



**UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**

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

***“RECONFIGURACIÓN Y EXPANSIÓN DE REDES ELÉCTRICAS PARA
MEJORAR ÍNDICES DE DEPRESIONES DE VOLTAJE APLICANDO
TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN MULTI-OBJETIVO BASADAS EN
BÚSQUEDA TABÚ”***

TESIS

Que para obtener el Grado de:

**DOCTORA EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA,
OPCIÓN EN SISTEMAS ELÉCTRICOS**

Presenta:

SIGRIDT GARCÍA MARTÍNEZ

Directora de Tesis:

Dra. en Ingeniería Eléctrica ELISA ESPINOSA JUÁREZ

Morelia, Mich., junio de 2013



RECONFIGURACIÓN Y EXPANSIÓN DE REDES ELÉCTRICAS PARA MEJORAR ÍNDICES DE DEPRESIONES DE VOLTAJE APLICANDO TÉCNICAS DE OPTIMIZACIÓN MULTI-OBJETIVO BASADAS EN BÚSQUEDA TABÚ

Los Miembros del Jurado de Examen de Grado aprueban
la **Tesis de Doctorado en Ciencias en Ingeniería Eléctrica Opción en Sistemas
Eléctricos de *Sigridt García Martínez***

Dr. Mario Graff Guerrero
Presidente

Dra. Elisa Espinosa Juárez
Directora de Tesis

Dr. J. Aurelio Medina Rios
Vocal

Dr. J. Jesús Rico Melgoza
Vocal

Dr. Manuel Madrigal Martínez
Revisor Externo
Instituto Tecnológico de Morelia

Dr. J. Aurelio Medina Rios
Jefe de la División de Estudios de Posgrado
en Ingeniería Eléctrica

Agradecimientos

En palabras de Johan Wolfgang Goethe “Es muy común recordar que alguien nos debe agradecimiento, pero es más común no pensar en quienes le debemos nuestra propia gratitud”, por eso quiere expresar mi sincero agradecimiento:

- *A Dios, quien me ha permitido vivir para conseguir este logro más en mi vida.*
- *A la Dra. Elisa Espinosa Juárez, por su confianza, su dedicación, su paciencia, su motivación y por su gran apoyo para la culminación de la presente tesis.*
- *A los miembros de la mesa sinodal, los Doctores Mario Graff Guerrero, J. Jesús Rico Melgoza, J. Aurelio Medina Rios y Manuel Madrigal Martínez; cuyas observaciones y comentarios han enriquecido la presente tesis.*
- *Al Dr. Carlos Pérez Rojas, por su comprensión, su asesoría, su motivación y su gran apoyo.*
- *A la Facultad de Ingeniería Eléctrica.*
- *A la División de Estudios de Posgrado.*
- *A la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo.*
- *Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por haberme otorgado el apoyo económico para la realización mis estudios de doctorado.*
- *A todos mis familiares, amigos y compañeros.*

*Con todo mi amor para
Carlos, Nayara y Fátima*

Resumen

En esta tesis se presenta una metodología basada en reconfiguración de redes eléctricas como una estrategia para mitigar las depresiones de voltaje que afectan de manera importante la calidad de la energía, lo que lleva a tener mal funcionamiento en equipos industriales y por lo tanto a tener cuantiosas pérdidas económicas.

El problema de reconfiguración óptima se formula por medio de un método analítico para predecir la ocurrencia de aparición de las depresiones de voltaje. Se presentan casos de estudio para tres sistemas de prueba en donde se demuestra la efectividad de la metodología propuesta como una alternativa para mejorar índices de depresiones de voltaje en redes eléctricas.

Se presenta además, una metodología para llevar a cabo una expansión de redes de transmisión, para tener un crecimiento óptimo de la red. El problema de expansión de redes eléctricas se formula además como un problema de optimización multi-objetivo que permite considerar la optimización de índices de depresiones de voltaje así como pérdidas de potencia real en el sistema eléctrico.

Para resolver los problemas de optimización que se formulan para el caso de reconfiguración y expansión de redes se utiliza la técnica de cómputo suave Búsqueda Tabú la cual ha demostrado ser muy eficiente para solucionar problemas de este tipo. Se han desarrollado programas computacionales con el fin de considerar las características particulares de las formulaciones planteadas.

En todas las metodologías implementadas se considera el estado de operación de los sistemas de prueba que se obtiene a través del software PSS/E, el cual es reconocido internacionalmente por su efectividad y que además permite introducir restricciones adicionales en otros aspectos operativos de los sistemas eléctricos bajo estudio.

Abstract

This thesis presents a methodology based on electrical network reconfiguration as a strategy to mitigate voltage sags which significantly affect the quality of energy, leading to malfunctioning industrial equipment, as well as large economic losses.

The optimum reconfiguration problem is formulated by means of an analytical method to predict the occurrence of voltage sags. In order to test the effectiveness of the proposed methodology as an alternative to improve voltage sag indices of electrical network, three case studies are presented.

It also presents a methodology to perform a transmission network expansion for optimum growth of the network. The problem of network expansion is formulated as a multi-objective optimization problem which considers the voltage sag indices and real power losses in the power system.

To solve the aforementioned problems, a soft computing technique, namely Tabu Search, is used. This technique has proven to be very efficient for solving related problems. Software has been developed in order to consider the particular characteristics of the proposed formulations.

In all implemented methodologies it is considered the operational status of the test systems through software PSS/E, which is internationally recognized for its effectiveness, and allows the introduction of additional restrictions on the electrical systems under study.

Contenido

Resumen	v
Abstract.....	vi
Lista de Figuras	x
Lista de Tablas.....	xii
Lista de Símbolos y Abreviaturas.....	xiii
Lista de Publicaciones	xvi
Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Introducción	1
1.2 Revisión del estado del arte	2
1.2.1 Evaluación de depresiones de voltaje.....	4
1.2.2 Reconfiguración de redes eléctricas	7
1.2.3 Expansión de redes eléctricas	9
1.3 Objetivos de la tesis	10
1.4 Justificación	11
1.5 Metodología	11
1.6 Aportaciones de la tesis	12
1.7 Descripción de capítulos.....	13
Capítulo 2 Fundamentos del Método Búsqueda Tabú.....	14
2.1 Introducción	14
2.2 Características generales de la Búsqueda Tabú	15
2.3 Formulación del problema	16
2.3.1 Representación y Codificación.....	17
2.3.2 Estructura del vecindario	17
2.3.3 Caracterización del vecindario	18
2.4 Algoritmo básico de Búsqueda Tabú.....	18
2.5 Aplicaciones de la Búsqueda Tabú	24
2.6 Optimización multi-objetivo.....	25
2.6.1 Optimalidad de Pareto	26

2.6 Conclusiones.....	28
Capítulo 3 Implementación de la Búsqueda Tabú y Aplicaciones Prácticas	29
3.1 Introducción	29
3.2 Despacho económico de carga con TS.....	30
3.3 Ubicación óptima de monitores de depresiones de voltaje.....	38
3.4 Conclusiones.....	44
Capítulo 4 Mejoramiento de Índices de Depresiones de Voltaje Aplicando Reconfiguración de Redes.....	46
4.1 Introducción	46
4.2 Formulación de la metodología para reconfiguración de una red eléctrica.....	46
4.3 Implementación del método de reconfiguración aplicando Búsqueda Tabú.....	50
4.4 Caso de estudio	52
4.4.1 Reconfiguración del sistema IEEE RTS-24 nodos considerando que las depresiones de voltaje son causadas por fallas trifásicas	52
4.4.2 Reconfiguración del sistema de prueba del IEEE-57 nodos considerando que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas.....	55
4.4.3 Reconfiguración del sistema de prueba del IEEE-57 nodos considerando que las depresiones de voltaje son originadas por fallas monofásicas	59
4.4.4 Reconfiguración del sistema de prueba del IEEE-118 nodos considerando que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas.....	61
4.5 Conclusiones.....	64
Capítulo 5 Expansión de Redes Considerando Depresiones de Voltaje.....	65
5.1 Introducción	65
5.2 Formulación del proceso de expansión.....	65
5.3 Implementación del proceso de expansión aplicando TS.....	68
5.4 Casos de estudio.....	69
5.4.1 Expansión del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos para minimizar el número total de depresiones de voltaje.....	70
5.4.2 Expansión del sistema eléctrico mexicano de 190 nodos.....	74
5.5 Conclusiones.....	77
Capítulo 6 Expansión de Redes Aplicando Técnica Multi-Objetivo	79
6.1 Introducción	79

6.2	Formulación del proceso de expansión multi-objetivo.....	79
6.3	Normalización de funciones objetivo	80
6.4	Implementación del proceso de expansión para minimizar depresiones de voltaje y pérdidas en la red aplicando TS multi-objetivo	81
6.5	Casos de estudio.....	84
6.5.1	Expansión del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.....	84
6.5.2	Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano de 190 nodos.....	86
6.6	Conclusiones.....	88
Capítulo 7	Conclusiones y Trabajos Futuros.....	89
7.1	Conclusiones generales.....	89
7.2	Trabajos futuros	91
Apéndice A	Métodos de Evaluación de Depresiones de Voltaje	92
A.1	Método de posición de fallas	92
A.2	Método analítico MAEH.....	96
Referencias	104

Lista de Figuras

Figura 2.1 Ilustración de un vecindario de una configuración dada.....	17
Figura 2.2 Problema de las siete-reinas: (a) una topología inicial; (b) Una topología óptima.	19
Figura 2.3 Caracterización de las diagonales: (a) diagonales positivas; (b) diagonales negativas.	20
Figura 2.4 Almacenamiento de atributos para el problema de las n -reinas.....	22
Figura 2.5 Curvas de Pareto.	27
Figura 2.6 Curva de Pareto para una función de dos objetivos.	27
Figura 3.1 Unidades de generación alimentando a la carga P_R	31
Figura 3.2 Unidades de generación alimentando una carga a través de una red de transmisión con pérdidas P_L	32
Figura 3.3 Proceso de solución del problema de despacho con TS.....	34
Figura 3.4 Iteración 1 del proceso de solución.	35
Figura 3.5 Iteración 2 del proceso de solución.	36
Figura 3.6 Diagrama de flujo para el método de localización óptima de monitores usando Búsqueda Tabú.	40
Figura 3.7 Área de alcance de los monitores localizados en los nodos 21 y 55, considerando un umbral de voltaje de 0.9 p. u., Caso 3.	44
Figura 4.1 Diagrama de flujo del proceso de reconfiguración.	50
Figura 4.2 Depresiones de voltaje/año en p. u. considerando un umbral de voltaje de 0.8 p. u. para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos, (a) antes del proceso de reconfiguración, (b) después del proceso de reconfiguración.	54
Figura 4.3 Comparación de depresiones de voltaje/año para los casos de estudio B1-B4 del sistema de prueba IEEE-57 nodos para un umbral de voltaje de 0.8 p.u.	58
Figura 4.4 Comparación de los índices $SARFI_{0.8}$ de los casos de estudio C1-C3.....	61
Figura 4.5 Comparación de los índices $SARFI_{0.8}$ para los casos de estudio D1-D3 del sistema de prueba IEEE-118 nodos.	62
Figura 4.6 Comparación del índice $SARFI_{0.8}$ para los casos D1 y D3.	63
Figura 5.1 Diagrama de flujo del proceso de expansión.	68
Figura 5.2 Nodos nuevos y posibles líneas para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.	70
Figura 5.3 Depresiones de voltaje totales por año para cada topología indicada en Tabla 5.1.	72
Figura 5.4 Comparación de costos de las topologías T1 a T8 para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.	72
Figura 5.5 Diagrama esquemático de la configuración óptima del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.	73

Figura 5.6 Diagrama unifilar de la configuración óptima del sistema de prueba IEEE RST-24 nodos expandido.....	73
Figura 5.7 Sistema eléctrico mexicano de 190 nodos.	74
Figura 5.8 Primer área considerada como nueva en el sistema mexicano de 190 nodos.	75
Figura 5.9 Segunda área considerada como nueva en el sistema mexicano de 190 nodos. .	75
Figura 5.10 Tercer área considerada como nueva en el sistema mexicano de 190 nodos....	75
Figura 5.11 Ahorros en la expansión del sistema mexicano de 190 nodos.....	77
Figura 6.1 Proceso de expansión para minimizar depresiones de voltaje y pérdidas en la red.	82
Figura 6.2 Comparación del ahorro en % de las configuraciones 1-8 para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.	85
Figura 6.3 Curva de Pareto para la expansión el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos..	86
Figura 6.4 Ahorro en cuanto a construcción se refiere para el sistema mexicano de 190 nodos.....	88
Figura A.1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de 5 nodos.	93
Figura A.2 Sistema eléctrico genérico.....	97
Figura A.3 Gráfica de $Vm\psi$ para fallas en la línea $k-j$	99
Figura A.4 Curva de voltaje en el nodo 1, debida a fallas en la línea 2-4.....	101

Lista de Tablas

Tabla 2.1 Configuración de los vecinos para la topología de la Figura 2.2.	21
Tabla 3.1 Datos de las unidades de generación.	33
Tabla 3.2 Solución al problema de despacho para el Caso A.	37
Tabla 3.3 Solución al problema de despacho para el Caso B.	37
Tabla 3.4 Número y ubicación óptima de monitores para el Caso 1.	41
Tabla 3.5 Número y ubicación óptima de los monitores del Caso 2.	42
Tabla 3.6 Número y ubicación óptima de los monitores del Caso 3.	43
Tabla 3.7 Número y ubicación óptima de los monitores del Caso 3, considerando un emplazamiento previo de algunos monitores.	44
Tabla 4.1 Número de depresiones de voltaje/año para el sistema IEEE RTS-24 nodos	53
Tabla 4.2 Estado de los interruptores para la configuración óptima del Caso A2	54
Tabla 4.3 Número de depresiones de voltaje/año para el sistema de prueba IEEE-57 nodos considerando un umbral de voltaje de 0.8 p. u. para los casos de estudio B1-B4.	56
Tabla 4.4 Estado final de los interruptores para el sistema	57
Tabla 4.5 Número requerido de vecindarios para alcanzar la solución de los casos de estudio B2-B4.	58
Tabla 4.6 Estado final de los interruptores en la mejor configuración.	59
Tabla 4.7 Número de vecindarios requeridos para alcanzar.	60
Tabla 4.8 Estado de los interruptores en la reconfiguración del sistema de prueba IEEE-118 nodos para los Casos D1-D3.	63
Tabla 5.1 Resultados del proceso de expansión para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.	71
Tabla 5.2 Resultados del proceso de expansión del sistema mexicano de 190 nodos.	76
Tabla 6.1 Resultados del proceso de expansión del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.	84
Tabla 6.2 Resultados del proceso de expansión del sistema mexicano de 190 nodos.	87
Tabla A.1 Magnitudes de voltaje ocasionadas por falla trifásica, en p.u.	94
Tabla A.2 Probabilidad de fallas por año.	94
Tabla A.3 Probabilidad de depresiones de voltaje.	96
Tabla A.4 Rangos de voltaje residual y rangos de ψ para la línea 2-4.	102
Tabla A.5 Probabilidad de depresiones de voltaje / año en el nodo 1, obtenida con MAEH.	103

Lista de Símbolos y Abreviaturas

MPF	Método de Posición de Fallas
HV	High Voltage
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index (SAIFI)
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SARFIx	System Average RMS Frequency Index
MW	Mega Watts
p. u.	Por unidad
RMS	Root Mean Square
PSS/E	Power System Simulator for Engineering
V_m^0	Fasor de voltaje de secuencia cero
V_m^1	Fasor de voltaje de secuencia positiva
V_m^2	Fasor de voltaje de secuencia cero negativa
Z_{mi}^0	Impedancia de transferencia compleja de secuencia cero
Z_{mi}^1	Impedancia de transferencia compleja de secuencia positiva
Z_{mi}^2	Impedancia de transferencia compleja de secuencia negativa
I_m^0	Fasor de corriente de secuencia cero
I_m^1	Fasor de corriente de secuencia positiva
I_m^2	Fasor de corriente de secuencia negativa
ψ	Parámetro con el que se identifica al sitio en donde puede presentarse una falla
L_{kp}	Distancia entre el nodo k y la posición en donde ocurre la falla
L_{kj}	Longitud de la línea de transmisión entre los nodos k y j
Z_{mp}^0	Impedancias de transferencia de nodo de secuencia cero, entre el m y el nodo ficticio p
Z_{mp}^1	Impedancias de transferencia de nodo de secuencia positiva, entre el m y el nodo ficticio p

Z_{mp}^2	Impedancias de transferencia de nodo de secuencia negativa, entre el m y el nodo ficticio p
Z_{ki}^0	Impedancias de la línea de transmisión $k-j$ de secuencia cero
Z_{ki}^1	Impedancias de la línea de transmisión $k-j$ de secuencia positiva
Z_{ki}^2	Impedancias de la línea de transmisión $k-j$ de secuencia negativa
$V_m^a(\psi)$	Voltaje residual de la fase a en función de ψ
$V_m^b(\psi)$	Voltaje residual de la fase b en función de ψ
$V_m^c(\psi)$	Voltaje residual de la fase c en función de ψ
$g(\psi)$	Función de distribución de probabilidad de falla a lo largo de la línea considerada
N_q^a	Número de depresiones de voltaje por año de la fase a
λ_q	Número total de fallas/año en la línea
$f(x)$	Función de x
\mathbf{x}	Vector columna de n variables de diseño
$g_j(\mathbf{x})$	Restricciones de igualdad
$h_j(\mathbf{x})$	Restricciones de desigualdad
α	Constante o factor de penalización
w_i	Ponderación de la i -ésima función objetivo
TS	Tabu Search
X	Espacio de búsqueda
v_p	Función objetivo modificada
v	Función objetivo original
$F_i(P_i)$	Costo de la unidad generadora P_i
P_i	Potencia del generador i
$P_{i\ min}$	Potencia mínima del generador i
$P_{i\ max}$	Potencia máxima del generador i
P_L	Pérdidas de potencia
P_R	Potencia demandada
\mathbf{M}	Matriz de mediciones
\mathbf{b}	Vector de 1's
$f_{est\ i}$	Número de depresiones de voltaje calculadas para el nodo i

$f_{ref\ i}$	Valor de referencia de depresiones de voltaje para el nodo i
V_i^{min}	Voltaje mínimo del nodo i
V_i	Voltaje en el nodo i
V_i^{max}	Voltaje máximo del nodo i
P_{Gi}^{min}	Potencia real de generación mínima del generador i
P_{Gi}	Potencia real de generación del generador i
P_{Gi}^{max}	Potencia real máxima de generación del generador i
Q_{Gi}^{min}	Potencia reactiva mínima de generación del generador i
Q_{Gi}	Potencia de generación del generador i
Q_{Gi}^{max}	Potencia reactiva máxima de generación del generador i
N	Número de nodos en la red eléctrica
NL	Grupo de posibles nuevas líneas
P_{Loss}	Pérdidas totales de potencia real en el sistema

Lista de Publicaciones

Las publicaciones asociadas a esta tesis son:

- S. García- Martínez, E. Espinosa-Juárez, J. Rico-Melgoza, “Expansion of Electrical Networks considering Power Quality Aspects by Applying a Multi-Objective Tabu Search Technique”, enviado a la revista *IET Generation, Transmission & Distribution*, fecha de envío Junio 4 de 2013.
- S. García- Martínez, E. Espinosa-Juárez, “Optimal Reconfiguration of Electrical Networks by Applying Tabu Search to Decrease Voltage Sag Indices”, aceptado para su publicación en la revista *Electric Power Components and Systems*, indizada en *Journal Citation Reports*, fecha de aceptación 27 de abril de 2013.
- S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez, “Influence of Generation Scheduling on Reconfiguration of Power Systems to Minimize Voltage Sag Indices”, artículo aceptado para ser presentado y publicado en *Proceedings of the 14th International Conference on Artificial Intelligence ICAI 2012*, Julio 16-19 de 2012.
- S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez, “Reconfiguration of Power Systems by Applying Tabu Search to Minimize Voltage Sags Indexes”, *Proceedings of the North American Power Symposium NAPS 2011*, Boston, MA, U. S. A. Agosto de 2011.
- S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez, “Analysis of System Operation State Influence on the Optimal Location of Voltage Sag Monitors by Applying Tabu Search”, *Proceedings of the North American Power Symposium NAPS 2010*, Arlington, TX., U. S. A., Octubre de 2010.
- S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez, “Analysis of Distributed Generation Influence on Voltage Sags in Electrical Networks”, *Proceedings of the 3rd International Multi-Conference on Engineering and Technological Innovation: IMETI 2010*, Orlando, FL., U. S. A., Julio de 2010.
- S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez, “Aplicación de Técnica de Inteligencia Artificial para Resolver el Problema de Despacho Económico de Carga en Sistemas

Eléctricos”, Memorias del Congreso Nacional de Ingeniería-Arquitectura 2010, Morelia, Mich., 2010.

- S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez, “Búsqueda Tabú como Método de Solución al Problema de Despacho Económico de Carga”, Memorias de la Décimo Segunda Reunión de Otoño de Potencia, Electrónica y Computación del IEEE 2010, Manzanillo, Col., Noviembre de 2010.
- S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez, “Influencia de la Generación Distribuida en las Depresiones de Voltaje en una Red Eléctrica”, Memoria de la Undécima Reunión de Otoño de Potencia ROPEC 2009, Morelia, Mich., Noviembre de 2009.

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

Las depresiones de voltaje son uno de los problemas en la calidad de la energía que actualmente tienen gran relevancia. Una depresión de voltaje es una reducción en el voltaje *rms* de corta duración, típicamente de 0.5 a 30 ciclos [IEC 61000-4-30, 2002], ocasionada principalmente por fallas en el sistema de potencia y por el arranque de cargas grandes, tales como motores.

Actualmente, las industrias confían más en equipos de automatización para lograr la máxima productividad para seguir siendo competitivos. Los equipos digitales y otros tipos de controles electrónicos son muy sensibles los cambios de voltaje. Es por eso que las depresiones de voltaje son las responsables de importantes pérdidas económicas en diversos sectores ya que pueden provocar que algunos de estos dispositivos operen inadecuadamente causando que en muchas ocasiones un proceso industrial se detenga completamente [Manson y Targosz, 2008].

Existen diversos métodos para analizar las depresiones de voltaje; el número de depresiones esperadas en algún sitio de interés puede ser estimado a través de monitoreo o bien por medio de métodos estocásticos. Dentro de los métodos estocásticos se encuentran el método de distancias críticas, el método de posición de fallas y métodos analíticos. Otras alternativas para estimar las depresiones de voltaje son los métodos de estimación de estado. Con las metodologías mencionadas anteriormente, se pueden realizar diversos

estudios para analizar el impacto de las depresiones de voltaje en un sistema eléctrico [Bollen, 2000] [Espinosa y Hernández, 2007].

Dado el impacto adverso que ocasionan las depresiones de voltaje en los sistemas eléctricos [Manson y Targosz, 2008], es conveniente reducir la frecuencia de su aparición. Existen para esto diversas alternativas entre las cuales se ha propuesto la reconfiguración del sistema eléctrico [Lucio, 2009] [Khelef *et al.*, 2010].

El proceso de reconfiguración de redes consiste en cambiar el estado de interruptores que conectan los componentes del sistema eléctrico, generalmente, tiene varios objetivos tales como la reducción de pérdidas de potencia real, balance de energía. En esta tesis se propone aplicar la reconfiguración para la reducción de depresiones de voltaje.

Por otro lado, para la planeación de un sistema eléctrico se requieren estrategias que permitan la expansión de la red, atendiendo los requerimientos de nuevos puntos de demandas de energía. Generalmente, en el planteamiento de la expansión se formula un problema de optimización para reducir los costos de la misma. En esta tesis se propone una estrategia que permite, además de considerar el costo de la expansión, reducir el número de depresiones de voltaje esperadas en la red que incluye los nuevos componentes.

1.2 Revisión del estado del arte

La actividad en investigación en torno al área de calidad de la energía se ha ido incrementando de manera muy importante a través de los años; hay muchas razones para este enorme incremento. Las principales razones son [Bollen 2006]:

- El equipo eléctrico cada vez es más sensible a los disturbios de calidad del voltaje, al mismo tiempo los procesos de producción son sensibles a la operación incorrecta del equipo. Todo esto lleva a tener pérdidas cuantiosas con un pequeño disturbio, tal como una depresión de voltaje
- Los equipos de alta y baja potencia son accionados por convertidores de potencia los cuales producen un amplio espectro de distorsión.

- Los clientes cada vez exigen más información sobre la calidad del voltaje que pueden tener
- La generación distribuida y las fuentes renovables de energía crean nuevos problemas de la calidad de la energía tales como variaciones de voltaje, oscilaciones y distorsión de la forma de onda, fenómenos interarmónicos, etc. La mayoría de las interfaces con fuentes renovables de energía son sensibles a los disturbios del voltaje.
- Los manejadores de velocidad y las lámparas ahorradoras de energía son fuentes importantes de distorsión y también son sensitivas a ciertos disturbios de la calidad de la energía.

Actualmente, los requerimientos de los consumidores en lo referente a calidad de la energía no están uniformizados en los sectores industrial, comercial y residencial. Estos requerimientos pueden abarcar aspectos de depresiones de voltaje, fluctuaciones de voltaje e interrupciones momentáneas. Los consumidores solventan lo anterior utilizando desde una fuente de potencia ininterrumpida (UPS por sus siglas en inglés), hasta plantas industriales, las cuales normalmente requieren alimentadores dobles y generación de respaldo [U. S. Department of Energy, 2012]. Con la implementación de redes inteligentes, se podrán ofrecer diferentes grados de calidad de la energía a cualquier nivel del sistema de potencia, para lo que se requiere a lo largo del sistema, medidores para el monitoreo de la calidad de la energía, programas de respuesta-demanda, dispositivos de almacenamiento, inversores, control activo de reguladores de voltaje, aislamiento de fallas remotas y reconfiguración dinámica de alimentadores, por mencionar algunos. Con las redes inteligentes se ganará en calidad en la energía y se bajarán los costos asociados con interrupciones y pérdidas de producción, además de que se proporcionará una gran variedad de funciones como localización de fallas, aislamiento de fallas, reconfiguración de redes, restablecimiento de servicio, monitoreo remoto, balance de cargas, controles volts-vars. Operando la automatización del sistema correctamente se tendrá más confiabilidad y rentabilidad a través de una mayor capacidad de respuesta, por lo cual la calidad de la energía se mejorará [U. S. Department of Energy, 2012].

El hecho de tener la información del estado del sistema en tiempo real mediante los medidores digitales permite realizar la reconfiguración de la red eléctrica para la optimización en pérdidas, costos y depresiones de voltaje, entre otros problemas a resolver. Así mismo, se podrá realizar un manejo de planeación sobre la expansión de una red eléctrica, tomando en cuenta diferentes aspectos.

Dado que en esta tesis se plantean estrategias de reconfiguración y expansión de redes eléctricas, a continuación se presenta una revisión del estado del arte referente a la evaluación de depresiones de voltaje, reconfiguración y expansión de redes eléctricas.

1.2.1 Evaluación de depresiones de voltaje

Uno de los principales disturbios que afectan la calidad de la energía son las depresiones de voltajes. El número de depresiones de voltaje esperados en un sitio puede ser estimado a través de monitoreo o por métodos estocásticos [Bollen 1999]. A través del monitoreo se puede obtener información que se requiere para el proceso estocástico, magnitud y duración. Sin embargo, se podría requerir un periodo muy grande de monitoreo para obtener resultados precisos.

Los métodos estocásticos son muy usados para predecir las depresiones de voltaje en algún sitio de interés, y están basados en el modelo de la red y en los datos estadísticos de fallas. La predicción estocástica es una herramienta muy útil y se puede usar en paralelo con el monitoreo [Bollen, 1999].

Un método estocástico para la predicción de las depresiones de voltaje ampliamente aplicado es el Método de Posición de Fallas (MPF) [Bollen 1999] [Qader y Bollen, 1999]. En el MPF, las depresiones de voltaje son calculadas a partir de un número de posiciones de falla, previamente consideradas y dispersas en el sistema eléctrico. A cada posición de falla se le asigna una probabilidad de ocurrencia.

Las metodologías estocásticas para el cálculo de las depresiones de voltaje basadas en posición de fallas requieren una discretización de las líneas y la probabilidad de falla asociada con su longitud, por lo tanto los resultados dependen del número y de la posición

de la falla. Entonces para una representación adecuada de la línea se requiere una cantidad grande de posiciones de falla para que se tengan resultados más confiables. La desventaja de este tipo de métodos estocásticos radica en que al aumentar las posiciones de falla se aumenta el tiempo de cómputo y los requerimientos de memoria. Esta desventaja desaparece con los métodos analíticos, en los cuales se considera a la posición de falla como una variable aleatoria, que se distribuye a lo largo de la línea con una cierta función de distribución de probabilidad [Espinosa Juárez 2006].

Dentro de los métodos analíticos para el cálculo de las depresiones de voltaje se presenta en [Quaia y Tosato, 2003] un método analítico para la predicción de depresiones de voltaje en redes de alto voltaje (HV). El método se basa en la matriz Zbus de la red, de la cual se puede construir inmediatamente una segunda matriz que llaman la matriz de depresiones de voltaje de voltaje porque brinda de forma compacta información valiosa acerca de las depresiones de voltaje a través de la red. El método permite hacer una gráfica fácil y precisa de las áreas relevantes expuestas a cualquier ubicación dada usando el algoritmo de la Zbus.

Por otra parte, en [Lim y Strbac, 2002], se describe un modelo analítico que determina las funciones de densidad de probabilidad de depresiones de voltaje causadas por fallas trifásicas en la red. El método toma en cuenta el impacto de las fallas a lo largo de los circuitos de transmisión y los patrones de generación asociados con las correspondientes demandas de carga en los perfiles de las depresiones de voltaje.

Otro método analítico para calcular la ocurrencia de depresiones de voltaje es presentado en [Espinosa y Hernández, 2006] en donde proponen un método que es válido para cualquier tipo de redes y para cualquier tipo de fallas. El método es más simple que el de [Lim y Strbac, 2002] ya que en [Espinosa y Hernández, 2006] no necesitan calcular las funciones de densidad de probabilidad. Otras características del método son su sencillez para considerar distintas distribuciones de probabilidad de fallas, la posibilidad de analizar ángulos de desfase durante la depresión o la capacidad para establecer áreas de vulnerabilidad de una forma más precisa.

Como los sistemas eléctricos pueden cambiar en su topología y en su operación, con los métodos estocásticos se pueden obtener datos que no representen la nueva condición del sistema. Para poder analizar el sistema en su condición actual se hace uso de monitores de calidad de la energía para conocer las depresiones de voltaje que ocurren en donde se instale el equipo. Estas mediciones son utilizadas con métodos de estimación de estado haciendo posible la estimación de las depresiones de voltaje en los lugares en que no esté instalado equipo de medición.

