



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

Sección de Estudios de Posgrado e Investigación

**Metodología para el Reforzamiento de
Redes de Distribución en Base a la
Confiabilidad**

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

**MAESTRO EN CIENCIAS
CON ESPECIALIDAD EN INGENIERÍA ELÉCTRICA**

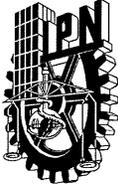
PRESENTA

OCTAVIO JESÚS LEYVA ALVAREZ



MEXICO, D.F.

2011



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de MEXICO siendo las 17:00 horas del día 27 del mes de JULIO del 2011 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de la Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de la: E. S. I. M. E. ZAC. para examinar la tesis titulada:

“METODOLOGÍA PARA EL REFORZAMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BASE A LA CONFIABILIDAD ”

Presentada por el alumno:

LEYVA	ALVAREZ	OCTAVIO JESÚS
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)

Con registro:

B	0	9	1	6	1	6
---	---	---	---	---	---	---

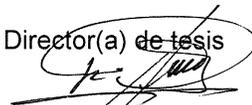
aspirante de:

MAESTRÍA 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

Director(a) de tesis


DR. JAIME ROBLES GARCÍA


DR. DANIEL OLGUÍN SALINAS
Presidente


DR. DAVID ROMERO ROMERO
Secretario


DR. RICARDO OCTAVIO ARTURO MOTA
PALOMINO
Segundo vocal


DR. JOSÉ ALBERTO GÓMEZ HERNÁNDEZ
Tercer vocal

PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES


DR. JAIME ROBLES GARCÍA



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO
E INVESTIGACIÓN

CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad de México, el día **27** del mes de **Julio** del año **2011**, el que suscribe **Octavio Jesús Leyva Alvarez**, alumno del Programa de **Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica** con número de registro **B091616** adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la **ESIME Unidad Zacatenco**, manifiesta que, bajo la dirección del **Dr. Jaime Robles García**, es autor intelectual del presente trabajo de tesis titulado **“Metodología para el Reforzamiento de Redes de Distribución en Base a la Confiabilidad”** y cede los derechos del mismo 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 del autor y/o director del trabajo. Éste puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección de correo electrónico: ojleyva82@gmail.com.mx, jarobles@ipn.mx. Si el permiso se concede, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Octavio Jesús Leyva Alvarez

Nombre y firma

DEDICATORIAS

Le dedico este trabajo:

A mis Padres Chente Leyva y Elba Alvarez, ya que sin su apoyo incondicional, cariño y motivación, esta etapa en mi vida no habría sido posible.

A mis Tíos Horacio y Randolpho por haberme brindado todo lo que estuvo a su disposición desde el momento en que decidí realizar mis estudios profesionales en el IPN.

A mis Hermanos Vicente, Alejandro y Elba María por su cariño y fraternidad.

A mi Tía Cirenía y mi Prima Marcela, porque sus palabras de aliento y motivación fueron muy importantes para impulsarme a lograr este propósito en mi vida.

A Pamela, por todo su cariño, comprensión, apoyo y motivación.

AGRADECIMIENTOS

Al Dr. Jaime Robles García por todas las atenciones, consejos, conocimientos y motivación brindados durante estos tres años, y por su atinada dirección para la realización de esta tesis.

Al M. En C. Gilberto Enriquez Harper, por todos sus conocimientos transmitidos en el aula de clases y por haberme abierto las puertas de la UIE-CFE con el fin de apoyarme para la terminación de mi tesis.

Al Dr. Ricardo Octavio Mota Palomino y al Dr. David Romero Romero por los conocimientos transmitidos en el aula de clases, de manera sencilla y desinteresada. Por sus consejos.

Al Dr. José Alberto Gómez Hernández y al Dr. Daniel Olguín Salinas, por sus valiosos comentarios que contribuyeron de manera muy importante para el mejoramiento de esta tesis y por sus atenciones.

Al IPN y al CONACYT por el apoyo económico brindado, ya que sin este, nada de esto habría sido posible.

A mis compañeros y amigos de la Maestría, ya que la convivencia que tuvimos durante estos tres años fue muy importante para que esta etapa de mi vida fuera mucho mas agradable y memorable.

RESUMEN

RESUMEN

La planeación de la confiabilidad para los sistemas de distribución se está llevando a cabo con mayor frecuencia a nivel mundial debido a que para satisfacer las necesidades de demanda de energía eléctrica en los tiempos actuales, se requiere de mayor confiabilidad y de mayor calidad en el suministro, a causa de que los dispositivos eléctricos y electrónicos que se utilizan en nuestros días son mucho más susceptibles ante los disturbios de la red de distribución.

En este trabajo se propone una metodología para el mejoramiento de la confiabilidad de los sistemas de distribución tomando en cuenta los beneficios económicos producidos por la planeación en función de la confiabilidad, con el fin de obtener un plan en el cual se obtengan los mayores beneficios a los menores costos posibles. Se realiza una simulación de Monte Carlo para obtener las áreas del sistema de distribución que tienen mayor probabilidad de presentar fallas, y como resultado de esta, se propone la instalación de restauradores para que con ello se reduzca el tiempo de duración de las fallas y del costo que se generan por causa de estas; también se considera la opción de transferencia automática de carga entre alimentadores para un punto de enlace de los alimentadores ya existente, evaluando sus costos y posibles beneficios. Se decidió realizar el mejoramiento de la confiabilidad mediante restauradores, considerando que de acuerdo a la literatura especializada en el tema [7,14], del total de las fallas presentadas en los sistemas de distribución, entre el 50% y el 80% son de naturaleza temporal, por lo que el uso de restauradores resulta muy adecuado para la planeación de la mejora de la confiabilidad. Para la realización de esta tesis se utilizó el software SynerGEE Electric 3.8.3® para la simulación de la red de distribución, y para la simulación de Monte Carlo se realizó un programa en Fortran 90.

ABSTRACT

ABSTRACT

The distribution system reliability planning is being done worldwide more frequently due to satisfy the electric energy power necessities nowadays, more reliability and quality in the supply are required because of the cause that the electric and electronic devices used nowadays are much more sensitive to the disturbances in the distribution networks.

In this thesis a methodology is proposed for the improvement of the distribution systems taking into account the economical benefits produced by the planning as a function of reliability, with the purpose to obtain a plan in which the major benefits to the lower costs are obtained. A Monte Carlo simulation is done to obtain the distribution system areas that have more probability to present failures, and as a result of that, the installation of reclosers is proposed in order to reduce the time of failure duration and the cost generated as a consequence of failures; it is also considered the option of the automatic load transference between feeders to an already existing link point, evaluating their costs and possible benefits. It was decided to do the reliability improvement by reclosers, considering that according to the specialized literatura on this subject [7,14], from the whole of the failures occurrence in distribution systems, between the 50% and 80% are temporary in nature, so that the use of reclosers is adequate for the planning improvement of reliability. For the realization of this thesis the software SynerGEE Electric 3.8.3® was used for the simulation of the distribution network, and for the Monte Carlo simulation a program in Fortran 90 was done.

ÍNDICE

RESUMEN	ii	
ABSTRACT	iii	
ÍNDICE	iv	
ÍNDICE DE FIGURAS	viii	
ÍNDICE DE TABLAS	x	
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS	xiii	
CAPÍTULO I		
INTRODUCCIÓN		
1.1	Introducción.	1
1.2	Estado del arte.	5
1.3	Objetivo de la tesis.	6
1.4	Justificación de la tesis.	7
1.5	Aportaciones de la tesis.	7
1.6	Estructura de la tesis.	7
CAPÍTULO II		
EVALUACIÓN PREDICTIVA DE LA CONFIABILIDAD		
2.1	Introducción.	9
2.2	Evaluación predictiva de la confiabilidad basada en el valor.	9
2.2.1	Procedimiento para la determinación de los parámetros de confiabilidad en redes de distribución.	9
2.2.2	Interrupción del suministro en redes de distribución.	11
2.2.3	Consideraciones de probabilidad en estudios de confiabilidad.	11
2.2.3.1	Funciones de distribución de probabilidad.	13
2.2.3.1.1	Función de distribución exponencial.	14
2.2.3.2	Parámetros de los componentes de confiabilidad.	15
2.2.3.3	Tasas de fallas y su representación.	15
2.3	Simulación de fallas por el método de Monte Carlo.	16
2.3.1	Simulación secuencial de Montecarlo.	17
2.3.2	Simulación no secuencial de Montecarlo.	18
2.4	Criterios para la aplicación de equipos de protección en redes de distribución.	20
2.5	Calibración de los parámetros de confiabilidad en sistemas de distribución.	20
2.5.1	Calibración de los parámetros de confiabilidad del sistema de distribución OAP.	22
2.5.1.1	Calibración de $\lambda_{P3\phi}$ y $\lambda_{T3\phi}$.	23
2.5.1.2	Calibración de $\lambda_{P2\phi}$ y $\lambda_{T2\phi}$.	24
2.5.1.3	Calibración de $\lambda_{P1\phi}$ y $\lambda_{T1\phi}$.	25
2.5.1.4	Calibración de $MTTR_{3\phi}$.	27
2.5.1.5	Calibración de $MTTR_{2\phi}$.	27
2.5.1.6	Calibración de $MTTR_{1\phi}$.	27
2.6	Planeación de la confiabilidad basada en el valor.	28

ÍNDICE

2.6.1	Procedimiento para la planeación de la confiabilidad del sistema de distribución basada en el valor.	29
CAPÍTULO III		
METODOLOGÍA PARA LA PLANIFICACIÓN DE LA CONFIABILIDAD.		
3.1	Introducción.	31
3.2	Metodología propuesta.	31
3.3	Diagrama de bloques para la planeación de la confiabilidad.	33
3.4	Caso de estudio: alimentadores OAP04010 y OAP04020 de la subestación Oaxaca Poniente.	34
3.4.1	Descripción del caso de estudio en el año base 2010.	34
3.5	Topología del alimentador OAP04010 de la subestación Oaxaca poniente.	35
3.6	Topología del alimentador OAP04020 de la subestación Oaxaca Poniente	37
3.7	Diagrama simplificado de la transferencia automática de carga entre los alimentadores OAP04010 y OAP04020.	39
3.8	Comparación de los indicadores de confiabilidad para el sistema OAP con parámetros típicos de tasas de falla y tiempos de reparación contra los parámetros calibrados.	40
CAPÍTULO IV.		
ANÁLISIS DE RESULTADOS.		
4.1	Introducción.	43
4.2	Paso 1: Modelado del sistema de distribución.	43
4.3	Paso 2: Asignación de cargas en el sistema.	43
4.4	Paso 3: Estudio de flujos de cargas.	45
4.5	Paso 4: Simulación de fallas en el sistema por el método de Monte Carlo.	48
4.6	Pasos 5 y 6. Evaluación de las mejoras en la confiabilidad a partir de los costos de interrupción.	53
4.6.1	Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04010 para su configuración base.	53
4.6.2	Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04010 para su configuración con un restaurador en la zona con mayor probabilidad de fallas.	57
4.6.3	Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04010 para su configuración con dos restauradores en las dos zonas con mayor probabilidad de fallas.	62
4.6.4	Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04010 para su configuración con transferencia automática de carga con el alimentador OAP04020 con el switch existente para enlace de OAP04020.	66
4.6.5	Resumen de los índices de confiabilidad y de los costos para las zonas de carga del alimentador OAP04010.	70
4.6.6	Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04020 para su configuración base.	71

ÍNDICE

4.6.7	Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04020 para su configuración con un restaurador en la zona con mayor probabilidad de fallas.	72
4.6.8	Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04020 para su configuración con transferencia automática de carga con el alimentador OAP04010 con el switch existente para enlace de OAP04020.	74
4.6.9	Resumen de los índices de confiabilidad y de los costos para las zonas de carga del alimentador OAP04020.	75
4.7	Paso 7: Análisis costo- beneficio de las configuraciones para los alimentadores OAP04010 y OAP04020.	75
4.8	Paso 8: Obtención del plan más factible de realizarse.	77

CAPÍTULO V.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1	Introducción.	79
5.2	Conclusiones.	79
5.3	Recomendaciones.	81
	Referencias.	82

APÉNDICE A.

MODELADO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA LA PLANEACIÓN.

A.1	Introducción.	84
A.2	Modelado de los elementos del sistema de distribución.	84
A.2.1	Modelado del equipo de distribución.	84
A.2.1.1	Transformadores.	85
A.2.1.2	Reguladores de voltaje.	93
A.2.1.3	Capacitores.	96
A.2.2	Modelado de las cargas.	98
A.2.2.1	Carga de potencia constante.	99
A.2.2.2	Carga de impedancia constante.	99
A.2.2.3	Carga de corriente constante.	100
A.2.2.4	Modelo para la combinación de las cargas.	100
A.2.2.5	Estudio de asignación de cargas.	102
A.2.3	Modelado de líneas de distribución.	103
A.3	Solución de flujos de carga en sistemas de distribución radiales.	107

APÉNDICE B.

FUNDAMENTOS DE CONFIABILIDAD.

B.1	Configuración del suministro.	109
B.2	Confiabilidad para sistemas de distribución radiales.	109
B.3	Confiabilidad para sistemas de distribución paralelos.	110

ÍNDICE

APÉNDICE C.

ANÁLISIS EN SYNERGEE ELECTRIC 3.8.3®

C.1	Introducción.	113
C.2	Análisis de flujos de cargas.	113
C.3	Cargas y análisis de asignación de cargas.	114
C.4	Análisis de confiabilidad.	115

APÉNDICE D.

TENDENCIAS DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.

D.1	Introducción.	116
D.2	Desafíos para la confiabilidad de la red.	117
D.3	El impacto de la confiabilidad ante los recursos de las redes inteligentes.	118

APÉNDICE E.

PROGRAMA PARA LA SIMULACIÓN DE FALLAS POR MONTE CARLO.

E.1	Introducción.	120
E.2	Código del programa en Fortran 90 para la simulación de fallas en el sistema de distribución por el Método de Monte Carlo.	120

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE FIGURAS

Número de figura	Descripción	Número de página
2.1	Diagrama de bloques para la determinación de los parámetros e índices de confiabilidad en SynergEE Electric3.8.3®.	9
2.2	Representación de la tasas de fallas de los componentes en su vida útil.	15
2.3	Diagrama de flujo para la simulación de contingencias por el método no secuencial de Monte Carlo.	18
2.4	Función de daño por sector de consumo en Canadá (1995).	28
3.1	Diagrama de bloques para la planeación de la confiabilidad propuesto.	32
3.2	Alimentador OAP04010.	34
3.3	Diagrama simplificado del alimentador OAP04010.	35
3.4	Alimentador OAP04020.	36
3.5	Diagrama simplificado del alimentador OAP04020.	37
3.6	Diagrama simplificado de la transferencia automática entre alimentadores OAP04010 y OAP04020.	38
3.7	SAIFI con parámetros de interrupción típicos en OAP.	39
3.8	SAIFI con parámetros de interrupción calibrados en OAP.	39
3.9	SAIDI con parámetros de interrupción típicos en OAP.	40
3.10	SAIDI con parámetros de interrupción calibrados en OAP.	40
3.11	MAIFI con parámetros de interrupción típicos en OAP.	40
3.12	MAIFI con parámetros de interrupción calibrados en OAP.	41
4.1	Resultados de asignación de cargas en OAP04010.	43
4.2	Resultados de asignación de cargas en OAP04020.	44
4.3	Caída de voltaje en condiciones de carga en demanda media con transferencia de carga de OAP04010 hacia OAP04020.	45
4.4	Caída de voltaje en condiciones de carga en demanda media con transferencia de carga de OAP04020 hacia OAP04010.	45
4.5	Caída de voltaje en condiciones de carga en demanda máxima con transferencia de carga de OAP04010 hacia OAP04020.	46
4.6	Caída de voltaje en condiciones de carga en demanda máxima con transferencia de carga de OAP04020 hacia OAP04010.	46
4.7	Simulación de fallas por el método de Monte Carlo en OAP04010.	48
4.8	Alimentador OAP04010 por zonas.	49
4.9	Simulación de fallas por el método de Monte Carlo en OAP04020.	50
4.10	Alimentador OAP04020 por zonas.	51
4.11	Alimentador OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	56
4.12	Alimentador OAP04010 con la sustitución del switch 4 y el switch 2 por dos restauradores.	61
4.13	Alimentador OAP04010 para su configuración con transferencia automática de carga con el alimentador OAP04020 con el switch existente para enlace de OAP04020.	65
4.14	Alimentador OAP04020 para su configuración de sustitución del switch 1' por un restaurador.	71

ÍNDICE DE FIGURAS

4.15	Alimentador OAP04020 para su configuración de transferencia automática de carga con OAP04010.	73
4.16	Plan más factible determinado. Sustitución del switch 4 por un restaurador.	77
A.1	Modelo general de un banco de transformación trifásico.	84
A.2	Conexión delta-estrella aterrizada.	85
A.3	Conexión estrella sin aterrizar-delta.	86
A.4	Conexión estrella aterrizada-estrella aterrizada.	87
A.5	Conexión delta-delta.	89
A.6	Conexión estrella abierta-delta abierta.	90
A.7	Modelo básico del regulador de voltaje.	92
A.8	Tipos de conexiones en los capacitores. Conexión en estrella a la izquierda y en delta a la derecha.	95
A.9	Modelo de segmento de línea trifásico.	104
A.10	Diagrama a bloques para la obtención de flujos de cargas con SynergEE Electric 3.8.3®.	106

ÍNDICE DE TABLAS

ÍNDICE DE TABLAS

Número de tabla	Descripción	Número de página
2.1	Estadísticas de tasas de falla y tiempo de reparación para líneas aéreas.	18
2.2	Estadísticas de tasas de falla y tiempo de reparación para equipos de distribución.	19
2.3	Índices de confiabilidad en CFE.	22
3.1	Características de la subestación Oaxaca Poniente.	33
3.2	Demandas máximas en la subestación Oaxaca Poniente.	33
3.3	Demandas promedio en la subestación Oaxaca Poniente.	34
4.1	Componentes de OAP04010 con mayor incidencia de fallas en la simulación.	47
4.2	Componentes de OAP04020 con mayor incidencia de fallas en la simulación.	51
4.3	Índices de confiabilidad obtenidos para OAP04010 en condiciones actuales.	53
4.4	Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el alimentador OAP04010 en condiciones actuales.	53
4.5	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 de OAP04010 en condiciones actuales.	54
4.6	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 de OAP04010 en condiciones actuales.	54
4.7	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 3 de OAP04010 en condiciones actuales.	54
4.8	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 4 de OAP04010 en condiciones actuales.	55
4.9	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 5 de OAP04010 en condiciones actuales.	55
4.10	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 6 de OAP04010 en condiciones actuales.	55
4.11	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 7 de OAP04010 en condiciones actuales.	56
4.12	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 8 de OAP04010 en condiciones actuales.	56
4.13	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 9 de OAP04010 en condiciones actuales.	56
4.14	Índices de confiabilidad para el alimentador OAP04010 para su configuración con un restaurador en la zona con mayor probabilidad de fallas.	57
4.15	Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el sistema en condiciones de sustitución del switch 4 por un restaurador.	58
4.16	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	58
4.17	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	58
4.18	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 3 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	59

ÍNDICE DE TABLAS

4.19	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 4 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	59
4.20	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 5 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	59
4.21	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 6 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	60
4.22	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 7 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	60
4.23	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 8 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	60
4.24	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 9 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.	61
4.25	Índices de confiabilidad para el alimentador OAP04010 para su configuración con dos restauradores en la zona con mayor probabilidad de fallas.	62
4.26	Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el sistema en condiciones de sustitución de los switches 4 y 2 por restauradores.	63
4.27	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	63
4.28	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	63
4.29	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 3 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	64
4.30	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 4 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	64
4.31	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 5 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	64
4.32	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 6 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	65
4.33	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 7 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	65
4.34	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 8 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	65
4.35	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 9 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.	66
4.36	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	67
4.37	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	67
4.38	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 3 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	67
4.39	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 4 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	68
4.40	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 5 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	68
4.41	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 6 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	68

ÍNDICE DE TABLAS

4.42	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 7 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	69
4.43	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 8 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	69
4.44	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 9 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.	69
4.45	Resumen de los índices de confiabilidad y de los costos para las zonas de carga del alimentador OAP04010.	69
4.46	Índices de confiabilidad para el alimentador OAP04020 para su configuración en condiciones actuales.	70
4.47	Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el alimentador OAP04020 en condiciones actuales.	70
4.48	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1' de OAP04020 en condiciones actuales.	70
4.49	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2' de OAP04020 en condiciones actuales.	70
4.50	Índices de confiabilidad para el alimentador OAP04020 para su configuración con la sustitución del switch 1' por un restaurador.	71
4.51	Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el alimentador OAP04020 en condiciones de sustitución del switch 1' por un restaurador.	72
4.52	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1' de OAP04020 con la sustitución del switch 1' por un restaurador.	72
4.53	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2' de OAP04020 con la sustitución del switch 1' por un restaurador.	72
4.54	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1' de OAP04020 con transferencia automática de carga hacia OAP04010.	73
4.55	Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2' de OAP04020 con transferencia automática de carga hacia OAP04010.	73
4.56	Resumen de los índices de confiabilidad y de los costos para las zonas de carga del alimentador OAP04020.	74
4.57	Resumen de los costos de interrupción para cada una de las configuraciones mencionadas para el alimentador OAP04010.	74
4.58	Resumen de los costos de interrupción para cada una de las configuraciones mencionadas para el alimentador OAP04020.	75
4.59	Relación costo-beneficio de las configuraciones propuestas para ambos alimentadores.	75

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

<i>Simbología</i>	<i>Descripción</i>
N_i	Número de clientes interrumpidos por cada evento de interrupción sostenida durante un periodo del reporte.
N_T	Número total de clientes suministrados.
r_i	Tiempo de restauración por cada evento de interrupción.
N_{mi}	Número de clientes interrumpidos por cada evento de interrupción momentánea durante el periodo de reporte.
CI	Cientes interrumpidos.
CMI	Número de minutos de interrupción a los clientes.
IM_i	Número de interrupciones momentáneas.
I	Intensidad de corriente eléctrica.
S	Potencia aparente.
V	Voltaje.
H	Devanado de alto voltaje.
X	Devanado de bajo voltaje.
Z	Impedancia.
A	Fase A del lado de alto voltaje
B	Fase B del lado de alto voltaje
C	Fase C del lado de alto voltaje
a	Fase a del lado de bajo voltaje
b	Fase b del lado de bajo voltaje
c	Fase c del lado de bajo voltaje
n_t	Relacion de número de vueltas del transformador
R	Resistencia eléctrica.
jX	Reactancia compleja
$P(x)$	Probabilidad de x fallas en n experimentos.
P	Probabilidad de falla de un solo experimento.
E	Valor esperado.
λ	Tasa o índice de falla.
∞	Infinito.
\rightarrow	Tiende a.
$!$	Factorial.
\lim	Límite.
e	Exponencial.
F	Función de distribución de probabilidad acumulativa.
f	Función de densidad de probabilidad.
Δ	Variación.
t	Tiempo.
km	Kilómetro.
∂	Derivada parcial.
3ϕ	Trifásico.
2ϕ	Bifásico.
1ϕ	Monofásico.

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

λ_p	Tasa de falla permanente.
λ_T	Tasa de falla temporal.
\$	Pesos Mexicanos.
L_p	Carga promedio conectada en el punto de carga p .
λ_j	Tasa de falla de la sección j del alimentador.
$C(r_j, p)$	Costo de la interrupción por kilowatt para una duración r_j de la interrupción. asociada a la sección j .
kWh	Kilowatt hora.
T	Transformador.
S	Switch.
m	Metros.
U	Duración anual de la interrupción.
H	Hilos.

<i>Siglas</i>	<i>Descripción</i>
<i>SAIFI</i>	Índice de la Promedio de la Frecuencia de interrupciones en el Sistema.
<i>SAIDI</i>	Índice de la Promedio de la Duración de las interrupciones en el Sistema.
<i>MAIFI</i>	Índice de la Promedio de la Frecuencia de interrupciones Momentáneas en el Sistema.
<i>CAIDI</i>	Índice Promedio de la Duración de las Interrupciones por Usuario.
<i>kW</i>	Kilowatt.
<i>kVAr</i>	Kilo Volt Amper Reactivo.
<i>LVK</i>	Ley de voltajes de Kirchoff.
<i>kV</i>	Kilo volt.
<i>OA</i>	Aire-aceite (del inglés Oil-Air).
<i>FA</i>	Aire forzado (del inglés Forced Air).
<i>FOA</i>	Aire forzado y aceite forzado (del inglés Forced Oil and Air).
<i>MVA</i>	Mega Volt Amper.
<i>TC</i>	Transformador de corriente.
<i>TP</i>	Transformador de potencial.
<i>HP</i>	Caballo de potencia.
<i>nom</i>	Nominal.
<i>PQ</i>	Potencia constante.
<i>OAP</i>	Oaxaca poniente
<i>OH</i>	Línea aérea.
<i>MTTR</i>	Tiempo promedio de reparación en horas.
<i>CFE</i>	Comisión Federal de Electricidad.
<i>CIC</i>	Costo de Interrupción por Cliente.
<i>ACSR</i>	Conductor de aluminio reforzado de acero.
<i>AWG</i>	Calibre de cable o alambre Americano, del inglés American Wire Gauge.

CAPÍTULO I **INTRODUCCIÓN**

1.1 Introducción

Una red de distribución de potencia consiste de un número de subestaciones conectadas por alimentadores, un conductor eléctrico llevando la potencia de una subestación hacia las cargas demandadas a lo largo de su ruta. Una zona de distribución puede tener varios centros de población importantes (de hasta más de 50,000 usuarios), así como poblaciones que están dispersas con una menor cantidad de usuarios que pueden ser de tipo residencial, industrial, comercial, agrícola, de oficinas gubernamentales y de servicios públicos. Con este enfoque se pueden clasificar los sistemas de distribución en redes urbanas y redes rurales respectivamente.

La planificación de la distribución es escoger un nuevo sistema de distribución de un conjunto de posibles escenarios de distribución de tal manera que se satisfaga el perfil esperado de carga en la mejor manera, más confiablemente y con menos pérdidas. Si se puede definir el criterio para medir la bondad de un plan, entonces habrá un plan que sea mejor que los demás; a ese plan se le puede conocer como el plan de distribución óptimo [1].

El sistema de distribución es particularmente importante para una compañía suministradora por dos razones: (1) debido a su proximidad al último cliente y (2) a su alto costo de inversión. Ya que el sistema de distribución de un sistema de suministro de potencia es el más cercano al cliente, sus fallas afectan el servicio de manera más directa, a diferencia de las fallas en los sistemas de transmisión y generación que por lo general no causan interrupciones del servicio a los clientes. Por esta razón, la planificación del sistema de distribución comienza al nivel del cliente. El principal objetivo en el diseño de cualquier parte de un sistema de distribución es el de suministrar un servicio confiable y satisfactorio consistente con los requerimientos de seguridad y economía.

La confiabilidad de un sistema de distribución de potencia se define como la capacidad para suministrar un servicio ininterrumpido de energía eléctrica a los clientes. La demanda de energía eléctrica de mejor calidad y confiabilidad está creciendo rápidamente. Una interrupción sostenida del suministro de energía eléctrica puede costarle a algunos usuarios, miles o cientos de miles de pesos por hora. Aun una interrupción momentánea puede causar que los sistemas computacionales y los procesos industriales se arruinen.

Las tendencias mundiales de la industria eléctrica hacia el establecimiento de un mercado desregulado y competitivo de energía obligan a las empresas de todo el mundo a evaluar sus fortalezas, debilidades y estrategias. Uno de los mayores desafíos de las compañías eléctricas es el de incrementar el valor de los servicios que proporcionan, a una confiabilidad adecuada, además de la disminución de sus costos de operación,

CAPÍTULO I

mantenimiento y construcción, para proporcionar la electricidad a su clientes a los menores precios; esto es posible de obtenerse mediante la planeación de la confiabilidad del sistema de distribución basada en el valor.

Ya que la gran mayoría de los problemas de confiabilidad se producen al nivel de los sistemas de distribución de media tensión, es en esta área en donde se debe prestar más atención para poder realizar las mejoras más sustanciales en el sistema a este respecto. Para lograr la mejora en la confiabilidad a los menores costos posibles se necesita la aplicación de la evaluación predictiva de la confiabilidad como una herramienta para la planeación del sistema de distribución.

Normalmente son utilizados dos métodos para la evaluación de la confiabilidad: la evaluación histórica y la evaluación predictiva. La evaluación histórica implica la recolección y el análisis de los datos de interrupción de los clientes en el sistema de distribución. Para las compañías eléctricas es esencial medir los niveles de confiabilidad y definir los indicadores de desempeño para evaluar la función básica de proveer un suministro de potencia confiable y de costo-efectivo para todos sus tipos de clientes.

La evaluación histórica de la confiabilidad es generalmente descrita como una medida del desempeño pasado de un sistema, mediante el análisis de la frecuencia, duración y las causas de las fallas de los componentes del sistema y de las interrupciones de los clientes.

La evaluación predictiva de la confiabilidad, por el contrario, combina los datos históricos de las fallas de los componentes y modelos matemáticos para estimar el desempeño de las configuraciones designadas. Las técnicas predictivas se basan principalmente en dos tipos de datos para calcular la confiabilidad en el servicio: los parámetros de confiabilidad de los elementos y las configuraciones físicas de la red. El análisis predictivo de la confiabilidad pronostica los índices del sistema simulando el comportamiento del sistema en respuesta a las fallas que puedan ocurrir. Es una herramienta útil para la toma de decisiones de corto y de largo plazo, y ayuda para que en la planificación del sistema se escoja la mejor alternativa para mejorar la confiabilidad del sistema [2].

De la misma manera en que un modelo de flujos de potencia puede predecir las propiedades eléctricas de operación normal de un sistema de distribución, un modelo de confiabilidad puede predecir fallas en el suministro y las características de las interrupciones en el sistema de distribución. A medida que la confiabilidad se está volviendo más importante para las compañías suministradoras y para los clientes, los modelos predictivos de confiabilidad se volverán tan o más importantes que los modelos de

CAPÍTULO I

flujos de potencia. Algunas funciones de planeación de los modelos de confiabilidad pueden ser [2]:

- El diseño de nuevos sistemas para satisfacer objetivos de confiabilidad.
- Identificar problemas de confiabilidad en los sistemas existentes.
- Probar la efectividad de los proyectos de mejora de la confiabilidad.
- Determinar el impacto de la confiabilidad en la expansión del sistema.
- Diseñar sistemas que puedan ofrecer diferentes niveles de confiabilidad.
- Diseñar sistemas más apropiados para tasas basadas en el desempeño.

Muchas empresas suministradoras utilizan los índices de confiabilidad para rastrear el desempeño de la compañía, de una región o de un circuito. La tendencia regulatoria se está moviendo hacia tasas de confiabilidad basadas en el desempeño, en donde este es penalizado o recompensado basado en la cuantificación de los índices de confiabilidad.

Los índices más comunes utilizados por las compañías son, por sus siglas en inglés: *SAIFI*, System Average Interruption Frequency Index (Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupciones en el Sistema); *SAIDI*, System Average Interruption Duration Index (Índice Promedio de la Duración de las Interrupciones en el Sistema); y *MAIFI*, Momentary Average Interruption Frequency Index (Índice Promedio de la Frecuencia de Interrupciones Momentáneas en el Sistema).

