



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA

**SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

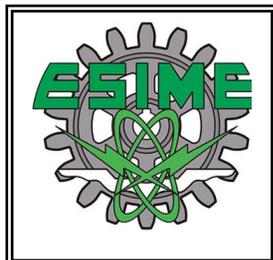
**COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CORTES
MÍNIMOS Y DE ZONA-RAMA PARA LA EVALUACIÓN
DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE
DISTRIBUCIÓN RADIALES**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS
EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

PRESENTA:

CLAUDIA FRANCO MARTÍNEZ



MÉXICO, D. F.

2014



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 17:00 horas del día 29 del mes de Mayo del 2014 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E.-ZACATENCO para examinar la tesis titulada:

COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CORTES MINIMOS Y DE ZONA-RAMA
PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIALES

Presentada por el alumno:

FRANCO MARTÍNEZ CLAUDIA
Apellido paterno Apellido materno Nombre(s)

Con registro:

A	1	2	0	5	5	7
---	---	---	---	---	---	---

aspirante de :

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Directores de tesis

DR. GERMAN ROSAS ORTÍZ

Presidente

DR. DAVID ROMERO ROMERO

Tercer Vocal

M. EN C. GILBERTO ENRÍQUEZ
HARPER

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

Segundo Vocal

DR. RICARDO OCTAVIO MOTA PALOMINO

Secretario

DR. JAIME ROBLES GARCÍA

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

DR. MAURO ALBERTO ENCISO ACUÑA





INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, D.F. el día 29 del mes de mayo del año 2014, la que suscribe Claudia Franco Martínez alumna del Programa de Maestría en Ingeniería Eléctrica, con número de registro A120557, adscrita a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME Unidad Zacatenco, manifiesta que es la autora intelectual del presente trabajo de Tesis bajo la dirección del Dr. Germán Rosas Ortiz y el Dr. Ricardo O. Mota Palomino y cede los derechos del trabajo titulado COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE CORTES MÍNIMOS Y DE ZONA-RAMA PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE REDES DE DISTRIBUCIÓN RADIALES, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso de la autora y/o directores del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a las siguientes direcciones cfrancomtz@hotmail.com, grosaso@ipn.mx y rnotap@ipn.mx. Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Claudia Franco Martínez

RESUMEN

En un sistema de distribución además del análisis de fallas y cálculo de flujos de potencia el análisis de la confiabilidad es una función básica, ya que es la base para establecer otras funciones analíticas, como el restablecimiento del suministro de energía, ubicación de equipo de desconexión controlado en forma remota, entre otros.

En el análisis de la confiabilidad los índices clásicos son: tasa de falla (λ), duración de la falla (r) e indisponibilidad (U). Sin embargo, estos índices no son suficientes para una evaluación amplia de la confiabilidad en la red y son necesarios índices complementarios que se derivan de los clásicos como los índices que son orientados al consumidor éstos son SAIFI, SAIDI, CAIFI, CAIDI. El procedimiento para el cálculo de éstos índices se basa principalmente en las tasas de falla de los elementos de la red (secciones de línea, interruptores, barras, etc.) y el tiempo esperado necesario para la restauración del suministro de partes desenergizadas de la red, después de ocurrida la falla en algún elemento.

En este trabajo se realizó un análisis comparativo computacional de dos métodos de cálculo de índices de confiabilidad para una red de distribución radial. Los métodos que se comparan son el método Zona-Rama, el cual ya está implementado como una función en un simulador de análisis de redes de distribución [1], mientras que el método de Cortes Mínimos combinado con un algoritmo de búsqueda local se desarrolló en este trabajo para compararlo con el método de Zona-Rama.

Ambos métodos son desarrollados en lenguaje FORTRAN. Para las pruebas de desempeño se utilizaron datos de una red real de distribución de una zona urbana del país. Aunque los resultados de pruebas usando ambos métodos son iguales, el método propuesto en este trabajo tiene entre sus ventajas ser más rápido y representar una menor carga en términos de procesamiento.

ABSTRACT

In a distribution system besides fault analysis and power flows calculations, the reliability analysis is among basic functions. Reliability analysis is the basis for establishing other analytical functions, such as power supply restoration, remotely controlled equipment allocation, among others.

The common indices used for evaluation in reliability analysis are: the expected failure rate (λ), the average outage time (r), and the expected annual outage time (U). However, these indices are not enough for a comprehensive assessment of network reliability and thus, complementary indices derived from the classics ones are required as customer-oriented reliability indices such as SAIFI, SAIDI, CAIFI and CAIDI. The procedure for the calculation of these indices is based mainly on the failure rates of network elements (line sections, switches, etc.) and the expected time required for restoration of deenergized parts of network following a fault event.

The basic goal of the present thesis is to carry out a comparative analysis of two methods for calculating reliability indices in a radial distribution network. The first method is Zone-Branch reliability methodology, which is already implemented as an internal function of a distribution network analysis program, while the Minimum Cut Set method combined with an upstream and downstream search is developed in this work and results are compared to those of Zone-Branch methodology.

Both methods are coded in FORTRAN language. For the performance testing part, data of a real distribution network of an urban area of our country was used. Although the results of tests using both methods are equal, the method proposed in this thesis has among its advantages being faster and lesser time consuming compared to Zone-Branch methodology.

DEDICATORIAS

A mis padres:

A mi mamá *Hermila Martínez Garrido*

Por enseñarme que ante todos los retos que se presenten en la vida hay que enfrentarlos y superarlos, por tus consejos, apoyo, por ser una maravillosa persona y transmitirnos tu amor siempre.

A mi papá *Socorro Franco Vite*

Por apoyarme, por tus consejos y por estar siempre presente en los momentos más importantes de mi vida.

A mis hermanos: *Nallely, Gerardo, Vianey, Elia, Gabriela y Humberto*

Por su compañía y apoyo.

A mis sobrinos: *Ylellan, Sebastian, Gerardo, Yisel, Abdiel, Jesús e Isaac*

A todos mis amigos de la maestría, a Gustavo I. Martínez y Luis A. Hernández, a mis compañeros de generación Rodrigo, Ricardo, Enrique y Daniel por su amistad y compañía, en especial a José Alberto Coronel por apoyarme y compartir conmigo una de las mejores etapas de mi vida.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. *Ricardo O. Mota Palomino* porque desde que lo conocí me brindó su apoyo, por sus enseñanzas y consejos.

Al Dr. *Germán Rosas Ortiz* por su apoyo y sus enseñanzas tanto en clases como en la realización de este trabajo.

Al Dr. *David Romero Romero* por sus enseñanzas en las asignaturas impartidas, sus observaciones y correcciones para este trabajo.

Al M. en C. *Gilberto Enríquez*, al Dr. *Jaime Robles* y al Dr. *David Sebastián* por sus observaciones y correcciones.

Al M. en C. *Arturo Galán* (†) por brindarme su amistad y apoyo.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por la beca de estudios de maestría.

Al Instituto Politécnico Nacional por el apoyo con la beca institucional de tesis y por la beca otorgada a través de la Beca de Estímulo Institucional de Formación de Investigadores (BEIFI) durante el periodo feb-jun 2014 con el proyecto SIP 20141152.

CONTENIDO

RESUMEN	VII
ABSTRACT.....	IX
DEDICATORIAS	XI
AGRADECIMIENTOS.....	XIII
CONTENIDO.....	XV
ÍNDICE DE FIGURAS	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS	XIX
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 ASPECTOS GENERALES.....	1
1.2 OBJETIVO.....	2
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	2
1.4 LIMITACIONES Y ALCANCES	2
1.5 ANTECEDENTES	3
1.5.1 <i>Trabajos desarrollados más relevantes sobre confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia</i> 3	
1.5.2 <i>Trabajos desarrollados más relevantes sobre el método de cortes mínimos.....</i>	5
1.5.3 <i>Trabajos desarrollados más relevantes sobre el método Zona Rama.....</i>	5
1.5.4 <i>Trabajos desarrollados más relevantes en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación del IPN</i> 6	
1.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	6
1.7 CONTENIDO DE LA TESIS	7
CAPÍTULO 2:	9
DESARROLLO TEÓRICO	9
2.1 INTRODUCCIÓN	9
2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	9
2.2.1 <i>Componentes del sistema de distribución.....</i>	10
2.3 CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	10
2.3.1 <i>Importancia del análisis de la confiabilidad.....</i>	11
2.3.2 <i>Valor de la confiabilidad</i>	12
2.4 MODELADO DE REDES	14
2.4.1 <i>Sistema serie</i>	15
2.4.2 <i>Sistema Paralelo.....</i>	16
2.5 MODELADO DE LA CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES	17
2.6 TASAS DE FALLA Y SU REPRESENTACIÓN.....	20
2.7 SIMULACIÓN ANALÍTICA EN REDES RADIALES	21
2.7.1 <i>Búsquedas en redes radiales.....</i>	22
CAPÍTULO 3:	29
MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	29
3.1 INTRODUCCIÓN	29
3.2 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.....	29
3.3 MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS.....	30
3.3.1 <i>Cálculo de índices de confiabilidad cuantitativos.....</i>	31

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

3.3.2	<i>Aplicación del método de cortes mínimos</i>	33
3.4	MÉTODO DE REDUCCIÓN ZONA-RAMA	36
3.4.1	<i>Aplicación del método Zona-Rama</i>	37
CAPÍTULO 4: PRUEBAS Y RESULTADOS		39
4.1	INTRODUCCIÓN	39
4.2	DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR.....	39
4.3	APLICACIÓN AL SISTEMA DE PRUEBA	41
4.3.1	<i>Aplicación al sistema de prueba para el caso 1 por el método de Cortes Mínimos</i>	41
4.3.2	<i>Aplicación al sistema de prueba para el caso 1 por el método Zona-Rama</i>	49
4.3.3	<i>Aplicación al sistema de prueba para el Caso 2 por el método de Cortes Mínimos</i>	55
4.3.4	<i>Aplicación al sistema de prueba para el caso 2 por el método Zona-Rama</i>	59
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES		63
5.1	INTRODUCCIÓN	63
5.2	CONCLUSIÓN DE LA COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE CONFIABILIDAD	63
5.3	RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS	64
REFERENCIAS		65
ANEXO A. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD		69
A.1	INTRODUCCIÓN	69
A.2	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BASADOS EN EL CLIENTE	69
A.2.1	<i>SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)</i>	69
A.2.3	<i>CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)</i>	71
A.2.4	<i>CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index)</i>	72
A.2.5	<i>CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)</i>	72
A.2.6	<i>ASAI (Average Service Availability Index)</i>	73
A.2.7	<i>ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)</i>	73
A.2.8	<i>ASIDI (Average System Interruption Duration Index)</i>	74
A.2.9	<i>MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index)</i>	74
A.2.10	<i>CEMI_n (Customers Experiencing Multiple Interruptions)</i>	75
A.2.11	<i>CEMSMI_n (Customers Experiencing Multiple Sustained and Momentary Interruptions)</i>	75
A.3	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BASADOS EN LA CARGA.....	75
A.3.1	<i>ENS (Energy Not Supplied Index)</i>	76
A.3.2	<i>AENS (Average Energy Not Supplied)</i>	76
ANEXO B. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CORTES MÍNIMOS REALIZADO		77
B.1	INTRODUCCIÓN	77
B.2	ARCHIVO DE DATOS.....	77
B.3	ESTRUCTURA DEL PROGRAMA	79
B.4	CÓDIGO FUENTE	80
ANEXO C. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA		83
ZONA-RAMA [1]		83
C.1	INTRODUCCIÓN	83
C.2	ARCHIVO DE DATOS DE ENTRADA	83
C.3	EJECUCIÓN DEL PROGRAMA FMVA.....	84
C.4	ARCHIVO DE RESULTADOS.....	86
C.5	DESARROLLO DEL PROGRAMA	89

ÍNDICE DE FIGURAS

FIG. 2. 1 SISTEMA DE DOS COMPONENTES EN SERIE [18]	15
FIG. 2. 2 SISTEMA DE DOS COMPONENTES EN PARALELO [18].....	16
FIG. 2. 3 VARIABILIDAD DE LA TASA DE FALLA DURANTE LA VIDA ÚTIL DE UN COMPONENTE [17].....	21
FIG. 2. 4 RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL.....	24
FIG. 2. 5 RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL POR NIVELES.....	25
FIG. 2. 6 A) BÚSQUEDA AGUAS ARRIBA A PARTIR DEL ELEMENTO 9, B) BÚSQUEDA AGUAS ABAJO A PARTIR DEL ELEMENTO 9 [20]	27
FIG. 3. 1 COMPONENTES REPARABLES EN SERIE [43].....	31
FIG. 3. 2 COMPONENTES REPARABLES EN PARALELO [43]	32
FIG. 3. 3 CORTES MÍNIMOS PARA EL PUNTO DE CARGA 8	35
FIG. 4. 1 ALIMENTADOR DE PRUEBA OAX04080 [1]	40
FIG. 4. 2 ALIMENTADOR DE PRUEBA CON LOS ELEMENTOS NUMERADOS PARA EL CASO 1.....	42
FIG. 4. 3 ALIMENTADOR DE PRUEBA CON LOS ELEMENTOS NUMERADOS PARA EL CASO 2.....	55
FIG. B. 1 PARTES QUE INTEGRAN EL ARCHIVO DE DATOS.....	78
FIG. B. 2 RED RADIAL POR NIVELES.....	79
FIG. B. 3 ÁRBOL DE RUTINAS DEL PROGRAMA.....	79
FIG. C. 1 ARCHIVO DE DATOS	85
FIG. C. 2 ARCHIVO DE PRESENTACIÓN	85
FIG. C. 3 ÁRBOL DE RUTINAS DEL PROYECTO COMPUTACIONAL FMVA	89

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 3. 1 ZONAS Y RAMAS DE LA FIGURA 2.4.....	37
TABLA 4. 1 DATOS DE LOS PUNTOS DE CARGA DEL ALIMENTADOR	39
TABLA 4. 2 DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL ALIMENTADOR.....	41
TABLA 4. 3 CORTES MÍNIMOS PARA CADA PUNTO DE CARGA CASO 1.....	46
TABLA 4. 4 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BÁSICOS POR EL MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS CASO 1.....	48
TABLA 4. 5 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA POR EL MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS CASO 1	48
TABLA 4. 6 DATOS DE ENTRADA PARA EL MÉTODO ZONA-RAMA CASO 1	50
TABLA 4. 7 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BÁSICOS POR EL MÉTODO ZONA-RAMA CASO 1	54
TABLA 4. 8 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA POR EL MÉTODO ZONA-RAMA CASO 1	54
TABLA 4. 9 COMPARACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA CASO 1.....	54
TABLA 4. 10 CORTES MÍNIMOS CASO 2	58
TABLA 4. 11 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BÁSICOS POR EL MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS CASO 2.....	59
TABLA 4. 12 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA POR EL MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS CASO 2	59
TABLA 4. 13 DATOS DE ENTRADA PARA EL MÉTODO ZONA-RAMA CASO 2.....	60
TABLA 4. 14 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BÁSICOS POR EL MÉTODO ZONA-RAMA CASO 2	61
TABLA 4. 15 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA POR EL MÉTODO ZONA-RAMA CASO 2.....	61
TABLA 4. 16 COMPARACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD PARA AMBOS MÉTODOS	61
TABLA 4. 17 COMPARACIÓN DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN CADA CASO	62

SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

Símbolo Significado

C	Componente
f	Frecuencia de fallas
f_s	Frecuencia de fallas de componentes en serie
f_p	Frecuencia de fallas de componentes en paralelo
f_{csi}	Frecuencia de fallas del Corte Mínimo i
i	Evento de interrupción
j	Rama
k	Número total de Zonas-Ramas en el sistema
n	Número de componentes
p	Sistema paralelo
P	Probabilidad de disponibilidad
q	Probabilidad de que un dispositivo de protección no opere
Q	Probabilidad de falla
Q_i	Probabilidad de falla del componente i
Q_p	Probabilidad de falla del sistema paralelo
Q_s	Probabilidad de falla del sistema serie
r	Tiempo de reparación
R_i	Probabilidad de que no falle el componente i
R_p	Probabilidad de que no falle el sistema paralelo
R_s	Probabilidad de que no falle el sistema serie
s	Sistema serie
U	Indisponibilidad
z	Número Zona-Rama
λ	Tasa de falla

Abreviatura Significado

ASAI	Índice Promedio de la Disponibilidad del Servicio
ASIDI	Índice de Duración Promedio del Servicio
ASIFI	Índice de la Frecuencia Promedio del Servicio
CAIDI	Índice Promedio de la Duración de Interrupción de Clientes
CAIFI	Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción de Clientes
FZB	Vector de fallas Zona-Rama
IPN	Instituto Politécnico Nacional
kV	Kilo Volt
kVA	Kilo Volts Amperes
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt hora
hrs	Horas

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

m	Metro
MTTR	Tiempo promedio de interrupción
NC	Normalmente cerrada
OMS	Sistema de registro de interrupciones
PC	Punto de carga
R	Matriz de tiempos de reparación
RIA	Matriz de coeficientes de identificación y Aislamiento
SAIDI	Índice Promedio de la Duración de Interrupción del Sistema
SAIFI	Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SEPI	Sección de Estudios de Posgrado e Investigación
V	Volt

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 ASPECTOS GENERALES

La función de un sistema eléctrico de potencia actualmente es satisfacer la carga del sistema lo más económicamente posible, con un nivel razonable de continuidad y calidad [2], [3].

La confiabilidad se define como la probabilidad de que un componente o sistema desarrolle su función adecuadamente, en el periodo establecido y bajo las condiciones de operación establecidas [4]. El concepto de probabilidad indica que se puede medir la probabilidad de éxito o la probabilidad de falla del sistema.

Los sistemas de distribución de energía eléctrica son parte importante del sistema de potencia debido a su relación directamente con el usuario final, es por esto que se requiere mantener altos niveles de confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica.

En la actualidad cada vez son más los usuarios preocupados por recibir un servicio eléctrico de calidad; desde el punto de vista del consumidor la continuidad es el indicador de calidad que más impacto tiene. Inclusive, en países de mayor desarrollo se han venido implantando marcos regulatorios basados en la calidad del servicio. Por esta razón se ha tenido que recurrir al desarrollo de métodos de evaluación de la confiabilidad, así como la derivación de diversos índices de confiabilidad en las redes de distribución. El desarrollo de estos métodos de evaluación de confiabilidad permite a las compañías suministradoras tomar diversas acciones en el diseño de la red de energía eléctrica para ser competitivas y eficientes [3].

Entre un 90% y 80% de las interrupciones del servicio a los consumidores se deben a las fallas en el sistema de distribución [3], [5]. Es por esto que las compañías que suministran energía deben disponer de los medios adecuados para la evaluación de la confiabilidad en la red, así como la frecuencia y duración de las fallas.

El nivel de confiabilidad está estrechamente relacionado con el costo, para tener un buen nivel de confiabilidad se requiere inversión financiera en el sistema, una escasa confiabilidad implica más tiempo sin suministro para los clientes, es por esto que compañías de suministro de energía eléctrica se esfuerzan por satisfacer las demandas de los clientes, como brindar un servicio de energía eléctrica lo más económicamente posible y con un servicio de confiabilidad razonable.

En este trabajo se analizan y comparan dos métodos de evaluación de la confiabilidad, para determinar la conveniencia de aplicar alguno de ellos en redes de distribución de energía eléctrica nacionales.

1.2 OBJETIVO

Para evaluar la confiabilidad de los elementos de un sistema de distribución eléctrico, desarrollar el método de Cortes Mínimos y compararlo con el método Zona-Rama actualmente implementado en un simulador de redes de distribución de energía eléctrica del IPN [1], analizar ambos métodos y recomendar el método adecuado para implementar en el simulador referido.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Actualmente en nuestro país no existe un reglamento que haga obligatorio emplear criterios de confiabilidad para evaluar el desempeño del servicio de distribución de energía eléctrica, los índices de confiabilidad que utilizan en México son escasos, y cada vez los usuarios ejercen mayor exigencia hacia las compañías suministradoras de energía eléctrica para tener suministro sin interrupciones.

Es por esta razón que es de gran importancia el análisis y comparación de diversos métodos para el estudio de la confiabilidad de la energía eléctrica. En particular para este trabajo se analizará de entre dos métodos el más viable computacionalmente y confiable para ser aplicado a una red de distribución de energía eléctrica.

1.4 LIMITACIONES Y ALCANCES

Se desea identificar una metodología de evaluación de la confiabilidad de redes de distribución eléctrica para implementarla en redes de distribución nacionales.

Se pretende hacer un desarrollo con las técnicas computacionales adecuadas para realizar evaluaciones de confiabilidad eficientes en redes de distribución reales.

1.5 ANTECEDENTES

1.5.1 Trabajos desarrollados más relevantes sobre confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia

Los primeros estudios de confiabilidad con algunas aplicaciones sencillas de métodos probabilísticos para el cálculo de la capacidad de energía de reserva tuvieron un enfoque hacia la evaluación de la confiabilidad principalmente en el sistema de generación [3], debido a que el principal indicador de confiabilidad por parte de los usuarios es la continuidad en el suministro de energía eléctrica.

En 1964, se calculaban la frecuencia y duración de las fallas en un punto del sistema, basándose en estadísticas históricas y por medio de métodos de probabilidad los cuales a su vez se relacionaban con las combinaciones de las configuraciones de los elementos del sistema [6].

Los estudios de confiabilidad enfocados a los sistemas de transmisión y distribución tuvieron un mayor interés por dos razones principalmente [7]:

1. La necesidad de proporcionar un mejor servicio, ya que los clientes se vuelven más dependientes del servicio eléctrico.
2. Poder contar con diseños en el sistema que puedan suministrar cargas futuras en el sistema.

Estos estudios presentaban métodos en los cuales existían medidas de confiabilidad en sistemas de potencia a partir de datos de componentes, tomando en cuenta cómo influyen las variaciones del clima en estas medidas [7]. A partir de estos dos trabajos se empieza a incrementar el número de estudios para mejorar los métodos de evaluación de la confiabilidad en los sistemas no sólo de generación sino también de transmisión y distribución.

De entre varios métodos para la evaluación de la confiabilidad uno de los más comunes es el método de proceso de Markov el cual representa la confiabilidad de un sistema por estados y la transición de tasas entre estos estados. La técnica de modelado de Markov es un método eficaz sin embargo es limitado con respecto al número de estados que se pueden representar ya que requiere la inversión de matrices para resolver, en [8] se aplica las cadenas de Markov en la confiabilidad de sistemas de potencia basándose en los dos estados de operación de los componentes del sistema de transmisión sin embargo con este método no es fácil modelar sistemas complejos, se requiere trabajo computacional y no contemplan el proceso de reparación y reconfiguración del sistema. De los trabajos anteriores se presenta un artículo de investigación [9] donde se comparan dos técnicas para la

evaluación de la confiabilidad, la técnica de modos de falla y análisis de efectos junto con ecuaciones modificadas propuestas en el trabajo y la técnica de Markov para la evaluación de los índices de confiabilidad, tomando en cuenta las dos condiciones del clima las cuales son favorables y desfavorables y se presentan una serie de ecuaciones modificadas para evitar las dificultades que se tienen con la técnica de Markov que como ya se mencionó anteriormente requiere trabajo computacional y tiene errores de redondeo que ocurren en la solución de grandes sistemas, sin embargo el método de modos de falla y análisis de efectos analiza las posibles fallas o mal funcionamiento que se puedan tener en cada componente del sistema de distribución y con esto determinar el efecto en los puntos de carga cercanos, más adelante se creó una modificación a este método, debido a que en redes de distribución con demasiados elementos era complicado analizar los modos de operación y se determinó un método que utiliza redes de distribución equivalentes, reemplazando una parte del sistema con un elemento equivalente [10].

Otros trabajos [11] se basan en la evaluación de la confiabilidad dividida en la medición de su desempeño en el pasado y la predicción del desempeño futuro como en [12] se incluye en un programa de cálculo de la confiabilidad para las redes de distribución la evaluación cuantitativa, es decir además de las tasas de falla y duración de la misma el costo de la energía no suministrada, esto para mejorar el diseño y construcción de redes futuras o la implementación de dispositivos que pudieran ayudar a reducir los costos de inversión y pérdidas por el suministro para mejorar la confiabilidad. Con el fin de entender el estudio de la evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución se creó un artículo del análisis de dos redes, para las cuales se usaron cálculos básicos permitiendo entender las principales técnicas de evaluación [13] y [14]. Como se ha mencionado anteriormente el principal indicador de confiabilidad del servicio eléctrico es la continuidad del suministro, en [15] se obtuvieron índices de confiabilidad de dos sistemas de distribución y a partir de estos índices se estimaron los costos de interrupción al usuario, se hizo una lista de contingencias mostrando en cada una la relación de costo al cliente para evaluar la confiabilidad del sistema de distribución en cada punto de carga, debido a que las redes de distribución son la principal causa de los cortes a los usuarios los índices de confiabilidad están más enfocados a este nivel del sistema del potencia [16]. Una herramienta importante en el cálculo de la confiabilidad de los sistemas eléctricos de distribución fue el método de Monte Carlo, usado en este caso para el proceso de simulación secuencial es decir, es usado para analizar y predecir modelos en tiempo simulado, obteniendo la distribución de probabilidad de varios parámetros de confiabilidad y estimar el promedio o valor esperado de estos parámetros [17].

Se han desarrollado libros que sin duda forman una parte importante de la bibliografía en el estudio de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia en donde se habla del modelado de la red y principios básicos de técnicas de

confiabilidad para la determinación índices de confiabilidad, sin embargo estos libros abordan muy brevemente la confiabilidad en redes de distribución [18], [19] y [4].

Libros como en [20], se aborda todo lo relacionado con la confiabilidad en redes de distribución, como los índices de confiabilidad, modelado de los componentes y técnicas de simulación utilizadas para la evaluación de la confiabilidad, al igual que en el libro anterior en [3] se aborda temas de confiabilidad, incluso desde los principios básicos de confiabilidad y técnicas de probabilidad, desarrollando con ejemplos métodos que se utilizarán en este trabajo.

1.5.2 Trabajos desarrollados más relevantes sobre el método de cortes mínimos

Uno de los primeros trabajos sobre el método de cortes mínimos se enfocaba principalmente a maximizar el flujo de una terminal a otra, donde se deriva un teorema: el flujo máximo posible de izquierda a derecha a través de una red es igual al valor mínimo entre todos los conjuntos de corte [21] y más adelante se fueron implementando nuevos algoritmos y métodos a partir de la teoría de cortes mínimos, introduciendo a partir de ecuaciones propuestas los índices de confiabilidad. Un método convencional utilizado para determinar los cortes mínimos en una red es localizar primero las trayectorias mínimas para poder evaluar las combinaciones de fallas que interrumpen estas trayectorias mínimas, se han desarrollado algoritmos para este método como en [22], [23], [24] y [25]. En otros trabajos se utilizó como complemento de los conjuntos de corte mínimo el método de trayectorias mínimas junto con el método de simulación de Monte Carlo, éste último para establecer trayectorias mínimas aleatorias y con esto simular tiempos de falla en el sistema, después determinar los cortes mínimos y así obtener para cada punto de carga índices de confiabilidad [26].