Dentro de los métodos de estimación de estado se encuentra el desarrollado por [Wang *et al.*, 2005], el cual es una propuesta orientada a la estimación de estado de depresiones de voltaje en sistemas de distribución con geometría radial porque suponen un comportamiento lineal del perfil del voltaje. El método está basado en las mediciones obtenidas en un número limitado de nodos monitoreados y utiliza el método de mínimos cuadrados para predecir el perfil de la depresión de voltaje a lo largo de una línea de distribución.

Otro método que está dentro de esta categoría es el que se presenta en [Olguin, 2005] donde expone un método para la estimación de depresiones de voltaje en nodos que no son monitoreados. La estimación está basada en el registro de las depresiones de voltaje que se hacen en medidores de calidad de la energía que se tienen en nodos del sistema, la magnitud de los voltajes residuales en los registros de los monitores y en la razón de ocurrencia de las fallas por las que hayan sido activados los monitores. Se usa un programa de monitoreo óptimo para garantizar que cada falla es detectada por un monitor. El método combina las mediciones, que se obtienen del programa de monitoreo óptimo, con la aproximación obtenida del método de posición de fallas.

En [Espinosa y Hernández, 2007] se presenta una técnica para la estimación de estado de depresiones de voltaje basada en datos de depresiones de voltaje obtenidos de mediciones en un número limitado de nodos. El problema se formula como un sistema de ecuaciones indeterminado, contrario a la estimación tradicional donde tienen se disponibles mediciones redundantes. Se usan técnicas de programación lineal entera para resolver el problema de estimación de estado.

Por su parte en [Liao, 2008] se usa un método de estimación de estado para determinar depresiones de voltaje en los nodos que no son monitoreados; el método está basado en la teoría de estimación indeterminada de estado. El artículo muestra que el problema de estimación de depresiones de voltaje puede ser observable usando o explotando adecuadamente la dispersidad de localización de fallas.

En esta tesis se utilizan para fines de evaluación de depresiones de voltaje el método de posición de falla y el método analítico propuesto en [Espinosa y Hernández, 2006].

1.2.2 Reconfiguración de redes eléctricas

En la actualidad existen diversos equipos que sirven para mitigar las depresiones de voltaje de manera local o a pequeña escala. La instalación de dispositivos de mitigación es considerada como una posible solución para los usuarios, sin embargo, estos dispositivos tienen una capacidad de mitigación que está limitada por la capacidad de almacenamiento de energía además de que también son costosos [Zhan *et al.*, 2006].

En los últimos años se han llevado a cabo varios estudios con respecto a la reconfiguración de la red, principalmente con el objetivo de minimizar pérdidas y considerando ciertas restricciones tales como límites de voltaje. En [Radha *et al.* 2003] se puede encontrar un resumen de diferentes métodos que han sido propuestos a través de los años para resolver el problema de reconfiguración de la red y también indica que usando el modelo de carga de potencia constante, las corrientes de alimentación, los voltajes de nodo y las pérdidas de la red se pueden calcular basándose en la topología de la red y con flujos de distribución trifásicos.

Existen varias referencias en donde usan Algoritmos Genéticos (AG) para resolver el problema de reconfiguración como es el caso de [Dávalos, 2003], [Enacheanu *et al.*, 2008] y [Macedo Braz y de Souza, 2011], en donde se desarrollan operadores eficientes para explorar el espacio de solución. Por ejemplo en [Dávalos, 2003] se propone un algoritmo genético para la planeación de la red de distribución a gran escala, el cual encuentra la mejor ubicación y tamaño de las subestaciones y alimentadores de manera tal que se minimicen el costo de inversión y operación de la red. Por su parte en [Enacheanu *et al.*,

2008] se usa la teoría de grafos para la topología de la red de distribución, de tal forma que se tienen operadores eficientes de mutación y de cruce para el problema de reconfiguración. En [Macedo Braz y de Souza, 2011] se proponen dos codificaciones capaces de representar solamente soluciones radiales, sin demandar alguna topología plana o un operador genético específico; el código se denomina secuencial porque la evaluación del *i-ésimo* gen depende de la información de todos los genes previos.

Por otro lado, también existen estudios para resolver el problema de reconfiguración combinando AG con alguna otra técnica de optimización, por ejemplo con la forja simulada, como se indica en [Zhigang, 2008]. Con esa combinación se evita la necesidad de un tiempo de cómputo excesivo que presenta por sí solo el método de la forja simulada y también se evita tener convergencia prematura (convergencia antes del tiempo necesario para llegar al óptimo global) que puede presentar por sí solo el algoritmo genético.

Otro de los principales objetivos de la reconfiguración de un sistema eléctrico es minimizar las pérdidas de potencia para un punto de operación del sistema. Para este problema el modelo matemático es un problema no lineal-entero-mixto el cual generalmente es difícil de resolver. En [Salazar *et al.*, 2006] se propone un algoritmo basado en la teoría de redes neuronales; aquí presentan algunas técnicas de agrupamiento para determinar el mejor grupo entrenado para una red neuronal. Por su parte en [Pyng Chiou *et al.*, 2005] se presentan un algoritmo de evolución diferencial híbrido de escala variable para resolver el problema de reconfiguración y reducir las pérdidas de potencia y también mejorar los perfiles de voltaje de sistemas de distribución.

La optimización de enjambre de partículas ha emergido como una herramienta de optimización muy útil para tratar con problemas de programación no lineal. En [Sivanagaraju *et al.*, 2008] se han propuesto varias modificaciones al método básico de enjambre de partículas, las cuales tienen el objetivo de mejorar la velocidad y la robustez del propio método. Por otro lado, en [Wu *et al.*, 2010] se propone una metodología basada en un algoritmo de colonia de hormigas cuyo objetivo es obtener la mínima pérdida de potencia e incrementar el factor de balance de carga de redes de distribución radiales con generación distribuida.

También existen los métodos para reconfiguración de una red basados en lógica difusa, tal es el caso del trabajo presentado en [Bernardon *et al.*, 2010], en donde se propone una metodología multi-objetivo usando el método de evaluación Bellam-Zadeh.

Como se ha mencionado, generalmente se plantea la reconfiguración de redes eléctricas con el objetivo de minimizar pérdidas, se han encontrado pocas referencias en las que se contempla otros aspectos de interés como son las depresiones de voltaje. Por ejemplo en [Lucio, 2009] se propone una metodología para reconfigurar a un sistema eléctrico para disminuir las depresiones de voltaje en donde toman en cuenta diferentes restricciones tales como la conectividad del sistema, límites de voltaje y balance de potencia; sin embargo, se parte de voltajes unitarios para la evaluación de las depresiones de voltaje. Además, la función objetivo que propone solo garantiza que se reduzca el número total de las depresiones de voltaje en el sistema.

En esta tesis se propone aplicar la reconfiguración de redes para mejorar los índices de depresiones de voltaje en todos los nodos del sistema eléctrico, además se contemplan las limitaciones por aspectos operativos del sistema.

1.2.3 Expansión de redes eléctricas

La planeación de una red desempeña un papel fundamental en la planificación de sistemas de potencia. La expansión tradicional del sistema de transmisión consiste en determinar el momento óptimo, la ubicación y el dimensionamiento de la instalación de transmisión que se va a adicionar en una red existente, de modo que la energía suministrada a los nuevos consumidores sea confiable y económica en el horizonte de planificación. La expansión de una red eléctrica se puede estudiar utilizando modelos estáticos o dinámicos. Los modelos estáticos determinan la configuración de la red para un solo horizonte mientras que el modelo dinámico contempla varias etapas o varios horizontes.

En los últimos años se han conducido varios trabajos para abordar la expansión de redes eléctricas. Existen propuestas en las que se utilizan transformadores defasadores para redistribuir los flujos de potencia real para disminuir los costos de inversión tal como la reportada en [Miasaki *et al.*, 2012]; en [Zhang *et al.*, 2012] se presenta un enfoque de

programación lineal entera mixta en donde se consideran las pérdidas de potencia real y los costos de generación. También hay varias referencias que reportan la expansión multi-etapa [Gallego *et al.*, 2012] [Vinasco *et al.*,2011] [Zhang *et al.*,2012] [Maghouli *et al.*,2011].

En la última década, se han estado utilizando técnicas heurísticas para resolver problemas de optimización sobre expansión de redes eléctricas tales como AG, colonia de hormigas, enjambre de partículas y forja simulada, entre otros. Estas técnicas heurísticas tienen como ventaja básicamente que el tiempo requerido para encontrar una buena solución es pequeño comparado con metodologías tradicionales. En particular, la Búsqueda Tabú (TS por sus siglas en inglés) fue propuesta originalmente por Fred Glover [Glover y Laguna 1997] como una herramienta de optimización. Esta técnica se ha aplicado para resolver problemas de flujos de potencia óptimos, despacho económico y generación óptima dispersa, por mencionar algunos [Abido, 2002] [Muthuselvan y Somasundaram, 2005] [Gandomkar *et al.*, 2005].

A la fecha, se han presentado muchas propuestas para la expansión de redes eléctricas encaminadas a reducir los costos y considerando límites operativos. En esta tesis se propone una metodología que permite realizar la expansión de un sistema eléctrico con la finalidad de reducir las depresiones de voltaje en la posible red futura.

1.3 Objetivos de la tesis

El objetivo principal de esta tesis es formular e implementar metodologías que sean útiles para mejorar índices de depresiones de voltaje en la operación y la planificación de redes eléctricas.

Los objetivos particulares son los siguientes:

- Plantear e implementar una metodología para mejorar índices de depresiones de voltaje en el sistema eléctrico a través de un proceso de reconfiguración que considere restricciones de operación, utilizando una técnica de cómputo suave Búsqueda Tabú.

- Plantear e implementar una metodología para expandir una red eléctrica de tal forma que las depresiones de voltaje se incrementen lo menos posible y que también las pérdidas totales de potencia real sean las menores en la futura operación de la red, en base a técnicas multi-objetivo con Búsqueda Tabú.

1.4 Justificación

En años recientes, la situación de operación de redes de transmisión y de distribución ha cambiado significativamente, lo que conduce a un incremento en el interés acerca de la calidad de la energía y los costos que ésta representa. Al ser las depresiones de voltaje uno de los problemas de calidad de la energía que tienen una relevancia particular en la operación de sistemas de potencia prácticos, debido a que son las responsables de una cantidad importantes de pérdidas económicas [Manson y Targosz, 2008] [Bollen, 2000], resulta de interés estudiar este fenómeno, su impacto así como formas de reducirlas. En esta tesis se presenta un proceso de reconfiguración de redes para mejorar índices de depresiones de voltaje que además considere los límites operativos para hacer los estudios más acordes a las características reales.

Así mismo, dado que la expansión de redes juega un papel muy importante en la planeación de sistemas de potencia, se presenta una metodología multi-objetivo para la expansión de un sistema de transmisión de tal forma que se obtengan la menor cantidad de depresiones de voltaje y las pérdidas mínimas de la potencia real total de una red eléctrica.

Las propuestas metodológicas que se presentan en esta tesis integran procedimientos y técnicas eficientes que permiten resolver problemas de alto nivel, acorde a los requerimientos de los consumidores con respecto a calidad de la energía, en particular depresiones de voltaje.

1.5 Metodología

Para lograr los objetivos planteados en esta tesis se siguió la siguiente metodología:

1. Se llevó a cabo la revisión del estado del arte en lo que se refiere a los métodos para predecir y analizar depresiones de voltaje, métodos de optimización, reconfiguración de redes eléctricas y expansión de redes.
2. Se estudió ampliamente y se desarrolló el algoritmo de TS en ambiente MATLAB®. Se aplicó exitosamente a problemas tales como el emplazamiento óptimo de monitores y despacho económico de energía.
3. Se desarrolló e implementó una metodología para mejorar índices de depresiones de voltaje utilizando TS y aplicando reconfiguración de redes y rutinas para la automatización de la interacción del software MATLAB® con PSS/E.
4. Se desarrolló e implementó una metodología multi-objetivo para la expansión estática de una red eléctrica de manera tal que se optimizaran las pérdidas de potencia real y las depresiones de voltaje.

1.6 Aportaciones de la tesis

Las aportaciones derivadas del desarrollo de esta tesis se listan a continuación:

- Se desarrolló una metodología para reconfiguración de redes para mejorar índices de depresiones de voltaje en una red eléctrica considerando límites operativos.
- Se implementó la metodología de reconfiguración para mejorar índices de depresiones de voltaje desarrollando un algoritmo de TS en ambiente MATLAB® que interactúa con el software comercial PSS/E, lo que permite incluir otras restricciones operativas, tales como límites de transmisión en líneas.
- Se desarrolló una metodología para realizar la expansión de una red eléctrica de tal forma que las depresiones de voltaje en el sistema con los nuevos componentes sean las menores posibles. La implementación de la metodología propuesta utiliza el algoritmo de TS desarrollado.
- Se desarrolló una metodología para realizar la expansión de una red eléctrica considerando múltiples objetivos, la minimización de las depresiones de voltaje y las pérdidas totales de potencia real.
- Se implementó la metodología para la expansión de una red eléctrica desarrollando un algoritmo de TS multi-objetivo que obtiene soluciones Pareto óptimas.

1.7 Descripción de capítulos

En este Capítulo se ha llevado a cabo la revisión del estado del arte relacionada con depresiones de voltaje, reconfiguración de redes y expansión de redes. También se describieron los objetivos principales y se describe de manera breve el contenido de esta tesis.

En el Capítulo 2 se describen las características básicas de la técnica Búsqueda Tabú y se describe un algoritmo básico aplicado paso a paso al problema de las n -reinas. Esta técnica es usada en ésta tesis para resolver los problemas de optimización de las metodologías propuestas.

En el Capítulo 3 se lleva a cabo la implementación del algoritmo de Búsqueda Tabú y se aplica a dos problemas del área de ingeniería eléctrica se describen las características básicas de optimización.

En el Capítulo 4 se propone e implementa una metodología para mejorar índices de depresiones de voltaje en donde se consideran los aspectos operativos de la red. También se presentan varios casos de estudio para demostrar el potencial de la metodología propuesta.

En el Capítulo 5 se propone una metodología para realizar la expansión de un sistema eléctrico en donde se considera minimizar el número de depresiones de voltaje en la futura red. También se presentan casos de estudio con la metodología propuesta

En el Capítulo 6 se propone e implementa una metodología para resolver el problema de expansión multi-objetivo, en donde se considera disminuir el número de depresiones de voltaje y las pérdidas de potencia real en un sistema eléctrico.

En el Capítulo 7 se presentan las conclusiones generales y se sugieren trabajos de investigación futuros en el mismo campo de conocimiento.

Capítulo 2

Fundamentos del Método Búsqueda

Tabú

2.1 Introducción

Ante la gran variedad de problemas complejos de optimización que actualmente existen, se han desarrollado técnicas de optimización de gran alcance, las cuáles son el resultado de la adaptación de ideas de una gran variedad de áreas de investigación.

La TS consiste de un procedimiento heurístico el cual es usado para manipular algoritmos heurísticos que llevan a cabo búsquedas locales. Un procedimiento meta-heurístico consiste de estrategias avanzadas que permiten la exploración del espacio de solución, evitando que el algoritmo se quede atrapado en soluciones óptimas locales. Tal como sucede en otros enfoques de combinatoria, TS lleva a cabo un número de transiciones en el espacio de búsqueda con el objetivo de encontrar las soluciones cercanas a las óptimas. El nombre “tabú” es relativo al hecho de que para evitar revisar ciertas áreas del espacio de búsqueda que ya han sido exploradas, el algoritmo convierte estas áreas en tabú, o prohibidas. Esto significa que para un cierto periodo de tiempo (tabu tenure), la búsqueda no considerará examinar alternativas que tengan atributos que caracterizan a la solución de puntos que pertenecen al área que se declaró tabú [Lee y El-Sharkawi 2008].

La TS fue desarrollada de conceptos que se han usado originalmente en inteligencia artificial. A diferencia de otros métodos combinatorios, tal como AG y forja simulada, su origen no está relacionado a procesos de optimización biológicos o físicos. Originalmente, TS fue propuesta por Fred Glover al inicio de los 80's y se ha aplicado exitosamente a procesos complejos de ciencia e ingeniería.

2.2 Características generales de la Búsqueda Tabú

Las principales características (o funciones) de la TS se resumen como sigue [Lee y El-Sharkawi, 2008]:

1. Memoria adaptiva.
2. Selectividad (incluyendo el “olvido” estratégico).
3. La abstracción y la descomposición (a través de la memoria explícita y atributiva).
4. *Timing*, medida del tiempo (lo cual significa ya sea lo reciente o lo frecuente de los eventos y la diferencia entre corto y largo plazo).
5. Calidad e impacto (el atractivo relativo de las opciones alternativas y la magnitud de los cambios en la estructura o las restricciones de las relaciones).
6. Contexto, el cual incluye interdependencias secuenciales tanto regionales como estructurales.
7. Exploración sensible.
8. Restricciones e incentivos impuestos estratégicamente (o condiciones tabú y niveles de aspiración).
9. Se centra en buenas regiones y en buenas características de solución (proceso de intensificación).
10. Caracteriza y explora nuevas regiones prometedoras.
11. Patrones de búsqueda no monótonos (oscilaciones estratégicas).
12. La integración y ampliación de las soluciones (ruta de reconexión).

Se pueden formular diferentes algoritmos de TS combinando las funciones anteriores para resolver problemas específicos. Por supuesto que, la forma en la aplicación real depende de las características del problema y el grado de sofisticación necesaria en una aplicación en

particular. Aunque el grupo de funciones listadas previamente pueden expandirse y/o ser modificadas, vale la pena señalar que la TS básica, es decir, considerando solo la memoria de corto plazo, lista tabú y criterio de aspiración, se ha probado exitosamente en un gran número de problemas [Lee y El-Sharkawi, 2008].

2.3 Formulación del problema

En términos generales, el algoritmo TS resuelve problemas formulados como se indica a continuación:

$$\text{Min } f(x) \tag{2.1}$$

Sujeto a:

$$x \in X$$

donde x es una configuración (variables de decisión), $f(x)$ es la función objetivo, y X es el espacio de búsqueda. Obsérvese que no se hacen suposiciones sobre la convexidad de $f(x)$ y X o acerca de la diferenciabilidad de $f(x)$.

Muchos de los problemas de optimización combinatoria se pueden representar como la minimización de una función objetivo sujeta a un grupo de restricciones algebraicas, tal como se indica en (2.1). Sin embargo, existen algunos casos en donde las restricciones no se pueden expresar fácilmente como una restricción algebraica, tal es el caso de las restricciones de radialidad en la planeación de sistemas de distribución [Lee y El-Sharkawi 2008]. Este tipo de restricciones se pueden manipular fácilmente con una adecuada codificación en TS [Lee y El-Sharkawi 2008].

2.3.1 Representación y codificación

La representación y la codificación son piezas importantes en la TS, al igual que pasa con otros enfoques de optimización combinatoria, tal como AG y forja simulada. Las definiciones de soluciones factibles o no factibles, así como la caracterización de la función objetivo, están directamente conectadas al tipo de representación y codificación usadas para

modelar el problema a ser resuelto. Otro asunto crítico que se ve afectado por el método usado en la representación y codificación es la caracterización del vecindario de una configuración dada [Lee y El-Sharkawi 2008]. Por lo que se refiere a las funciones básicas de la TS, hay tres aspectos de interés:

- la forma en que se hacen las transiciones en el espacio de solución;
- cómo se caracteriza cada solución en el espacio de búsqueda;
- cómo se define el vecindario de una configuración dada.

2.3.2 Estructura del vecindario

En la Figura 2.1a se muestra un punto genérico x con su vecindario. Dado un mecanismo de transición, un vecino de x es cualquier punto que pueda ser alcanzado por x por medio de una sola transición. Hay dos tipos de vecinos factibles y no factibles. Entre los factibles, usualmente solo las configuraciones (o soluciones) atractivas son de interés [Lee y El-Sharkawi 2008].

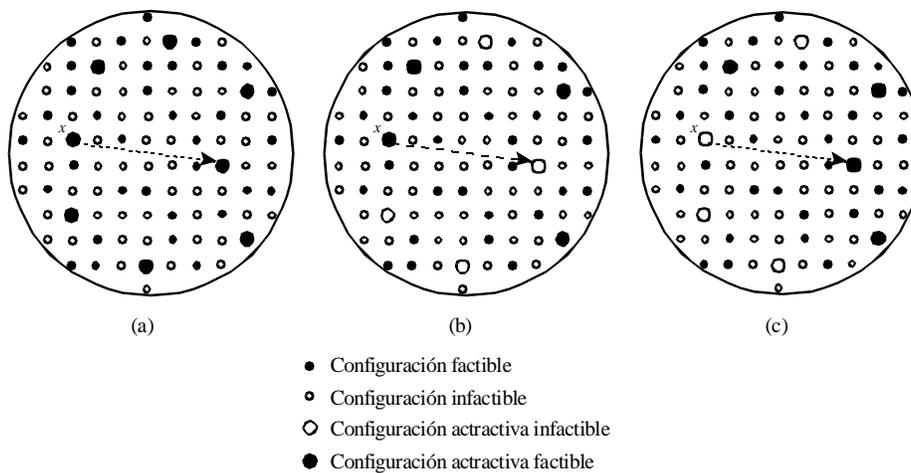


Figura 2.1 Ilustración de un vecindario de una configuración dada.

- (a) Transición de una solución factible \Rightarrow factible
- (b) Transición de una solución factible \Rightarrow infactible
- (c) Transición de una solución infactible \Rightarrow factible

En la Figura 2.1b se incluyen en el vecindario de x configuraciones que son atractivas aunque no factibles. La razón es que la transición temporal a través de configuraciones atractivas no factibles en ciertas circunstancias puede ser el camino más corto que conduce

a la solución atractiva posible. La Figura 2.1c muestra una transición complementaria, la cual toma la configuración de un punto atractivo no factible a un punto atractivo factible [Lee y El-Sharkawi, 2008]. Este tipo de estrategia ha sido utilizada exitosamente en la planeación de expansión de transmisión, el cual es un buen ejemplo de un sistema complejo con abundantes soluciones locales. La transición por puntos no factibles se facilita con la inclusión de términos con factor de penalización en la función objetivo los cuales representan el costo de la no factibilidad; por lo tanto, si el decremento en el costo real compensa el costo debido a la no factibilidad, entonces se permite la transición [Lee y El-Sharkawi 2008].

2.3.3 Caracterización del vecindario

Una cuestión fundamental en la TS es la necesidad de evaluar las configuraciones del vecindario. El número de configuraciones en un vecindario puede ser muy grande y la calidad de dichas configuraciones puede ser muy variable. En cada iteración de un algoritmo básico de TS, es necesario normalmente identificar la mejor configuración del vecindario de la solución actual tomando en cuenta que la nueva solución no tiene atributos tabú, o en caso de que los tuviera, se satisface el criterio de aspiración, es decir la nueva configuración es suficientemente buena para justificar el relajamiento de las restricciones tabú. Una de las principales estrategias de la TS consiste en pasar la mejor configuración del vecindario a la configuración actual. Usualmente, los tamaños de los vecindarios son mucho más grandes y no pueden ser evaluadas totalmente por el algoritmo, por lo que se explora solo la parte más atractiva del vecindario [Lee y El-Sharkawi 2008].

2.4 Algoritmo básico de Búsqueda Tabú

El algoritmo básico de TS usado en esta tesis, consiste de los siguientes elementos [Lee y El-Sharkawi 2008]:

- Una solución inicial. La solución inicial es cualquier solución que satisfaga las restricciones del problema. Por lo regular esta solución inicial se genera aleatoriamente.

- Un movimiento. Un movimiento es un procedimiento aleatorio que genera una solución admisible a partir de la solución inicial.
- Un vecindario. El vecindario es un grupo de soluciones admisibles que se generan por un movimiento de la solución actual.
- Una lista tabú. La lista tabú es un mecanismo que evita que se revisen soluciones que ya han sido visitadas.
- Criterio de paro. El criterio de paro se puede establecer de dos formas: cuando se alcance un determinado número de iteraciones o cuando se tiene la misma solución un determinado número de veces.
- Criterio de aspiración. El criterio de aspiración consiste en permitir un movimiento aunque éste sea tabú prohibido.

Para ejemplificar la metodología básica de la TS se considera el problema de las n -reinas. Este problema consiste en colocar n -reinas en un tablero de ajedrez, de tal forma que no se ataquen entre sí. Este problema puede visualizarse como un problema de optimización para el cual la solución óptima es tal que dos reinas no puedan ser colocadas en el mismo renglón, misma columna o misma diagonal. La Figura 2.2a muestra una topología para el problema de las n -reinas (con $n=7$) en la cual hay 4 colisiones, o cuatro posibilidades para atacar. La Figura 2.2b muestra una solución óptima, en la cual ninguna de las reinas se atacan entre sí.

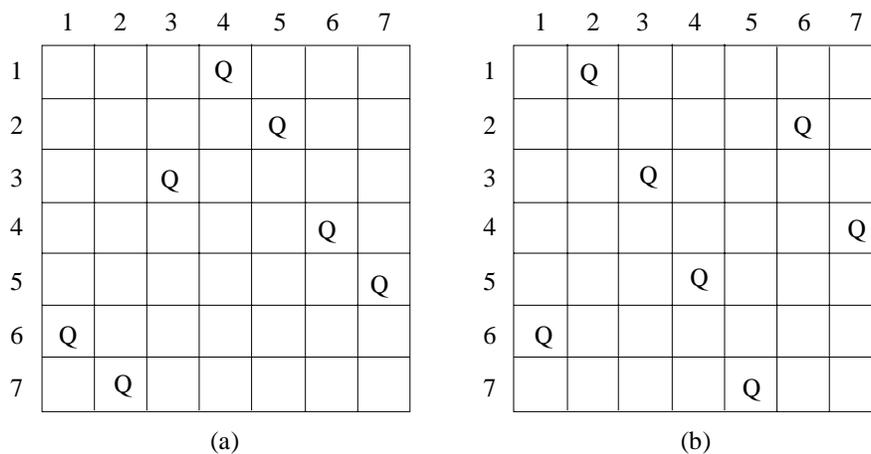


Figura 2.2 Problema de las siete-reinas: (a) una topología inicial; (b) Una topología óptima.

Un código eficiente para este problema consiste en describir una configuración de un vector P de orden $n \times 1$, en donde el i -ésimo elemento, $P(i)$, representa la columna del tablero donde se coloca a la i -ésima reina; se considera que la i -ésima reina es colocada en el renglón i . Con esta codificación, la topología dada en la Figura 2.2a se describe como:

$P_i =$	1	2	3	4	5	6	7	← Renglón (reina)
	4	5	3	6	7	1	2	← Columna

donde la reina 1 se encuentra en el renglón 1 y la columna 4, la reina 2 está en el renglón 2 y la columna 5, y así sucesivamente. Al tener esta codificación se resuelve parte del problema porque las reinas no están colocadas en el mismo renglón ni en la misma columna. El problema remanente puede ser formulado como la minimización de las colisiones en las diagonales [Lee y El-Sharkawi 2008].

Después, se establece la función objetivo para el problema de las n -reinas. Para esto se introducen los conceptos de diagonales positivas y negativas. Las diagonales positivas se caracterizan por el hecho que la suma $i+j$ es constante mientras que para las diagonales negativas la diferencia $i-j$ es negativa, tal como se ilustra en la Figura 2.3.

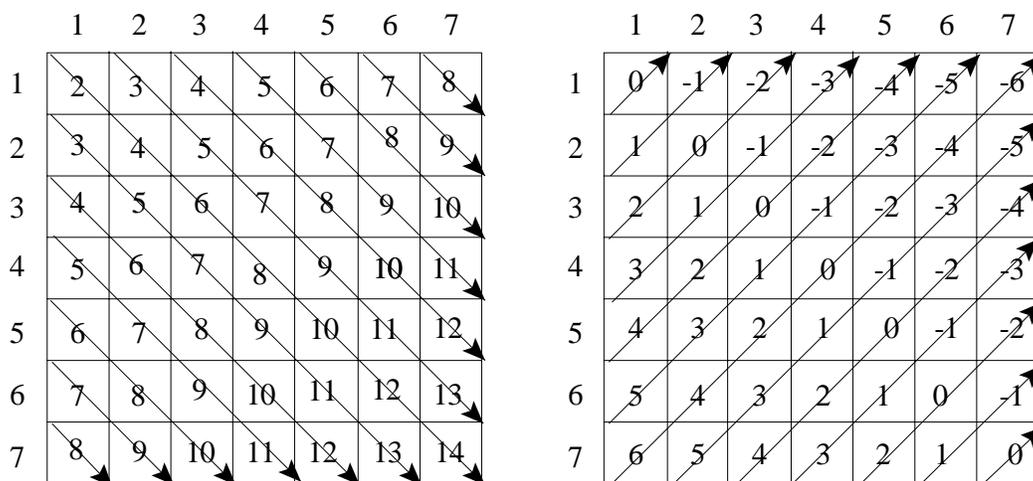
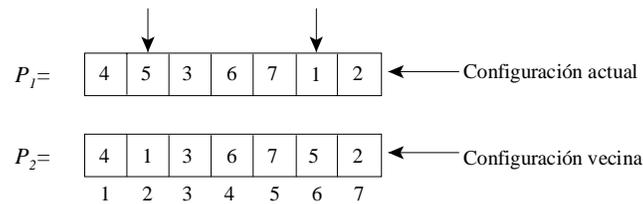


Figura 2.3 Caracterización de las diagonales: (a) diagonales positivas; (b) diagonales negativas.

Por ejemplo, para la configuración de la Figura 2.2a, las colisiones ocurren en la diagonal positiva 7 y en la diagonal negativa 5, -2 y -3. Esto es, se observa que la evaluación de la función objetivo para este tipo de codificación se ejecuta fácilmente.

Un movimiento para el problema de las n -reinas es una configuración que puede ser encontrada por el intercambio de las columnas ocupadas por dos reinas cualesquiera. Si para la configuración de la Figura 2.2a, intercambiando las reinas 2 y 6 se obtiene un vecino de la configuración actual. Esto es,



Para la estructura de este vecindario, la configuración actual tiene $n(n-1)/2$ vecinos; para $n=7$, el número de vecinos es 21. Para valores grandes de n , sin embargo, el número de vecinos puede ser prohibitivo y se tiene entonces que considerar una simplificación apropiada para el vecindario. La Tabla 2.1 muestra la función objetivo del vecindario de la configuración actual, en donde hay cuatro vecinos con una reducción del costo de -2, lo que significa que los correspondientes movimientos podría reducir el número de colisiones de 4 a 2.

Tabla 2.1 Configuración de los vecinos para la topología de la Figura 2.2.

