location and Parameters Setting of Multiple UPFC Devices”, Third International Conference on Natural Computation, vol. 4, pp. 688-697, 24-27 Aug. 2007.
- [**Sherif et al., 2005**] O. Sherif, R. Billinton, S. Aboreshaid, “Stochastic Evaluation of Voltage Sag and Unbalance in Transmission Systems”, IEEE Trans. Power Delivery, vol. 20, no. 4, pp. 2831-2637, Oct. 2005.
- [**Shirmohammadi y Hong, 1989**] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, “Reconfiguration of Electric Distribution Networks for Resistive Line Losses Reduction”, IEEE Trans. Power Deliv., vol. 4, no. 2, pp.1492-1407, 1989.
- [**Wang et al., 2005**] B. Wang, W. Xu, Z. Pan, “Voltaje Sags State Estimation for Power

Distribution Systems,” IEEE Trans. Power Syst., vol. 20, no. 2, pp. 806-812, May 2005.

[**YALMIP, 2004**] J. Löfberg, “YALMIP: A Toolbox for Modeling and Solving Optimization in MATLAB”, Proceeding of the CACSD Conference, Taipei, Taiwan, 2004. disponible en: <http://control.ee.ethz.ch/~joloef/wiki/pmwiki.php>

Apéndice A

Datos de sistema IEEE RTS-24

El sistema de pruebas IEEE RTS-24 consta de 24 nodos interconectados por 33 líneas de transmisión y 5 transformadores, y 11 estaciones de generación. Los datos del sistema se proporcionan en [IEEE RTS, 1999].

Para los casos de estudio de estimación de estado de depresiones de voltaje presentados en el Capítulo de 5 se han tomado los datos de depresiones de voltaje presentados en [Espinosa, 2006], donde aplicando cálculos de cortocircuito, se obtuvo el número de depresiones de voltaje que se originarían en todos los nodos del sistema. En la Tabla A.1 se muestran el número de depresiones de voltaje en los nodos considerando umbrales de 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Para el caso de estudio de reconfiguración del sistema se han considerado como valor de referencia, los valores de depresiones de voltaje obtenidos de la siguiente manera:

- Se aplicó el método analítico de estimación estocástica con la configuración actual del sistema.
- Los valores obtenidos fueron modificados, sumando valores aleatorios de entre -4 a 5, y redondeando su valor final.

Los valores obtenidos fueron considerados como los índices de referencia del número de depresiones de voltaje para cada uno de los nodos del sistema y se presentan en la Tabla A.2 considerando umbrales de 0.9, 0.8 y 0.7 p.u.

Tabla A.1: Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE RTS-24

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	Rango de voltaje (p.u.)					
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7	0 a 0.6	0 a 0.5	0 a 0.4
1	31	27	15	5	3	1
2	31	28	14	7	3	0
3	34	30	18	6	5	3
4	34	31	20	8	3	3
5	34	31	19	7	2	2
6	34	31	24	12	7	3
7	31	12	5	3	1	1
8	31	27	12	5	5	3
9	34	31	22	9	6	2
10	34	31	24	10	5	1
11	34	26	14	5	3	2
12	34	26	14	7	4	3
13	32	16	8	5	3	2
14	34	20	12	5	3	2
15	24	13	8	3	3	3
16	26	16	8	6	3	0
17	21	13	9	3	2	1
18	19	11	8	3	2	1
19	27	16	11	5	3	2
20	26	13	11	5	3	3
21	19	11	8	4	3	2
22	17	9	6	5	4	3
23	26	13	8	5	3	1
24	34	23	12	4	3	1

Tabla A.2: Índice de depresiones de voltaje para reconfiguración de red IEEE RTS-24

Nodo	Índice de depresiones de voltaje/año		
	Rango de voltaje (p.u.)		
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7
1	36	18	13
2	34	18	16
3	33	26	20
4	30	27	19
5	33	24	16
6	29	27	18
7	18	8	6
8	28	23	14
9	31	30	14
10	33	33	13
11	35	22	12
12	30	23	11
13	19	15	8
14	28	20	9
15	31	14	10
16	30	15	13
17	27	13	7
18	24	15	8
19	27	17	12
20	26	16	10
21	23	15	11
22	14	10	10
23	25	15	4
24	23	29	7

Apéndice B

Datos de sistema IEEE TC-57

El sistema de pruebas IEEE TC-57 consta de 57 nodos interconectados por 63 líneas de transmisión y 17 transformadores, y 7 estaciones de generación. Los datos del sistema se proporcionan en [IEEE 57 TC, 1993].