Las ecuaciones para el cálculo de los índices de confiabilidad más comunes son [3]:

- Índices de interrupción sostenida:

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número total de clientes interrumpidos}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad (1.1)$$

Para calcular este índice se utiliza:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{CI}{N_T} \quad (1.2)$$

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de las interrupciones a los clientes}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad (1.3)$$

Para calcular este índice se utiliza:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{CMI}{N_T} \quad (1.4)$$

- Índices de interrupción momentánea:

CAPÍTULO I

$$MAIFI = \frac{\sum \text{Número total de interrupciones moment\ áneas a los clientes}}{\text{Número total de clientes suministrados}} \quad (1.5)$$

Para calcular este índice se utiliza:

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T} \quad (1.6)$$

De donde:

N_i , es el número de clientes interrumpidos por cada evento de interrupción sostenida durante el periodo de estudio.

N_T , número total de clientes suministrados.

r_i , es el tiempo de restauración por cada evento de interrupción.

N_{mi} , es el número de clientes interrumpidos por cada evento de interrupción momentánea durante el periodo de reporte.

CI , son los clientes interrumpidos.

CMI , es el número de minutos de interrupción a los clientes.

IM_i , es el número de interrupciones momentáneas.

La confiabilidad en el sistema de distribución puede ser mejorada mediante la reducción de la frecuencia en la ocurrencia de las fallas y mediante la reducción de los tiempos de reparación por medio de estrategias de diseño y de mantenimiento. El número de fallas que ocurren en un alimentador y el tiempo de duración en la reparación varían de manera aleatoria año con año. Consecuentemente, los índices de confiabilidad del sistema también varían de manera aleatoria año con año [4].

Los dispositivos de protección juegan un papel fundamental en el mejoramiento de la confiabilidad al nivel de distribución. Dispositivos seccionalizadores automáticos de línea como los restauradores, interruptores, seccionalizadores y fusibles reducen el número total de clientes afectados por una falla, mediante el aislamiento automático de esta. También reducen la frecuencia de las interrupciones para los clientes del lado de la fuente en referencia a los dispositivos de protección, además de que facilitan la tarea de localizar la sección fallada del alimentador debido a la operación del dispositivo. Para lograr la mayor confiabilidad a partir de los dispositivos de protección, debe de existir una coordinación adecuada entre estos.

Los dispositivos manuales de seccionalización tales como switches y cuchillas, reducen la duración de la interrupción, permitiendo a las secciones falladas ser aisladas de manera manual y permiten que el servicio sea restablecido en las secciones sin falla del alimentador; reducen el promedio anual de minutos de interrupción a los clientes a causa de

CAPÍTULO I

las fallas, pero no tienen efecto en la frecuencia de ocurrencia de estas. Los dispositivos de seccionalización controlados de manera remota permiten a los operadores del sistema, o a los programas de restauración automática identificar la sección fallada y operar de manera remota para restablecer el servicio a los clientes; al igual que los dispositivos manuales de seccionalización reducen el promedio anual de minutos de interrupción a los clientes a causa de las fallas, pero no tienen efecto en la frecuencia de ocurrencia de estas.

1.2 Estado del arte

Tradicionalmente, el componente del sistema eléctrico de potencia que ha sido tomado en menor importancia es el sistema de distribución, ya que comparado con los sistemas de generación y transmisión, no se le han realizado tantas metodologías de análisis y técnicas de operación para su desarrollo. En los últimos años las cosas han estado cambiando, lo que ha originado que se le dé énfasis a la planificación y la operación del sistema de distribución con la mayor eficiencia posible, tomando en consideración aspectos como la calidad, confiabilidad y economía para la distribución de energía eléctrica hacia el consumidor final.

En [5] se realiza la evaluación predictiva de la confiabilidad en un sistema de distribución de Sudáfrica; esta evaluación se realizó mediante la aplicación de cambios en la configuración del sistema con el fin de obtener mejoras en la confiabilidad y tener con esto los fundamentos para utilizar la evaluación predictiva como parte del proceso de planeación del sistema.

También, se han desarrollado metodologías para la aplicación de la confiabilidad en el proceso de planeación tomando como punto central para ello la minimización de los costos de interrupción a los usuarios; en [6] se cuantifican los costos producidos debido a la interrupción del servicio para un alimentador de distribución en Canadá, en función de diferentes configuraciones para el caso de estudio, obteniéndose de esa manera tanto la justificación técnica como la económica para entrar en el proceso de toma de decisiones para la expansión de la red.

Para poder tener un cierto grado de confianza en que los estudios de confiabilidad que se realicen son en verdad representativos del sistema bajo análisis, se debe de realizar la validación del modelo del sistema en función del historial de los índices de confiabilidad del sistema bajo estudio, lo cual se logra mediante la aplicación de la metodología expuesta en [7]. En [8] se hace énfasis en la validación del modelo, además de que se realiza una comparación de la confiabilidad obtenida mediante un análisis predictivo y la obtenida con un análisis histórico.

CAPÍTULO I

En la SEPI ESIME Zacatenco se han desarrollado trabajos para la optimización de la confiabilidad en redes de distribución, un ejemplo de ello es el trabajo realizado en [9], en donde se desarrolla una metodología de selección y localización óptima de cuchillas desconectadoras, con el fin de mejorar la confiabilidad en redes de distribución, y minimizar también los costos de interrupción para los consumidores. También, en [10] se realiza el mejoramiento de la confiabilidad en redes de distribución a partir de la solución del problema de localización de dispositivos de desconexión en redes de distribución, por medio de un algoritmo genético, y se comparan los resultados obtenidos mediante técnicas de evaluación económica para determinar la viabilidad de las opciones que se consideran.

El objetivo de la planificación de la distribución es el de suministrar una expansión ordenada y económica del equipo y las instalaciones, para satisfacer la demanda eléctrica futura de la compañía eléctrica con un nivel aceptable de confiabilidad. En el sentido más amplio, la planeación es hecha para que la compañía pueda realizar sus obligaciones y lograr el desempeño y las metas que quiere alcanzar. Por esta razón, la planificación tiene casi siempre sus metas dirigidas en alcanzar algún objetivo. Involucra los siguientes cinco pasos:

1. Identificar el problema. Determinar si, y que necesita ser arreglado.
2. Establecer la meta. Determinar que es suficiente para solucionar el problema.
3. Identificar alternativas. Determinar que acciones o planes resolverán el problema.
4. Evaluar alternativas. Sobre la base del costo u otros beneficios técnicos.
5. Decidir, aprobar la alternativa a ser seleccionada y ejecutada.

La planificación de la red de distribución involucra el aplicar esta aproximación de cinco pasos para la entrega de potencia del sistema. El objetivo es mantener un servicio satisfactorio mientras se alcanzan las metas financieras, las cuales siempre tienden a controlar o minimizar el gasto en algún sentido. El rol de la planificación en una empresa eléctrica es siempre estratégica en que hace adiciones al sistema que son para efectos prácticos permanentes, y porque es responsable del volumen de capital gastado y de su eficiencia. Por esta razón, es una de las funciones más importantes en la compañía. Sin embargo, la planificación puede ser evaluada de manera diferente dependiendo de la cultura particular y las necesidades de la compañía. Los planificadores necesitan empezar su trabajo identificando los valores de su compañía y la cultura que la rodea [11].

1.3 *Objetivo de la tesis*

Desarrollar una herramienta para la planeación de redes de distribución en función del mejoramiento de la confiabilidad y de la reducción de los costos ocasionados por las interrupciones en el suministro de energía eléctrica, tomando en consideración la naturaleza estocástica de las fallas en las redes de distribución.

1.4 *Justificación de la tesis*

El estudio en las redes de distribución ha sido relegado por el desarrollo de técnicas para la solución de los problemas en los sistemas de generación y transmisión, ya que alguna contingencia en la red de distribución ocasiona la pérdida del suministro solo en un punto aislado del consumo afectando en mucho menor medida en comparación a una falla producida en los sistemas de transmisión y generación; pero debido a que la gran mayoría de las fallas que se ocasionan en el sistema eléctrico de potencia ocurren al nivel de distribución, y a que en una sociedad como la nuestra en la que necesitamos ser cada vez más competitivos para poder tener éxito, se necesita de un suministro de mayor confiabilidad y calidad, en el que se tomen en consideración los costos ocasionados por las interrupciones en el suministro de energía eléctrica para todo tipo de clientes. Por lo tanto, ya que la red de distribución que es el vínculo entre la fuente y el consumidor, es la parte del sistema eléctrico de potencia en la que se pueden obtener resultados más visibles del mejoramiento de los índices de confiabilidad tal y como se ven por los distintos consumidores de energía eléctrica del sistema eléctrico.

1.5 *Aportaciones de la tesis*

En esta tesis se propone una metodología de planificación de sistemas de distribución de energía eléctrica de media tensión basada en la optimización de la red bajo un criterio de predicción de la confiabilidad basada en el valor y mediante la simulación de contingencias de manera aleatoria con el fin de encontrar las áreas más susceptibles a fallas en el sistema y realizar la planeación partiendo de ese punto.

1.6 *Estructura de la tesis*

La realización de esta tesis fue estructurada para contener 5 capítulos a partir de los cuales se obtienen y justifican los resultados obtenidos, además de 5 apéndices, en los cuales se detallan los asuntos técnicos más relevantes de la tesis para la mayor y más rápida comprensión del trabajo realizado.

En el capítulo 1 se presentan las motivaciones principales del presente trabajo, así como una introducción en la cual se describe de manera general la naturaleza de este.

En el capítulo 2 se describen los aspectos más relevantes para la realización de estudios predictivos de confiabilidad en los sistemas de distribución.

En el capítulo 3 se presenta la metodología que se realiza para la obtención de la planificación del sistema de distribución en función de la confiabilidad, así como la descripción del sistema de distribución de la Comisión Federal de Electricidad que se utilizó en el estudio.

CAPÍTULO I

En el capítulo 4 se presentan los resultados obtenidos para el caso de estudio descrito en el capítulo 3.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones que se obtuvieron durante el proceso de elaboración de esta tesis.

En el apéndice A se presentan los elementos que constituyen a las redes de distribución en media tensión, con su correspondiente modelado para la realización de estudios de planificación.

En el apéndice B se realizan consideraciones generales y fundamentos para el cálculo de la confiabilidad para redes de distribución.

En el apéndice C se muestran los fundamentos para el análisis de flujos de carga, análisis de asignación de cargas y estudios de confiabilidad en el software SynergEE Electric 3.8.3® que fue para lo cual se utilizó el software en el desarrollo de la tesis.

En el apéndice D se presentan las tendencias a futuro en el campo de la confiabilidad y los efectos de las redes inteligentes sobre esta.

En el apéndice E se describe el programa realizado en Fortran 90 para la simulación de contingencias en el sistema de distribución, por el método de Monte Carlo.

CAPÍTULO II

EVALUACIÓN PREDICTIVA DE LA CONFIABILIDAD

2.1 Introducción

Es esencial para las compañías de suministro eléctrico tener mediciones de los niveles de confiabilidad de sus sistemas de distribución actuales y definir indicadores de desempeño para evaluar sus funciones básicas de proporcionar un suministro de potencia confiable y de costo efectivo para todos los sectores de la sociedad.

La planificación del sistema de distribución tomando en consideración la predicción de la confiabilidad debe estar determinada por los costos de interrupción de los clientes, la carga conectada y por la longitud del circuito conductor de manera combinada. La confiabilidad de los sistemas de distribución de potencia eléctrica es un proceso aleatorio, esto es, es un proceso que produce valores aleatorios específicos de una variable aleatoria, en donde estas variables aleatorias son los índices de confiabilidad [12].

2.2 Evaluación predictiva de la confiabilidad basada en la disminución de costos

La evaluación histórica de la confiabilidad analiza los eventos de interrupción discreta que ocurren en localizaciones específicas en un periodo de tiempo dado, mientras la evaluación predictiva determina el comportamiento de largo plazo de los sistemas mediante la combinación de las tasas de falla de los componentes y la duración de la reparación, actividades de restauración, switcheo y aislamiento, que describen la tendencia central de un sistema de distribución completo, de los posibles valores para configuraciones de red dadas. Por esta razón, los datos exactos de las interrupciones de los componentes son fundamentales para el análisis predictivo del desempeño del sistema de distribución. En suma a la configuración física de la red de distribución, las características de confiabilidad de los componentes del sistema, la operación del equipo de protección y la disponibilidad de suministros alternativos de capacidad adecuada, también tienen un impacto significativo en la confiabilidad del suministro.

En la práctica, la determinación de niveles aceptables en la continuidad del servicio es generalmente obtenida mediante la comparación de los índices de duración y de la frecuencia de interrupción actuales, con objetivos arbitrarios. Estos objetivos están basados en la percepción de los niveles de tolerancia de los clientes a las interrupciones en el suministro.

2.2.1 Procedimiento para la determinación de los parámetros de confiabilidad en redes de distribución

Para la realización del análisis de confiabilidad, el procedimiento utilizado por el software SynerGEE 3.8.3 ® utilizado es el siguiente:

CAPÍTULO II

1. Leer los datos de los componentes del sistema: tasas de falla y tiempos de reparación, además de los tiempos de operación de los equipos de protección.
2. Obtener el número de clientes por cada zona de carga.
3. Determinar los componentes conectados en serie para la primera zona de carga.
4. Calcular la tasa de falla total, el tiempo de reparación total y el tiempo de reparación anual de la falla para la zona de carga.
5. Repetir los cálculos para cada una de las zonas de carga hasta que se obtienen los parámetros para el sistema completo.
6. Calcular los índices de confiabilidad *SAIFI*, *MAIFI* y *SAIDI* del sistema.
7. Se finaliza el estudio de confiabilidad.

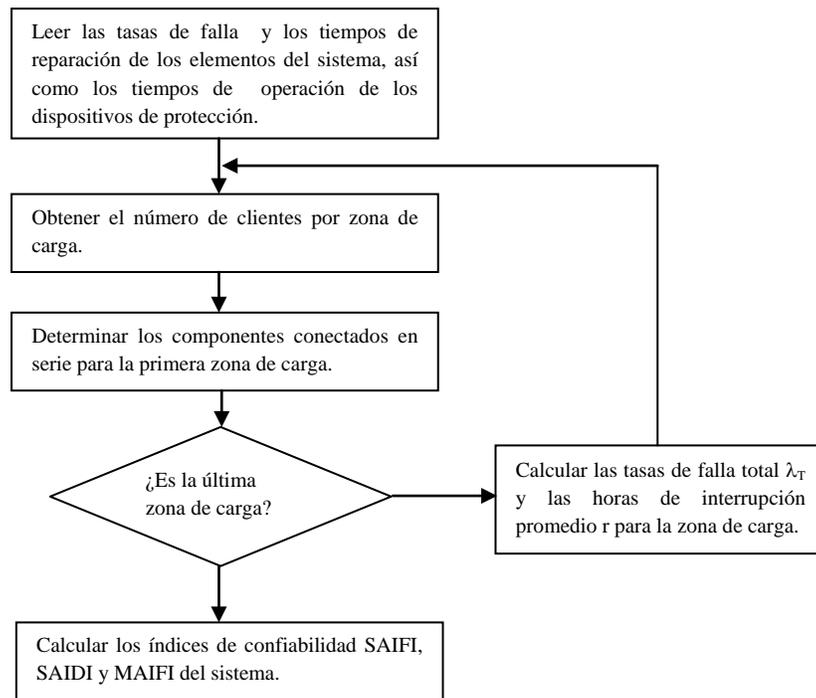


Figura 2.1 Diagrama de bloques para la determinación de los parámetros e índices de confiabilidad en SynergEE 3.8.3@.

2.2.2 Interrupción del suministro en redes de distribución

El suministro de potencia es interrumpido debido a diferentes causas, siendo las causas primarias de interrupción las siguientes [12]:

- Interrupción por problemas en la transmisión/subestación: es debida a problemas en el sistema de potencia al nivel de transmisión, tales como baja frecuencia del tiro de carga, transitorios en el sistema de transmisión, o variaciones de la frecuencia del sistema.
- Contacto con árboles: estas producen interrupciones del suministro ya que ocasionan fallas por contacto de árboles o de ramas de estos con circuitos energizados.
- Equipo aéreo o subterráneo: las interrupciones del suministro resultan de las fallas de los equipos debido a su deterioro por la edad, mantenimiento incorrecto, o fallas inminentes detectadas por el mantenimiento.
- Clima: las interrupciones son producto de las descargas atmosféricas, lluvia, tormentas, vientos fuertes, temperaturas extremas tanto de calor como de frío.
- Errores del personal: las interrupciones son producto de la interacción del personal de la compañía con el sistema, tales como el llevar un registro inadecuado, uso incorrecto del equipo, instalación y construcción incorrectas, ajustes incorrectos de las protecciones, errores en el switcheo.
- Público: son interrupciones que escapan del control de la compañía, como lo son choques automovilísticos, excavaciones, vandalismo y sabotaje.
- Animales: se producen interrupciones a causa de pájaros y roedores principalmente.
- Desconocida: estas causas de interrupción no tienen una razón aparente o causa definida.

2.2.3 Consideraciones de probabilidad en estudios de confiabilidad

La simulación de la confiabilidad en distribución está basada en la probabilidad de falla de las partes que la forman. Con un dispositivo en operación continua, se desea obtener la probabilidad de que este falle. Para los estudios de confiabilidad realizados, se tomaron en cuenta las siguientes suposiciones:

- Cualquier dispositivo presenta dos estados de operación: falla u opera.
- La probabilidad de que el dispositivo falle permanece constante en el tiempo.
- El periodo de evaluación de la confiabilidad es constante para cada uno de los elementos bajo estudio.

CAPÍTULO II

- La probabilidad de falla para cada elemento es independiente de los demás, por lo que si un dispositivo falla, la probabilidad de que cualquier otro elemento del sistema falle permanece inalterada.

Las suposiciones anteriores pueden ser aplicadas para cualquier proceso continuo o para cualquier repetición de experimentos, y estas nos conducen a una distribución binomial [13].

$$P(x) = \frac{n!}{x!(n-x)!} p^x (1-p)^{n-x} \quad (2.1)$$

De donde:

$P(x)$ = probabilidad de x fallas en n experimentos.

p = probabilidad de falla de un solo experimento.

n = número de experimentos.

Esta ecuación indica la probabilidad de falla sobre un conjunto de experimentos. La ecuación puede ser aplicada a fallas sobre un conjunto de experimentos.

La media para la distribución binomial puede ser obtenida como:

$$E(x) = np \quad (2.2)$$

Por lo anterior, se puede definir a una “tasa de falla” como el número promedio de fallas en un periodo de tiempo:

$$\lambda = np \quad (2.3)$$

Ahora, el número de partes o “rebanadas” en el periodo de tiempo son incrementadas hasta el infinito, y la correspondiente probabilidad de falla dentro de la “rebanada” de tiempo es reducida a cero basados en la ecuación 2.3; por lo que se tiene que:

$$n \rightarrow \infty \text{ y } p \rightarrow 0 \quad (2.4)$$

La tasa de falla por “rebanada” de tiempo es expresada como:

$$p = \frac{\lambda}{n} \quad (2.5)$$

y la probabilidad de “ x ” fallas en un periodo de tiempo es:

$$P(x) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{n!}{x!(n-x)!} \left(\frac{\lambda}{n}\right)^x \left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)^{n-x} \quad (2.6)$$

Pero considerando que:

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \left(1 - \frac{\lambda}{n}\right)^n = e^{-\lambda} \quad (2.7)$$

La probabilidad de “x” fallas puede ser reducida a:

$$P(x) = \frac{\lambda^x}{x!} e^{-\lambda} \quad (2.8)$$

Esta distribución de probabilidad es conocida como distribución de Poisson y es la piedra angular del modelado de la fallas para los estudios de confiabilidad de distribución de potencia.

Un vez que el modelo del sistema de distribución es construido, entonces diferentes escenarios del sistema pueden ser analizados para mejorar su confiabilidad. Debido a que alrededor del 80% de las fallas que se producen en el sistema eléctrico de potencia ocurren al nivel de distribución, así como entre el 70 y el 95% del tiempo de interrupción del servicio [7], es importante mejorar la confiabilidad en este nivel.

2.2.3.1 Funciones de distribución de probabilidad

Muchos parámetros en el campo de la confiabilidad varían de componente a componente o de situación a situación, por lo que estos parámetros son variables aleatorias, las cuales son representadas por funciones de distribución de probabilidad.

Las funciones de distribución de probabilidad son ecuaciones matemáticas que permiten que un gran monto de información, características y comportamiento sean descritos por un pequeño número de parámetros. Una función de distribución de probabilidad tiene asociada a una función de densidad de probabilidad $f(x)$, que representa la probabilidad de que una variable aleatoria x tenga un valor particular.

Cada función de densidad de probabilidad tiene dos características importantes:

1. $f(x) \in \{0,1\}$ (2.9)

De donde f es la función de densidad de probabilidad.

2. $\int_{-\infty}^{\infty} f(x)dx = 1$ (2.10)

Cada función siempre produce un valor entre cero y uno. Un valor de cero indica que no hay probabilidad de ocurrencia y un valor de uno indica la certeza completa de la ocurrencia. La otra característica es que la integral de la función sobre los posibles resultados debe ser igual a uno.

Otro tipo de función de probabilidad utilizada en confiabilidad es la función de distribución acumulativa $F(x)$. Esta es la integral de la función de densidad de probabilidad, y refleja la probabilidad de que $f(x)$ será igual o menor que x .

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(y)dy \quad (2.11)$$

De donde F es la función de distribución acumulativa.

La función de la tasa de falla de un componente del sistema de distribución λ es igual a la probabilidad de que el componente falle si es que no ha fallado. Esta función está relacionada con las funciones de densidad de probabilidad y la función de probabilidad acumulativa cuando describen los comportamientos de las fallas de los componentes, de la siguiente manera:

$$\lambda(x) = \frac{f(x)}{1-F(x)}; \quad (2.12)$$

con λ = función de la tasa de falla.

Las funciones de distribución de probabilidad pueden ser caracterizadas por medidas estadísticas tales como el valor esperado, la variancia y la desviación estándar. El valor esperado es la media geométrica de la función. Ya que la integral de todas las funciones de densidad es igual a la unidad, esta es igual a la integral de los momentos de primer orden:

$$\text{Valor esperado} = \bar{x} = \int_{-\infty}^{\infty} x * f(x)dx \quad (2.13)$$

La variancia es una medida de cómo varía la función alrededor de la media. Una variancia pequeña indica que un valor cercano a la media es probable, y una variancia grande indica que un valor cercano a la media es poco probable:

$$\text{Variancia} = \int_{-\infty}^{\infty} \{f(x) - \bar{x}\}^2 dx \quad (2.14)$$

La desviación estándar es la raíz cuadrada de la variancia. Esta es conveniente debido a que tiene las mismas unidades que la función de densidad de probabilidad y del valor esperado.

$$\text{Desviación estándar} = \sqrt{\text{Variancia}} \quad (2.15)$$

2.2.3.1.1 *Función de distribución exponencial*

La distribución exponencial es la función de distribución más comúnmente usada en el análisis de la confiabilidad, esto es porque está caracterizada por una función de tasa de falla constante, la cual es representativa de los componentes eléctricos durante su vida útil. Una ventaja de la distribución exponencial es que está completamente caracterizada solo por el parámetro de la tasa de falla λ . Sus funciones de distribución son:

$$f(x) = \lambda e^{-\lambda x} ; \text{ para } x \geq 0 \quad (2.16)$$

$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x} \quad (2.17)$$

$$\lambda(x) = \lambda \quad (2.18)$$

$$\text{Valor esperado} = \frac{1}{\lambda} \quad (2.19)$$

$$\text{Variancia} = \frac{1}{\lambda^2} \quad (2.20)$$

2.2.3.2 Parámetros de los componentes de confiabilidad

Los modelos simples de confiabilidad están basados en las tasas de fallas de los componentes y sus tiempos de reparación, pero modelos más sofisticados hacen uso de muchos otros parámetros. Los parámetros de confiabilidad de los componentes más comunes son:

- Tasa de falla de corto circuito permanente. Describe el número de veces por año que se espera que un componente experimente un corto circuito permanente.
- Tasa de falla de cortocircuito temporal. Describe el número de veces por año que se espera que un componente experimente un cortocircuito temporal.
- Tasa de falla de circuito abierto. Describe el número de veces por año que un componente interrumpirá el flujo de corriente sin causar que fluya una corriente de falla.
- Tiempo promedio de reparación. Representa el tiempo esperado que se necesitará para que una falla sea reparada (medida desde el tiempo en que la falla ocurra).
- Tiempo promedio de switcheo. Representa el tiempo esperado que le tomará a un switch seccionalizador operar después de que ocurra una falla en el sistema.
- Probabilidad de falla operacional. Es la probabilidad condicional de que un dispositivo no opere cuando se supone que debe operar.
- Frecuencia de mantenimiento programado. Representa la frecuencia de mantenimiento programado para un dispositivo. Por ejemplo, la frecuencia de mantenimiento de 2 veces por año significa que al equipo se le aplica mantenimiento cada seis meses.
- Tiempo promedio de mantenimiento. Representa el monto promedio de tiempo que se necesita para realizar un mantenimiento programado de un equipo.

2.2.3.3 Tasas de fallas y su representación

Es típico modelar los parámetros de confiabilidad de los componentes por un valor escalar, lo que produce que no se considere de manera completa el comportamiento de las fallas de los componentes; ya que por ejemplo, se sabe que las tasas de fallas de los componentes tienden a variar con el tiempo.

CAPÍTULO II

Podría parecer razonable concluir que los equipos nuevos fallan menos que los equipos viejos. Este no es el caso cuando se trata de equipos complejos. De hecho, el equipo nuevo que recién se instala tiene una tasa de falla relativamente alta debido a la posibilidad de defectos de manufactura, daño en el embarque, daño durante la instalación, o debido a una instalación incorrecta. Si el equipo no presenta fallas después de este periodo crítico de instalación es muy probable que no haya defectos de manufactura; que el equipo está apropiadamente instalado y que está siendo utilizado dentro de sus especificaciones. Se dice entonces que entra en su periodo de vida útil, que está caracterizado por una tasa de falla casi constante que puede ser modelada de manera exacta por un valor escalar. Cuando la vida útil del equipo va llegando a su fin, su anterior tasa de falla constante comenzará a incrementarse de manera exponencial con el tiempo, hasta que el componente falle [14].

La representación de las tasas de falla de los componentes se logra mediante la curva de la “bañera”, representada a continuación.

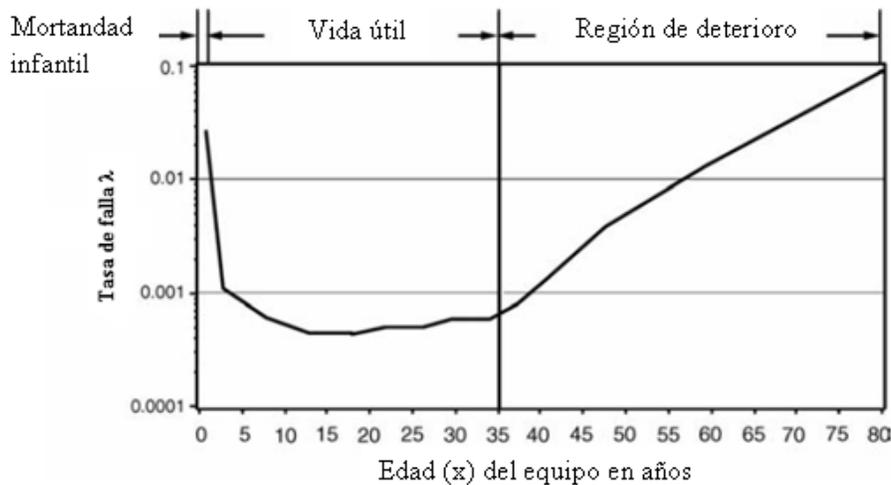


Figura 2.2. Representación de la tasas de fallas de los componentes en su vida útil [14].

2.3 Simulación de fallas por el método de Monte Carlo

La simulación de Montecarlo simula contingencias de manera aleatoria basada en probabilidades de ocurrencia en lugar de contingencias esperadas. Esto permite que los parámetros de los componentes sean modelados con funciones de distribución de probabilidad en lugar de los valores esperados. La simulación de Montecarlo puede modelar comportamiento de sistemas complejos y eventos no-exclusivos, y produce una distribución de posibles resultados en lugar de valores esperados. Las desventajas incluyen intensidad computacional e imprecisión (análisis múltiples del mismo sistema producirán respuestas con poca diferencia). Adicionalmente, la simulación de Montecarlo no es enumerativa y podría pasar por alto estados del sistema raros pero importantes [7].

CAPÍTULO II

Una simulación de Montecarlo utiliza generadores de números aleatorios para modelar eventos de ocurrencia estocástica. Por esto, los resultados de dos simulaciones de Monte Carlo con entradas idénticas, generalmente no resultarán en la misma salida. Esta variación es típicamente bienvenida porque simulaciones repetidas eventualmente producirán una distribución de resultados de los cuales la media, la variancia y otras medidas estadísticas pueden ser calculadas.

2.3.1 Simulación secuencial de Montecarlo.

Una simulación secuencial de Montecarlo intenta modelar de manera precisa el comportamiento del sistema como este ocurre en la realidad, como una secuencia de eventos aleatorios que se construyen uno sobre otro mientras el sistema progresa en el tiempo. Algunas contingencias del sistema son modeladas por distribuciones de probabilidad y pueden ocurrir aleatoriamente en cualquier punto en la simulación. Otras contingencias son condicionales debido a que su probabilidad de ocurrencia depende de eventos pasados y el estado presente del sistema (tales como fallas en cascada). De manera similar, el sistema responde a contingencias que están modeladas probabilísticamente, permitiendo para un sistema responder en muchas diferentes maneras. Si se implementa con un alto nivel de detalle, una simulación secuencial de Monte Carlo produce una simulación altamente realista, casi comparable a un experimento físico [7].

Una simulación secuencial de Monte Carlo es implementada dividiendo el periodo de tiempo de simulación en periodos mas pequeños. En el principio, cada periodo de tiempo es simulado en secuencia para identificar nuevas contingencias (como fallas) y responder a contingencias anteriores no resueltas. La exactitud en la simulación se incrementa cuando los periodos de tiempo se vuelven más pequeñas, pero con el consecuente aumento en el tiempo de computación.

La eficiencia computacional puede ser mejorada utilizando una resolución en la rebanada de tiempo variable, la cual utiliza periodos de tiempo largos durante condiciones normales y cambia a periodos más cortos cuando el sistema está respondiendo a una contingencia.

La probabilidad de una contingencia ocurriendo durante un periodo de tiempo es igual a la probabilidad de contingencia ocurrida al final del periodo menos la probabilidad de contingencia ocurrida al principio del periodo de tiempo. Esto es aproximadamente igual al valor de la función de densidad de probabilidad en el comienzo del periodo de tiempo multiplicada por la duración del periodo de tiempo.

$$P(t) = F(t + \Delta t) - F(t) \quad (2.21)$$

$$P(t) \approx \Delta t * f(t) \quad (2.22)$$

De donde:

$P(t)$ = probabilidad de ocurrencia en el periodo de tiempo delimitada por t y Δt .

$F(t)$ = función de distribución de probabilidad (acumulativa).

$f(t)$ = función de densidad de probabilidad.

Δt = duración del periodo de tiempo.