No.	Cambio	v	Δv	No.	Cambio	v	Δv	No.	Cambio	v	Δv
1	1-7	2	-2	8	3-5	3	-1	15	1-4	5	1
2	2-4	2	-2	9	3-6	3	-1	16	2-3	5	1
3	2-6	2	-2	10	4-7	3	-1	17	3-7	5	1
4	5-6	2	-2	11	6-7	3	-1	18	4-6	5	1
5	1-5	3	-1	12	2-4	4	0	19	5-7	5	1
6	1-6	3	-1	13	1-2	5	1	20	4-5	6	2
7	2-7	3	-1	14	1-3	5	1	21	3-4	7	3

Los 21 vecinos de la configuración actual se resumen en la Tabla 2.1. El mejor vecino corresponde al movimiento donde se intercambia la reina 1 y la 7. Este movimiento se

convierte en tabú y se puede almacenar como se indica en Figura 2.4, lo cual indica que el intercambio 1-7 estará prohibido para los siguientes 5 movimientos.

	2	3	4	5	6	7
1						5
	2					
		3				
			4			
				5		
					6	

Figura 2.4 Almacenamiento de atributos para el problema de las n -reinas.

El mismo arreglo se puede usar para otros posibles movimientos y se actualiza después de cada movimiento: por ejemplo, cuando se ejecuta el siguiente movimiento, el número 5 en posición (1,7) se decrementa a 4 para tener en cuenta que ha decrementado la correspondiente ocupación tabú. Alternativamente, en lugar de almacenar la ocupación tabú para cada restricción tabú, se puede almacenar la iteración donde se activa el tabú: por ejemplo, si se activa el tabú en la iteración 237, este número se colocará en la posición (1,7) del almacenamiento del arreglo de la Figura 2.4.

Un algoritmo básico para el problema de las n -reinas es el siguiente:

1. Definir la permanencia tabú y el criterio de aspiración.
2. Definir la estructura del vecindario.
3. Encontrar la topología inicial.
4. Calcular y ordenar la función objetivo para todo el vecindario.
5. Moverse al mejor vecino si éste no es tabú.
6. Moverse al mejor vecino si éste es tabú pero satisface el criterio de aspiración.
7. Actualizar la lista tabú.

8. Repetir los pasos del 4 al 7 hasta que se encuentre la topología con costo cero.

Con la aplicación de este algoritmo y considerando una permanencia tabú de tres iteraciones, el criterio de aspiración que acepta a nueva (tabú) solución si el costo es más bajo que la solución que incumbe, que el vecindario se forma por las topologías obtenidas por el intercambio de posiciones de dos reinas cualesquiera y que la topología inicial es la que se indica en Figura 2.2a, se produce la siguiente secuencia de topologías, la cual conduce a la solución óptima,

	1	2	3	4	5	6	7	
<i>Iteración = 1</i>	4	5	3	6	7	1	2	$v=4$
<i>Iteración = 2</i>	2	5	3	6	7	1	4	$v=2$
<i>Iteración = 3</i>	2	6	3	5	7	1	4	$v=1$
<i>Iteración = 4</i>	3	6	2	5	7	1	4	$v=1$
<i>Iteración = 5</i>	3	6	2	5	4	1	7	$v=2$
<i>Iteración = 6</i>	3	6	2	7	4	1	5	$v=1$
<i>Iteración = 7</i>	2	6	3	7	4	1	5	$v=0$

Los mejores movimientos y la función objetivo correspondiente y la lista tabú en cada iteración se resumen como sigue:

- 1; movimiento 1-7; $v=2$; tabú 1-7(3)
- 2; movimiento 2-4; $v=1$; tabú 1-7(2), 2-4(3)
- 3; movimiento 1-3; $v=1$; tabú 1-7(1), 2-4(2);1-3(3)
- 4; movimiento 5-7; $v=1$; tabú 2-4(1), 1-3(2);5-7(3)
- 5; movimiento 4-7; $v=1$; tabú 1-3(1), 5-7(2);4-7(3)
- 6; movimiento 1-3; $v=1$; tabú 5-7(1), 4-7(2);1-3(3)

Se puede observar que:

- Se encontró la solución óptima después de 6 iteraciones (movimientos). En las dos primeras iteraciones, se redujo la función objetivo. En la tercera iteración la función objetivo permaneció constante.
- En el cuarto movimiento, no hubo vecinos con mejor calidad que los de la solución actual. Sin embargo, hay dos topologías con atributos de 1-3 y 1-7 que conducen a topologías con el mismo objetivo, estas topologías están prohibidas ya que el atributo 1-3 podría conducir a una topología ya visitada, mientras que el atributo 1-7 podría conducir a una nueva topología y puesto que no se satisface el criterio de aspiración, el movimiento no se permite.
- En la cuarta iteración, la función objetivo se incrementa.
- En la quinta iteración, la función objetivo se decrementa.
- Finalmente, en la sexta iteración, el atributo de 1-3 se usa porque se satisface el criterio de aspiración, la función objetivo es más pequeña que la solución actual.

2.5 Aplicaciones de la Búsqueda Tabú

Las primeras aplicaciones de la TS se llevaron a cabo al final de los 80's y fueron limitadas al área de investigación de operaciones y cubrieron problemas clásicos tales como el problema del viajero y el colorido gráfico. Una lista de algunas aplicaciones que se han reportado [Lee y El-Sharkawi 2008] [Li *et al.*, 2005] [Gandomkar *et al.*, 2005] [Abido, 2002] [Muthuselvan y Somasundaram 2005/2009] se presenta a continuación.

- El problema del viajero.
- El problema de ruteo de vehículos (*VRP*).
- Problemas tales como el problema de asignación cuadrática (*QAP Quadratic Assignment Problem*), el problema de asignación generalizada (*GAP Generalized Assignment Problem*) y el problema de asignación generalizada multinivel (*MGAP Multilevel Generalized Assignment Problem*).
- El problema multidimensional de la mochila 0-1, el problema de transporte de la carga fija, la división del gráfico y los problemas de la red de telecomunicaciones.
- Despacho económico de carga.

- Reconfiguración de redes.
- Flujos óptimos.
- Ubicación óptima de generación distribuida en redes de distribución.

2.6 Optimización multi-objetivo

En general, los problemas multi-objetivo se pueden escribir matemáticamente como:

$$\text{minimizar } \mathbf{f} = [f_1(\mathbf{x}), f_2(\mathbf{x}), \dots, f_m(\mathbf{x})] \quad (2.3)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{x} \in \Omega$$

Algunas veces los objetivos no entran en conflicto con otro, en este caso una solución óptima minimiza todos los objetivos al mismo tiempo. Más a menudo, existen conflictos entre los diferentes objetivos; usualmente esta situación se aborda ponderando los objetivos como,

$$\text{minimizar } \mathbf{f} = w_1 f_1(\mathbf{x}) + w_2 f_2(\mathbf{x}) + \dots + w_m f_m(\mathbf{x}) \quad (2.4)$$

Sujeto a:

$$\mathbf{x} \in \Omega$$

donde las ponderaciones w_i son ≥ 0 , $\sum w_i = 1$. Las ponderaciones se eligen en base a la experiencia del problema a resolver [Belegundu y Chandrupatla, 2011].

Otra forma de manejar los problemas multi-objetivo es designando uno de los objetivos como el objetivo primario y los demás como restricciones,

$$\text{minimizar } f_1(\mathbf{x}) \quad (2.5)$$

Sujeto a:

$$f_2(\mathbf{x}) \leq c_2$$

...

$$f_m(\mathbf{x}) \leq c_m$$

$$\mathbf{x} \in \Omega$$

Los métodos estocásticos son más usados que los métodos enumerativos o determinísticos para resolver problemas multi-objetivo. Con los métodos estocásticos se pueden obtener múltiples soluciones con una sola ejecución y tener sus propios esquemas para no quedar atrapados en óptimos locales. Algunos métodos estocásticos típicos son: Monte Carlo, Forja simulada (*Simulated annealing*), TS, Algoritmos Evolutivos y Enjambres de Partículas [Belegundu y Chandrupatla, 2011].

2.6.1 Optimalidad de Pareto

El concepto de óptimo de Pareto en la solución de un problema multi-objetivo fue desarrollado por Vilfredo Pareto (1848-1923), el cual se refiere a aquella situación en la cual se cumple que no es posible beneficiar a una función objetivo sin perjudicar a la otra. En otras palabras, el óptimo de Pareto es un punto de equilibrio.

Sea un vector de variables de diseño $\mathbf{x}^* \in \Omega$, que es el óptimo de Pareto para el problema dado en (2.3), si y solo si no hay un vector $\mathbf{x} \in \Omega$ con las características:

$$f_i(\mathbf{x}) \leq f_i(\mathbf{x}^*) \quad \text{para toda } i = 1, 2, \dots, m$$

y

$$f_j(\mathbf{x}) < f_j(\mathbf{x}^*) \quad \text{para al menos una } j, 1 \leq j \leq m$$

En la Figura 2.5 se ilustra la región factible Ω' para el problema de maximización y minimización de f_1 y f_2 , respectivamente. En esta figura se muestra la curva de Pareto, línea gruesa, para ambos problemas. Estas curvas suelen dar una idea en los problemas de optimización que no se podría obtener a través de un solo punto en el espacio de solución o de criterio.

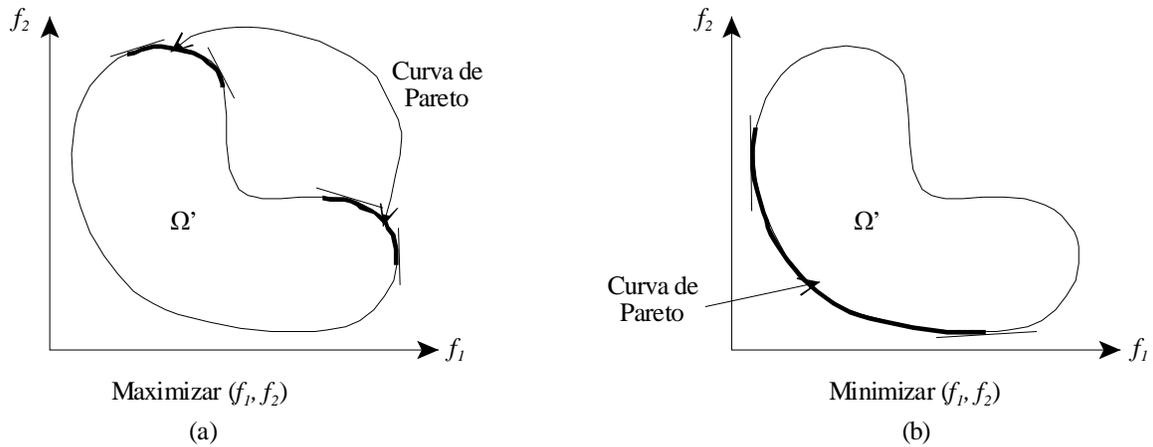


Figura 2.5 Curvas de Pareto.

En la Figura 2.6 se presenta la curva de Pareto para un problema de optimización multi-objetivo donde Ω' es la región factible del problema [Belegundu y Chandrupatla, 2011].

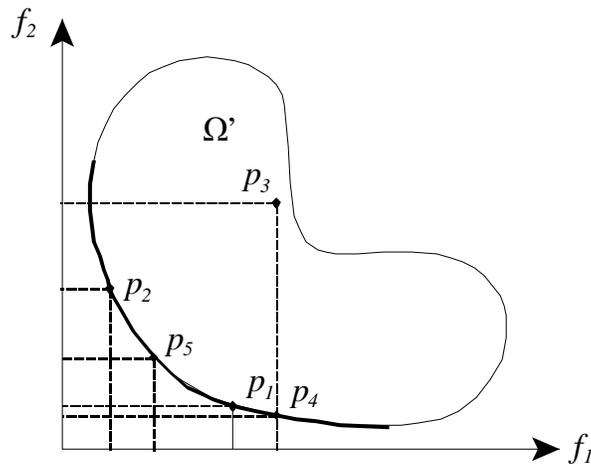


Figura 2.6 Curva de Pareto para una función de dos objetivos.

Como se observa en la Figura 2.6, no hay algún punto en Ω' que mejore a alguno de la curva de Pareto; por ejemplo, si se traza una vertical del punto p_3 hasta el punto de corte con la curva de Pareto p_4 , se observa que dicho punto siempre tendrá el mismo valor de f_1 y un mejor valor de f_2 . También se observa que no hay un punto que mejore de manera

simultánea los dos objetivos. Por ejemplo, seleccionando dos puntos p_1 y p_2 pertenecientes a la curva, se observa que p_1 mejora f_2 pero a costa de empeorar f_1 y viceversa.

2.6 Conclusiones

En este capítulo se han presentado las características básicas de la TS, la cual se usa para resolver problemas de optimización complejos, la TS tiene la habilidad de escapar de soluciones óptimas locales aceptando movimientos ascendentes, es decir, movimientos que deterioran el valor de la función objetivo actual. La TS difiere de las otras técnicas en el uso de la memoria, lo cual es crucial para implementar exitosamente la TS. Como la TS atraviesa el espacio de solución, se almacenan resultados relevantes en las memorias de corto y largo plazo, las cuales posteriormente se usan para redirigir la búsqueda y modificar los algoritmos de búsqueda local que forman parte de la meta-heurística de la TS. Se han descrito los algoritmos simples de TS basados en memoria de corto plazo con listas tabú y criterios de aspiración, que se usan en esta tesis.

Capítulo 3

Implementación de la Búsqueda Tabú y Aplicaciones Prácticas

3.1 Introducción

En este capítulo se presenta la implementación un algoritmo básico de TS el cual consiste de los siguientes elementos: una solución inicial, la cual es cualquier solución permisible que satisfaga las restricciones del problema; un movimiento, el cual es un procedimiento aleatorio en donde se genera un vecino (una solución admisible) a partir de la solución inicial; un vecindario, el cual es un grupo de todos los vecinos o soluciones que se pueden generar por un movimiento a partir de la solución actual; una lista tabú, la cual es una forma de evitar revisar soluciones que ya han sido exploradas; un criterio de paro, el cual puede ser un determinado número de iteraciones o un número determinado de iteraciones que obtienen la misma solución; finalmente un criterio de aspiración, el cual consiste en permitir un movimiento a pesar de que éste sea tabú, siempre y cuando el valor de la función objetivo sea menor que el valor actual.

El algoritmo básico de TS implementado, se aplica a dos casos de estudio. El primero de estos casos es el problema de despacho económico de carga, el cual consiste en calcular la potencia que debe producir cada generador de una red eléctrica para satisfacer la demanda de energía, de modo que se obtenga el costo mínimo y que además se cumplan restricciones técnicas de la red y de los propios generadores. El segundo caso consiste en el

emplazamiento óptimo de equipo de medición para detectar depresiones de voltaje en la red eléctrica.

3.2 Despacho económico de carga con TS

El problema de despacho económico de carga es uno de los principales problemas en la operación de los sistemas eléctricos. El problema consiste en determinar el costo mínimo de producción de energía, así como la potencia de cada generador que debe satisfacer la demanda de energía, para un determinado punto de operación: la función de costos para cada unidad se representa por una función no lineal. El problema puede ser resuelto por técnicas matemáticas como se indica en [Wood y Wollenberg 1984]. Cuando se tiene un sistema de gran escala el problema de despacho se convierte en un problema de optimización no lineal altamente restringido [Abido, 2006]. En los últimos años se han desarrollado y aplicado técnicas de inteligencia artificial para resolver el problema de despacho económico, técnicas tales como enjambre de partículas [Kuo, 2008] [Park *et al.*, 2006], algoritmos evolutivos [Abido, 2006], entre otros. Un resumen de diferentes técnicas que se han aplicado para resolver el problema de despacho se puede encontrar en [Xia y Elaiw, 2010].

La Figura 3.1 muestra un sistema que consiste de N unidades de generación conectadas a un nodo de carga eléctrica P_R . La entrada de cada unidad, representada como F_1, F_2, \dots, F_N , es una función que representa el costo de generación de la unidad 1, 2, \dots, N , respectivamente. La salida de cada una de las unidades P_1, P_2, \dots, P_N , es la potencia eléctrica generada por esa unidad de generación en particular. El costo total de generación, F_T , en el sistema es la suma de los costos individuales de cada unidad de generación [Wood y Wollenberg 1984], esto es,

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \quad (3.1)$$

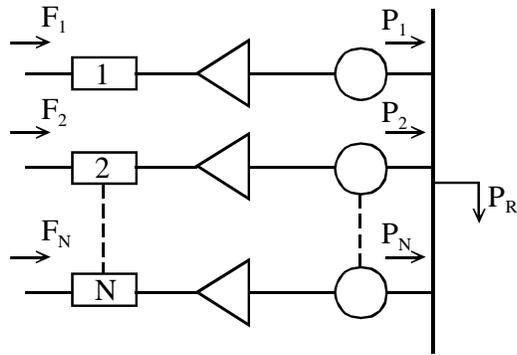


Figura 3.1 Unidades de generación alimentando a la carga P_R .

La restricción esencial de operación de este sistema es que la suma de las potencias de salida deber ser igual a la potencia demandada por la carga. Entonces, el problema de optimización se plantea como:

$$\min F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (3.2)$$

sujeto a:

$$P_R - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \quad (3.3)$$

$$P_{i \min} < P_i < P_{i \max} \quad (3.4)$$

donde $F_i(P_i)$ es el costo de generación de la unidad generadora P_i

P_i es la potencia del generador i

$P_{i \min}$ es la potencia mínima del generador i

$P_{i \max}$ es la potencia máxima del generador i

Por otro lado, cuando se toman en cuenta las pérdidas de la red de transmisión (ver Figura 3.2), la función objetivo es la misma que esta descrita en (3.2), sin embargo, el problema de

despacho es ligeramente más complicado debido a que se modifica la restricción descrita en (3.4) la cual debe incluir las pérdidas. Esta modificación queda como:

$$P_R + P_L - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \quad (3.5)$$

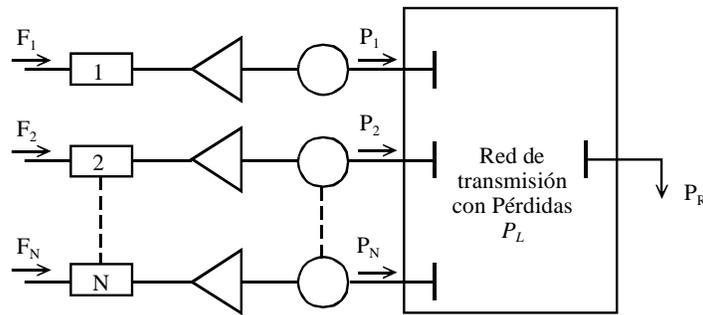


Figura 3.2 Unidades de generación alimentando una carga a través de una red de transmisión con pérdidas P_L .

Como se ha mencionado anteriormente, en esta tesis se desarrolló e implementó en MATLAB® un algoritmo de TS básico para resolver el problema de despacho económico de generación de energía formulado con las ecuaciones (3.2)-(3.3) cuando no se toman en cuenta las pérdidas. Cuando se toman en cuenta las pérdidas el algoritmo resuelve el problema formulado con las ecuaciones (3.2), (3.4) y (3.5).

El procedimiento inicia con el valor inicial un punto de operación, es decir, valores iniciales de generación de cada una de las unidades las cuales deben satisfacer la demanda de la carga; dichos valores pueden ser asignados o generados aleatoriamente por el propio algoritmo.

Posteriormente se procede a generar al vecindario el cual tendrá como número de vecinos el número de generadores en el sistema. En el algoritmo TS un vecino también tendrá un número de elementos conforme al número de unidades de generación. Cada elemento de que consta el vecino será la correspondiente potencia de la unidad generadora.

Una vez que se ha creado el vecindario se procede a su evaluación, es decir, para cada configuración de potencias generadas se calcula la función objetivo y considerando el valor de dicha función, se ordena de manera ascendente. Luego de que se ha ordenado al vecindario se elige aquella configuración con el valor de la función objetivo más pequeño y se revisa si está en la lista tabú (la cual está vacía en la primera iteración).

Como en la primera iteración la lista tabú está vacía, la solución que se ha seleccionado como solución actual será la primera configuración en aparecer en la lista tabú en posteriores iteraciones (la solución actual permanecerá en la lista tabú durante 3 iteraciones).

En las siguientes iteraciones, en el caso de que la solución elegida perteneciera a la lista tabú, se revisa si la solución en dicha lista tiene un costo menor que la solución actual; en caso afirmativo se relajan las restricciones tabú, es decir, se selecciona a esa solución aunque pertenezca a la lista tabú y se actualiza la solución; de lo contrario se elige la siguiente mejor solución del vecindario y así sucesivamente hasta satisfacer el criterio de paro o que se alcance el número máximo de iteraciones. En la Figura 3.3 se presenta un diagrama de flujo del proceso de solución con TS, previamente descrito.

El algoritmo propuesto se aplicó al sistema de prueba que consiste de tres unidades de generación cuyos datos se indican en la Tabla 3.1 [Wood y Wollenberg 1984]; la ecuación de pérdidas en el sistema está dada como:

$$P_L = 0.00003 + P_1^2 0.00009 + P_2^2 0.00012 P_3^2 \quad (3.6)$$

Tabla 3.1 Datos de las unidades de generación.

Unidad	P máx. (MW)	P mín. (MW)	Función de Costos
1	600	150	$F_1(P_1) = 561.0 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2$
2	400	100	$F_2(P_2) = 310.0 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2$
3	200	50	$F_3(P_3) = 78.0 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2$

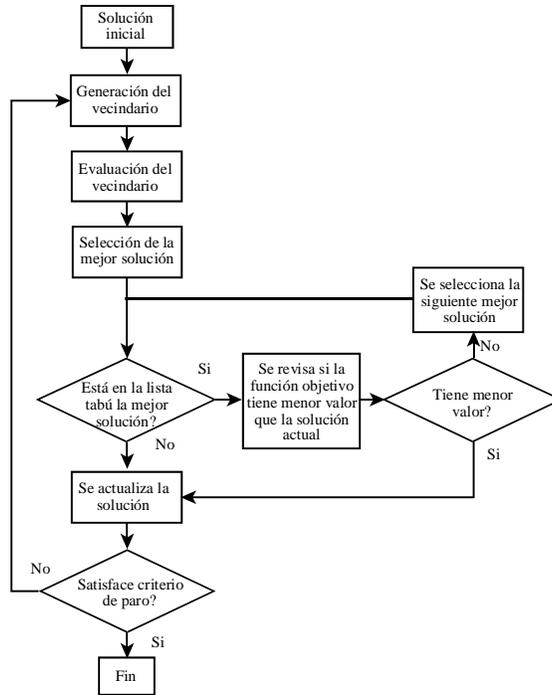


Figura 3.3 Proceso de solución del problema de despacho con TS.

Se resolvió el problema de despacho económico, considerando las siguientes situaciones:

Caso A. Se determina el punto de operación óptimo, cuando las tres unidades entregan una potencia total de 850 MW y no se consideran pérdidas.

Caso B. Se determina el punto de operación óptimo, cuando las tres unidades entregan una potencia total de 850 MW y se consideran las pérdidas en la red eléctrica, como se indica en (4.3).

Para los dos casos de estudio se presenta una comparación de los resultados obtenidos con el algoritmo de TS desarrollado y los que se obtienen aplicando programación cuadrática y AG.

Para resolver estos casos de estudio, se partió de una solución inicial con los siguientes valores: $P_1=400\text{ MW}$, $P_2=300\text{ MW}$ y $P_3=150\text{ MW}$. Es importante mencionar que también se llevaron a cabo pruebas a partir de soluciones iniciales generadas aleatoriamente.

Para ambos casos de estudio se consideró un vecindario de 3 vecinos, donde dos de los 3 vecinos se generaron aleatoriamente dentro del rango especificado por sus potencias mínima y máxima y el tercero se calculó en base a los dos previamente generados y la potencia de carga.

Se consideraron como criterios de paro del algoritmo, una tolerancia en el valor de la función objetivo de 1×10^{-3} y el número máximo de iteraciones que para este caso fue de 100

En la Figura 3.4 y en la Figura 3.5 se ilustran dos iteraciones del proceso de solución del problema de despacho con TS.

Iteración 1

Solucion actual = [400 300 150]

Costo = 8200.5

Vecindario =	400	273.21	176.79	Vecino 1
	403.94	300	146.06	Vecino 2
	348.76	351.24	150	Vecino 3

Funcion objetivo =	8216.09	Vecino 1
	8199.60	Vecino 2
	8201.69	Vecino 3

Vecindario y funcion objetivo ordenados

Vecindario =	403.94	300	146.06	Vecino 2
	348.76	351.24	150	Vecino 3
	400	273.21	176.79	Vecino 1

8199.60	Vecino 2
8201.69	Vecino 3
8216.09	Vecino 1

Se elige al vecino 2 como mejor solución y entra a la lista tabú, en donde permanecerá 3 iteraciones

Lista tabú =	403.94	300	146.06

Figura 3.4 Iteración 1 del proceso de solución.

Iteración 2

Solucion actual = [403.94 300 146.6]

Costo = 8199.6

Vecindario =	403.94	177.24	268.82	Vecino 1
	413.65	300	136.35	Vecino 2
	406.79	297.15	146.06	Vecino 3

Funcion objetivo =	8346.16	Vecino 1
	8198.30	Vecino 2
	8200.10	Vecino 3

Vecindario y funcion objetivo ordenados

Vecindario =	413.65	300	136.35	Vecino 2
	406.79	297.15	146.06	Vecino 3
	403.94	177.24	268.82	Vecino 1

Funcion objetivo =	8198.30	Vecino 2
	8200.10	Vecino 3
	8346.16	Vecino 1

Se elige nuevamente al vecino 2 como mejor solución y entra a la lista tabú, en donde permanecerá 3 iteraciones. La solución anterior permanecerá aun 2 iteraciones más

Lista tabú =	413.65	300	136.35	→ 3 iteraciones
	403.94	300	146.06	→ 2 iteraciones

Figura 3.5 Iteración 2 del proceso de solución.

El resultado del Caso A con una generación inicial de $P_1=400$, $P_2=300$ y $P_3=150$ (solución inicial factible), se muestran en la Tabla 3.2. Se presentan los resultados obtenidos con el programa TS desarrollado, así como los que se obtienen mediante programación cuadrática utilizando el *Optimization Toolbox* del *MATLAB*® [Toolbox 2004-2008] y mediante AG aplicando rutinas reportadas en [Danaraj, 2009].

Tabla 3.2 Solución al problema de despacho para el Caso A.

Método	P ₁ (MW)	P ₂ (MW)	P ₃ (MW)	P _T (MW)	F _T (\$/h)
Búsqueda Tabú	393.35	334.24	122.41	850.0	8194.4
Programación cuadrática	393.17	334.60	122.23	850.0	8194.4
Algoritmos genéticos	393.79	333.39	122.82	850.0	8194.4

Como se observa de la Tabla 3.2, con el método de TS desarrollado se tiene pequeñas variaciones en las potencias obtenidas, con respecto a los resultados que se obtienen con programación cuadrática y AG. Se observa también, que los resultados obtenidos por los distintos métodos cumplen la restricción de que la potencia generada total es de 850 MW y que el valor del costo total de la generación es el mismo (8194.4 \$/hr).

Cabe mencionar que el seleccionar una condición distinta de generación inicial se obtienen resultados similares, teniéndose variaciones menores a 8×10^{-7} en el costo total.

Para el Caso B, considerando el mismo punto de operación inicial que en el Caso A, pero tomando en cuenta las pérdidas en la red eléctrica de acuerdo a (3.6), aplicando el método de TS se obtuvieron los resultados que se presentan en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3 Solución al problema de despacho para el Caso B.

Método	P ₁ (MW)	P ₂ (MW)	P ₃ (MW)	P _T (MW)	P _L (MW)	F _T (\$/h)
Búsqueda Tabú	435.38	299.20	131.23	865.81	15.81	8344.6
Programación cuadrática	435.20	299.97	130.66	865.83	15.83	8344.6
Algoritmos genéticos	434.31	300.76	130.78	865.85	15.85	8344.6

En la Tabla 3.3 se muestran además los resultados que se obtienen aplicando los programas anteriormente señalados de programación cuadrática y AG. Como se puede observar, en forma similar al caso anterior, existen diferencias pequeñas en las potencias generadas, aun cuando el costo total de la generación es el mismo y se cumplen las restricciones del problema.

De acuerdo con los resultados de los casos de estudio presentados, se puede afirmar que el método TS desarrollado tiene buena precisión y resulta efectivo para resolver el problema de despacho económico de carga.

3.3 Ubicación óptima de monitores de depresiones de voltaje

La frecuencia de aparición de las depresiones de voltaje, en un sitio en particular de un sistema, se puede obtener directamente monitoreando el sitio de interés. Sin embargo, cuando se tiene que caracterizar todo el sistema, en general, hay restricciones en el número de equipos de medición disponibles. Por esta razón es muy importante aplicar técnicas dirigidas a establecer el número mínimo de monitores y su ubicación óptima de manera tal que se garantice la cobertura de todo el sistema [Olguin *et al.*, 2006] [Espinosa *et al.*, 2009]. En este caso de estudio, el enfoque presentado en [Espinosa *et al.*, 2009] se aplica para poder analizar los casos presentados.

El método para obtener la zona de alcance del monitor está basado en la formulación analítica que se presenta en [Espinosa y Hernández, 2006], la cual se describe detalladamente en el Apéndice A. Por medio de esta formulación, se establece una división de la longitud en cada línea del sistema eléctrico en varios segmentos. Cada segmento está formado por la longitud de la línea donde una falla origina que la tensión de voltaje remanente esté por arriba o por debajo de un umbral de medición. Con esto se formula el problema de optimización, el cual se basa en asegurar que se captura por al menos un medidor, cualquier evento que conduzca a que se presente una depresión de voltaje.

El problema de optimización consiste en minimizar un vector binario cuyos elementos $x(i)$ están formados como se indica a continuación [Espinosa y Hernández, 2006]:

$$x(i) = \begin{cases} 1, & \text{si hay monitor en el nodo } i \\ 0, & \text{de otra forma} \end{cases}, \forall i$$

La función objetivo del problema de optimización está basada en minimizar el número de monitores. Matemáticamente se expresa como:

$$\min \sum_{i=1}^N x(i) \quad (3.7)$$

Es importante mencionar que la suma de los elementos binarios del vector x , mn ($mn = \sum_{i=1}^N x(i)$) es el número mínimo de monitores que se requieren para observar a todo el sistema. Este problema de optimización está sujeto a las siguientes restricciones:

$$\mathbf{M} \mathbf{x} \geq \mathbf{b} \quad (3.8)$$

donde \mathbf{M} es una matriz binaria en la que un 1 en la entrada (s, i) representa que una falla en cualquier punto dentro de la línea del segmento s origina una depresión de voltaje en el nodo i . Por lo tanto, la matriz \mathbf{M} representa el área de alcance del monitor [Espinosa *et al.*, 2009] [Espinosa y Hernández, 2006]; \mathbf{b} es un vector el cual tiene 1's en todos los elementos con el fin de asegurar que todas las fallas están siendo capturadas por al menos un monitor.