1.5.3 Trabajos desarrollados más relevantes sobre el método Zona Rama

Existen muchos métodos para la evaluación de la confiabilidad en redes del sistema de potencia sin embargo en sistemas demasiado grandes puede ser difícil identificar los esquemas de protección, con el método zona rama se puede evaluar rápidamente el impacto de un esquema de protección de un punto de carga. Los conceptos y ventajas como la de identificar rápidamente esquemas de protección así como algunos ejemplos de aplicación del método para evaluar índices de confiabilidad en un punto de carga son presentados en [27] y [28]. Al igual que en el trabajo anterior en [29] y [30] se utiliza el método zona rama para calcular los índices de confiabilidad en cada punto de carga pero de subestaciones.

1.5.4 Trabajos desarrollados más relevantes en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación del IPN

En [31] se da la solución al problema de optimización a través de una herramienta computacional utilizando la técnica de enumeración de búsqueda directa y de búsqueda por bisección, se describe la aplicación del método de cortes mínimos para la evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas.

En [32] para mejorar la confiabilidad se utilizan algoritmos genéticos seleccionando de manera óptima dispositivos de seccionamiento en redes de distribución radial.

En [33] se propone una metodología para el mejoramiento de la confiabilidad de los sistemas de distribución. Se realiza una simulación de Monte Carlo para obtener las áreas del sistema de distribución que tienen mayor probabilidad de fallas y proponiendo la instalación de restauradores para obtener mayores beneficios a los menores costos posibles.

En [34] se utiliza un método de optimización combinando un algoritmo genético y un algoritmo de búsqueda local, se realizan evaluaciones de confiabilidad de redes de distribución con simulaciones de Monte Carlo y después con simulaciones analíticas obteniendo índices de confiabilidad y costos debido a las interrupciones.

1.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad cada vez son más los usuarios preocupados por recibir un servicio de calidad, desde el punto de vista del consumidor la continuidad es el indicador de calidad que más impacto tiene. Inclusive, en países de mayor desarrollo se han venido implantando marcos regulatorios basados en la calidad del servicio.

Es por esta razón que se ha tenido que recurrir al desarrollo de métodos de evaluación de la confiabilidad, así como la derivación de diversos índices de confiabilidad en las redes de distribución. El desarrollo de estos métodos de evaluación de confiabilidad permite a las compañías suministradoras tomar diversas acciones en el diseño de la red de energía eléctrica para ser competitivas y eficientes.

La función básica de un sistema de potencia es suministrar energía eléctrica a los usuarios, ya sean domésticos o industriales de la manera más económica posible, con un grado aceptable de confiabilidad y calidad.

1.7 CONTENIDO DE LA TESIS

En esta sección se presenta el contenido de los capítulos y anexos que se presentan en este trabajo.

Capítulo 1

Este capítulo contiene el objetivo y la justificación de este trabajo, así como un estado del arte de los trabajos que se han realizado sobre la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia y los trabajos más relevantes en cada una de las metodologías presentadas y finalmente se describe el planteamiento del problema.

Capítulo 2

En este capítulo se presenta el desarrollo teórico de la confiabilidad en redes de distribución, el modelado de redes y sus componentes, las fórmulas de los índices básicos de confiabilidad. También se presenta el desarrollo del algoritmo de búsquedas en redes radiales.

Capítulo 3

Este capítulo presenta la teoría de las metodologías Zona-Rama y Cortes Mínimos que se desarrollan en este trabajo. Y su aplicación en redes de distribución con la solución de un sistema radial pequeño.

Capítulo 4

En este capítulo se presenta la implementación y desarrollo de cada una de las metodologías para un sistema de distribución radial. Los datos de entrada y resultados de los índices de confiabilidad de los puntos de carga y del sistema en general desarrollados por cada método.

Capítulo 5

En este capítulo se presentan las conclusiones y sugerencias para trabajos futuros de este trabajo.

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

CAPÍTULO 2:

DESARROLLO TEÓRICO

2.1 INTRODUCCIÓN

El siguiente capítulo presenta los principales conceptos de los sistemas de distribución así como el análisis de la confiabilidad. Además se presenta el ejemplo de un sistema de distribución radial con sus respectivas matrices para la búsqueda de los componentes y el cálculo de los índices estándar de confiabilidad usados por compañías suministradoras.

2.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema de distribución es un área específica del sistema eléctrico de potencia en el cual se transporta y distribuye la energía eléctrica a los usuarios. El sistema de distribución es la unión de los sistemas de generación y transmisión con los usuarios, ya sean comerciales, industriales o residenciales. A pesar de ser el área de operación más extensa se consideraba la menos importante debido a que en generación o distribución un equipo fallado por ejemplo, podría considerar un gasto excesivo para la empresa. Sin embargo se ha demostrado que el 80% de las interrupciones de energía a los usuarios ocurren debido a fallas que se presentan en el sistema de distribución [3].

Los sistemas de distribución a diferencia de los sistemas de generación y transmisión interactúan en forma directa con la mayoría de los usuarios de energía eléctrica, los cuales esperan un servicio que satisfaga en todos los aspectos. El sistema de distribución como eslabón principal del suministro de energía eléctrica como ya se mencionó anteriormente tiene como función principal transportar la energía eléctrica de las subestaciones de potencia o en algunos casos fuentes de generación a los lugares de utilización, este suministro de energía eléctrica debe darse bajo los parámetros de calidad bien definidos, como son: tensión, frecuencia, forma de onda, secuencia de fases y continuidad. Los sistemas eléctricos de distribución en nuestro país comprenden principalmente seis partes:

- Líneas de subtransmisión
- Subestaciones de distribución
- Circuitos de media tensión
- Transformadores de distribución
- Circuitos de baja tensión
- Acometidas

2.2.1 Componentes del sistema de distribución

En el sistema de distribución existen tres partes fundamentales [20]:

- Las subestaciones de distribución, que son puntos de conexión o nodos donde llegan las líneas de transmisión hacia los transformadores que reducen la tensión a un nivel de distribución primario.
- El sistema de distribución primario el cual se encarga de transportar la energía eléctrica desde las subestaciones de distribución a los transformadores de distribución, con un rango de tensión de 4.16 kV a 34,5 kV. Comprenden los alimentadores trifásicos y monofásicos que alimentan las redes de distribución secundarias así como equipo de protección como fusibles, restauradores e interruptores.
- El sistema de distribución secundario entrega la energía eléctrica del transformador de distribución a los puntos de utilización del servicio de usuarios, las tensiones son 120/240 V monofásicos, 120/208 V trifásicos, o 277/480 V trifásicos. Estos transformadores van montados en postes o en plataformas que reducen la tensión para alimentar puntos de carga según las necesidades de los consumidores.

2.3 CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Hasta hace algunos años no se pensaba en la necesidad de la evaluación de la confiabilidad, sin embargo la preocupación de los usuarios por el continuo suministro de energía eléctrica ha ido aumentando, causando que las compañías suministradoras apliquen estudios de probabilidad y estadística más completos y que puedan ser aplicados en un amplio estudio de confiabilidad.

En el pasado las redes de distribución de un sistema eléctrico de potencia no tenían atención por parte de las compañías suministradoras ya que en un sistema de generación o transmisión una falla se considera catastrófica y el costo de reparación a causa de una falla es superior al sistema de distribución, debido a la falta de importancia que le daban al sistema de distribución en la planificación y mantenimiento las redes de distribución radiales provocaba los mayores cortes de suministro a los usuarios [3].

2.3.1 Importancia del análisis de la confiabilidad

Algunas de las funciones de un estudio de confiabilidad incluyen [20]:

- Diseñar nuevos sistemas para cumplir con los objetivos propuestos de confiabilidad: La evaluación de confiabilidad ayuda en la identificación de áreas débiles en términos de frecuencia y duración de las fallas en el sistema. Se pueden realizar varios tipos de análisis para identificar dónde se pueden realizar las mejores inversiones para mejorar el desempeño de los sistemas de tal forma que permitan a las empresas eléctricas obtener el mejor aprovechamiento económico. Formando así la base para la toma de decisiones.
- Identificar zonas vulnerables y con problemas de confiabilidad en sistemas existentes: un 80% de las fallas ocurren en los sistemas de distribución, es por esta razón que se debe analizar e identificar los peligros y vulnerabilidades de sectores críticos.
- Probar la efectividad de los nuevos proyectos en el desarrollo del sistema: los crecientes requerimientos energéticos y cargas necesitan la expansión y el desarrollo de los sistemas existentes. Por lo que se requieren cuantificar y comparar varios proyectos que ayuden a mejorar el desempeño de los sistemas mientras se mantienen bajo control los costos. Los modelos de confiabilidad permiten que las empresas eléctricas evalúen las ventajas obtenidas de varios proyectos propuestos y elijan el mejor después de un análisis detallado de costo-beneficio.
- Diseñar sistemas que puedan ofrecer diferentes niveles de confiabilidad: los sistemas de distribución comprenden miles de componentes que tienden a fallar y requieren mantenimiento.
- Diseñar sistemas que sean los más adecuados para las tarifas basadas en el rendimiento del sistema: la desregulación ha traído cambios significativos en la forma en que operan los sistemas eléctricos. Una de ellas es la minimización de los costos, por otra parte, los organismos reguladores responsables del bienestar del consumidor están imponiendo los requisitos estatuarios que se deben cumplir. Los modelos de análisis de confiabilidad ayudan a las empresas a evaluar su desempeño y minimizar el riesgo de penalizaciones.

2.3.2 Valor de la confiabilidad

Uno de los principales registros de eventos con los que cuenta una empresa suministradora de energía eléctrica es el historial de fallas. La confiabilidad en redes de distribución puede ser dividida en dos segmentos básicos [11]:

- La medición del desempeño en el pasado
- La predicción del desempeño en el futuro

La evaluación y análisis del desarrollo de un sistema de distribución requiere de datos precisos de interrupción de los componentes que se obtuvieron en la medición del desempeño en el pasado.

2.3.2.1 Medición del desempeño pasado de la confiabilidad

Los modelos de predicción de confiabilidad de cada cliente son en base al funcionamiento y confiabilidad de los componentes, topología y operación del sistema [20]. La evaluación histórica de confiabilidad es un análisis que involucra el uso de información para cálculos simples de índices de confiabilidad que se ocupan para determinar el desempeño pasado del sistema. Típicamente, tal análisis implica cálculos simples hechos a través de hojas de cálculo. Los índices obtenidos son utilizados por las empresas eléctricas para identificar las áreas que no se han desempeñado bien en un pasado reciente. Los modelos de predicción de la confiabilidad son importantes por las siguientes razones [35]:

- a) Identifican áreas susceptibles que necesitan reforzar o modificar
- b) Establecen tendencias cronológicas en el desarrollo de la confiabilidad
- c) Establecen índices que sirven como una guía para los valores admisibles en la futura evaluación de la confiabilidad
- d) Permiten predicciones al momento de comparar con un evento actual
- e) Permite analizar y operar la respuesta del sistema ante cambios de diseño

La mayor parte de las empresas eléctricas utilizan la información para hacer informes anuales a los organismos reguladores correspondientes.

Actualmente más empresas cuentan con grandes bases de datos donde se mantienen los historiales de las interrupciones, como *OMS* (Outage Management

System por sus siglas en inglés) que es una interfaz con el centro de atención al usuario, incluye información de la fecha, hora y localización del evento, componente fallado y número de consumidores interrumpidos debido a cada falla en el sistema [20]. También registra los eventos donde el servicio fue restaurado en etapas debido a la acción de conmutación o a la reconfiguración del sistema.

Los datos mínimos requeridos para obtener un modelo de predicción de confiabilidad y posteriormente hacer el estudio predictivo de la confiabilidad en redes de distribución son [3]:

- **Causa de la interrupción:** La información de la causa de falla es muy importante ya que las consecuencias de la falla se pueden predecir con las medidas de mantenimiento correctas. En redes de distribución eléctrica las principales causas de interrupción son la disminución de la resistencia eléctrica, resistencia térmica, resistencia mecánica entre otros motivos. Las fallas en las líneas aéreas se producen con frecuencia en los conductores, ya que están expuestos al medio ambiente, las causas más comunes son por vegetación, influencias atmosféricas como tormentas y los animales [36]. Con esto los analistas de planeación y operación del sistema pueden identificar y asignar recursos al mantenimiento y mejora del sistema en áreas específicas.
- **Componentes fallados:** Es utilizado para identificar los modos de falla de cada componente y el efecto de mantenimiento en cada uno de estos modos de falla.
- **Condiciones que influyen durante el evento:** Se analizan los eventos en base al efecto del clima sobre las interrupciones al consumidor y se identifican acciones correctivas en caso de condiciones atmosféricas extremas, y con esto reducir daños al sistema.
- **Duración del evento:** Determina las interrupciones sostenidas y las temporales, en medida de cuál es la duración de las interrupciones es la mejora que se obtiene. Esto ayuda a planificar el sistema y a disminuir áreas con problemas de confiabilidad.
- **Localización:** Los índices se calculan en base a regiones como poblaciones, centros de servicio, subestaciones, etcétera, y en cada una de estos segmentos se compara el desempeño y las operaciones futuras de planeación.

La evaluación histórica o medición del desempeño pasado de confiabilidad incluye los datos y análisis de fallas e interrupciones de suministro, en general la medición

del desempeño pasado analiza las interrupciones temporales que ocurren en un lugar y en un periodo de tiempo específico.

2.3.2.2 Medición del desempeño futuro de la confiabilidad

La evaluación predictiva determina el comportamiento a largo plazo de los sistemas mediante la combinación de tasas de falla de los componentes y la duración del tiempo de reparación, restauración, conmutación y aislamiento del sistema de distribución de la compañía suministradora con el fin de obtener los índices de confiabilidad. También es necesaria para la confiabilidad del servicio la configuración física de la red de distribución, las características de confiabilidad de los componentes del sistema, el reporte de funcionamiento de los equipos de protección, así como la disponibilidad de suministros alternativos con capacidad adecuada.

Para la predicción del comportamiento del sistema en el futuro es necesario transformar la experiencia pasada (tomada de los datos de eventos registrados) en predicción futura, con el fin de obtener los modelos adecuados de confiabilidad, las técnicas y ecuaciones que estiman la configuración futura del sistema, los beneficios alternativos de diseño del sistema, los complementos y planes de expansión, los efectos de alternativas de operación y las políticas de mantenimiento y costo de confiabilidad [3].

2.4 MODELADO DE REDES

Para el análisis de un sistema es necesario representarla como una red de componentes conectados en serie, paralelo o serie-paralelo. Las definiciones para la conexión de estos sistemas son las siguientes [19]:

- *Sistema serie*: Es aquel donde todos sus componentes deben de estar funcionando para garantizar el funcionamiento del sistema, y sólo necesita fallar un componente para que el sistema falle.
- *Sistema paralelo*: En este sistema puede estar funcionando al menos uno de sus componentes para que el sistema funcione y todos los componentes deben fallar para que el sistema falle.

Para cada uno de estos sistemas se requiere de una representación y el cálculo de estas conexiones se muestra más adelante.

2.4.1 Sistema serie

Para un sistema serie se puede considerar un sistema de dos componentes independientes A y B conectados en serie, como se muestra en la figura 2.1 anteriormente se mencionó que ésta conexión requiere que los dos componentes estén operando para que el sistema opere [19].

Sea R_A y R_B la probabilidad de operación exitosa de los componentes A y B respectivamente, y Q_A y Q_B la probabilidad de falla de los componentes A y B .

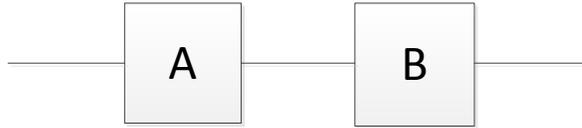


Fig. 2. 1 Sistema de dos componentes en serie [19]

El éxito de que un componente opere correctamente y la falla son mutuamente exclusivos y complementarios, de aquí se tiene que

$$R_A + Q_A = 1 \quad (2.1)$$

$$R_B + Q_B = 1 \quad (2.2)$$

Donde la probabilidad de éxito o confiabilidad del sistema es

$$R_S = R_A * R_B \quad (2.3)$$

El caso anterior es para dos elementos en serie pero si es el caso de que se tengan n componentes la ecuación 2.3 es

$$R_S = \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.4)$$

El éxito y falla del sistema son eventos complementarios y por lo tanto para un sistema de dos componentes la probabilidad de falla es

$$Q_S = 1 - R_A * R_B \quad (2.5)$$

$$Q_S = 1 - (1 - Q_A)(1 - Q_B) \quad (2.6)$$

$$Q_S = (Q_A + Q_B) - (Q_A * Q_B) \quad (2.7)$$

Para un sistema de n componentes

$$Q_s = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.8)$$

donde:

R_A = Confiabilidad del elemento A

R_B = Confiabilidad del elemento B

R_i = Confiabilidad del elemento i

R_s = Confiabilidad del sistema en serie

Q_A = Probabilidad de falla del elemento A

Q_B = Probabilidad de falla del elemento B

Q_i = Probabilidad de falla del elemento i

Q_s = Probabilidad de falla del sistema en serie

2.4.2 Sistema Paralelo

La definición de un sistema en paralelo es que se requiere que sólo un componente esté en operación para que el sistema pueda operar. En la figura 2.2 se consideran dos componentes independientes A y B, conectados en paralelo.

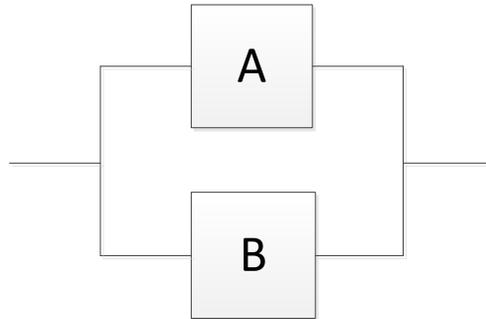


Fig. 2. 2 Sistema de dos componentes en paralelo [19]

La confiabilidad del sistema es obtenida como el complemento de la probabilidad de falla del sistema, para esto se requiere que A, B o ambos estén operando, las fórmulas 2.9 y 2.10 muestran el cálculo de la confiabilidad para la figura 2.2:

$$R_p = 1 - Q_A * Q_B \quad (2.9)$$

$$R_s = (R_A + R_B) - (R_A * R_B) \quad (2.10)$$

y para un sistema de n componentes

$$R_p = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i \quad (2.11)$$

La probabilidad de falla se calcula con la fórmula 2.12.

$$Q_p = Q_A * Q_B \quad (2.12)$$

y para un sistema de n componentes se muestra en la fórmula 2.13.

$$R_p = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (2.13)$$

donde:

R_A = Confiabilidad del elemento A

R_B = Confiabilidad del elemento B

R_i = Confiabilidad del elemento i

R_p = Confiabilidad del sistema en paralelo

Q_A = Probabilidad de falla del elemento A

Q_B = Probabilidad de falla del elemento B

Q_i = Probabilidad de falla del elemento i

Q_p = Probabilidad de falla del sistema en paralelo

Un sistema en serie depende de la operación de varios elementos al mismo tiempo para garantizar el funcionamiento del sistema, es por esto que si el número de componentes incrementa la confiabilidad disminuye. Para el caso del sistema en paralelo, si se incrementa el número de componentes la confiabilidad incrementa también ya que si falla un componente el sistema continúa funcionando, sin embargo para la planeación del sistema se deben de tomar más consideraciones, como el volumen del sistema, el aumento del costo inicial al adquirir más equipo y por lo tanto el mantenimiento que requieren [18].

2.5 MODELADO DE LA CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES

El modelado de una red cambia de una red física a una red que pueda ser analizada en base a conexiones serie-paralelo de sus componentes. Es una técnica basada en los componentes, cada componente es descrito por su probabilidad de estar disponible P y una probabilidad de falla Q . Por lo tanto $Q = 1 - P$. Si un

componente tiene una tasa de falla anual (λ) y un tiempo de reparación entre fallas en horas (MTTR por sus siglas en inglés Mead Time To Repair), la probabilidad de disponibilidad se puede calcular como [20]:

$$P = \frac{8760 - \lambda * MTTR}{8760} \quad (2.14)$$

La fórmula 2.14 calcula la disponibilidad de un componente en un año, se considera 8760 que son las horas transcurridas en un año.

El modelado de una red tiene dos principales tipos de conexión de componentes: serie y paralelo. Para una red con conexión serie la probabilidad de disponibilidad es igual al producto de la disponibilidad de cada componente en la red. Para una red en paralelo, la probabilidad de que el sistema falle es el producto de las tasas de falla o indisponibilidad de cada uno de los componentes. Las ecuaciones correspondientes se presentan en 2.15 y 2.16:

$$P_{Serie} = \prod P_{Componente} \quad (2.15)$$

$$Q_{Paralelo} = \prod Q_{Componente} \quad (2.16)$$

Los sistemas con componentes en serie tienen una tasa de falla más grande que los sistemas con componentes en paralelo. Muchos sistemas consisten en conexiones serie y paralelo, en estos casos es necesario reducir la red con el fin de calcular su confiabilidad general. Una alternativa de reducción de red es el método de cortes mínimos, el cual se explicará más adelante [20].

Una red de distribución puede ser representada como una interconexión de componentes cuyas fallas características pueden ser utilizadas para predecir el desempeño del sistema. Para un modelo de confiabilidad de pocos componentes basta con tasas de falla y tiempo de reparación de cada uno de ellos, pero para modelos más complejos se requieren de otros parámetros de confiabilidad para complementarlo.

Algunos datos de confiabilidad para los componentes que se requieren se describen a continuación [37]:

- a) *Tasa de falla permanente*: Es el número total de fallas al año de un componente, ya sea debido al remplazo o mantenimiento. De esta forma un componente con una tasa de falla de dos interrupciones por año tiene en promedio dos fallas permanentes por año. Las fallas permanentes requieren la operación de los dispositivos de protección para liberar la falla. Consumidores aguas abajo del dispositivo de protección son interrumpidos

y experimentan una interrupción de duración equivalente al tiempo necesario para reparar la falla.

- b) *Tasa de falla temporal*: Es el número de fallas por año de componentes que se espera que tengan una falla temporal y causan la interrupción de otros componentes. Estas fallas son causadas principalmente por árboles que tocan los conductores, operaciones de recierre, entre otras. Tales fallas son auto-liberadas y no requieren reparación para restaurar el servicio.
- c) *Tiempo promedio de reparación*: Es el tiempo promedio en el que el componente está fuera de operación y se repara, dado en horas. Cuando ocurre una falla permanente en un componente, es necesario reparar para restaurar el componente a su estado normal de operación. El tiempo promedio de reparación incluye el tiempo tomado para identificar el componente fallado y aislarlo, el tiempo requerido para desplazarse a la localización de la falla y realizar maniobras de reparación.
- d) *Tiempo promedio de conmutación*: Es el tiempo promedio que transcurre cuando se presenta una falla y el componente fallado es aislado del sistema, en otras palabras es el tiempo esperado en que conmutará la cuchilla después de que una falla ocurre en el sistema, dado en horas. Esto incluye el tiempo necesario para identificar el área fallada y el tiempo requerido para operar el interruptor. En el caso de los interruptores operados manualmente, incluye el tiempo tomado en viajar a la localización de los interruptores para operarlos. Para interruptores automáticos, el tiempo tomado para el interruptor es mucho menor.
- e) *Tasa de mantenimiento*: Es el número de veces por año en el que un componente está fuera de servicio por mantenimiento, ya sea requerido o programado, está dado en horas.
- f) *Tiempo promedio de mantenimiento*: Es el tiempo que se espera que el componente esté fuera de operación por mantenimiento, dado en horas.
- g) *Probabilidad de falla operacional*: Es la probabilidad de que un interruptor no opere cuando debe operar. Este dato es usado para describir la confiabilidad de los dispositivos de protección como son restauradores, fusibles, interruptores y cuchillas. De esta forma este es el número esperado de veces que falla la operación del dispositivo cuando se requirió que operara, por ejemplo un dispositivo con 7% de probabilidad de falla operacional, falla al operar cerca de 7 de cada 100 veces que se requirió su operación.

Los datos de confiabilidad que se dan en los incisos anteriores son de gran importancia para el estudio de confiabilidad, sin embargo el dato que es indispensable en todos los análisis de confiabilidad es el de tasa de falla del componente.

2.6 TASAS DE FALLA Y SU REPRESENTACIÓN

En todo componente existe el constante riesgo de que un componente falle, es por esto que es al igual que otros datos de confiabilidad muy importante. La tasa de falla es definida como el número de fallas esperadas por unidad en un intervalo de tiempo [3]. Sin embargo hay que recordar que este es sólo un valor esperado, no necesariamente tiene que fallar el número de veces que se espera. La fórmula es:

$$\text{Tasa de falla} = \frac{\text{número de fallas}}{\text{tiempo total de operación}} \quad (2.17)$$

La vida útil de un componente se puede resumir en básicamente tres periodos [3]:

1. Fallas iniciales o “periodo de mortandad infantil”
2. Periodo de vida útil
3. Periodo de deterioro

En el periodo de “mortandad infantil” o fallas iniciales la tasa de falla es alta debido a que el equipo presente fallas de manufactura, se haya dañado durante el transporte, o simplemente se haya instalado erróneamente debido al desconocimiento del proceso de instalación [20], [3]. Si un equipo no tiene las debidas medidas de seguridad durante el transporte o se sigue al pie de la letra las instrucciones de instalación con seguridad este equipo fallará.

Una vez superado el periodo de “mortandad infantil” se empieza el periodo de vida útil, aquí las fallas se presentan de forma aleatoria, en momentos impredecibles, las fallas en este periodo son independientes a la edad del equipo y se relacionan con causas externas tales como condiciones inadecuadas, mala operación o accidentes. Este periodo termina cuando se presenta con frecuencia la falla en los equipos, es en este momento cuando se presenta el periodo de desgaste o deterioro, el porcentaje de fallas es alto, pero disminuye debido a que se pueden

identificar los equipos defectuosos y desecharlos o repararlos, esto hace que todas las fuentes tempranas de fallas se superen [3].