Algunas funciones de distribución de probabilidad como la distribución exponencial son estacionarias y no varían con el tiempo. Estos eventos tendrán la misma probabilidad de ocurrencia en cada periodo de tiempo, igual a la tasa de ocurrencia multiplicada por la duración del periodo.

Utilizar la simulación secuencial de Montecarlo es apropiada cuando la respuesta del sistema en un tiempo dado es altamente dependiente de eventos pasados. Aplicaciones que no poseen esta característica pueden ser simuladas utilizando otras técnicas como lo son las simulaciones no secuenciales de Monte Carlo, reduciendo con esto grandemente los requerimientos computacionales sin sacrificar exactitud.

2.3.2 Simulación no secuencial de Montecarlo

Una simulación secuencial de Montecarlo no es necesaria si las contingencias son mutuamente excluyentes y el comportamiento del sistema no depende de eventos pasados. De hecho, las contingencias pueden ser seleccionadas probabilísticamente y simuladas en cualquier orden arbitrario. Debido a que este proceso no es necesariamente simulado en orden de ocurrencia, se le conoce como simulación no secuencial de Montecarlo. Las simulaciones no secuenciales de Monte Carlo tienden a ser mucho menos computacionalmente intensivas que las simulaciones secuenciales, ya que solamente un pequeño porcentaje del periodo de simulación es en realidad simulado, y las reglas de simulación son más simples, ya que se asume que las contingencias no interactúan entre sí.

Una simulación no secuencial de Monte Carlo comienza con un conjunto de posibles contingencias. Para cada contingencia, un número aleatorio es utilizado para generar el número de veces que la contingencia ocurrirá en el periodo de tiempo de la simulación. Para una simulación típica de contingencias en el sistema de distribución, de un periodo de un año, la mayoría de las contingencias no ocurrirán, algunas contingencias ocurrirán una vez y unas pocas podrían ocurrir muchas veces. El número preciso de ocurrencias dependerá de la distribución de probabilidad. Por ejemplo, una función de falla distribuida exponencialmente (caracterizada por una tasa de falla constante) seguirá un proceso de Poisson.

CAPÍTULO II

El proceso utilizado para la simulación de contingencias en los alimentadores de distribución para la obtención de las zonas de carga más susceptibles de falla mediante el método no secuencial de Monte Carlo, se describe en el siguiente diagrama de flujo, con el cual se desarrolló un programa en Fortran 90 (ver apéndice E):

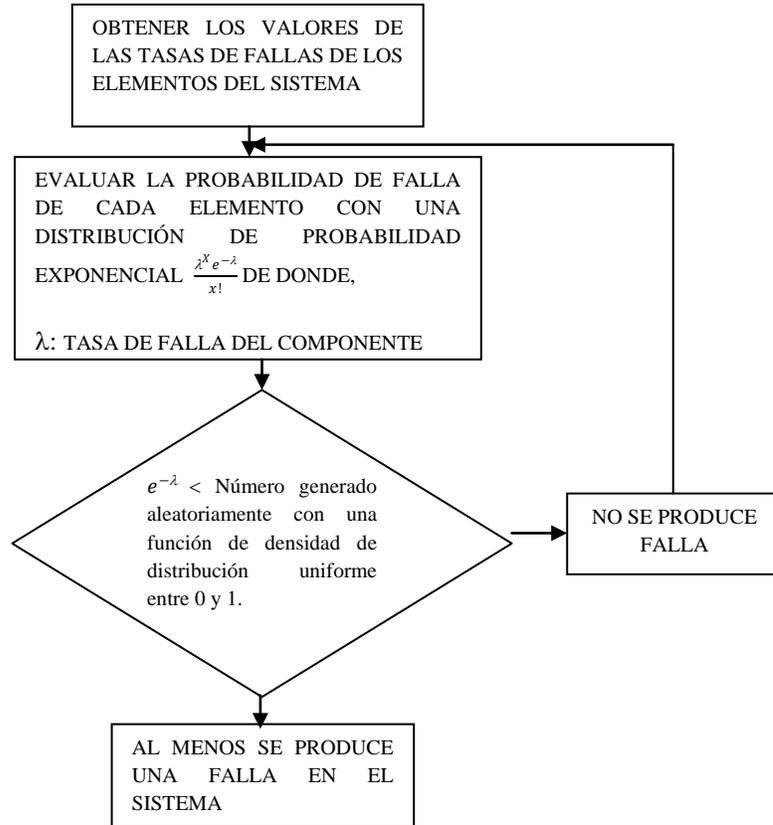


Figura 2.3 Diagrama de flujo para la simulación de contingencias por el método no secuencial de Monte Carlo. Ver Apéndice E.

Estadísticas promedio de las tasas de falla y de los tiempos de reparación utilizados en el estudio para las líneas del sistema [14].

Líneas aéreas	Tipo de construcción	Tasa de falla en fallas/km al año			Tiempo total de reparación en horas		
		1φ	2φ	3φ	1φ	2φ	3φ
Área urbana	En cruceta	0.01860	0.03728	0.0559	3	3.5	4

Tabla 2.1 Estadísticas de tasas de falla y tiempo de reparación para líneas aéreas [14].

CAPÍTULO II

Estadísticas promedio de las tasas de falla y de los tiempos de reparación utilizados en el estudio para los equipos del sistema [14].

Equipo	Tipo de construcción	Tasa de falla en fallas/pieza al año	Tiempo total de reparación en horas
Transformador 3 ϕ	Subestación	0.012	6.5
Interruptor	Subestación	0.001	32
Restaurador	Alimentador	0.015	7.5
Fusible	Poste	0.003	2
Cortacircuitos	Poste	0.003	3
Switch	Poste	0.001	5.5
Apartarrayos	Poste	0.0005	2.5

Tabla 2.2 Estadísticas de tasas de falla y tiempo de reparación para equipos de distribución [14].

2.4 Criterios para la aplicación de equipos de protección en redes de distribución

Mientras más fusibles, switches seccionalizadores, restauradores y seccionalizadores se tengan, se pueden aislar mas fallas y con ello se interrumpe a un menor número de clientes.

Los laterales deben estar casi universalmente protegidos con fusibles, ya que son muy útiles en la detección rápida de fallas. Si los laterales son muy largos, se deben de utilizar restauradores en lugar de fusibles. Especialmente para circuitos que tienen dos o más troncales principales, la instalación de restauradores en cada troncal mejora de manera notoria la confiabilidad. La manera como los circuitos están protegidos y coordinados impacta de manera directa la confiabilidad. Evitar que los fusibles operen, mediante la acción del interruptor de la subestación en las fallas temporales ayuda a disminuir las interrupciones de larga duración, pero ocasiona mas interrupciones momentáneas y viceversa. En los sistemas puramente radiales, los restauradores no mejoran la confiabilidad de los clientes al final de la línea.

Los switches seccionalizadores pueden mejorar de manera significativa el *SAIDI* y el *CAIDI*, pero no el *SAIFI*, al menos que los switches sean automatizados. Los switches seccionalizadores hacen posible que las cuadrillas de trabajadores restablezcan el servicio de manera fácil antes de que se arregle el daño ocasionado.

2.5 Calibración de los parámetros de confiabilidad en sistemas de distribución

Para que un modelo de confiabilidad produzca resultados representativos, los datos de confiabilidad de los componentes deben ser representativos del sistema que está siendo modelado. Idealmente, las compañías suministradoras deberían tener una gran cantidad de datos históricos para cada tipo de componente bajo consideración. Desafortunadamente, la mayoría de las compañías están muy lejos de poder tener esa información. La alternativa es utilizar datos previamente publicados que han sido obtenidos para otros sistemas, los cuales

CAPÍTULO II

no pudieran ser representativos del sistema que va a ser estudiado; de hecho, si los índices que se predijeron no concuerdan con los índices calculados de manera histórica, es probable que los datos utilizados no sean los apropiados. En caso contrario, si los resultados predichos están de acuerdo con los valores históricos, se alcanza un cierto nivel de confianza en el modelo, validándose de esta manera el modelo de confiabilidad [8].

Aunque la mayoría de las compañías suministradoras no tienen información histórica acerca de la confiabilidad de los componentes de sus sistemas de distribución, casi todas tienen información histórica en forma de índices de confiabilidad. Cuando se modela un área de estudio, los índices de confiabilidad predichos deben de concordar con los índices históricos, ya que con eso se puede alcanzar confianza en que el modelo es realmente representativo del área estudiada. Se le llama calibración del modelo al proceso de ajustar los parámetros de confiabilidad de los componentes de tal manera que la confiabilidad predicha sea igual a la confiabilidad histórica.

Cuando un área de estudio se calibra, los parámetros de confiabilidad de los componentes deben de ser ajustados basados en los factores:

1. Confianza en que los parámetros reflejan de manera exacta el comportamiento de los componentes.
2. La sensibilidad de los índices de confiabilidad con respecto a los cambios en los parámetros.

En base a lo anterior, las áreas de estudio se calibran ajustando las tasas de fallas y los tiempos de reparación de las líneas aéreas y de los cables subterráneos. La determinación de los valores apropiados de los parámetros de confiabilidad de las líneas, es decir, las tasas de fallas temporales, las tasas de fallas permanentes y los tiempos promedio de reparación puede ser dividida en dos pasos. Esto es posible ya que el tiempo promedio de reparación no tiene efecto en el *SAIFI* ni en el *MAIFI*. Consecuentemente, las tasas de fallas temporales y permanentes pueden ser escogidas de tal manera que los valores predichos del *SAIFI* y del *MAIFI* satisfagan a los valores históricos. Después de realizar esto, el tiempo promedio de reparación puede ser ajustado para controlar el *SAIDI* sin impactar el *SAIFI* o el *MAIFI*. La relación del *SAIFI* y del *MAIFI* a los ajustes de las tasas de fallas temporal (λ_T) y permanente (λ_p) con sus respectivos incrementos ($\Delta\lambda_T$ y $\Delta\lambda_p$) es:

$$\begin{bmatrix} SAIFI_{objetivo} \\ MAIFI_{objetivo} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_p} & \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_T} \\ \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_p} & \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_T} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta\lambda_p \\ \Delta\lambda_T \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} SAIFI_{inicial} \\ MAIFI_{inicial} \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

De donde:

$SAIFI_{objetivo}$ = Valor objetivo del *SAIFI*.

$MAIFI_{objetivo}$ = Valor objetivo del *MAIFI*.

$SAIFI_{inicial}$ = Valor inicial del $SAIFI$.

$MAIFI_{inicial}$ = Valor inicial del $MAIFI$.

λ_p = Tasa de falla permanente de la línea (/km/año).

λ_T = Tasa de falla temporal de la línea (/km/año).

En la ecuación, las derivadas parciales pueden ser aproximadas por métodos de perturbación, lo que permite que los valores de $\Delta\lambda_T$ y $\Delta\lambda_p$ sean calculados, por lo que se encuentran nuevos valores de λ_T y λ_p , ajustando el valor viejo con el cambio calculado, obteniéndose $\lambda_{nueva} = \lambda_{vieja} + \Delta\lambda$. Una vez que los nuevos valores son calculados, la relación entre el $SAIDI$ y el tiempo promedio de reparación $MTTR$ (de sus siglas en inglés Mean Time To Repair) pueden ser utilizados para encontrar el valor calibrado de $MTTR$, mediante [7]:

$$SAIDI_{objetivo} = \frac{\partial MTTR}{\partial SAIDI} \Delta SAIDI + SAIDI_{inicial} \quad (2.24)$$

De donde:

$SAIDI_{objetivo}$ = Valor objetivo del $SAIDI$.

$SAIDI_{inicial}$ = Valor inicial del $SAIDI$.

$MTTR$ = Tiempo promedio de reparación en horas.

Si todas las relaciones de los parámetros/índices son lineales dentro de los rangos considerados, las ecuaciones anteriores resultarán en los valores predichos del $SAIDI$, $SAIFI$ y $MAIFI$ que satisfacen de manera exacta a los valores históricos. Si no es así, el proceso puede ser repetido de manera iterativa hasta que se alcance una tolerancia de error.

El proceso de una apropiada calibración es de gran ayuda para las compañías suministradoras que no cuentan con datos históricos de fallas de los componentes de sus sistemas para la validación de sus modelos de confiabilidad. Con esto, se puede justificar la incorporación del análisis de confiabilidad en su proceso de planeación y con ello comenzar a darse cuenta de los beneficios que esto trae consigo [7].

2.5.1 Calibración de los parámetros de confiabilidad del sistema de distribución OAP

Se realizó la calibración de la confiabilidad del sistema de distribución mediante un análisis de sensibilidad a partir de los datos de fallas y tiempos de reparación obtenidos de [14] con el fin de satisfacer los datos históricos de confiabilidad que CFE maneja para sus sistemas de distribución a nivel nacional [15]. Con esto se asegura que los datos de falla y de tiempos de reparación sean válidos para la realización de un estudio de planeación. La obtención de los datos para las tasas de fallas temporales es muy difícil, ya que la

CAPÍTULO II

información en este respecto es muy escasa; sin embargo, de acuerdo a [3] las fallas temporales representan entre el 50% y el 80% de las fallas totales en las redes de distribución aéreas, y se recomienda obtener la tasa de falla temporal en función de la tasa de falla permanente, mediante la utilización de un multiplicador que puede ir desde 1 hasta 4. En este caso, se utilizó un multiplicador de 1 para con ello obtener resultados lo más parecido posible en concordancia con los indicadores de CFE. Los indicadores calibrados del sistema y de los alimentadores de distribución bajo estudio resultan en:

Los parámetros a calibrar del sistema mencionado son las tasas de falla permanentes ($\lambda_{P3\phi}$) y temporales ($\lambda_{T3\phi}$) para líneas trifásicas, las tasas de falla permanentes ($\lambda_{P2\phi}$) y temporales ($\lambda_{T2\phi}$) para líneas bifásicas, las tasas de falla permanentes ($\lambda_{P1\phi}$) y temporales ($\lambda_{T1\phi}$) para líneas monofásicas, además del tiempo promedio de reparación ($MTTR_{3\phi}$) para líneas trifásicas, el tiempo promedio de reparación ($MTTR_{2\phi}$) para líneas bifásicas y del tiempo promedio de reparación ($MTTR_{1\phi}$) para líneas monofásicas.

2.5.1.1 Calibración de $\lambda_{P3\phi}$ y $\lambda_{T3\phi}$

De acuerdo a los índices publicados por la secretaria de energía y CFE en [15] los indicadores de confiabilidad promedio en la República Mexicana para el nivel de distribución son:

SAIFI=1.9 interr/año	MAIFI=1.7 interr/año	SAIDI=3.76 Horas
----------------------	----------------------	------------------

Tabla 2.3 Índices de confiabilidad en CFE.

Calculando los indicadores de confiabilidad con los parámetros típicos obtenidos de [17] se obtiene:

SAIFI=2.5733 interr/año	MAIFI=2.57 interr/año	SAIDI=7.24 Horas
-------------------------	-----------------------	------------------

Tabla 2.4 Índices de confiabilidad con parámetros típicos en OAP.

Perturbando 1% el valor de $\lambda_{P3\phi} = 0.05594$ fallas/km, se tiene $\lambda_{P3\phi \text{ perturbada}} = 0.05650$ fallas/km con un incremento $\Delta = 0.00056$. Al realizar la perturbación de un parámetro los demás parámetros involucrados permanecen constantes.

Los indicadores obtenidos son:

SAIFI=2.5933 interr/año	MAIFI=2.57 interr/año	SAIDI=7.29 Horas
-------------------------	-----------------------	------------------

Ahora estamos en condiciones de obtener las sensibilidades de los indicadores de frecuencia de interrupción con respecto del parámetro tasa de falla trifásica permanente:

CAPÍTULO II

$$\frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{P3\phi}} = \frac{SAIFI_{perturbado} - SAIFI_{inicial}}{\Delta \text{parametro perturbado}} = \frac{2.5933 - 2.57}{0.00056} = 41.607$$

$$\frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{P3\phi}} = \frac{MAIFI_{perturbado} - MAIFI_{inicial}}{\Delta \text{parametro perturbado}} = \frac{2.57 - 2.57}{0.00056} = 0$$

Perturbando 1% el valor de $\lambda_{T3\phi} = 0.05594$ fallas/km, se tiene $\lambda_{P3\phi \text{ perturbada}} = 0.05650$ fallas/km con un incremento $\Delta = 0.00056$, se obtienen los indicadores de confiabilidad:

SAIFI=2.5733 interr/año	MAIFI=2.59 interr/año	SAIDI=7.24 Horas
-------------------------	-----------------------	------------------

Las sensibilidades de los indicadores de frecuencia de interrupción con respecto del parámetro tasa de falla trifásica temporal son:

$$\frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{T3\phi}} = \frac{SAIFI_{perturbado} - SAIFI_{inicial}}{\Delta \text{parametro perturbado}} = \frac{2.5733 - 2.5733}{0.00056} = 0$$

$$\frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{T3\phi}} = \frac{MAIFI_{perturbado} - MAIFI_{inicial}}{\Delta \text{parametro perturbado}} = \frac{2.59 - 2.57}{0.00056} = 35.714$$

Sustituyendo los valores obtenidos en la ecuación de sensibilidad, tenemos:

$$\begin{bmatrix} SAIFI_{objetivo} \\ MAIFI_{objetivo} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{P3\phi}} & \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{T3\phi}} \\ \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{P3\phi}} & \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{T3\phi}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \lambda_{P3\phi} \\ \Delta \lambda_{T3\phi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} SAIFI_{inicial} \\ MAIFI_{inicial} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} 1.9 \\ 1.7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 41.607 & 0 \\ 0 & 35.714 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \lambda_{P3\phi} \\ \Delta \lambda_{T3\phi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2.5733 \\ 2.57 \end{bmatrix} \therefore \begin{matrix} \Delta \lambda_{P3\phi} = -0.01885 \text{ fallas/km} \\ \Delta \lambda_{T3\phi} = -0.02436 \text{ fallas/km} \end{matrix}$$

$$\lambda_{P3\phi \text{ ajustada}} = \lambda_{P3\phi \text{ típica}} + \Delta \lambda_{P3\phi} = \mathbf{0.039758 \text{ fallas/km}}$$

$$\lambda_{T3\phi \text{ ajustada}} = \lambda_{T3\phi \text{ típica}} + \Delta \lambda_{T3\phi} = \mathbf{0.031580 \text{ fallas/km}}$$

2.5.1.2 Calibración de $\lambda_{P2\phi}$ y $\lambda_{T2\phi}$

Ahora los indicadores de referencia están dados por los parámetros ya ajustados y los demás mantenidos constantes, con lo que obtenemos:

SAIFI=2.0266 interr/año	MAIFI=1.7433 interr/año	SAIDI=5.67 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

Si siguiendo el mismo procedimiento que para las falla trifásica, perturbamos 1% el valor de $\lambda_{P2\phi} = 0.03729$ fallas/km, se tiene $\lambda_{P2\phi \text{ perturbada}} = 0.03766$ fallas/km con un incremento $\Delta = 0.00037$. Al realizar la perturbación de un parámetro los demás parámetros involucrados permanecen constantes. Los indicadores ahora son:

SAIFI=2.0333 interr/año	MAIFI=1.7433 interr/año	SAIDI=5.68 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

CAPÍTULO II

Ahora estamos en condiciones de obtener la sensibilidad de los indicadores de frecuencia de interrupción con respecto del parámetro tasa de falla bifásica permanente:

$$\frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{P2\phi}} = \frac{2.0333-2.0266}{0.00037} = 18.108$$

$$\frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{P2\phi}} = \frac{1.7433-1.7433}{0.00037} = 0$$

Perturbando 1% el valor de $\lambda_{T2\phi} = 0.03729$ fallas/km, se tiene $\lambda_{T2\phi \text{ perturbada}} = 0.03766$ fallas/km con un incremento $\Delta = 0.00037$. Los indicadores obtenidos son:

SAIFI=2.0266 interr/año	MAIFI=1.7500 interr/año	SAIDI=5.67 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

Las sensibilidades de los indicadores de frecuencia de interrupción con respecto del parámetro tasa de falla bifásica temporal son:

$$\frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{T3\phi}} = \frac{2.0266-2.0266}{0.00037} = 0$$

$$\frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{T3\phi}} = \frac{1.7500-1.7433}{0.00037} = 18.108$$

Sustituyendo los valores obtenidos en la ecuación de sensibilidad, tenemos:

$$\begin{bmatrix} SAIFI_{objetivo} \\ MAIFI_{objetivo} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{P2\phi}} & \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{T2\phi}} \\ \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{P2\phi}} & \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{T2\phi}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \lambda_{P2\phi} \\ \Delta \lambda_{T2\phi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} SAIFI_{inicial} \\ MAIFI_{inicial} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} 1.9 \\ 1.7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 18.108 & 0 \\ 0 & 18.108 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \lambda_{P2\phi} \\ \Delta \lambda_{T2\phi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 2.0266 \\ 1.7433 \end{bmatrix} \therefore \begin{matrix} \Delta \lambda_{P2\phi} = -0.00699 \text{ fallas/km} \\ \Delta \lambda_{T2\phi} = -0.00239 \text{ fallas/km} \end{matrix}$$

$$\lambda_{P2\phi \text{ ajustada}} = \lambda_{P2\phi \text{ típica}} + \Delta \lambda_{P2\phi} = \mathbf{0.0303 \text{ fallas/km}}$$

$$\lambda_{T2\phi \text{ ajustada}} = \lambda_{T2\phi \text{ típica}} + \Delta \lambda_{T2\phi} = \mathbf{0.0349 \text{ fallas/km}}$$

2.5.1.3 Calibración de $\lambda_{P1\phi}$ y $\lambda_{T1\phi}$

Con los indicadores de referencia dados por los parámetros ya ajustados y con los demás parámetros mantenidos constantes, se obtienen los indicadores:

SAIFI=1.9266 interr/año	MAIFI=1.7100 interr/año	SAIDI=5.40 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

CAPÍTULO II

Perturbando 1% el valor de $\lambda_{P1\phi} = 0.01865$ fallas/km, se tiene $\lambda_{P1\phi\text{perturbada}} = 0.01884$ fallas/km con un incremento $\Delta = 0.00019$. Los indicadores obtenidos son:

SAIFI=1.9300 interr/año	MAIFI=1.7100 interr/año	SAIDI=5.41 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

Las sensibilidades de los indicadores de frecuencia de interrupción con respecto del parámetro tasa de falla monofásica permanente son:

$$\frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{P1\phi}} = \frac{1.93 - 1.9266}{0.00019} = 17.895$$

$$\frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{P2\phi}} = \frac{1.71 - 1.71}{0.00019} = 0$$

Perturbando 1% el valor de $\lambda_{T1\phi} = 0.01865$ fallas/km, se tiene $\lambda_{T1\phi\text{perturbada}} = 0.01884$ fallas/km con un incremento $\Delta = 0.00019$. Los indicadores obtenidos son:

SAIFI=1.9300 interr/año	MAIFI=1.7100 interr/año	SAIDI=5.41 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

Las sensibilidades de los indicadores de frecuencia de interrupción con respecto del parámetro tasa de falla monofásica temporal son:

$$\frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{T1\phi}} = \frac{1.9266 - 1.9266}{0.00019} = 0$$

$$\frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{T1\phi}} = \frac{1.7133 - 1.7100}{0.00019} = 17.368$$

Sustituyendo los valores obtenidos en la ecuación de sensibilidad, tenemos:

$$\begin{bmatrix} SAIFI_{\text{objetivo}} \\ MAIFI_{\text{objetivo}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{P1\phi}} & \frac{\partial SAIFI}{\partial \lambda_{T1\phi}} \\ \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{P1\phi}} & \frac{\partial MAIFI}{\partial \lambda_{T1\phi}} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \lambda_{P1\phi} \\ \Delta \lambda_{T1\phi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} SAIFI_{\text{inicial}} \\ MAIFI_{\text{inicial}} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} 1.9 \\ 1.7 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 17.895 & 0 \\ 0 & 17.368 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} \Delta \lambda_{P1\phi} \\ \Delta \lambda_{T1\phi} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 1.9266 \\ 1.7100 \end{bmatrix} \therefore \begin{matrix} \Delta \lambda_{P2\phi} = 0.001486 \text{ fallas/km} \\ \Delta \lambda_{T2\phi} = 0.00057 \text{ fallas/km} \end{matrix}$$

$$\lambda_{P1\phi\text{ajustada}} = \lambda_{P1\phi\text{típica}} + \Delta \lambda_{P1\phi} = \mathbf{0.017164 \text{ fallas/km}}$$

$$\lambda_{T1\phi\text{ajustada}} = \lambda_{T1\phi\text{típica}} + \Delta \lambda_{T1\phi} = \mathbf{0.018075 \text{ fallas/km}}$$

CAPÍTULO II

2.5.1.4 *Calibración de $MTTR_{3\phi}$*

Con los parámetros de las tasas de fallas ajustados y con los tiempos típicos de reparación, se obtienen los indicadores:

SAIFI=1.9166 interr/año	MAIFI=1.7066 interr/año	SAIDI=5.38 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

Perturbando con 0.1 el valor de $MTTR_{3\phi} = 4.0$ horas, se tiene $MTTR_{3\phi\text{perturbado}} = 4.1$ horas con un incremento $\Delta = 0.1$. Los indicadores obtenidos son:

SAIFI=1.9166 interr/año	MAIFI=1.7066 interr/año	SAIDI=5.38 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

La sensibilidad del indicador de duración de interrupción con respecto del parámetro $MTTR_{3\phi}$:

$$\frac{\partial SAIDI}{\partial MTTR_{3\phi}} = \frac{5.4633 - 5.38}{0.1} = 0.833$$

$$MTTR_{3\phi\text{calibrado}} = MTTR_{3\phi\text{inicial}} \frac{\partial SAIDI}{\partial MTTR_{3\phi}} = 3.33 \text{ horas}$$

2.5.1.5 *Calibración de $MTTR_{2\phi}$*

Los nuevos indicadores son:

SAIFI=1.9166 interr/año	MAIFI=1.7066 interr/año	SAIDI=4.79 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

Perturbando con 0.1 el valor de $MTTR_{2\phi} = 3.5$ horas, se tiene $MTTR_{2\phi\text{perturbado}} = 3.6$ horas con un incremento $\Delta = 0.1$. Los indicadores obtenidos son:

SAIFI=1.9166 interr/año	MAIFI=1.7066 interr/año	SAIDI=4.79 Horas
-------------------------	-------------------------	------------------

La sensibilidad del indicador de duración de interrupción con respecto del parámetro $MTTR_{2\phi}$:

$$\frac{\partial SAIDI}{\partial MTTR_{2\phi}} = \frac{4.82 - 4.79}{0.1} = 0.3$$

$$MTTR_{2\phi\text{calibrado}} = MTTR_{2\phi\text{inicial}} \frac{\partial SAIDI}{\partial MTTR_{2\phi}} = 1.05 \text{ horas}$$

2.5.1.6 *Calibración de $MTTR_{1\phi}$*

Los nuevos indicadores son:

SAIFI=1.9166 interr/año	MAIFI=1.7066 interr/año	SAIDI=4.1066 Horas
-------------------------	-------------------------	--------------------

CAPÍTULO II

Perturbando con 0.1 el valor de $MTTR_{1\phi}=3.0$ horas, se tiene $MTTR_{1\phi\text{perturbada}}=3.1$ horas con un incremento $\Delta=0.1$. Los indicadores obtenidos son:

SAIFI=1.9166 interr/año	MAIFI=1.7066 interr/año	SAIDI=4.1166 Horas
-------------------------	-------------------------	--------------------

La sensibilidad del indicador de duración de interrupción con respecto del parámetro $MTTR_{1\phi}$:

$$\frac{\partial SAIDI}{\partial MTTR_{1\phi}} = \frac{4.1166 - 4.1066}{0.1} = 0.1$$

$$MTTR_{1\phi\text{calibrado}} = MTTR_{1\phi\text{inicial}} \frac{\partial SAIDI}{\partial MTTR_{1\phi}} = 0.3 \text{ horas}$$

Finalmente, habiendo realizado la calibración de los parámetros antes mencionados, se obtienen los indicadores de confiabilidad muy parecidos a los que se toman como referencia; con esto se puede trabajar con mayor confianza de que los parámetros calibrados representan un modelo de confiabilidad válido:

SAIFI=1.91 interr/año	MAIFI=1.70 interr/año	SAIDI=3.84 Horas
-----------------------	-----------------------	------------------

Tabla 3.7 *Índices de confiabilidad en OAP con parámetros de confiabilidad calibrados.*

2.6 *Planeación de la confiabilidad basada en el valor*

En la planeación de la confiabilidad basada en el valor se busca la localización de una solución al costo mínimo en donde el costo total incluye los costos de inversión de la compañía más los costos operativos más los costos de interrupción.

Mediante la realización de encuestas en E.U. y Canadá se han obtenido datos con los que se obtienen funciones de daños por sector, en los que se presentan los costos de interrupción por sector como función de la duración de las interrupciones en el suministro. El costo de las interrupciones para cada cliente individual depende completamente de las sus propias características de costos [14]. Como ejemplo de lo anterior, en la figura 2.4 se muestran las funciones de daños de costo por sector de consumo para Canadá en el año de 1995:

CAPÍTULO II

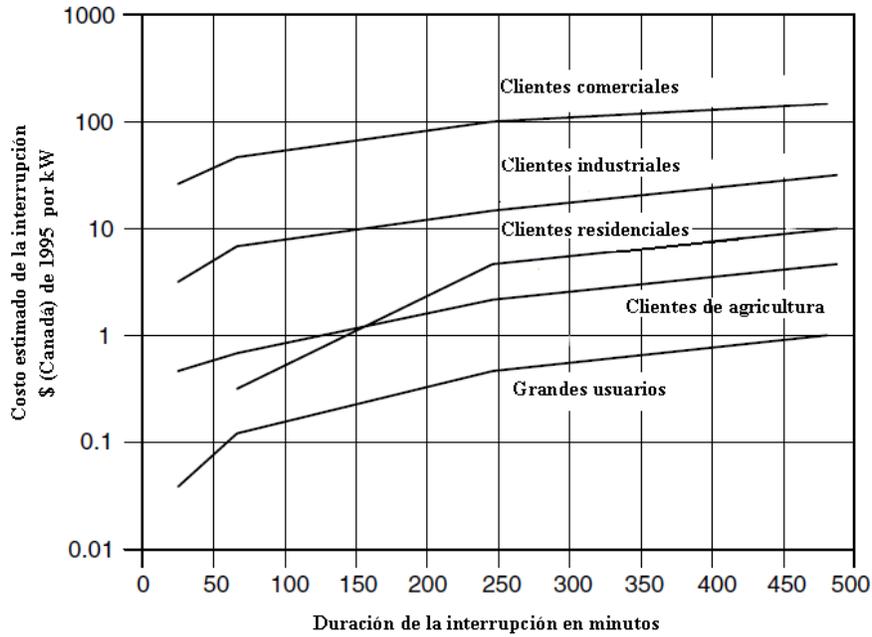


Figura 2.4 Función de daño por sector de consumo en Canadá (1995) [14].

El costo de interrupción por cliente (CIC) asociado a una interrupción en la sección j es:

$$CIC = \lambda_j \times L_p \times C(r_j, p) \tag{2.25}$$

De donde λ_j es la tasa de falla de la sección j del alimentador, L_p es la carga promedio conectada en el punto de carga p y $C(r_j, p)$ es el costo de la interrupción por kilowatt para una duración de la interrupción r_j asociada a la sección j del alimentador.