Por lo tanto, el producto $\mathbf{M} \mathbf{x}$ indica el número de monitores que se activaran cuando ocurra una falla. Siendo \mathbf{b} un vector formado por unos, al menos un monitor capturará cada evento producido por una falla.

La solución al problema optimización formulado en (3.7) sujeto a (3.8) se ha implementado en MATLAB® y se resuelve usando Búsqueda Tabú. Para este caso de estudio, la solución inicial se crea de manera aleatoria y se forma de acuerdo a la definición del vector $x(i)$ de la formulación (3.7). El número de elementos de cada vecindario corresponde al número de nodos del sistema. El vecindario se crea haciendo un cambio de uno a uno de cada elemento del vector solución actual.

Durante el proceso de evaluación se penaliza a los vecinos que no satisfacen las restricciones de acuerdo a (3.8), con el propósito de que sean elegidos en la siguiente iteración. La Figura 3.6 muestra un diagrama de flujo de la implementación del método.

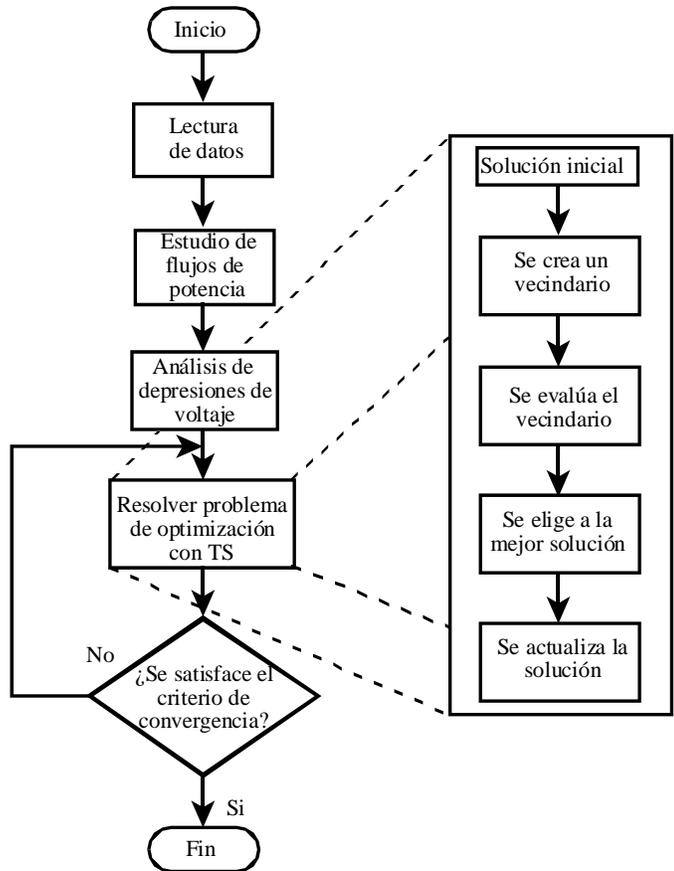


Figura 3.6 Diagrama de flujo para el método de localización óptima de monitores usando Búsqueda Tabú.

El método propuesto se aplica al sistema de 57 nodos del IEEE. Este sistema consiste de 57 nodos, los cuales están interconectados por medio de 63 líneas, 15 transformadores y 7 unidades de generación [Christie 1993].

Se analizan los siguientes caso de estudio, teniendo en cuenta que las depresiones de voltaje son causadas por fallas trifásicas

Caso 1. Caso base. Aquí para todos los nodos del sistema se considera que el voltaje de pre-falla es 1.0 p.u. y que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas.

Caso 2. Caso Base. Aquí para todos los nodos del sistema se considera que el voltaje de pre-falla es 1.0 p.u y que las depresiones de voltaje son originadas por fallas monofásicas.

Case 3. Se considera el estado de operación del sistema en el análisis de depresiones de voltaje por medio de un estudio de flujos de potencia y las depresiones de voltaje son originadas por fallas monofásicas.

La Tabla 3.4 muestra, para el Caso 1, el número mínimo de monitores que tienen que ser emplazados de manera que se observe todo el sistema para un umbral específico de voltaje, esto es, los monitores requeridos para detectar cualquier falla que origine una depresión de voltaje con una magnitud de hasta el valor de umbral de voltaje seleccionado.

Por ejemplo, tomando en cuenta un umbral de voltaje de 0.7 p.u., la formulación conduce a disponer de un sistema de 616 ecuaciones, lo que significa que el vector solución x tiene que satisfacer 616 ecuaciones de restricción.

En la Tabla 3.4, se observa que el número de monitores se incrementa conforme es más pequeño el umbral de voltaje. Se puede observar que para un umbral de voltaje de 0.9 p.u se requiere un solo monitor para todo el sistema, el cual está ubicado en el nodo 35, mientras que para un umbral de voltaje de 0.6 p.u. se requieren 7 monitores para observar todo el sistema.

Tabla 3.4 Número y ubicación óptima de monitores para el Caso 1.

Umbral de voltaje (p. u.)	Monitor	
	Número	Ubicación
0.9	1	35
0.8	3	20, 34, 55
0.7	4	19, 33, 52, 57
0.6	7	16, 17, 19, 31, 51, 54, 57
0.5	12	6, 12, 16, 17, 18, 20, 30, 33, 50, 54, 55, 57

Para este otro caso de estudio se considera que las depresiones de voltaje son originadas por fallas monofásicas.

Para el Caso 2 la Tabla 3.5 se muestra el mínimo número de monitores requeridos para cubrir todo el sistema, para un umbral específico, es decir, el número requerido de

monitores que detecten fallas que ocasionan depresiones de voltaje con una magnitud de hasta el umbral seleccionado.

Por ejemplo, considerando un umbral de voltaje de 0.8 p.u., la formulación para este rango conduce a un sistema de 899 ecuaciones, lo que significa que se tienen que satisfacer 899 restricciones.

En la Tabla 3.5 se puede observar que para un umbral de voltaje se requieren dos monitores para observar el sistema completo, los cuales están localizados en los nodos 21 y 55, mientras que para un umbral de voltaje se necesitan de 0.5 p.u. se requieren de 21 monitores para todo el sistema.

Tabla 3.5 Número y ubicación óptima de los monitores del Caso 2.

Umbral de Voltaje (p. u.)	Monitor	
	Número	Ubicación
0.9	2	21, 55
0.8	4	20, 34, 51, 54
0.7	10	12, 16, 17, 18, 20, 31, 51, 53, 55, 57
0.6	13	3, 6, 8, 12, 16, 17, 19, 30, 33, 50, 54, 55, 57
0.5	21	1, 3, 4, 5, 6, 8, 12, 16, 17, 19, 28, 30, 33, 35, 42, 45, 50, 51, 53, 55, 57

En el Caso 3 se tiene una situación similar que el Caso 1, solo que en el Caso 3 se considera el estado de operación del sistema eléctrico, es decir, las magnitudes y los ángulos de los voltajes de falla se obtienen a través de un estudio de flujos de potencia por medio del software PSS/E.

La Tabla 3.6 muestra los resultados del número de monitores requeridos para observar todo el sistema para diferentes umbrales de voltaje considerando el estado de operación del sistema.

Como se puede observar, cuando se toma en cuenta el estado de operación del sistema, es decir los voltajes de pre-falla, cambia el resultado de monitores requeridos para observar el sistema. En este caso, las variaciones se presentan en dos de los umbrales de voltaje, 0.9 y

0.8 p.u., respectivamente. La Figura 3.7 muestra el área de alcance de los monitores ubicados en los nodos 21 y 55 considerando voltajes de pre-falla y un umbral de voltaje de 0.9 p. u. En la figura se observa que hay un área blanca, 8 nodos, que no está siendo monitoreada. Este caso demuestra que cuando se consideran los voltajes de pre-falla, dos monitores no son suficientes para observar todo el sistema.

Tabla 3.6 Número y ubicación óptima de los monitores del Caso 3.

Umbral de voltaje (p. u.)	Monitor	
	Número	Ubicación
0.9	3	21, 40, 55
0.8	5	16, 19, 33, 54, 57
0.7	10	12, 16, 17, 18, 20, 31, 51, 53, 55, 57
0.6	13	3, 6, 8, 12, 16, 17, 19, 30, 33, 50, 54, 55, 57
0.5	21	1, 3, 4, 5, 6, 8, 12, 16, 17, 19, 28, 30, 33, 35, 42, 45, 50, 51, 53, 55, 57

Por otro lado, se puede observar de los casos presentados que el emplazamiento de un monitor para un determinado umbral de voltaje puede no ser un subconjunto del emplazamiento de monitores cuando se consideran umbrales de voltaje más bajos. Suponiendo que el sistema eléctrico tiene emplazados algunos monitores y se requiere la ampliación de esta red de monitores, entonces la solución debe incluir la ubicación de los monitores ya existentes. En el algoritmo TS implementado, se toma en cuenta esta situación cuando se crea al vecindario, obligando que todos los vecindarios que se generen en el proceso tengan siempre un 1 en todo los nodos en que los que ya ha sido instalado previamente un monitor.

La Tabla 3.7 muestra los resultados del emplazamiento de monitores considerando para el umbral de voltaje de 0.8 p. u. que ya estaban instalados previamente tres monitores, localizados en los nodos 21, 40 y 55; para el umbral de voltaje de 0.7 se considera también monitores existentes en los nodos 16, 19, 21, 31, 40, 54 y 55. Para este caso de estudio se considera que las depresiones de voltaje son originadas por fallas monofásicas y también se toma en cuenta el estado de operación del sistema. Haciendo una comparación de la Tabla 3.6 y la Tabla 3.7 se puede observar que se incrementa el número requerido de monitores

cuando se considera que hay monitores previamente instalados.

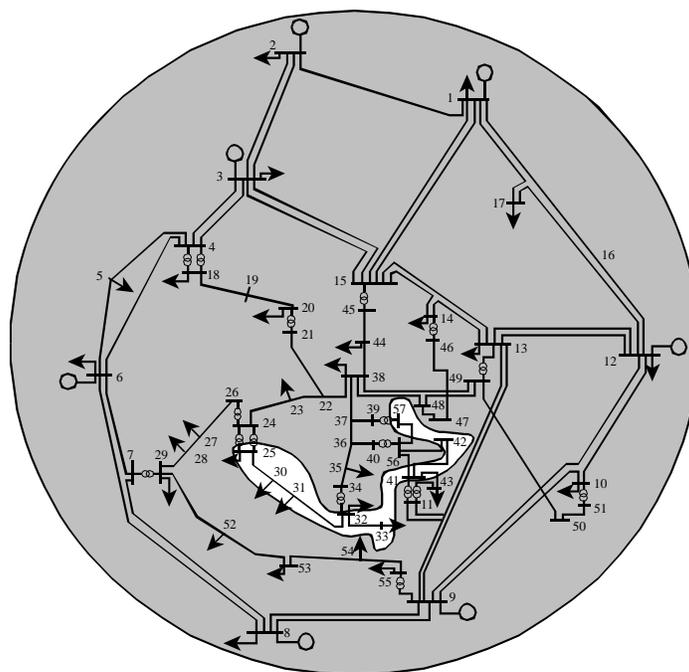


Figura 3.7 Área de alcance de los monitores localizados en los nodos 21 y 55, considerando un umbral de voltaje de 0.9 p. u., Caso 3.

Tabla 3.7 Número y ubicación óptima de los monitores del Caso 3, considerando un emplazamiento previo de algunos monitores.

Umbral de Voltaje (p. u.)	Monitor	
	Número	Ubicación
0.9	3	21, 40, 55
0.8	7	16, 19, 21, 31, 40, 54, 55
0.7	12	6, 12, 16, 17, 19, 21, 31, 40, 50, 54, 55, 57
0.6	16	3, 6, 8, 12, 16, 17, 19, 21, 28, 31, 40, 50, 54, 55, 56, 57
0.5	25	1, 3, 4, 5, 6, 8, 12, 16, 17, 19, 21, 28, 30, 31, 35, 40, 42, 45, 50, 51, 53, 54, 55, 56, 57

3.4 Conclusiones

En este capítulo se ha descrito la implementación de un algoritmo básico de TS, el cual se ha aplicado para resolver los problemas de optimización de despacho económico de carga y la ubicación óptima de monitores de depresiones de voltaje.

En el caso de despacho económico de carga se realizó una comparación de la aplicación del algoritmo de TS implementado, con respecto a la aplicación de programación cuadrática y

AG, para resolver el problema de despacho económico de energía, y se observó que el programa de TS desarrollado presenta una buena característica de precisión.

En el caso del análisis del estado de operación en la ubicación óptima de monitores de depresiones de voltaje se aplica el algoritmo TS se aplicó para encontrar el número mínimo de monitores que se necesitan para garantizar la observabilidad de todo el sistema.

Capítulo 4

Mejoramiento de Índices de Depresiones de Voltaje Aplicando Reconfiguración de Redes

4.1 Introducción

En este capítulo se desarrolla e implementa una metodología para la reconfiguración de redes como una estrategia para mejorar índices de depresiones de voltaje, tal como el índice $SARFI_x$ en el sistema eléctrico, en la que se considera aspectos operativos de la red eléctrica utilizando una técnica de cómputo suave tal como la TS. Si bien existe un trabajo previo en el cual se reconfigura a la red eléctrica para minimizar el número total de depresiones de voltaje en un sistema eléctrico [Lucio, 2009], en el cual se asumen voltajes unitarios de pre-falla, en esta tesis para la evaluación de las depresiones de voltaje en el proceso de reconfiguración se obtienen los voltajes de pre-falla mediante un estudio de flujos de potencia y además se plantea una función objetivo para minimizar las depresiones de voltaje en cada uno de los nodos del sistema eléctrico.

4.2 Formulación de la metodología para reconfiguración de una red eléctrica

El índice $SARFI_x$ representa el número de eventos de variaciones rms específicas durante un periodo de evaluación por cada usuario, donde las perturbaciones especificadas son

aquellas que tienen una magnitud menor que X para depresiones y mayor que X para elevaciones [Bagini 2008], esto es:

$$\text{SARFI}_X = \frac{\sum N_i}{\sum N_T} \quad (4.1)$$

donde X es el umbral de voltaje rms; N_i es el número de clientes que experimentan desviaciones de voltaje de corta duración con valores por encima o por debajo de X , para depresiones y elevaciones, respectivamente, y N_T es el número total de clientes a los que se les suministra la energía de la sección del sistema a ser evaluado [Bagini 2008].

El índice SARFI_X , cuando se calcula para un solo punto monitoreado, también puede ser considerado como el número de disturbios en un punto de medición determinado durante un periodo específico de tiempo [Bagini 2008]. En esta tesis, para propósitos de comparación de diferentes configuraciones se considera esta definición.

Una línea de transmisión está conectada a la red eléctrica a través de un interruptor en cada uno de sus extremos. Usualmente, la forma de modelar la conexión/desconexión de una línea de transmisión es mediante un solo interruptor asociado a cada una de las líneas, cuyo cambio de estado (abierto/cerrado) se considera ideal. Esto permite el uso de una representación binaria a través de un vector $y(i)$, cuyo valor se obtiene de acuerdo al siguiente criterio:

$$y(i) = \begin{cases} 1, & \text{interruptor cerrado, línea } i \text{ está conectada} \\ 0, & \text{de cualquier otra forma} \end{cases} \quad (4.2)$$

En esta tesis la representación de la ecuación (4.2) se usa para tipificar el estado de conexión/desconexión de una línea de transmisión por medio de un vector primario cuya longitud es igual al número de interruptores en el sistema.

El número de posibles topologías depende del número de interruptores disponibles en el sistema de potencia, donde el número de posibles topologías será igual a $2^{\text{número de interruptores}}$, y cada posible topología debe ser evaluada para obtener la mejor. Sin embargo, si el número de interruptores se incrementa el número de evaluaciones se incrementará también, lo que conlleva a que el costo computacional sea muy elevado.

La ocurrencia de las depresiones de voltaje puede variar dependiendo de las características del sistema. Generalmente, se pueden obtener datos estadísticos acerca de la ocurrencia de depresiones de voltaje en un sistema eléctrico. Estos valores pueden ser considerados como valores típicos para un nodo en particular y pueden considerarse como valores de referencia de depresiones de voltaje para un nodo en particular. También se pueden establecer valores para un nodo determinado por cuestiones operativas o requerimientos específicos. Por ejemplo, se han desarrollado ciertos estándares relativos a las depresiones de voltaje en base al monitoreo de largo plazo, tales como el Estándar Sudafricano NSR 048-2:1996 y el Estándar Chileno DS 327:1997 [NRS 048-2:1996] [NRS 048-2:1996].

Cuando se lleva a cabo un análisis de depresiones de voltaje para obtener índices de depresiones de voltaje y se encuentra que en algunos nodos se incrementa la ocurrencia de depresiones con respecto a los valores de referencia de una manera muy significativa, se considera como una condición indeseable del sistema. Esta condición indeseable se puede resolver a través de un proceso de reconfiguración.

Considerando un sistema eléctrico genérico de n nodos y l líneas, se considera que l_{sn} líneas tienen interruptores que pueden cambiar su estado (abierto/cerrado). Cada configuración, la cual se obtiene cambiando el estado abierto/cerrado de las l_{ns} líneas, se puede describir por un vector Y . El vector Y es igual al número de l_{ns} líneas. Es importante mencionar que las líneas que presentan más de un interruptor en la formulación del problema son modeladas considerando que contienen un solo interruptor que las conecta/desconecta.

Por ejemplo, considerando un sistema genérico con n nodos y un cierto número de interruptores sn , una posible configuración puede ser:

$$Y = \begin{bmatrix} & l_1 & l_2 & l_3 & & l_{sn} \\ 1 & 1 & 0 & \dots & 1 & \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

donde l_3 está desconectada, lo que significa que la línea l_3 no pertenece a la nueva configuración.

Para cada configuración se ejecuta un estudio de flujos de potencia para obtener los voltajes de pre-falla. Después, se lleva a cabo una evaluación de depresiones de voltaje por medio

de un método estocástico, como los que se describen en el Apéndice A, para así obtener las depresiones de voltaje del sistema eléctrico en cuestión. Cuando algunos nodos del sistema presentan un número de depresiones de voltaje más altos que el valor de referencia se aplica un proceso de reconfiguración para reducir el número de depresiones de voltaje en tales nodos y así se asegura que todos los valores de las depresiones de voltaje sean iguales o menores que los valores de referencia. El problema de optimización se puede escribir matemáticamente como:

$$\min(f_{est_i} - f_{ref_i}) \quad \forall i \quad (4.4)$$

sujeto a:

$$\begin{aligned} V_i^{\min} &\leq V_i \leq V_i^{\max} \\ P_{Gi}^{\min} &\leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \\ Q_{Gi}^{\min} &\leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \\ P(V, \theta) + P_D - P_{gi} &= 0 \\ Q(V, \theta) + Q_D - Q_{gi} &= 0 \end{aligned}$$

donde

f_{est_i}	número de depresiones de voltaje calculadas para el nodo i
f_{ref_i}	valor de referencia del número de depresiones de voltaje para el nodo i
V_i^{\min}	voltaje mínimo del nodo i
V_i	voltaje en el nodo i
V_i^{\max}	voltaje máximo del nodo i
P_{Gi}^{\min}	potencia real de generación mínima del generador i
P_{Gi}	potencia real de generación del generador i
P_{Gi}^{\max}	potencia real máxima de generación del generador i
Q_{Gi}^{\min}	potencia reactiva mínima de generación del generador i
Q_{Gi}	potencia de generación del generador i
Q_{Gi}^{\max}	potencia reactiva máxima de generación del generador i

En esta tesis, la configuración óptima de un sistema para minimizar índices de depresiones de voltaje se encuentra resolviendo el problema de optimización formulado en (5.4) aplicando TS.

4.3 Implementación del método de reconfiguración aplicando Búsqueda Tabú

En esta tesis, se ha implementado en MATLAB® un algoritmo básico de TS y la metodología de reconfiguración descrita previamente. La Figura 4.1 muestra un diagrama de flujo del proceso de reconfiguración propuesto, el cual consiste en lo siguiente:

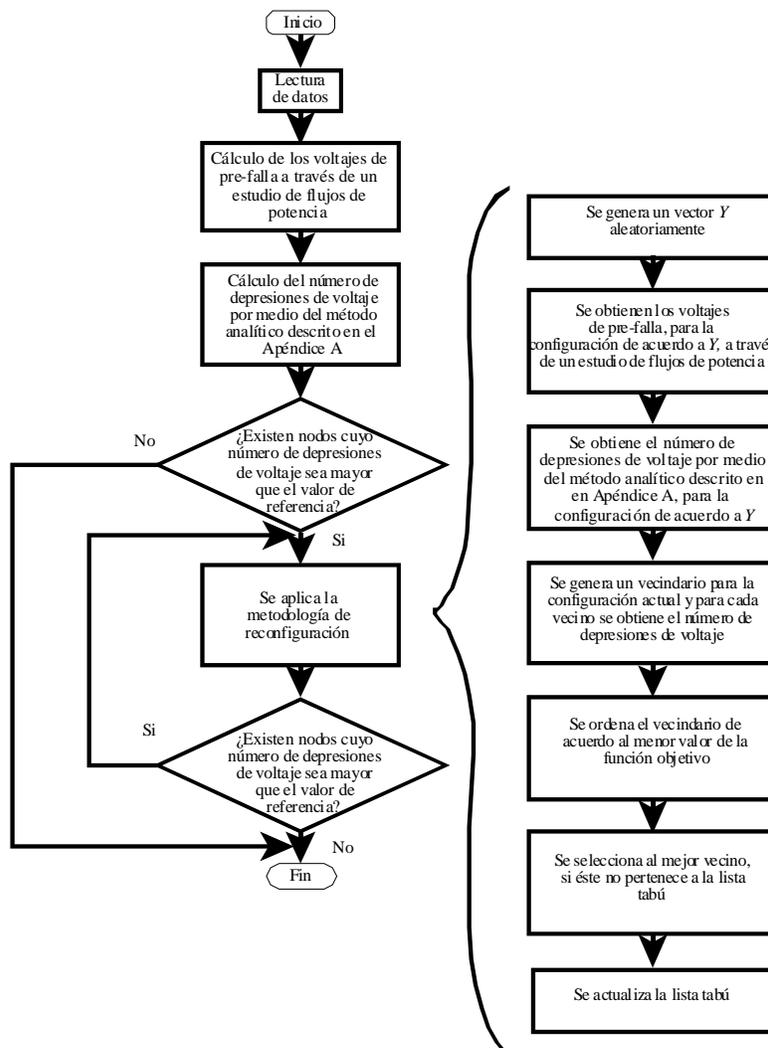


Figura 4.1 Diagrama de flujo del proceso de reconfiguración.

- 1) Se da lectura a los datos de la red, datos de probabilidad de falla, tipo de falla y valores de referencia de depresiones de voltaje.
- 2) Se obtienen los voltajes de pre-falla a través de un análisis de flujos de potencia.
- 3) Se obtiene el número de depresiones de voltaje por medio del método analítico descrito en el Apéndice A.
- 4) Si se detecta una condición indeseable, es decir, que algunos nodos del sistema tengan un número de depresiones de voltaje más alto con respecto a los valores de referencia, entonces se lleva a cabo un proceso de reconfiguración.
- 5) El proceso de reconfiguración empieza con una solución inicial la cual se genera aleatoriamente. Esta solución inicial es un vector binario, de acuerdo a la definición del vector $y(i)$ de la formulación del problema en (4.2).
- 6) La topología particular se evalúa a través de un análisis de flujos de potencia.
- 7) Se obtiene el número de depresiones de voltaje por medio del método analítico descrito el Apéndice A.
- 8) Se genera un vecindario a partir de la configuración actual. El número de vecinos corresponde al número de interruptores que han sido seleccionados previamente. El número de elementos de cada vecino corresponde al número de interruptores disponibles en el sistema.
- 9) Cada vecino se crea haciendo un cambio de uno a uno de cada elemento del vector Y la solución actual. Todos los vecinos son evaluados; primero se obtienen los voltajes de pre-falla haciendo un estudio de flujos de potencia y después se obtiene el número de depresiones de voltaje.
- 10) Después de que se realiza la evaluación a cada vecino, se ordena el vecindario de acuerdo al valor de la función objetivo, de mejor a peor valor.
- 11) Se selecciona al mejor vecino si éste no pertenece a la lista tabú. En la primera iteración la lista tabú se encuentra vacía. Como en cada iteración se seleccionará la mejor configuración, esta configuración formará parte de la lista tabú por un determinado número de iteraciones.
- 12) Si el vecino que se ha seleccionado pertenece a la lista tabú entonces se seleccionará al segundo mejor vecino y así sucesivamente.
- 13) Se actualiza la lista tabú.

Este proceso se repetirá hasta que se satisfaga un criterio de convergencia. En esta tesis, el proceso de TS puede terminar de dos formas: cuando se alcanza el número máximo de iteraciones o cuando el número de depresiones de voltaje en cada nodo sea igual o menor que su correspondiente valor de referencia.

4.4 Caso de estudio

El método de reconfiguración propuesto se aplica a los sistemas de prueba IEEE RTS-24 nodos, IEEE-57 nodos e IEEE-118 nodos para reducir la frecuencia de aparición de depresiones de voltaje. En algunos casos analizados se considera que las depresiones de voltaje son causadas por fallas balanceadas trifásicas y en otros por fallas monofásicas. Para considerar el estado de operación del sistema, los voltajes de pre-falla se obtienen a través de estudios de flujos de potencia usando el programa PSS/E (*Power System Simulator for Engineering*) [PSS/E]. Es importante destacar que al realizar el análisis de flujos de potencia se pueden considerar otras restricciones operativas del sistema.

4.4.1 Reconfiguración del sistema IEEE RTS-24 nodos considerando que las depresiones de voltaje son causadas por fallas trifásicas

El sistema IEEE RTS-24 nodos consiste de 24 nodos interconectado por 33 líneas, 5 transformadores de 230/138 kV y 10 estaciones de generación [IEEE RTS Task Force, 1999]. Para obtener el vector de referencia de depresiones de voltaje se usó el método descrito en el Apéndice A, los valores resultantes se fijaron aleatoriamente para cada nodo del sistema con valores cercanos a los obtenidos por el método estocástico. Este vector se tomará como vector de referencia y se ilustra en la Tabla 4.1.

En este caso, el vector de referencia se obtuvo tomando en cuenta un umbral de voltaje de 0.8 p.u. Por otro lado, se seleccionaron 4 interruptores del sistema los cuales están ubicados entre las líneas 1-2, 11-13, 8-9 y 12-23.

Considerando que las depresiones de voltaje son causadas por fallas trifásicas, se analizan los siguientes casos.

Caso A1. Caso Base. Configuración original del sistema, todos los interruptores se encuentran cerrados.

Caso A2. Se realiza el proceso de reconfiguración usando TS.

En el Caso A1 la estimación de depresiones de voltaje se obtuvo tomando en cuenta los voltajes de pre-falla, los cuales se obtuvieron a través de un estudio de flujos de potencia. El valor del índice SARFI_{0.8} (número de depresiones de voltaje considerando un umbral de voltaje de hasta 0.8 p.u) para cada nodo se muestra en la Tabla 4.1. Nótese que hay 13 nodos que tienen valores de depresiones de voltaje más altos con respecto a los valores de referencia (celdas sombreadas en la Tabla 4.1). En este caso, el valor esperado del número total de depresiones de voltaje es de 475.94, Figura 4.2(a).

Tabla 4.1 Número de depresiones de voltaje/año para el sistema IEEE RTS-24 nodos considerando un umbral de voltaje de 0.8 p.u.

Nodo	SARFI _{0.8}		
	Referencia	Caso A1	Caso A2
1	18	22.84	16.76
2	18	22.24	15.95
3	26	28.58	24.97
4	27	30.49	24.85
5	24	28.42	23.54
6	27	29.33	25.48
7	8	9.61	6.20
8	23	21.78	10.88
9	30	31.34	29.06
10	33	29.82	28.71
11	22	24.90	21.08
12	23	24.33	22.22
13	15	12.84	13.34
14	20	18.60	19.13
15	14	13.78	13.55
16	15	15.92	14.65
17	13	12.65	12.38
18	15	11.75	11.51
19	17	15.74	15.27
20	16	13.66	13.18
21	15	11.69	11.37
22	10	10.35	9.90
23	15	12.95	12.54
24	29	22.32	21.22
Total	473	475.94	417.74

En el Caso A2 se aplica el método de reconfiguración, considerando el estado de operación del sistema eléctrico, ángulos y magnitudes de voltajes de pre-falla. Después del proceso de optimización, en este caso la reconfiguración óptima obtenida se indica en la Tabla 4.2.

Como se observa de la Tabla 4.1, cuando se ha reconfigurado el sistema, todos los nodos tienen valores de depresiones de voltaje abajo del valor de referencia, como se ilustra en Figura 4.2(b). Cuando se ha reconfigurado el sistema, el número total de depresiones de voltaje se reduce aproximadamente un 12%.

Tabla 4.2 Estado de los interruptores para la configuración óptima del Caso A2

Interruptor	Línea	Estado
1	1-2	0
2	11-13	1
3	8-9	0
4	12-23	0

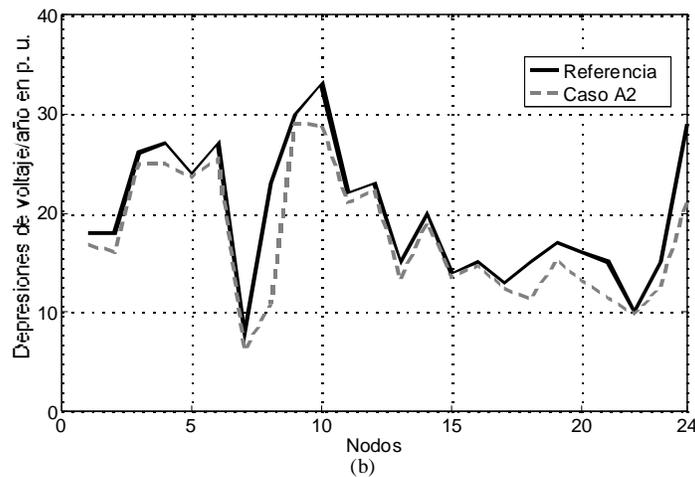
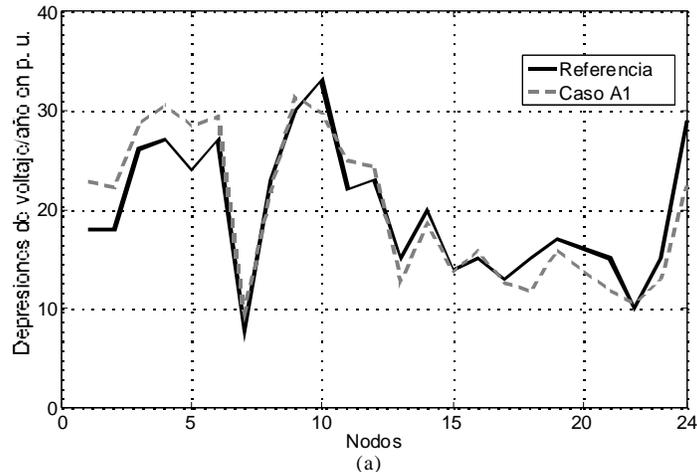


Figura 4.2 Depresiones de voltaje/año en p. u. considerando un umbral de voltaje de 0.8 p. u. para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos, (a) antes del proceso de reconfiguración, (b) después del proceso de reconfiguración.