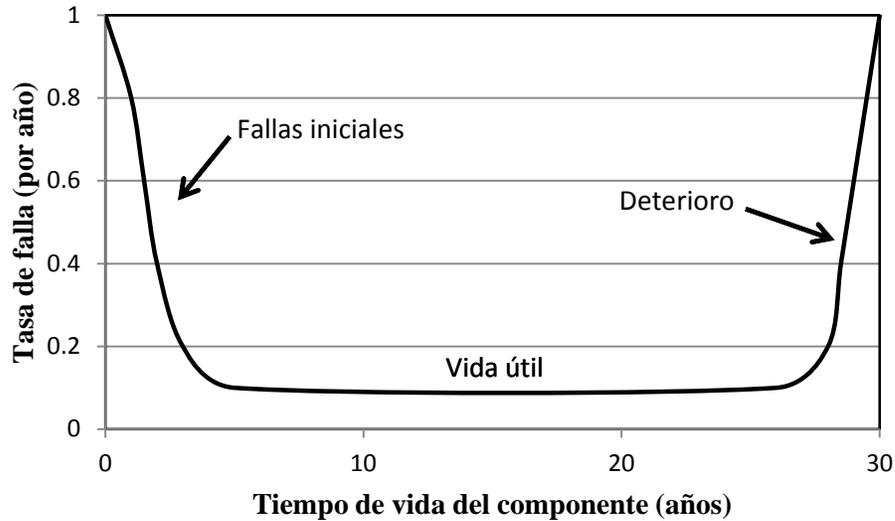


Fig. 2. 3 Variabilidad de la tasa de falla durante la vida útil de un componente [18]

La tasa de falla es comúnmente nombrada curva de bañera debido a que la representación gráfica de sus tres periodos tiene esta forma, la cual es mostrada en la figura 2.3 y donde se pueden identificar los tres periodos mencionados anteriormente.

La curva anterior es característica de la tasa de falla de muchos componentes eléctricos que sufren daños en su transportación o su instalación principalmente.

2.7 SIMULACIÓN ANALÍTICA EN REDES RADIALES

Las técnicas de simulación analítica se basan en el cálculo del impacto de las fallas en cada elemento. Las características de confiabilidad por año esperadas para cada componente se obtienen con la suma de las contribuciones individuales de cada evento de falla. Los pasos para el proceso de simulación analítica son [20]:

1. Seleccionar una falla con probabilidad de ocurrencia λ
2. Simular la respuesta del sistema ante la falla y calcular el impacto de todos los componentes
3. Medir el impacto de la falla λ

4. Revisar si todas las fallas han sido simuladas, de lo contrario seleccionar una nueva falla y regresar al paso 2
5. Finalizar cuando todas las fallas han sido simuladas

El resultado de la simulación analítica es el número esperado de interrupciones temporales e instantáneas por año para cada componente, así como obtener otros resultados útiles para el cálculo de los índices de confiabilidad de la red como valores esperados de frecuencia de operación de cuchillas y otros dispositivos de protección.

El objetivo de la simulación analítica es realizar búsquedas en la red de distribución para encontrar uno o varios componentes que se puedan utilizar para algún fin en el análisis.

2.7.1 Búsquedas en redes radiales

Una red de distribución radial se define como un conjunto de alimentadores interconectados y radiales que suministran a través de los circuitos la energía eléctrica a los diferentes usuarios del sistema [38]. Cuenta con una trayectoria entre la fuente y la carga.

En este sistema la corriente eléctrica circula en una dirección y es alimentado por una sola fuente de energía. La desventaja es que al presentarse una falla queda todo el sistema sin alimentación eléctrica, es por esto que en los circuitos puramente radiales los clientes en los extremos de los circuitos tienen el menor porcentaje de confiabilidad [39]. En las líneas de distribución eléctrica los sistemas radiales se presentan en las líneas de subtransmisión en el área primaria y en el área secundaria, por lo general todos los alimentadores secundarios son radiales.

Actualmente la tecnología nos ofrece ventajas con equipos más modernos, permitiendo diseñar una red más eficiente y segura, que cuenta con medios de desconexión que ayudan a aislar la zona de falla, garantizando el suministro de la energía.

Ya que los flujos de potencia en estas redes van en una sola dirección las búsquedas de elementos se facilitan, localizando los dispositivos que se requieran mediante búsquedas aguas arriba y aguas abajo, es decir hacia la fuente del sistema y del lado contrario hacia la carga.

2.7.1.1 Búsqueda en redes de distribución radial por niveles

A medida que se incrementan los elementos en el sistema de distribución se complica el análisis, es por esto que el método de búsquedas en redes de distribución se ha utilizado ampliamente. En la figura 2.4 se muestra un sistema de distribución radial, tomando de ejemplo este sistema se puede explicar el método de búsqueda.

En [40] se muestra una técnica de búsqueda por niveles. El procedimiento es el siguiente, siempre se inicia desde la fuente por lo tanto la fuente será el primer nivel, el nivel dos serán los elementos que estén inmediatamente después o aguas abajo de la fuente y así sucesivamente se van numerando en niveles los elementos del sistema, para poder numerar un nuevo nivel se tendrá que tomar en consideración que todos los elementos del nivel anterior hayan sido enumerados y colocados en un nivel.

Se deben identificar todos los elementos del sistema, como fuentes, buses (Subestación), dispositivos de protección como fusibles (F1, F2 y F3), interruptores (BRK), cuchillas normalmente cerradas (S1 y S2), las ramas del alimentador principal (M1, M2 y M3) y las ramas laterales (L1, L2, L3, L4 y L5) que también representan componentes, la fuente será la guía para poder comenzar a numerar los elementos del sistema.

Una vez identificados los elementos comienza la numeración y la fuente toma el nivel uno, los elementos que van conectados aguas abajo de la fuente se colocan en el siguiente nivel que sería el número dos, los elementos que van conectados a los componentes del nivel dos se asignan al nivel número tres y así sucesivamente, esta conexión de componentes la podemos representar en una matriz, la cual se nombrará matriz de niveles y representa en cada una de sus filas los elementos que pertenecen a cada nivel.

Como se mencionó anteriormente se necesitan numerar los elementos para crear la matriz de niveles, para el ejemplo anterior la matriz de niveles es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 2 & 0 & 0 & 0 \\ 3 & 0 & 0 & 0 \\ 4 & 5 & 0 & 0 \\ 6 & 7 & 0 & 0 \\ 8 & 9 & 10 & 11 \\ 12 & 13 & 0 & 0 \\ 14 & 15 & 16 & 0 \\ 17 & 18 & 0 & 0 \\ 19 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Para el ejemplo de la figura 2.4 la red se reacomodó de una forma que se visualice de manera más sencilla cómo están distribuidos los componentes en niveles a lo largo de la red y se muestra en la figura 2.5. Del lado izquierdo se muestra la misma red reacomodada con los elementos en forma vertical, y en el lado derecho los elementos son representados con su número dentro de un círculo.

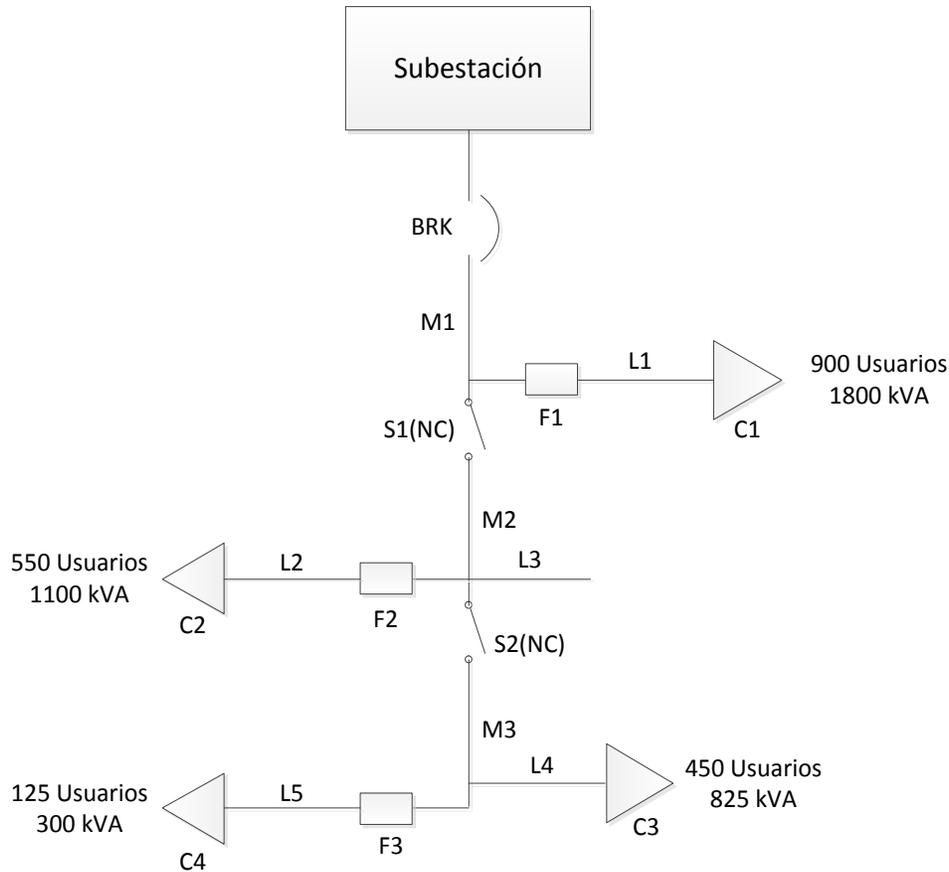


Fig. 2. 4 Red de distribución radial

En la matriz de niveles están cada uno de los componentes en su correspondiente nivel, sin embargo no se nota la conexión que hay entre uno y otro elemento, para realizar la búsqueda se tiene que identificar los elementos que están aguas arriba y aguas abajo de cada componente.

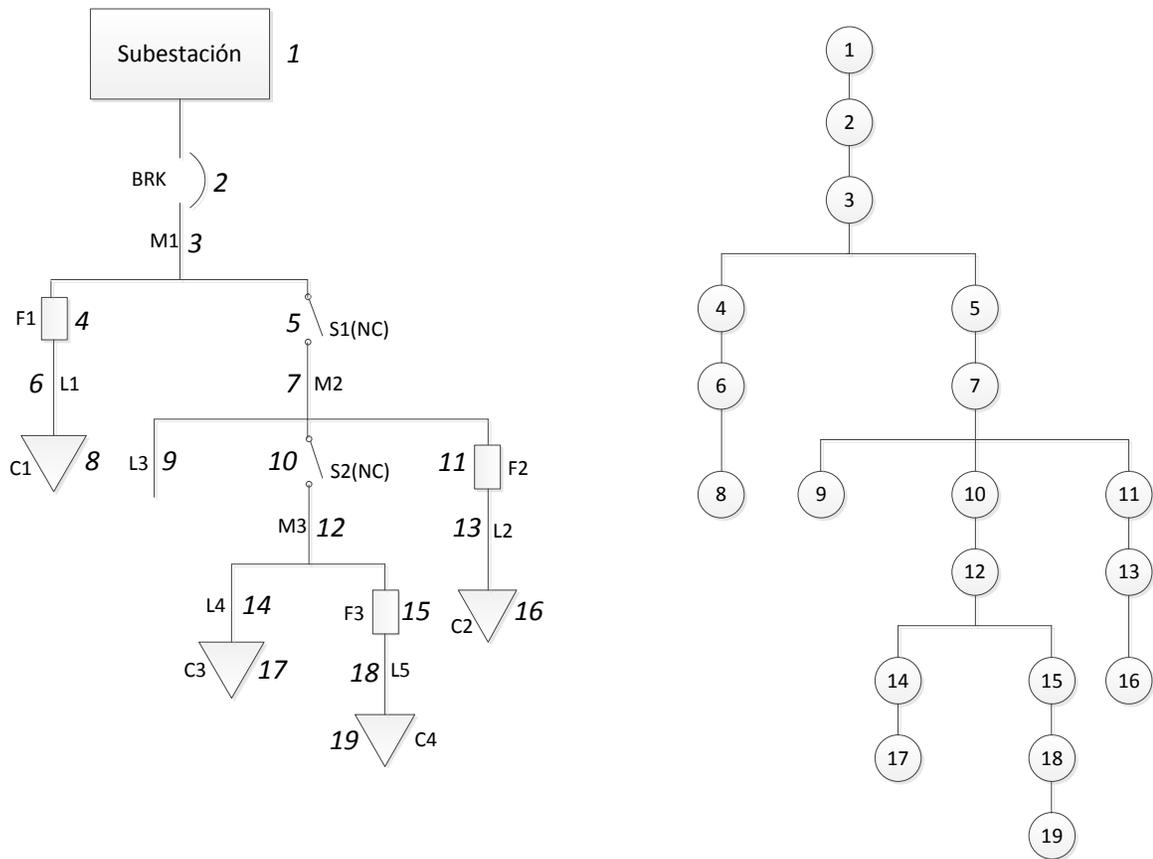


Fig. 2. 5 Red de distribución radial por niveles

Al tratarse de una red radial, un nivel sólo puede tener conexión con un nivel anterior y a su vez con uno posterior, excepto el primer nivel que sólo tiene posterior ya que es la fuente y donde empieza la enumeración de los niveles [34].

En la siguiente matriz denominada matriz de conectividad describe la conexión que existe entre cada elemento del sistema de prueba a utilizar:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 0 & 0 \\ 1 & 2 & 2 & 2 \\ 3 & 4 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 2 & 0 \\ 1 & 2 & 0 & 0 \\ 2 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

Con la matriz de niveles y la matriz de conectividad para la red de la figura 2.5 se puede identificar y ubicar fácilmente la conexión de los elementos, por ejemplo

para la matriz de conectividad en la fila 1 sólo hay ceros ya que es la fuente, no tiene conexión con un nivel anterior, en la fila dos (es decir el nivel dos) está el elemento 2 y está conectado en un nivel anterior con el elemento 1 por lo tanto se escribe 1, en el nivel 4 se tienen dos elementos el 4 y el 5, ambos están conectados al elemento 3 que está en el nivel anterior en la posición 1, es por esto que se coloca 1 para cada componente, en el nivel 8 (fila 8) están tres elementos, el 14, 15 y 16, en la red se encuentran conectados al elemento 12 los elementos 14 y 15 y al elemento 13 el 16, por lo tanto en la matriz de conexión en el nivel 7 se ubican los elementos 12 y 13 en la columna 1 y 2 respectivamente, es por esto que los elementos 14 y 15 al estar conectados al 12 se escribe 1 y en la ubicación del elemento 16 se escribe 2.

2.7.1.2 Búsqueda de elementos aguas arriba

Los algoritmos de navegación o búsquedas son primordiales en el modelado de los sistemas de distribución, las partes principales son las búsquedas aguas arriba y las búsquedas aguas abajo, las búsquedas aguas arriba comienzan en un elemento y pasan de elemento a elemento hacia la fuente, se usan para la identificación de fuentes, dispositivos de protección, puntos de falla entre otros. La búsqueda aguas abajo comienza en un componente y se va alejando de la fuente, es utilizada para identificar los puntos de carga que después de una falla están sin servicio y restauradores [20].

Existen varios algoritmos propuestos para la búsqueda aguas arriba [20]:

1. Comenzar en un elemento
2. Localizar el elemento y los elementos a los que tiene conexión
3. Si se cumple que el elemento sea el que se busca, detener la búsqueda
4. Si el elemento tiene alguna conexión con otro elemento en dirección a la fuente continuar con este nuevo elemento
5. Seguir identificando elementos hacia la fuente hasta llegar al dispositivo a identificar, ya sea algún dispositivo de protección como fusible o cuchillas, un bus o algún elemento en particular

Este método hace el recorrido a partir de un elemento y es este el punto de partida para ir buscando en el sistema hacia la fuente algún elemento, esta búsqueda es importante ya que si se quiere localizar algún dispositivo de protección o en nuestro caso los dispositivos que hacen interrumpir un punto de carga como los fusibles o restaurarlo como las cuchillas se puede localizar de forma sencilla en

cada recorrido que se hace. En la figura 2.6a) se muestra la búsqueda aguas arriba, podemos notar que el elemento 9 es el comienzo marcado con una línea sólida el elemento siguiente que se ha encontrado es el 7 y así sucesivamente hasta llegar a la fuente que es el elemento 1. En base al algoritmo anterior lo que se hizo en este trabajo fue utilizar las dos matrices anteriores que son la de nivel y conexión, en este caso se comenzó la búsqueda hacia arriba a partir de los puntos de carga, estos se introducen en el programa para localizarlos en la matriz de niveles, al recorrer esta matriz se localizó el nivel y la posición en la que estaba y en la matriz de conexión se localiza el elemento siguiente a buscar.

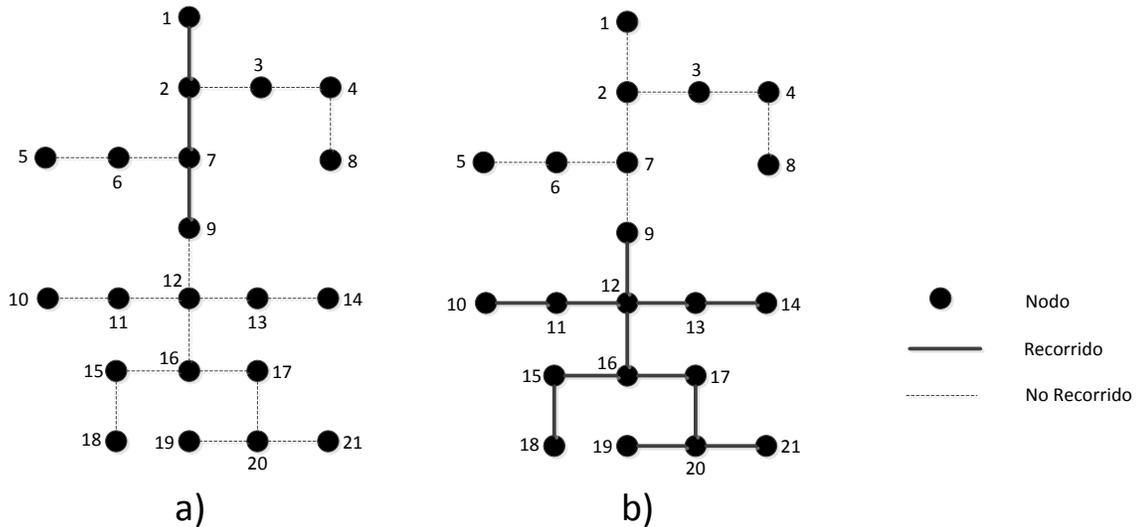


Fig. 2. 6 a) Búsqueda aguas arriba a partir del elemento 9, b) Búsqueda aguas abajo a partir del elemento 9 [20]

2.7.1.3 Búsqueda de elementos aguas abajo

A diferencia del algoritmo de búsqueda de elementos aguas arriba que sigue sólo un camino hacia la fuente este algoritmo tiene varias trayectorias de búsqueda, lo que lo hace más complicado y requiere un mayor cálculo computacional. El algoritmo que también se obtuvo de [20] es el siguiente:

1. Seleccionar el elemento donde se va a iniciar la búsqueda
2. Recorrer cada elemento con conexión al elemento de inicio y lejos de la fuente
3. Si los elementos encontrados tienen una nueva conexión, iniciar un nuevo recorrido
4. Repetir esta búsqueda para cada elemento hasta que ya no haya más conexiones o se haya encontrado el elemento deseado

Como se puede ver en la figura 2.6 b) con este algoritmo se puede seguir una trayectoria de los componentes aguas abajo, iniciando en el elemento 9, inmediatamente se hace la búsqueda en todos los elementos que están un nivel aguas abajo de éste elemento, a continuación se buscan todos los elementos que están dos niveles abajo del elemento seleccionado y así sucesivamente hasta encontrar algún punto de desconexión, un punto de carga o no haya más componentes en los siguientes niveles aguas abajo.

Una vez que la búsqueda arriba se ha realizado y llegó a la fuente o al punto que se quiere localizar se guardan los elementos en un vector y se aplica el siguiente algoritmo que es el de búsqueda abajo y comienza con el recorrido a través de la matriz de niveles en busca nuevos elementos que tengan conexión con cada elemento del vector localizado anteriormente, y así sucesivamente si encuentra un nuevo elemento que tiene conexión, está aguas abajo y no está en el vector lo guarda, esto se hace hasta recorrer todo el sistema.

En el siguiente capítulo se presentan los principales conceptos y los algoritmos de dos métodos de evaluación de la confiabilidad presentados para su análisis en este trabajo.

CAPÍTULO 3: MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se analizan a detalle los métodos de confiabilidad que se van a comparar para la evaluación de la confiabilidad en el sistema de distribución de prueba.

La evaluación de confiabilidad en un sistema de distribución puede ser usada en tres formas básicas: el modelado de un sistema ya existente, el modelado con los cambios que se realizaron es decir el modelado con lo que se ha anexado y el modelado de sistemas futuros [41].

En la actualidad debido al constante cambio en las redes de distribución se requiere del análisis de éstas con métodos de confiabilidad que proporcionen datos exactos para futuras planificaciones o cambios en la red actual, todo esto para localizar en la compañía las áreas débiles del sistema donde se pueda requerir un mayor gasto de inversión, de operación y mantenimiento.

3.2 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

Un sistema de distribución puede ser modelado como un conjunto de componentes interconectados. El uso de ecuaciones matemáticas para describir la interconexión y los efectos de falla de cada componente así como las expresiones para estimar los índices de confiabilidad pueden ser determinados.

Existen varios métodos y algoritmos que a lo largo del tiempo y tomando en cuenta las diferentes necesidades del sistema se han ido desarrollando para la evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución. Al considerar una red radial los métodos se pueden implementar fácilmente a diferencia de redes con otro tipo de configuración más compleja como las redes de configuración en malla las cuales tienen más puntos de alimentación o agregan más ramas entre nodos ya existentes, este tipo de configuraciones requiere de análisis más extensos. En las siguientes secciones se describen los métodos para la evaluación analítica de la confiabilidad en distribución utilizados en este trabajo.

3.3 MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS

Un conjunto de corte es definido como un conjunto de elementos en el que si alguno falla causa que el sistema falle independientemente de las condiciones de otros elementos en el sistema. Un conjunto de cortes mínimos es un conjunto de elementos el cual no se puede dividir en otro subconjunto que haga que el sistema falle [3], [19].

Según la definición anterior el sistema no falla cuando al menos uno de los componentes del conjunto de corte mínimo está operando. Varios algoritmos de cortes mínimos han sido propuestos en la literatura y pueden ser adecuadamente implementados para determinar la confiabilidad. Éste método implica el desarrollo de conjuntos de cortes mínimos para cada punto de carga, existen varios algoritmos y métodos con los cuales se pueden obtener los cortes mínimos, uno de ellos es el método de trayectorias mínimas, éstas trayectorias mínimas se determinan antes del método de cortes mínimos y a partir de las trayectorias mínimas encontradas se calculan los cortes mínimos del sistema para cada punto de carga [22], otro método usado es el método de búsquedas implementado en este trabajo, una vez obtenido estos cortes se puede calcular la frecuencia y duración de las interrupciones que después se adicionarán para determinar la confiabilidad del sistema.

El método de búsquedas aguas arriba y aguas abajo es muy útil ya que los conjuntos de corte están directamente relacionados con los modos de falla del sistema, y por lo tanto se pueden identificar fácilmente los puntos más vulnerables de la red y que es más probable que presenten fallas [19], las áreas débiles del sistema y las que requieran prioridad de mantenimiento, centrando el estudio al diseño de secciones o componentes del sistema que más contribuyen a la baja confiabilidad del servicio.

Múltiples fallas y modos de falla en los componentes se pueden combinar o simular y también pueden ser incluidos en el análisis mediante la inclusión de conjuntos de corte mínimo de orden mayor a uno. Generalmente es una práctica para determinar cortes mínimos de nivel $n+1$ donde n es el orden más bajo del corte mínimo encontrado en el sistema. En sistemas de distribución por lo general se considera suficiente incluir conjuntos de cortes mínimos de primer y segundo orden, los cortes de tercer orden en adelante se eliminan ya que al multiplicar tres probabilidades de falla el resultado es un número muy próximo a cero y la probabilidad de que ocurran es menor [42].

3.3.1 Cálculo de índices de confiabilidad cuantitativos

A partir de que se obtiene la lista de cortes mínimos se usa para calcular los índices de confiabilidad del sistema.

Los índices que se ocupan en primer lugar son la tasa de falla y el promedio de reparación por falla del sistema y se definen como [43]:

- λ es la tasa de falla (fallas por año)
- r es el promedio de interrupción por falla (horas por falla iguales al promedio de tiempo de reparación o reemplazo del equipo después de la falla).

En la sección 2.4 se explicó el método de cálculo de redes en paralelo y redes en serie, las figuras 3.1 y 3.2 muestran las fórmulas para el cálculo de la tasa de falla y el tiempo de interrupción en sistemas con componentes en serie y componentes en paralelo.

Cabe señalar que debido a que se considera la indisponibilidad por año (U) se toma en cuenta 8760 horas que son las que transcurren durante un año.

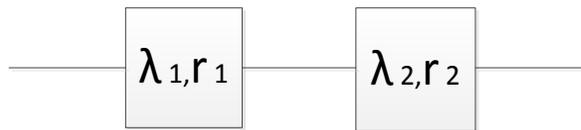


Fig. 3. 1 Componentes reparables en serie [43]

La ecuación 3.1 es el cálculo de la tasa de falla de los componentes en serie del sistema para la figura 3.1, simplemente es la suma de las tasas de falla de los componentes:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (3.1)$$

La indisponibilidad del sistema (U) es la suma del producto de la tasa de falla y el tiempo de reparación de cada elemento y se muestra en la ecuación 3.2.

$$U_s = \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 \quad (3.2)$$

Con la ecuación 3.3 se calcula el tiempo promedio de interrupción de los componentes en serie, que es la indisponibilidad entre la tasa de falla del sistema:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_1 + \lambda_2} \quad (3.3)$$

donde:

λ_s = Tasa de fallas del sistema por año

r_s = Tiempo promedio de interrupción de componentes en serie

U_s = Indisponibilidad de componentes en serie

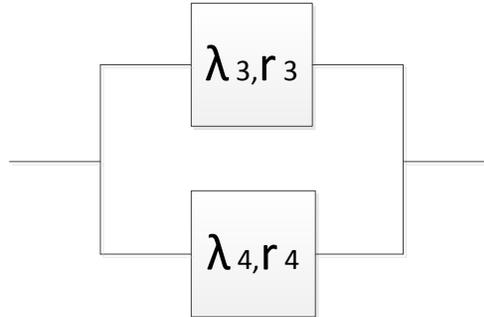


Fig. 3. 2 Componentes reparables en paralelo [43]

Las ecuaciones 3.4, 3.5 y 3.6 muestran el cálculo de la tasa de falla, la indisponibilidad y el tiempo de reparación respectivamente del sistema de la figura 3.2 de componentes en paralelo.

$$\lambda_p = \frac{\lambda_3 + \lambda_4(r_3 + r_4)}{8760} \quad (3.4)$$

$$U_p = \frac{\lambda_3 \lambda_4 (r_3 r_4)}{8760} \quad (3.5)$$

$$r_p = \frac{r_3 r_4}{r_3 + r_4} \quad (3.6)$$

donde:

λ_p = Tasa de fallas del sistema por año

r_p = Tiempo promedio de interrupción de componentes en paralelo

U_p = Indisponibilidad de componentes en paralelo

Nota: 8760 horas en un año no bisiesto y 8784 en un año bisiesto

Partiendo de la definición de que un corte mínimo es una falla en el sistema, estos cortes mínimos se pueden considerar en serie. La tasa de falla y el tiempo de interrupción promedio se pueden calcular usando las ecuaciones 3.7 y 3.8 [43].

$$\lambda_s = \text{Tasa de falla del sistema} = \sum i \lambda_{CSi} \quad (3.7)$$

$$r_s = \text{Tiempo de reparación} = \sum i \frac{\lambda_{CSi} r_{CSi}}{\lambda_s} \quad (3.8)$$

donde:

λ_{CSi} es la tasa de falla del corte i

r_{CSi} es el tiempo de interrupción del corte i

De las ecuaciones anteriores podemos notar que una vez que la tasa de falla y el tiempo de reparación de todos los cortes mínimos se tienen, es muy sencillo calcular la tasa de falla y el tiempo de interrupción para un punto de carga en particular.