Para los estudios realizados en esta tesis, se utiliza un costo de la interrupción de 40.25 pesos por kWh para clientes residenciales, obtenido de [16], con lo que su función de daño por costo en la tesis se considera con el costo para clientes residenciales y con la duración de las interrupciones obtenidas mediante SynerGEE 3.8.3® en el paso 5 de la sección 4.6.

2.6.1 Procedimiento para la planeación de la confiabilidad del sistema de distribución basada en la disminución de costos

El procedimiento utilizado en este trabajo para la planeación de la confiabilidad del sistema de distribución basada en la disminución de costos, se expone en [14] y puede ser resumido de la siguiente forma:

1. Calcular la confiabilidad de cada punto de carga siendo suministrado por una configuración dada del sistema de distribución, considerando todos los eventos de

CAPÍTULO II

interrupción y restricciones del sistema (por ejemplo, restricciones de voltaje) contribuyendo a su falta de confiabilidad.

2. Estimar el costo anual esperado de las interrupciones en cada punto de carga, utilizando en este caso el costo de \$40.25 por *kWh* de energía interrumpida obtenida de [16].
3. Repetir los pasos 1 y 2 para todos los puntos de carga de la configuración del sistema bajo estudio, y obtener el costo total de las interrupciones en el sistema sumando los costos de las interrupciones de los puntos de carga individual.
4. Determinar el valor del costo de las interrupciones para la configuración del sistema de distribución dada sobre la vida económica del proyecto.
5. Determinar el valor del mejoramiento de la confiabilidad de la compañía (por ejemplo, alteraciones a la configuración del sistema de distribución y/o prácticas operacionales).
6. Determinar la relación costo-beneficio del proyecto, la cual puede ser utilizada en el proceso de toma de decisiones. Si la relación costo-beneficio es menor a 1, la compañía no puede justificar de manera económica el proyecto.

CAPÍTULO III
METODOLOGÍA PARA LA PLANEACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

3.1 Introducción

Es esencial para las compañías eléctricas medir los niveles de desempeño actual de la confiabilidad del sistema de distribución, y definir indicadores de desempeño con el fin de evaluar la función básica de la compañía de suministrar potencia de manera confiable a un costo adecuado para todos los tipos de clientes. En el siguiente diagrama de bloques, Figura 3.1, se representa la metodología para la obtención de la planeación de sistemas de distribución basada en la confiabilidad y con la que se pretende obtener la mayor confiabilidad, al menor costo posible del sistema de distribución.

3.2 Metodología propuesta

1. Modelar la red de distribución. El modelado de la red de distribución se realiza a partir de la creación de una base de datos de los componentes del sistema, en el software SynerGEE Electric 3.8.3 ® donde se detallan sus características por fase de acuerdo al modelado expuesto en el apéndice A.
2. La asignación de cargas a la red se realiza para conocer las condiciones de carga de cada una de las secciones, además de que con esto se obtienen los flujos de cargas en cada sección que sean representativos de las condiciones de demanda medidas en la subestación para cada uno de los alimentadores.
3. Con el estudio de flujos de cargas se obtienen las variables de estado representativas del sistema, y en estas se puede observar si hay alguna violación de los criterios de operación en condiciones normales.
4. Los parámetros de confiabilidad del sistema así como sus indicadores, son obtenidos a partir de parámetros calibrados que son representativos del sistema bajo estudio. La calibración de los parámetros de confiabilidad se hace en base a la sensibilidad de cada uno de los parámetros respecto de los índices con los cuales se encuentran relacionados; afectando predominantemente las tasas de falla permanentes al *SAIFI*, las tasas de falla temporales al *MAIFI* y los tiempos de interrupción al *SAIDI*.
5. Generar fallas en el sistema mediante el método de Monte Carlo para determinar la aplicación de acciones de mejoramiento de confiabilidad al sistema. La generación de fallas se produce de manera intensiva, para un periodo de 1000 años, con el fin de obtener una distribución de resultados en donde se observe que secciones tendrán mayor propensión a fallar, ya que si se simularan fallas para un periodo corto de tiempo como por ejemplo de un año, pudiera resultar que no se produjera ninguna falla o si acaso algunas pocas, lo que no generaría una distribución de resultados en donde se pueda observar el comportamiento estocástico de las fallas. Con la

CAPÍTULO III

simulación de fallas en el periodo de 1000 años, se obtienen las áreas o puntos de carga que son más factibles de mejora en la predicción de la confiabilidad basados en el comportamiento estocástico de las fallas. Las áreas o puntos de carga se consideran como las regiones delimitadas entre los dispositivos de protección, ya que al ser la red radial, los puntos de carga aguas abajo de cada dispositivo de protección son afectados de igual manera durante la ocurrencia de una falla en cuanto a la interrupción del servicio se refiere.

6. Se realiza la aplicación de dispositivos de protección a las zonas con mayor propensión a fallas, mejorando con esto la confiabilidad del alimentador. El estudio se realiza con la aplicación de restauradores, debido a que estos tienen la capacidad de restablecer el suministro ante fallas momentáneas, y ya que las fallas momentáneas son las que se presentan con mayor frecuencia, la confiabilidad presenta mejoras más notorias con el uso de estos dispositivos.
7. Evaluar los costos de interrupción del suministro en cada punto de carga del sistema con cada configuración propuesta. La evaluación de los costos de interrupción se realiza conforme a la metodología de planeación de la confiabilidad basada en el valor descrita en la sección 2.6.1 donde se hace una evaluación del sistema, obteniéndose las afectaciones de cada punto de carga con respecto a una posible falla, en todos los puntos de carga del sistema de manera individual, asegurándose de esta manera que se considera al sistema en su totalidad.
8. Realizar un análisis costo-beneficio para determinar la viabilidad de cada una de las acciones de mejoramiento de la confiabilidad.
9. Obtención del plan más adecuado. Después de realizar lo anterior se está en condiciones de realizar una comparación basada en el costo-beneficio de cada una de las alternativas evaluadas y con ello poder comenzar el proceso de toma de decisiones para el sistema de distribución.

3.3 Diagrama de bloques para la planeación de la confiabilidad

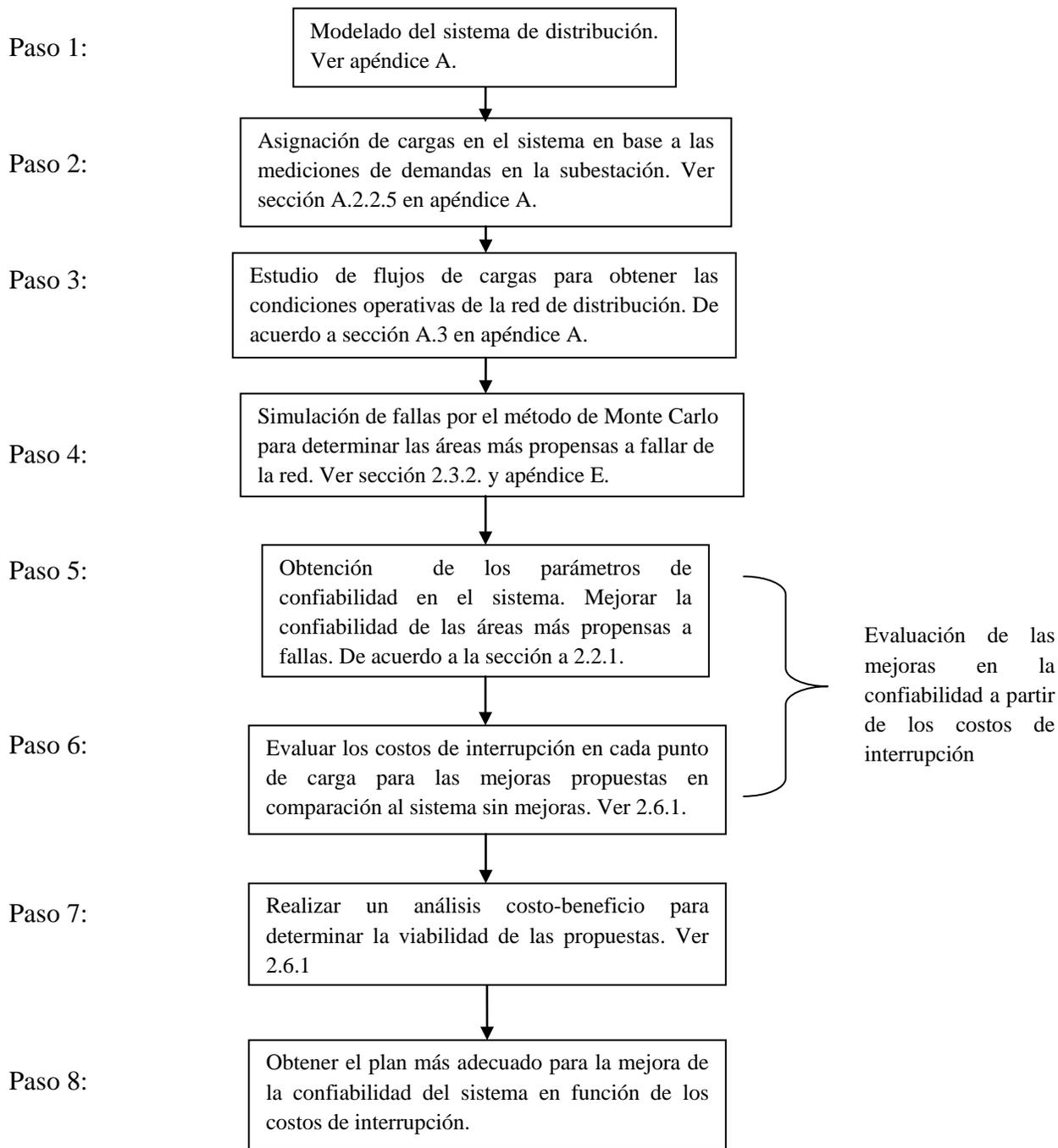


Figura 3.1 Diagrama de bloques para la planeación de la confiabilidad propuesto.

CAPÍTULO III

3.4 Caso de estudio: alimentadores OAP04010 y OAP04020 de la subestación Oaxaca Poniente [17]

Los alimentadores bajo estudio se desprenden de una subestación de reciente creación, 1996, construida en la zona poniente de la ciudad de Oaxaca. Los alimentadores que posee esta subestación son radiales en los que los troncales son de naturaleza trifásica, de los cuales se desprenden numerosos laterales bifásicos y monofásicos. Cuenta con siete circuitos alimentadores urbanos de los cuales los alimentadores OAP04010 y OAP04020 son los que se utilizaron para el estudio. El alimentador OAP04010 está conformado por un total de 907 secciones, de las cuales 583 secciones son trifásicas, 249 secciones son bifásicas y 75 secciones son monofásicas. El alimentador OAP04020 está conformado por un total de 614 secciones, de las cuales 355 secciones son trifásicas, 118 secciones son bifásicas y 141 secciones son monofásicas.

3.4.1 Descripción del caso de estudio en el año base 2010 [17]

SUBESTACION OAXACA PONIENTE				
SUBESTACION	TR	CARACTERISTICAS	CAPACIDAD (MVA)	CIRCUITOS
OAXACA PONIENTE	OAP-T1	T1-20MVA 115/13.8 kV	12/16/20	4010
				4020
				4030
	OAP-T2	T2-20MVA 115/13.8 kV	12/16/20	4040
				4050
				4060
				4070

Tabla 3.1 Características de la subestación Oaxaca Poniente.

Mediciones de demandas de los circuitos alimentadores de la subestación Oaxaca Poniente de CFE para el año 2010 [17]:

Demandas máximas

TRANSFORMADOR	CIRCUITO	kW	kVAR	kVA
OAP-T1	4010 San Martín Mexicapam	6699	966	6768.3
OAP-T1	4020 Ixtlahuaca	1915	542	1990.2
OAP-T1	4030 Atzompa	2680	328	2700
	Totales para el transformador T1	11294	1836	11458.5
OAP-T2	4040 San Jacinto	1030	106	1035.4
OAP-T2	4050 Colonia del Maestro	6763	1772	6991.3
OAP-T2	4060 Linda Vista	2725	388	2752.5
OAP-T2	4070 Colonia Unidas	4619	897	4705.3
	Totales para el transformador T2	15137	3163	15484.5

Tabla 3.2 Demandas máximas en la subestación Oaxaca Poniente [17].

CAPÍTULO III

Demandas medias

TRANSFORMADOR	CIRCUITO	Demanda kW	Demanda kVAR	Demanda kVA
OAP-T1	4010 San Martín Mexicapam	3890	554.3	3929.3
OAP-T1	4020 Ixtlahuaca	1105	304.9	1146.3
OAP-T1	4030 Atzompa	1492	177.3	1502.5
	<i>Totales para el transformador T1</i>	<i>6487</i>	<i>1036.5</i>	<i>6578.1</i>
OAP-T2	4040 San Jacinto	645	64.3	648.2
OAP-T2	4050 Colonia del Maestro	4010	1039.7	4142.6
OAP-T2	4060 Linda Vista	1789	227.4	1803.4
OAP-T2	4070 Colonia Unidas	2719	522.8	2768.8
	<i>Totales para el transformador T2</i>	<i>9163</i>	<i>1854.2</i>	<i>9363</i>

Tabla 3.3 Demandas promedio en la subestación Oaxaca Poniente [17].

3.5 Topología del alimentador OAP04010 de la subestación Oaxaca Poniente

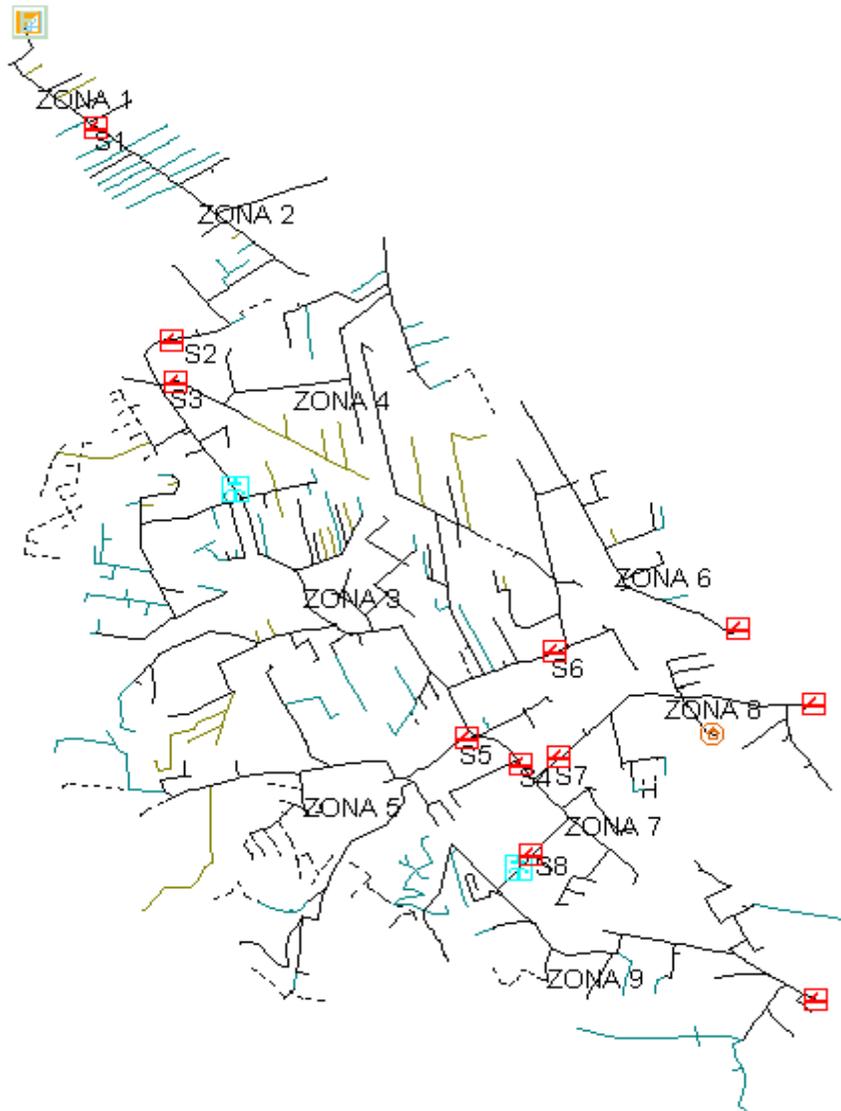


Figura 3.2 Alimentador OAP04010 [18].

Topología simplificada de OAP04010 por zonas

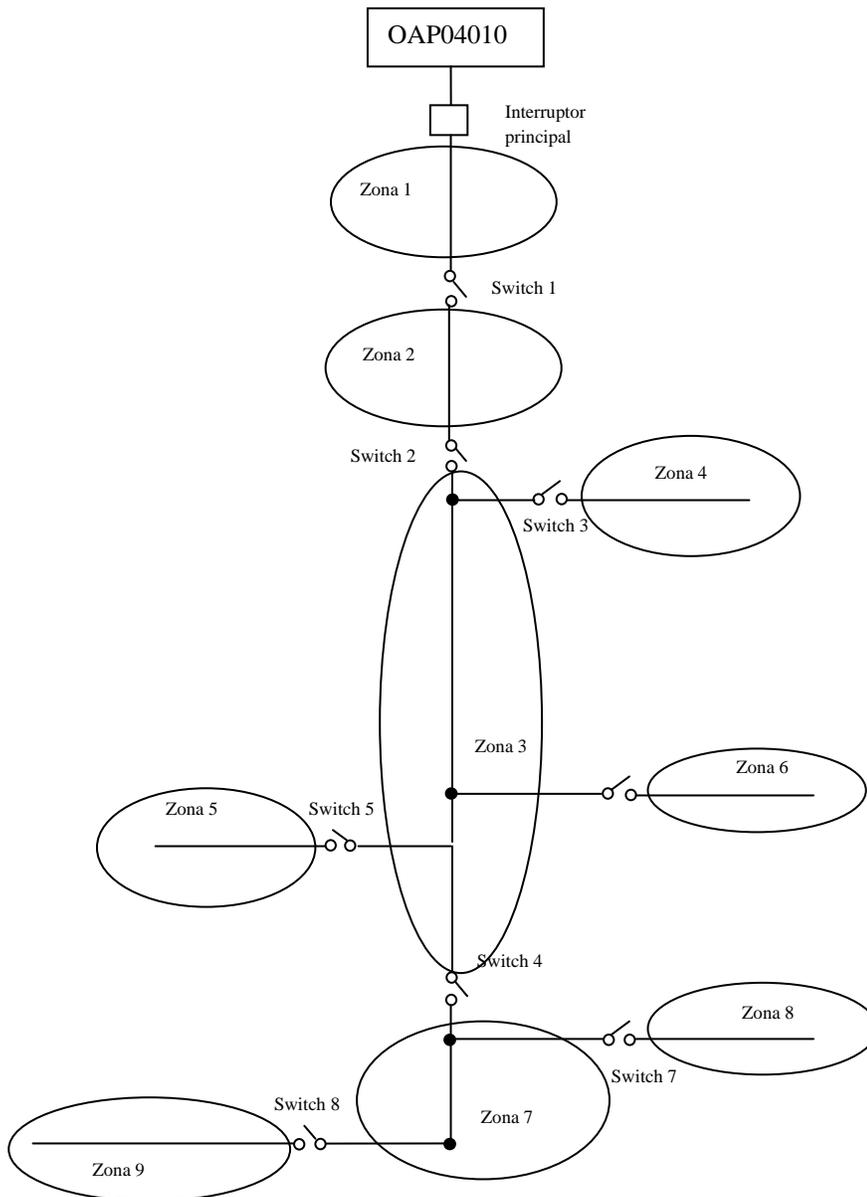


Figura 3.3 Diagrama simplificado del alimentador OAP04010 [18].

3.6 *Topología del alimentador OAP04020 de la subestación Oaxaca Poniente*



Figura 3.4 *Alimentador OAP04020 [18].*

CAPÍTULO III

Topología simplificada del alimentador OAP04020 por zonas

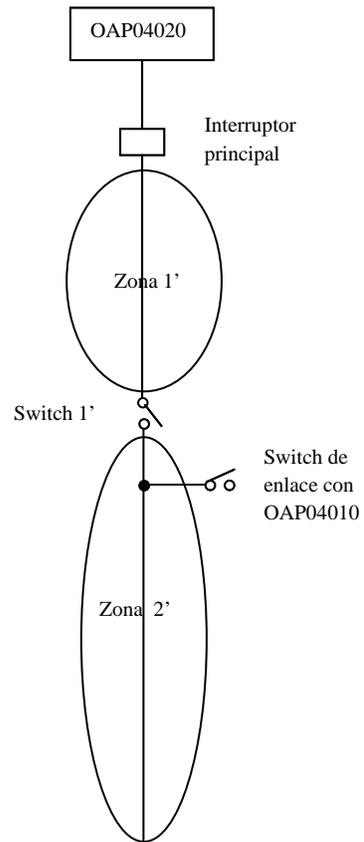


Figura 3.5 Diagrama simplificado del alimentador OAP04020 [18].

3.7 *Diagrama simplificado de la transferencia automática de carga entre los alimentadores OAP04010 y OAP04020*

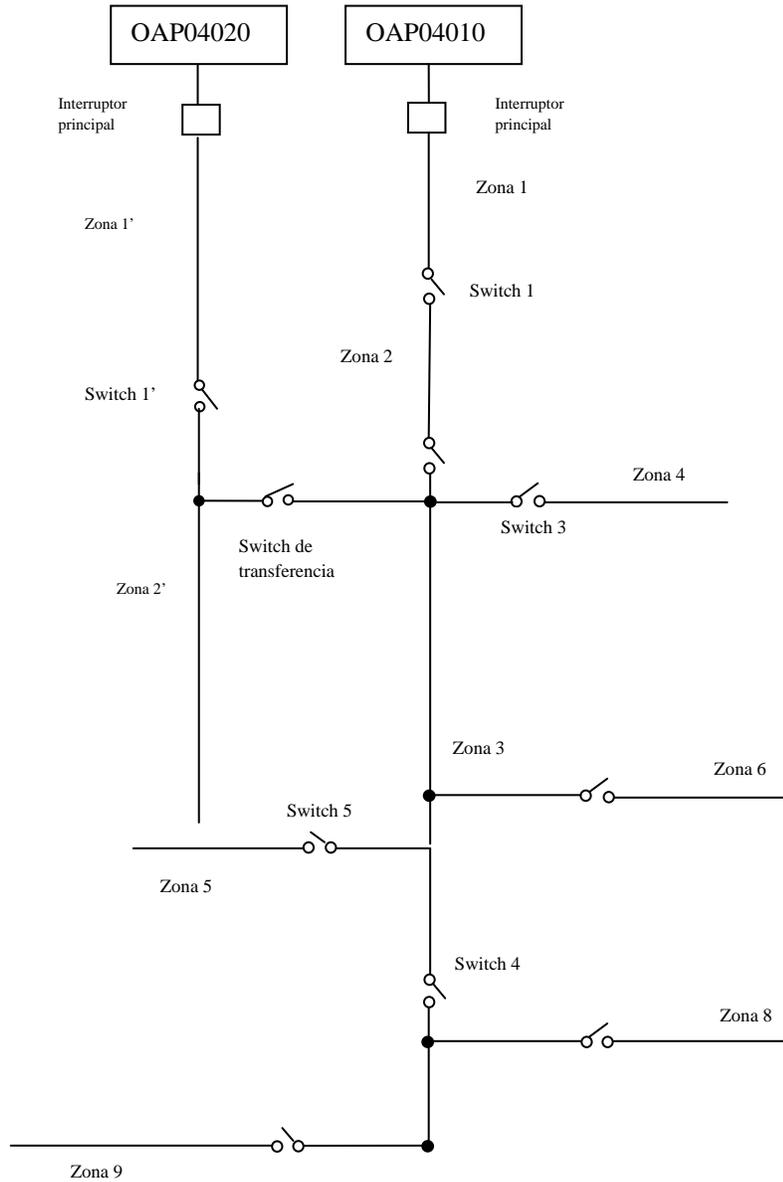


Figura 3.6 *Diagrama simplificado de la transferencia automática entre alimentadores OAP04010 y OAP04020 [18].*

3.8 Comparación de los indicadores de confiabilidad para el sistema OAP con parámetros típicos de tasas de falla y tiempos de reparación contra los parámetros calibrados

Las tasas de falla y tiempos de reparación típicos se obtienen de las tablas 2.1 y 2.2 y los parámetros calibrados son los que se obtienen del proceso de calibración realizado en la sección 2.5.1.

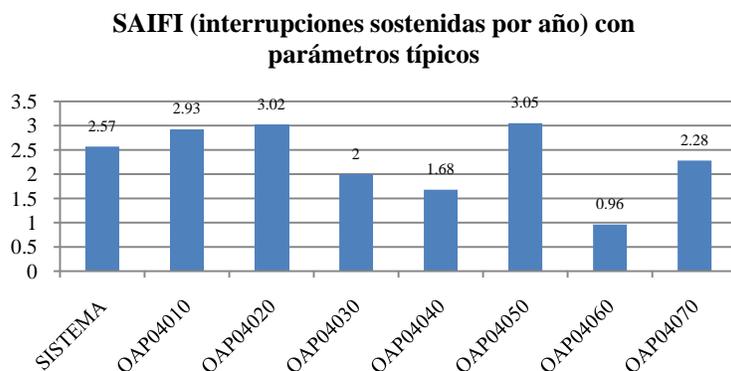


Figura 3.7 SAIFI con parámetros de interrupción típicos en OAP.

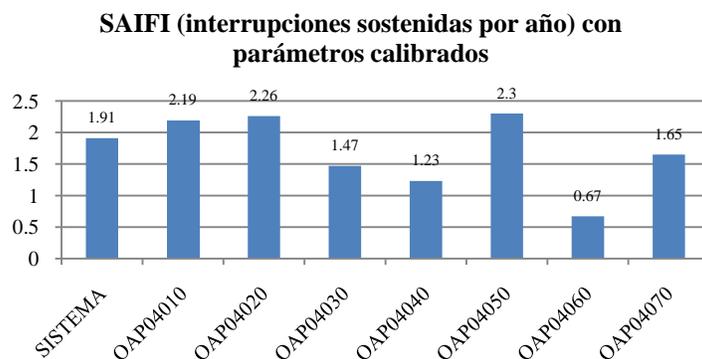


Figura 3.8 SAIFI con parámetros de interrupción calibrados en OAP.

CAPÍTULO III

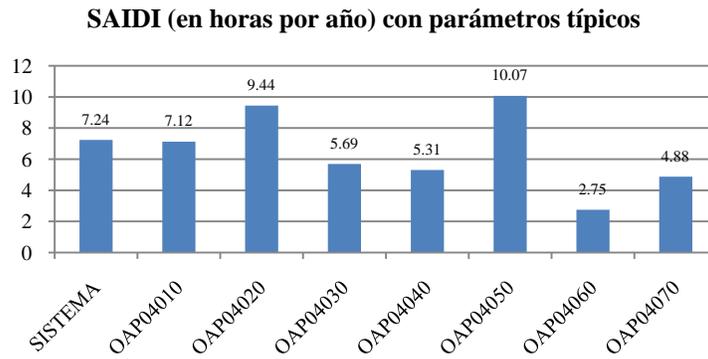


Figura 3.9 SAIDI con parámetros de interrupción típicos en OAP.

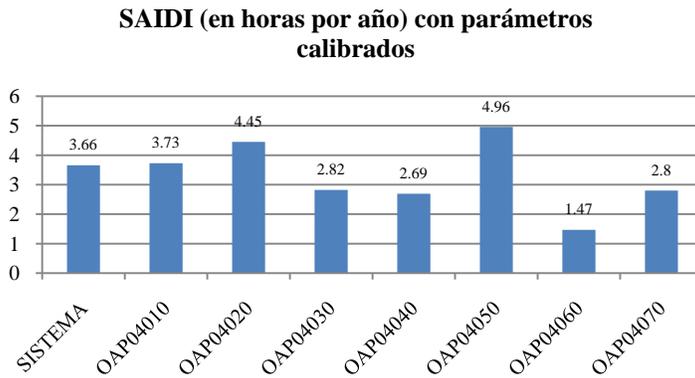


Figura 3.10 SAIDI con parámetros de interrupción calibrados en OAP.

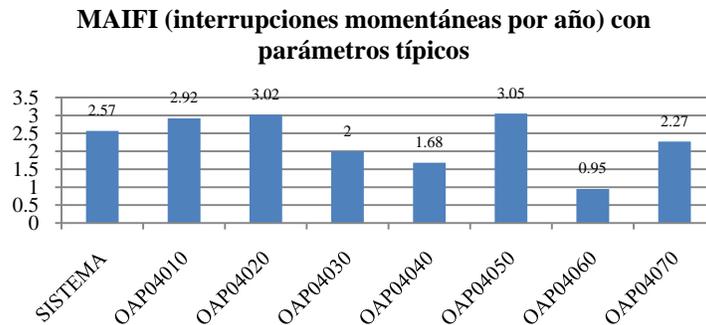


Figura 3.11 MAIFI con parámetros de interrupción típicos en OAP.

CAPÍTULO III

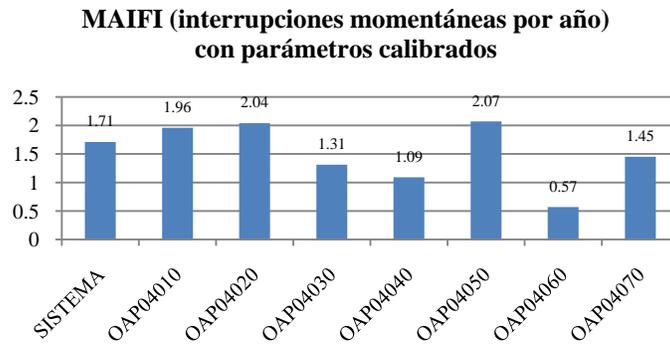


Figura 3.12 MAIFI con parámetros de interrupción calibrados en OAP.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Introducción

Mediante la aplicación de la metodología propuesta en el diagrama de bloques de la figura 3.1, se realiza la planeación de los alimentadores de distribución OAP04010 y OAP04020 basada en la confiabilidad.

4.2 Paso 1: Modelado del sistema de distribución

El modelado del sistema de distribución se realiza de acuerdo a la información descrita en el apéndice A. Para la obtención del modelo del sistema de distribución de la subestación Oaxaca Poniente se necesitó de una base de datos [18] en la cual se especifica la información de cada uno de los elementos constituyentes del sistema, por fase, simulado en SynerGEE Electric 3.8.3 ®.