Para los casos de estudio presentados en el Capítulo 5 se ha generado un número de fallas aleatorio en cada línea, con valores entre 0 y 5. De igual forma, las posiciones correspondientes a cada falla han sido determinadas en forma aleatoria. En la Tabla B.1 se muestran el número de fallas para cada línea, así como sus correspondientes posiciones.

Aplicando cálculos de cortocircuito, considerando las fallas y sus posiciones mostradas en la Tabla B.1, se obtuvo el número de depresiones de voltaje que se originarían en todos los nodos del sistema. En la Tabla B.2 se muestran el número de depresiones de voltaje en los nodos considerando umbrales de 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Para el caso de estudio de reconfiguración del sistema se han considerado un procedimiento similar al mencionado en el Apéndice A. En este caso, los valores fueron modificados sumando cantidades aleatorias de entre -7 y 3, y posteriormente redondeando el valor final. Estos valores obtenidos son considerados como los índices de referencia del número de depresiones de voltaje para cada uno de los nodos del sistema y se presentan en la Tabla B.3 considerando umbrales de 0.9, 0.8 y 0.7 p.u.

Tabla B.1: Número de fallas y posición para red IEEE TC-57

línea			fallas				
entre nodos		Número	posición (ψ)				
1	2	5	0.0356	0.0954	0.6088	0.8862	0.958
2	3	4	0.0089	0.1405	0.2469	0.8149	
3	4	0					
4	5	0					
4	6	0					
6	7	1	0.8799				
6	8	0					
8	9	2	0.0954	0.3526			
9	10	2	0.5852	0.5934			
9	11	3	0.4334	0.648	0.6677		
9	12	5	0.1398	0.2418	0.6505	0.7519	0.8574
9	13	1	0.0844				
13	14	2	0.0315	0.9721			
13	15	4	0.0499	0.5459	0.8354	0.8357	
1	15	2	0.3215	0.9432			
1	16	1	0.8065				
1	17	3	0.6014	0.7896	0.7992		
3	15	4	0.0496	0.2832	0.4897	0.6535	
5	6	2	0.7485	0.9729			
7	8	3	0.2561	0.299	0.5678		
10	12	3	0.4468	0.816	0.8866		
11	13	2	0.0983	0.8596			
12	13	2	0.0276	0.8992			
12	16	5	0.1202	0.1778	0.5241	0.7061	0.8999
12	17	0					
14	15	1	0.8314				
18	19	2	0.0348	0.7578			
19	20	3	0.3429	0.6382	0.9571		
21	22	4	0.2165	0.343	0.7231	0.7862	
22	23	2	0.2788	0.5824			
23	24	2	0.0921	0.421			
26	27	4	0.024	0.2783	0.3398	0.4911	

Tabla B.1: Número de fallas y posición para red IEEE TC-57 (continuación)

Línea		Fallas				
entre nodos		Número	Posición (ψ)			
27	28	2	0.1709	0.2873		
28	29	4	0.2037	0.3993	0.6663	0.6976
25	30	2	0.4333	0.4431		
30	31	2	0.1752	0.1932		
31	32	2	0.269	0.6164		
32	33	1	0.5597			
34	35	0				
35	36	0				
36	37	4	0.6792	0.7145	0.9448	0.9594
37	38	1	0.7753			
37	39	4	0.0596	0.2687	0.6077	0.948
36	40	4	0.4754	0.6809	0.7722	0.9867
22	38	4	0.2133	0.3801	0.3829	0.4169
41	42	5	0.0297	0.3334	0.4723	0.5554 0.9758
41	43	1	0.8463			
38	44	2	0.4081	0.462		
46	47	5	0.5239	0.739	0.8263	0.9254 0.9912
47	48	3	0.5674	0.8245	0.9688	
48	49	4	0.3796	0.4766	0.6463	0.9596
49	50	2	0.0149	0.9119		
50	51	0				
29	52	3	0.1567	0.4716	0.543	
52	53	1	0.0597			
53	54	3	0.1096	0.658	0.8896	
54	55	4	0.2802	0.4378	0.6088	0.9852
44	45	3	0.1326	0.2537	0.545	
56	41	3	0.8278	0.8333	0.837	
56	42	2	0.2037	0.5444		
57	56	1	0.8749			
38	49	2	0.121	0.8564		
38	48	0				