A diferencia de otros métodos como el de enumeración de estado el cual determina para cada componente fallado los puntos de carga que se quedan sin servicio, el método de conjunto de cortes mínimos determina para cada punto de carga los componentes que causan su interrupción. Para cada punto de carga se requieren calcular los índices de confiabilidad individualmente para después determinar los índices de confiabilidad del sistema.

3.3.2 Aplicación del método de cortes mínimos

El método de conjunto de cortes mínimos pertenece a los métodos de reducción de red los cuales combinan la reducción del sistema en configuración serie, paralelo y serie-paralelo hasta que ya no puedan reducirse, éstos métodos de reducción son sencillos de aplicar a redes de distribución radial, con una fuente y un solo camino hacia cada punto de carga [3], para esto todos los elementos que estén conectados desde la fuente hasta el punto de carga deben de estar operando correctamente para que el sistema funcione.

Como ya se mencionó, en este trabajo se requiere de las matrices de nivel y conexión así como de las búsquedas aguas arriba y aguas abajo vistas en la sección 2.7.1 para la determinación de los cortes mínimos en cada punto de carga. Debido a que es un sistema radial se consideran sólo cortes de primer orden.

Para el sistema mostrado en la figura 2.4 se describe brevemente el algoritmo:

1. Para un alimentador en particular, se determina la localización de los dispositivos de protección y conmutación, el número de consumidores y la carga interrumpida cuando operan en respuesta de una falla.
2. Seleccionar un punto de carga. Los puntos de carga del sistema de la figura 2.4 son los elementos 8, 16, 17 y 19.
3. A partir del punto de carga seleccionado se realiza la búsqueda de elementos que puedan causar un corte o pérdida del suministro al punto de carga.
 - a. En la búsqueda hacia arriba para el punto de carga 8 como se observa en la figura 3.3, los elementos que harán que quede sin servicio son (en orden ascendente) el elemento 6, 4, 3, 2 y 1.
 - b. La búsqueda hacia abajo comienza a partir del último elemento encontrado en la búsqueda hacia arriba, podemos ver que es el elemento 1 que está en el nivel 1, en orden descendente baja nivel por nivel en busca de nuevos elementos encontrados y que no estén previamente incluidos, en el nivel 2 está el elemento 2 pero ya está contemplado, en el nivel 4 está el elemento 4 pero a partir de aquí se nota que está el elemento 5 y que no está incluido, los elementos de la búsqueda hacia abajo son 5, 7, 9, 10, 12, 14, 17.
4. Evaluar los efectos de interrupción en cada punto de carga en todo el alimentador para determinar:
 - a. El dispositivo que interrumpe la falla como es el caso de fusibles y los elementos aguas abajo de ese componente por lo tanto no afectan al punto de carga analizado.
 - b. Acciones de conmutación en el caso de las cuchillas (si hay), los elementos aguas abajo de estas se restablecen pero con la tasa de falla de las cuchillas.
5. Actualizar los efectos de interrupción para cada punto de carga.
6. Repetir los pasos 2, 4, 3, 4, 5 y 6 hasta que todos los puntos de carga hayan sido simulados. Calcular los índices de confiabilidad necesarios.

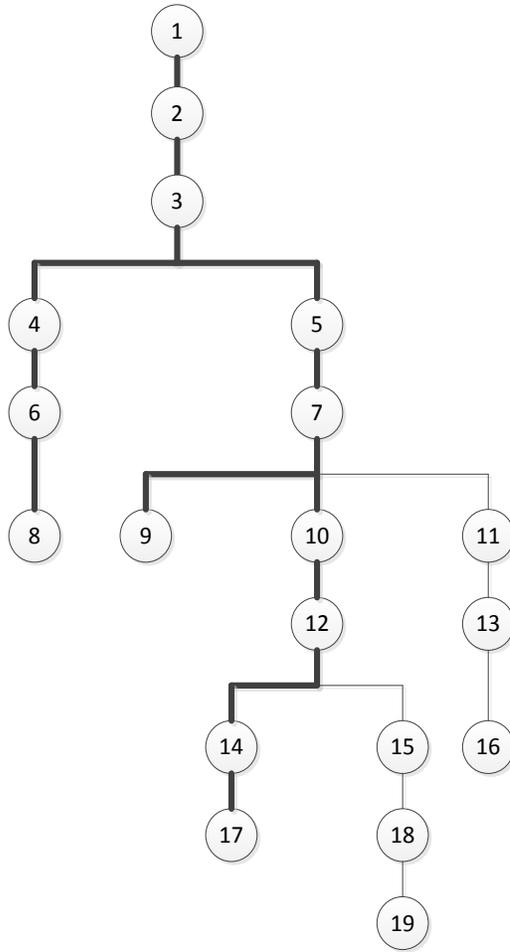


Fig. 3.3 Cortes mínimos para el punto de carga 8

Con el fin de ilustrar el método de cortes mínimos se considera el sistema de prueba de la figura 3.3. Para hacer el análisis simple, se considera que los dispositivos de protección (los fusibles y el interruptor de la subestación) y las cuchillas son 100% confiables.

Por ejemplo el resultado de los cortes mínimos para el punto de carga 8 del sistema son 6, 4, 3, 2, 1, 5, 7, 9, 10, 12, 14 y 17. Los datos de estos cortes mínimos son las contribuciones individuales de cada elemento y con las ecuaciones correspondientes se obtienen los índices totales para cada punto de carga.

Del algoritmo anterior se puede notar que la definición de corte mínimo es el mínimo subgrupo de componentes que deben fallar para interrumpir todas las trayectorias entre la entrada y la salida, como ya se mencionó en este caso la red es radial entonces basta con que un componente falle para causar la interrupción del punto de carga, por lo tanto todos los cortes mínimos son de primer orden es decir de un elemento.

3.4 MÉTODO DE REDUCCIÓN ZONA-RAMA

En los sistemas de distribución donde se modifican los sistemas constantemente debido al aumento de puntos de carga es necesario contar con métodos de evaluación de la confiabilidad que puedan identificar los elementos con falla y las zonas de protección. A diferencia de algunos métodos de reducción los cuales involucran la reducción del sistema en varias redes equivalentes, el método de reducción Zona-Rama es usado para dividir la red entera en zonas y sus ramas correspondientes. El efecto de una falla en un sistema depende de la respuesta de su esquema de protección y conmutación, es por esto que el equipo de protección es instalado en el principio de una unión, rama o sección de un alimentador para proteger el equipo de fallas [27].

Una zona se define como una parte del sistema de potencia que puede aislarse o desconectarse a sí misma automáticamente o manualmente del resto del sistema cuando ocurre una falla en alguno de sus enlaces. De esta forma, cada dispositivo en el sistema como fusibles, restauradores, interruptores seccionadores y cuchillas divide todo el alimentador en sus respectivas zonas. Los componentes que pertenecen a una sola zona son llamados ramas de su respectiva zona. En otras palabras las ramas son en un sistema los enlaces que causan que un dispositivo de protección o aislamiento opere.

Existen varios métodos para el cálculo de índices de confiabilidad en redes de distribución sin embargo no todos los métodos pueden identificar los esquemas de protección en redes de distribución demasiado complejas, en [3] se presenta una metodología que fácilmente se puede aplicar a grandes sistemas de distribución con la limitante de que requiere gran espacio de memoria.

El procedimiento para identificar las zonas de protección es el siguiente:

1. Para poder definir una zona se tiene que identificar todas las ramas, transformadores y otros equipos los cuales al fallar causarían una falla permanente en el alimentador. Estas zonas se conocen como zona 1.
2. Identificar las zonas de protección que puedan estar interconectadas con las zonas que causan la falla permanente, es decir la zona 1. Estas zonas se definen como zona 2, rama i , donde i es el número de rama.

Este procedimiento de clasificar enlaces dentro de sus respectivas zonas se repite hasta que todos los enlaces pertenezcan a alguna zona.

3.4.1 Aplicación del método Zona-Rama

Para la red mostrada en la figura 2.4, se pueden identificar las zonas y ramas que se muestran en la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Zonas y Ramas de la figura 2.4

Zona	Dispositivo	Ramas en la zona	
		Rama 1	Rama 2
1	BRK	M1	
2	F1	L1	
2	S1	M2	L3
3	F2	L2	
3	S2	M3	L4
4	F3	L5	

El símbolo $\lambda(i, j)$ representa la tasa de falla de la zona "i" rama "j", para cada dispositivo de protección existe la probabilidad de que no opere y por lo tanto no aíse una falla dentro de su zona y se representa por $q(i, j)$.

$q(i, j)$ es 0.0 para las cuchillas, mientras que es idealmente 1.0 para un interruptor, estos son valores prácticos de q que para un dispositivo de protección están en el rango de 0.0 a 1.0.

La tasa de falla total y la duración esperada de interrupción para la zona i, rama j están dadas en [27] y se calculan con las ecuaciones 3.9 y 3.10 (considerando que la subestación es 100% confiable).

$$\lambda T(i, j) = \sum RIA(z, k) * FZB(k)^T \quad (3.9)$$

$$\lambda r(i, j) = \sum RIA(z, k) * FZB(k)^T * R(z, k) \quad (3.10)$$

donde:

z Es el número de zona-rama

k Es el número total de zonas-ramas en el sistema

$R(z, k)$ Tiempo de reparación o conmutación de la zona-rama

$FZB(k)$ Vector zona-rama fallada que contiene la tasa de falla de cada zona-rama k

$RIA(z, k)$ Matriz de coeficientes de identificación y aislamiento

En la matriz de coeficientes de identificación y aislamiento RIA , se considera que para una falla en cada segmento (representa una fila) se determinan los componentes que son interrumpidos (colocados en cada columna). Y de la misma forma con el fin de determinar los valores de $R(z, k)$, al igual que RIA , por cada

falla de un componente (colocándolo en la fila) se determina la duración de la interrupción causada por la operación de los dispositivos de protección y conmutación a todos los componentes [3]. La ventaja principal de este método es que fallas de múltiples zonas de protección pueden ser cuantificadas [27].

Usando las ecuaciones para la frecuencia (3.9) y duración de las interrupciones (3.10) de cada componente, se calcula la frecuencia y duración de las interrupciones en cada punto de carga y finalmente se calculan los índices del sistema.

En el siguiente capítulo se determinan los índices de confiabilidad por los dos métodos descritos anteriormente y con esto obtener una comparación computacional adecuada de ambos métodos.

CAPÍTULO 4: PRUEBAS Y RESULTADOS

4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan los cálculos de los índices de confiabilidad en un sistema de distribución radial con el objeto de saber cuál de los métodos de evaluación de confiabilidad que se están considerando es el más adecuado computacionalmente hablando. Para la realización de los métodos se ocuparon las metodologías que se explicaron en el capítulo 3 y se presentan tres casos con diferentes protecciones en el alimentador para el análisis de la confiabilidad.

Para la comparación de estos métodos se realizó el cálculo en el alimentador OAX04080 con el método Zona-Rama hecho en Fortran para el modelo del sistema de distribución de la subestación Oaxaca Poniente [1] de acuerdo a la información descrita en el anexo C, para el método de Cortes Mínimos el programa se desarrolló en Fortran, este se explica en el anexo B.

4.2 DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR

Se analizó el alimentador OAX04080 mostrado en la figura 4.1 que fue tomado de la red de distribución de la subestación real [1]. Como se observa en la figura el alimentador radial de distribución consta de 36 secciones de línea, dos fusibles, tres desconectadores y 5 puntos de carga.

La tasa de falla (λ) es de 0.0362 fallas/año y el tiempo de reparación (r) es de 1.6394 horas para cada una de las 36 secciones de línea, se consideraron estos datos reales en todo el alimentador.

Los datos de número de usuarios y carga suministrada para cada uno de los cinco puntos de carga se muestran en la tabla 4.1.

Tabla 4. 1 Datos de los puntos de carga del alimentador

Puntos de carga	Carga Promedio (kW)	Número de clientes
C1	75	36
C2	10	5
C3	30	14
C4	30	14
C5	42	14

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

Para el análisis se considera que los dispositivos de protección (los fusibles y el interruptor de la subestación) y las cuchillas son 100% confiables. El tiempo promedio de conmutación de cada una de las cuchillas (D253, D252 y D743) es de 0.05 horas.

En la figura 4.1 se muestra el alimentador de prueba que es utilizado para la obtención de los índices de confiabilidad en cada punto de carga y del sistema en general.

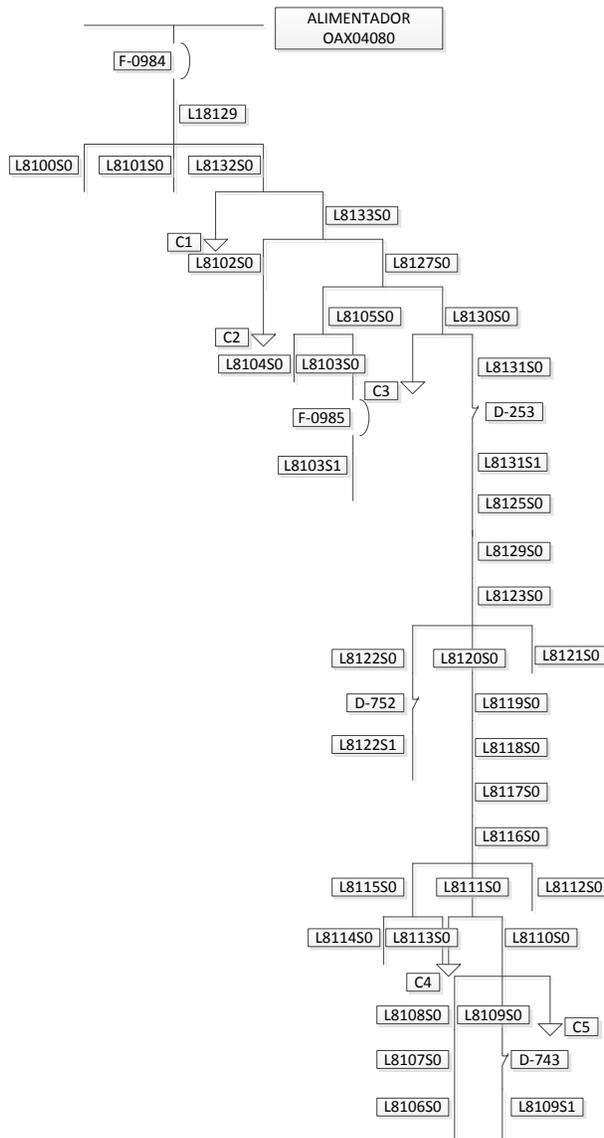


Fig. 4. 1 Alimentador de prueba OAX04080 [1]

En la tabla 4.2 se describe el nombre del elemento que se muestra en la figura 4.1, se nota que hay dos fusibles, 36 secciones de línea y 3 cuchillas.

Tabla 4. 2 Descripción de los elementos del alimentador

Elemento	Nombre del elemento
Interruptor principal	F-0984
Fusible	F-0985
Línea	L8129, L8100S0, L8101S0, L8132S0, L8133S0, L8102S0, L8127S0, L8105S0, L8130S0, L8104S0, L8103S0, L8131S0, L818103S1, L8131S1, L8125S0, L8129S0, L8123S0, L8122S0, L8120S0, L8121S0, L8119S0, L8122S1, L8118S0, L8117S0, L8116S0, L8115S0, L8111S0, L8112S0, L8114S0, L8113S0, L8110S0, L8108S0, L8109S0, L8107S0, L8106S0, L8109S1
Cuchilla	D-253, D-752, D-743

4.3 APLICACIÓN AL SISTEMA DE PRUEBA

El sistema de la figura 4.1 descrito en la sección 4.2 sólo cuenta con algunos elementos de protección que son el interruptor principal, un fusible y tres desconectores o cuchillas los cuales están colocados después de varios segmentos de línea y al operar no mejoran la confiabilidad en los puntos de carga, es por esto que se realizó el análisis comparativo de los métodos de confiabilidad para dos casos, el caso 1 que es el del sistema original, y el caso 2 que es el sistema original modificado.

Para el caso 2 se colocaron las cuchillas de manera que si algún elemento interrumpe el suministro de energía eléctrica en un punto de carga el servicio pueda ser restaurado para otros consumidores.

4.3.1 Aplicación al sistema de prueba para el caso 1 por el método de Cortes Mínimos

En el análisis del alimentador se consideró numerar cada uno de los elementos de la red para la correcta identificación, esto se hace colocando cada elemento en un nivel de conexión desde la fuente hacía los puntos de carga, como se muestra en la figura 4.2.

En la matriz de niveles para la figura 4.2 que se muestra a continuación se coloca en la fila 1 el número del componente que se tiene en el nivel uno que es el alimentador, en la fila 2 se muestra el elemento que está conectado al número uno y que está en el nivel dos, en la fila 3 se encuentra el siguiente elemento que es el tres, en la fila 4 se encuentran los elementos que están en el siguiente nivel que son el 4 el 5 y el 6, y así sucesivamente hasta completar el número de elementos que están en la red:

1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	5	6	0
7	8	0	0
9	10	0	0
11	12	13	0
14	15	16	17
18	19	0	0
20	21	0	0
22	0	0	0
23	0	0	0
24	0	0	0
25	26	27	0
28	29	0	0
30	31	0	0
32	0	0	0
33	0	0	0
34	35	36	0
37	38	39	40
41	42	43	0
44	45	0	0
46	47	0	0

La matriz de niveles se forma con la información que se obtiene de la red una vez que se han numerado los elementos, por ejemplo para la matriz anterior se tiene que el elemento uno está en el nivel uno (fila uno), en el nivel siguiente está el elemento 2 (fila 2), en el nivel 3 está el componente 3 (fila 3), en el nivel 4 están los elementos 4, 5 y 6 (fila 4) y así sucesivamente.

Una vez creada la matriz de niveles es necesario determinar la conexión que tiene cada uno de los elementos en la red, es decir la conectividad que se tiene de un elemento con respecto a otro.

Para la matriz de conectividad se considera que el inicio de la red radial es el elemento 1 (en este caso el alimentador), al no tener elementos conectado antes

debido a que está en el nivel 1 le corresponde una fila de ceros (fila 1). De este punto en adelante se comienza a llenar la matriz de conectividad con la ayuda de la matriz de niveles.

Para la matriz de conectividad como ya se mencionó la fila 1 es una fila de ceros debido a que el alimentador es el inicio de la red, en fila 2 de la matriz de niveles está el elemento 2 en la posición 1 (columna 1), es por esto que en la matriz de conectividad tiene un 1 en la fila 2, por ejemplo la matriz de niveles en la fila 4 tiene tres elementos que están conectados al elemento de la fila 3 el cual se encuentra en la posición 1 por lo tanto en la matriz de conectividad en la fila 4 tendrá tres unos que son los que indican la posición del elemento al cual están conectados.

La matriz de conectividad del sistema es la que se presenta a continuación:

0	0	0	0
1	0	0	0
1	0	0	0
1	1	1	0
3	3	0	0
2	2	0	0
1	2	2	0
2	2	3	3
2	4	0	0
1	2	0	0
2	0	0	0
1	0	0	0
1	0	0	0
1	1	1	0
1	2	0	0
1	2	0	0
2	0	0	0
1	0	0	0
1	1	1	0
1	1	2	2
4	4	4	0
1	2	0	0
1	2	0	0

En el archivo de datos que se introduce al programa de cortes mínimos se debe indicar el número de elementos, número de niveles de las matrices, número máximo de elementos, número de puntos de carga, indicar cuales elementos son los puntos de carga, su carga y número de usuarios para cada uno.

Se requiere identificar el tipo de elemento que se tiene y se considera que:

- 1--Línea, transformador sin carga o bus

- 2--Línea o transformador con carga
- 3--Interruptor, fusible o restaurador
- 4--Cuchilla

La matriz de datos es la siguiente:

Número de elemento	Tasa de falla (λ)	Tiempo de interrupción (τ)	Tipo de elemento	Tiempo promedio de Comutación
1	0	0	1	0
2	0	0	3	0
3	0.0362	1.6394	1	0
4	0.0362	1.6394	1	0
5	0.0362	1.6394	1	0
6	0.0362	1.6394	1	0
7	0	0	2	0
8	0.0362	1.6394	1	0
9	0.0362	1.6394	1	0
10	0.0362	1.6394	1	0
11	0	0	2	0
12	0.0362	1.6394	1	0
13	0.0362	1.6394	1	0
14	0.0362	1.6394	1	0
15	0.0362	1.6394	1	0
16	0	0	2	0
17	0.0362	1.6394	1	0
18	0	0	3	0
19	0	0	4	0.05
20	0.0362	1.6394	1	0
21	0.0362	1.6394	1	0
22	0.0362	1.6394	1	0
23	0.0362	1.6394	1	0
24	0.0362	1.6394	1	0
25	0.0362	1.6394	1	0
26	0.0362	1.6394	1	0
27	0.0362	1.6394	1	0
28	0	0	4	0.05
29	0.0362	1.6394	1	0
30	0.0362	1.6394	1	0
31	0.0362	1.6394	1	0
32	0.0362	1.6394	1	0
33	0.0362	1.6394	1	0
34	0.0362	1.6394	1	0
35	0.0362	1.6394	1	0
36	0.0362	1.6394	1	0
37	0.0362	1.6394	1	0
38	0.0362	1.6394	1	0
39	0	0	2	0
40	0.0362	1.6394	1	0
41	0.0362	1.6394	1	0
42	0.0362	1.6394	1	0
43	0	0	2	0
44	0.0362	1.6394	1	0
45	0	0	4	0.05
46	0.0362	1.6394	1	0
47	0.0362	1.6394	1	0

Una vez que se haya obtenido el archivo de datos, se procede a calcular los índices de confiabilidad por el método de cortes mínimos para cada punto de carga.

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

Lo primero que se obtiene son los cortes mínimos para cada punto de carga, en el alimentador de prueba son cinco (7, 11, 16, 39 y 43) y se muestran en la tabla 4.3.

Tabla 4. 3 Cortes Mínimos para cada punto de carga Caso 1

Cortes Mínimos para el punto de carga 7					
7	6	3	2	1	8
9	10	11	12	13	14
15	16	17	19	21	22
23	24	25	26	27	28
29	30	31	32	33	34
35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46
47	4	5	0	0	
Cortes Mínimos para el punto de carga 11					
11	9	8	6	3	2
1	10	12	13	14	15
16	17	19	21	22	23
24	25	26	27	28	29
30	31	32	33	34	35
36	37	38	39	40	41
42	43	44	45	46	47
7	4	5	0	0	
Cortes Mínimos para el punto de carga 16					
16	13	10	8	6	3
2	1	17	19	21	22
23	24	25	26	27	28
29	30	31	32	33	34
35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46
47	12	14	15	9	11
7	4	5	0	0	
Cortes Mínimos para el punto de carga 39					
39	35	33	32	31	29
26	24	23	22	21	19
17	13	10	8	6	3
2	1	40	41	42	43
44	45	46	47	34	36
37	38	25	27	28	30
16	12	14	15	9	11
7	4	5	0	0	
Cortes Mínimos para el punto de carga 43					
43	40	35	33	32	31
29	26	24	23	22	21
19	17	13	10	8	6
3	2	1	41	42	44
45	46	47	39	34	36
37	38	25	27	28	30
16	12	14	15	9	11
7	4	5	0	0	

Una vez obtenidos los cortes mínimos en cada punto de carga se calculan los índices de confiabilidad para cada punto de carga y para el sistema.