4.4.2 Reconfiguración del sistema de prueba del IEEE-57 nodos considerando que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas

Para este caso, el vector de referencia se obtuvo de manera similar que el Caso A y se ilustra en la Tabla 4.3. En este caso, el vector de referencia se obtuvo considerando un umbral de voltaje de 0.8 p. u. El proceso de reconfiguración del sistema de prueba del IEEE-57 nodos se realizó usando el algoritmo de TS para los siguientes casos de estudio:

Caso B1. Configuración original del sistema, todos los interruptores están cerrados.

Caso B2. Se consideran 13 interruptores para reconfigurar al sistema.

Caso B3. Se consideran 15 interruptores para reconfigurar al sistema.

Caso B4. Se consideran 16 interruptores para reconfigurar al sistema.

Estos casos de estudio fueron realizados tomando en cuenta que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas.

La Tabla 4.3 muestra que el sistema en condiciones originales tiene un total de 33 nodos (aproximadamente un 57% de los nodos) que tienen índices de depresiones de voltaje arriba que los valores de referencia (celdas sombreadas); también la tabla muestra que el total de depresiones de voltaje en la red eléctrica es de 2606.44 por año. Analizando el nodo 6 del sistema, que debido a la topología de la red, presenta un valor esperado del índice $SARFI_{0.8}$ de 31.5, cuyo valor es mayor que el de referencia; cuando el proceso de reconfiguración se ha realizado, considerando 13, 15 y 16 interruptores, el valor del índice $SARFI_{0.8}$ se reduce más del 50%.

Tabla 4.3 Número de depresiones de voltaje/año para el sistema de prueba IEEE-57 nodos considerando un umbral de voltaje de 0.8 p. u. para los casos de estudio B1-B4.

Nodo	SARFI _{0.8}				
	Ref.	Caso B1	Caso B2	Caso B3	Caso B4
1	30	33.97	23.92	25.08	26.70
2	30	34.81	21.60	22.78	24.03
3	34	33.64	11.07	9.71	25.68
4	32	35.41	11.73	9.90	10.98
5	38	36.16	12.31	9.99	10.56
6	28	31.35	12.42	10.25	10.06
7	42	39.87	14.66	19.23	17.89
8	35	37.85	12.92	13.96	12.69
9	40	38.44	31.48	31.51	31.46
10	33	39.58	30.05	31.95	31.72
11	41	42.26	36.81	33.69	34.77
12	35	37.58	28.51	27.03	28.86
13	39	38.62	33.59	31.39	30.67
14	42	43.73	33.99	34.29	35.44
15	39	38.97	32.96	34.23	31.76
16	36	37.12	27.87	27.29	27.20
17	35	33.92	26.42	25.18	24.88
18	40	40.30	13.70	11.68	17.62
19	45	47.20	39.15	39.24	40.32
20	52	50.53	46.00	45.27	44.81
21	48	49.64	46.47	46.99	44.75
22	50	48.46	41.84	45.51	43.31
23	49	48.45	44.42	46.72	42.56
24	51	52.90	50.28	50.46	47.60
25	51	51.71	48.29	50.36	46.40
26	55	52.17	48.17	46.43	48.66
27	48	47.94	37.56	42.29	42.66
28	42	46.65	28.32	37.79	35.00
29	46	44.33	19.06	30.87	27.81
30	54	52.25	49.63	49.37	49.06
31	56	54.01	50.17	47.93	50.23
32	58	57.09	49.27	47.15	51.73
33	54	56.01	48.23	47.13	50.70
34	53	53.77	49.08	46.82	47.02
35	48	52.67	47.93	46.71	47.89
36	52	51.98	48.59	46.20	47.27
37	50	52.70	46.52	46.81	45.87
38	51	49.63	43.56	44.59	40.61
39	55	53.72	47.30	45.68	46.84
40	51	50.93	48.35	45.75	45.20
41	48	51.18	41.69	40.25	41.29
42	52	50.96	42.39	43.94	43.72
43	46	48.19	39.58	34.54	38.81
44	47	48.88	41.06	42.38	39.75

Continuación de la Tabla 4.3....

45	44	45.13	34.96	38.99	38.17
46	45	47.44	35.21	39.00	39.12
47	46	47.96	36.67	36.51	39.58
48	44	49.04	36.81	37.74	39.79
49	48	48.00	37.29	39.21	38.22
50	42	47.21	38.81	36.98	38.09
51	43	40.61	34.78	33.63	36.84
52	42	44.54	30.18	37.05	37.68
53	46	44.69	31.76	38.63	35.63
54	41	44.31	40.36	37.38	40.17
55	40	43.33	35.27	35.55	37.11
56	53	52.82	41.95	44.66	44.16
57	55	53.82	42.38	45.17	45.42
TOTAL	2550.00	2606.44	2035.37	2066.84	2092.82

La Tabla 4.4 indica el estado de operación óptimo de los interruptores después del proceso de reconfiguración para los casos B1 a B4.

La Tabla 4.5 muestra el número de vecindarios requeridos para alcanzar la solución, es decir las iteraciones que requiere el algoritmo para lograr que los 33 nodos con valores altos de depresiones de voltaje en el Caso B1 alcancen valores de depresiones de voltaje menores que los valores de referencia.

Tabla 4.4 Estado final de los interruptores para el sistema de prueba IEEE-57 nodos, Casos B1-B4.

Interruptor		Estado			
No.	Línea	B1	B2	B3	B4
1	6-7	1	1	0	0
2	38-48	1	0	0	1
3	14-15	1	1	0	0
4	10-12	1	0	0	0
5	11-13	1	0	1	0
6	56-41	1	1	0	0
7	8-9	1	0	0	0
8	9-13	1	0	1	1
9	1-15	1	1	1	1
10	3-15	1	0	0	1
11	4-6	1	1	1	0
12	2-3	1	0	0	1
13	38-49	1	1	1	0
14	3-4	1		1	0
15	12-13	1		1	1
16	7-8	1			1

Tabla 4.5 Número requerido de vecindarios para alcanzar la solución de los casos de estudio B2-B4.

Caso	Número de vecindarios
B2	3
B3	5
B4	5

Cuando el proceso de reconfiguración se ha realizado para los casos B2-B4, el número total de depresiones de voltaje se reduce considerablemente. Por ejemplo, tomando en cuenta el Caso B2, el número total de depresiones de voltaje se redujo aproximadamente un 22% comparado con el Caso B1.

La Tabla 4.3 muestra los resultados obtenidos para los casos B1-B4. Este comportamiento se puede observar gráficamente en la Figura 4.3.

Como se observa en la Figura 4.3, el proceso de reconfiguración realizado al sistema de prueba logra disminuir considerablemente las depresiones de voltaje cuando se toma en cuenta diferente número de interruptores disponibles en el sistema.

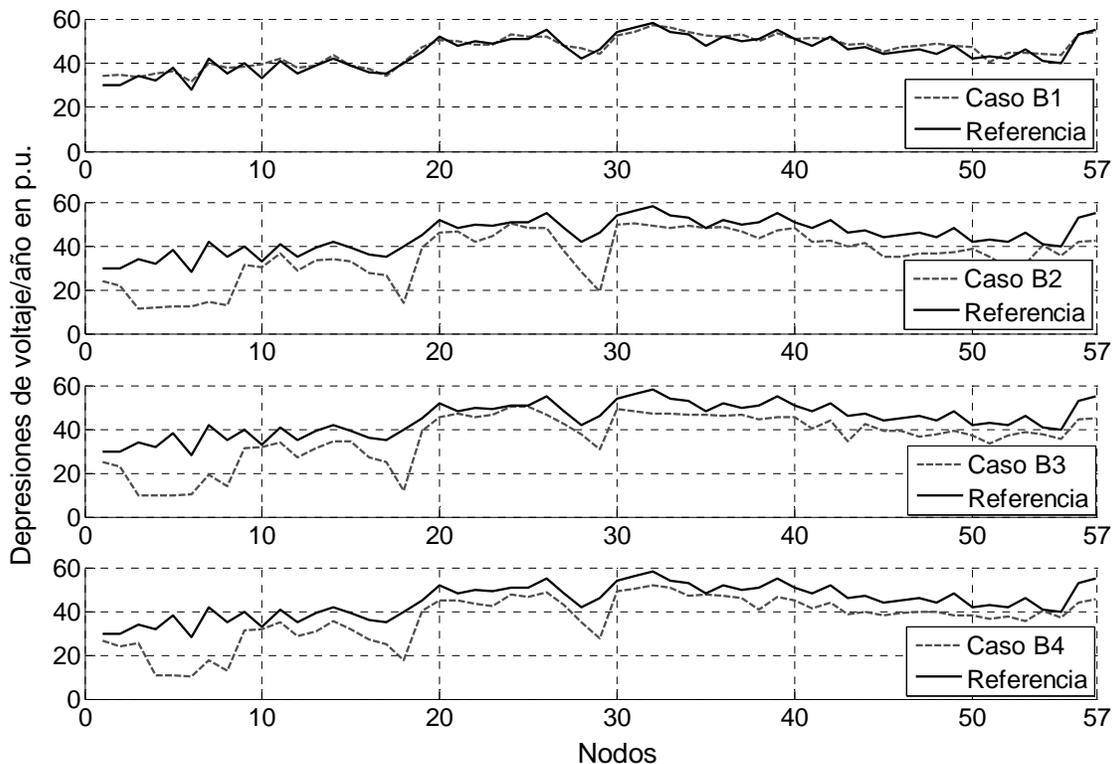


Figura 4.3 Comparación de depresiones de voltaje/año para los casos de estudio B1-B4 del sistema de prueba IEEE-57nodos para un umbral de voltaje de 0.8 p.u.

4.4.3 Reconfiguración del sistema de prueba del IEEE-57 nodos considerando que las depresiones de voltaje son originadas por fallas monofásicas

Este caso de estudio es muy similar que el Caso B, pero ahora las depresiones de voltaje son originadas por fallas monofásicas. Los casos de estudio se listan a continuación.

Caso C1. Configuración original del sistema, todos los interruptores están cerrados.

Caso C2. Se consideran 14 interruptores para reconfigurar al sistema.

Caso C3. Se consideran 16 interruptores para reconfigurar al sistema.

La Tabla 4.6 indica dónde están ubicados los interruptores y su estado para la mejor configuración encontrada, para los caso C1-C3. De la tabla se puede observar que a pesar de que el total de interruptores disponibles son diferentes en los casos C2 y C3, la mejor configuración que se encuentra es cuando menos del 40% de las líneas de transmisión (que pueden ser conectadas/desconectadas) están conectadas.

Tabla 4.6 Estado final de los interruptores en la mejor configuración del sistema de prueba IEEE-57 nodos, casos C1-C3.

Interruptor		Estado		
No.	Línea	C1	C2	C3
1	6-7	1	0	1
2	38-48	1	0	0
3	14-15	1	0	0
4	10-12	1	1	1
5	11-13	1	0	0
6	56-41	1	0	0
7	8-9	1	0	0
8	9-13	1	0	0
9	1-15	1	1	1
10	3-15	1	1	1
11	4-6	1	1	0
12	2-3	1	1	1
13	38-49	1	0	0
14	3-4	1	0	0
15	12-13	1		0
16	7-8	1		1

La Tabla 4.7 muestra el número de vecindarios requeridos para que los 31 nodos con valores de depresiones de voltaje más altos en el Caso C1 tengan valores menores que los de referencia. Por ejemplo, con respecto a C3, las siete iteraciones requeridas implican que el proceso debe llevar a cabo la evaluación de 112 topologías del sistema eléctrico (siete vecindarios con 16 vecinos o interruptores). Este número de topologías evaluadas es muy pequeño comparado con el número total de posibles topologías cuando se consideran 16 interruptores ($2^{16}=65536$ topologías posibles).

La Figura 4.4 muestra una comparación entre los casos de estudio C1-C3. El Caso C1, por ejemplo, presenta los valores de depresiones de voltaje previos al proceso de reconfiguración donde el 54% de los nodos tienen valores arriba de los valores de referencia y el total de depresiones de voltaje por año es de 705.02. En el Caso C2, después de aplicar el método de reconfiguración, las depresiones de voltaje decrecen en cada nodo, alcanzo valores más bajos que su correspondiente valor de referencia con un total de 502.33 depresiones de voltaje/año, lo que representa aproximadamente un 28%. En el Caso C3 se puede observar que la configuración óptima con 116 interruptores disponibles conduce que los valores de depresiones de voltaje sean más bajos que en el caso C2 para varios nodos; en este caso el número total de depresiones de voltaje decrece un 33% aproximadamente con respecto a la configuración original, es decir Caso C1.

Tabla 4.7 Número de vecindarios requeridos para alcanzar la solución en los casos de estudio C2-C3.

Caso	Número de vecindarios
C2	4
C3	7

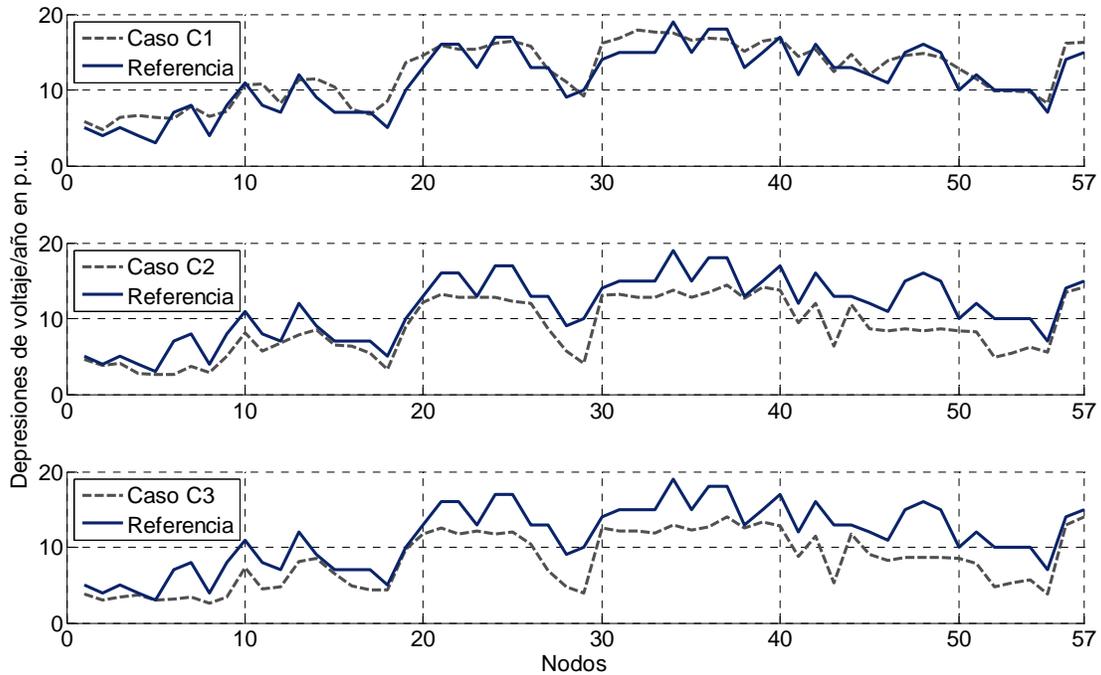


Figura 4.4 Comparación de los índices $SARFI_{0.8}$ de los casos de estudio C1-C3 del sistema de prueba IEEE-57 nodos.

4.4.4 Reconfiguración del sistema de prueba del IEEE-118 nodos considerando que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas

El sistema IEEE-118 nodos consiste de 118 nodos los cuales están interconectados por medio de 177 líneas, 9 transformadores y 54 unidades de generación [Christie, 1993a]. El vector de referencia se obtuvo de manera similar que los casos previos. Para este caso de estudio se considera que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas. Los casos de estudio se listan a continuación:

Caso D1. Configuración original, todos los interruptores cerrados

Caso D2. Se consideran 21 interruptores para el problema de reconfiguración.

Caso D3. Se consideran 21 interruptores para resolver en problema en 7 nodos en particular.

La Figura 4.5 muestra los índices $SARFI_{0.8}$ del sistema de prueba de IEEE-118 nodos y los valores de referencia para todos los nodos del sistema, Caso D1. El sistema presenta un total de 4041 depresiones de voltaje/año; más del 50% de los nodos del sistema tienen

valores mayores que los de referencia. Cuando se lleva a cabo el proceso de reconfiguración, Caso D2, el sistema presenta un total de 3187 depresiones de voltaje/año, lo que significa que se disminuyeron aproximadamente el 21% del total de depresiones de voltaje.

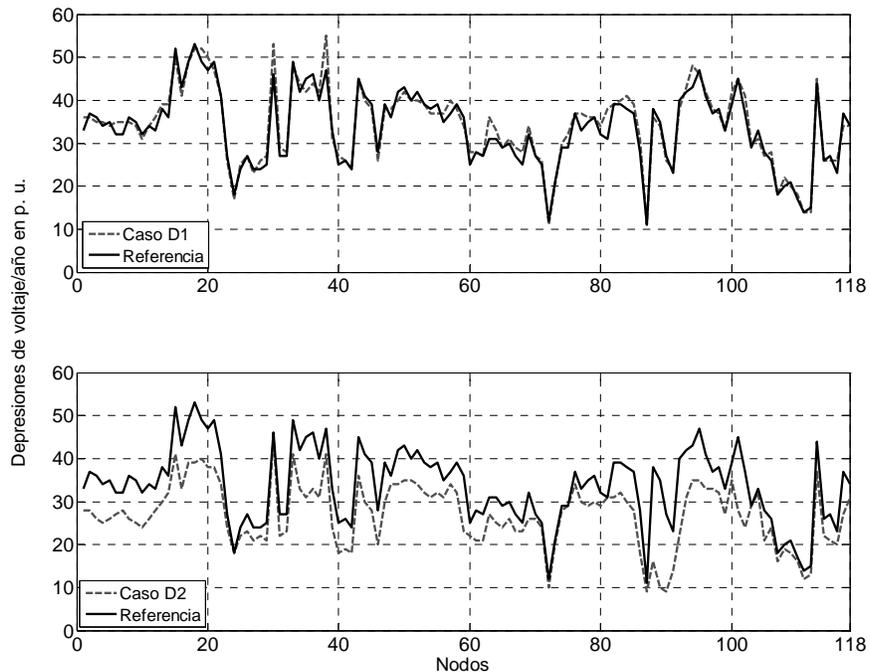


Figura 4.5 Comparación de los índices SARFI_{0,8} para los casos de estudio D1-D3 del sistema de prueba IEEE-118 nodos.

El proceso de reconfiguración se llevó a cabo considerando que existen 21 interruptores en el sistema que pueden ser manipulados, es decir, que se pueden abrir o cerrar. La Tabla 4.8 indica en dónde se ubican los 21 interruptores y su estado final para los Casos D2 y D3.

Para el Caso D3 se considera un grupo de nodos para mejorar sus índices SARFI_x. El grupo de nodos que se consideró fueron aquellos con los valores de depresiones de voltaje más altos en Caso D1, es decir: 30, 38, 63, 77, 81, 94 y 102. Por ejemplo, el nodo 81 antes del proceso de reconfiguración tiene un índice SARFI_{0,8} con un valor de 23% arriba del valor de referencia. En la

Figura 4.6 se observa que cuando se lleva a cabo el proceso de reconfiguración, el grupo de 7 nodos considerado reduce sus índices de depresiones de voltaje; por otro lado, a pesar de que en este caso de estudio solo se considera mejorar los índices de depresiones de voltaje

de 7 nodos, la cantidad de depresiones de voltaje en el sistema también se reduce aproximadamente un 19%.

Tabla 4.8 Estado de los interruptores en la reconfiguración del sistema de prueba IEEE-118 nodos para los Casos D1-D3.

Interruptor		Estado		
No.	Línea	D1	D2	D3
1	15-19	1	0	0
2	17-18	1	0	1
3	8-30	1	0	0
4	31-32	1	1	1
5	30-38	1	1	1
6	37-40	1	0	0
7	40-42	1	0	0
8	45-49	1	0	1
9	49-69	1	0	1
10	24-70	1	0	1
11	69-75	1	0	0
12	75-77	1	0	0
13	82-96	1	1	1
14	89-92	1	0	0
15	85-89	1	0	1
16	56-59	1	0	0
17	64-65	1	1	0
18	61-62	1	0	1
19	105-107	1	1	1
20	104-105	1	0	1
21	65-68	1	1	1

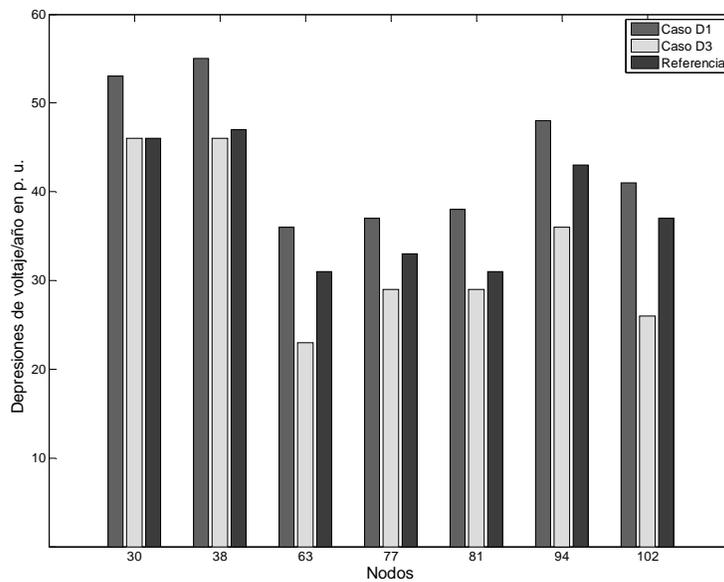


Figura 4.6 Comparación del índice SARFI_{0.8} para los casos D1 y D3.

4.5 Conclusiones

En este capítulo se ha propuesto e implementado una metodología basada en la técnica de TS para encontrar la configuración óptima de una red eléctrica para reducir los índices SARFI_X de depresiones de voltaje. La metodología propuesta se ha aplicado a los sistemas de prueba del IEEE de 24, 57 y 118 nodos, considerando que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas y monofásicas. El algoritmo es relativamente simple, confiable, eficiente y adecuado para resolver problemas de optimización en el área de ingeniería eléctrica.

En todos los casos de estudio presentados, con la metodología propuesta, fue posible que las depresiones de voltaje decrecieran en aquellos nodos del sistema que tenían valores de depresiones de voltaje arriba que los valores de referencia evaluando un número pequeño de topologías.

En general, los resultados obtenidos usando esta metodología demuestran que el proceso de reconfiguración disminuye los índices de depresiones de voltaje en redes eléctricas demostrando que es una buena alternativa competitiva para mejorar la calidad de la energía en redes eléctricas.

Capítulo 5

Expansión de Redes Considerando Depresiones de Voltaje

5.1 Introducción

En este capítulo se presenta una propuesta para realizar la expansión de una red eléctrica minimizando las depresiones de voltaje en la red futura considerando ciertas restricciones tales como la conectividad, límites de voltaje, entre otras. Para resolver el problema de optimización se aplica el algoritmo de TS.

5.2 Formulación del proceso de expansión

Usualmente, la forma de representar la inclusión/no inclusión de una nueva línea de transmisión es por medio de una variable binaria $x(i)$, donde el valor $x(i)$ se obtiene de acuerdo al siguiente criterio:

$$x(i) = \begin{cases} 1, & \text{se incluye la nueva línea } i \\ 0, & \text{no se incluye la nueva línea } i \end{cases} \quad (5.1)$$

La representación indicada en (5.1) se usa para tipificar el estado de inclusión/no inclusión de una línea de transmisión por medio de un vector binario cuya longitud es igual al número total de posibles líneas a ser construidas en el sistema.

En el proceso de expansión, el número de posibles topologías depende de los nuevos puntos de demanda y de cuantas líneas serán construidas. Cada posible topología debe ser evaluada

para obtener la mejor; sin embargo, debido a una gran cantidad de topologías en el sistema a solucionar este procedimiento resultaría con un alto costo de cálculo.

Considerando un sistema eléctrico genérico de N nodos y NB nuevos nodos a ser conectados a través de un grupo de NL posibles líneas, cada línea L_{ij}^k , que pertenece al conjunto NL , es una ruta posible para conectar el nuevo nodo i con el nuevo nodo j . También, una x se puede asociar a cada línea para representar su estado inclusión/no inclusión, por lo tanto cada línea L_{ij} se representa como una variable que puede cambiar su estado. Cada configuración que se obtiene al cambiar el estado de cada una de las posibles líneas se puede describir por medio de un vector X . La longitud del vector X es igual al número total de las NL posibles líneas y se puede escribir como se indica a continuación.

$$X = [\begin{matrix} L_{ab}^1 & L_{cd}^2 & & L_{ij}^k & & L_{pq}^{NL} \\ 0 & 1 & \dots & 0 & \dots & 1 \end{matrix}] \quad (5.2)$$

donde las líneas L_{ab}^1 y L_{ij}^k no están incluidas, lo que significa que estas líneas no pertenecen a la nueva configuración de la expansión. Por otro lado, las líneas L_{cd}^2 y L_{pq}^{NL} son parte de la expansión de la red. Cada configuración debe ser evaluada para asegurarse que los todos los nuevos nodos estén conectados al sistema original y se cumpla con las restricciones operativas.

En cada posible configuración se lleva a cabo un estudio de flujos de potencia para de esta manera obtener los voltajes de pre-falla. Después, se realiza una evaluación de depresiones de voltaje a través de alguno de los métodos descritos en el Apéndice para obtener el número total de depresiones de voltaje presentes en el sistema. Matemáticamente, esto puede ser escrito como:

$$\min \sum_{i=1}^N f_{esti}(x, V, \theta) \quad (5.3)$$

Sujeto a

$$\begin{aligned} P(V, \theta) + P_D - P_{gi} &= 0 \\ Q(V, \theta) + Q_D - Q_{gi} &= 0 \end{aligned}$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}$$

$$\sum_{j=1}^{NL} (x_j) > 0$$

$$x_j \in \{0, 1\} \quad j=1, \dots, NL$$

R1 Ningún nodo nuevo debe estar aislado

donde:

$f_{est\ i}(x)$ número estimado de depresiones de voltaje en el nodo i

V_i^{\min} voltaje mínimo en el nodo i

V_i voltaje en el nodo i

V_i^{\max} voltaje máximo en el nodo i

P_{Gi}^{\min} potencia real mínima generada en el generador i

P_{Gi} potencia real generada en el generador i

P_{Gi}^{\max} potencia real máxima en el generador i

Q_{Gi}^{\min} potencia reactiva mínima generada en el generador i

Q_{Gi} potencia reactiva en el generador i

Q_{Gi}^{\max} potencia reactiva máxima en el generador i

N número de nodos en la red eléctrica

NL grupo de posibles nuevas líneas

En esta tesis, el problema de expansión de un sistema eléctrico donde se minimiza el número total de depresiones de voltaje, formulado en (5.3), se resuelve aplicando el algoritmo de TS implementado.

5.3 Implementación del proceso de expansión aplicando TS

El proceso de expansión formulado en (5.3) se lleva a cabo a través de un algoritmo de TS, el cual ha sido implementado en MATLAB®. La Figura 5.1 muestra el diagrama de flujo del proceso para resolver el problema de expansión formulado en (5.3).

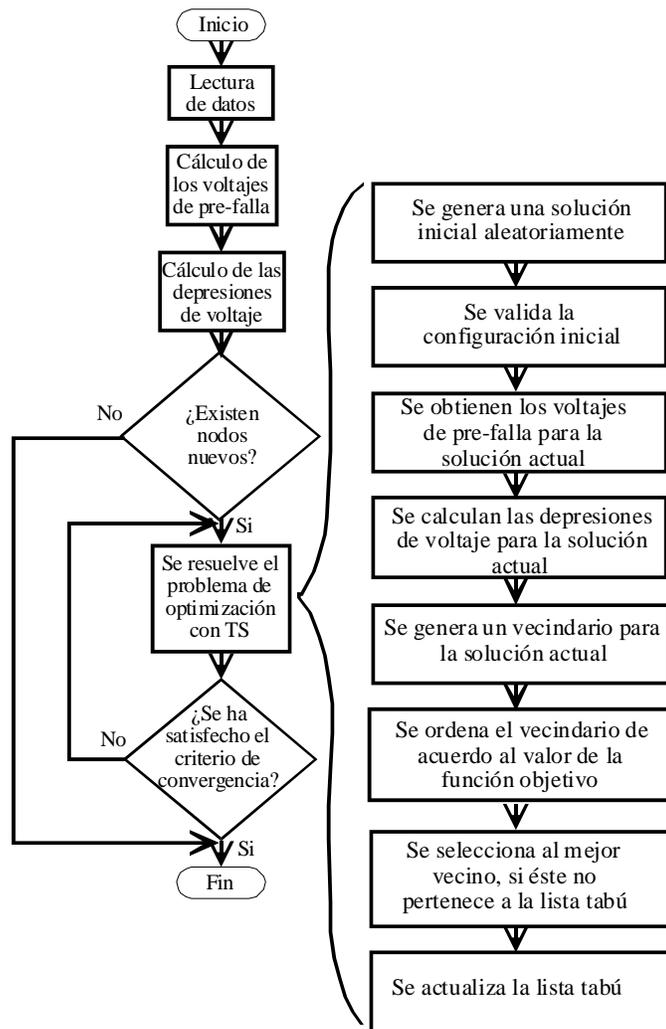


Figura 5.1 Diagrama de flujo del proceso de expansión.

- 1) Se da lectura a los datos de la red, datos de probabilidad de falla, tipo de falla y valores de referencia de depresiones de voltaje.
- 2) Se obtienen los voltajes de pre-falla a través de un análisis de flujos de potencia.
- 3) Se lleva a cabo un análisis de depresiones de voltaje utilizando cualquiera de los métodos presentados en el Apéndice A.
- 4) En caso de que existan nuevos nodos para ser conectados a la red original, se lleva a

cabo el proceso de expansión.