Tabla B.2: Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE TC-57

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	Rango de voltaje (p.u.)					
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7	0 a 0.6	0 a 0.5	0 a 0.4
1	115	84	46	31	23	10
2	113	83	43	28	18	11
3	121	86	46	27	22	9
4	124	90	44	30	20	6
5	126	89	43	30	10	3
6	125	83	45	19	9	2
7	127	102	56	33	12	7
8	127	94	52	25	8	6
9	132	96	54	38	15	9
10	134	96	80	49	30	13
11	137	109	80	46	27	14
12	127	89	65	46	25	11
13	137	104	84	52	30	16
14	136	104	87	59	32	15
15	128	98	83	36	26	19
16	122	88	63	47	32	14
17	121	85	52	37	30	14
18	128	99	64	34	23	7
19	141	119	99	78	42	17
20	144	120	105	80	60	31
21	148	121	110	89	72	48
22	148	119	111	93	75	49
23	148	119	113	93	75	49
24	148	125	118	97	75	43
25	148	128	123	108	90	44
26	147	123	113	90	63	31
27	141	124	96	69	33	18
28	135	119	88	47	24	14
29	130	109	69	42	20	12
30	148	129	122	109	94	45

Tabla B.2: Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE TC-57 (continuación)

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	Rango de voltaje (p.u.)					
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7	0 a 0.6	0 a 0.5	0 a 0.4
31	148	133	121	110	93	57
32	148	136	121	105	85	59
33	148	136	121	105	85	59
34	148	135	110	93	77	58
35	148	131	108	93	78	59
36	148	129	107	93	78	59
37	148	127	106	93	78	59
38	148	117	106	93	73	49
39	148	127	107	93	78	60
40	148	129	109	93	77	59
41	137	122	111	91	39	26
42	141	126	113	102	63	32
43	137	122	93	56	30	19
44	147	116	103	86	66	44
45	137	110	95	68	49	25
46	138	111	99	77	59	31
47	142	116	103	86	66	45
48	146	116	103	89	66	46
49	141	116	101	81	64	44
50	137	111	97	82	63	31
51	137	106	85	65	38	19
52	131	109	74	54	25	17
53	131	110	72	52	33	19
54	133	106	73	55	31	16
55	134	105	70	46	25	13
56	145	128	115	104	83	42
57	145	127	115	104	86	46

Tabla B.3: Índice de depresiones de voltaje para reconfiguración de red IEEE TC-57

Nodo	Índice de depresiones de voltaje/año		
	Rango de voltaje p.u.		
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7
1	39	30	15
2	40	30	15
3	40	34	20
4	40	32	20
5	38	38	21
6	40	28	19
7	49	36	24
8	45	35	23
9	40	40	20
10	45	33	28
11	47	41	28
12	44	35	26
13	43	39	32
14	49	42	30
15	47	39	30
16	41	36	20
17	38	35	18
18	43	40	28
19	48	45	35
20	50	48	35
21	54	48	40
22	51	46	42
23	51	49	45
24	56	51	48
25	56	51	48
26	54	50	43
27	50	46	38
28	49	42	35
29	50	46	29
30	59	50	44

Tabla B.3: Índice de depresiones de voltaje para reconfiguración de red IEEE TC-57 (continuación)

Nodo	Índice de depresiones de voltaje/año		
	Rango de voltaje (p.u.)		
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7
31	55	53	45
32	57	58	50
33	57	54	51
34	50	53	42
35	55	48	43
36	53	52	42
37	53	50	40
38	53	45	40
39	52	55	44
40	52	51	43
41	51	48	43
42	52	52	42
43	50	46	36
44	50	47	42
45	48	44	36
46	50	45	41
47	50	46	42
48	53	43	38
49	50	48	40
50	46	42	39
51	48	37	36
52	49	42	28
53	50	40	29
54	48	41	31
55	50	40	28
56	51	53	43
57	53	50	47

Apéndice C

Datos de sistema IEEE TC-118

El sistema de pruebas IEEE TC-118 consta de 118 nodos y 35 generadores interconectados por 177 líneas de transmisión y 9 transformadores. Los datos del sistema se proporcionan en [IEEE 118 TC, 1993].

Para los casos de estudio presentados en el Capítulo 5 se han tomado los datos de depresiones de voltaje presentados en [Espinosa, 2006], donde aplicando cálculos de cortocircuito, se obtuvo el número de depresiones de voltaje que se originarían en todos los nodos del sistema. En la Tabla C.1 se muestran el número de depresiones de voltaje en los nodos considerando umbrales de 0.9, 0.8, 0.7, 0.6, 0.5 y 0.4 p.u.