De acuerdo con la fórmula 3.7 y 3.8 mostradas en el capítulo 3 para cada punto de carga se tiene que:

$$\lambda_{PC} = \sum \lambda_{PC} \quad (4.1)$$

Por ejemplo, del alimentador de prueba para el punto de carga 11 se tiene:

$$\begin{aligned} \lambda_{PC11} = & \lambda_{11} + \lambda_9 + \lambda_8 + \lambda_6 + \lambda_3 + \lambda_2 + \lambda_1 + \lambda_{10} + \lambda_{12} + \lambda_{13} + \lambda_{14} + \lambda_{15} + \lambda_{16} \\ & + \lambda_{17} + \lambda_{19} + \lambda_{21} + \lambda_{22} + \lambda_{23} + \lambda_{24} + \lambda_{25} + \lambda_{26} + \lambda_{27} + \lambda_{28} \\ & + \lambda_{29} + \lambda_{30} + \lambda_{31} + \lambda_{32} + \lambda_{33} + \lambda_{34} + \lambda_{35} + \lambda_{36} + \lambda_{37} + \lambda_{38} \\ & + \lambda_{39} + \lambda_{40} + \lambda_{41} + \lambda_{42} + \lambda_{43} + \lambda_{44} + \lambda_{45} + \lambda_{46} + \lambda_{47} + \lambda_7 + \lambda_4 \\ & + \lambda_5 \end{aligned}$$

$$\lambda_{PC11} = \lambda_{11} + \lambda_9 + \lambda_8 + \lambda_6 + \lambda_3 + \lambda_2 + \lambda_1 + \lambda_{10} + \lambda_{12} + \lambda_{13} + \dots + \lambda_5$$

$$\begin{aligned} \lambda_{PC11} = & 0.0362 + 0.0362 + 0.0362 + 0.0362 + 0.0362 + 0.0362 + \dots + 0.0362 \\ = & 1.267 \text{ fallas/año} \end{aligned}$$

El tiempo promedio anual de interrupción o indisponibilidad para cada punto de carga puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$U_{PC} = \sum_{PC} \lambda_{PC} r_{PC} \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} U_{PC11} = & \lambda_{11}r_{11} + \lambda_9r_9 + \lambda_8r_8 + \lambda_6r_6 + \lambda_3r_3 + \lambda_2r_2 + \lambda_1r_1 + \lambda_{10}r_{10} + \lambda_{12}r_{12} \\ & + \lambda_{13}r_{13} + \lambda_{14}r_{14} + \lambda_{15}r_{15} + \lambda_{16}r_{16} + \lambda_{17}r_{17} + \lambda_{19}r_{19} + \lambda_{21}r_{21} \\ & + \lambda_{22}r_{22} + \lambda_{23}r_{23} + \lambda_{24}r_{24} + \lambda_{25}r_{25} + \lambda_{26}r_{26} + \lambda_{27}r_{27} + \lambda_{28}r_{28} \\ & + \lambda_{29}r_{29} + \lambda_{30}r_{30} + \lambda_{31}r_{31} + \lambda_{32}r_{32} + \lambda_{33}r_{33} + \lambda_{34}r_{34} + \lambda_{35}r_{35} \\ & + \lambda_{36}r_{36} + \lambda_{37}r_{37} + \lambda_{38}r_{38} + \lambda_{39}r_{39} + \lambda_{40}r_{40} + \lambda_{41}r_{41} + \lambda_{42}r_{42} \\ & + \lambda_{43}r_{43} + \lambda_{44}r_{44} + \lambda_{45}r_{45} + \lambda_{46}r_{46} + \lambda_{47}r_{47} + \lambda_7r_7 + \lambda_4r_4 + \lambda_5r_5 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{PC11} = & \lambda_{11}r_{11} + \lambda_9r_9 + \lambda_8r_8 + \lambda_6r_6 + \lambda_3r_3 + \lambda_2r_2 + \lambda_1r_1 + \lambda_{10}r_{10} + \lambda_{12}r_{12} \\ & + \lambda_{13}r_{13} + \dots + \lambda_5r_{15} \end{aligned}$$

$$U_{PC11} = 0.75378 \text{ hrs/año}$$

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

Para determinar el tiempo de interrupción en cada punto de carga, se utiliza la siguiente ecuación:

$$r_{PC11} = \frac{U_{PC11}}{\lambda_{PC11}} = \frac{\sum_{PC} \lambda_{PC} r_{PC}}{\sum_{PC} \lambda_{PC}} \quad (4.3)$$

Para el punto de carga 11 se tiene:

$$r_{PC11} = \frac{U_{PC11}}{\lambda_{PC11}} = \frac{0.75378536}{1.267} = 0.59493714 \text{ horas}$$

Para los puntos de carga del alimentador se determinaron los siguientes índices de confiabilidad:

Tabla 4. 4 Índices de confiabilidad básicos por el método de Cortes Mínimos Caso 1

Punto de carga	Tasa de falla (λ) fallas/año	Indisponibilidad (U) horas/año	Tiempo de reparación (r) horas
7	1.267	0.75378536	0.59493714
11	1.267	0.75378536	0.59493714
16	1.267	0.75378536	0.59493714
39	1.267	1.96204724	1.54857714
43	1.267	1.96204724	1.54857714

Con los índices de la tabla 4.4 para cada punto de carga se obtienen los índices del sistema obtenidos con el método Cortes Mínimos, las fórmulas para obtener éstos índices de confiabilidad se presentan en el Anexo A y se presentan en la tabla 4.5.

Tabla 4. 5 Índices de confiabilidad del sistema por el método de Cortes Mínimos Caso 1

Índices de confiabilidad del sistema	
SAIFI	1.267
SAIDI	1.161391
CAIDI	0.91664
CTAIDI	1.16139
CAIFI	1.267
ASAI	0.99986
ASIFI	1.267
ASIDI	1.21899

4.3.2 Aplicación al sistema de prueba para el caso 1 por el método Zona-Rama

Para el uso de la función de la confiabilidad se realizó la simulación computacional del sistema de prueba para el caso 1 con el método Zona-Rama.

En este programa se requiere introducir en un archivo de datos de entrada previamente creado el número de nodos del sistema y el número de elementos, también se introducen los datos de los elementos, para cada elemento del sistema se requiere introducir el nodo de salida y el nodo de llegada, así como el tipo de interruptor asociado al nodo de salida, la tasa de falla, el tiempo de reparación y el nombre del elemento, la descripción de la numeración para cada tipo de interruptor se muestra a continuación:

Tipo de interruptor asociado al nodo p:

- 1 Interruptor
- 2 Fusible
- 3 Cuchilla
- 4 Sin dispositivo

En el caso de que el tipo de interruptor corresponda al número 3 (cuchilla), procede a leer el tiempo de reposición para este dispositivo, caso contrario continúa con datos de otro elemento.

En la condición de estado de los interruptores con respecto a cada nodo se considera que:

- (1) CERRADO,
- (0) ABIERTO
- (2) SIEMPRE CERRADO

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

De acuerdo al orden de los datos que se mencionó anteriormente se introduce el archivo de datos del programa Zona-Rama para el alimentador de prueba.

Los datos de entrada se muestran en la tabla 4.6:

Tabla 4. 6 Datos de entrada para el método Zona-Rama Caso 1

Nodo de salida p	Nodo de entrada q	Tipo de interruptor asociado al nodo de salida	Condición de estado de los interruptores nodo p	Condición de estado de los interruptores nodo q	Tasa de falla λ	Tiempo de reparación	Nombre del elemento
0	1	1	1	2	0.0363	1.6394	'3'
1	2	4	2	2	0.0363	1.6394	'4'
1	3	4	2	2	0.0363	1.6394	'5'
1	4	4	2	2	0.0363	1.6394	'6'
4	5	4	2	2	0.0363	1.6394	'8'
5	6	4	2	2	0.0363	1.6394	'9'
5	7	4	2	2	0.0363	1.6394	'10'
7	8	4	2	2	0.0363	1.6394	'12'
7	9	4	2	2	0.0363	1.6394	'13'
8	10	4	2	2	0.0363	1.6394	'14'
8	11	4	2	2	0.0363	1.6394	'15'
9	12	4	2	2	0.0363	1.6394	'17'
11	13	2	1	2	0.0362	1.6394	'20'
12	14	3	2	2	0.0362	1.6394	'21'
0.05							
14	15	4	2	2	0.0363	1.6394	'22'
15	16	4	2	2	0.0363	1.6394	'23'
16	17	4	2	2	0.0363	1.6394	'24'
17	18	4	2	2	0.0363	1.6394	'25'
17	19	4	2	2	0.0363	1.6394	'26'
17	20	4	2	2	0.0363	1.6394	'27'
18	21	3	2	2	0.0362	1.6394	'30'
0.05							
19	22	4	2	2	0.0363	1.6394	'29'
22	23	4	2	2	0.0363	1.6394	'31'
23	24	4	2	2	0.0363	1.6394	'32'
24	25	4	2	2	0.0363	1.6394	'33'
25	26	4	2	2	0.0363	1.6394	'34'
25	27	4	2	2	0.0363	1.6394	'35'
25	28	4	2	2	0.0363	1.6394	'36'
26	29	4	2	2	0.0363	1.6394	'37'
26	30	4	2	2	0.0363	1.6394	'38'
27	31	4	2	2	0.0363	1.6394	'40'
31	32	4	2	2	0.0363	1.6394	'41'
31	33	4	2	2	0.0363	1.6394	'42'
32	34	4	2	2	0.0363	1.6394	'43'
34	35	4	2	2	0.0363	1.6394	'46'
33	36	3	2	2	0.0363	1.6394	'47'
0.05							

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

El vector FZB tiene las tasas de falla de cada uno de los segmentos de línea y para el alimentador de prueba es:

λ_3	0.0362
λ_4	0.0362
λ_5	0.0362
λ_6	0.0362
λ_8	0.0362
λ_9	0.0362
λ_{10}	0.0362
λ_{12}	0.0362
λ_{13}	0.0362
λ_{14}	0.0362
λ_{15}	0.0362
λ_{17}	0.0362
λ_{20}	0.0362
λ_{21}	0.0362
λ_{22}	0.0362
λ_{23}	0.0362
λ_{24}	0.0362
λ_{25}	0.0362
λ_{26}	0.0362
λ_{27}	0.0362
λ_{29}	0.0362
λ_{30}	0.0362
λ_{31}	0.0362
λ_{32}	0.0362
λ_{33}	0.0362
λ_{34}	0.0362
λ_{35}	0.0362
λ_{36}	0.0362
λ_{37}	0.0362
λ_{38}	0.0362
λ_{40}	0.0362
λ_{41}	0.0362
λ_{42}	0.0362
λ_{44}	0.0362
λ_{46}	0.0362
λ_{47}	0.0362

El siguiente paso es calcular la matriz R , que al igual que la matriz RIA , para cada falla en un componente (representado en la fila) se determina la duración de la interrupción causada por la operación de los dispositivos de protección.

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

Los índices de confiabilidad para cada punto de carga son:

Tabla 4. 7 Índices de confiabilidad básicos por el método Zona-Rama Caso 1

Punto de carga	Tasa de falla (λ) fallas/año	Indisponibilidad (U) horas/año	Tiempo de reparación (r) horas
7	1.267	0.7538	0.5949
11	1.267	0.7538	0.5949
16	1.267	0.7538	0.5949
39	1.267	1.962	1.5486
43	1.267	1.962	1.5486

Los índices de confiabilidad del sistema obtenidos para el caso 1 con el método Zona-Rama son:

Tabla 4. 8 Índices de confiabilidad del sistema por el método Zona-Rama Caso 1

Índices de confiabilidad del sistema	
SAIFI	1.2670
SAIDI	1.1664
CAIDI	0.9206
CTAIDI	1.1664
CAIFI	1.2670
ASAI	0.9999
ASIFI	1.2670
ASIDI	1.2190

La comparación de los resultados en cada índice de confiabilidad del sistema se muestra en la tabla 4.9.

Tabla 4. 9 Comparación de los índices de confiabilidad del sistema Caso 1

Índice	Método de Cortes Mínimos	Método Zona-Rama
SAIFI	1.267	1.2670
SAIDI	1.161391	1.1664
CAIDI	0.91664	0.9206
CTAIDI	1.16139	1.1664
CAIFI	1.267	1.2670
ASAI	0.99986	0.9999
ASIFI	1.267	1.2670
ASIDI	1.21899	1.2190

Debido a que los dos métodos a comparar son métodos para el cálculo de la confiabilidad de redes eléctricas y se desarrollaron con las mismas consideraciones en la topología de la red y datos de los elementos, tanto los resultados de los

índices de confiabilidad en cada punto de carga, como los resultados de los índices de confiabilidad del sistema son iguales, sin embargo la metodología aplicada a cada método es diferente.

4.3.3 Aplicación al sistema de prueba para el Caso 2 por el método de Cortes Mínimos

Para el caso 2 se analiza el sistema de prueba de la figura 4.3, con tres cuchillas adicionales al sistema y se calculan los índices de confiabilidad en cada punto de carga y los índices del sistema, esto con el propósito de analizar la confiabilidad con el aumento de dispositivos de protección en puntos específicos de la red donde la operación de las cuchillas restablezca el servicio de energía eléctrica a otros puntos de carga.

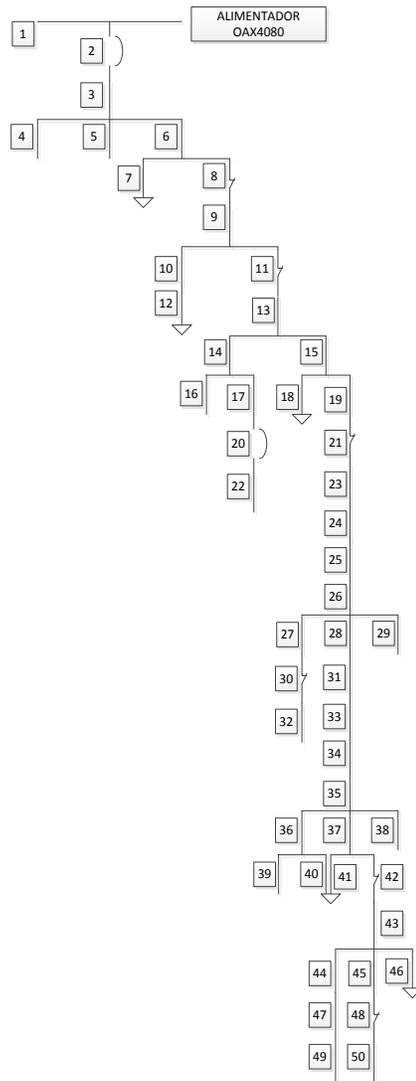


Fig. 4. 3 Alimentador de prueba con los elementos numerados para el caso 2

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

Al igual que en el caso 1 la matriz de niveles para la figura 4.3 se muestra a continuación:

1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	5	6	0
7	8	0	0
9	0	0	0
10	11	0	0
12	13	0	0
14	15	0	0
16	17	18	19
20	21	0	0
22	23	0	0
24	0	0	0
25	0	0	0
26	0	0	0
27	28	29	0
30	31	0	0
32	33	0	0
34	0	0	0
35	0	0	0
36	37	38	0
39	40	41	42
43	0	0	0
44	45	46	0
47	48	0	0
49	50	0	0

La matriz de conectividad del sistema es la que se presenta a continuación:

0	0	0	0
1	0	0	0
1	0	0	0
1	1	1	0
3	3	0	0
2	2	0	0
1	2	2	0
2	2	3	3
2	4	0	0
1	2	0	0
2	0	0	0
1	0	0	0
1	0	0	0
1	1	1	0
1	2	0	0
1	2	0	0
2	0	0	0
1	0	0	0
1	1	1	0
1	1	2	2
4	4	4	0
1	2	0	0
1	2	0	0

La matriz de datos es la siguiente:

Número de elemento	Tasa de falla (λ)	Tiempo de interrupción (t)	Tipo de elemento	Tiempo promedio de Conmutación
1	0	0	1	0
2	0	0	3	0
3	0.0362	1.6394	1	0
4	0.0362	1.6394	1	0
5	0.0362	1.6394	1	0
6	0.0362	1.6394	1	0
7	0	0	2	0
8	0	0	4	0.05
9	0.0362	1.6394	1	0
10	0.0362	1.6394	1	0
11	0	0	4	0.05
12	0	0	2	0
13	0.0362	1.6394	1	0
14	0.0362	1.6394	1	0
15	0.0362	1.6394	1	0
16	0.0362	1.6394	1	0
17	0.0362	1.6394	1	0
18	0	0	2	0
19	0.0362	1.6394	1	0
20	0	0	3	0
21	0	0	4	0.05
22	0.0362	1.6394	1	0
23	0.0362	1.6394	1	0
24	0.0362	1.6394	1	0
25	0.0362	1.6394	1	0
26	0.0362	1.6394	1	0
27	0.0362	1.6394	1	0
28	0.0362	1.6394	1	0
29	0.0362	1.6394	1	0
30	0	0	4	0.05
31	0.0362	1.6394	1	0
32	0.0362	1.6394	1	0
33	0.0362	1.6394	1	0
34	0.0362	1.6394	1	0
35	0.0362	1.6394	1	0
36	0.0362	1.6394	1	0
37	0.0362	1.6394	1	0
38	0.0362	1.6394	1	0
39	0	0	2	0
40	0.0362	1.6394	1	0
41	0	0	2	0
42	0	0	4	0.05
43	0	0	2	0
44	0.0362	1.6394	1	0
45	0.0362	1.6394	1	0
46	0	0	2	0
47	0.0362	1.6394	1	0
48	0	0	4	0.05
49	0.0362	1.6394	1	0
50	0.0362	1.6394	1	0

Una vez que la matriz de niveles, la matriz de conectividad y la matriz de datos se crearon y se introducen al archivo de datos, se ejecuta y se obtienen los cortes mínimos del sistema.

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

En la tabla 4.3 se muestran los cortes mínimos para cada punto de carga en el alimentador de prueba del caso 2 y corresponden a los elementos 7, 12, 18, 41 y 46.

Tabla 4. 10 Cortes mínimos Caso 2

Cortes Mínimos para el punto de carga 7					
7	6	3	2	1	8
9	10	11	12	13	14
15	16	17	18	19	21
23	24	25	26	27	28
29	30	31	32	33	34
35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46
47	48	49	50	4	5
Cortes Mínimos para el punto de carga 12					
12	10	9	8	6	3
2	1	11	13	14	15
16	17	18	19	21	23
24	25	26	27	28	29
30	31	32	33	34	35
36	37	38	39	40	41
42	43	44	45	46	47
48	49	50	7	4	5
Cortes Mínimos para el punto de carga 18					
18	15	13	11	9	8
6	3	2	1	19	21
23	24	25	26	27	28
29	30	31	32	33	34
35	36	37	38	39	40
41	42	43	44	45	46
47	48	49	50	14	16
17	10	12	7	4	5
Cortes Mínimos para el punto de carga 41					
41	37	35	34	33	31
28	26	25	24	23	21
19	15	13	11	9	8
6	3	2	1	42	43
44	45	46	47	48	49
50	36	38	39	40	27
29	30	32	14	16	17
18	10	12	7	4	5
Cortes Mínimos para el punto de carga 46					
46	43	42	37	35	34
33	31	28	26	25	24
23	21	19	15	13	11
9	8	6	3	2	1
44	45	47	48	49	50
41	36	38	39	40	27
29	30	32	18	14	16
17	10	12	7	4	5

Una vez obtenidos los cortes mínimos en cada punto de carga se calculan los índices de confiabilidad para cada punto de carga y para el sistema con las fórmulas 4.1, 4.2 y 4.3. Para los índices de confiabilidad complementarios del sistema se emplean las fórmulas descritas en el Anexo A.

Para los puntos de carga del alimentador se determinaron los índices de confiabilidad de la tabla 4.11:

Tabla 4. 11 Índices de confiabilidad básicos por el método de Cortes Mínimos Caso 2

Punto de carga	Tasa de falla (λ) fallas/año	Indisponibilidad (U) horas/año	Tiempo de reparación (r) horas
7	1.267	0.29349512	0.23164571
12	1.267	0.40856768	0.32246857
18	1.267	0.75378536	0.59493714
41	1.267	1.73190212	1.36693142
46	1.267	2.01958352	1.59398857

Con los índices de la tabla 4.11 para cada punto de carga se obtienen los índices del sistema obtenidos con el método Cortes Mínimos y se presentan en la tabla 4.12.

Tabla 4. 12 Índices de confiabilidad del sistema por el método de Cortes Mínimos Caso 2

Índices de confiabilidad del sistema	
SAIFI	1.267
SAIDI	0.911836
CAIDI	0.719681
CTAIDI	0.911836
CAIFI	1.267
ASAI	0.99989
ASIFI	1.267
ASIDI	0.991929

4.3.4 Aplicación al sistema de prueba para el caso 2 por el método Zona-Rama

De acuerdo al orden de los datos que se mencionó anteriormente se introduce el archivo de datos del programa Zona-Rama para el alimentador de prueba del caso 2.

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

Los datos de entrada se muestran en la tabla 4.13:

Tabla 4. 13 Datos de entrada para el método Zona-Rama Caso 2

Nodo de salida p	Nodo de entrada q	Tipo de interruptor asociado al nodo de salida	Condición de estado de los interruptores nodo p	Condición de estado de los interruptores nodo q	Tasa de falla λ	Tiempo de reparación	Nombre del elemento
0	1	1	1	2	0.0363	1.6394	'3'
1	2	4	2	2	0.0363	1.6394	'4'
1	3	4	2	2	0.0363	1.6394	'5'
1	4	4	2	2	0.0363	1.6394	'6'
4	5	3	2	2	0.0363	1.6394	'8'
0.05							
5	6	4	2	2	0.0363	1.6394	'9'
5	7	3	2	2	0.0363	1.6394	'10'
0.05							
7	8	4	2	2	0.0363	1.6394	'12'
7	9	4	2	2	0.0363	1.6394	'13'
8	10	4	2	2	0.0363	1.6394	'14'
8	11	4	2	2	0.0363	1.6394	'15'
9	12	4	2	2	0.0363	1.6394	'17'
11	13	2	1	2	0.0362	1.6394	'20'
12	14	3	2	2	0.0362	1.6394	'21'
0.05							
14	15	4	2	2	0.0363	1.6394	'22'
15	16	4	2	2	0.0363	1.6394	'23'
16	17	4	2	2	0.0363	1.6394	'24'
17	18	4	2	2	0.0363	1.6394	'25'
17	19	4	2	2	0.0363	1.6394	'26'
17	20	4	2	2	0.0363	1.6394	'27'
18	21	3	2	2	0.0362	1.6394	'30'
0.05							
19	22	4	2	2	0.0363	1.6394	'29'
22	23	4	2	2	0.0363	1.6394	'31'
23	24	4	2	2	0.0363	1.6394	'32'
24	25	4	2	2	0.0363	1.6394	'33'
25	26	4	2	2	0.0363	1.6394	'34'
25	27	4	2	2	0.0363	1.6394	'35'
25	28	4	2	2	0.0363	1.6394	'36'
26	29	4	2	2	0.0363	1.6394	'37'
26	30	4	2	2	0.0363	1.6394	'38'
27	31	3	2	2	0.0363	1.6394	'40'
0.05							
31	32	4	2	2	0.0363	1.6394	'41'
31	33	4	2	2	0.0363	1.6394	'42'
32	34	4	2	2	0.0363	1.6394	'43'
34	35	4	2	2	0.0363	1.6394	'46'
33	36	3	2	2	0.0363	1.6394	'47'
0.05							

Una vez ejecutado el programa, se genera el correspondiente archivo de resultados con la información de los datos de entrada, y el procedimiento del método Zona-Rama descrito en el capítulo 3.

Los índices de confiabilidad para cada punto de carga son:

Tabla 4. 14 Índices de confiabilidad básicos por el método Zona-Rama Caso 2

Punto de carga	Tasa de falla (λ) fallas/año	Indisponibilidad (U) horas/año	Tiempo de reparación (r) horas
7	1.267	0.293496	0.2316
11	1.267	0.408568	0.32346
16	1.267	0.75379	0.59493
39	1.267	1.7319	1.36696
43	1.267	2.019584	1.59698

Los índices de confiabilidad del sistema obtenidos para el caso 1 con el método Zona-Rama son:

Tabla 4. 15 Índices de confiabilidad del sistema por el método Zona-Rama Caso 2

Índices de confiabilidad del sistema	
SAIFI	1.267
SAIDI	0.9118
CAIDI	0.7196
CTAIDI	0.9118
CAIFI	1.267
ASAI	0.99989
ASIFI	1.267
ASIDI	0.9919

La comparación de resultados en cada índice de confiabilidad con los dos métodos utilizados se muestra en la tabla 4.16.

Tabla 4. 16 Comparación de los índices de confiabilidad para ambos métodos

Índice	Método de Cortes mínimos	Método Zona-Rama
SAIFI	1.267	1.2670
SAIDI	1.161391	1.1664
CAIDI	0.91664	0.9206
CTAIDI	1.16139	1.1664
CAIFI	1.267	1.2670
ASAI	0.99986	0.9999
ASIFI	1.267	1.2670
ASIDI	1.21899	1.2190

En la tabla 4.17 se muestran los resultados de los índices de confiabilidad calculados por el método de Cortes Mínimos para la comparación de los dos casos

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

presentados, el primero con el sistema original y el segundo con la implementación de cuchillas.

Tabla 4. 17 Comparación de índices de confiabilidad en cada Caso

Índice	Caso 1	Caso 2
SAIFI	1.267	1.267
SAIDI	1.161391	0.911836
CAIDI	0.91664	0.719681
CTAIDI	1.16139	0.911836
CAIFI	1.267	1.267
ASAI	0.99986	0.99989
ASIFI	1.267	1.267
ASIDI	1.21899	0.991929

De la tabla 4.17 se puede notar que agregando dispositivos de protección en este caso cuchillas se mejoran los índices de confiabilidad del sistema que utilizan para su cálculo la indisponibilidad, como el SAIDI, CAIDI, CTAIDI y ASIDI. Sin embargo los dispositivos de protección se tienen que ubicar en zonas específicas donde al operar pueda aislar la zona y hacer que el interruptor principal restaure el servicio de energía eléctrica a otros puntos de carga.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

5.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan las conclusiones más importantes a las que se llegó con este trabajo, así como las recomendaciones para trabajos futuros.

5.2 CONCLUSIÓN DE LA COMPARACIÓN DE MÉTODOS DE CONFIABILIDAD

El método de Cortes Mínimos combinado con el algoritmo de búsquedas propuesto en este trabajo representa una mayor sencillez en la introducción de datos de entrada ya que las matrices requeridas son de un orden menor que las obtenidas con el método Zona-Rama siempre y cuando se obtengan los cortes mínimos a través del método de búsquedas aguas arriba y búsquedas aguas abajo, debido a la búsqueda que se hace elemento a elemento y que varios elementos están colocados en un mismo nivel. En el método Zona-Rama se obtienen, introduciendo al archivo de datos, matrices de orden igual al número de las secciones de línea que tenga el sistema, esto hace que para un sistema de grandes dimensiones el trabajo computacional requerido aumente conforme aumenta este número de elementos.

También se presentaron los resultados obtenidos para cada método. Para el método de Cortes Mínimos se presentaron los cortes mínimos en cada punto de carga y del sistema completo; en el método Zona-Rama se obtienen dos matrices principales para el cálculo de los índices. Con esto se observa que el trabajo computacional es mayor en el método Zona-Rama pues las matrices dependen de las secciones de línea que tenga el alimentador, y entre más grande sea éste, las matrices aumentaran su tamaño.

Las dos metodologías pueden ser aplicadas a sistemas de distribución de gran tamaño, con las desventajas ya mencionadas para el método de Zona-Rama. Los dos métodos representan una herramienta capaz de identificar los equipos que son parte de los esquemas de protección y dispositivos de interrupción y restauración en una red eléctrica y calcular su efecto en la confiabilidad en la red eléctrica de distribución.

5.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS

Algunas de las recomendaciones derivadas del trabajo desarrollado se presentan a continuación:

- El método de Cortes Mínimos puede sustituir sin ningún problema al método Zona-Rama, por lo que se sugiere sustituirlo en un programa de análisis de redes de distribución.
- Desarrollar una metodología para definir la matriz de conectividad de forma automática y sin intervención del usuario.
- Se puede investigar la posibilidad de integrar el algoritmo de búsquedas en el método Zona-Rama para simplificar el proceso de evaluación de la confiabilidad y no crear matrices que pueden dificultar la evaluación de confiabilidad en sistemas de grandes dimensiones.