- 5) El proceso de expansión parte de una solución inicial que se genera aleatoriamente. Esta solución inicial es un vector binario de acuerdo a la definición del vector $x(i)$ indicado en (5.2).
- 6) La solución inicial se evalúa para asegurarse que ninguna área con los nodos nuevos esté aislada. Si en ésta solución hubiera un área aislada entonces se deshecha y se vuelve a generar otra.
- 7) Cuando la solución inicial cumple con el objetivo de no tener ninguna zona aislada, entonces se le realiza un análisis de flujos de potencia para obtener los voltajes de pre-falla.
- 8) Posteriormente, se lleva a cabo una evaluación de depresiones de voltaje a la configuración actual.
- 9) Con la configuración actual se genera un vecindario. El número de vecinos, así como al número de elementos de cada vecino, corresponde al número de nuevas líneas.
- 10) Cada vecino se genera haciendo un cambio de uno a uno de cada elemento de la solución actual. Todos los vecinos son evaluados: primero se obtienen los voltajes de pre-falla y después se obtienen las depresiones del voltaje
- 11) Posteriormente, se ordena al vecindario de menor a mayor.
- 12) Como en cada iteración se selecciona a la mejor configuración, ésta pasará a formar parte de la lista tabú por un número determinado de iteraciones.
- 13) En caso de que la mejor solución de una cierta iteración estuviera en la lista tabú, entonces se seleccionaría la siguiente mejor solución y así sucesivamente.
- 14) La lista tabú se actualiza en cada iteración.

El proceso ilustrado en la Figura 5.1 se repite hasta que se satisfaga algún criterio de convergencia. En este caso el proceso se puede terminar por dos formas: cuando se alcance un número máximo de iteraciones o cuando el número total de depresiones de voltaje ya no se reduzca.

5.4 Casos de estudio

Con el fin de demostrar el desempeño de la metodología propuesta se aplica al sistema de

prueba IEEE RST-24 nodos y al sistema mexicano de 190 nodos, para encontrar la configuración de la red expandida que minimice el número total de depresiones de voltaje del sistema con los nuevos nodos. En este caso se considera que las depresiones de voltaje son causadas por fallas trifásicas. También, para considerar el estado de operación del sistema, los voltajes de operación se obtienen a través de un estudio de flujos de potencia con el software PSS/E, lo que permitiría en un momento dado incluir otro tipo de restricciones de operatividad de la red.

5.4.1 Expansión del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos para minimizar el número total de depresiones de voltaje

Cuando se lleva a cabo un análisis de depresiones de voltaje para este sistema antes de la expansión se encuentra que el sistema tiene un total de 548 depresiones de voltaje por año.

La metodología de la expansión es llevada a cabo considerando que el sistema tiene 8 nuevos nodos que requieren conectarse a la red existente, como se ilustra en la Figura 5.2.

El vector X , en este caso, se forma como:

$$X = \begin{bmatrix} L_{25-1}^1 & L_{25-2}^2 & L_{25-26}^3 & \cdots & L_{31-4}^{16} \\ 1 & 1 & 1 & \cdots & 1 \end{bmatrix}$$

donde el superíndice indica el número de la línea propuesta, la cual está conectada a los nodos indicados en el subíndice.

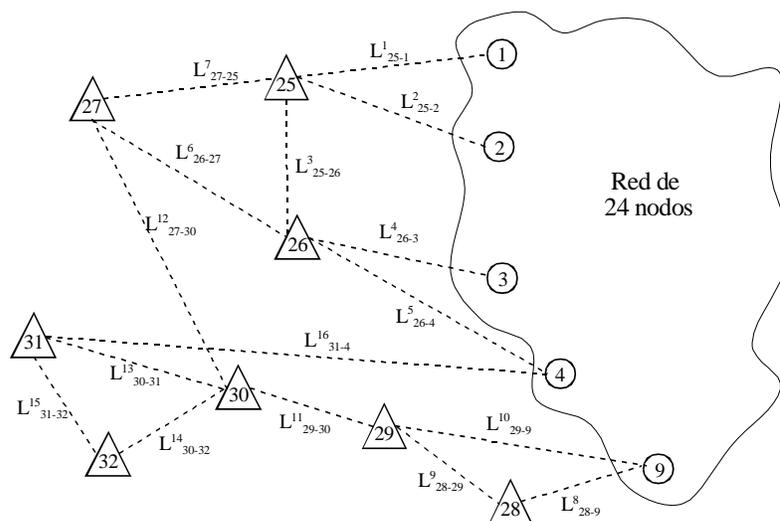


Figura 5.2 Nodos nuevos y posibles líneas para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.

La Tabla 5.1 muestra los resultados del proceso de expansión del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos. Ahí se indican ocho topologías posibles para conectar los nodos nuevos a la red existente. La topología T1 es la peor opción puesto que sugiere la construcción de todas las posibles líneas que se proponen, ésta tiene un total de 1062 depresiones de voltaje por año, lo que significa que las depresiones de voltaje totales por año del sistema se incrementarían un 94% aproximadamente con respecto del sistema original.

Tabla 5.1 Resultados del proceso de expansión para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.

Líneas	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8
25-1	1	1	1	0	0	0	0	0
25-2	1	1	1	1	1	1	1	1
25-26	1	1	1	1	1	0	0	0
26-3	1	0	0	0	0	0	0	0
26-4	1	1	0	0	0	0	0	0
26-27	1	1	1	1	1	1	1	1
27-25	1	1	1	1	1	1	1	1
28-9	1	1	1	1	0	0	0	0
28-29	1	1	1	1	1	1	1	1
29-9	1	1	1	1	1	1	1	0
29-30	1	0	0	0	0	0	0	1
27-30	1	1	1	1	1	1	1	1
30-31	1	1	1	1	1	1	0	0
30-32	1	1	1	1	1	1	1	1
31-32	1	1	1	1	1	1	1	1
31-4	1	0	0	0	0	0	0	0
Total de líneas nuevas	16	13	12	11	10	9	8	8
Costo (%)	100	87.1	80.7	77.4	71.0	61.3	58.1	61.3
Ahorro (%)	0.0	12.9	19.4	22.6	29.0	38.7	42.0	38.7
Total de depresiones de voltaje	1062	909	836	813	795	787	781	769

Las topologías T2 a T7 son soluciones obtenidas durante el proceso de expansión y la topología T8 es la mejor solución que obtiene el algoritmo. En las topologías T2 a T8 se reducen las depresiones de voltaje totales. Por ejemplo, las topologías T7 y T8 sugieren el mismo número de líneas nuevas, sin embargo, la topología T8 tiene un número de depresiones totales menor que la topología T7. La topología T8, de hecho, tiene el valor total de depresiones de voltaje más bajo en este caso de estudio. El comportamiento de las depresiones de voltaje se puede observar gráficamente en Figura 5.3.

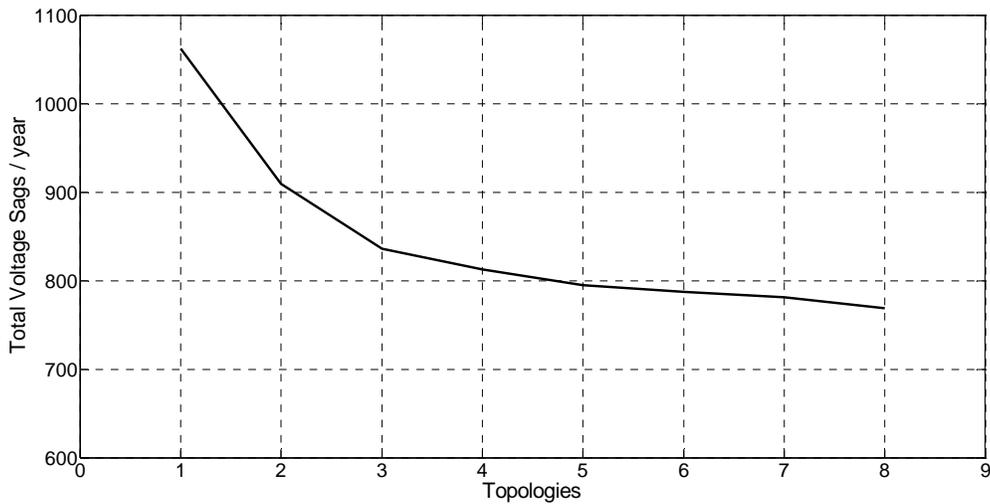


Figura 5.3 Depresiones de voltaje totales por año para cada topología indicada en Tabla 5.1.

Por otro lado, haciendo un análisis de costos de inversión, en este caso de estudio se consideran valores aleatorios entre 1 y 3 \$/línea. Como se puede observar de la Tabla 5.1 la topología T1 es la peor porque significaría que se tendrían que incluir todas las líneas nuevas propuestas; por lo tanto, la topología T1 representaría el 100% del gasto de inversión. La Figura 5.4 muestra una comparación de los costos de inversión con respecto a la peor topología, es decir, la topología T1. Como se observa, la topología que ofrece el más bajo costo de inversión es la T7, sin embargo ésta topología no tiene el valor más bajo de depresiones de voltaje en el sistema.

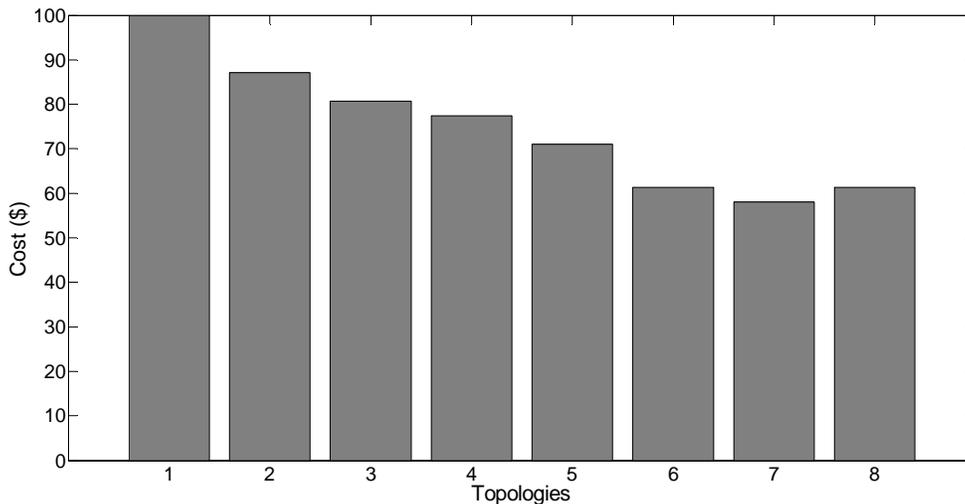


Figura 5.4 Comparación de costos de las topologías T1 a T8 para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.

De los resultados presentados, las topologías T2 a T8 reducen ambos factores; depresiones de voltaje y costos de inversión respectivamente. Sin embargo, si lo que se requiere es obtener la configuración que ofrezca el menor número de depresiones de voltaje, entonces la topología T8 es la mejor opción. Las Figura 5.5 muestra el diagrama esquemático y en la Figura 5.6 se muestra el diagrama unifilar configuración 8 que es la óptima.

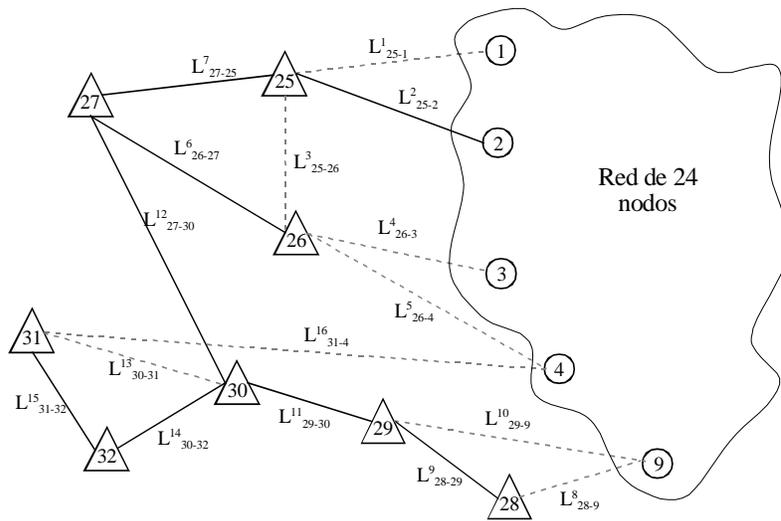


Figura 5.5 Diagrama esquemático de la configuración óptima del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.

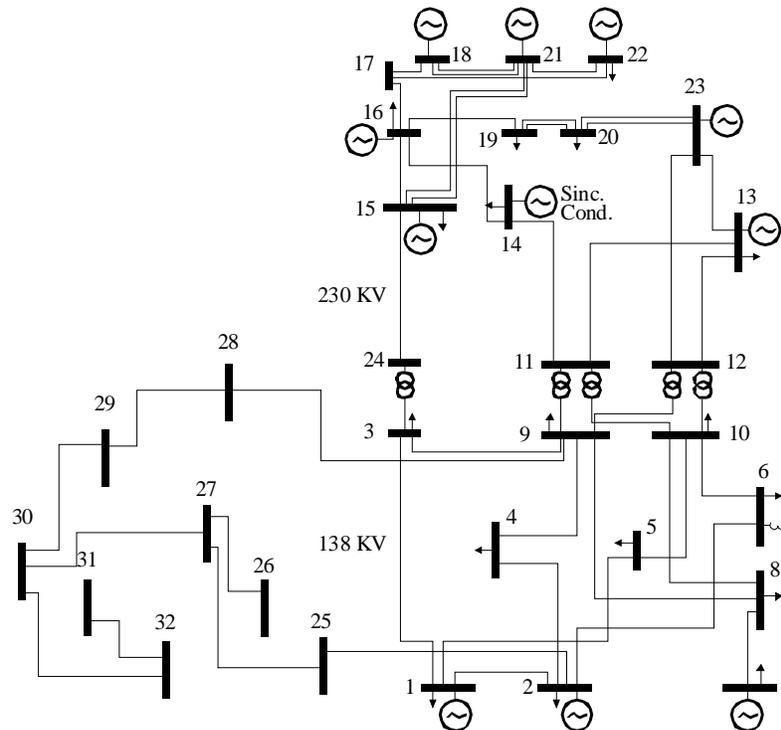


Figura 5.6 Diagrama unifilar de la configuración óptima del sistema de prueba IEEE RST-24 nodos expandido.

5.4.2 Expansión del sistema eléctrico mexicano de 190 nodos

El sistema mexicano de ejemplo consiste de 190 nodos interconectados a través de 265 líneas. 46 unidades de generación y 90 cargas [Ramirez y Hernandez, 2011]. Se considera una probabilidad de falla de 1 falla/año/línea. Cuando se lleva a cabo un análisis de depresiones de voltaje se encuentra que el sistema tiene un total de 1466.8 depresiones de voltaje por año.

Para aplicar la metodología de expansión, se considera que 13 nodos no existen en la red y que las 30 líneas que están asociadas a dichos nodos tampoco existen. La Figura 5.7 muestra el sistema entero y las partes sombreadas indican las zonas donde están localizados los 13 nodos con sus líneas respectivas. La Figura 5.8, Figura 5.9 y la Figura 5.10 muestran a detalle las áreas que se consideran como nuevas del sistema eléctrico mexicano de 190 nodos.

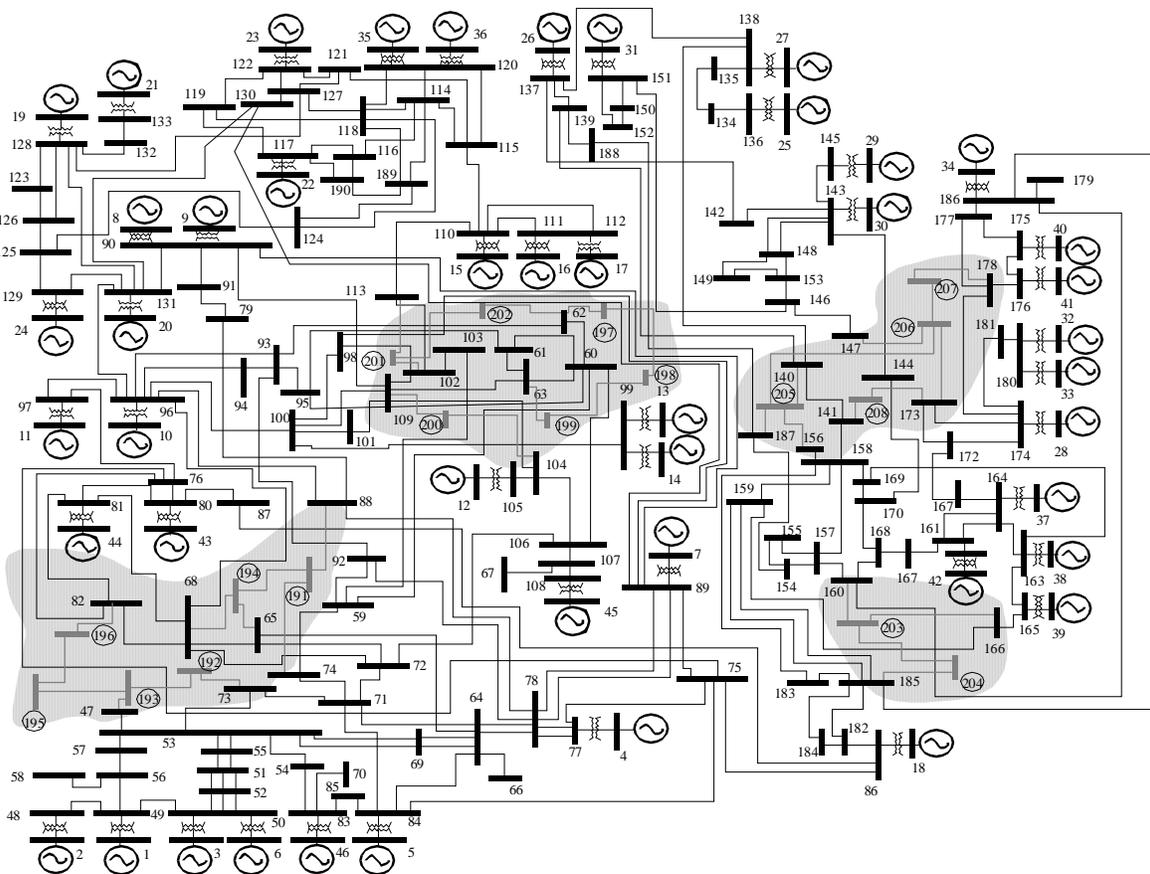


Figura 5.7 Sistema eléctrico mexicano de 190 nodos.

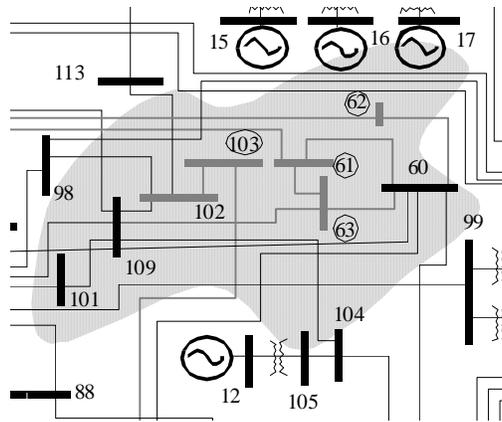


Figura 5.8 Primer área considerada como nueva en el sistema mexicano de 190 nodos.

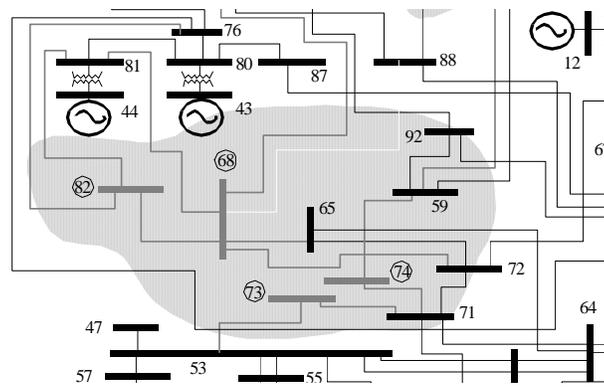


Figura 5.9 Segunda área considerada como nueva en el sistema mexicano de 190 nodos.

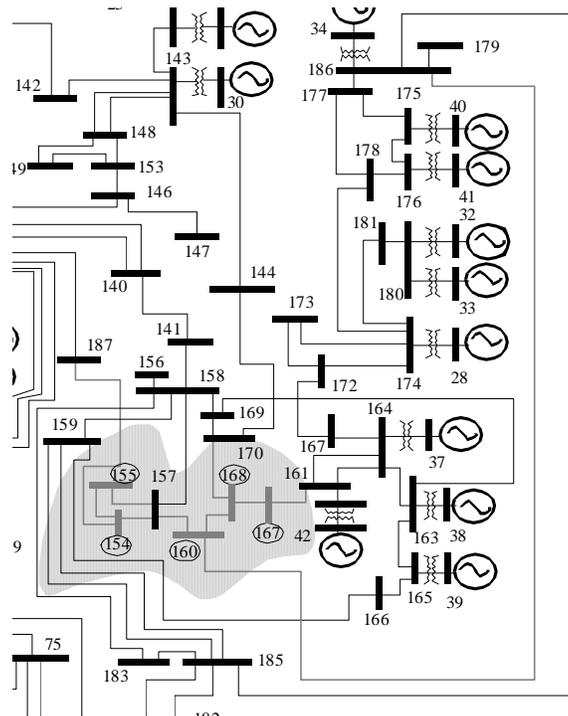


Figura 5.10 Tercer área considerada como nueva en el sistema mexicano de 190 nodos.

Para mostrar el proceso de solución que permite obtener la solución óptima, se muestran sólo 4 posibles configuraciones: estado actual C1, dos soluciones intermedias C2 y C3 y finalmente la solución óptima C4. La Tabla 5.2 muestra los resultados del proceso de expansión del sistema mexicano de 190 nodos para estas cuatro configuraciones. La configuración C1 representa al sistema actual, lo cual significa que se toman en cuenta todos los nodos del sistema, el cual tiene un total de 1466.8 depresiones de voltaje por año.

Tabla 5.2 Resultados del proceso de expansión del sistema mexicano de 190 nodos.

Líneas	C1	C2	C3	C4
81-68	1	1	1	1
68-65	1	1	1	0
68-72	1	1	1	0
68-88	1	1	1	0
68-96	1	1	1	0
82-68	1	1	1	1
82-81	1	1	1	1
82-76	1	1	1	0
53-73	1	1	1	1
71-73	1	0	0	0
71-74	1	0	0	0
74-59	1	1	1	1
103-102	1	1	1	1
59-103	1	0	0	0
63-109	1	0	0	0
63-61	1	1	1	1
63-60	1	1	1	1
61-60	1	1	1	0
62-60	1	1	1	1
93-62	1	1	1	0
167-168	1	1	1	1
168-160	1	1	1	1
170-168	1	1	1	0
161-167	1	1	1	1
157-160	1	1	1	0
160-186	1	1	1	1
157-154	1	1	1	1
154-155	1	1	1	1
154-187	1	1	1	0
157-155	1	1	1	0
Líneas totales	30	26	24	15
Depresiones de voltaje totales	1466.8	1286.1	1242.7	1204.6

En la Tabla 5.2 se observa que en las configuraciones C2 a C4 se reduce el total de

depresiones de voltaje, sin embargo la configuración C4 presenta el valor más pequeño de depresiones de voltaje a través de la red a través de la red.

En este caso de estudio, con el fin de hacer una comparación del ahorro que representaría cada posible configuración, a la línea con el valor más grande de impedancia se le asigna un costo unitario (suponiendo el 100% del costo de la línea). De acuerdo a éste valor unitario, se les asigna a las demás en proporción a los valores de impedancia.

La Figura 5.11 muestra una comparación del ahorro que se tendría con respecto a la peor configuración. Aquí se puede observar que la configuración que ofrece el ahorro más grande es la configuración 4, la cual en este caso es la misma que tiene el menor número de depresiones de voltaje.

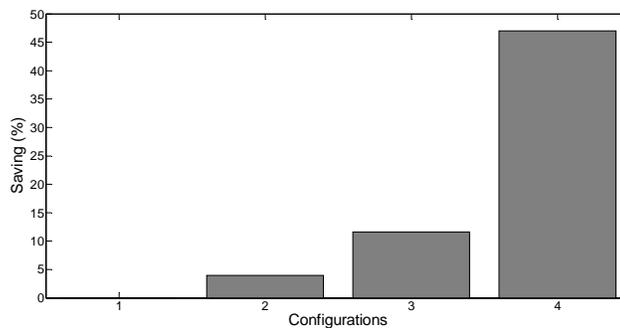


Figura 5.11 Ahorros en la expansión del sistema mexicano de 190 nodos.

5.5 Conclusiones

En este capítulo se muestra la metodología propuesta para la expansión de redes eléctricas que ha sido implementada tomando en cuenta aspectos de calidad de la energía, particularmente depresiones de voltaje. El problema de optimización formulado ha sido resuelto a través de un algoritmo de TS. De los casos analizados se puede concluir que el algoritmo es muy eficiente para resolver este tipo de problemas.

Para demostrar el desempeño de la metodología se ha aplicado a los sistemas IEEE RTS-24 nodos y al Sistema Mexicano de 190 nodos.

En general, los resultados obtenidos usando esta metodología muestran que el problema de expansión de redes tiene un impacto importante en cuando a las depresiones de voltaje se refiere, debido a la probabilidad de falla asociada a cada línea. Por esta razón, es importante considerar todas las configuraciones que ofrecen el valor más bajo de depresiones de voltaje cuando se planea expandir una red eléctrica.

Capítulo 6

Expansión de Redes Aplicando Técnica Multi-Objetivo

6.1 Introducción

En este capítulo se propone un proceso de expansión de redes eléctricas de una manera óptima considerando una función multi-objetivo; se plantean dos funciones objetivo que son reducir las depresiones de voltaje y las pérdidas de potencia real en el sistema. Para resolver este problema de optimización se usa el algoritmo de TS implementado. En todas las posibles configuraciones, en el proceso se deben tener en consideración algunas restricciones tales como la conectividad del sistema asegurándose que no haya áreas aisladas, límites de voltaje y balance de potencia. La metodología implementada encuentra soluciones Pareto óptimas al problema de expansión planteado.

6.2 Formulación del proceso de expansión multi-objetivo

Al igual que en el Capítulo 5, para la formulación multi-objetivo se considera la representación indicada en (5.1) y (5.2) para tipificar el estado inclusión/no inclusión de una línea de transmisión. En este proceso de expansión de redes multi-objetivo el número de topologías también depende de los nuevos puntos de demanda y cuántas líneas deberán construirse.

Para cada configuración se le hace un estudio de flujos de potencia para obtener los voltajes de pre-falla y las pérdidas en el sistema, también se hará un estudio de depresiones de voltaje para obtener el número total de depresiones de voltaje. Matemáticamente el

problema de optimización para minimizar el número de depresiones de voltaje y las pérdidas de potencia real, se puede escribir como se indica a continuación:

$$\min \left(\sum_{i=1}^N f_{esti}(x, V, \theta), \sum P_{Loss} \right) \quad (6.1)$$

sujeto a:

$$P(V, \theta) + P_D - P_{gi} = 0$$

$$Q(V, \theta) + Q_D - Q_{gi} = 0$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max}$$

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max}$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max}$$

$$\sum_{j=1}^{NL} (x_j) > 0$$

R1: No nodos aislados en la red

donde

P_{Loss} pérdidas totales de potencia real en el sistema

En este capítulo el problema de expansión para minimizar las depresiones totales de voltaje y las pérdidas en la red, formulado en (8.3) se resuelve aplicando TS multi-objetivo.

6.3 Normalización de funciones objetivo

En muchos criterios multi-objetivo no siempre es necesario proceder a normalizar los diferentes tipos de objetivo. Sin embargo, la normalización es necesaria por dos razones, [Romero, 1996]:

1. Se debe tener en cuenta que generalmente las unidades de las variables de las funciones objetivo son diferentes; por lo tanto, una comparación de funciones objetivo de diferentes unidades carece de significado.
2. Se debe considerar que los valores que alcanzan las funciones objetivo pueden ser muy diferentes.

En esta tesis la normalización es necesaria ya que los valores de índices SARFI_x son valores pequeños respecto a los que se obtienen en las pérdidas de potencia real.

Dentro de los procedimientos de normalización uno de los métodos más simples, que es que se usó en esta tesis, consiste en dividir los valores de las funciones objetivo ya sea por el mejor o el peor valor [Romero, 1996].

Para normalizar los valores de las dos funciones objetivo del problema de reconfiguración planteado en esta tesis, se consideran los peores valores que se pudieran presentar en la expansión de la red, es decir, el peor de los casos sería cuando se tuviera que expandir con todas las líneas propuestas. En este caso se tendría para esa futura red un cierto número de depresiones de voltaje con una cierta cantidad de pérdidas de potencia real. Entonces para el proceso de normalización se aplica lo siguiente:

$$\text{SARFI}_x \text{ normalizados} = \frac{\text{SARFI}_x \text{ de la configuración}}{\text{SARFI}_x \text{ de la peor configuración}}$$

$$\text{Pérdidas de potencia real de la red normalizadas} = \frac{\text{Pérdidas de potencia real la configuración}}{\text{Pérdidas de potencia real de la peor configuración}}$$

6.4 Implementación del proceso de expansión para minimizar depresiones de voltaje y pérdidas en la red aplicando TS multi-objetivo

En la Figura 6.1 se ilustra un diagrama de flujo del proceso de expansión propuesto en este capítulo. Posteriormente se hace una descripción de cada paso de la metodología.

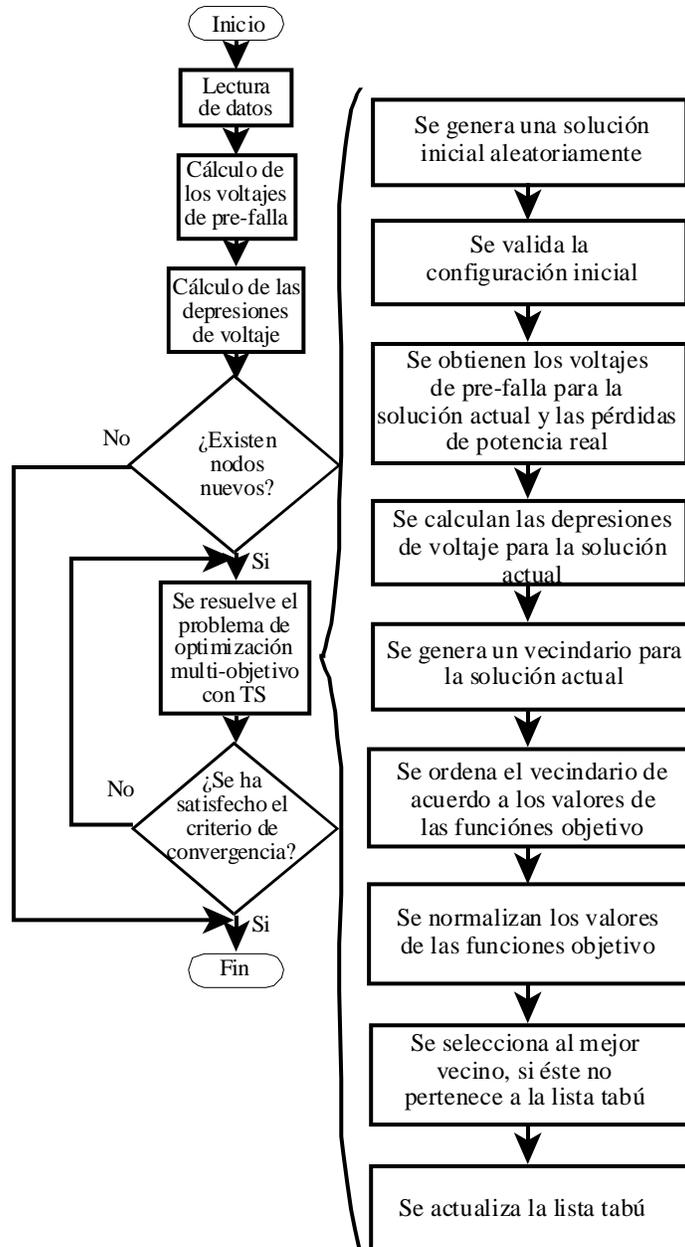


Figura 6.1 Proceso de expansión para minimizar depresiones de voltaje y pérdidas en la red.