4.3 Paso 2: Asignación de cargas en el sistema

El proceso de asignación de cargas para sistemas de distribución se muestra en detalle en el apéndice sección A.2.2.6 y se describe el algoritmo utilizado por el software mediante el cual se obtuvieron las cargas en demandas medias y máximas para cada una de las zonas especificadas de los alimentadores OAP04010 y OAP04020. Los resultados obtenidos del proceso de asignación de cargas son:

Para el alimentador OAP04010, se obtuvieron las siguientes cargas por zonas:

CAPÍTULO IV

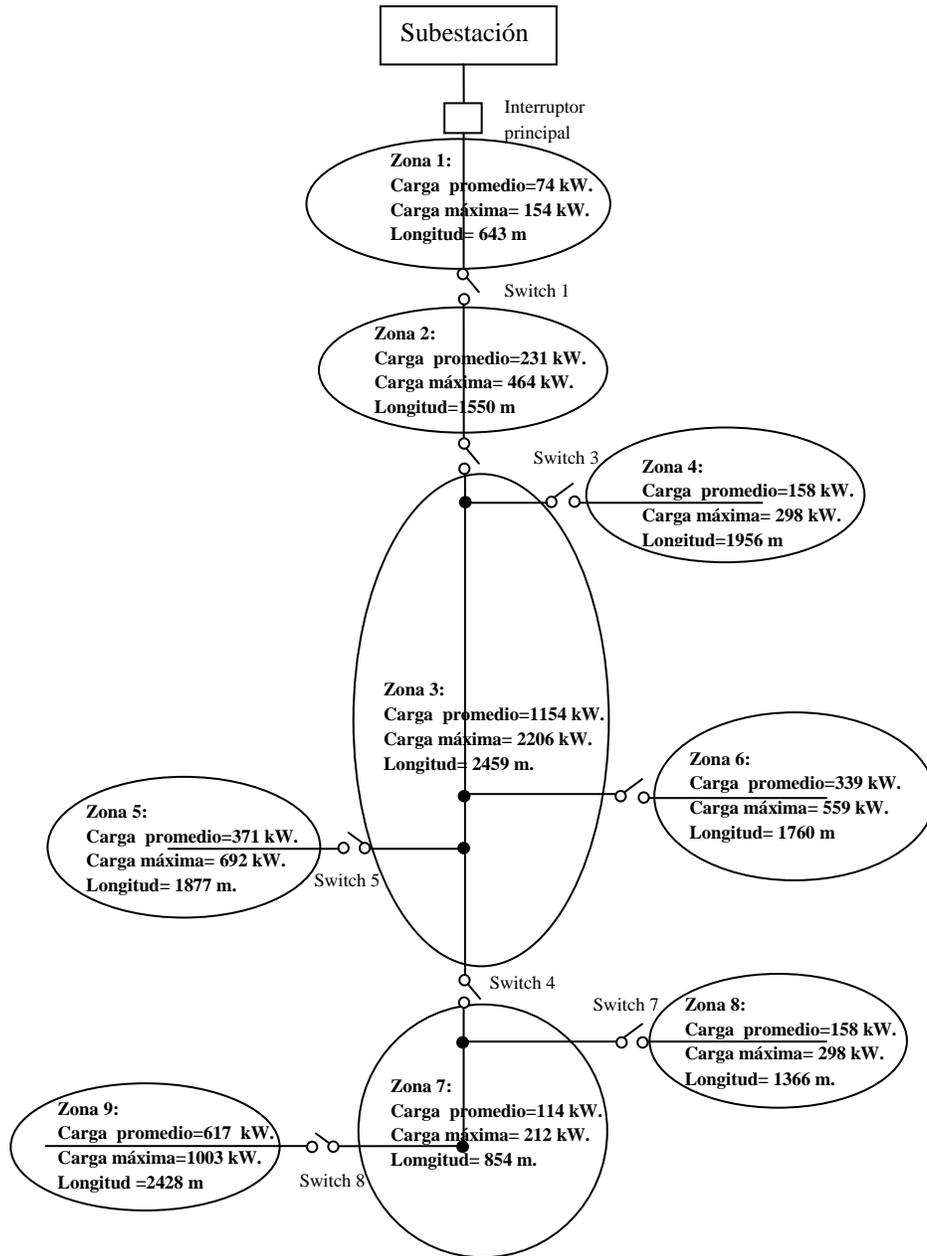


Figura 4.1 Resultados de asignación de cargas en OAP04010 [18].

CAPÍTULO IV

Para el alimentador OAP04020, se obtuvieron las siguientes cargas por zonas:

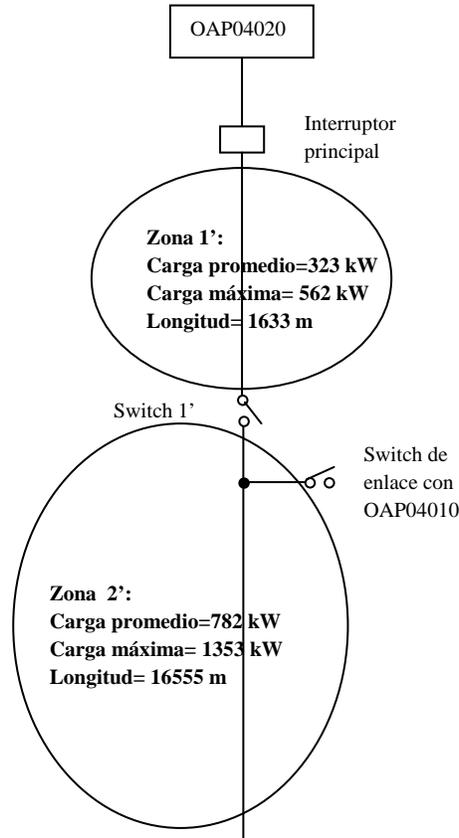


Figura 4.2 Resultados de asignación de cargas en OAP04020 [18].

4.4 Paso 3: Estudio de flujos de cargas

El estudio de flujos de cargas se realiza para determinar principalmente los voltajes y las corrientes en las secciones del sistema, y con esto verificar que el sistema opere dentro de sus márgenes establecidos. El método utilizado por el software para obtención de los flujos de cargas en sistemas de distribución se explica en el apéndice A.3 y en el diagrama a bloques de la figura A.10.

En las siguientes gráficas se observan las condiciones del voltaje a lo largo de los alimentadores y las condiciones de carga máxima en estos, para la situación en la que un alimentador tiene que funcionar de respaldo del otro en el caso de una falla en la subestación para algún alimentador. Las condiciones de carga evaluadas son en demanda media y en demanda máxima.

CAPÍTULO IV

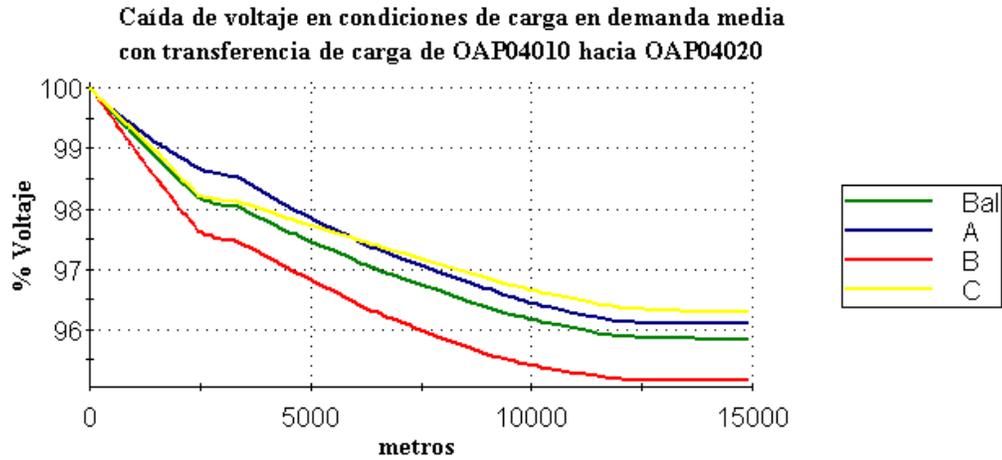


Figura 4.3 Caída de voltaje en condiciones de carga en demanda media con transferencia de carga de OAP04010 hacia OAP04020.

Las condiciones de carga máxima cuando se presenta demanda media con transferencia de carga de OAP04010 hacia OAP04020 por fase son:

FASE A: 60.97%	FASE B: 61.77%	FASE C: 31.00%
----------------	----------------	----------------

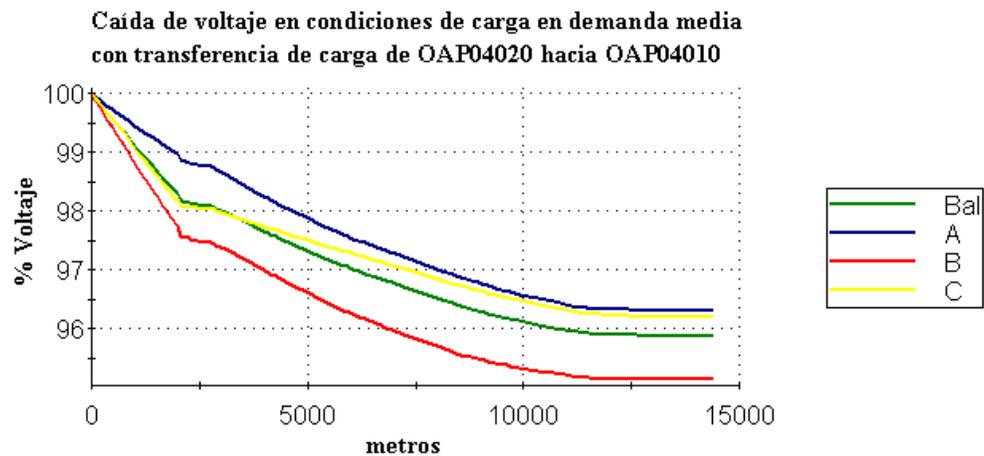


Figura 4.4 Caída de voltaje en condiciones de carga en demanda media con transferencia de carga de OAP04020 hacia OAP04010.

Las condiciones de carga máxima cuando se presenta demanda media con transferencia de carga de OAP04020 hacia OAP04010 por fase son:

FASE A: 80.82%	FASE B: 79.34%	FASE C: 25.56%
----------------	----------------	----------------

CAPÍTULO IV

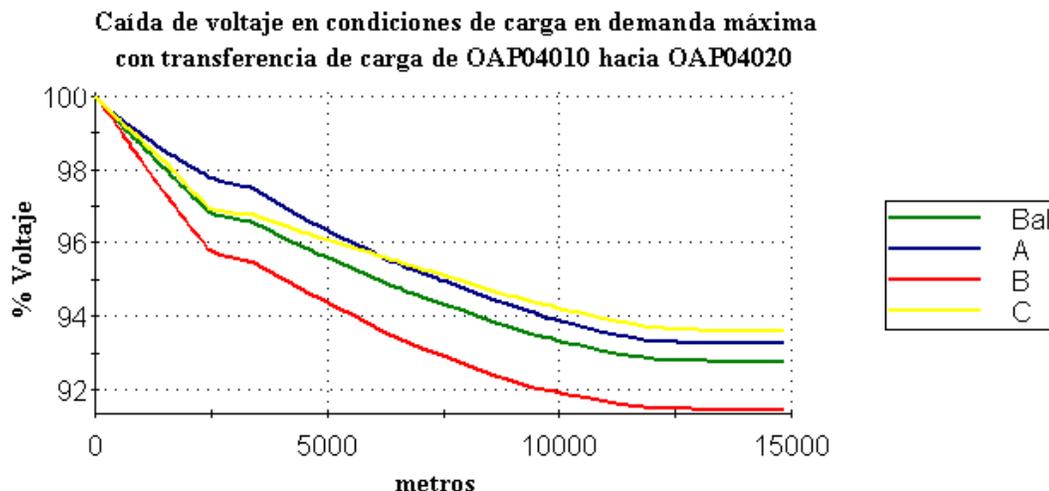


Figura 4.5 Caída de voltaje en condiciones de carga en demanda máxima con transferencia de carga de OAP04010 hacia OAP04020.

Las condiciones de carga máxima cuando se presenta demanda máxima con transferencia de carga de OAP04010 hacia OAP04020 por fase son:

FASE A: 95.31%	FASE B: 92.58 %	FASE C: 85.55%
----------------	-----------------	----------------

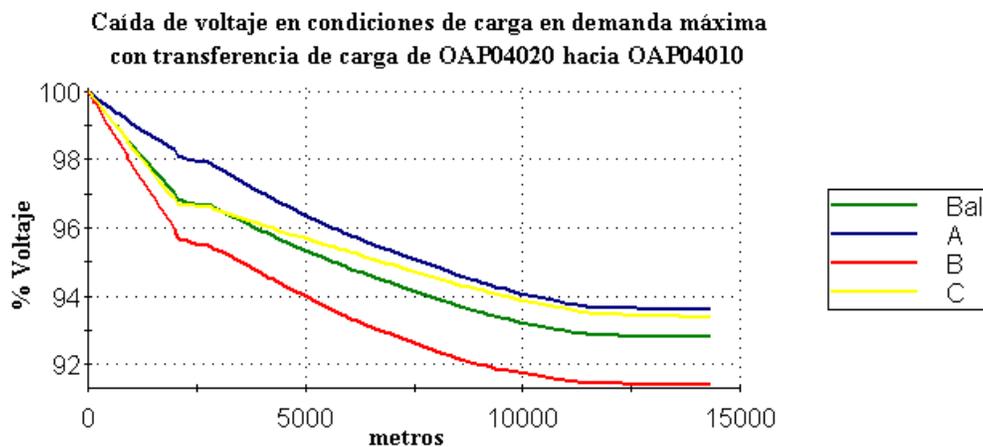


Figura 4.6 Caída de voltaje en condiciones de carga en demanda máxima con transferencia de carga de OAP04020 hacia OAP04010.

Las condiciones de carga máxima cuando se presenta demanda media con transferencia de carga de OAP04020 hacia OAP04010 por fase son:

FASE A: 133.77%	FASE B: 128.50%	FASE C: 110.07%
-----------------	-----------------	-----------------

CAPÍTULO IV

Para fines de la realización de los estudios de esta tesis, se considera que los resultados obtenidos cumplen con los criterios de operación ante condiciones de contingencia. La condición de transferencia de carga más crítica es para la transferencia de carga del alimentador OAP04020 hacia el OAP04010 por lo que ante esta situación se tiene que prever un escenario alternativo de recuperación de carga al crítico, con el fin de no comprometer la integridad del sistema.

4.5 Paso 4: Simulación de fallas en el sistema por el método de Monte Carlo

La simulación de fallas se realiza con el fin de obtener las zonas de exposición o de carga de los alimentadores más propensas a fallar. La metodología utilizada para este fin se desarrolló conforme a lo explicado en la sección 2.3.2 de esta tesis y se resume en la figura 2.3. En las figuras 4.7 y 4.8 se muestran la frecuencia de repeticiones de fallas en los alimentadores. Se desarrolló una rutina en Fortran del procedimiento explicado en la figura 2.3 para simular la distribución de las fallas para un periodo de 1000 años, con el fin de obtener las secciones con mayor propensión a fallas de la manera más notoria posible. Se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 4.1 Componentes de OAP04010 con mayor incidencia de fallas en la simulación. Ver figura 4.7.

Sección de línea fallada	Número de veces que falla	Zona de exposición
OH_60709	24	Zona 6
OH_56091	20	Zona 3
OH_61763	18	Zona 9
OH_56384	17	Zona 7
OH_61719	16	Zona 6
OH_54992	15	Zona 9
OH_55660	15	Zona 5
OH_61999	15	Zona 9
OH_55710	14	Zona 5
OH_55724	14	Zona 5
OH_55730	14	Zona 5
OH_61738	14	Zona 9

CAPÍTULO IV

Generación de fallas en OAP04010.

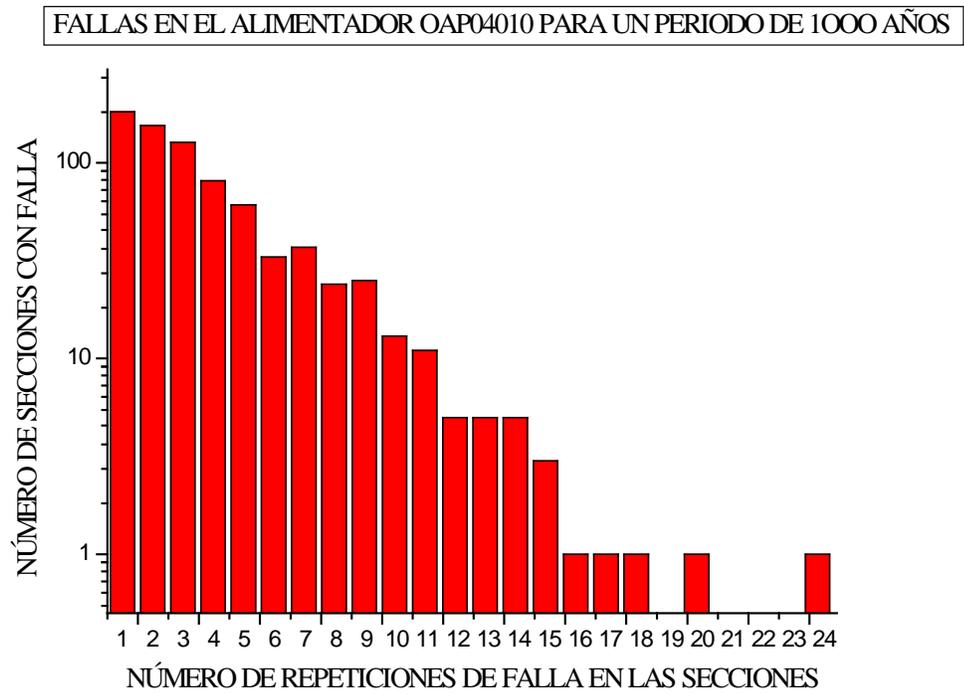


Figura 4.7 Simulación de fallas por el método de Monte Carlo en OAP04010.

CAPÍTULO IV

Zonas con mayor incidencia de fallas en OAP04010 para el periodo de simulación de acuerdo a la tabla 4.1.

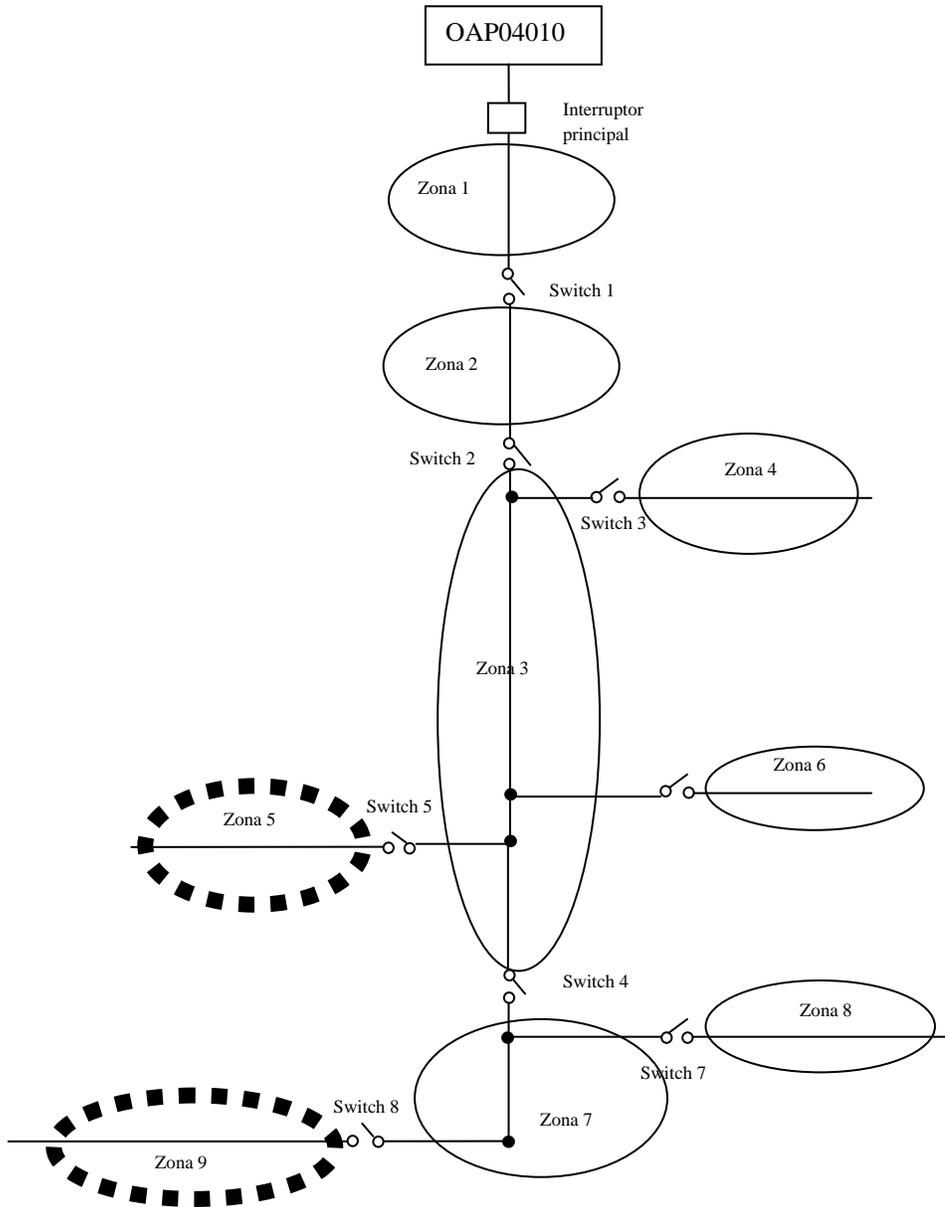


Figura 4.8 Alimentador OAP04010 por zonas [18].

CAPÍTULO IV

Generación de fallas en OAP04020.

Tabla 4.2 Componentes de OAP04020 con mayor incidencia de fallas en la simulación. Ver figura 4.9.

Sección de línea fallada	Número de veces que falla	Zona de exposición
OH_58506	90	Zona 2
OH_77484	63	Zona 2
OH_58428	54	Zona 2
OH_60571	39	Zona 2
OH_58493	33	Zona 2
OH_60257	33	Zona 2
OH_59909	24	Zona 2
OH_60263	24	Zona 2
OH_58605	23	Zona 2
OH_60232	22	Zona 2
OH_60289	22	Zona 2
OH_59946	21	Zona 2

Tabla 4.2 Componentes de OAP04020 con mayor incidencia de fallas en la simulación. Ver figura 4.9.

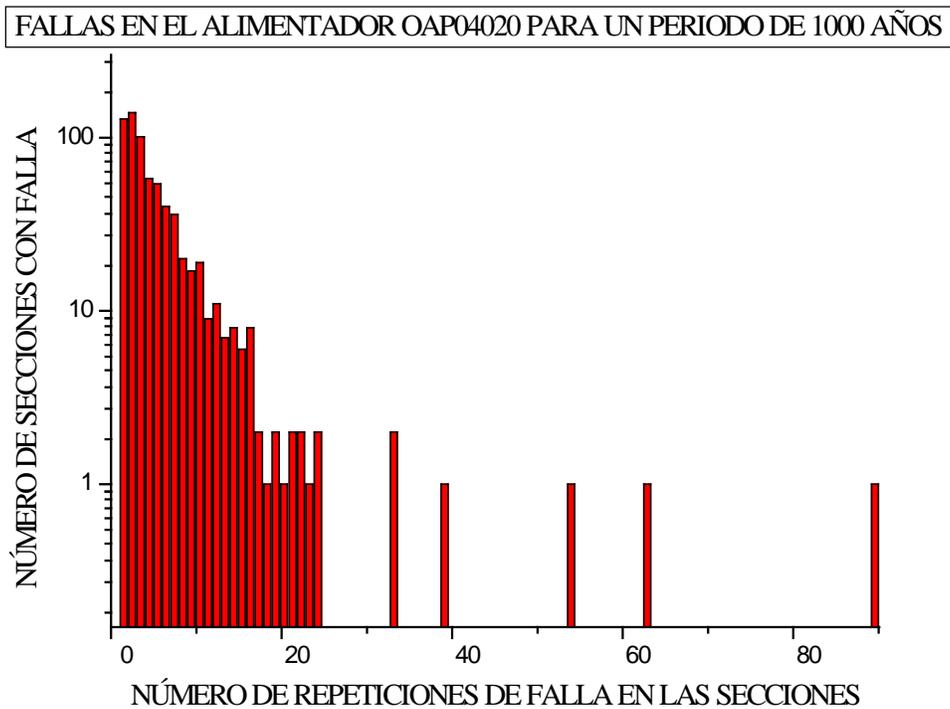


Figura 4.9 Simulación de fallas por el método de Monte Carlo en OAP04020.

CAPÍTULO IV

Zonas con mayor incidencia de fallas en OAP04020 para el periodo de simulación de acuerdo a la tabla 4.2.

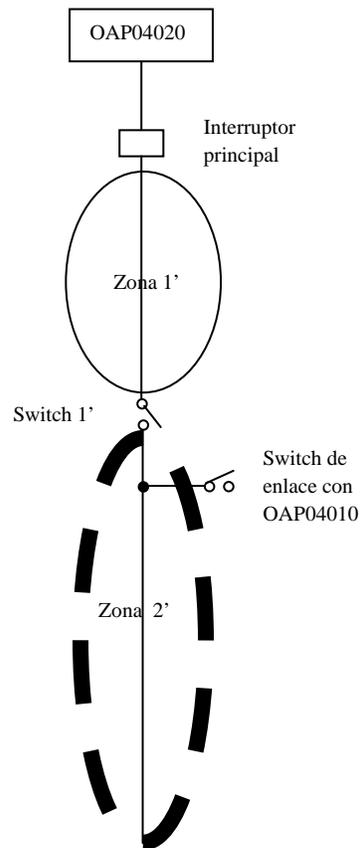


Figura 4.10 Alimentador OAP04020 por zonas [18].

4.6 Pasos 5 y 6. Evaluación de las mejoras en la confiabilidad a partir de los costos de interrupción

La aplicación de los pasos 5 y 6 se realiza de manera conjunta para cada uno de los planes propuestos. En el paso 5 se obtienen los parámetros de confiabilidad para cada configuración estudiada mediante lo descrito en la sección 2.2.1 los cuales son utilizados en el proceso de determinación de los costos. La evaluación de los costos se hace para cada zona de carga, de acuerdo al procedimiento descrito en 2.6.1. Los tiempos de interrupción que afectan el cálculo de los costos son afectados por los tiempos de operación de los dispositivos de protección y seccionamiento considerados, que son [14]:

Para los switches (operación manual): 1 hora.

Para los restauradores: 0 horas.

Para los interruptores generales: 0 horas.

Para la transferencia automática de carga: 0 horas.

4.6.1 Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04010 para su configuración base

Tabla 4.3 Índices de confiabilidad obtenidos para el alimentador OAP04010 en condiciones actuales.

SAIFI (interr./año)	MAIFI (interr. Momen/año)	SAIDI (horas/año)
2.18	1.95	3.84

Tabla 4.4 Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el alimentador OAP04010 en condiciones actuales.

Zona de exposición	Duración promedio de la interrupción en horas	Tasa de falla (fallas/año)
1	2.21	0.05
2	2.47	0.19
3	3.71	0.78
4	3.98	0.17
5	4.11	0.28
6	4.11	0.19
7	3.9	0.08
8	4.18	0.13
9	4.39	0.31

CAPÍTULO IV

Tabla 4.5 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	1	0.19	231	464	40.25	1766.57	3548.44
3	0.78	1	0.78	1154	2206	40.25	36229.83	69257.37
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.31	1	0.31	617	1003	40.25	7698.62	12514.93
Totales	2.18	1.02775	2.2405	3887	6690		58583.75	106567.39

Tabla 4.6 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	2.47	0.4693	231	464	40.25	4363.43	8764.65
3	0.78	1	0.78	1154	2206	40.25	36229.83	69257.37
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.31	1	0.31	617	1003	40.25	7698.62	12514.93
Totales	2.18	1.15587	2.5198				61180.62	111783.60

Tabla 4.7 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 3 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	2.47	0.4693	231	464	40.25	4363.43	8764.65
3	0.78	3.71	2.8938	1154	2206	40.25	134412.67	256944.84
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.31	1	0.31	617	1003	40.25	7698.62	12514.93
Totales	2.18	2.12550	4.6336				159363.46	299471.07

CAPÍTULO IV

Tabla 4.8 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 4 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	2.47	0.4693	231	464	40.25	4363.43	8764.65
3	0.78	3.71	2.8938	1154	2206	40.25	134412.67	256944.84
4	0.17	3.98	0.6766	158	298	40.25	4302.84	8115.48
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.31	1	0.31	617	1003	40.25	7698.62	12514.93
Totales	2.18	2.35788	5.1402				162585.18	305547.48

Tabla 4.9 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 5 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	2.47	0.4693	231	464	40.25	4363.43	8764.65
3	0.78	3.71	2.8938	1154	2206	40.25	134412.67	256944.84
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	4.11	1.1508	371	692	40.25	17184.61	32053.23
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.31	1	0.31	617	1003	40.25	7698.62	12514.93
Totales	2.18	2.52495	5.5044				172366.89	323725.46

Tabla 4.10 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 6 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	2.47	0.4693	231	464	40.25	4363.43	8764.65
3	0.78	3.71	2.8938	1154	2206	40.25	134412.67	256944.84
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	4.11	0.7809	339	559	40.25	10655.19	17570.05
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.31	1	0.31	617	1003	40.25	7698.62	12514.93
Totales	2.18	2.39655	5.2245				167426.14	312766.17

CAPÍTULO IV

Tabla 4.11 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 7 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	2.47	0.4693	231	464	40.25	4363.43	8764.65
3	0.78	3.71	2.8938	1154	2206	40.25	134412.67	256944.84
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.9	0.312	114	212	40.25	1431.61	2662.30
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.31	1	0.31	617	1003	40.25	7698.62	12514.93
Totales	2.18	2.23192	4.8656				160427.99	301450.72

Tabla 4.12 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 8 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	2.47	0.4693	231	464	40.25	4363.43	8764.65
3	0.78	3.71	2.8938	1154	2206	40.25	134412.67	256944.84
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.9	0.312	114	212	40.25	1431.61	2662.30
8	0.13	4.18	0.5434	829	1102	40.25	18131.76	24102.78
9	0.31	1	0.31	617	1003	40.25	7698.62	12514.93
Totales	2.18	2.42155	5.279				174222.01	319787.29

Tabla 4.13 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 9 de OAP04010 en condiciones actuales.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	2.21	0.1105	74	154	40.25	329.12	684.93
2	0.19	2.47	0.4693	231	464	40.25	4363.43	8764.65
3	0.78	3.71	2.8938	1154	2206	40.25	134412.67	256944.84
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.9	0.312	114	212	40.25	1431.61	2662.30
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.31	4.39	1.3609	617	1003	40.25	33796.93	54940.55
Totales	2.18	2.71399	5.9165				186526.30	343876.35

4.6.2 Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04010 para su configuración con un restaurador en la zona con mayor probabilidad de fallas

Tabla 4.14 Índices de confiabilidad para el alimentador OAP04010 para su configuración con un restaurador en la zona con mayor probabilidad de fallas.