REFERENCIAS

- [1] «Simulador de Redes de Ditrribución para Centros Regionales de Control de Distribución de la CFE, Proyecto 48545».
- [2] R. Billinton y M. S. Grover, «Reliability Evaluation in Distribution and Transmission Systems,» *Institution of Electrical Engineers*, vol. 122, n° 5, pp. 517-524, May 1975.
- [3] A. A. Chowdhury y D. O. Koval, *Power Distribution System Reliability Practical Methods and Applications*, New Jersey: IEEE Press, 2009.
- [4] J. Endrenyi, *Reliability Modeling in Electric Power Systems*, First ed., New York: Wiley-Interscience, 1978.
- [5] R. N. Allan y M. G. Da Silva, «Evaluation of Reliability Indices and Outage Costs in Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, n° 1, pp. 413-419, Feb. 1995.
- [6] Z. G. Todd, «A Probability Method for Transmission and Distribution Outage Calculations,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 83, pp. 695-701, July 1964.
- [7] D. P. Gaver, F. E. Montmeat y A. D. Patton, «Power System Reliability I- Measures of Reliability and Methods of Calculation,» *IEEE Transactions on Power Apparatus Systems*, vol. 83, pp. 727-737, July 1964.
- [8] R. Billinton y K. Bollinger, «Transmission Systems Reliability Evaluation Using Markov Processes,» *IEEE Transaction o Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-87, n° 2, pp. 538-547, Feb 1968.
- [9] R. Billinton y M. S. Grover, «Quantitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-94, n° 3, pp. 733-741, Jun 1975.
- [10] R. Billinton y P. Wang , «Reliability Network Equivalent Approach to Distribution System Reliability Evaluation,» *Generation* , vol. 145, n° 2, pp. 149-153, Mar 1998.
- [11] R. Billinton y J. E. Billinton, «Distribution System Reliability Indices,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, n° 1, pp. 561-568, Jan 1989.
- [12] A. Makinen, J. Partanen, E. Lakervi y K. Koivuranta, «A Practical Approach for Reliability Evaluati3n of Distribution Networks,» de *10th International Conference on Electricity Distribution*, Brighton, 1989.
- [13] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, L. Goel y K. S. So, «A Reliability Test System for Educational Purposes,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 6, n° 2, pp. 813 - 820, May 1991.
- [14] R. Billinton y S. Jonnavithula, «A Test System For Teaching Overall Power System Reliability Assesment,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n°

- 4, pp. 1670-1676, Nov. 1996.
- [15] L. Goel, R. Billinton y R. Gupta, «Basic Data and Evaluation of Distribution System Reliability Worth,» de *IEEE Western Canada Conference on Computer, Power and Communications Systems in a Rural Environment*, Regina Saskatchewan, Canadá, 1991.
- [16] R. Billinton y R. Allan , «Power System Reliability and its Assessment III. Distribution Systems and Economic Considerations,» *Power Engineering Journal*, vol. 7, n° 4, pp. 185-192, Aug 1993.
- [17] R. Billinton y P. Wang, «Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, n° 2, pp. 397 - 403, May 1999.
- [18] R. Billinton, *Power System Reliability Evaluation*, First ed., New York: Gordon and Breach, Science Publishers, 1970.
- [19] R. Billinton y R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, Segunda ed., NY: Plenum Press, 1994.
- [20] R. E. Brown, *Electric Power Distribution Reliability*, Second ed., CRC Press, 2009.
- [21] P. Elias , A. Feinstein y C. E. Shannon, «A Note on the Maximum Flow Through a Network,» *IRE Transactions on Information Theory*, vol. 2, n° 4, pp. 117-119, Diciembre 1956.
- [22] G. B. Jasmon y O. S. Kai, «A New Technique in Minimal Path and Cutset Evaluation,» *IEEE Reliability on Transactions*, Vols. %1 de %2R-34, n° 4, pp. 136-143, Junio 1985.
- [23] R. N. Allan, R. Bllinton y M. F. De Oliveira, «An Efficient Algorithm for Deducing the Minimal Cuts an Reliability Indices of a General Network Configuration,» *IEEE Transactions on Reliability*, Vols. %1 de %2R-25, n° 4, pp. 226-233, Octubre 1976.
- [24] S. Rai y K. Aggarwal, «An Efficient Method for Reliability Evaluation of a General Network,» *IEEE Transactions on Reliability* , Vols. %1 de %2R-27, n° 3, pp. 206-211, Agosto 1978.
- [25] S. Arunkumar y S. H. Lee, «Enumeration of All Minimal Cut-Sets for a Node Pair in a Graph,» *IEEE Transactions on Reliability*, Vols. %1 de %2R-28, n° 1, pp. 51-55, Abril 1979.
- [26] J. Y. Lin y C. E. Donaghey, «A Monte Carlo Simulation to Determine Minimal Cut Sets and System Reliability,» de *Annual Reliability and Maintainability Symposium*, Atlanta, GA, 1993.
- [27] D. O. Koval, «Zone Branch Reliability Methodology for Analysing Industrial Power Systems,» de *Industry Applications Conference. Thirty-Fourth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 1999 IEEE* , Phoenix, AZ, 1999.
- [28] J. Propst, «Calculating Electrical Risk and Reliability,» *IEEE Transaction on*

- Industrial Applications*, vol. 31, n° 5, pp. 1197-1205, Sep./Oct. 1995.
- [29] Z. Dong, D. O. Koval y J. Propst, «Reliability of Various Industrial Substations,» vol. 40, n° 4, pp. 989-994, Julio 2004.
- [30] J. Dong, D. Koval y J. Z. Ming, «Impact of Circuit Breaker Failure Modes on the Reliability of the Gold Book Standard Network,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 41, n° 5, pp. 1323-1328, Sep./Oct. 2005.
- [31] R. Diaz Flores, Selección y Localización Óptima de Dispositivos de Desconexión en la Planeación de Sistemas de Distribución Radiales, Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, 2003.
- [32] R. A. Trujillo Hernández, «Algoritmo Genético para Analizar la Confiabilidad de Redes de Distribución,» México, 2007.
- [33] O. J. Leyva Alvarez, Metodología para el Reforzamiento de Redes de Distribución en Base a la Confiabilidad, Tesis de maestría, Instituto Politécnico Nacional, 2011.
- [34] G. I. Martínez Ruiz, «Ubicación Óptima de Dispositivos de Desconexión en Redes de Distribución Mediante un Algoritmo Genético,» México, 2013.
- [35] R. N. Allan y R. Billinton, «Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems - are they Worth it?,» *Power Engineering Journal*, vol. 6, n° 3, pp. 121-129, May 1992.
- [36] X. Zhang y E. Gockenbach, «Component Reliability Modeling of Distribution Systems Based on the Evaluation of Failure Statistics,» *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 14, n° 5, pp. 1183-1191, Oct. 2007.
- [37] R. N. Allan, R. Billinton y M. F. De Oliveira, «Reliability Evaluation of Electrical Systems with Switching Actions,» *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 123, n° 4, pp. 325-330, Apr. 1976.
- [38] «Comisión Reguladora de Energía,» 2003.
- [39] CFE-BMT-C, «Norma de Distribución-Construcción de Sistemas Subterráneos».
- [40] Y. Deng, Y. He y B. Zhang, «A Branch-Estimation-Based State Estimation Method for Radial Distribution Systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 17, n° 4, pp. 1057-1062, Oct. 2002.
- [41] R. E. Brown, H. V. Nguyen y J. J. Burke, «A Systematic and Cost Effective Method to Improve Distribution System Reliability,» de *IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*, Edmonton, Alta, 1999.
- [42] F. Martínez Cruz, Confiabilidad de los Sistemas Eléctricos de Potencia, 2010.
- [43] «IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems,» 1997.
- [44] «IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices,» 1998.

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

ANEXO A. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

A.1 INTRODUCCIÓN

En esta sección se describen algunos de los índices más usados para el análisis de la confiabilidad. Los tres índices generales que se utilizan en la evaluación de la confiabilidad de un sistema de potencia son:

- **Tasa de falla (λ).**- Este índice indica el número de veces al año que un componente, alimentador, sistema, etc., sufrirá una falla o corte al suministro.
- **Tiempo medio de reparación (r).**- Indica el número de horas que permanecerá fuera de operación algún componente, alimentador, sistema, etc., si es que sufre alguna falla o corte.
- **Indisponibilidad (U).**- Este índice indica el número de horas al año que estará indisponible algún elemento del sistema.

Los índices del sistema son usados para un mejor análisis y estudio del desempeño del sistema total mientras que los índices orientados al consumidor son más específicos y reflejan lo que experimenta un consumidor individual. También se clasifican dependiendo de la duración de las interrupciones: sostenidas o momentáneas, los índices fueron obtenidos de las referencias [11], [34] y [44].

A.2 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BASADOS EN EL CLIENTE

Los índices basados en el cliente más utilizados por sus siglas en inglés son:

A.2.1 SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema.- Este índice representa el número promedio de interrupciones sostenidas vistas por un consumidor en el tiempo (generalmente 1 año). La definición de área es flexible en el sentido del número de clientes y las interrupciones vistas por ellos cambia con la definición del área incluida. Por ejemplo, en un alimentador el índice *SAIFI* indica el número promedio de interrupciones que un consumidor atendido por un alimentador en particular podría ver en un año. Similarmente un *SAIFI* reportado para una subestación o un sistema de distribución incluye al total de consumidores en el área de servicio.

Las fórmulas para el cálculo del índice *SAIFI* se muestra en las formulas A.1 y A.2.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de Interrupciones al consumidor}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad (A.1)$$

Para calcular este índice se requieren los datos de interrupciones sostenidas individuales en un año. Para cada una de estas interrupciones el número de consumidores afectados comprende las interrupciones al consumidor para una interrupción en particular. El denominador es el número total de consumidores en el área de servicio la cual se ha tomado en consideración.

Así, se obtiene lo siguiente:

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i * NdC_i}{NdC_i} \quad (A.2)$$

Donde NdC_i es el número es el número total de clientes suministrados en el área.

El método para mejorar los niveles del índice *SAIFI* de un sistema es por reducción del número de interrupciones sostenidas que ocurren. Esto se puede alcanzar a través de un ciclo apropiado de mantenimiento para cada uno de los componentes en el sistema y a través del uso de automatización y mejoras en el equipo de protección que detecta las fallas e intenta liberarlas antes de que se conviertan en interrupciones permanentes.

A.2.2 SAIDI (System Average Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración de Interrupción del Sistema.- Este índice indica el tiempo promedio que un consumidor tiene una interrupción durante un ciclo de tiempo (1 año). Generalmente se especifica en minutos u horas de interrupción del cliente/año. El índice *SAIDI* puede ser mejorado reduciendo el número de interrupciones o la duración de las interrupciones. Para áreas rurales y alimentadores largos, el tiempo tomado para encontrar el punto de interrupción es comparativamente más grande que el tiempo real de reparación.

La fórmula para el cálculo del índice *SAIDI* se muestra en A.3.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de interrupciones al consumidor}}{\text{Número total de consumidores servidos}} \quad (A.3)$$

Para un área determinada,

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} \quad (A.4)$$

donde:

N_i =Número de consumidores interrumpidos por cada evento de interrupción durante el periodo reportado

N_T = Número total de consumidores suministrados en el área

r_i = Tiempo de restauración para cada evento de interrupción.

El tiempo de restauración incluye, el tiempo tomado para notificar una interrupción, el tiempo tomado para localizar, el tiempo para llegar a la ubicación y el tiempo para reparar la falla.

A.2.3 CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración de Interrupción de los Consumidores.- Este índice es el cociente entre el índice SAIDI y el índice SAIFI. Representa el tiempo promedio tomado para restablecer el servicio a los consumidores cuando ocurre una interrupción sostenida. El índice CAIDI puede ser mejorado reduciendo la duración de las interrupciones mediante tiempos de respuesta de las cuadrillas y tiempos de reparación más rápidos. Se calcula con la fórmula A.5.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración de Interrupción al Consumidor}}{\text{Número Total de Interrupciones al Consumidor}} \quad (A.5)$$

El valor de CAIDI para un área determinada se muestra en A.6:

$$CAIDI = \frac{\sum U_i * NdC_i}{\sum \lambda_i * NdC_i} \quad (A.6)$$

donde

NdC = Número total de consumidores en el área de servicio.

A.2.4 CTAIDI (Customer Total Average Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración de Interrupción Total de los Consumidores.- Este índice representa el tiempo promedio que los clientes se enfrentan a las interrupciones quedando sin energía. A diferencia de *CAIDI*, solo los consumidores que realmente tuvieron interrupciones en el suministro de energía son incluidos en cálculo del índice. La diferencia se presenta en la forma en que se cuantifica un consumidor con interrupción de suministro. Para el cálculo de *CTAIDI*, cada consumidor que enfrenta una interrupción se contabiliza solo una vez, independientemente del número de interrupciones vistas para el período de reporte.

Las fórmulas para el cálculo de este índice son A.7 y A.8.

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duración de Interrupciones al Consumidor}}{\sum \text{Número total de consumidores con interrupción}} \quad (A.7)$$

Note la diferencia entre el denominador de los índices *CAIDI* y *CTAIDI* en las fórmulas A.5 y A.7, el primero usa el “número total de interrupciones al consumidor” mientras que el último “el número total de los consumidores interrumpidos”.

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i}{CN} \quad (A.8)$$

donde:

CN = número total de consumidores que se presentan en una interrupción durante el período de reporte.

También se puede deducir que mientras el número total de interrupciones al consumidor (usadas en *CAIDI*) puede ser mayor que el número total de consumidores en el área de servicio, el total de consumidores interrumpidos (usado en *CTAIDI*) pueden tomar un valor máximo del total de consumidores en el área.

A.2.5 CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción al Consumidor.- Con este índice se calcula la frecuencia promedio de las interrupciones sostenidas para los clientes que experimentan interrupciones. Para distinguirlo de *SAIFI* considere lo siguiente: *SAIFI* es la frecuencia promedio de interrupciones vistas por un

consumidor e inclusive incluye a los consumidores que no han experimentado una interrupción, mientras que el cálculo de *CAIFI* implica solamente la inclusión de los consumidores que han visto al menos una interrupción. Para calcular este índice se utiliza la fórmula A.9.

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones al consumidor}}{\text{Consumidores que experimentan una o más interrupciones}} \quad (\text{A.9})$$

Además, el cliente es contabilizado una vez sin importar cuantas veces haya sido interrumpido. El índice *CAIFI* para un área determinada es A.10:

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} \quad (\text{A.10})$$

A.2.6 ASAI (Average Service Availability Index)

Índice Promedio de la Disponibilidad del Servicio.- El índice da la fracción de tiempo que el consumidor tiene energía durante el tiempo del reporte. Para calcular este índice se utilizan las fórmulas A.11 y A.12.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio al consumidor}}{\text{Horas de demanda de servicio al consumidor}} \quad (\text{A.11})$$

Valores más altos de *ASAI* reflejan niveles más altos de confiabilidad. Para calcular el valor de *ASAI* para un área determinada:

$$ASAI = \frac{\sum 8760 * NdC_i - \sum U_i * NdC_i}{\sum 8760 * NdC_i} \quad (\text{A.12})$$

A.2.7 ASIFI (Average System Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupción del Sistema.- A diferencia del índice *SAIFI*, *ASIFI* es un índice que usa la carga interrumpida en lugar del número de consumidores interrumpidos. Así, es una medida del número esperado de veces que la carga es interrumpida durante el intervalo de tiempo especificado y se calcula con la fórmula A.13.

$$ASIFI = \frac{\sum kVA \text{ total de carga interrumpida}}{kVA \text{ conectados totales suministrados}} \quad (\text{A.13})$$

De esta forma el índice *ASIFI* para un sistema se puede calcular como:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (A.14)$$

donde

L_i = Carga interrumpida debido a cada interrupción.

L_T = Carga total conectada con el sistema considerado.

Observe que *ASIFI* llega a ser igual a *SAIFI* cuando la carga distribuida a cada cliente es igual. Las unidades de *ASIFI* son la frecuencia con la cual la carga es interrumpida.

A.2.8 ASIDI (Average System Interruption Duration Index)

Índice Promedio de la Duración de Interrupción del Sistema.- Similar al índice *ASIFI*, *ASIDI* es basado en la carga y calcula la duración promedio para la cual la carga es interrumpida cuando ocurre una interrupción sostenida. El cálculo para este índice es con las ecuaciones A.15 y A.16.

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Duración de interrupción de la carga conectada}}{\text{Total de kVA suministrados}} \quad (A.15)$$

Así *ASIDI* se puede calcular como:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (A.16)$$

Observe que *ASIDI* llega a ser igual a *SAIDI* cuando la carga esta homogéneamente distribuida entre los consumidores en un sistema. Las unidades del índice *ASIDI* son horas o minutos para los cuales la carga es interrumpida.

A.2.9 MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index)

Índice Promedio de la Duración de Interrupción Momentánea.- Este índice representa la frecuencia de las interrupciones momentáneas vistas por el consumidor. Se calcula con la ecuación A. 17 y A.18.

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones momentáneas al consumidor}}{\text{Número total de consumidores suministrados}} \quad (\text{A.17})$$

Así:

$$MAIFI = \frac{\sum D_i N_i}{N_T} \quad (\text{A.18})$$

Existen dos índices que tienen un subíndice que definen el nivel más alto de confiabilidad que un cliente debe exceder antes de ser contados. El primero considera a interrupciones sostenidas y el segundo considera ambas interrupciones sostenidas y momentáneas, estos se presentan a continuación.

A.2.10 CEMI_n (Customers Experiencing Multiple Interruptions)

Interrupciones Múltiples que Experimentan los Consumidores.- La fórmula para calcular este índice de confiabilidad se presenta en A.19.

$$CEMI_n = \frac{\text{Consumidores que experimentan más de } n \text{ interrupciones}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad (\text{A.19})$$

A.2.11 CEMSMI_n (Customers Experiencing Multiple Sustained and Momentary Interruptions)

Interrupciones Sostenidas y Momentáneas Múltiples que Experimentan los Consumidores.- La fórmula para calcular este índice de confiabilidad se presenta en A.20.

$$CEMSMI_n = \frac{\begin{array}{c} \text{Clientes que experimentan más} \\ \text{de } n \text{ interrupción combinada,} \\ \text{sostenida y momentánea} \end{array}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad (\text{A.20})$$

A.3 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD BASADOS EN LA CARGA

Los índices de confiabilidad basados en la carga más utilizados por sus siglas en inglés son:

A.3.1 ENS (Energy Not Supplied Index)

Índice de Energía no Suministrada.- Es una medida de los kWh que no se suministran al sistema en un año. Este índice mide la cantidad promedio de energía que podría no ser entregada a un consumidor debido a una interrupción. Esta es una medida directa de la pérdida de ingreso para la empresa eléctrica. Cargas con un índice muy alto son las áreas donde la empresa eléctrica debe enfocarse para mejorar la calidad del servicio. Se calcula con la fórmula A.21.

$$ENS = \sum Pp_i U_i \quad (A.21)$$

Donde Pp_i es la potencia media en el punto de carga i . La potencia no servida debido a cortes se calcula con la fórmula A.22.

$$PNS = \sum Pp_i \lambda_i \quad (A.22)$$

A.3.2 AENS (Average Energy Not Supplied)

Índice Promedio de Energía No Suministrada.- Es una medida de los kWh que no se suministran en promedio por cliente. Para calcular este índice se utilizan las fórmulas A.23 y A.24.

$$AENS = \frac{\text{Número total de energía no suministrada}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad (A.23)$$

$$AENS = \frac{\sum Pp_i U_i}{\sum NdC_i} \quad (A.24)$$

ANEXO B. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CORTES MÍNIMOS REALIZADO

B.1 INTRODUCCIÓN

Este programa fue desarrollado para el cálculo de la confiabilidad en una red de distribución por el método de Cortes Mínimos. Con este programa se obtienen los índices de confiabilidad principales para cada punto de carga y los índices de confiabilidad del sistema.

B.2 ARCHIVO DE DATOS

Para el desarrollo de éste programa se tienen que introducir un archivo de datos, el cual está dividido en tres partes principales. El nombre del archivo se introduce cuando el programa se ejecuta y lo solicita al usuario. Con la ayuda de la red de la figura B.1 se explicará brevemente el desarrollo del programa.

El archivo de datos como ya se mencionó consta de tres partes, en la primera, se indican las consideraciones principales del sistema, es una columna con tres datos, los cuales son el número de elementos, el número de niveles de las matriz de componentes y la matriz de conectividad, el número máximo de elementos en la matriz, y el número de puntos de carga en la red.

La segunda parte es una matriz de datos de los componentes, en la primera columna de esta matriz se introduce el número de cada elemento previamente enumerado en la red, la tasa de falla, el tiempo de interrupción, el tipo de elemento de acuerdo con la siguiente clasificación:

1. Línea o transformador sin carga, bus
2. Línea o transformador con clientes
3. Fusible o cuchilla
4. Cuchilla

El último dato es el tiempo de restauración en caso de ser cuchilla, de lo contrario es 0.

En la tercera parte se introduce la matriz de componentes del alimentador, previamente explicada en el capítulo 2. Y en la cuarta parte la matriz de conectividad.

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

Por último se introducen los números de los puntos de carga, la carga y el número de usuarios de éstos puntos.

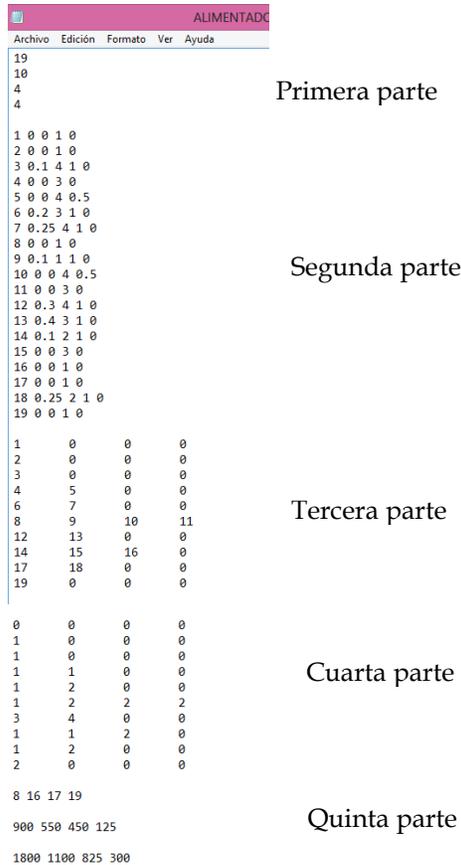


Fig. B. 1 Partes que integran el archivo de datos

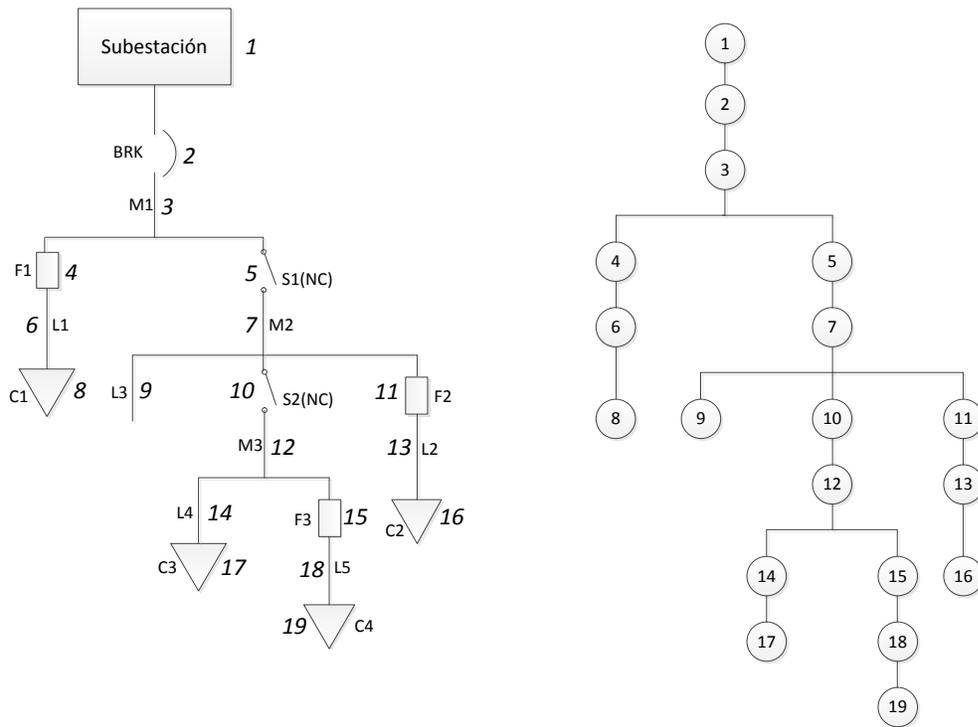


Fig. B. 2 Red radial por niveles

B.3 ESTRUCTURA DEL PROGRAMA

Éste programa está formado por una rutina principal, que se llama Cortes_minimos, desde ésta rutina se manda llamar todas las demás rutinas que componen el programa. El árbol de rutinas se puede ver en la figura B.3.