- 1) Se da lectura a los datos de la red, datos de probabilidad de falla, tipo de falla y valores de referencia de depresiones de voltaje.
- 2) Se obtienen los voltajes de pre-falla a través de un análisis de flujos de potencia.
- 3) Se lleva a cabo una evaluación estocástica de depresiones de voltaje.
- 4) En caso de que existan nuevos nodos para ser conectados a la red original, se lleva a cabo el proceso de expansión.

- 5) El proceso de expansión parte de una solución inicial que se genera aleatoriamente. Esta solución inicial es un vector binario de acuerdo a la definición del vector $x(i)$ indicado en (5.2).
- 6) La solución inicial se evalúa para asegurarse que ninguna área con los nodos nuevos esté aislada. Si en ésta solución se hubiera un área aislada entonces se deshecha y se vuelve a generar otra.
- 7) Cuando la solución inicial cumple con el objetivo de no tener ninguna zona aislada, entonces se le realiza un análisis de flujos de potencia para obtener los voltajes de pre-falla.
- 8) Posteriormente, se lleva a cabo una evaluación de depresiones de voltaje a la configuración actual y se obtienen las pérdidas totales del sistema.
- 9) Con la configuración actual se genera un vecindario. El número de vecinos, así como al número de elementos de cada vecino, corresponde al número de nuevas líneas.
- 10) Cada vecino se genera haciendo un cambio de uno a uno de cada elemento de la solución actual. Todos los vecinos son evaluados: primero se obtienen los voltajes de pre-falla y después se obtienen las depresiones del voltaje y las pérdidas totales del sistema.
- 11) Posteriormente, cada vecindario se ordena de dos formas. La primera toma en cuenta los valores de las depresiones de voltaje y se ordena de menor a mayor valor. La segunda, de igual forma que la primera, se ordena de menor a mayor pero ahora tomando en cuenta las pérdidas de potencia real.
- 12) Una vez que el vecindario está ordenado de las dos formas se normalizan todos los valores de las funciones objetivo con respecto del peor para poder hacer una comparación en los mismos rangos. Aquella configuración cuyo valor normalizado sea más pequeño es la que se tomará en cuenta como la nueva configuración actual si no pertenece a la lista tabú (en la primera iteración la lista tabú se encuentra vacía). Como en cada iteración se selecciona a la mejor configuración, ésta pasará a formar parte de la lista tabú por un número determinado de iteraciones.
- 13) En caso de que la mejor solución de una cierta iteración estuviera en la lista tabú, entonces se seleccionaría la siguiente mejor solución y así sucesivamente.
- 14) La lista tabú se actualiza en cada iteración.

El proceso se repite hasta que se satisfaga un cierto criterio de referencia. En esta tesis el proceso puede finalizar de dos formas: cuando se alcanza el número máximo de iteraciones o cuando el número total de depresiones de voltaje y/o pérdidas ya no decrece.

6.5 Casos de estudio

La metodología propuesta se aplica al sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos al Sistema Mexicano de 190 nodos para encontrar la mejor configuración que ofrezca el menor valor de depresiones de voltaje y el menor valor de pérdidas de potencia real en el sistema expandido. Los casos se analizan considerando que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas; también para considerar el estado de operación del sistema, los voltajes de pre-falla se obtienen a través de un estudio de flujos de potencia usando el programa PSS/E.

6.5.1 Expansión del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos

Con los datos del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos original (antes de la expansión) se tiene que el sistema presenta 548 depresiones de voltaje/año.

Nuevamente, la metodología para la expansión se aplica suponiendo que el sistema tendrá 8 nodos nuevos, los cuales requieren conectarse a la red existente a través de 17 posibles líneas, tal como se observa en la Figura 5.2.

La Tabla 6.1 muestra los resultados del proceso de expansión para el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos. Aquí se muestran 7 configuraciones posibles para conectar los nodos nuevos a la red existente. La Configuración 1 muestra el peor de los casos porque ésta representa que todas las posibles rutas deberían construirse teniendo un total de 1394 depresiones de voltaje/año, lo que significa que el sistema podría incrementar las depresiones aproximadamente el 55% con respecto al sistema original mientras que las pérdidas de potencia real casi no cambian. Además, esta configuración representaría el 100% de gasto de inversión.

Tabla 6.1 Resultados del proceso de expansión del sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.

óptima para los dos objetivos, es decir, depresiones de voltaje y pérdidas de potencia real, respectivamente.

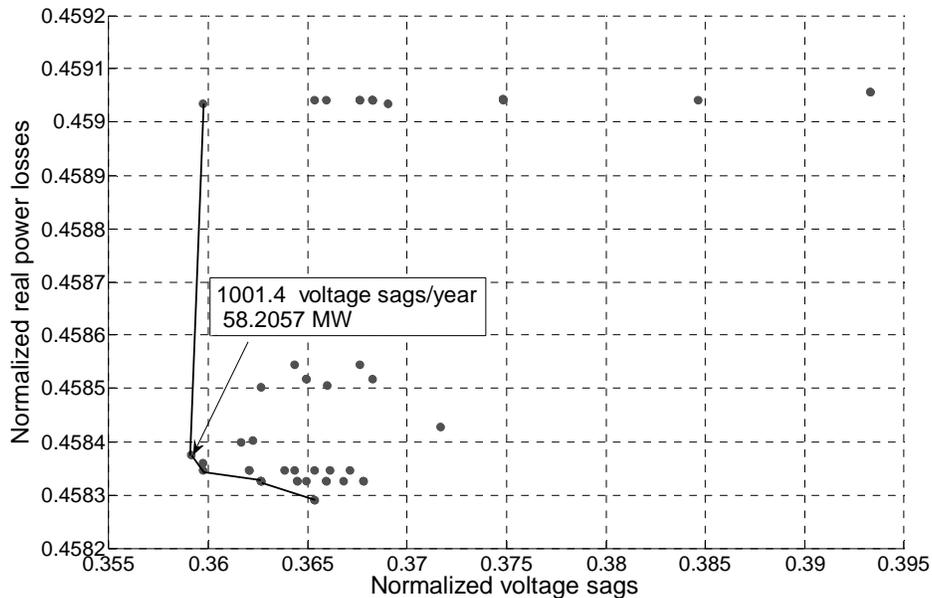


Figura 6.3 Curva de Pareto para la expansión el sistema de prueba IEEE RTS-24 nodos.

6.5.2 Expansión del Sistema Eléctrico Mexicano de 190 nodos

Para aplicar la metodología se considera que la red actual podría crecer con 18 nodos que estarían interconectados a través de 37 líneas posibles como se indica en la Figura 5.7.

Con el fin de mostrar el proceso que conduce a la solución óptima en la Tabla 6.2 se muestran 4 posibles configuraciones del proceso de expansión del sistema eléctrico mexicano de 190 nodos. La configuración C1 que corresponde al sistema expandido con la construcción de todas las líneas propuestas; dos configuraciones intermedias C2 y C3, y finalmente la mejor solución encontrada C4.

La configuración C1 representa la peor condición que se tendría en la expansión del sistema porque significaría que los nuevos nodos estaría conectados a la red existente a través de todas las líneas posibles, por lo tanto cuando se lleva a cabo un análisis de depresiones de voltaje se encuentra que el sistema tiene un total de 3102 depresiones/año y que tiene pérdidas de potencia real de 347 MW, respectivamente.

Tabla 6.2 Resultados del proceso de expansión del sistema mexicano de 190 nodos.

Líneas	C1	C2	C3	C4
191-88	1	1	1	1
191-74	1	1	1	1
192-73	1	1	1	1
193-47	1	1	1	1
192-193	1	0	0	0
194-191	1	1	1	1
194-65	1	1	1	1
194-68	1	1	1	0
193-195	1	0	0	0
190-196	1	1	1	1
196-82	1	1	1	1
197-62	1	1	1	1
197-60	1	1	1	0
198-60	1	1	1	1
198-197	1	1	1	1
198-199	1	1	1	1
199-63	1	1	1	1
200-109	1	1	1	1
200-104	1	1	0	1
201-113	1	1	1	1
201-102	1	1	0	1
201-202	1	0	1	1
202-62	1	1	1	0
203-160	1	1	1	1
203-166	1	1	1	1
203-204	1	1	1	1
204-185	1	0	0	0
205-187	1	1	0	0
205-140	1	1	1	1
205-156	1	0	0	0
206-147	1	1	1	1
206-173	1	1	1	1
205-206	1	1	1	1
207-178	1	1	1	1
208-144	1	0	0	0
208-141	1	1	1	1
208-173	1	0	0	0
Líneas totales conectadas	37	30	28	27
Depresiones de voltaje totales/año	3102	2592	2537	2488

Las configuraciones C2 a C4 reducen, tanto depresiones de voltaje como las pérdidas de potencia real, respectivamente. Sin embargo, la configuración C4 es la única que mejora ambos aspectos, es decir, reduce depresiones de voltaje y pérdidas de potencia en toda la

red eléctrica.

En cuanto a costo de construcción se refiere se hacen las mismas consideraciones que para el caso de estudio presentado en el Capítulo 6, sección 6.4.2 .

La Figura 6.4 muestra una comparación del ahorro que se tendría con respecto a la peor configuración de la expansión del sistema mexicano de 190 nodos. Aquí se puede observar que la configuración que ofrece el mayor ahorro es la configuración C4, la cual en este caso de estudio es la única que mejora los dos aspectos.

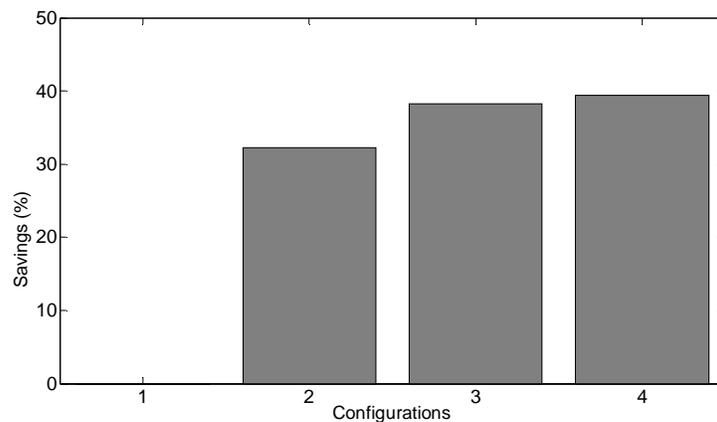


Figura 6.4 Ahorro en cuanto a construcción se refiere para el sistema mexicano de 190 nodos.

6.6 Conclusiones

En este capítulo se ha presentado una metodología para un proceso de expansión óptimo en el cual se toman en cuenta dos aspectos, depresiones de voltaje y pérdidas de potencia. El problema de optimización se resuelve usando el algoritmo de TS multi-objetivo implementado.

Se presentan dos casos de estudio en el IEEE RTS-24 nodos y el Sistema Eléctrico Mexicano de 190 nodos para mostrar el desempeño de la metodología propuesta, con la cual se obtienen topologías Pareto óptimas que reducen el número total de depresiones de voltaje así como las pérdidas de potencia real que se esperan en la red futura.

Capítulo 7

Conclusiones y Trabajos Futuros

7.1 Conclusiones generales

En esta tesis se han propuesto e implementado metodologías para la reconfiguración y expansión de redes con la finalidad de mejorar índices de calidad de la energía en sistemas eléctricos, aplicando de técnicas basadas en Búsqueda Tabú y Búsqueda Tabú multi-objetivo. Las conclusiones derivadas de esta tesis son las siguientes:

- Se desarrolló e implementó un algoritmo básico de TS basado en memoria de corto plazo. La estructura del algoritmo implementado permite su fácil aplicación a la solución de diversos problemas de optimización.
- Se aplicó el algoritmo de TS a la solución del problema de las N -Reinas, despacho económico de carga y a la ubicación óptima de monitores de depresiones de voltaje, observándose que el algoritmo es relativamente sencillo, confiable y eficiente para aplicaciones prácticas en ingeniería eléctrica.
- En el caso de la aplicación del algoritmo desarrollado a la solución del problema de despacho económico de carga se realizó una comparación de éste con respecto a las soluciones obtenidas con programación cuadrática y AG, y se observó que el algoritmo de TS implementado presenta una buena característica de precisión.
- En el caso de la aplicación del algoritmo para la ubicación óptima de monitores de depresiones de voltaje, para encontrar el número mínimo de monitores que se necesitan para garantizar la observabilidad de todo el sistema, de los resultados se

observó la eficacia del algoritmo desarrollado y se evidenció la importancia de considerar el estado de operación del sistema bajo análisis.

- Se presentó e implementó una metodología para reconfigurar a una red eléctrica basada en la técnica de TS con la finalidad de encontrar la configuración que minimice los índices de depresiones de voltaje en el sistema eléctrico. De los casos de estudio presentados, se demostró que la metodología propuesta representa una alternativa para mejorar la calidad de la energía en cuanto a índices de depresiones de voltaje se refiere.
- Se presentó e implementó una metodología basada en el algoritmo de TS para la expansión de redes eléctricas, con el objetivo de mejorar índices de depresiones de voltaje en la futura operación de la red. Con los casos de estudios presentados se demuestra que la metodología propuesta constituye una herramienta útil para encontrar una topología que reduzca las depresiones de voltaje de todos los nodos del sistema eléctrico.
- Se presentó e implementó una metodología basada en el algoritmo de TS multi-objetivo para la expansión de redes eléctricas, con el objetivo de mejorar índices de depresiones de voltaje y pérdidas de potencia real en la futura operación de la red. Con la metodología propuesta es posible obtener soluciones Pareto óptimas que apoyarán en la toma de decisiones para los procesos de planeación de redes eléctricas, con la posibilidad de considerar múltiples aspectos operativos de la futura red.
- La metodología propuesta tiene el potencial de ser aplicada para ser aplicada considerando otros fenómenos de calidad de la energía y operación de la red eléctrica.
- Las metodologías desarrolladas integran técnicas eficientes y métodos avanzados para resolver problemas de alto nivel de complejidad en sistemas eléctricos.
- La propuesta metodológica de considerar diversos aspectos de la operación de un sistema eléctrico, como es el caso de las depresiones de voltaje y las pérdidas de potencia real en la expansión de una red eléctrica, es un enfoque novedoso que está acorde a los nuevos requerimientos que se plantean en las redes inteligentes.

7.2 Trabajos futuros

Derivado del desarrollo de la tesis y los diferentes análisis realizados, se proponen los siguientes trabajos futuros:

- Desarrollar e implementar metodologías de reconfiguración de redes multi-objetivo.
- Desarrollar e implementar metodologías multi-objetivo para la expansión dinámica de redes de transmisión.
- Desarrollar una interfaz que permita la interacción de las rutinas desarrolladas con otras plataformas de programación.
- Desarrollar metodologías de reconfiguración de redes en donde no solo se considere la frecuencia de la ocurrencia de depresiones de voltaje sino que también se incluya su duración.
- Implementar técnicas de procesamiento en paralelo para mejorar el desempeño de los procesos de reconfiguración y expansión de redes.
- Desarrollar e implementar metodologías de reconfiguración y expansión de redes para sistemas de distribución.
- Aplicar las metodologías propuestas de reconfiguración y expansión de redes para el análisis de otros fenómenos de calidad de la energía tal como la distorsión armónica.

Apéndice A

Métodos de Evaluación de Depresiones de Voltaje

En este Apéndice se describen los métodos para la evaluación de depresiones de voltaje utilizados en esta tesis.

A.1 Método de posición de fallas

El método de posición de fallas [Bollen, 2000] [Conrad *et al.*,] [Qader y Bollen, 1999] es uno de los métodos más utilizados para la predicción de depresiones de voltaje. Las características de las depresiones de voltaje en los nodos del sistema estudio se calculan a partir de estudios de fallas en diferentes posiciones dispersas en todo el sistema eléctrico bajo estudio. A cada posición de falla se le asigna un número esperado de ocurrencias de depresiones de voltaje por año a partir de datos estadísticos [Qader y Bollen, 1999][Bollen, 2000].

Con el propósito de mostrar de una manera detallada la aplicación del método de posición de fallas, se presenta el ejemplo de una red de 5 nodos, los cuales están interconectados a través de 3 líneas, 2 transformadores y dos unidades de generación, desarrollado en

[Espinosa y Hernández, 2006] [Espinosa, 2009]. El diagrama unifilar se ilustra en la Figura A.1.

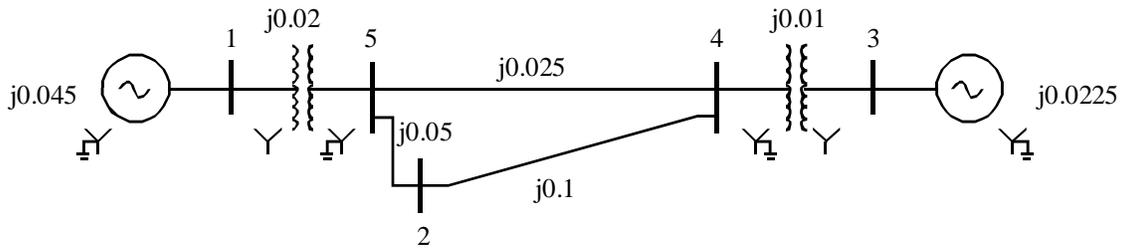


Figura A.1 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de 5 nodos.

A partir de una formulación nodal, considerando que las depresiones de voltaje son producidas por fallas trifásicas, asumiendo una posición de falla en cada nodo del sistema y además una posición de falla en cada línea, se calculan los voltajes en los nodos cuando ocurren las fallas en las posiciones seleccionadas. Entonces, para un nodo m , el voltaje cuando ocurre una falla en el nodo i se calcula como:

$$V_m = V_m^{pf} + Z_{mi} I_i \quad (\text{A.1})$$

donde V_m^{pf} , es el voltaje de pre-falla en el nodo m , Z_{mi} es la impedancia de transferencia compleja (elemento Z_{mi} de la Z_{BUS}), además:

$$I_i = -\frac{V_i}{Z_{ii}}$$

Entonces, aplicando (A.1) a todas las fallas en los nodos (suponiendo que el voltaje de pre-falla para este caso es de 1 p.u.), y en las líneas, se obtienen las magnitudes de voltaje que se presentan en la Tabla 4.1, esto es, se obtienen las depresiones de voltaje en el sistema.

Por ejemplo, en el nodo 3 se tiene un voltaje residual de 0.7603 p.u. o 76.03% originado por una falla en la posición 2 (nodo 2), lo cual implica una profundidad de la depresión de voltaje de 0.2397 p. u. o 23.97%. Así mismo, se tiene una depresión de voltaje de 0.7273 p.u. cuando ocurre una falla en la posición 6, es decir, cuando la falla está a la mitad de la línea que conecta a los nodos 2 y 4.

Tabla A.1 Magnitudes de voltaje ocasionadas por falla trifásica, en p.u.

Nodos	Posiciones de fallas							
	Posiciones en los nodos					Posiciones en las líneas		
	1	2	3	4	5	6 (entre 2 y 4)	7 (entre 2 y 5)	8 (entre 4 y 5)
1	0	0.6892	0.5333	0.4793	0.3077	0.7273	0.5937	0.4243
2	0.3671	0	0.2519	0.1653	0.1325	0.3030	0.1201	0.2029
3	0.6957	0.7603	0	0.3077	0.5828	0.7273	0.7233	0.4957
4	0.5604	0.6538	0.1037	0	0.3974	0.6061	0.6004	0.2716
5	0.2705	0.5510	0.3259	0.2479	0	0.6061	0.4131	0.1685

Para obtener la estimación de la frecuencia de las depresiones de voltaje se deben tener datos de fiabilidad de todos los componentes del sistema. Para el caso de las líneas de transmisión se dispone del dato de disparos de la línea por año, por unidad de longitud λ . Como las posiciones de falla se localizan en diferentes segmentos a lo largo de la línea, el λ en la posición de falla se debe calcular en forma proporcional a la longitud para cada posición de falla [Espinosa, 2009]. Para este ejemplo las fallas por año para cada línea (y para cada posición de falla, ya que se supone una sola posición en la línea) se indican en la Tabla A.2.

Tabla A.2 Probabilidad de fallas por año.

Fallas / año							
Nodos					Líneas		
λ_1	λ_2	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6	λ_7	λ_8
0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	16.0	8.0	4.0

Para obtener la frecuencia acumulada de las depresiones de voltaje en un nodo del sistema eléctrico, los resultados de los cálculos de las magnitudes de voltaje se pueden agrupar en diferentes rangos de interés, de magnitud de voltaje residual [Qader y Boller, 1999]. Para este ejemplo se definen los siguientes rangos de magnitud de voltaje:

R₁ depresiones de voltaje tales que $0 < V < 0.10$

R₂ depresiones de voltaje tales que $0.10 < V < 0.40$

R₃ depresiones de voltaje tales que $0.40 < V < 0.70$

R₄ depresiones de voltaje tales que $0.70 < V < 0.85$

R₅ depresiones de voltaje tales que $0.85 < V < 0.90$

Si se requiere estimar el número de depresiones de voltaje por año con voltaje residual dentro del rango R₁, que tienen lugar en el nodo 1, se buscan aquellos valores cuyas magnitudes de voltaje que corresponden con al rango de interés. Es decir, considerando los valores de la Tabla A.1, se observa que solamente cuando la falla tiene lugar en la posición de falla 1, se tome un voltaje en el nodo 1 dentro del rango R₁. Por lo tanto, la probabilidad de que se tenga en el nodo 1, una depresión con un voltaje residual menor o al 10% es igual a la probabilidad de que haya una falla en la posición 1, esto es, $\lambda_1 = 0.1$ de acuerdo con la Tabla A.2, es decir,

$$P_{R_1}(1) = \lambda_1 = 0.1$$

De manera similar se obtiene la probabilidad de aparición de depresiones de voltaje con magnitud residual de hasta el 10%, para cada nodo,

$$P_{R_1}(2) = \lambda_2 = 0.1$$

$$P_{R_1}(3) = \lambda_3 = 0.1$$

$$P_{R_1}(4) = \lambda_4 = 0.1$$

$$P_{R_1}(5) = \lambda_5 = 0.1$$

Para el rango R₂ se sigue el mismo proceso que para el rango R₁ pero ahora se consideran las tensiones con magnitud residual mayor del 10% y hasta 40%. Entonces se tiene,

$$P_{R_2}(1) = \lambda_5 = 0.1$$

$$P_{R_2}(2) = \lambda_1 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 + \lambda_8 = 0.1 + 0.1 + 0.1 + 0.1 + 16.0 + 8.0 + 4.0 = 28.4$$

$$P_{R2}(3) = \lambda_4 = 0.1$$

$$P_{R2}(4) = \lambda_3 + \lambda_5 + \lambda_8 = 0.1 + 0.1 + 4.0 = 4.2$$

$$P_{R2}(2) = \lambda_1 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_8 = 0.1 + 0.1 + 0.1 + 4.0 = 4.3$$

Para los rangos restantes se sigue el mismo proceso. Los resultados obtenidos para los 5 nodos, se presentan en la Tabla A.3.

Tabla A.3 Probabilidad de depresiones de voltaje.

Voltaje residual en p.u.	Probabilidad de aparición de depresiones de voltaje (Depresiones de voltaje/año)				
	Nodos				
	1	2	3	4	5
$0 < V \leq 0.10$	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
$0.1 < V \leq 0.4$	0.1	28.4	0.1	4.2	4.3
$0.4 < V \leq 0.7$	12.3	0	4.2	24.2	24.1
$0.7 < V \leq 0.85$	16.0	0	24.1	0	0
$0.85 < V \leq 0.90$	0	0	0	0	0
Número total de depresiones de voltaje	28.5	28.5	28.5	28.5	28.5

A.2 Método analítico MAEH

En esta sección se presenta la aplicación del método analítico denominado MAEH para la estimación estocástica de las depresiones de voltaje que fue desarrollado en [Espinosa y Hernández, 2006]. Con este método se evita discretizar a la línea y por lo tanto no se tiene la dependencia del número de posiciones de fallas. Otras características del método son su sencillez para considerar distintas distribuciones de probabilidad de fallas, la posibilidad de analizar ángulos de desfase durante la depresión o la capacidad para establecer áreas de vulnerabilidad de una forma más precisa.

A continuación se presenta la formulación del método MAEH [Espinosa y Hernández, 2006] y se describe el ejemplo desarrollado en [Espinosa, 2009]. En la formulación del

método de estimación, se considera un sistema eléctrico genérico de n nodos, como el que se ilustra en la Figura A.2 [Espinosa y Hernández, 2006], en donde el nodo m se selecciona para representar el sitio bajo estudio, es decir, en este nodo se evaluará la probabilidad de ocurrencia de depresiones de voltaje. El nodo i representa un nodo genérico del sistema en donde se puede presentar una falla. Los nodos k y j también corresponden a dos nodos genéricos del sistema, los cuales están conectados a través de una línea de transmisión.

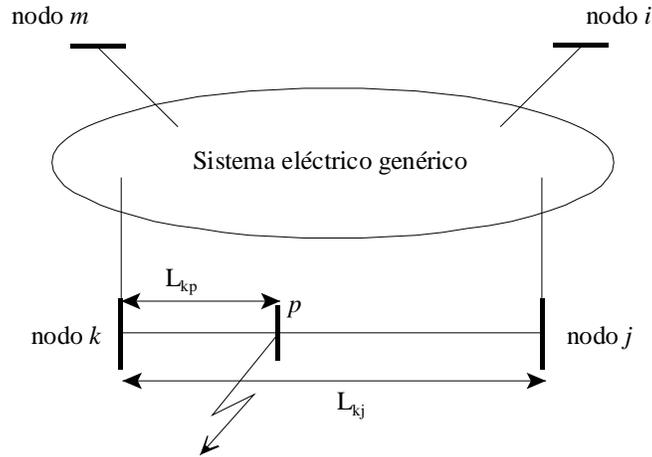


Figura A.2 Sistema eléctrico genérico

Utilizando formulación nodal, cuando se presenta una falla en el nodo i del sistema eléctrico genérico, la magnitud de una depresión de voltaje en el nodo m se calcula por medio de un análisis clásico de cortocircuito. Así que el voltaje en el nodo m está dado como se indica en (A.1).

Para considerar las fallas que se presentan a lo largo de la línea de transmisión se considera la línea de transmisión entre los nodos k y j de la Figura A.2. El sitio en donde puede presentarse una falla se identifica por medio del parámetro ψ , definido como:

$$\psi = \frac{L_{kp}}{L_{kj}} \quad (\text{A.2})$$

donde L_{kp} es la distancia entre el nodo k y la posición p en donde ocurre la falla; L_{kj} es la longitud de la línea de transmisión y el parámetro ψ varía entre 0 y 1.

De forma similar a (A.1) cuando una falla ocurre en la posición p , entre los nodos k y j , el voltaje en el nodo m se calcula de la siguiente manera,

$$V_m = V_m + Z_{mp} I_p \quad (\text{A.3})$$

donde Z_{mp} , es la impedancia de transferencia de nodo, entre el m y el nodo ficticio p ; la posición de p depende del parámetro ψ , los cuales se definen como [Espinosa y Hernández, 2006]:

$$Z_{mp} = (1 - \psi) Z_{mk} + \psi Z_{mj} \quad (\text{A.4})$$

$$Z_{pp} = (1 - \psi)^2 Z_{kk} + \psi^2 Z_{jj} + 2\psi(1 - \psi) Z_{kj} + \psi(1 - \psi) z_{kj} \quad (\text{A.5})$$

donde las Z 's, son las impedancias de la Z_{BUS} que corresponden a los nodos indicados por los subíndices correspondientes; z_{kj} es la impedancia de la línea de transmisión $k-j$.

La corriente I_p en (A.3), suponiendo voltaje de pre-falla de 1.0 p.u., se calcula como:

$$I_p = \frac{1}{Z_{pp}} \quad (\text{A.6})$$

La combinación de las ecuaciones (A.3), (A.4) y (A.5) proporciona una expresión para el voltaje en el nodo m durante la falla en términos del parámetro ψ , el varía de acuerdo a la posición de la falla en la línea $k-j$, entonces el voltaje residual se puede expresar en función de ψ , $V_m(\psi)$.

Por ejemplo, considerando $V_m(\psi)$ como se ilustra en la Figura A.3, cuando ocurre una falla en una ubicación definida por ψ , entre los valores ψ_{low} y ψ_{up} se puede presentar una depresión de voltaje en el nodo m con magnitud residual entre los valores de voltaje V_{low} y V_{up} . Entonces, considerando la línea $k-j$, la probabilidad de que ocurra una depresión de voltaje entre V_{low} y V_{up} es equivalente a la probabilidad de que una falla ocurra entre las posiciones dadas por ψ_{low} y ψ_{up} . Es decir, el número de depresiones de voltaje debido al número de fallas en la línea $k-j$ se puede determinar calculando el número de fallas en un intervalo apropiado de la línea. Matemáticamente, se puede expresar de la siguiente forma:

$$P(V_{low} \leq |V_m| \leq V_{up}) = P(\psi_{low} \leq \psi \leq \psi_{up}) \quad (A.7)$$

donde $P(V_{low} \leq |V_m| \leq V_{up})$ es la probabilidad de que $V_{low} \leq |V_m| \leq V_{up}$ ocurra y $P(\psi_{low} \leq \psi \leq \psi_{up})$ es la probabilidad de que $\psi_{low} \leq \psi \leq \psi_{up}$ ocurra; $|V_m|$ es la magnitud de voltaje del nodo m , cuando ocurre una falla en la línea $k-j$.