SAIFI (interr./año)	MAIFI (interr. Momen/año)	SAIDI (horas/año)
1.81	1.63	3.49

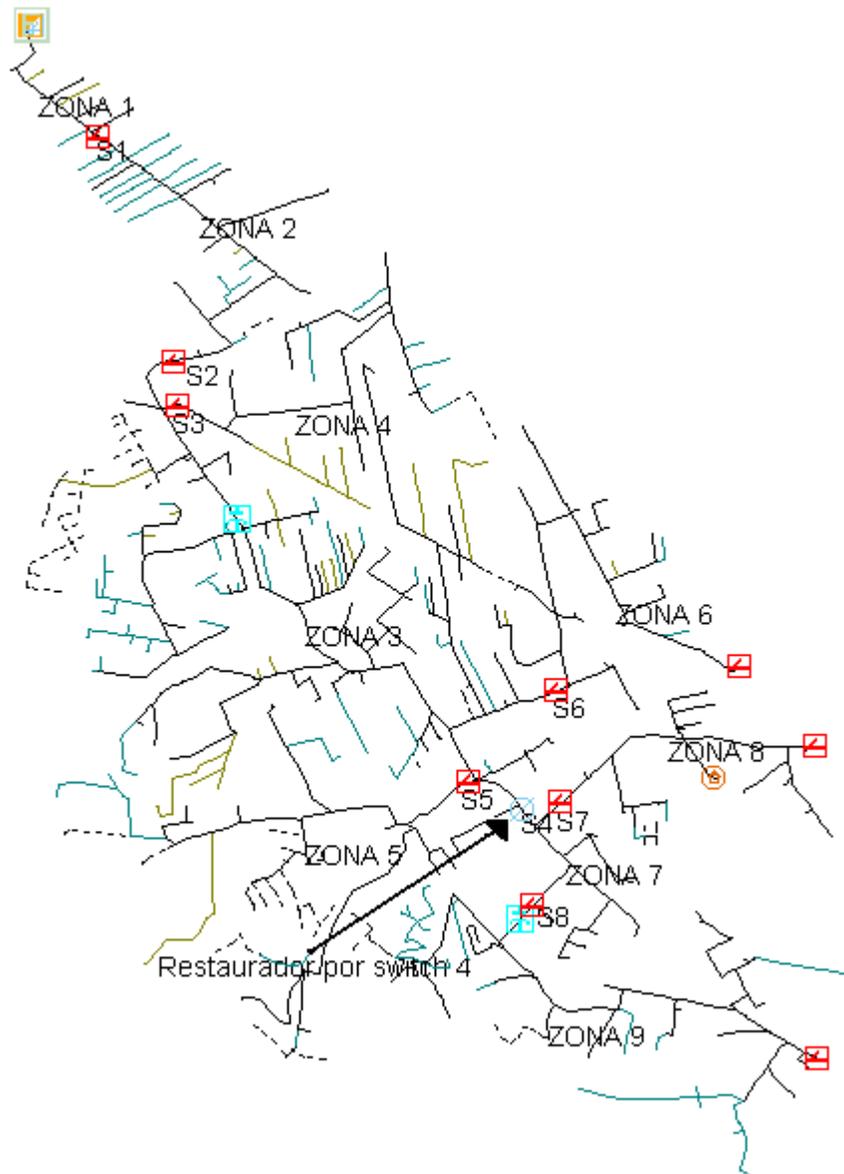


Figura 4.11 Alimentador OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador [18].

CAPÍTULO IV

Tabla 4.15 *Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el sistema en condiciones de sustitución del switch 4 por un restaurador.*

Zona de exposición	Duración de la interrupción por zonas	Tasa de falla (fallas/año)
1	1.7	0.05
2	1.96	0.19
3	3.19	0.78
4	3.46	0.17
5	3.59	0.28
6	3.59	0.19
7	3.89	0.08
8	4.18	0.13
9	4.38	0.3

Tabla 4.16 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1	0.19	231	464	40.25	1766.57	3548.44
3	0.78	1	0.78	1154	2206	40.25	36229.83	69257.37
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	1.021084337	1.695	3887	6690		46104.36	87445.54

Tabla 4.17 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	1	0.78	1154	2206	40.25	36229.83	69257.37
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	1.130963855	1.8774				47800.27	90852.04

CAPÍTULO IV

Tabla 4.18 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 3 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	2.16	3.5856				127143.60	242525.68

Tabla 4.19 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 4 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	3.46	0.5882	158	298	40.25	3740.66	7055.16
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	2.411927711	4.0038				129803.14	247541.78

Tabla 4.20 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 5 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	3.59	1.0052	371	692	40.25	15010.40	27997.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	2.59686747	4.3108				137972.83	262724.68

CAPÍTULO IV

Tabla 4.21 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 6 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla l</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	3.59	0.6821	339	559	40.25	9307.08	15347.08
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	2.456445783	4.0777				133858.18	253597.81

Tabla 4.22 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 7 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.89	0.3112	114	212	40.25	1427.94	2655.47
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	2.17	1.993917051	4.3268				140359.56	263058.59

Tabla 4.23 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 8 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.89	0.3112	114	212	40.25	1427.94	2655.47
8	0.13	4.18	0.5434	829	1102	40.25	18131.76	24102.78
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	2.17	2.184423963	4.7402				154153.58	281395.16

CAPÍTULO IV

Tabla 4.24 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 9 de OAP04010 con la sustitución del switch 4 por un restaurador.

<i>Zona</i>	<i>Tasa de falla</i>	<i>Horas interr. Prom.</i>	<i>U=hrs/año</i>	<i>Carga en demanda promedio</i>	<i>Carga en demanda máxima</i>	<i>Costo kWh x falla</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio</i>	<i>Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima</i>
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.89	0.3112	114	212	40.25	1427.94	2655.47
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	4.38	1.314	617	1003	40.25	32632.20	53047.17
Totales	2.17	2.461198157	5.3408				165541.49	303994.53

4.6.3 Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04010 para su configuración con dos restauradores en las dos zonas con mayor probabilidad de fallas

Tabla 4.25 Índices de confiabilidad para el alimentador OAP04010 para su configuración con dos restauradores en la zona con mayor probabilidad de fallas.

SAIFI (interr./año)	MAIFI (interr. Momen/año)	SAIDI (horas/año)
1.63	1.47	3.35

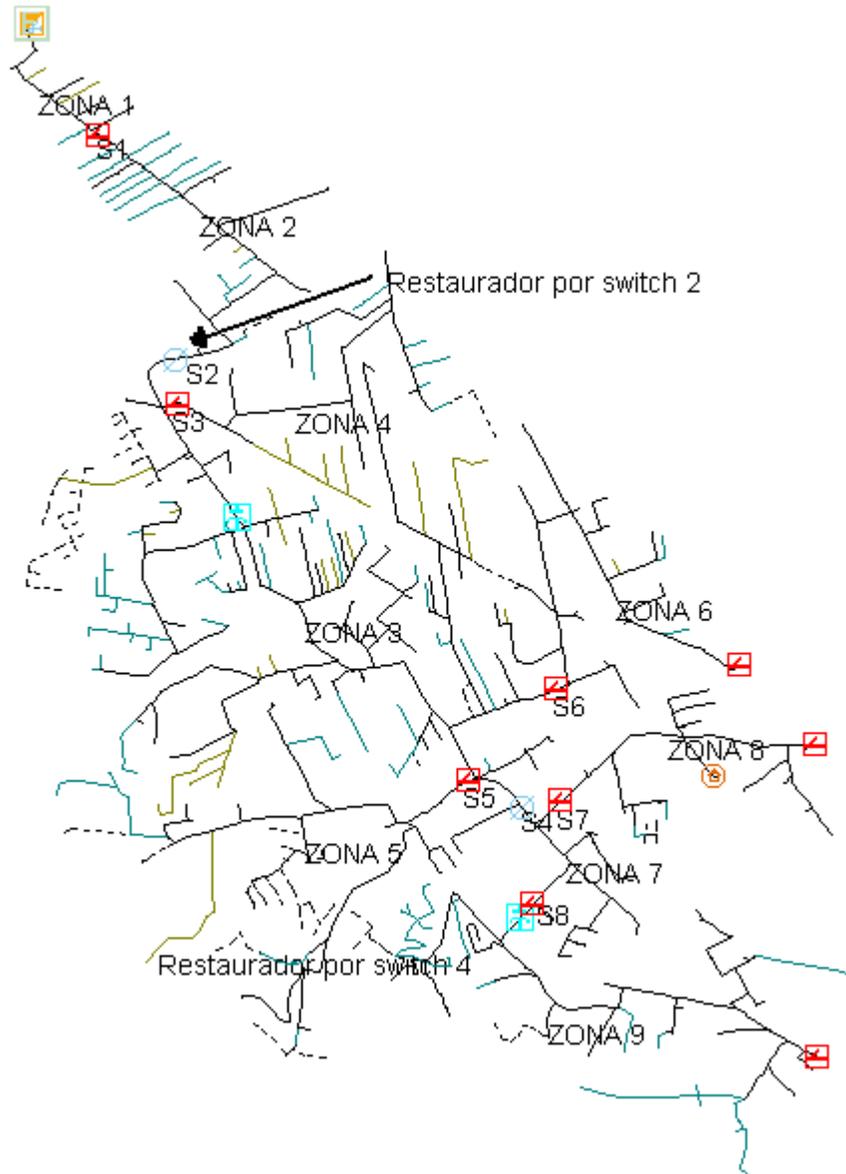


Figura 4.12 Alimentador OAP04010 con la sustitución del switch 4 y el switch 2 por dos restauradores [18].

CAPÍTULO IV

Tabla 4.26 *Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el sistema en condiciones de sustitución de los switches 4 y 2 por restauradores.*

Zona de exposición	Duración de la interrupción por zonas	Tasa de falla (fallas/año)
1	0.34	0.05
2	0.59	0.19
3	3.17	0.76
4	3.44	0.17
5	3.56	0.25
6	4.15	0.13
7	4.35	0.3
8	3.57	0.18
9	3.86	0.08

Tabla 4.27 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	1	0.19	231	464	40.25	1766.57	3548.44
3	0	0	0	1154	2206	40.25	0.00	0.00
4	0	0	0	158	298	40.25	0.00	0.00
5	0	0	0	371	692	40.25	0.00	0.00
6	0	0	0	339	559	40.25	0.00	0.00
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	0.24	0.8625	0.207	3887	6690		1817.21	3653.81

Tabla 4.28 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	0.59	0.1121	231	464	40.25	1042.28	2093.58
3	0	0	0	1154	2206	40.25	0.00	0.00
4	0	0	0	158	298	40.25	0.00	0.00
5	0	0	0	371	692	40.25	0.00	0.00
6	0	0	0	339	559	40.25	0.00	0.00
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	0.24	0.537916667	0.1291	3887	6690		1092.91	2198.95

CAPÍTULO IV

Tabla 4.29 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 3 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	0.59	0.1121	231	464	40.25	1042.28	2093.58
3	0.78	3.17	2.4726	1154	2206	40.25	114848.56	219545.86
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	1.952831325	3.2417	3887	6690		123796.26	235857.67

Tabla 4.30 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 4 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	0.59	0.1121	231	464	40.25	1042.28	2093.58
3	0.78	3.17	2.4726	1154	2206	40.25	114848.56	219545.86
4	0.17	3.44	0.5848	158	298	40.25	3719.04	7014.38
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	2.202710843	3.6565	3887	6690		126434.18	240832.99

Tabla 4.31 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 5 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	0.59	0.1121	231	464	40.25	1042.28	2093.58
3	0.78	3.17	2.4726	1154	2206	40.25	114848.56	219545.86
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	3.56	0.9968	371	692	40.25	14884.97	27763.87
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	2.384638554	3.9585	3887	6690		134500.06	255822.70

CAPÍTULO IV

Tabla 4.32 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 6 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	0.59	0.1121	231	464	40.25	1042.28	2093.58
3	0.78	3.17	2.4726	1154	2206	40.25	114848.56	219545.86
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	4.15	0.7885	339	559	40.25	10758.89	17741.05
7	0	0	0	114	212	40.25	0.00	0.00
8	0	0	0	829	1102	40.25	0.00	0.00
9	0	0	0	617	1003	40.25	0.00	0.00
Totales	1.66	2.313373494	3.8402	3887	6690		131962.64	249323.77

Tabla 4.33 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 7 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla l	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	0.59	0.1121	231	464	40.25	1042.28	2093.58
3	0.78	3.17	2.4726	1154	2206	40.25	114848.56	219545.86
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	4.35	0.348	114	212	40.25	1596.80	2969.48
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	2.17	1.852396313	4.0197	3887	6690		137181.08	256704.60

Tabla 4.34 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 8 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla l	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	0.59	0.1121	231	464	40.25	1042.28	2093.58
3	0.78	3.17	2.4726	1154	2206	40.25	114848.56	219545.86
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	4.35	0.348	114	212	40.25	1596.80	2969.48
8	0.13	3.57	0.4641	829	1102	40.25	15485.74	20585.39
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	2.17	2.006359447	4.3538	3887	6690		148329.07	271523.77

CAPÍTULO IV

Tabla 4.35 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 9 de OAP04010 con la sustitución de los switches 2 y 4 por restauradores.*

Zona	Tasa de falla l	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual para la carga en demanda promedio	Costo interr. Anual para la carga en demanda máxima
1	0.05	0.34	0.017	74	154	40.25	50.63	105.37
2	0.19	0.59	0.1121	231	464	40.25	1042.28	2093.58
3	0.78	3.17	2.4726	1154	2206	40.25	114848.56	219545.86
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	4.35	0.348	114	212	40.25	1596.80	2969.48
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	3.86	1.158	617	1003	40.25	28758.06	46749.33
Totales	2.17	2.247788018	4.8777	3887	6690		158488.86	291342.70

4.6.4 Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04010 para su configuración con transferencia automática de carga con el alimentador OAP04020 con el switch existente para enlace de OAP04020

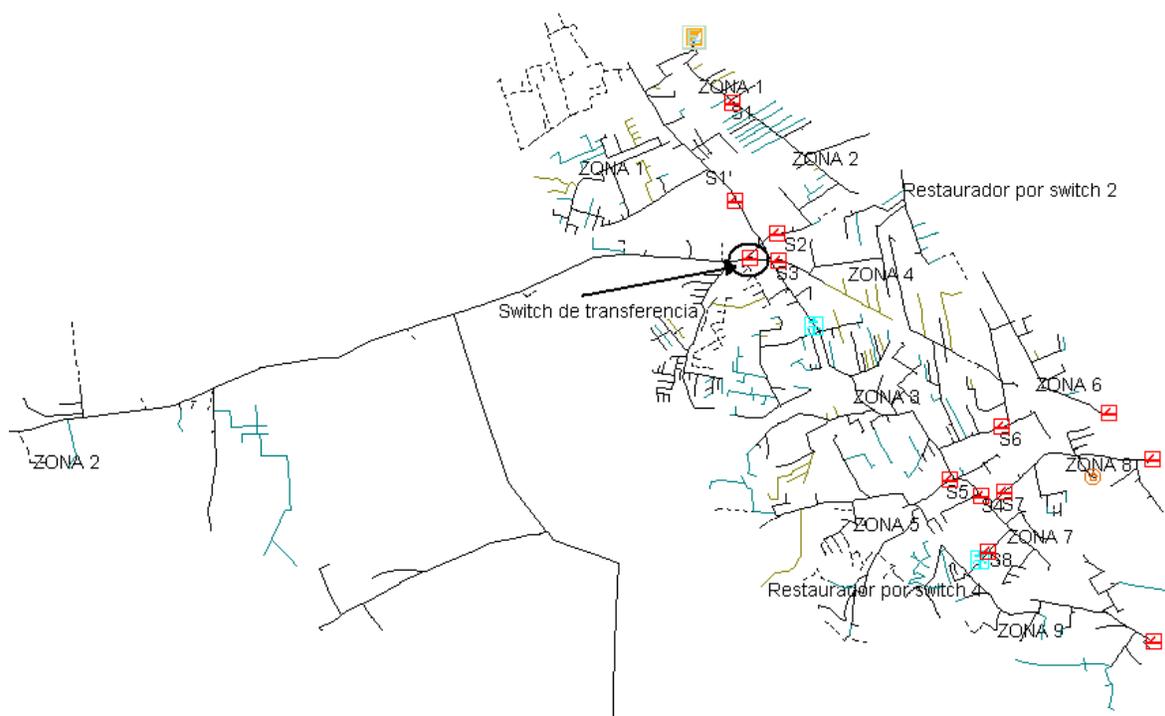


Figura 4.13 *Alimentador OAP04010 para su configuración con transferencia automática de carga hacia el alimentador OAP04020 con el switch existente para enlace de OAP04020 [18].*

CAPÍTULO IV

Tabla 4.36 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0.05	1.7	0.085	74	154	40.25	253.17	526.87
2	0.19	1	0.19	231	464	40.25	1766.57	3548.44
3	0.78	1	0.78	1154	2206	40.25	36229.83	69257.37
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	2.17	1.016129032	2.205				58259.46	106005.62

Tabla 4.37 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0.05	1	0.05	74	154	40.25	148.93	309.93
2	0.19	1.96	0.3724	231	464	40.25	3462.48	6954.94
3	0.78	1	0.78	1154	2206	40.25	36229.83	69257.37
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	2.17	1.0840553	2.3524				59851.12	109195.17

Tabla 4.38 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 3 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0	0	0	74	154	40.25	0.00	0.00
2	0	0	0	231	464	40.25	0.00	0.00
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	1.93	1.88507772	3.6382				135583.04	253603.95

CAPÍTULO IV

Tabla 4.39 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 4 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0	0	0	74	154	40.25	0.00	0.00
2	0	0	0	231	464	40.25	0.00	0.00
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	3.46	0.5882	158	298	40.25	3740.66	7055.16
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	1.93	2.101761658	4.0564				138242.59	258620.05

Tabla 4.40 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 5 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0	0	0	74	154	40.25	0.00	0.00
2	0	0	0	231	464	40.25	0.00	0.00
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	3.59	1.0052	371	692	40.25	15010.40	27997.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	1.93	2.260829016	4.3634				146412.27	273802.94

Tabla 4.41 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 6 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0	0	0	74	154	40.25	0.00	0.00
2	0	0	0	231	464	40.25	0.00	0.00
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	3.59	0.6821	339	559	40.25	9307.08	15347.08
7	0.08	1	0.08	114	212	40.25	367.08	682.64
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	1.93	2.140051813	4.1303				142297.62	264676.07

CAPÍTULO IV

Tabla 4.42 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 7 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0	0	0	74	154	40.25	0.00	0.00
2	0	0	0	231	464	40.25	0.00	0.00
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.89	0.3112	114	212	40.25	1427.94	2655.47
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	1.93	2.004870466	3.8694				136643.90	255576.78

Tabla 4.43 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 8 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0	0	0	74	154	40.25	0.00	0.00
2	0	0	0	231	464	40.25	0.00	0.00
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.89	0.3112	114	212	40.25	1427.94	2655.47
8	0.13	4.18	0.5434	829	1102	40.25	18131.76	24102.78
9	0.3	1	0.3	617	1003	40.25	7450.28	12111.23
Totales	1.93	2.219067358	4.2828				150437.93	273913.34

Tabla 4.44 *Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 9 en OAP04010 con transferencia automática de carga hacia OAP04020.*

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0	0	0	74	154	40.25	0.00	0.00
2	0	0	0	231	464	40.25	0.00	0.00
3	0.78	3.19	2.4882	1154	2206	40.25	115573.16	220931.01
4	0.17	1	0.17	158	298	40.25	1081.12	2039.07
5	0.28	1	0.28	371	692	40.25	4181.17	7798.84
6	0.19	1	0.19	339	559	40.25	2592.50	4274.95
7	0.08	3.89	0.3112	114	212	40.25	1427.94	2655.47
8	0.13	1	0.13	829	1102	40.25	4337.74	5766.22
9	0.3	4.38	1.314	617	1003	40.25	32632.20	53047.17
Totales	1.93	2.530259067	4.8834				161825.83	296512.72

CAPÍTULO IV

4.6.5 Resumen de los índices de confiabilidad y de los costos para las zonas de carga del alimentador OAP04010

Tabla 4.45 Resumen de los índices de confiabilidad y de los costos para las zonas de carga del alimentador OAP04010.

Zona de carga	Fallas al año	U(horas de interrupción/año)	r(horas/interrupción)	Costo de la interrupción en demanda media	Costo de la interrupción en demanda máxima	Tipo de configuración
1	2.18	2.24	1.03	58583.75	106567.39	Configuración base
	1.66	1.70	1.02	46104.36	87445.54	Con un restaurador
	0.24	0.21	0.86	1817.21	3653.81	Con dos restauradores
	2.17	2.21	1.02	58259.46	106005.62	Con transferencia automática de carga
2	2.18	2.52	1.16	61180.62	111783.60	Configuración base
	1.66	1.88	1.13	47800.27	90852.04	Con un restaurador
	0.24	0.13	0.54	1092.91	2198.95	Con dos restauradores
	2.17	2.35	1.08	59851.12	109195.17	Con transferencia automática de carga
3	2.18	4.63	2.13	159363.46	299471.07	Configuración base
	1.66	3.59	2.16	127143.60	242525.68	Con un restaurador
	1.66	3.24	1.95	123796.26	235857.67	Con dos restauradores
	1.93	3.64	1.89	135583.04	253603.95	Con transferencia automática de carga
4	2.18	5.14	2.36	162585.18	305547.48	Configuración base
	1.66	4.00	2.41	129803.14	247541.78	Con un restaurador
	1.66	3.66	2.20	126434.18	240832.99	Con dos restauradores
	1.93	4.06	2.10	138242.59	258620.05	Con transferencia automática de carga
5	2.18	5.50	2.52	172366.89	323725.46	Configuración base
	1.66	4.31	2.60	137972.83	262724.68	Con un restaurador
	1.66	3.96	2.38	134500.06	255822.70	Con dos restauradores
	1.93	4.36	2.26	146412.27	273802.94	Con transferencia automática de carga
6	2.18	5.22	2.40	167426.14	312766.17	Configuración base
	1.66	4.08	2.46	133858.18	253597.81	Con un restaurador
	1.66	3.84	2.31	131962.64	249323.77	Con dos restauradores
	1.93	4.13	2.14	142297.62	264676.07	Con transferencia automática de carga
7	2.18	4.87	2.23	160427.99	301450.72	Configuración base
	2.17	4.33	1.99	140359.56	263058.59	Con un restaurador
	2.17	4.02	1.85	137181.08	256704.60	Con dos restauradores
	1.93	3.87	2.00	136643.90	255576.78	Con transferencia automática de carga
8	2.18	5.28	2.42	174222.01	319787.29	Configuración base
	2.17	4.74	2.18	154153.58	281395.16	Con un restaurador
	2.17	4.35	2.01	148329.07	271523.77	Con dos restauradores
	1.93	4.28	2.22	150437.93	273913.34	Con transferencia automática de carga
9	2.18	5.92	2.71	186526.30	343876.35	Configuración base
	2.17	5.34	2.46	165541.49	303994.53	Con un restaurador
	2.17	4.88	2.25	158488.86	291342.70	Con dos restauradores
	1.93	4.88	2.53	161825.83	296512.72	Con transferencia automática de carga

CAPÍTULO IV

4.6.6 Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04020 para su configuración base

Tabla 4.46 Índices de confiabilidad para el alimentador OAP04020 para su configuración en condiciones actuales.

SAIFI (interr./año)	MAIFI (interr. Momen/año)	SAIDI (horas/año)
2.29	2.05	4.68

Tabla 4.47 Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el alimentador OAP04020 en condiciones actuales.

Zona de exposición	Duración de la interrupción por zonas	Tasa de falla (fallas/año)
1	2.6	0.42
2	5.54	1.87

Tabla 4.48 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1 de OAP04020 en condiciones actuales.

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda promedio
1	0.42	2.6	1.092	323	562	40.25	14196.82	24701.59
2	1.87	5.54	10.3598	782	1353	40.25	326079.88	564176.58
Totales	2.29	5.000786026	11.4518				340276.70	588878.16

Tabla 4.49 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2 de OAP04020 en condiciones actuales.

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda promedio
1	0.42	2.6	1.092	323	562	40.25	14196.82	24701.59
2	1.87	1	1.87	782	1353	40.25	58859.19	101836.93
Totales	2.29	1.293449782	2.962				73056.00	126538.51

4.6.7 Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04020 para su configuración con un restaurador en la zona con mayor probabilidad de fallas

Tabla 4.50 Índices de confiabilidad para el alimentador OAP04020 para su configuración con la sustitución del switch 1' por un restaurador.

SAIFI (interr./año)	MAIFI (interr. Momen/año)	SAIDI (horas/año)
1.58	1.39	4.16



Figura 4.14 Alimentador OAP04020 para su configuración de sustitución del switch 1' por un restaurador [18].

CAPÍTULO IV

Tabla 4.51 Parámetros de confiabilidad por zonas obtenidos para el alimentador OAP04020 en condiciones de sustitución del switch 1' por un restaurador.

Zona de exposición	Duración de la interrupción por zonas	Tasa de falla (fallas/año)
1	2.6	0.42
2	5.54	1.87

Tabla 4.52 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1' de OAP04020 con la sustitución del switch 1' por un restaurador.

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0.42	2.6	1.092	323	562	40.25	14196.82	24701.59
2	1.87	5.54	10.3598	782	1353	40.25	326079.88	564176.58
Totales	2.29	5.000786026	11.4518	1105	1915		340276.70	588878.16

Tabla 4.53 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2' de OAP04020 con la sustitución del switch 1' por un restaurador.

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga prom. kW	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0.42	2.6	1.092	323	562	40.25	14196.82	24701.59
2	0	0	0	782	1353	40.25	0.00	0.00
Totales	0.42	2.6	1.092	1105	1915		14196.82	24701.59

4.6.8 Resultados de confiabilidad y costos de interrupción para el alimentador OAP04020 para su configuración con transferencia automática de carga con el alimentador OAP04010 con el switch existente para enlace de OAP04020

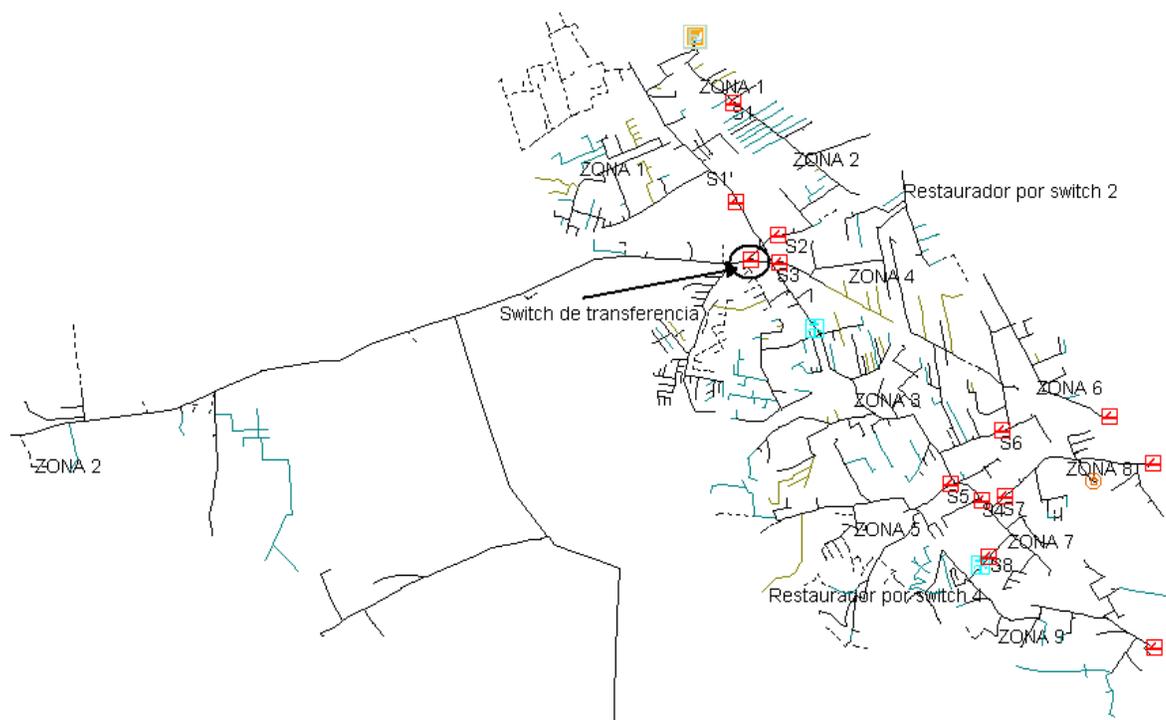


Figura 4.15 Alimentador OAP04020 para su configuración de transferencia automática de carga con OAP04010 [18].

Tabla 4.54 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 1' de OAP04020 con transferencia automática de carga hacia OAP04010.

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0.42	2.6	1.092	323	562	40.25	14196.82	24701.59
2	0	0	0	782	1353	40.25	0.00	0.00
Totales	0.42	2.6	1.092	1105	1915		14196.82	24701.59

Tabla 4.55 Índices de confiabilidad y costos anuales de interrupción para la zona 2' de OAP04020 con transferencia automática de carga hacia OAP04010.

Zona	Tasa de falla	Horas interr. Prom.	U=hrs/año	Carga en demanda promedio	Carga en demanda máxima	Costo kWh x falla	Costo interr. Anual en demanda promedio	Costo interr. Anual en demanda máxima
1	0.42	1	0.42	323	562	40.25	5460.32	9500.61
2	1.87	5.54	10.3598	782	1353	40.25	326079.88	564176.58
Totales	2.29	4.707336245	10.7798	1105	1915		331540.20	573677.19

CAPÍTULO IV

4.6.9 Resumen de los índices de confiabilidad y de los costos para las zonas de carga del alimentador OAP04020

Tabla 4.56 Resumen de los índices de confiabilidad y de los costos para las zonas de carga del alimentador OAP04020.

Zona de carga	Fallas al año	U (horas de interrupción/año)	r (horas/interrupción)	Costo de la interrupción en demanda media	Costo de la interrupción en demanda máxima	Tipo de configuración
1	2.29	11.4518	5.000786026	340276.70	588878.16	Configuración base
	2.29	11.4518	5.000786026	340276.70	588878.16	Con un restaurador
	0.42	1.092	2.6	14196.82	24701.59	Con transferencia automática de carga
2	2.29	2.962	1.293449782	73056.00	126538.51	Configuración base
	0.42	1.092	2.6	14196.82	24701.59	Con un restaurador
	2.29	10.7798	4.707336245	331540.20	573677.19	Con transferencia automática de carga

4.7 Paso 7: Análisis costo- beneficio de las configuraciones para los alimentadores OAP04010 y OAP04020

La relación costo-beneficio de las diferentes configuraciones en comparación de la configuración actual del sistema en la que solo se cuenta con switches para la operación de los alimentadores de distribución se obtiene de la relación que existe entre la disminución de costos asociados a la interrupción del suministro de energía con el costo de la inversión requerida para cambiar la configuración actual a una más confiable. En base a lo anterior se obtienen las relaciones costo-beneficio para cada una de las posibilidades de suministro. Los costos utilizados de las instalaciones consideradas están en función de [19].

A continuación se presenta un resumen de los costos de interrupción en pesos para cada una de las configuraciones y alimentadores, considerando los escenarios de la carga en demanda promedio y de la carga en demanda máxima.

Tabla 4.57 Resumen de los costos de interrupción para cada una de las configuraciones mencionadas para el alimentador OAP04010.

ALIMENTADOR OAP04010		
	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MÁXIMA
COSTOS DE INTERRUPCIÓN EN CONFIGURACIÓN ACTUAL (SOLO SWITCHES)	1,302,682.33	2,424,975.53
COSTOS CON UN RESTAURADOR	1,082,737.01	2,033,135.82
COSTOS CON DOS RESTAURADORES	963,602.28	1,807,260.99
COSTOS CON TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA	1,129,553.77	2,091,906.64

CAPÍTULO IV

Tabla 4.58 Resumen de los costos de interrupción para cada una de las configuraciones mencionadas para el alimentador OAP04020.

ALIMENTADOR OAP04020		
	DEMANDA MEDIA	DEMANDA MÁXIMA
COSTOS DE INTERRUPCIÓN EN CONFIGURACIÓN ACTUAL (SOLO SWITCHES)	413332.71	715416.68
COSTOS CON UN RESTAURADOR	354473.52	613579.75
COSTOS CON TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA	345737.02	598378.77

Los costos de suministro e instalación de un conductor de 3F-3H, 13kV, 3/0AWG-ACSR para área urbana son de \$260,021.62. En este caso se consideran 10 metros.