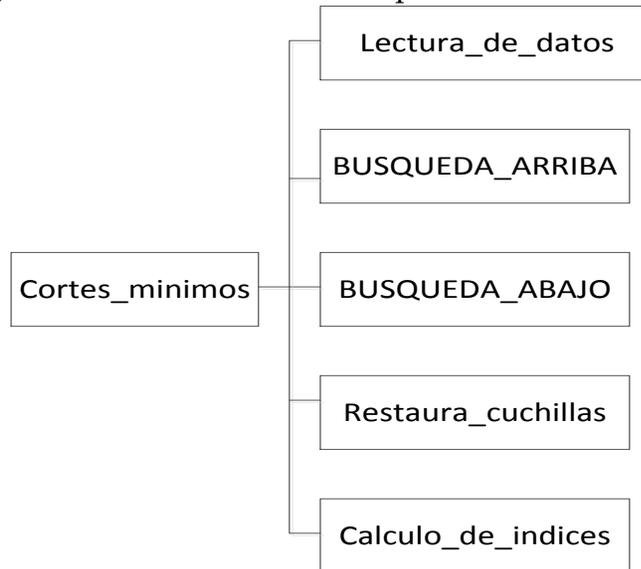


Fig. B. 3 Árbol de rutinas del programa

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

B.4 CÓDIGO FUENTE

```

PROGRAM Cortes_minimos
IMPLICIT NONE
>> PROGRAMA PARA EL CALCULO DE INDICES DE
CONFIABILIDAD
>> EN REDES DE DISTRIBUCION
>> POR EL METODO DE CORTES MINIMOS
>> SEPI-ESIME
>> CLAUDIA FRANCO MARTINEZ
!IMPLICIT NONE
! ABRE ARCHIVOS DE DATOS Y DE SALIDA
CALL Lectura_de_datos
CALL BUSQUEDA_ARRIBA
PAUSE ' >>ENTER PARA TERMINAR'
END PROGRAM Cortes_minimos
SUBROUTINE Lectura_de_datos
USE Variables_Lectura
INTEGER i
!DECLARACION DE VARIABLES
CHARACTER(LEN=30)::ARCHDATA,
ARCHRES
PRINT*, 'ARCHIVO DE DATOS'
READ(5,*) ARCHDATA
!ABRE UNIDAD LOGICA DEL ARCHIVO DE
DATOS
OPEN(UNIT=1, FILE=ARCHDATA)
PRINT*, 'ARCHIVO DE RESULTADOS'
READ(5,*)ARCHRES
!ABRE UNIDAD LOGICA DE ARCHIVO DE
RESULTADOS
OPEN(UNIT=2,FILE=ARCHRES)
Subroutine BUSQUEDA_ARRIBA
USE Variables_Lectura
INTEGER IB, VAL, i, j, nivel, posicion, l
real*8 SAIFI
real*8 SAIDI
real*8 CAIDI
real*8 CTAIDI
real*8 CAIFI
real*8 ASAI
real*8 ASIFI
real*8 ASIDI
docont=1, npc
l = cont
IB=VecPunCar(l)
VecCor=0
VecCor(1)=IB
a=1
AuxMat=MatDat
doi=1,ndn
do j=1, nme
if(MatNiv(i,j)==IB) then
nivel=i
posicion=j
exit
endif
end do
end do
doi=1, nivel-1
a=a+1
VAL=MatConec(nivel-i+1,posicion)
VecCor(a)=MatNiv(nivel-i,VAL)
posicion=VAL
!COMIENZA LECTURA DE DATOS
read(1,*) nde !!! lee número de
elementos en la red de distribución
read(1,*) ndn !!! lee número de niveles en
la red de distribución
read(1,*) nme !!! lee número máximo de
elementos en un nivel
read(1,*) npc
!!! lee el número de puntos de carga
ALLOCATE(MatDat(nde,5), AuxMat(nde,5),
MatNiv(ndn,nme),MatConec(ndn,nme),VecPunCar(npc),
VecCor(nde), VecUsua(npc), VecCar(npc),
VecCorN(nde), VecCorP(nde))
!,AuxMat(nde,5)
doi=1, nde
read(1,*) MatDat(i,:5)
end do
doi=1, ndn
read(1,*) MatNiv(i,:nme)
end do
doi=1, ndn
read(1,*) MatConec(i,:nme)
end do
read(1,*) VecPunCar(:npc)
read(1,*) VecUsua(:npc)
read(1,*) VecCar(:npc)
END SUBROUTINE Lectura_de_datos
end do
CALL BUSQUEDA_ABAJO(l)
CALL Restaura_cuchillas(l)
CALL Calculo_de_indices
end do
SAIFI = aux1/aux2
SAIDI = aux3/aux2
CAIDI = aux3/aux1
CTAIDI = aux3/aux2
CAIFI = aux1/aux2
ASAI = 1-(SAIDI/8760)
ASIFI = aux4/aux5
ASIDI = aux6/aux5
WRITE(2,13)
13 FORMAT(2/,2X,***INDICES DE
CONFIABILIDAD DEL SISTEMA***)
WRITE(2,14) SAIFI
14 FORMAT(2/,1X'--> SAIFI =',F13.8)
WRITE(2,15) SAIDI
15 FORMAT(2/,1X'--> SAIDI =',F13.8)
WRITE(2,16) CAIDI
16 FORMAT(2/,1X'--> CAIDI =',F13.8)
WRITE(2,17) CTAIDI
17 FORMAT(2/,1X'--> CTAIDI =',F13.8)
WRITE(2,18) CAIFI
18 FORMAT(2/,1X'--> CAIFI =',F13.8)
WRITE(2,19) ASAI
19 FORMAT(2/,1X'--> ASAI =',F13.8)
WRITE(2,20) ASIFI
20 FORMAT(2/,1X'--> ASIFI =',F13.8)
WRITE(2,21) ASIDI

```

Anexo B: Descripción del Programa de Cortes Mínimos Realizado

```

21      FORMAT(2/,1X'--> ASIDI =',F13.8)
Subroutine BUSQUEDA_ABAJO(l)
  USE Variables_Lectura
  Integer i, j, IBM, nivel, posicion, k, m, c, n, l
  Integer, Allocatable::vecpos(:), vecpos2(:)
  if(l==1) then
    ALLOCATE(vecpos(nme),vecpos2(nme))
  endif
  VecCorN=0
  s=0
  !BUSCA EN EL VECTOR DE CORTES DE BUSQUEDA
  ARRIBA EMPEZANDO POR EL 2
  do n=2, nde
    if(VecCor(n)/=0) then
      IBM=VecCor(n)
  !BUSCA EN LA MATRIZ DE NIVELES EL CORTE QUE
  SE ACTUALIZA ARRIBA (DEL 2-NDE)
      doi=1, ndn
      do j=1, nme
        if(MatNiv(i,j)==IBM) then
          nivel=i
          posicion=j
          exit
        endif
      end do
    end do
    !se inicializa el vector de posicion con 0
    vecpos=0
    vecpos(1)=posicion
    do i=nivel, ndn
      m=0
      vecpos2=0
      do j=1, nme
        b=0
        do k=1, nme
          if(MatConec(i+1,j)/=0.and. MatConec(i+1,j)==vecpos(k))
            then
              b=b+1
              exit
            endif
          end do
        end do
        if(b==1) then
          !con
          esta condicion entra si el elemento es 2
          if(MatDat(MatNiv(i+1,j),4)==2) then
            c=0
            SubroutineRestaura_cuchillas(l)
            USE Variables_Lectura
            Integer n, i, j, IBM, nivel, posicion, k, l, t, m
            Integer, Allocatable::vecpos(:), vecpos2(:)
            if(l==1) then
              ALLOCATE(vecpos(nme),vecpos2(nme))
            endif
            VecCorP=0
            tfc=0
            p=0
            m=0
            do n=1, nde
              if(VecCorN(n)/=0) then
                IBM=VecCorN(n)
                doi=1, ndn
                do j=1, nme
                  if(MatNiv(i,j)==IBM) then
                    nivel=i
                    posicion=j
                  endif
                end do
              endif
            end do
          end do
        end do
      end do
    end do
  !IMPRIME LOS CORTES MINIMOS
  WRITE(2,9)
  9      FORMAT(2/,25X,**CORTES MINIMOS**,2/)
        WRITE(2,*) VecCor
  END      SUBROUTINE      BUSQUEDA_ABAJO
  exit
  endif
  end do
  end do
  i=nivel
  j=posicion
  if(MatDat(MatNiv(i,j),4)==4) then
    do k=1, nde
      if (m/=1) then
        !if (VecCorN(t)/=0) then
          if(MatNiv(i,j)==VecCorN(k)) then
            do t=k, nde
              if (VecCorN(t) .GE. VecCorN(1)) then
                p=p+1
                VecCorP(p)=VecCorN(t)
              endif
            end do
          END IF
        !endif
      end do
    end do
  end do
  END IF
  !endif

```

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

```

ELSE IF (m==1) THEN
EXIT
endif
END DO
m=1
endif
endif
end do
if (VecCorP(1)/=0) then
!.and. VecCor(1) .LT. VecCorP(1) )then
!      TFC = MatDat(VecCorP(1),3)
!if (VecCorP(1)/=0 .and. VecCor(1) .LT. VecCorP(1)
)then
TFC = MatDat(VecCorP(1),5)
!endif
endif
PRINT*, VecCorP
EndSubroutineRestaura_cuchillas
SubroutineCalculo_de_indices
USE Variables_Lectura
real*8 tasa_falla, tf1,tf2
real*8 tiempo_reparacion
real*8 indisponibilidad
integer i
tasa_falla=0.0
tiempo_reparacion=0.0
indisponibilidad=0.0
tf1=0.0
tf2=0.0
doi=1, nde
if (VecCorP(i) /=0) then
AuxMat(VecCorP(i),3) = tfc
endif
end do
doi=1, nde
if (VecCor(i) /= 0 .and. MatDat(VecCor(i),4)==1) THEN
tasa_falla = tasa_falla + AuxMat(VecCor(i),2)
endif
end do
aux1=aux1+(tasa_falla*VecUsua(cont))
aux2=aux2+VecUsua(cont)
aux4=aux4+(tasa_falla*VecCar(cont))
aux5=aux5+VecCar(cont)
WRITE(*,*) aux1, aux2, cont, Vecusua(cont)
PAUSE
doi=1, nde
      if(VecCor(i)/=0) then
      indisponibilidad=indisponibilidad+(MatDat(V
ecCor(i),2))*(AuxMat(VecCor(i),3))
      endif
end do
aux3=aux3+(indisponibilidad*VecUsua(cont))
aux6=aux6+(indisponibilidad*VecCar(cont))
tiempo_reparacion=indisponibilidad/tasa_falla
!IMPRIME LOS INDICES DE CONFIABILIDAD
WRITE(2,8)
8      FORMAT(2/,2X,'***INDICES          DE
CONFIABILIDAD***')
WRITE(2,10)tasa_falla
10      FORMAT(2/,1X'<<TASA DE FALLA =' ,F13.8)
WRITE(2,11)indisponibilidad
11      FORMAT(2/,1X'<<INDISPONIBILIDAD
=' ,F13.8)
WRITE(2,12)tiempo_reparacion
12      FORMAT(2/,1X'<<TIEMPO          DE
REPARACION =' ,F13.8)
EndSubroutineCalculo_de_indices
Module Variables_Lectura
Real*8, Allocatable::MatDat(:,:), AuxMat(:,:), VecCar(:)
Integer, Allocatable::MatNiv(:,:), MatConec(:,:),
VecPunCar(:), VecCor(:), VecUsua(:), VecCorN(:),
VecCorP(:)
Integer nde, ndn, nme, npc, a ,cont, s, p
REAL*8 aux1, aux2, aux3, aux4, aux5, aux6, TFC
End Module

```

ANEXO C. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA

ZONA-RAMA [1]

C.1 INTRODUCCIÓN

Para ejemplificar el uso de la función de confiabilidad se realizó la simulación computacional del sistema de referencia del ejemplo de un alimentador de prueba mostrado en el Manual Técnico, para lo cual se genera el *archivo de datos* en un editor *ASCII*, cuya información se describe a continuación en el archivo *FMVAdat.EJM*:

C.2 ARCHIVO DE DATOS DE ENTRADA

FMVAdat.EJM

Archivo de referencia para la formación del archivo de datos del programa FMVC:
Failure Modes and Value Analysis
Miguel Jiménez Guzmán, Fernando Toledo Toledo - SEPI-ESIME IPN
Agosto, 2009

Todos los números entran en formato libre

Número de nodos	Número de elementos
8	8

Datos de los elementos:

Nodo de salida
Nodo de llegada

Tipo de interruptor asociado al nodo p:

- 1 Interruptor
- 2 Fusible
- 3 Cuchilla
- 4 Sin dispositivo

Condición de estado de los interruptores: SWp y SWq del elemento:
(1) CERRADO, (0) ABIERTO, (2) SIEMPRE CERRADO

Lambda del elemento
MTTR del elemento
Nombre del elemento

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

Si el tipo de interruptor corresponde al número 3 (cuchilla), procede a leer el tiempo de reposición para este dispositivo, caso contrario, continúa con datos de otro elemento.

0	1	1	1	2	0.1	4.0	'M1'
1	2	2	1	2	0.2	3.0	'L1'
1	3	3	2	2	0.25	4.0	'M2'
0.5							
3	4	4	2	2	0.1	1.0	'L3'
3	5	2	1	2	0.4	3.0	'L2'
3	6	3	2	2	0.3	4.0	'M3'
0.5							
6	7	4	2	2	0.1	2.0	'L4'
6	8	2	1	2	0.25	2.0	'L5'

Datos de los nodos:

Para cada nodo número de usuarios y carga conectada (kVA)

0	0.0
900	1800.0
0	0.0
0	0.0
550	1100.0
0	0.0
450	825.0
125	300.0

Una vez que se genera la información en el archivo, este se guarda con *cualquier nombre*, se recomienda que el archivo tenga la extensión: **.dat* y que el correspondiente archivo de resultados tenga la extensión **.res*

C.3 EJECUCIÓN DEL PROGRAMA FMVA

Desde la línea de comandos o a través de la ventana del explorador de Windows, se ejecuta el programa el cual pide el nombre de los archivos de datos y de resultados, mismos que pueden editarse posteriormente mediante cualquier editor *ASCII*.

Anexo C: Descripción del Programa Zona-Rama

Para el sistema de referencia, se muestra el correspondiente archivo de datos:

Elemento	p	q	SWp	SWq	LAMBDA	MTR	Comentarios
0	1	1	1	2	0.1	4.0	'M1'
1	2	2	1	2	0.2	3.0	'L1'
1	3	3	2	2	0.25	4.0	'M2'
0.5	4	4	2	2	0.1	1.0	'L3'
3	5	2	1	2	0.4	3.0	'L2'
3	6	3	2	2	0.3	4.0	'M3'
0.5	7	4	2	2	0.1	2.0	'L4'
6	8	2	1	2	0.25	2.0	'L5'
0			0.0				
900			1800.0				
0			0.0				
0			0.0				
550			1100.0				
0			0.0				
450			825.0				
125			300.0				

Fig. C. 1 Archivo de datos

Se observa la similitud del archivo de ejemplo anterior, unicamente hay que remover los comentarios.

```

C:\Users\Miguel Jimenez G\Documents\Proyecto DMS - CONFIABILIDAD\CODIGO - CONFIABILIDAD\fmva.e...
FMVA >> Failure Modes and Value Analysis
PROGRAMA PARA LA ESTIMACION DE CONFIABILIDAD
EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION
METODO DE REDUCCION ZONA RAMA
VERSION 2.0 DIMENSIONAMIENTO DINAMICO
Y CORRIENTE DE FALLA (2009)
FERNANDO TOLEDO, SEPI-ESIME-IPN

ARCHIVO DE ENTRADA A PROGRAMA FMVA >> <?>
RED1.DAT
ARCHIVO DE SALIDA A PROGRAMA >> <?>
RED1.RES
>> LLEGO A LEERfmva
>> TERMINO DE LEER DATOS

>> DATOS DEL SISTEMA:
NUMERO DE NODOS: 8
NUMERO DE ELEMENTOS: 8

CONDICIONES INICIALES DE OPERACION SW
<1>CERRADO <0>ABIERTO <2>SIEMPRE CERRADO
Elemento p q SWp SWq LAMBDA MTR
1 0 1 1 2 0.1000 4.00
2 1 2 1 2 0.2000 3.00
3 1 3 2 2 0.2500 4.00
4 3 4 2 2 0.1000 1.00
5 3 5 1 2 0.4000 3.00
6 3 6 2 2 0.3000 4.00
7 6 7 2 2 0.1000 2.00
8 6 8 1 2 0.2500 2.00
GeneraRED3: Nodos = 8
Noelementos = 8
>> ENTER PARA TERMINAR
    
```

Fig. C. 2 Archivo de presentación

C.4 ARCHIVO DE RESULTADOS

Una vez ejecutado el programa, se genera el correspondiente archivo de resultados con la siguiente información:

```
FMVA Failure Modes and Value Analysis
PROGRAMA PARA EL CALCULO DE CONFIABILIDAD
METODO DE REDUCCION ZONA-RAMA
VERSION 2.0 (2009)
```

>> DATOS DEL SISTEMA:

```
NUMERO DE NODOS:      8
NUMERO DE ELEMENTOS: 8
```

CONDICIONES INICIALES DE OPERACION SW

Elemento MTTR	(1) CERRADO	(0) ABIERTO	(2) SIEMPRE CERRADO	SWp	SWq	LAMBDA
	p	q				
1	0	1	1	2	0.1000	4.00
2	1	2	1	2	0.2000	3.00
3	1	3	2	2	0.2500	4.00
4	3	4	2	2	0.1000	1.00
5	3	5	1	2	0.4000	3.00
6	3	6	2	2	0.3000	4.00
7	6	7	2	2	0.1000	2.00
8	6	8	1	2	0.2500	2.00

>> DATOS DE LOS NODOS:

NUMERO DE NODO (kVA)	NUMERO DE CLIENTES	CARGA CONECTADA
1	0	0.00
2	900	1800.00
3	0	0.00
4	0	0.00
5	550	1100.00
6	0	0.00
7	450	825.00
8	125	300.00

**FASE I:
MATRIZ RIAini**

(COEFICIENTES DE IDENTIFICACION Y AISLAMIENTO)

ELEMENTO	CONDICION INICIAL	LIBERACION	DE FALLA	DIRECTA	POR
1	1	1	1	1	1
0	1	0	0	0	0
0	0	1	1	1	1
0	0	0	1	0	0
0	0	0	0	1	0
0	0	0	0	0	1
0	0	0	0	0	1
0	0	0	0	0	1
0	0	0	0	0	1

**FASE II:
MATRIZ RIA**

(COEFICIENTES DE IDENTIFICACION Y AISLAMIENTO)

ANALISIS TOPOLOGICO DE CORRIMIENTO DE FALLA

1	1	1	1	1	1	1	1
0	1	0	0	0	0	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	1	0	0	0
1	1	1	1	1	1	1	1
1	1	1	1	1	1	1	1
0	0	0	0	0	0	0	1

VECTOR DE TIEMPOS DE RESTAURACION DE CUCHILLAS:

0.0000000E+00 0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00
 0.0000000E+00 0.5000000 0.0000000E+00 0.0000000E+00

**FASE III:
R = RIA por el vector MTTR modificada con *restime***

LA CUCHILLA: 3 AFECTA AL ELEMENTO: 1
 AL OPERAR LA CUCHILLA: 3 SE REESTABLECE EL ELEMENTO: 1
 EN UN TIEMPO DE: 0.5000000

LA CUCHILLA: 3 AFECTA AL ELEMENTO: 2
 AL OPERAR LA CUCHILLA: 3 SE REESTABLECE EL ELEMENTO: 2
 EN UN TIEMPO DE: 0.5000000

LA CUCHILLA: 3 AFECTA AL ELEMENTO: 4
 LA CUCHILLA: 3 AFECTA AL ELEMENTO: 5
 LA CUCHILLA: 3 AFECTA AL ELEMENTO: 6
 LA CUCHILLA: 3 AFECTA AL ELEMENTO: 7
 LA CUCHILLA: 3 AFECTA AL ELEMENTO: 8

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

LA CUCHILLA:	6	AFFECTA AL ELEMENTO:	1	
AL OPERAR LA CUCHILLA:		6 SE REESTABLECE EL ELEMENTO:		1
EN UN TIEMPO DE:	0.5000000			
LA CUCHILLA:	6	AFFECTA AL ELEMENTO:	2	
AL OPERAR LA CUCHILLA:		6 SE REESTABLECE EL ELEMENTO:		2
EN UN TIEMPO DE:	0.5000000			
LA CUCHILLA:	6	AFFECTA AL ELEMENTO:	3	
AL OPERAR LA CUCHILLA:		6 SE REESTABLECE EL ELEMENTO:		3
EN UN TIEMPO DE:	0.5000000			
LA CUCHILLA:	6	AFFECTA AL ELEMENTO:	4	
AL OPERAR LA CUCHILLA:		6 SE REESTABLECE EL ELEMENTO:		4
EN UN TIEMPO DE:	0.5000000			
LA CUCHILLA:	6	AFFECTA AL ELEMENTO:	5	
AL OPERAR LA CUCHILLA:		6 SE REESTABLECE EL ELEMENTO:		5
EN UN TIEMPO DE:	0.5000000			
LA CUCHILLA:	6	AFFECTA AL ELEMENTO:	7	
LA CUCHILLA:	6	AFFECTA AL ELEMENTO:	8	

R: MATRIZ DE TIEMPOS DE REPARACION O CONMUTACION ZONA-RAMA

4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.50	0.50	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
0.50	0.50	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0.00	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00
0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	4.00	4.00	4.00
0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	2.00	2.00	2.00

FASE IV:

INDICES DE CONFIABILIDAD EN PUNTOS DE CARGA CARGA

NODO	TASA DE FALLA	TIEMPO DE REPARACION	INDISPONIBILIDAD
2	0.10500E+01	0.13750E+01	0.13095E+01
5	0.12500E+01	0.29000E+01	0.23200E+01
7	0.85000E+00	0.29000E+01	0.34118E+01
8	0.11000E+01	0.34000E+01	0.30909E+01

FASE V:

INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMA

SAIFI	=	1.063210
SAIDI	=	2.253086
CAIDI	=	2.119136
CTAIDI	=	2.253086
CAIFI	=	1.062963
ASAI	=	0.999743
ASIFI	=	1.067391
ASIDI	=	2.255280

C.5 DESARROLLO DEL PROGRAMA

El PROGRAMA COMPUTACIONAL de la función de confiabilidad se desarrolló en lenguaje Visual Fortran en el proyecto computacional *FMVA*. El árbol de rutinas correspondiente se presenta en la Figura C.1.

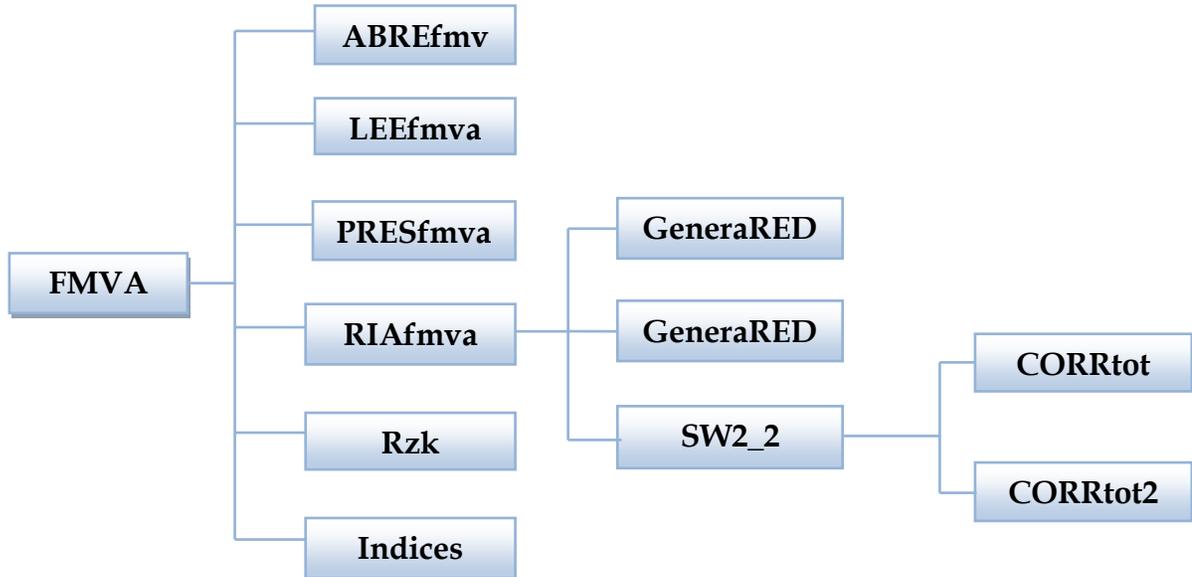


Fig. C. 3 Árbol de rutinas del proyecto computacional FMVA

La descripción y funciones de las rutinas del proyecto computacional, se presenta a continuación.

1. *FMVA*

Programa principal, administra rutinas del proyecto.

```

PROGRAM FMVA

! >>> PROGRAMA PARA LA ESTIMACION DE LA CONFIABILIDAD
! >>> EN REDES DE DISTRIBUCION
! >>> FAILURE MODES AND EFFECTS ANALYSIS
! >>> METODO DE REDUCCION ZONA-RAMA
! >>> SEPI-ESIME
! >>> Miguel Jiménez Guzmán, Fernando Toledo Toledo
! >>> <VERSION 1.0, 2009>, corrimiento de falla
! >>> ESPECIFICACION DE VARIABLES
IMPLICIT NONE

! ABRE ARCHIVOS DE DATOS Y DE SALIDA
CALL ABREfmva
CALL LEEfmva
CALL PRESfmva
    
```

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

```
CALL RIAfmva
CALL Rzk
CALL indices

PRINT *, '      '
PRINT *, '      '
PAUSE '      >> ENTER PARA TERMINAR'

END PROGRAM FMVA
```

2. *ABREfmva*

Obtiene nombre de los archivos de datos y resultados, abre unidades lógicas.

```
SUBROUTINE ABREfmva
IMPLICIT NONE

! >>> ABRE ARCHIVOS DE ENTRADA (LECTURA) Y SALIDA (RESULTADOS)
CHARACTER (len=20) :: A_DATO, A_SALE

WRITE(6,10)
10 FORMAT(4(/),5X,'FMVA >> Failure Modes and Value Analysis'      &
,/,13X,'PROGRAMA PARA LA ESTIMACION DE CONFIABILIDAD'            &
,/,13X,'EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION',/,13X,                      &
'METODO DE REDUCCION ZONA RAMA',/,13X,                          &
'VERSION 2.0 DIMENSIONAMIENTO DINAMICO '                        &
,/,13X,'Y CORRIMIENTO DE FALLA (2009)',/,13X,                  &
'Miguel Jiménez Guzmán, Fernando Toledo Toledo, SEPI-ESIME-
IPN', &
2(/),/,5X,'ARCHIVO DE ENTRADA A PROGRAMA FMVA >> (?)',/)
READ(5,20)A_DATO
20 FORMAT(A20)
OPEN(UNIT=20,FILE=A_DATO)
WRITE(6,30)
30 FORMAT(/,5X,'ARCHIVO DE SALIDA A PROGRAMA >> (?)')
READ(5,20)A_SALE
OPEN(UNIT=30,file=A_SALE)

END SUBROUTINE ABREfmva
```

3. *LEEFmva*

Obtiene datos del sistema del archivo de datos.

```
SUBROUTINE LEEfmva
USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA03
USE mdatFMVA04
USE mdatFMVA06

! Lee datos para el programa FMVA
! F. Toledo2 SEPI-ESIME-IPN
! Version 1.0 julio 2009
```

Anexo C: Descripción del Programa Zona-Rama

```
! Version 2.0   agosto 2009
!               Agrega lectura de nombre del elemento
!               y codigo de identificacion de cuchilla con
!               valor correspondiente de tiempo de reposicion

! Designacion de variables

IMPLICIT NONE
INTEGER :: ele, nodo

PAUSE '      >> LLEGO A LEEfmva'
READ(20,*)NONodos, NOele

ALLOCATE(p(NOele),q(NOele), SWp(NOele), SWq(NOele), SWpresp(NOele))
ALLOCATE( Lamda(NOele), MTTR(NOele) )
ALLOCATE(tipoSWp(NOele), NombEle(NOele))
ALLOCATE( restime(NOele) )
ALLOCATE( NOclientes(NONodos), kVANodo(NONodos) )

!   incluir un tipo de dispositivo de respuesta manual en largo
!   tiempo tipo = 3
!   cuchillas, incluyendo parametro tiempo

restime = 0.0

DO ele = 1, NOele
  READ(20,*) p(ele), q(ele), tipoSWp(ele), SWp(ele), SWq(ele),
  Lamda(ele), MTTR(ele), NombEle(ele)
  SWpresp(ele) = SWp(ele)
  ! Lee datos adicionales para tipo de dispositivo de interruptor
  ! para el elemento
  IF( tipoSWp(ele) .EQ. 3) THEN
    READ(20,*)restime(ele)
  END IF
END DO

! LEE DATOS DE LOS NODOS: NUMERO DE CLIENTES: NOclientes, kVA por
! nodo: kVANodo

DO nodo = 1, NONodos
  READ(20,*)NOclientes(nodo), kVANodo(nodo)
END DO

PRINT *, '      >> TERMINO DE LEER DATOS'
END SUBROUTINE LEEfmva
```