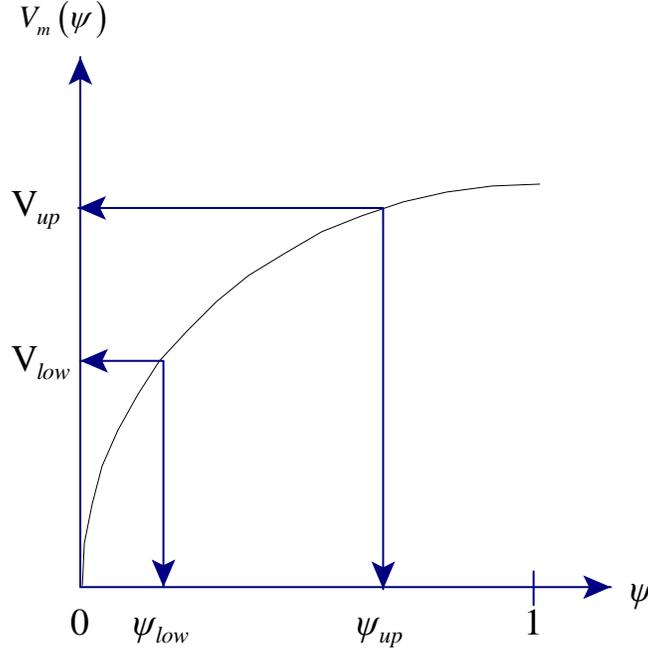


Figura A.3 Gráfica de $V_m(\psi)$ para fallas en la línea $k-j$.

Tomando en cuenta la naturaleza aleatoria de ψ se pueden considerar diferentes distribuciones de probabilidad de falla $g(\psi)$, tales como distribución uniforme, exponencial, etc. La probabilidad de que una falla ocurra entre ψ_{low} y ψ_{up} está dada por:

$$P(\psi_{low} \leq \psi \leq \psi_{up}) = \int_{\psi_{low}}^{\psi_{up}} g(\psi) d\psi \quad (A.8)$$

donde $g(\psi)$ es la función de distribución de la probabilidad asociada con la distribución de las fallas a lo largo de la línea considerada. Si se considera que la distribución de las fallas es uniforme a lo largo de la línea, entonces $g(\psi) = 1$ para $0 \leq \psi \leq 1$, entonces de (A.11) se tiene que [Espinosa y Hernández, 2006]:

$$P (V_{low} \leq |V_m| \leq V_{up}) = [\psi_{up} - \psi_{low}]$$

Por lo que, el número de depresiones/año en el nodo m en la fase a , originadas por fallas en la línea $k-j$, se puede calcular como [Espinosa y Hernández, 2006]:

$$N_q (V_{low} \leq |V_m| \leq V_{up}) = \lambda_q P (V_{low} \leq |V_m| \leq V_{up}) \quad (A.12)$$

donde $N_q (V_{low} \leq |V_m| \leq V_{up})$ es el número de depresiones/año y λ_q es el número total de fallas/año en la línea $k-j$. Considerando las ecuaciones (A.10) y (A.11), la ecuación (A.12) se puede expresar como:

$$N_q (V_{low} \leq |V_m| \leq V_{up}) = \lambda_q \int_{\psi_{low}}^{\psi_{up}} g(\psi) d\psi \quad (A.13)$$

Suponiendo que se conoce el número total de fallas en la línea $k-j$ y su distribución de probabilidad, la ecuación (A.13) proporciona el número de depresiones de voltaje esperadas en el nodo m dentro del rango V_{low} y V_{up} en esta línea.

La formulación descrita puede extenderse para considerar que las depresiones de voltaje son ocasionadas por cualquier tipo de falla [Espinosa y Hernández, 2006].

Para ilustrar cómo se aplica esta metodología, se considera el ejemplo desarrollado en [Espinosa, 2009] para la red de 5 nodos descrita. También se toma en cuenta que las depresiones de voltaje son originadas por fallas trifásicas y que la distribución de probabilidad de falla es uniforme en todas las líneas de transmisión, es decir $g(\psi)=1$ para $0 \leq \psi \leq 1$, [Espinosa, 2009].

De acuerdo con la metodología descrita previamente, primero se debe encontrar la matriz de admitancia nodal del sistema y después la matriz de impedancia correspondiente. De acuerdo a los datos del sistema se tiene:

$$[Y_{bus}] = \begin{bmatrix} -72.22i & 0 & 0 & 0 & 50i \\ 0 & -30i & 0 & 10i & 20i \\ 0 & 0 & -144.4i & 100i & 0 \\ 0 & 10i & 100i & -150i & 40i \\ 50i & 20i & 0 & 40i & -110i \end{bmatrix}$$

La matriz de impedancia nodal es:

$$[Z_{bus}] = \begin{bmatrix} 0.0280i & 0.0177i & 0.0085i & 0.0123i & 0.0204i \\ 0.0177i & 0.0570i & 0.0136i & 0.0197i & 0.0256i \\ 0.0085i & 0.0136i & 0.0182i & 0.0164i & 0.0123i \\ 0.0123i & 0.0197i & 0.0164i & 0.0236i & 0.0178i \\ 0.0204i & 0.0256i & 0.0123i & 0.0178i & 0.0295i \end{bmatrix}$$

Para cada línea se obtiene la variación del voltaje con respecto a ψ en el nodo de interés. En la Figura A.4 se muestra la representación gráfica del voltaje en el nodo 1 con respecto a ψ , $V_1(\psi)$, cuando ocurre una falla en la línea 2-4.

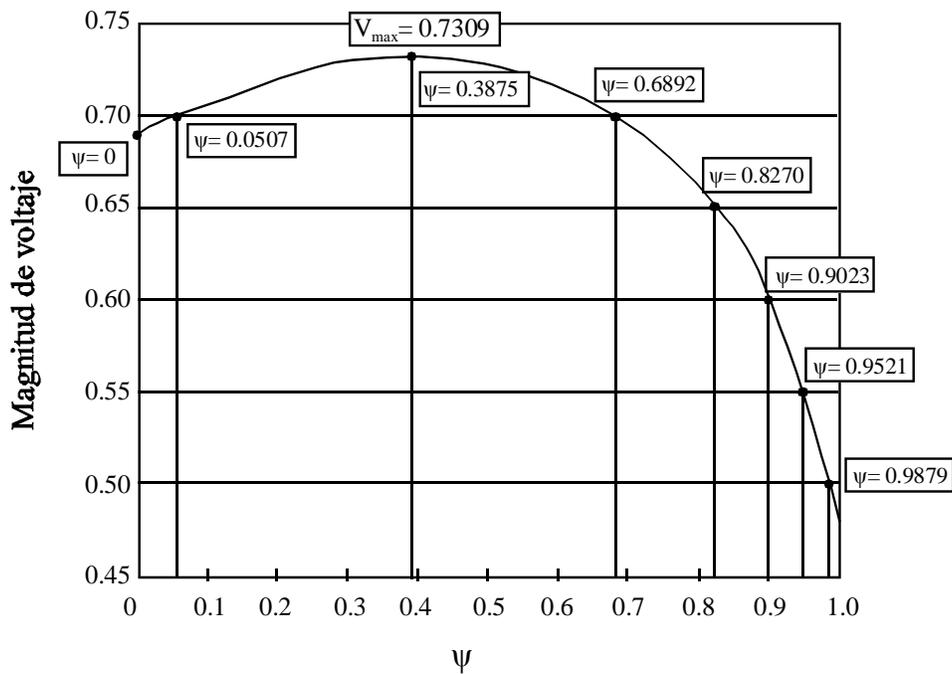


Figura A.4 Curva de voltaje en el nodo 1, debida a fallas en la línea 2-4.

En la Figura A.4 se observa que la curva del voltaje no tiene un comportamiento monótono, por lo tanto se tienen que analizar dos secciones que tengan comportamiento monótonamente creciente o decreciente. En la figura se observa un valor máximo de voltaje $V_{max}=0.7309$ el cual ocurre cuando $\psi =0.3875$; por lo tanto, el rango de variación de ψ para el primer tramo es $0 \leq \psi_1 \leq 0.3875$ y el rango correspondiente de variación V_1 es

$0.6892 \leq V_1 \leq 0.7309$. El rango de variación para el segundo tramo es $0.3875 \leq \psi_2 \leq 1.0$ y el rango de variación de V_1 es $0.7309 \leq V_1 \leq 0.4793$.

Suponiendo que se quieren encontrar el número de depresiones de voltaje para rangos de variación de 0.05 p.u., se observa que no existe curva para el el intervalo desde $V_1=0$ hasta $V_1=0.45$, por lo tanto el número de depresiones de voltaje es cero. En el rango de voltaje ente 0.45 y 0.5 p.u., se evalúa el tramo de la curva comprendido entre $\psi=1$ y $\psi=0.9879$ que corresponden a los valores de voltaje de 0.4793 p.u. y 0.5 p.u. En la Tabla A.4 se muestra un resumen de los rangos de voltaje residual con sus valores respectivos de ψ . Como se observa en la Tabla A.4, para el rango $0.65 \leq V_1 \leq 0.70$ se da para fallas en dos tramos distintos de la línea.

Tabla A.4 Rangos de voltaje residual y rangos de ψ para la línea 2-4.

Rango de voltaje residual	Rango de ψ
$0.45 \leq V_1 \leq 0.50$	$0.9879 \leq \psi \leq 1.0$
$0.50 \leq V_1 \leq 0.55$	$0.9521 \leq \psi \leq 0.9879$
$0.55 \leq V_1 \leq 0.60$	$0.9023 \leq \psi \leq 0.9521$
$0.60 \leq V_1 \leq 0.65$	$0.8270 \leq \psi \leq 0.9023$
$0.65 \leq V_1 \leq 0.70$	$0 \leq \psi \leq 0.0507$ $0.6892 \leq \psi \leq 0.8270$
$0.70 \leq V_1 \leq 0.75$	$0.0507 \leq \psi \leq 0.6892$

Una vez que se han obtenido los límites de integración se procede a calcular las integrales correspondientes a cada rango de tensión de acuerdo a la ecuación (A.11). Como se consideró que $g(\psi)=1$ para $0 \leq \psi \leq 1$, en cada tramo de variación del voltaje, entonces las depresiones de voltaje por año se obtienen multiplicando los resultados de las integrales de cada segmento por el número de fallas/año de la línea, es decir,

$$N(0.45 \leq V_1 \leq 0.50) = \lambda \int_{0.9879}^1 g(\psi) d\psi = \lambda \int_{0.9879}^1 (1) d\psi = \lambda \psi \Big|_{0.9879}^1 = 16(1 - 0.9879) = 0.19$$

$$N(0.50 \leq V_1 \leq 0.55) = \lambda \int_{0.9521}^{0.9879} g(\psi) d\psi = \lambda \int_{0.9521}^{0.9879} (1) d\psi = \lambda \psi \Big|_{0.9521}^{0.9879} = 16(0.9879 - 0.9521) = 0.57$$

$$N(0.55 \leq V_1 \leq 0.60) = \lambda \int_{0.9023}^{0.9521} g(\psi) d\psi = \lambda \int_{0.9023}^{0.9521} (1) d\psi = \lambda \psi \Big|_{0.9023}^{0.9521} = 16(0.9521 - 0.9023) = 0.79$$

$$N(0.60 \leq V_1 \leq 0.65) = \lambda \int_{0.8270}^{0.9023} g(\psi) d\psi = \lambda \int_{0.8270}^{0.9023} (1) d\psi = \lambda \psi \Big|_{0.8270}^{0.9023} = 16(0.9023 - 0.8270) = 1.20$$

$$\begin{aligned} N(0.65 \leq V_1 \leq 0.70) &= \lambda [N_1(0.65 \leq V_1 \leq 0.70) + N_2(0.65 \leq V_1 \leq 0.70)] \\ &= \lambda \left[\int_0^{0.0507} g(\psi) d\psi + \int_{0.6891}^{0.8260} g(\psi) d\psi \right] = \lambda \left[\int_0^{0.0507} (1) d\psi + \int_{0.6891}^{0.8260} (1) d\psi \right] \\ &= \lambda \left[\psi \Big|_0^{0.0507} + \psi \Big|_{0.6891}^{0.8260} \right] = 16[(0.0507 - 0) + (0.8260 - 0.6891)] = 3.01 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} N(0.70 \leq V_1 \leq 0.75) &= \lambda [N_1(0.70 \leq V_1 \leq 0.75) + N_2(0.70 \leq V_1 \leq 0.75)] \\ &= \lambda \left[\int_{0.0507}^{0.3875} g(\psi) d\psi + \int_{0.3875}^{0.6891} g(\psi) d\psi \right] = \lambda \left[\int_{0.0507}^{0.3875} (1) d\psi + \int_{0.3875}^{0.6891} (1) d\psi \right] \\ &= \lambda \left[\psi \Big|_{0.0507}^{0.3875} + \psi \Big|_{0.3875}^{0.6891} \right] = 16[(0.3875 - 0.0507) + (0.6891 - 0.3875)] = 10.21 \end{aligned}$$

De forma similar, se hace el cálculo para las otras dos líneas. Para obtener las depresiones de voltaje por año, se suman rango a rango las contribuciones de cada línea. En forma resumida, los resultados para el nodo 1 del sistema de cinco nodos, se ilustran en la Tabla A.5.

Tabla A.5 Probabilidad de depresiones de voltaje / año en el nodo 1, obtenida con MAEH.

Rangos de tensión	Depresiones de voltaje / año Nodo 1
$0 < V \leq 0.10$	0
$0.1 < V \leq 0.4$	2.2692
$0.4 < V \leq 0.7$	15.5171
$0.7 < V \leq 0.85$	10.2137
$0.85 < V \leq 0.90$	0
Total	28.0

Referencias

[Abido, 2002]

M. A. Abido, “Optimal power flow using tabu search algorithm”, *Electric Power Components and Systems*, vol. 30, no. 5, May 2002, pp. 469 – 483.

[Alves y Fonseca, 2001]

M. F. Alves, R. C. Fonseca, “Voltage sag stochastic estimate”, *Proc. Industry Applications Conference 2001*, vol. 3, Sep.30-Oct. 4, 2001, pp. 1665-1669.

[Aung y Milanovic, 2006]

M. T. Aung, J. V. Milanovic, “Stochastic prediction of voltage sags by considering the probability of the failure of the protection system”, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 21, no. 1, January 2006, pp. 322-329.

[Abido, 2006]

M. A. Abido, “Multiobjective evolutionary algorithms for electric power dispatch problem”, *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 10, no. 3, June 2006, pp. 315-329.

[Bagini, 2008]

A. Bagini, “Handbook of power quality”, A John Wiley & Sons, Inc., Publication, 2008.

[Barr et al., 2008]

R. A. Barr, V. J. Gosbell, McMichael, “A new SAIFI voltage sag index”, *13th International Conference on Harmonics and Quality of Power ICHQP 2008*, 2008, 28-sep al 1-oct, pp. 1-5.

[Belegundu y Chandrupatla, 2011]

A. D. Belegundu, T. R. Cahndrupatla, "Optimization concepts and applications in engineering", Cambridge University Press, Second Edition, 2011.

[Bollen, 1999]

Mohammed R. Qader, Math h. j. Bollen, Ron N. Allan, "Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system", *IEEE Transactions on Industry Application*, vol. 35, no. 1, January/February 1999, pp. 152-162.

[Bollen, 2000]

M. H. J. Bollen, "Understanding power quality problems. Voltage sags and interruptions", IEEE PRESS Series on Power Engineering, 2000.

[Bollen, 2006]

Math H. J. Bollen, Irene Y. H. Gu, "Signal processing of power quality disturbances", IEEE Press Series on Power Engineering, Mohamed E. EL-Hawary, Series Editor, A John Wiley & Sons, Inc., Publication, 2006.

[Caramia y Carpinelli, 2009]

P. Caramia, G. Carpinelli, P. Verde "Power Quality Indices in Liberalized Markets", First edition, John Wiley and Sons, 2009.

[Celli *et al.*, 2006]

G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, G. G. Soma, "Stochastic assessment of voltage dips for a PQ oriented distribution system development", *International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems*, Stockholm, SE, 11-15 Jun. 2006, pp. 1-6.

[Conrad *et al.*, 1991]

L. Conrad, K. Little, C. Grigg, “Predicting and preventing problems associated with remote fault-clearing voltage dips”, *IEEE Trans. on Industry Applications*, vol. 27, no. 1, Jan./Feb. 1991, pp.167-172.

[Council of European Energy Regulators ASBL, 2008]

Council of European Energy Regulators ASBL, “4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008”, 10 December 2008.

[Choi *et al.*, 2007]

J. Choi, T. D. Mount, R. J. Thomas, “Transmission expansion planning using contingency criteria”, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 22, no. 4, November 2007, pp. 2249-2261.

[Christie, 1993]

R. Christie, “IEEE 57 Bus Test Case”, College of Engineering, Electrical Engineering, University of Washington, disponible en : <http://www.ee.washington/research/pstca>, Aug. 1993.

[Christie, 1993a]

R. Christie, Power Flow Test Cases, 118 Bus Test Power Flow Test Case, University of Washington, College of Eng., Elect. Eng., 1993.

[Danaraj, 2009]

S. Danaraj, “Genetic Algorithm Solution to Dispatch with Multiple Fuel Options”, Matlab Central, Junio de 2009 [Online]. Disponible en <http://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/24454-genetic-algorithm-solution-to-economic-dispatch-with-multiple-fuel-options>.

[Dávalos e Irving, 2003]

F. Rivas-Dávalos, M. R. Irving, “An efficient genetic algorithm for optimal large-scale power distribution network planning”, *IEEE Bologna PowerTech Conference*, June 23-26, Bologna, Italia, 2003.

[Ding y Loparo, 2012]

F. Ding, K. A. Loparo, “A simple heuristic method for smart distribution system reconfiguration”, *IEEE Energytech Conference 2012*, May 2012, pp. 1-6.

[DS 327:1997]

DS 327:1997, Chilean PQ Standard, 1997.

[Dugan *et al.*, 2004]

R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso, H. W. Beaty “Electrical power systems quality”, Second edition, MacGraw-Hill, 2004.

[Enacheanu *et al.*, 2008]

Bagdan Enacheanu, Bertrand Raison, Raphael Caire, Oliver Devaux, Wojciech Biena, Nouredin HajSaid, “Radial network reconfiguration using genetic algorithm based on the matroid theory”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no.1, February 2008, pp. 186-195.

[Espinosa y Hernández, 2006]

Elisa Espinosa Juárez, Araceli Hernández, “An analytical approach for stochastic assessment of balanced and unbalanced voltage sags in large systems”, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, July 2006, pp. 1493-1500.

[Espinosa Juárez, 2006]

Elisa 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, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, 2006.

[Espinosa y Hernández, 2007]

Elisa Espinosa Juárez, Araceli Hernández, “A method for voltage sag state estimation in power systems”, *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 22, no. 4, October 2007, pp. 2527-2526.

[Espinosa, 2009]

E. Espinosa, “Evaluación de depresiones de voltaje en sistemas eléctricos”, *Notas del curso de doctorado*, UMSNH, Abril de 2009.

[Espinosa *et al.*, 2009]

E. Espinosa, A. Hernández, G. Olguin, “An approach based on analytical expressions for optimal location of voltage sags monitors”, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 9, Oct. 2009, pp. 2034-2042.

[Fang y Hill, 2003]

R. Fang, D. J. Hill, “A New Strategy for Transmission Expansion in Competitive Electricity Markets”, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 18, no. 1, Feb. 2003, pp. 374-380.

[Fonseca *et al.*, 2001]

Mário F. Alves, Viviane R. C. Fonseca, “Voltage sag stochastic estimate”, *Industry Applications Conference 2001*, vol. 3, Sep.30 -4 Oct. 4, 2001, pp. 1665-1669.

[Furusawa *et al.*, 2009]

K. Furusawa, K. Okada, H. Asano, “A Method of Evaluating Transmission Network Expansion Plan Considering Security Constraints and Supply Reliability Index”, *Power System Conference and Exposition PSCE'09*, 15-18 March, 2009, pp. 1-6.

[Gallego *et al.*, 2012]

L. A. Gallego, M. J. Rider, M. Lovato, A. Paldilha-Feltrin, “An enhanced genetic algorithm to solve the static and multistage transmission network expansion planning”, Hindawi Publishing Corporation, Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 2012, Article ID 781041.

[Gandomkar *et al.* 2005]

M. Gandomkar, M. Vakilian, and M. Ehsan, “A genetic-based tabu search algorithm for optimal DG allocation in distribution networks”, *Electric Power Components and Systems*, vol. 33, no. 12, Dec. 2005, pp. 1351-1362.

[García-Martínez *et al.*, 2011]

S. García-Martínez, E. Espinosa-Juárez, A. Hernández, “Reconfiguration of power systems by applying tabu search to minimize voltage sag indexes”, *North American Power Symposium (NAPS) 2011*. Boston, MA, 4-6 Aug. 2011.

[Glover y Laguna, 1997]

F. Glover, M. Laguna, “Tabu Search”, Kluwer Academic Publishers, 1997.

[Herath *et al.*, 2004]

H. M. Herath, V. J. Gosbell, S. Perera, “Benchmarking utilities for the impact of voltage sags on customers”, *11th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 12-15 September 2004, pp. 425-429.

[Hulshorst *et al.*, 2007]

W. T. J. Hulshorst, E. L. M. Smeets, J. A. Wolse, “Premium power quality contracts and labeling”, Work Package 2 of the Quality of Supply and Regulation Project, Arnhem, 27 April 2007.

[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 Task Force, 1999]

IEEE RTS Task Force of the Application of Probability Methods Sub-committee, "IEEE Reliability test system", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 4, no. 3, Aug. 1999, pp. 1010-1020.

[Khelef *et al.*, 2010]

N. Khelef, A. Mohamed, H. Shareef, "Practical Mitigation of Voltage Sag in Distribution Networks by Combining Network Reconfiguration and DSTATCOM", *2010 IEEE International Conference on Power and Energy (PECon)*, Digital Object Identifier 10.1109/PECON.2010.5697588, 2010, pp. 264-269.

[Kuo, 2008]

C. Kuo, "A Novel Coding Scheme for Practical Economic Dispatch by Modified Particle Swarm Approach", *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 23, no. 4, November 2008, pp. 1825-1835.

[Lee y El-Sharkawi, 2008]

K. Y. Lee, M. A. El-Sharkawi, "Modern heuristic optimization techniques. Theory and applications to power systems", IEEE Press, 2008.

[Li *et al.*, 2005]

K. K. Li, T.S. Chung, G. J. Chen, and G. Q. Tang, "A tabu search approach to distribution network reconfiguration for loss reduction", *Electric Power Components and Systems*, vol. 32, no. 6, Oct. 2005, pp. 571-585.

[Liao, 2008]

Huaiwei Liao, “Voltage sag source location in high-voltage power transmission Networks”, *Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, Power and Energy Society General Meeting*, 20-24 July 2008, pp. 1-4.

[Lim y Strbac, 2002]

Y. S. Lim y G. Strbac, “Analytical approach to probabilistic prediction of voltage sags on transmission networks”, *IEEE Proceedings Generation, Transmission and Distribution*, vol. 149, no. 1, January 2002, pp. 7-14.

[Lu *et al.*, 2005]

M. Lu, Z. Y. Dong, T. K. Saha, “A framework for transmission expansion planning in a competitive electricity market”, *Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific*, Dalian, China, 2005.

[Lucio, 2009]

J. Lucio, “Aplicación de Algoritmos Genéticos a la Estimación de Estado de Depresiones de Voltaje y la Reconfiguración de Redes Eléctricas”, Tesis de Maestría, Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo, Facultad de Ingeniería Eléctrica, agosto de 2009.

[Macedo Braz y de Souza, 2011]

H. D. Macedo Braz, B. A. de Souza, “Distribution reconfiguration using genetic algorithms with sequential encoding: subtractive and additive approaches”, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 26, no. 2, Mayo 2011, pp. 582-593.

[Maghouli *et al.*, 2011]

P. Maghouli, S. H. Hosseini, M. O. Buygi, M. Shahidehpour, “A scenario-based multi-objective model for multi-stage transmission expansion planning”, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 26, no. 1, February 2011, pp. 470-478.

[Manson y Targosz, 2008]

J. Manson, R. Targosz, “European power quality survey report”, *Leonardo Energy Initiative*, Nov. 2008. Disponible en <http://www.leonardo-energy.org/european-power-quality-survey-report>.

[Martínez y Martin-Arnedo, 2006]

Juan A. Martinez, Jacinto Martin-Arnedo, “Voltage sag studies in distribution networks—Part III: Voltage sag index calculation”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, July 2006, pp. 1689-1697.

[Miasaki *et al.*, 2012]

C. T. Miasaki, E. M. C. Franco, R. A. Romero, “Transmission network expansion planning considering phase-shifter transformers”, *Journal of Electrical and Computer Engineering*, Hindawi Publishing Corporation, vol. 2012, Article ID 527258.

[Muthuselvan y Somasundaram, 2005/2009]

N. B. Muthuselvan, P. Somasundaram, “Application of tabu search algorithm to security constrained economic dispatch”, *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*, 2005/2009 JATIT, pp. 602-608.

[NRS 048-2:1996]

NRS 048-2:1996, South African Power Quality Standard (ESKOM Std.), 1996, South African Bureau of Standards, SABS Press, 1996.

[Olguin y Bollen, 2002]

G. Olguin, M. H. J. Bollen, “The method of fault positions for stochastic prediction of voltage sags: a case study”, *Proceedings of 7th International conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, PMAPS 2002*, vol. 2, pp. 557-562.

[Olguin, 2005]

Gabriel Olguin, "Voltage dips (sag) estimation in power systems based on stochastic assessment and optimal monitoring", doctoral theses, Göteborg, Sweden 2005, pp. 133-156.

[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. Power Systems*, vol. 21, no. 1, Feb. 2006, pp. 378-384.

[Park *et al.*, 2006]

J. Park, Y. Jeong, H. Kim, J. Shin, "An Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Valve-Point Effect", *International Journal of Innovations in Energy Systems and Power*, vol. 1, no. 1, November 2006.

[PSS/E]

Power System Simulator for Engineering (PSS/E), *Siemens Power Transmission & Distribution*, Inc., Power Technologies International, USA.

[Pyng Chiou *et al.*, 2005]

J. Pyng Chiou, Chun-Fu Chan, Ching-Tzong Su, "Variable scaling hybrid differential for solving network reconfiguration of distribution systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, May 2005, pp. 668-674.

[Qader y Bollen, 1999]

M. R. Qader, M. H. J. Bollen, R. N. Allan, "Stochastic prediction of voltage sags in a large transmission system", *IEEE Transactions on Industry Application*, vol. 35, no. 1, January/February 1999, pp. 152-162.

[Quaia y Tosato, 2003]

Stefano Quaia, Fabio Tosato, “A method for analytical voltage sags prediction”, *IEEE Bologna PowerTech Conference*, June 23-26, 2003, Bologna, Italy.

[Radha *et al.*, 2003]

B. Radha, R. T. F. Ah King, H. C. S. Rughooputh, “Optimal network reconfiguration of electrical distribution systems”, *ICIT 2003*, Maribor, Slovenia.

[Ramaswamy y G. Deconinck, 2011]

P. C. Ramaswamy, G. Deconinck, “Relevance of voltage control, grid reconfiguration and adaptive protection in smart grids and genetic algorithm as an optimization tool in achieving their control objectives”, *2011 International Conference on Networking, Sensing and Control, the Netherlands*, April 2011.

[Ramirez y Hernandez, 2011]

J. M. Ramirez, B. V. Hernandez, “A multi-objective formulation to estimate dynamic equivalents”, *North American Power Symposium (NAPS) 2011*, Boston, MA, Aug. 2011.

[Romero, 1996]

Romero C., “Análisis de las Decisiones Multicriterio”, *Publicaciones de Ingeniería de Sistemas*, Isdefe, Madrid, España, Nov. 1996.

[Salazar *et al.*, 2006]

H. Salazar, R. Gallego, R. Romero, “Artificial neural networks and clustering techniques applied in the reconfiguration of distribution systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 3, July 2006, pp. 1735-1742.

[Sivanagaraju *et al.*, 2008]

S. Sivanagaraju, J. Viswanatha Rao, P. Sangameswara, “Discrete particle swarm optimization to network reconfiguration for loss reduction and load balancing”, *Electric Power Components and Systems*, 36:513-524, 2008.

[Tekiner-Mogulkoc *et al.*, 2012]

H. Tekiner-Mogulkoc, D. W. Coit, F. A. Felder, “Electric power system generation expansion plans considering the impact of smart grid technologies”, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 42, May 2012, pp 229-239.

[Toolbox 2004-2008]

Optimization Toolbox MATLAB®, “User's Guide”, The MathWorks, Inc., 2004-2008.

[Torre *et al.*, 2008]

S. Torre, A. J. Conejo, J. Conteras, “Transmission expansion planning in electricity markets”, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 23, no. 1, February 2008, pp. 238-248.

[U. S. Department of Energy, 2012]

U. S. Department of Energy, “2010 Smart grid system report”, Report to Congress, United States Department of Energy, Washington, DC, February 2012.

[Vinasco *et al.*, 2011]

G. Vinasco, M. J. Rider, R. Romero, “A strategy to solve the multistage transmission expansion planning problem”, *IEEE Transaction on Power Systems*, vol. 26, no. 4, November 2011, pp. 2574-2576.

[Wang *et al.*, 2005]

Bin Wang, Wilson Xu, Zhencun Pan, “Voltage sag state estimation for power distribution systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, may 2005, pp. 806-812.

[Wood y Wollenberg, 1984]

A. Wood, B. Wollenberg, "Power Generation, Operation, and Control", John Wiley and Sons Inc., 1984.

[Wu *et al.*, 2010]

Yuan-Kang Wu, Chin-Yin Lee, Le-Chang Liu, Shao-Hong Tsai, "Study of reconfiguration for the distribution system with distributed generators", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 25, no. 3, July 2010, pp. 1678-1685.

[Xia y Elaiw, 2010]

X. Xia, A. M. Elaiw, "Dynamic Economic Dispatch: a Review", *The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering (OJEEE)*, vol. 2, no. 2, pp. 1678-1685.

[Zhan *et al.*, 2006]

Y. Q. Zhan, S. S. Choi, D. M. Vilathgamuwa, "A voltage sag compensation scheme based on the concept of power quality control center", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 21, no. 1, January 2006, pp. 296-304.

[Zhang *et al.*, 2012]

H. Zhang, V. Vittal, G. T. Heydt, J. Quintero, "A mixed-integer linear programming approach for multistage security-constrained transmission expansion planning", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, May 2012, pp. 1125-1133.

[Zhigang, 2008]

Ma Zhigang, "Study on distribution network reconfiguration based on genetic simulated annealing algorithm", *China International Conference on Electricity Distribution*, Guangzhou, China, 10-13 Dec., 2008.