El costo unitario de suministro e instalación de un automatismo con restauración en media tensión 13kV de \$194,853.09.

El costo unitario de suministro e instalación de un switch con transferencia automática de carga en media tensión 13kV de \$196,959.08.

Como ejemplo, haciendo una comparación de los costos por interrupciones de energía, para cuando se tiene la sustitución de un switch por un restaurador para el alimentador OAP04010 para condiciones de carga en demanda media, se tiene una disminución en las pérdidas por costos de interrupción de: \$ 1,302,682.33-\$1,082,737.01= \$219,945.32.

La relación costo-beneficio sin contar a la energía dejada de vender es de:

$\frac{\$219,945.32}{\$194,853.09} = 1.13$ con lo que se tiene un periodo de recuperación de la inversión de 10.63 meses. Realizando los cálculos para todas las posibilidades se obtiene:

Tabla 4.59 Relación costo-beneficio de las configuraciones propuestas para ambos alimentadores.

ALIMENTADOR	OAP04010				OAP04020			
	Relación costo-beneficio		Tiempo de recuperación de la inversión en meses		Relación costo-beneficio		Tiempo de recuperación de la inversión en meses	
	Demanda media	Demanda máxima	Demanda media	Demanda máxima	Demanda media	Demanda máxima	Demanda media	Demanda máxima
Con un restaurador	1.13	2.01	10.63	5.97	0.30	0.26	39.73	22.96
Con dos restauradores	0.87	1.59	13.79	7.57	No se considera	No se considera	No se considera	No se considera
Con transferencia automática de carga	0.88	1.67	13.83	7.19	0.34	0.59	35.43	20.46

4.8 Paso 8: Obtención del plan más factible de realizarse

De los resultados obtenidos, para el alimentador OAP04010 el mejor plan es el que resulta en la sustitución del switch 4 por un restaurador, ya que aunque el plan de la sustitución de dos switches por dos restauradores presenta ahorros mayores en cuanto a los costos por interrupción de suministro, también presenta el doble de costos en cuanto a inversión, lo cual lo hace menos factible que el plan uno. Para el caso del plan de la implementación de la transferencia de carga mediante un switch automático, los costos que este produce son menores que los producidos por el plan de instalación de dos restauradores, y casi iguales que el plan de instalación de un restaurador, pero los beneficios que se presentan son menores en cuanto a costos de interrupción que el de los planes anteriores, esto debido a que la transferencia de carga entre alimentadores es poca debido a sus características de demandas, sobre todo para el alimentador OAP04020.

CAPÍTULO IV

Plan más factible determinado. Sustitución del switch 4 por un restaurador.

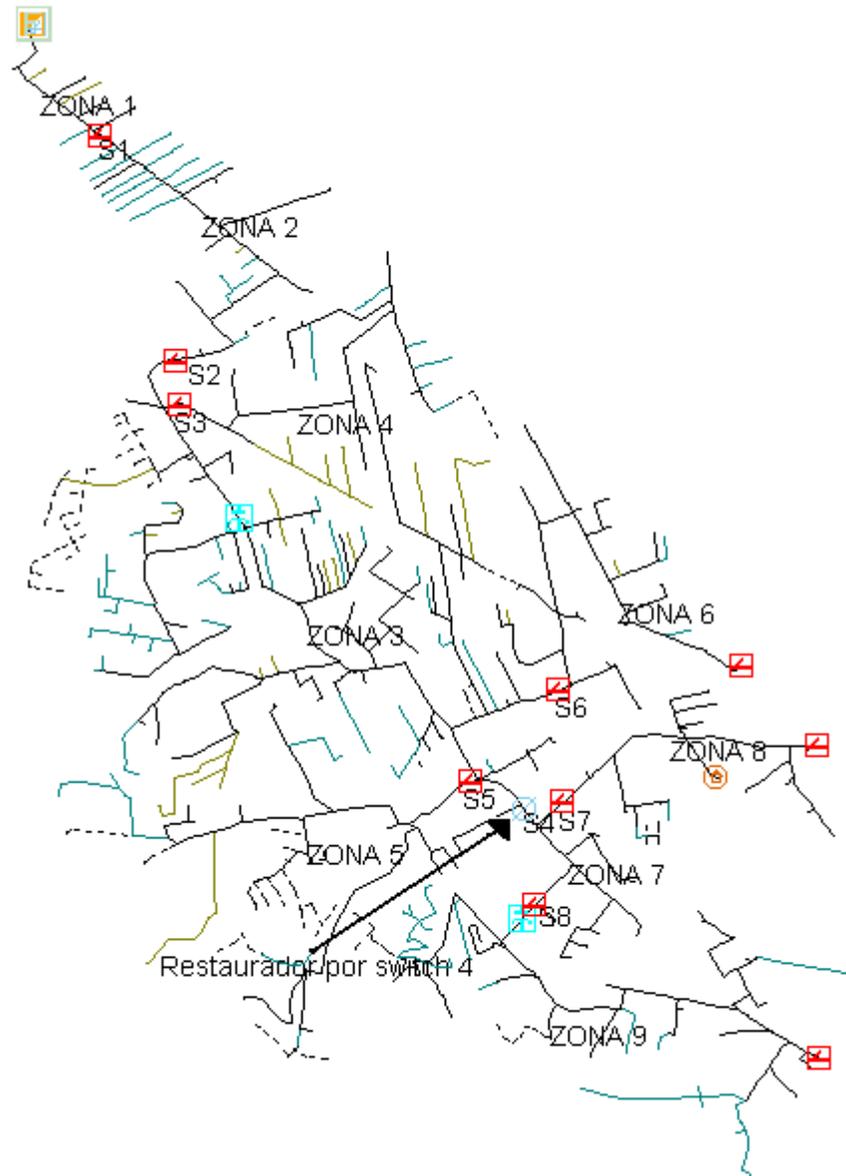


Figura 4.16 *Plan más factible determinado. Sustitución del switch 4 por un restaurador [18].*

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Introducción

Una buena planeación de la confiabilidad en los sistemas de distribución implica que las compañías eléctricas suministren energía eléctrica a precios y niveles de confiabilidad adecuados, lo que significa que la operación y expansión del sistema se realiza de manera correcta. Las tendencias de globalización a nivel mundial están empujando hacia la apertura de los mercados en todas las áreas, lo que favorece a que se produzca una competencia entre las diferentes empresas para la prestación de los servicios, siendo las que tienen ventaja las que ofrecen mejores condiciones de venta a su clientes. México no es la excepción; en cuanto al mercado de energía eléctrica la tendencia es la misma, y la mejora de la confiabilidad y la economía en el suministro de energía eléctrica puede ser la diferencia entre seguir existiendo como empresa suministradora o desaparecer.

5.2 Conclusiones

El proceso de determinación de la confiabilidad presenta incertidumbre desde su planteamiento. Es fundamental, para disminuir lo más posible la incertidumbre del proceso utilizar los parámetros más adecuados para el estudio; es por eso que la calibración de los parámetros de tasas de fallas y tiempos de interrupción es muy importante para la obtención adecuada de indicadores de confiabilidad en los que se tenga la confianza que reproduzcan un comportamiento más cercano a la realidad. Una vez que se tiene la certeza de que los índices de confiabilidad son representativos del sistema bajo estudio, se pueden proponer acciones de planificación con las que se busque una mejora en las condiciones de suministro de energía.

El proceso de asignación de cargas es crítico en la determinación de costos reales en cuanto a las interrupciones del suministro, ya que esta es la forma en la que se tiene conocimiento de las condiciones de carga de cada sección de los alimentadores, lo cual es indispensable para el cálculo de los costos de interrupción.

De los resultados obtenidos se puede observar que la confiabilidad en la parte final de los alimentadores es la que presenta más deficiencias para la configuración actual y con uno o dos restauradores, por lo que la instalación de estos dispositivos no mejora en nada la confiabilidad de las secciones aguas abajo de estos. Caso contrario se presenta con la configuración de transferencia automática de carga entre alimentadores en donde la confiabilidad en las últimas secciones de los alimentadores es mejorada de manera significativa. Consecuentemente, para las configuraciones sin transferencia automática de carga se presenta mayores pérdidas económicas en las últimas secciones.

CAPÍTULO V

La aplicación de restauradores genera los beneficios mas significativos en las zonas mas cercanas a la fuente, reduciendo de manera mucho mayor los tiempos de interrupción y los índices de confiabilidad, a comparación de las zonas mas alejadas de la fuente para las cuales las mejoras son mucho menores.

Los resultados del análisis costo-beneficio muestran que cualquier acción para el mejoramiento de la confiabilidad para el alimentador OAP04010 para condiciones de demanda máxima es factible y recomendable de realizarse, ya que además de traer mejoras de manera considerable en la confiabilidad del alimentador, el periodo de recuperación económica de la inversión es bastante aceptable; para la situación en condiciones de demanda media solo se obtienen resultados aceptables de factibilidad en el primer caso. La adecuación del alimentador OAP04020 resulta nada factible si se analiza al alimentador de manera particular, pero si se considera en conjunto al alimentador OAP04010, la transferencia automática de carga entre alimentadores es una excelente solución de reconfiguración, ya que los beneficios que se aportan principalmente a OAP04010 hacen que esta opción sea muy buena.

La factibilidad de la aplicación de un plan de mejoramiento de la confiabilidad para los alimentadores estudiados solo es buena para el alimentador OAP04010, esto debido a que la carga que se presenta en el alimentador OAP04020 es muy pequeña, en comparación con el alimentador OAP04010, como quedó demostrado en el análisis económico; y cualquier opción para el mejoramiento de la confiabilidad sería demasiado costosa de realizarse.

5.3 *Recomendaciones para trabajos futuros*

- Realizar la planificación de sistemas de distribución tomando en consideración la red de distribución secundaria para ver de manera más exacta los índices de confiabilidad en el sistema.
- Realizar planeación de la confiabilidad de sistemas de distribución considerando la existencia de fuentes alternativas de energía como son generadores eólicos y paneles solares, y analizar su impacto en la confiabilidad del sistema.
- Realizar la planeación de la confiabilidad en sistemas de distribución calculando los índices de confiabilidad mediante simulaciones de Monte Carlo con el fin de obtener funciones de distribución de probabilidad de los indicadores y visualizar con esto su comportamiento estocástico.

REFERENCIAS

REFERENCIAS

- [1] Carvalho P.M.S., L.A. Jorge, Grave S.N.C., Barruncho L.M.F., erreira L.A.F.M., Optimal Distribution Planning by Evolutionary Computation-How to Make it work, Instituto superior Tecnico, *Electricidade de Portugal*, 2001.
- [2] McCalley J., Li Yuan, Chowdhury A. A.,Jewell W. T., Yeddanapudi Kumar Rama Sree, Development of a Predictive Reliability Assessment Tool for Distribution Systems, *IEEE* 2005.
- [3] Transmission and Distribution Committee, IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, *IEEE Std 1366™-2003*, 2003.
- [4] Venkata S. Subrahmanyam, Christie D. Richard Balijepalli Nagaraj, Modeling and Analysis of Distribution Reliability Indices, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 19, No. 4, October 2004.
- [5] Awodele K. O., Chowdhury S. P. Shavuka O.,Application of Predictive Reliability Analysis Techniques in Distribution Networks, *UPEC*, 31st Aug - 3rd Sept 2010.
- [6] Allen Kim, Billinton Roy Chen Rong-Liang, Value-Based Distribution Reliability Assessment and Planning, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 10, No. 1, January 1995.
- [7] Brown E. Richard, *Electric Power Distribution Reliability*, Second Edition, Ed. USA: CRC Press, 2009.
- [8] Ochoa J. R. Brown R. E., "Distribution System Reliability: Default Data and Model Validation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, no. 2, May 1998.
- [9] Díaz Flores Rogelio, Selección y Localización Óptima de Dispositivos de Desconexión en la Planeación de Sistemas de Distribución Radiales, D.F., México, SEPI ESIME-IPN, Marzo 2004.
- [10] Trujillo Hernández Ricardo Arturo, Algoritmo Genético para Analizar la Confiabilidad en Redes de Distribución, D.F., México, SEPI ESIME-IPN, Mayo 2007.
- [11] Willis H. Lee, Power Distribution Planning Reference Book, Second edition Revised and Expanded, Ed. : Marcel Dekker Inc., USA, 2004.
- [12] Koval D. O. Chowdhury A. A., Causal Analysis of Distribution System Reliability Performance, *IEEE*, 2006.

REFERENCIAS

- [13] Papoulis Athanasios, Probability- Random Variables-and Stochastic Processes, Third Edition, Ed.: McGraw Hill., Polytechnic Institute of New York, USA, 1991.
- [14] Koval Don O., Chowdhuri Ali A., Power Distribution System Reliability-Practical Methods and Applications, Ed.: John Wiley & Sons Inc., New Jersey, USA, 2009.
- [15] www.sener.gob.mx/res/304/PDF-CFE/CFE%20-NIU.pdf.
www.sener.gob.mx/res/304/PDF-CFE/CFE%20-TIU.pdf,. México.
- [16] [www.cigre.org.mx/./Reordenamiento y Automatismo Redes Media Tension Teodulo Arroyo.pdf](http://www.cigre.org.mx/./Reordenamiento_y_Automatismo_Redes_Media_Tension_Teodulo_Arroyo.pdf), CIGRE, Francia, 2009.
- [17] Departamento de Planeacion, Zona Oaxaca, Estudio de Planeacion de Corto Plazo de la Ciudad de Oaxaca, CFE, 2008.
- [18] Base de datos del sistema de distribución Oaxaca Poniente proporcionado por la Oficina de Estudios y Sistemas de Distribución de la Coordinación de Distribución de CFE.
- [19] Coordinación de Distribución, Gerencia de Planeación, Subdirección de Distribución, Catalogo de Precios del Suministrador, CFE, 2009.
- [20] Burke J. James, Power Distribution Engineering-Fundamentals and Applications, Ed.:Taylor and Francis, New York, USA,1994.
- [21] Kersting H. William, Distribution System Modeling and Analysis. Ed.: CRC Press, USA, 2002.
- [22] Germanischer Lloyd, SynerGEE Electric 3.8.3 ® Technical Reference, 2008.
- [23] Kumar Ranjit Moshlehi Khosrow, A Reliability Perspective of the Smart Grid, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 1, No. 1, pp. 57-64, June 2010.

APÉNDICE A**MODELADO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN PARA LA PLANIFICACIÓN****A.1 Introducción**

En este capítulo se presentan los modelos matemáticos de los principales elementos que constituyen a las redes de distribución, y que son fundamentales para obtener los flujos de cargas en el sistema, que son la base de los estudios de planeación. Para poder realizar la planificación óptima de la red de distribución se tiene que realizar el modelado de la red que permita obtener los conocimientos para determinar la expansión de la red. Para obtener resultados confiables se tienen que modelar a detalle cada uno de los elementos de la red, que está constituida por líneas o cables aéreos y subterráneos, transformadores, cargas, reguladores de voltaje, switches, restauradores y bancos de capacitores, por nombrar a los más importantes.

La obtención de los flujos de cargas de un sistema de distribución consiste del estudio de los alimentadores de distribución bajo condiciones de operación en estado estable y son una herramienta fundamental para la realización de la planeación.

El estado del modelo de estudio para los flujos de cargas es descrito por los voltajes, flujos de corriente, y las posiciones de los controladores para los reguladores de voltaje, las posiciones de los capacitores switchables, y de otros dispositivos. Ya que se tiene la solución de flujos de las cargas, también se determinan los valores de flujos de potencia, pérdidas y otros parámetros en el modelo [11].

La forma de operación de los sistemas de distribución es básicamente radial, lo que significa que fundamentalmente tienen solo una trayectoria por la cual fluye la potencia. Esto es debido a que esta es la forma más económica y sencilla de operar, aunque muchas veces existen conexiones normalmente abiertas a través de switches entre alimentadores mediante las cuales se puede realizar una reconfiguración del sistema para las ocasiones en las que se requiera la transferencia de carga de un alimentador a otro, siempre y cuando no se violen las condiciones de operación del sistema.

A.2 Modelado de los elementos del sistema de distribución**A.2.1 Modelado del equipo de distribución**

Generalmente, en la planificación de distribución, aun en la planificación de corto plazo, se requiere menor detalle en el modelado del comportamiento y control del equipo comparado con la ingeniería en la operación del sistema de distribución. Los aspectos clave en el equipo se encuentran en una representación de fase por fase (debido a los flujos

desbalanceados), capacidad, y comportamiento eléctrico básico. Bajo estas consideraciones, los dispositivos del sistema se pueden modelar de la siguiente manera:

A.2.1.1 Transformadores

El modelo básico del transformador consiste de dos devanados, los cuales están eléctricamente aislados uno del otro, y enrollados alrededor de un núcleo laminado de hoja de acero magnética. La energía es transferida desde la fuente o devanado primario por medio del flujo magnético hacia el devanado secundario.

Características de los transformadores de distribución

Estos transformadores son los que conectan al voltaje primario del sistema de distribución (4.16 kV hasta 34.5 kV) con el cliente (480 V o menos). Este tipo de transformadores pueden ser monofásicos o trifásicos y varían en tamaño desde 5 kVA hasta 500 kVA. Dentro de este tipo de transformadores se encuentran los transformadores de pedestal, que son utilizados para servicios subterráneos, pudiendo llegar su capacidad hasta 2500 kVA. Las impedancias de estos transformadores son generalmente muy pequeñas variando desde 2% para unidades menores a 50 kVA, hasta 4% para unidades mayores a 100 kVA [20].

Debido a que los transformadores tienen una constante de tiempo térmica relativamente grande, es decir, la temperatura del aceite se eleva lentamente en relación al cambio de carga, es posible aumentar la carga en el transformador más allá de su potencia nominal sin efectos serios en la vida útil de la unidad. También existen transformadores especiales para sistemas mallados los cuales tienen capacidades que van desde 300 kVA hasta 2500 kVA, están llenos de líquido y son trifásicos. Estos se utilizan para suministrar a sistemas secundarios mallados en donde hay una alta concentración de cargas como en los edificios comerciales [20].

Las pérdidas en el núcleo de los transformadores son representadas de mejor manera como una impedancia en derivación en paralelo con las pérdidas del devanado que está en serie con la carga. La representación de la histéresis, las pérdidas eléctricas debidas a las cargas de bombeo y ventilación utilizadas para enfriar a los transformadores, así como a los modelos dinámicos de los cambios en la impedancia o en la capacidad con la temperatura de operación, son generalmente innecesarios para el proceso de planeación [11].

Los modelos de los transformadores de distribución se determinan por los voltajes y las corrientes que se presentan del lado de la fuente n y del lado de la carga m . La representación esquemática de los transformadores se encuentra en el siguiente diagrama, que es adecuado para transformadores reductores de voltaje y para transformadores elevadores de voltaje.

APÉNDICE A

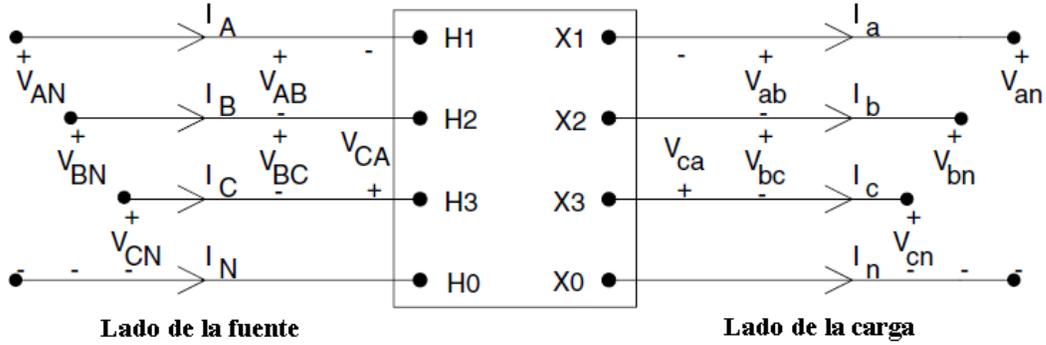


Figura A.1 Modelo general de un banco de transformación trifásico [12].

Se asume que todas las variaciones de las conexiones estrella-delta son descritas por conexión de estándar Americana de los treinta grados, en donde se considera que:

- Para la conexión reductora de voltaje:
 V_{AB} se adelanta a V_{ab} por treinta grados.
 I_A se adelanta a I_a por treinta grados.
- Para la conexión elevadora de voltaje.
 V_{ab} se adelanta a V_{AB} por treinta grados.
 I_a se adelanta a I_A por treinta grados.

Derivado de la figura A.1 se obtienen los vectores ecuaciones de voltajes y corrientes para los lados de alta y baja tensión de los transformadores con las ecuaciones A.1, A.2 y A.3.

$$[VLN_{ABC}] = [a_t] * [VLN_{abc}] + [b_t] * [I_{abc}] \quad (A.1)$$

$$[I_{ABC}] = [c_t] * [VLN_{abc}] + [d_t] * [I_{abc}] \quad (A.2)$$

Para cuando se requiere que los voltajes en el nodo m estén en función de los voltajes en el nodo n y de las corrientes en el nodo m, se utiliza la ecuación:

$$[VLN_{abc}] = [A_t] * [VLN_{ABC}] - [B_t] * [I_{abc}] \quad (A.3)$$

De donde:

$[VLN_{ABC}]$, son los voltajes de línea a neutro del lado de la fuente.

$[VLN_{abc}]$, son los voltajes de línea a neutro del lado de la carga.

$[I_{abc}]$, son las corrientes de línea del lado de la carga.

Las matrices $[a_t]$, $[b_t]$, $[c_t]$, $[d_t]$, $[A_t]$ y $[B_t]$ son matrices “generalizadas” que se determinan para facilitar el cálculo de los voltajes y las corrientes, y en estas se consideran

las características de cada conexión de en los transformadores, por lo que son diferentes para cada tipo de conexión.

En las ecuaciones A.1, A.2 y A.3 las matrices $[VLN_{ABC}]$ y $[VLN_{abc}]$ representan los voltajes de línea a neutro para una conexión en estrella sin aterrizar o los voltajes de línea a tierra para una conexión estrella aterrizada. Para la conexión delta, las matrices de voltaje representan voltajes equivalentes de línea a neutro. Las matrices de corrientes representan las corrientes de línea para cualquier conexión de los devanados del transformador

En el análisis de un alimentador de distribución, los diferentes tipos de conexiones de los transformadores tienen que ser modelados. Entre los tipos de conexiones más comunes de los transformadores se encuentran [21]:

- Delta- Estrella aterrizada. Este tipo de conexión es la más utilizada en las subestaciones de distribución que suministran a sistemas de alimentadores de cuatro hilos en estrella. Esta conexión es más versátil, ya que puede ser utilizada para suministrar servicio para cargas monofásicas y para cargas trifásicas. Su conexión se realiza de la siguiente manera:

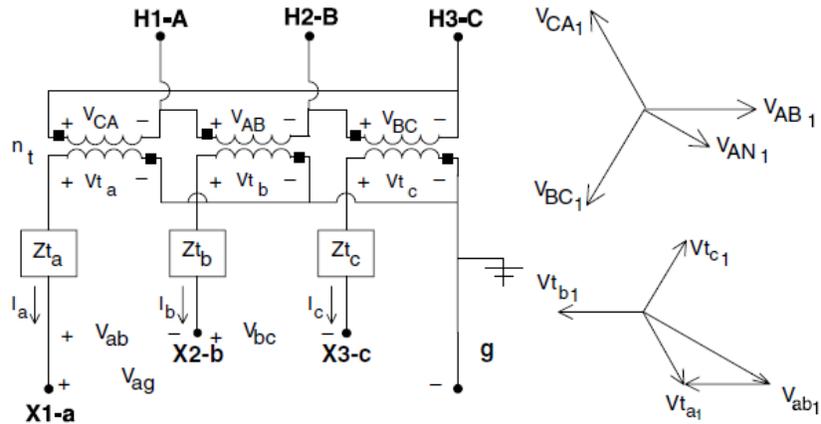


Figura A.2 Conexión delta-estrella aterrizada [21].

Las matrices generalizadas que acompañan a los vectores de voltajes y corrientes para el caso de esta conexión son:

$$[a_t] = \frac{-n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \\ 2 & 1 & 0 \end{bmatrix} \quad (A.11)$$

$$[b_t] = [a_t] * [Z_{t_{abc}}] = \frac{-n_t}{3} \begin{bmatrix} 0 & 2Z_t_b & Z_t_c \\ Z_t_a & 0 & 2Z_t_c \\ 2Z_t_a & Z_t_b & 0 \end{bmatrix} \quad (A.12)$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.13})$$

$$[d_t] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.14})$$

$$[A_t] = \frac{1}{n_t} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.15})$$

$$[B_t] = [Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_a & 0 & 0 \\ 0 & Zt_b & 0 \\ 0 & 0 & Zt_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.16})$$

De donde:

$$n_t = \frac{V_{LL} \text{ lado de alto voltaje}}{V_{LN} \text{ lado de bajo voltaje}} \quad (\text{A.17})$$

Zt_{abc} , es la matriz de impedancias de fase del transformador del lado de baja tensión.

- Estrella sin aterrizar-Delta. Esta conexión es típicamente utilizada para suministrar servicio a combinaciones de cargas monofásicas de iluminación con cargas trifásicas compuestas por motores de inducción. Este tipo de conexión se realiza de la siguiente manera:

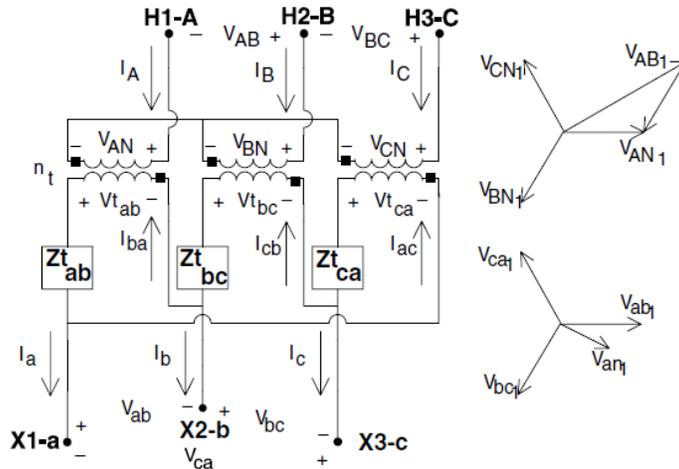


Figura A.3 Conexión estrella sin aterrizar-delta [21].

Para este tipo de conexión las matrices generalizadas son:

$$[a_t] = n_t \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.18})$$

$$[b_t] = \frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} Zt_{ab} & -Zt_{ab} & 0 \\ Zt_{bc} & 2Zt_{bc} & 0 \\ -2Zt_{ca} & -Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.19})$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.20})$$

$$[d_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 1 & 2 & 0 \\ -2 & -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.21})$$

$$[A_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.22})$$

$$[B_t] = \frac{1}{9} \begin{bmatrix} 2Zt_{ab} + Zt_{bc} & 2Zt_{bc} - 2Zt_{ab} & 0 \\ 2Zt_{bc} - 2Zt_{ca} & 4Zt_{bc} - 2Zt_{ca} & 0 \\ Zt_{ab} - 4Zt_{ca} & -Zt_{ab} - 2Zt_{ca} & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.23})$$

- Estrella aterrizada-Estrella aterrizada. Este tipo de conexión se utiliza más comúnmente para suministrar a cargas monofásicas y trifásicas en sistemas de cuatro hilos multi-aterrizados. Tiene como conexión:

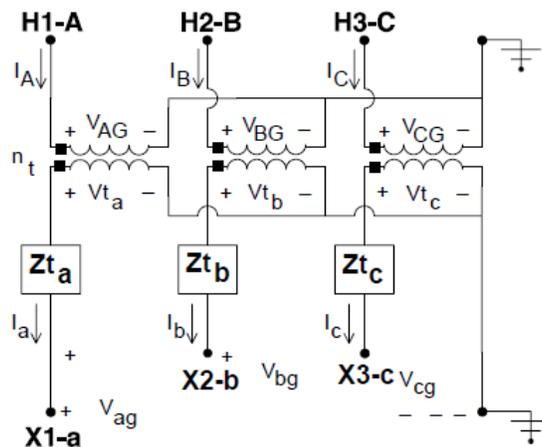


Figura A.4 Conexión estrella aterrizada-estrella aterrizada [21].

APÉNDICE A

Para este tipo de conexión las matrices generalizadas son:

$$[a_t] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

$$[b_t] = \begin{bmatrix} n_t Z t_a & 0 & 0 \\ 0 & n_t Z t_b & 0 \\ 0 & 0 & n_t Z t_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.25})$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.26})$$

$$[d_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} \quad (\text{A.27})$$

$$[A_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} \quad (\text{A.28})$$

$$[B_t] = \begin{bmatrix} Z t_a & 0 & 0 \\ 0 & Z t_b & 0 \\ 0 & 0 & Z t_c \end{bmatrix} \quad (\text{A.29})$$

- Delta-Delta. Este tipo de conexión es utilizada principalmente en sistemas de tres hilos en delta para suministrar servicio a una carga trifásica o a una combinación de cargas trifásicas y monofásicas. Su conexión es:

APÉNDICE A

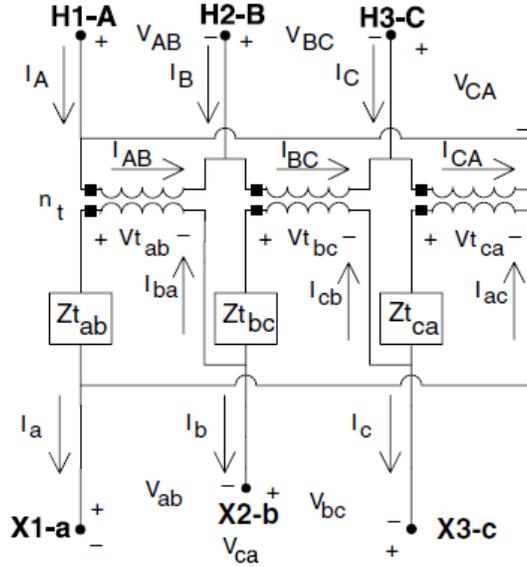


Figura A.5 Conexión delta-delta [21].