4. *PRESfmva*

Presenta en pantalla y archivo de resultados, la información leída del archivo de datos.

```
SUBROUTINE PRESfmva
USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA03
USE mdatFMVA06
```

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

```

IMPLICIT NONE

INTEGER :: ele, nodo

WRITE(30,10)
10 FORMAT(3(/),5X,'FMVA Failure Modes and Value Analysis',      &
        /,5X,'PROGRAMA PARA EL CALCULO DE CONFIABILIDAD'      &
        ,/,5X,'METODO DE REDUCCION ZONA-RAMA',/,5X,           &
        'VERSION 2.0 (2009)'                                   &
        ,/,5X,'FERNANDO TOLEDO, SEPI ESIME IPN')

WRITE( 6,20)NOnodos, NOele
WRITE(30,20)NOnodos, NOele
20 FORMAT(///,5X,'>> DATOS DEL SISTEMA:',//,                 &
        5X,'NUMERO DE NODOS:      ',I2,/,                   &
        5X,'NUMERO DE ELEMENTOS:',I2,/,3X,                 &
        'CONDICIONES INICIALES DE OPERACION SW',2/,        &
        3X,'(1)CERRADO      (0)ABIERTO      (2)SIEMPRE CERRADO',2/, &
        3X,'Elemento',4X,' p      q      SWp      SWq      LAMBDA MTTR',/)

DO ele = 1, NOele
    WRITE( 6,30)ele, p(ele), q(ele), SWp(ele), SWq(ele), Lamda(ele),
    MTTR(ele)
    WRITE(30,30)ele, p(ele), q(ele), SWp(ele), SWq(ele), Lamda(ele),
    MTTR(ele)
END DO
30 FORMAT(5X,I2,8X,I2,9X,I2,7X,I2,5X,I2,4X,F6.4,3X,F5.2)

! INCLUYE DATOS DE NODOS
WRITE(30,40)
40 FORMAT(///,5X,'>> DATOS DE LOS NODOS:',//,                &
        5X,'NUMERO DE NODO      NUMERO DE CLIENTES      CARGA CONECTADA
(kVA)',/,/)

DO nodo = 1, NOnodos
    WRITE(30,45)nodo, NOclientes(nodo), kVANodo(nodo)
45  FORMAT(9X, I3, 12X, I6, 14X, F7.2)
END DO

END SUBROUTINE PRESfmva

```

5. *RIAfmva*

Genera las matrices *RIAini* y *RIA* de la red bajo estudio.

```

SUBROUTINE RIAfmva
! Construye la matriz de coeficientes de identificación y aislamiento
! Programa FMVA
! Versión 1.0 Genera RIAini y RIA
! Miguel Jiménez Guzmán, Fernando Toledo Toledo, SEPI ESIME IPN

! Analiza topológicamente la salida de cada uno de los componentes de la
red
! determinando su nueva topología

```

Anexo C: Descripción del Programa Zona-Rama

```
USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA02
USE mdatFMVA04
USE mdatFMVA05
IMPLICIT NONE
INTEGER :: ele, nodo, n1, n2, nc
INTEGER :: SWpele
ALLOCATE(existeB(NOnodos))
ALLOCATE(SWpini(NOele), SWqini(NOele))
ALLOCATE (RIA(NOele,NOele), RIAini(NOele,NOele) )
!      WRITE(30,10)
!      10 FORMAT(3/,5X,'MATRIZ DE COEFICIENTES DE IDENTIFICACION Y
!      AISLAMIENTO (RIAini)', &
!      2/,5X,'CONDICION INICIAL',/)
!      WRITE(30,*)existeB
!      WRITE(30,20)
! 20 FORMAT(2/,5X,'ASIGNACION DE SALIDA DE ELEMENTOS Y DETERMINACION DE
!      RIA BINARIA',/)
! Aplica eliminación de elemento y determinación de la nueva topología de
!      la red
DO ele = 1, NOele

!      WRITE(30,27)ele, SWp(ele)
! 27 FORMAT(5X,'SALIDA DEL ELEMENTO: ',I2, ' SWp(ele) = ',I3)

SWpele = SWpresp(ele)
SWp = 1
SWp(ele) = 0

CALL generaRED3

! ++++INTERPRETA TOPOLOGIA Y LLENA MATRIZ RIAini
DO nodo = 1, NOnodos
  IF(existeB(nodo)) THEN
    RIAini(ele,nodo) = 0
  ELSE
    RIAini(ele,nodo) = 1
  END IF
!      WRITE(30,*)'RIAini:' ,ele, nodo, RIAini(ele,nodo)
END DO

! WRITE(30,*)'RIAfmv ++ eliminacion del elemento', ele, SWpele
! WRITE(30,*)existeB
! LLAMA A RUTINA SW2 PARA ANALISIS DE CORRIMIENTO DE FALLA

CALL SW2_2(ele, SWpele)

! GENERA LA MATRIZ RIA NUMERICA

DO nodo = 1, NOnodos
  IF(existeB(nodo)) THEN
    RIA(ele,nodo) = 0
  ELSE
    RIA(ele,nodo) = 1
  END IF
```

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

```

!      WRITE(30,*)ele, nodo, RIA(ele,nodo)
END DO
END DO

WRITE(30,35)
35  FORMAT(5/,5X,'FASE I:  MATRIZ  RIAini',/,5X,'(COEFICIENTES  DE
IDENTIFICACION Y AISLAMIENTO)',&
        /, 5X,'CONDICION INICIAL LIBERACION DE FALLA DIRECTA POR
ELEMENTO')
! IMPRIME MATRIZ POR RENGLONES

DO n1 = 1, NOele
DO n2 = 1, NONodos
    WRITE(30,50)RIAini(n1,n2)
END DO
    WRITE(30,*) ' '
END DO
WRITE(30,40)
40  FORMAT(3/,5X,'FASE II:  MATRIZ  RIA',/,5X,'(COEFICIENTES  DE
IDENTIFICACION Y AISLAMIENTO)',&
        /,5X,'ANALISIS TOPOLOGICO DE CORRIMIENTO DE FALLA')
! IMPRIME MATRIZ POR RENGLONES
DO n1 = 1, NOele
DO n2 = 1, NONodos
    WRITE(30,50)RIA(n1,n2)
50  FORMAT(5X,I3,\)
END DO
    WRITE(30,*) ' '
END DO
END SUBROUTINE RIAfmva

```

6. *generaRED*

Realiza el análisis topológico de la red para la obtención de la matriz *RIAini*.

```

SUBROUTINE generaRED
!      Determina la topologia de la red dependiendo de las condiciones
!      de los interruptores, fisicos y logicos entrada-salida (SWp y
SWq)
!      asociados a cada nodo. Basado en el algoritmo de Homer E. Brown
!      Version 1.0      Miguel Jiménez Guzmán, Fernando Toledo Toledo -
SEPI-ESIME-IPN

USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA02
USE mdatFMVA04

IMPLICIT NONE

INTEGER :: ele, nodo
! INTEGER :: RIA(NONodos,NONodos)

PRINT *, 'GeneraRED: NONodos = ', NONodos
PRINT *, '                NOelementos = ', NOele
! Inicializa existencia de nodos start: no existe ninguno excepto BR
existeB = .FALSE.

```

Anexo C: Descripción del Programa Zona-Rama

```
! SWpini = 1
! SWqini = 1

DO ele = 1, NOele

! Cuestiona el orden de primer elemento, siempre rama p=1, q=1
! Correspondiente a la salida de la SE, soporte de voltaje de la red
! Consideraciones preliminares
! 1) Se toma un solo soporte de voltaje para la red
! 2) Soportes adicionales siempre saldrán del nodo de referencia,
neutro p=0
! 3) La presencia de la falla libera únicamente el elemento
fallado SWp y SWq
! diferentes de 2

IF(ele .EQ. 1) THEN

  IF( (p(ele) .EQ. 0) .AND. (q(ele) .EQ. 1) ) THEN
! Condiciona existencia de nodo con estado de interruptores
  IF( (SWpini(ele) .EQ. 1) .AND. (SWqini(ele) .EQ. 1) ) THEN
    existeB(q(ele)) = .TRUE.
  END IF
  GO TO 70

  ELSE
    PRINT *, ' >> ERROR EN ARCHIVO DE DATOS '
    STOP ' >> FIN DEL PROGRAMA '
  END IF

  END IF
! Continúa con elementos restantes
  PRINT *, 'elemento = ', ele
! READ(*,*)

  IF( existeB(p(ele)) ) THEN
! El elemento ele puede agregarse
  WRITE( 6,30)ele
30 FORMAT(2/, ' >> EL ELEMENTO:', I2, ' PUEDE AGREGARSE')
! Condiciona existencia de nodo con estado de interruptores
  IF( (SWpini(ele) .EQ. 1) .AND. (SWqini(ele) .EQ. 1) ) THEN
    existeB(q(ele)) = .TRUE.
  END IF
  ELSE
    WRITE( 6,40)ele
40 FORMAT(2/, ' >> EL ELEMENTO:', I2, ' NO PUEDE AGREGARSE')

  END IF
70 END DO

! WRITE(30,*)existeB
! DO nodo = 1, NONodos
! WRITE(30,*)existeB(nodo)
! END DO

END SUBROUTINE generaRED
```

7. *generaRED3*

Realiza el análisis topológico de la red para la obtención de la matriz *RIA*

```
SUBROUTINE generaRED3
!   Determina la topologia de la red dependiendo de las condiciones
!   de los interruptores, fisicos y logicos entrada-salida (SWp y
SWq)
!   asociados a cada nodo. Basado en el algoritmo de Homer E. Brown
!   Version 1.0 Miguel Jiménez Guzmán, Fernando Toledo Toledo -
SEPI-ESIME-IPN

USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA02
IMPLICIT NONE
INTEGER :: ele, nodo
INTEGER :: RIA(NOnodos,NOnodos)
PRINT *, 'GeneraRED3: NOnodos = ', NOnodos
PRINT *, '                NOelementos = ', NOele
!   Inicializa existencia de nodos start: no existe ninguno excepto
BR

existeB = .FALSE.
DO ele = 1, NOele
!   Cuestiona el orden de primer elemento, siempre rama p=0, q=1
!   Correspondiente a la salida de la SE, soporte de voltaje de la red
!   Consideraciones preliminares
!   1) Se toma un solo soporte de voltaje para la red
!   2) Soportes adicionales siempre saldrán del nodo de referencia,
neutro p=0
!   3) La presencia de la falla libera unicamente el elemento
fallado SWp y SWq
!       valores diferentes de 2

IF(ele .EQ. 1)THEN

    IF( (p(ele) .EQ. 0) .AND. (q(ele) .EQ. 1) ) THEN
!   Condiciona existencia de nodo con estado de interruptores
!       IF( (SWp(ele) .EQ. 1) .AND. ( SWq(ele) .EQ. 1 ) )
THEN
    IF( (SWp(ele) .EQ. 0) .OR. (SWq(ele) .EQ. 0) )THEN
!       WRITE(30,*)'NO SE CUMPLIO CON INTERRUPTORES CERRADOS
FUENTE'
    existeB(q(ele)) = .FALSE.

    ELSE
!       WRITE(30,*)'SE CUMPLIO CON INTERRUPTORES CERRADOS
FUENTE'
    existeB(q(ele)) = .TRUE.
!       WRITE( 6,15)q(ele)
!       15 FORMAT('EL NODO', I3,'existe')
!       READ(*,*)
    END IF

!       WRITE( 6,10)ele, existeB
```

Anexo C: Descripción del Programa Zona-Rama

```
!           WRITE(30,10)ele, existeB
!           10 FORMAT(2/,'    >> EL ELEMENTO:', I2,' PUEDE AGREGARSE',
8L5)
      GO TO 70
      ELSE
        PRINT *,'    >> ERROR EN ARCHIVO DE DATOS'
        STOP '    >> FIN DEL PROGRAMA'
      END IF
    END IF
! Continua con elementos restantes
!   PRINT *,'elemento = ', ele
!   READ(*,*)

      IF( existeB(p(ele)) ) THEN
! El elemento ele puede agregarse
! Condiciona existencia de nodo con estado de interruptores
      IF( (SWp(ele) .EQ. 0) .OR. (SWq(ele) .EQ. 0) ) THEN
        existeB(q(ele)) = .FALSE.

      ELSE
        existeB(q(ele)) = .TRUE.
!           WRITE( 6,40)ele, existeB
!           WRITE(30,40)ele, existeB
!           40   FORMAT(2/,'    >> EL ELEMENTO:', I2,' PUEDE AGREGARSE',
8L5)
      END IF
    END IF
70 END DO
END SUBROUTINE generaRED3
```

8. Rzk

Obtiene la matriz R del sistema bajo análisis.

```
SUBROUTINE Rzk
!   AGO 2009, F. TOLEDO2 SEPI-ESIME IPN

USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA03
USE mdatFMVA04
USE mdatFMVA05
IMPLICIT NONE
INTEGER :: i, j, ele, ele2, ele3
ALLOCATE(R(NOele, NOele))
! REAL      :: R(NOele, NOele)
! Genera el producto de la matriz RIA por el vector MTTR
WRITE(30,10)
10 FORMAT(2/,3X,' VECTOR DE TIEMPOS DE RESTAURACION DE CUCHILLAS:', /)
WRITE(30,*)restime
!   WRITE(30,20)
!   20 FORMAT(3/,3X,'R: matriz RIA por el vector MTTR',/)

DO i = 1, NOele
  DO j = 1, NOele

    R(i,j) = RIA(i,j) * MTTR(I)
```

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

```

!          WRITE(30,*)i, j, R(i,j)
      END DO
END DO
! Establece el corte de corrimiento de falla por la presencia de una
cuchilla
WRITE(30,15)
15 FORMAT(3/,5X,'FASE III: R matriz RIA por el vector MTTR MODIFICADA
CON restime',2/)
      DO ele = 1, NOele
! Determina la presencia de la primera cuchilla
      IF( tipoSWp(ele) .EQ. 3 )THEN
! COMPARA RENGLONES DE ELEMENTO
      DO ele2 = 1, NOele
      IF (RIAini(ele,ele2) .NE. RIA(ele,ele2) ) THEN
      R(ele,ele2) = restime(ele)

      END IF
! DETERMINA LOS ELEMENTOS QUE SON AFECTADOS CON LA OPERACION DE LA
CUCHILLA
! DISCRIMINA LA CUCHILLA
      IF( ele2 .NE. ele ) THEN
      IF(RIA(ele,ele2) .EQ. 1)THEN
      WRITE(30,*)'LA CUCHILLA:',ele,' AFECTA AL ELEMENTO:',ele2
      END IF
      IF(RIAini(ele,ele2) .EQ. 0)THEN
      WRITE(30,*)'AL OPERAR LA CUCHILLA:',ele,'SE REESTABLECE EL
ELEMENTO:',ele2
      WRITE(30,*)'EN UN TIEMPO DE:',restime(ele)
      WRITE(30,*)'      '
! MODIFICA LOS TIEMPOS DE RESPUESTA DE LOS ELEMENTOS QUE SE
REESTABLECEN CON LA CUCHILLA
      DO ele3 = ele, NOele
      IF(R(ele3,ele2) .NE. 0)THEN
      R(ele3,ele2) = restime(ele)
      END IF

!          WRITE(30,*)ele3, ele2, R(ele3,ele2)
      END DO
      END IF
      END IF
      END DO
      END IF
      END DO
! IMPRIME LA MATRIZ R
      WRITE(30,45)
45 FORMAT(2/,5X,'R: MATRIZ DE TIEMPOS DE REPARACION O CONMUTACION
ZONA-RAMA',/)
      DO ele = 1, NOele
      DO ele2 = 1, NOele
      WRITE(30,50)R(ele,ele2)
50 FORMAT(5X,F6.2,\)
      END DO
      WRITE(30,*) ' '
      END DO
END SUBROUTINE Rzk

```

9. CORRtot

Determina los nodos a eliminar por acción de dispositivos de protección.

```

SUBROUTINE CORRtot(elemento,OUTnode)
! Rutina para el analisis y reconfiguración de la red por
! corrimiento total de falla
! partiendo de los nodos eliminados por corrimiento (OUTnode)
! Clasifica funcion por grupos de elementos que salen del nodo
! eliminado p
! o entran al nodo eliminado q, variable inout
!
! Miguel Jiménez Guzmán, Fernando Toledo Toledo. SEPI-ESIME IPN
! VERSION 1.0 Agosto 2009

USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA02
IMPLICIT NONE
INTEGER :: OUTnode, elec, elemento, nodoF
! WRITE(30,10)
! 10 FORMAT(' >>>> DESDE CORRtot DE FALLA',/, 'elemento
nodoFuera')
! WRITE(30,*)elemento, OUTnode
DO elec = 1, NOele
  IF( elec .NE. elemento )THEN

! DETERMINA QUE ELEMENTOS LLEGAN AL NODO ELIMINADO
  IF( OUTnode .EQ. q(elec) )THEN
! WRITE(30,*)'*****CORRtot nodo A ELIMINAR',p(elec)
  IF(p(elec) .GT. 0)THEN
    existeB(p(elec)) = .FALSE.
! WRITE(30,*)'+++++++coortot nodo
eliminado',p(elec)
    nodoF = p(elec)
! WRITE(30,*)'CORRtot LLAMA A CORRtot2'
    CALL CORRtot2(elec, nodoF)
  END IF
  END IF
  END IF
  END DO
! CASE(2)
DO elec = 1, NOele
! IF( elec .NE. elemento )THEN
! DETERMINA QUE ELEMENTOS SALEN DEL NODO ELIMINADO
  IF( OUTnode .EQ. p(elec) )THEN
! WRITE(30,*)'//////////CORRtot nodo A ELIMINAR',q(elec)
  IF( q(elec) .GT. 0 )THEN
    existeB(q(elec)) = .FALSE.
! WRITE(30,*)'+++++++coortot nodo eliminado',q(elec)
    nodoF = q(elec)
! WRITE(30,*)'CORRtot LLAMA A CORRtot2'
    CALL CORRtot2(elec, nodoF)
  END IF
  END IF
  END IF

```

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

```
!           END IF
      END DO
END SUBROUTINE CORRtot
```

10. *CORRtot2*

Determina todos los niveles de eliminación de nodos del sistema por acción de dispositivos de protección.

```
SUBROUTINE CORRtot2(elemento,OUTnode)

! Rutina para el analisis y reconfiguración de la red por
! corrimiento total de falla
! partiendo de los nodos eliminados por corrimiento (OUTnode)
! Clasifica funcion por grupos de elementos que salen del nodo
! eliminado p
! o entran al nodo eliminado q, variable inout
!
! Miguel Jiménez Guzmán, Fernando Toledo Toledo - SEPI-ESIME IPN
! VERSION 1.0 Agosto 2009
USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA02
IMPLICIT NONE
INTEGER :: OUTnode, elec, elemento
!       WRITE(30,10)
!       10 FORMAT('    >> CORRtot2 LLEGO')

      DO elec = 1, NOele
        IF( elec .NE. elemento )THEN
! DETERMINA QUE ELEMENTOS LLEGAN DEL NODO ELIMINADO
          IF( OUTnode .EQ. q(elec) )THEN
!             WRITE(30,*)'CORRtot nodo A ELIMINAR',p(elec)

              IF(p(elec) .GT. 0)THEN
                existeB(p(elec)) = .FALSE.
              END IF
            END IF
          END IF
        END DO
      DO elec = 1, NOele
        IF( elec .NE. elemento )THEN
! DETERMINA QUE ELEMENTOS SALEN DEL NODO ELIMINADO
          IF( OUTnode .EQ. p(elec) )THEN
!             WRITE(30,*)'CORRtot nodo A ELIMINAR',q(elec)
            IF( q(elec) .GT. 0 )THEN
              existeB(q(elec)) = .FALSE.
            END IF
          END IF
        END IF
      END DO
END SUBROUTINE CORRtot2
```

11. *Indices*

Anexo C: Descripción del Programa Zona-Rama

Calcula los índices de confiabilidad de carga y del sistema.

```
SUBROUTINE indices
! CALCULA INDICES DE CONFIABILIDAD: DE CARGA Y DE SISTEMA
! VERSION 1.0 F. TOLEDO2
! SEPI-ESIME, IPN      AGOSTO 2009
USE mdatFMVA01
USE mdatFMVA03
USE mdatFMVA05
USE mdatFMVA06

IMPLICIT NONE
INTEGER :: nodo, ele, ele2, i
INTEGER :: NOclientesAFECTADOS
REAL    :: LamdaC(NOnodos), UC(NOnodos), RC(NOnodos)
REAL    :: SAIFI, SAIDI, CAIDI, sigmaC
REAL    :: ASAI, CTAIDI, CAIFI
REAL    :: ASIFI, sigmakVA, ASIDI
! FASE CI. Calcula indices de confiabilidad de carga
WRITE(30,10)
10 FORMAT(3/,5X,'FASE IV: INDICES DE CONFIABILIDAD DE CARGA',2/,6X,'NODO',
&
          4X,'TASA          DE          FALLA',3X,'TIEMPO          DE
REPARACION',5X,'INDISPONIBILIDAD',/)
DO nodo = 1, NOnodos
  IF( (kVANodo(nodo) .NE. 0.0) .AND. (NOclientes(nodo) .NE. 0) )THEN
! Se trata de un nodo con usuarios y carga
! Determina que elemento es incidente al nodo de carga
DO ele = 1, NOele
  IF( (p(ele) .EQ. nodo) .OR. (q(ele) .EQ. nodo) )THEN
! imprime incidencia de elemento nodo
!      WRITE(30,*)'El elemento:',ele,' alimenta al nodo:',nodo
! Obtiene indices en puntos de carga LamdaC
DO ele2 = 1, NOele
  LamdaC(nodo) = LamdaC(nodo) + RIA(ele2,ele) * Lamda(ele2)
  UC(nodo) = UC(nodo) + RIA(ele2,ele) * Lamda(ele2) * R(ele2,ele)
END DO
  RC(nodo) = UC(nodo) / LamdaC(nodo)
  WRITE(30,20)nodo, LamdaC(nodo), UC(nodo), RC(nodo)
20 FORMAT(5X,I4,4X,E12.5,7X,E12.5,12X,E12.5)
END IF
END DO
END IF
END DO
! FASE CII. Calcula indices de confiabilidad de sistema
DO i = 1, NOnodos
IF( NOclientes(i) .NE. 0 )THEN
SAIFI = SAIFI + LamdaC(i) * NOclientes(i)
SAIDI = SAIDI + UC(i) * NOclientes(i)
NOclientesAFECTADOS = NOclientes(i)
CTAIDI = CTAIDI + UC(i) * NOclientesAFECTADOS
CAIFI = CAIFI + LamdaC(i) * NOclientesAFECTADOS
ASAI = ASAI + UC(i) * NOclientes(i)
ASIFI = ASIFI + LamdaC(i) * kVANodo(i)
ASIDI = ASIDI + UC(i) * kVANodo(i)
sigmaC = sigmaC + NOclientes(i)
sigmakVA = sigmakVA + kVANodo(i)
```

Comparación de los Métodos de Cortes Mínimos y de Zona-Rama para la Evaluación de la Confiabilidad en Redes de Distribución Radiales

```
      END IF
    END DO
    SAIFI = SAIFI / sigmaC
    SAIDI = SAIDI / sigmaC
    CAIDI = SAIDI / SAIFI
    CTAIDI = CTAIDI / sigmaC
    CAIFI = CAIFI / sigmaC
    ASAI = ((sigmaC * 8760.0) - ASAI) / (sigmaC * 8760.0)
    ASIFI = ASIFI / sigmakVA
    ASIDI = ASIDI / sigmakVA
    WRITE(30,30)
30  FORMAT(3/,5X,'FASE V: INDICES DE CONFIABILIDAD DE SISTEMA')
    WRITE(30,40)SAIFI, SAIDI !INTERUPCIONES/CONSUMIDOR
HORAS/INTERRUPCION AL CONSUMIDOR
40  FORMAT(2/,7X,'SAIFI = ',F10.6,/,7X,'SAIDI = ',F10.6)
    WRITE(30,50)CAIDI ! h/CONSUMIDOR
50  FORMAT(7X,'CAIDI = ',F10.6)
    WRITE(30,60)CTAIDI ! HORAAS/CONSUMIDOR INTERRUMPIDO
60  FORMAT(7X,'CTAIDI = ',F10.6)
    WRITE(30,70)CAIFI ! interrupciones/consumidor interrumpido
70  FORMAT(7X,'CAIFI = ',F10.6)
    WRITE(30,80) ASAI !
80  FORMAT(7X,'ASAI = ',F10.6)
    WRITE(30,90)ASIFI ! interrupciones/kVA
90  FORMAT(7X,'ASIFI = ',F10.6)
    WRITE(30,100)ASIDI ! h/kVA de interrupcion
100 FORMAT(7X,'ASIDI = ', F10.6)
    READ(*,*)
    END SUBROUTINE indices
```

Además se definieron los módulos siguientes:

mdatFMVA01.F90

```
MODULE mdatFMVA01
IMPLICIT NONE

INTEGER, ALLOCATABLE :: p(:), q(:)
INTEGER, ALLOCATABLE :: SWp(:), SWq(:), SWpresp(:)

INTEGER :: NOnodos, NOele

END MODULE mdatFMVA01
```

mdatFMVA02.F90

```
MODULE mdatFMVA02
IMPLICIT NONE

LOGICAL, ALLOCATABLE :: existeB(:)
INTEGER :: m

END MODULE mdatFMVA02
```

mdatFMVA03.F90

```
MODULE mdatFMVA03
  IMPLICIT NONE

  REAL, ALLOCATABLE :: Lamda (:), MTTR (:)

END MODULE mdatFMVA03
```

mdatFMVA04.F90

```
MODULE mdatFMVA04
  IMPLICIT NONE

  INTEGER, ALLOCATABLE :: SWpini (:), SWqini (:)
  INTEGER, ALLOCATABLE :: tipoSWp (:)
  CHARACTER (len=20), ALLOCATABLE :: NombEle (:)
  REAL, ALLOCATABLE :: restime (:)

END MODULE mdatFMVA04
```

mdatFMVA05.F90

```
MODULE mdatFMVA05
  IMPLICIT NONE

  INTEGER, ALLOCATABLE :: RIAini (:,:), RIA (:,:)
  REAL, ALLOCATABLE :: R (:,:)

END MODULE mdatFMVA05
```

mdatFMVA06.F90

```
MODULE mdatFMVA06
  IMPLICIT NONE

  INTEGER, ALLOCATABLE :: NOclientes (:)
  REAL, ALLOCATABLE :: kVAnodo (:)

END MODULE mdatFMVA06
```