Tabla C.1: Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE TC-118

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	Rango de voltaje (p.u.)					
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7	0 a 0.6	0 a 0.5	0 a 0.4
1	89	64	45	40	34	25
2	92	64	47	40	34	13
3	88	62	44	39	34	21
4	81	55	34	28	18	7
5	88	58	36	28	19	7
6	88	61	38	30	26	20
7	89	64	40	31	25	20
8	88	51	33	17	8	6
9	76	38	26	11	9	7
10	70	33	12	9	7	6
11	92	65	42	33	23	16
12	92	63	46	30	23	10
13	109	67	46	40	20	13
14	109	69	46	36	18	12
15	148	80	36	16	13	8
16	114	68	44	31	15	8
17	151	62	26	14	9	5
18	152	78	30	16	15	13
19	149	83	38	18	14	14
20	150	75	33	22	19	9
21	145	58	32	23	11	5
22	136	47	32	17	10	5
23	85	26	14	12	11	4
24	53	19	11	5	5	5
25	77	18	8	6	5	3
26	79	18	7	4	4	2
27	71	39	26	11	4	3
28	76	41	26	18	16	15
29	80	37	25	19	12	8
30	139	59	21	10	3	1

Tabla C.1: Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE TC-118 (continuación)

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	Rango de voltaje (p.u.)					
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7	0 a 0.6	0 a 0.5	0 a 0.4
31	80	39	24	10	7	6
32	79	47	28	11	7	4
33	153	75	39	27	15	8
34	146	64	40	19	13	12
35	145	64	38	18	14	12
36	145	64	38	18	13	12
37	141	64	38	17	15	12
38	133	65	28	14	6	4
39	106	44	20	15	8	7
40	89	24	15	5	4	4
41	88	25	14	8	8	2
42	77	20	9	5	3	2
43	153	80	33	24	16	6
44	139	71	29	15	13	9
45	132	61	28	17	10	7
46	87	40	19	7	2	1
47	128	57	30	13	8	6
48	127	60	32	14	11	7
49	132	64	32	11	8	6
50	129	70	46	23	12	7
51	119	83	49	31	21	15
52	117	84	49	35	26	17
53	111	82	48	31	26	14
54	110	78	36	17	14	13
55	110	83	39	17	14	14
56	110	83	39	18	14	14
57	115	86	41	27	23	13
58	114	88	49	28	26	13
59	105	53	31	13	6	2
60	83	43	24	12	9	2

Tabla C.1: Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE TC-118 (continuación)

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	Rango de voltaje (p.u.)					
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7	0 a 0.6	0 a 0.5	0 a 0.4
61	85	43	22	12	9	4
62	80	41	19	12	3	2
63	95	48	24	13	8	5
64	99	44	23	14	11	8
65	105	41	22	19	16	8
66	107	44	33	21	8	3
67	99	45	32	18	8	5
68	107	43	23	14	12	10
69	113	49	25	17	9	7
70	101	57	31	16	6	4
71	88	41	16	8	8	5
72	45	16	6	4	3	0
73	70	23	8	5	5	3
74	117	68	52	34	15	6
75	121	70	52	38	17	6
76	131	70	62	38	17	7
77	138	67	44	34	15	13
78	139	66	45	33	19	14
79	137	61	42	32	19	15
80	130	59	37	24	15	7
81	105	45	27	15	12	4
82	132	80	30	17	10	6
83	123	76	32	19	12	11
84	118	68	31	23	20	14
85	120	60	30	24	17	6
86	93	36	24	8	4	2
87	33	3	1	1	0	0
88	114	53	35	12	7	4
89	97	45	21	13	7	3
90	65	21	14	9	7	3

Tabla C.1: Número de depresiones de voltaje en sistema IEEE TC-118 (continuación)

Nodo	Número de depresiones de voltaje					
	Rango de voltaje (p.u.)					
	0 a 0.9	0 a 0.8	0 a 0.7	0 a 0.6	0 a 0.5	0 a 0.4
91	64	21	15	6	3	1
92	127	57	29	15	10	6
93	139	66	32	23	14	7
94	148	77	32	17	14	8
95	145	83	40	21	12	8
96	138	83	53	26	15	4
97	138	79	58	28	13	13
98	138	64	31	13	7	6
99	113	27	16	9	8	4
100	144	52	17	13	6	4
101	143	56	27	17	10	4
102	135	53	30	18	10	6
103	98	44	18	6	4	3
104	98	52	40	27	16	12
105	92	52	42	29	19	12
106	94	50	39	25	15	10
107	62	35	22	14	4	2
108	73	50	37	25	19	12
109	69	47	32	24	14	10
110	58	32	18	10	7	3
111	45	17	7	2	1	0
112	48	17	7	4	3	3
113	129	44	17	5	4	3
114	76	44	24	9	9	9
115	76	43	24	9	9	9
116	98	40	23	14	12	9
117	92	63	49	33	26	13
118	128	73	55	35	16	10