Para este tipo de conexión las matrices generalizadas son:

$$[a_t] = \frac{n_t}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.30})$$

$$[b_t] = [AV] * [W] * [Zt_{abc}] * [G1] \quad (\text{A.31})$$

De donde:

$$[AV] = \begin{bmatrix} n_t & 0 & 0 \\ 0 & n_t & 0 \\ 0 & 0 & n_t \end{bmatrix} \quad (\text{A.32})$$

$$[W] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ 0 & 2 & 1 \\ 1 & 0 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.33})$$

$$[Zt_{abc}] = \begin{bmatrix} Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & Zt_{bc} & 0 \\ 0 & 0 & Zt_{ca} \end{bmatrix} \quad (\text{A.34})$$

$$[G1] = \frac{1}{Zt_{ab} + Zt_{bc} + Zt_{ca}} \begin{bmatrix} Zt_{ca} & -Zt_{bc} & 0 \\ Zt_{ca} & Zt_{ab} + Zt_{ca} & 0 \\ -Zt_{ab} - Zt_{bc} & -Zt_{bc} & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.35})$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.36})$$

$$[d_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{n_t} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{n_t} \end{bmatrix} \quad (\text{A.37})$$

$$[A_t] = \frac{1}{3n_t} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.38})$$

$$[B_t] = [W] * [Zt_{abc}] * [G1] \quad (\text{A.39})$$

- Estrella abierta-Delta abierta. Este tipo de conexión se utiliza cuando se necesitan suministrar cargas monofásicas y trifásicas pero la carga trifásica es pequeña comparada con la carga monofásica. Para este tipo de conexión solo se requieren dos transformadores monofásicos, pero la conexión proporciona voltajes trifásicos de línea a línea a la combinación de la carga. Este tipo de conexión es como sigue:

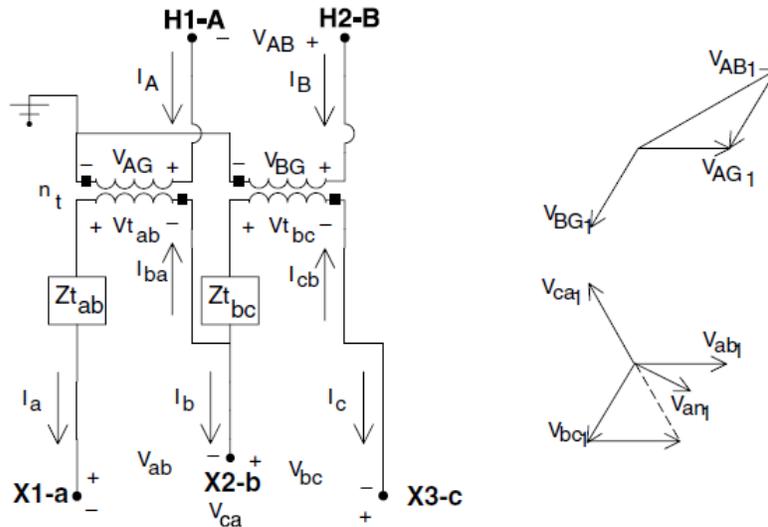


Figura A.6 Conexión estrella abierta-delta abierta [21].

Para este tipo de conexión las matrices generalizadas son:

$$[a_t] = \begin{bmatrix} n_t & -n_t & 0 \\ 0 & n_t & -n_t \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.40})$$

$$[b_t] = \begin{bmatrix} n_t Zt_{ab} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -n_t Zt_{bc} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.41})$$

$$[c_t] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.42})$$

$$[d_t] = \begin{bmatrix} \frac{1}{n_t} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{n_t} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.43})$$

$$[A_t] = \frac{1}{3 \cdot n_t} \begin{bmatrix} 2 & 1 & 0 \\ -1 & 1 & 0 \\ -1 & -2 & 0 \end{bmatrix} \quad (\text{A.44})$$

$$[B_t] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2Zt_{ab} & 0 & -Zt_{bc} \\ -Zt_{ab} & 0 & -Zt_{bc} \\ -Zt_{ab} & 0 & 2Zt_{bc} \end{bmatrix} \quad (\text{A.45})$$

A.2.1.2 *Reguladores de voltaje*

Los reguladores de voltaje son utilizados para regular el voltaje en dirección aguas abajo del punto en el que se encuentran conectados, de tal manera que el nivel de voltaje que le llega a los consumidores de energía eléctrica se encuentre dentro de ciertos límites. El regulador está compuesto de tres componentes: un autotransformador, un cambiador de derivaciones bajo carga y un compensador de caída de línea. La principal diferencia entre un autotransformador y un regulador de voltaje es por la aplicación de los mecanismos para controlar las derivaciones del devanado serie y la dirección del flujo de corriente.

En el modelo se muestra el devanado serie conectado a través de un switch. El switch permite el flujo de corriente en ambas direcciones a través del devanado, para producir un aumento o disminución en el voltaje. Un cambiador de derivaciones está asociado con el devanado serie, el cual permite un mayor grado de precisión en el control del regulador de voltaje, ya que solamente una porción del voltaje que cruza el devanado serie incrementará o disminuirá la entrada de voltaje del regulador.

El autotransformador dentro del modelo del regulador está caracterizado por los dos devanados acoplados. La relación de vueltas entre los devanados es típicamente de 10:1 para un regulador de 10%. Todas las impedancias de los devanados y las pérdidas son reflejadas en el devanado en derivación. Estas impedancias son determinadas la mayoría de las veces por pruebas realizadas en reguladores en las posiciones más altas o en las más bajas. El efecto de la impedancia serie $R + jX$ varía con la posición del cambiador de derivaciones y su flujo de corriente. Ninguna corriente pasa a través de la impedancia serie cuando el regulador está en su posición cero o neutral. La conductancia en derivación G_s , es

derivada de las pérdidas en vacío y de la clasificación de voltaje de los devanados en derivación.

Los reguladores de voltaje y los compensadores de caída de línea son representados también por fase. Para propósitos de planificación, muchos detalles necesitados en la ingeniería de distribución, tal como la representación explícita de los cambios en las derivaciones del regulador, y los ligeros cambios que ocurren en el nivel de voltaje de aguas arriba, no son necesarios.

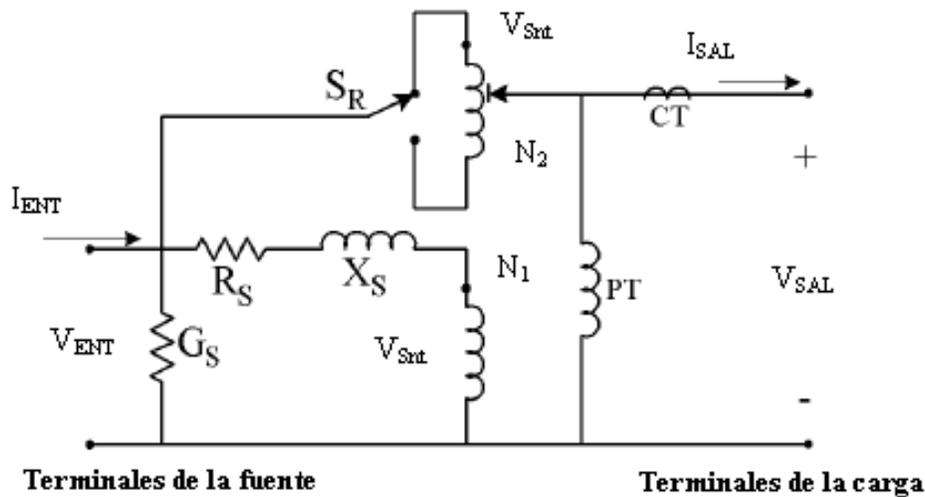


Figura A.7 Modelo básico del regulador de voltaje [22].

De donde:

$Z_s = R_s + jX_s$, es la impedancia serie del regulador.

CT , es un transformador de corriente.

PT , es un transformador de potencia.

G_s , es la conductancia en derivación.

S_R , es un switch reversible.

V_{SAL} , es el voltaje de salida.

V_{ENT} , es el voltaje de entrada.

I_{SAL} , es la corriente de salida.

I_{ENT} , es la corriente de entrada.

$V_{derivación}$, voltaje del devanado en derivación.

I_s , es la corriente en la impedancia serie.

K_t , es la posición de la derivación del regulador.

El switch reversible tiene dos estados de operación [-1,1]. La posición de la derivación del regulador está representada por: $0 \leq K_t \leq \text{número máximo de derivaciones}$, donde K_t es la posición de la derivación del regulador.

APÉNDICE A

Para una posición dada de la derivación, la relación del voltaje cruzando el devanado en derivación con el voltaje que cruza el devanado serie se expresa como:

$$\frac{V_{serie}}{V_{derivación}} = \frac{N_2}{N_1} * \frac{K_t}{Num.max.derivaciones} \quad (A.46)$$

El factor del switch reversible S_R aplicado a la ecuación 2.46 de tal manera que la polaridad del voltaje y la corriente asociada con el devanado serie puedan ser relacionados al voltaje de entrada del regulador. Se obtiene la siguiente ecuación:

$$N = S_R * \frac{N_2}{N_1} * \frac{K_t}{Num.max.derivaciones} \quad (A.47)$$

El voltaje de salida del regulador es la suma del voltaje en las terminales de entrada y del voltaje que cruza el devanado serie del regulador. S_R determina la naturaleza aditiva de los devanados, de la siguiente forma:

$$V_{SAL} = V_{ENT} + N * V_{Snt} \quad (A.48)$$

Esta ecuación puede ser utilizada para encontrar el voltaje de salida en términos de la corriente del devanado en derivación y del voltaje de entrada:

$$V_{SAL} = V_{ENT} + N * (V_{ENT} - I_S Z_S) \quad (A.49)$$

La corriente en el devanado en derivación está relacionada con la corriente de salida del devanado serie, como sigue:

$$I_S = N * I_{SAL} \quad (A.50)$$

Combinando las ecuaciones A.49 y A.50 se tiene:

$$V_{SAL} = V_{ENT}(1 + N) - N^2 * I_{SAL} Z_S \quad (A.51)$$

Esta ecuación muestra cómo encontrar el voltaje en la salida del regulador, dado el voltaje en la entrada y la demanda de corriente a la salida del regulador. La corriente en el regulador es la suma de las corrientes en los devanados y la corriente en la rama de la impedancia en derivación, expresado como:

$$I_{ENT} = I_S + I_{SAL} + G_S * V_{ENT} \quad (A.52)$$

O, sustituyendo la ecuación A.50 en A.52, se obtiene:

$$I_{ENT} = (1 + N)I_{SAL} + G_S * V_{ENT} \quad (A.53)$$

De esta manera la corriente en el regulador puede ser encontrada desde la corriente de carga.

A.2.1.3 *Capacitores*

Los capacitores también son representados por fase. Estos deben de ser modelados como una admitancia, y no como una inyección constante. Un banco de capacitores de 600 kVAr es una impedancia que inyecta 600 kVAr para un voltaje dado de 1.0 por unidad. No es un dispositivo que inyecta 200 kVAr a pesar del voltaje. Cuando el voltaje cae, también lo hace la inyección de VARs. Es importante modelar esta distinción tanto en la planeación como en la ingeniería de distribución [11].

Los capacitores son utilizados para soporte de VARs, regulación de voltaje, y corrección del factor de potencia. Estos son colocados de manera usual cerca de las cargas para suministrarles reactivos, por lo que esto reduce la cantidad de VARs que la subestación tiene que suministrar a la carga a través del alimentador, lo que permite un flujo de corriente menor desde la subestación, disminuyendo con ello las pérdidas en las líneas, mejora el factor de potencia y eleva el voltaje en la carga.

Los capacitores pueden ser de tipo fijo y de tipo switcheable. Los capacitores de tipo fijo siempre están conectados a las fases de las líneas para suministrarles reactivos sin interrupción y los capacitores de tipo switcheable se conectan a la línea cuando el ajuste de su control:

- En la opción de VAR o corriente: detecta VARs o corrientes que han excedido el ajuste para el switcheo.
- En la opción de voltaje o factor de potencia: detecta un valor de voltaje o factor de potencia menor al predeterminado de operación.

APÉNDICE A

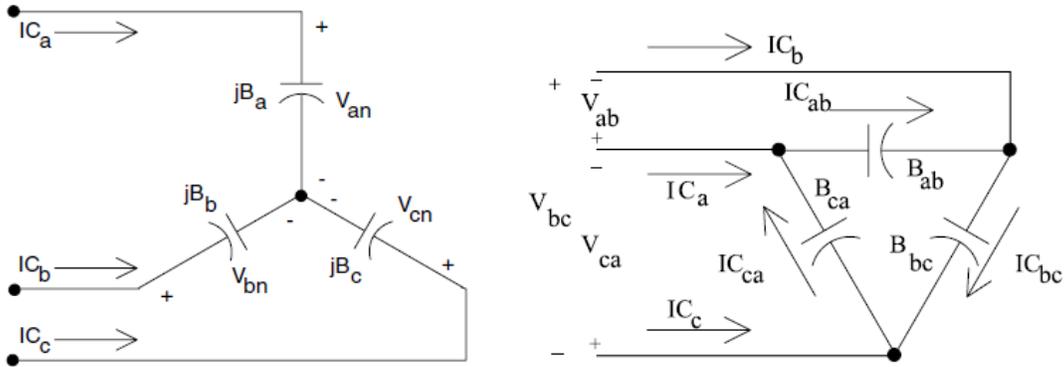


Figura A.8 Tipos de conexiones en los capacitores. Conexión en estrella a la izquierda y en delta a la derecha [21].

Para un banco de capacitores trifásico conectado en estrella (figura A.8), las unidades de fase del capacitor son especificadas en kVAR y kV. La Susceptancia para cada unidad es calculada en Siemens mediante la ecuación:

$$B_c = \frac{kVAr}{kV_{LN}^2 * 1000} \text{ Siemens} \quad (A.54)$$

Las corrientes de línea que suministran al banco de capacitores son:

$$\begin{aligned} I_{C_a} &= jB_a * V_{an} \\ I_{C_b} &= jB_b * V_{bn} \\ I_{C_c} &= jB_c * V_{cn} \end{aligned} \quad (A.55)$$

De donde:

B_c , es la susceptancia de la fase del capacitor.

I_C , es la corriente de línea del capacitor.

Para un banco de capacitores conectado en delta, el voltaje considerado debe ser de línea a línea. Su susceptancia se calcula como sigue:

$$B_c = \frac{kVAr}{kV_{LL}^2 * 1000} \text{ Siemens} \quad (A.56)$$

Las corrientes de la delta que suministran al banco de capacitores son:

$$\begin{aligned} I_{C_{ab}} &= jB_a * V_{ab} \\ I_{C_{bc}} &= jB_b * V_{bc} \\ I_{C_{ca}} &= jB_c * V_{ca} \end{aligned} \quad (A.57)$$

APÉNDICE A

Las corrientes de línea fluyendo hacia los capacitores conectados en delta (figura A.9) son, aplicando LCK a cada nodo:

$$\begin{bmatrix} IC_a \\ IC_b \\ IC_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} IC_{ab} \\ IC_{bc} \\ IC_{ca} \end{bmatrix} \quad (\text{A.58})$$

Equipos de control

Los compensadores de caída de línea, los cambiadores de derivaciones de carga y el equipo de switcheo son representados por fase, debido a que la carga es desbalanceada. Los dispositivos cambiadores de derivaciones de los devanados, pueden ser aproximados para propósitos de planeación como dispositivos sin derivaciones, los cuales mantienen el voltaje en un bus controlado, por un nivel constante, a pesar del nivel de voltaje de aguas arriba. Los controles pueden ser modelados solo como mostrando al dispositivo manteniendo su control de voltaje en el bus en un objetivo especificado, siempre y cuando el voltaje de aguas arriba no se aleje de un rango especificado. Los capacitores de switcheo pueden ser modelados como una entrada o salida de voltaje o factor de potencia que se requiera; y el control, del switcheo no tiene que ser modelado.

Switches

Estos pueden ser representados por fase o en una base de operación en grupo, con la representación de la capacidad de corriente que soporta como su único atributo. Cuando un switch está cerrado, no tiene efecto en la conectividad eléctrica de la línea a la cual está conectada pero cuando está abierto, el switch no permite el flujo de potencia a través de la línea.

Dispositivos de protección

Entre estos se encuentran los fusibles, restauradores, interruptores y seccionalizadores. El software utilizado considera las características principales de los dispositivos de protección. Estas características son la corriente de operación nominal, la cual es utilizada como referencia para determinar si este opera o no, la capacidad interruptiva de corriente, su tiempo de respuesta mecánica, y sus curvas de operación respecto del tiempo.

A.2.2 Modelado de las cargas

Hay dos clases de modelos de cargas para la planificación de la distribución. La primer clase, se utiliza para la simulación de la planeación de corto plazo y en aplicaciones de ingeniería de distribución, en la que se representa la carga bajo condiciones específicas (por ejemplo el periodo pico de carga anual) y se modela la carga y su comportamiento con respecto a estas condiciones. En esta categoría caen los modelos de carga utilizados durante

los flujos de cargas y otros modelos similares de aplicaciones cuyo propósito es el de representar el comportamiento eléctrico de las cargas.

La segunda clase de modelos de cargas incluye a los utilizados en la planificación de la capacidad y del pronóstico económico. La mayoría de estos modelos de planificación de la distribución tratan a la carga como una cantidad independiente del proceso de planificación o de la influencia de la compañía, para ser pronosticado o analizado por un pronóstico espacial de carga o de otros medios de pronosticar los cambios de la carga al nivel de distribución.

El mejor modelo de carga representa a la carga ya sea en conexión delta o estrella, distribuida entre las tres fases en cualquier proporción, y estando compuesta de cualquier combinación de potencia constante, corriente constante o de cargas de impedancia constante; lo que puede resultar hasta de nueve cargas presentes en cualquier nodo en el circuito, de los cuales cada uno tiene un factor de potencia diferente.

A.2.2.1 Carga de potencia constante

Son aquellas cargas cuya potencia demandada no es afectada por operarse a una tensión diferente de la nominal dentro de cierto rango. Ejemplos de cargas de potencia constante son las siguientes:

- Alumbrado fluorescente.
- Dispositivos electrónicos (T.V., computadoras, etc...)
- Motores monofásicos (arriba de 1 H.P.)
- Motores trifásicos.
- Aire acondicionado.

En el modelo de potencia activa y potencia reactiva constante, la potencia nominal de la carga nunca cambia:

$$S_{PQ} = S_{nominal} \tag{A.59}$$

A.2.2.2 Carga de impedancia constante

Son aquellas cargas cuya potencia demandada es afectada al operarse a una tensión diferente a la nominal. Las cargas de impedancia constante más comunes son las siguientes:

- Alumbrado incandescente.
- Aparatos eléctricos o domésticos (hornos, secadoras, etc...)
- Calentadores eléctricos de resistencia.
- La mayoría de la maquinaria pequeña (equipo de oficina).
- Motores monofásicos (fraccionarios).

APÉNDICE A

La impedancia de la carga debe ser de la siguiente manera:

$$Z_{nom} = \frac{10^3 * kV_{nom}}{I_{nom}} = \frac{10^3 * kV_{nom}^2}{S_{nom}^*} \quad (A.60)$$

Con los cambios de voltaje en la carga, la corriente consumida por la carga de impedancia constante es:

$$I_Z = \frac{10^3 * kV}{Z_{nom}} = \frac{kV * S_{nom}^*}{kV_{nom}^2} \quad (A.61)$$

Y el valor de potencia de la carga necesitado para mantener esta impedancia de la carga mientras el voltaje en la carga cambia, es:

$$S_Z = kV * I_Z^* = \frac{kV * S_{nom}^*}{kV_{nom}^2} = S_{nom} \left(\frac{kV}{kV_{nom}} \right)^2 \quad (A.62)$$

A.2.2.3 *Carga de corriente constante*

En este tipo de cargas, el valor de la corriente es independiente del voltaje aplicado a la carga. La corriente en la carga, a voltaje nominal es:

$$I_{nom} = \frac{S_{nom}^*}{kV_{nom}} \quad (A.63)$$

Con el cambio del voltaje, la potencia en la carga necesitada para mantener esta valor de corriente, es:

$$S_I = kV * I_{nom}^* = kV * \frac{S_{nom}^*}{kV_{nom}} = S_{nom} \left(\frac{kV}{kV_{nom}} \right) \quad (A.64)$$

Con esta expresión se representa el modelo de la carga de corriente constante.

A.2.2.4 *Modelo para la combinación de las cargas*

En la realidad, las cargas en el sistema de distribución están conformadas por una combinación de los tres modelos de cargas descritos, que pueden ser combinados para representar una sola carga [22]. Un porcentaje de peso es dado para cada uno de los tres tipos de cargas, de la siguiente manera:

$$S_{CM} = S_{nom} \left[\%PQ + \%I \left(\frac{kV}{kV_{nom}} \right) + \%Z \left(\frac{kV}{kV_{nom}} \right)^2 \right] * 0.01 \quad (A.65)$$

De donde: $\%PQ + \%I + \%Z = 100\%$.

APÉNDICE A

Los factores $\%PQ$, $\%I$ y $\%Z$ representan la porción de carga que es tratada como cada uno de los modelos de cargas. La ecuación A.65 requiere que la suma de los tres factores sea de 100%.

En la siguiente tabla se representan los valores típicos de composición de las cargas de acuerdo a [22].

Tipo de carga	% Factor de potencia	% de carga de potencia constante	% de carga de impedancia constante	% de carga de corriente constante
Resistencias, calentadores de agua, estufas	100	0	50	50
Calentadores de agua, aire acondicionado, refrigeración.	80	15-35	20-40	45
Secadoras de ropa.	99	0	0	100
Televisiónes.	77	0	0	100
Lamparas incandescentes.	100	45	35	20
Lamparas fluorescentes	90	0	50	50
Bombas, abanicos, motores.	87	40	40	20
Hornos de arco.	72	0	30	70
Motores industriales grandes.	90	60	40	0
Bombas de agua grandes para la agricultura.	85	0	75	25
Plantas de potencia auxiliares	80	40	40	20

Tabla A.1 Valores típicos de composiciones de las cargas [22].

Para la realización de las simulaciones se consideraron valores de composición de las cargas de 30% de impedancia constante, 30% de potencia constante y 40% de corriente constante, con el afán de reproducir el comportamiento de los tres tipos de cargas en la simulación. El comportamiento de las composiciones de los tres tipos de cargas con respecto de la caída de voltaje a lo largo del alimentador puede verse de la siguiente manera [22]:

- La potencia nominal de la porción de la carga que es modelada como de potencia constante no cambia. Sin embargo, considerando que los voltajes en el alimentador están disminuyendo, la corriente de línea se incrementa y con ello las pérdidas. La potencia demandada por el alimentador permanece constante o se incrementa un poco debido a las pérdidas.
- La potencia nominal de la porción de la carga que es modelada como de corriente constante disminuye de manera proporcional a la caída de voltaje, lo que resulta en que la potencia demanda por el alimentador disminuye. La corriente en la carga no cambia.

- La potencia nominal de la porción de la carga que es modelada como de impedancia constante disminuye con la caída de voltaje así como también lo hace la corriente en la carga. Por lo tanto, la potencia demandada por el alimentador disminuye de manera significativa.

Tipo de conexión de las cargas

La forma en que una carga es conectada, puede hacer una gran diferencia para los flujos de potencia, corriente, y los niveles de voltaje en un sistema. Las cargas pueden ser conectadas de línea a línea y de línea a tierra. La primera diferencia que se puede ver en la forma de conexión de las cargas es que hay alrededor de un 73% ($\sqrt{3}$) de diferencia entre los voltajes de línea a línea y los voltajes de línea a tierra. Otra diferencia está en la caída de voltaje debido a los flujos de corriente diferentes en las fases para las diferentes conexiones de la carga; también, se produce una caída o elevación de voltaje debido al desbalanceo y el flujo de corriente en el neutro-tierra en una carga con conexión de línea a tierra.

A.2.2.5 *Estudio de asignación de cargas*

Debido a que por lo general en los alimentadores de distribución no hay datos precisos de las cargas en cada una de las secciones que lo conforman, por la falta de medición a causa de la gran cantidad de secciones, se necesita realizar un estudio de asignación de cargas a los alimentadores del sistema partiendo de la información de mediciones que se tienen en las subestaciones como lo son las demandas de potencia máximas, medias y mínimas.

La asignación de cargas es utilizada para distribuir la carga a través de un modelo, ya sea en la subestación o en el alimentador. Para lograr esto, se ajustan todas las cargas distribuidas de tal manera que la carga total en las secciones de aguas abajo, después de un análisis por fase, coincide con las demandas especificadas. El valor de las cargas distribuidas es determinado realizando un análisis de flujos de cargas y después buscando las diferencias entre los valores de demandas especificadas y la potencia actual en las secciones, con el desajuste resultante dividido entre las secciones y las fases de manera apropiada; es decir, en función de la carga instalada que se tiene registrada como dato en cada sección. El proceso de asignación de cargas es el siguiente [22]:

1. Poner en cero a todas las cargas distribuidas en las secciones.
2. Obtener los flujos de cargas para el sistema en función de las demandas medidas en la subestación y asignar cargas a las secciones, en proporción al dato de carga instalado con que cuenta.
3. Encontrar la diferencia entre las demandas medidas y las cargas asignadas en función de los flujos de cargas del punto 2.

4. Repartir esta diferencia entre las secciones del sistema, en proporción a su dato de carga instalada.
5. Obtener los flujos de cargas con las cargas resultantes del punto 4, hasta que la diferencia entre las demandas medidas y los flujos de cargas sea cero.
6. Cuando la diferencia es cero, las secciones poseen una carga específica en función de las condiciones de demanda medidas en la subestación.

La asignación de cargas solo se aplica a secciones con carga distribuida, ya que las cargas puntuales o spot son conocidas en puntos específicos y por lo tanto no necesitan asignación. Las secciones que no tienen registro de carga instalada no reciben asignación de carga.

El proceso de asignación de cargas esta directamente ligado con el cumplimiento del criterio de convergencia, ya que cuando la potencia que se pretende asignar es grande, es decir lo suficiente para que las líneas de distribución no puedan llevar dicha cantidad de potencia, se produce una no convergencia en el estudio. Esta situación está acompañada con el estudio de flujos de cargas, ya que en este estudio la convergencia depende directamente de la carga que se tenga en cada línea, por lo que si la cantidad de carga no es la adecuada, el estudio de flujos de cargas no convergerá como en el caso de la asignación de carga.

A.2.3 Modelado de líneas de distribución

Las líneas de distribución son las entidades topológicas que representan la conectividad del modelo de la red, esta entidad se crea mediante la interconexión de dos nodos y puede llevar asociado un regulador, un transformador reductor, las características físicas de un conductor para red aérea o subterránea, equipos de protección y seccionamiento tales como fusibles, cuchillas, desconectores en aceite, restauradores, seccionadores, relevadores y cualquier elemento que se conecte en serie [22]. La determinación de las impedancias serie para las líneas aéreas y subterráneas es un paso crítico antes de iniciar el análisis de los alimentadores de distribución. La impedancia serie de una línea de distribución monofásica, bifásica o trifásica consiste de la resistencia de los conductores y de las reactancias inductivas propia y mutua resultantes de los campos magnéticos que rodean a los conductores por los cuales circula corriente eléctrica.

El modelado de las líneas de distribución de energía eléctrica tiene que realizarse tomando en cuenta todos los factores que influyen para la determinación de sus parámetros característicos. Debido a que los sistemas de distribución consisten de líneas monofásicas, bifásicas y trifásicas sin transponer, alimentando cargas desbalanceadas, es necesario mantener la identidad de los términos de la impedancia propia y mutua de los conductores y tomar en cuenta el camino de retorno por tierra para las corrientes desbalanceadas, lo cual se realiza mediante las ecuaciones de Carson [21]. Para encontrar las ecuaciones que

APÉNDICE A

representan las impedancias mutuas y propias de las líneas de distribución, Carson utilizó el método de imágenes de conductores en donde a cada conductor que se encuentra a una distancia específica sobre la tierra como referencia, le corresponde un conductor imagen a la misma distancia bajo la referencia de tierra; con este método, Carson ideó la solución para encontrar las impedancias mutuas y propias para n conductores. Simplificando las ecuaciones de Carson y suponiendo que la frecuencia eléctrica para el cálculo de las impedancias es de 60 Hertz y que la resistividad de la tierra es de $100\Omega\cdot m$, se obtienen las ecuaciones que representan las impedancias mutuas y propias de las líneas de distribución son respectivamente:

$$\widehat{z}_{ii} = r_i + 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{GMR_i} + 7.93402 \right) \Omega/milla \quad (A.66)$$

$$\widehat{z}_{ij} = 0.09530 + j0.12134 \left(\ln \frac{1}{D_{ij}} + 7.93402 \right) \Omega/milla \quad (A.67)$$

De donde:

\widehat{z}_{ii} , es la impedancia propia del conductor i en $\Omega/milla$.

\widehat{z}_{ij} , es la impedancia mutua entre los conductores i y j en $\Omega/milla$.

r_i , es la resistencia del conductor i en $\Omega/milla$.

GMR_i , es el radio medio geométrico del conductor i en pies.

D_{ij} , es la distancia entre los conductores i y j en pies.

El método de conductores y sus imágenes es además utilizado para el cálculo de la admitancia en derivación de las líneas, también necesario para el modelado de las líneas de distribución. Usando el mismo concepto que para la determinación de las ecuaciones de las impedancias propias y mutuas, se obtienen los coeficientes de potenciales propios y mutuos. Suponiendo para el cálculo, una permitividad relativa del aire de $1.4240 \times 10^{-2} \mu F/milla$, los coeficientes de potencial propios y mutuos para líneas aéreas se definen como:

$$\widehat{P}_{ii} = 11.17689 * \ln \frac{S_{ii}}{RD_i} milla/\mu F \quad (A.68)$$

$$\widehat{P}_{ij} = 11.17689 * \ln \frac{S_{ij}}{D_{ij}} milla/\mu F \quad (A.69)$$

De donde:

\widehat{P}_{ii} , es el coeficiente de potencial propio.

\widehat{P}_{ij} , es el coeficiente de potencial mutuo.

APÉNDICE A

S_{ii} , es la distancia del conductor i a su imagen i' en pies.

S_{ij} , es la distancia del conductor i a la imagen del conductor j en pies.

D_{ij} , es la distancia del conductor i al conductor j en pies.

RD_i , es el radio del conductor i en pies.

Con los parámetros de las impedancias mutuas y propias se forma la matriz de impedancias primitiva para un arreglo de conductores en particular, pero que necesita ser reducido para formar la matriz de impedancia de fase que es la que se utiliza para el modelado de las líneas. Mediante el método de reducción de Kron, la matriz de impedancia primitiva en donde se encuentran considerados todos los conductores es reducida a la matriz de impedancia de fase:

$$[Z_{abc}] = [\widehat{z}_{ij}] - [\widehat{z}_{in}] * [\widehat{z}_{nn}]^{-1} * [\widehat{z}_{nj}] = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ba} & Z_{ca} \\ Z_{ab} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ac} & Z_{bc} & Z_{cc} \end{bmatrix} \Omega/milla \quad (A.70)$$

De donde:

$[Z_{abc}]$, es la matriz de impedancia de fase.

$[\widehat{z}_{ij}]$, es la matriz de impedancias primitivas entre fases.

$[\widehat{z}_{in}]$, es el vector columna de impedancias primitivas entre las fases y el neutro.

$[\widehat{z}_{nn}]$, es la impedancia primitiva del neutro.

$[\widehat{z}_{nj}]$, es el vector fila de impedancias primitiva entre el neutro y las fases.

La reducción de la matriz de coeficientes de potencial es muy similar, por lo que para obtener la matriz de admitancias de fase se realiza:

$$[P_{abc}] = [\widehat{P}_{ij}] - [\widehat{P}_{in}] * [\widehat{P}_{nn}]^{-1} * [\widehat{P}_{nj}] \quad (A.71)$$

De donde:

$[P_{abc}]$, es la matriz de coeficientes de potencial.

$[\widehat{P}_{ij}]$, es la matriz de coeficientes de potencial primitiva entre fases.

$[\widehat{P}_{in}]$, el vector columna de coeficientes de potencial primitivos entre las fases y el neutro.

$[\widehat{P}_{nn}]$, es el coeficiente de potencial primitivo del neutro.

$[\widehat{P}_{nj}]$, es el vector fila de coeficientes de potencial primitivos entre el neutro y las fases.

Con la inversa de la matriz de coeficientes de potencial la matriz de capacitancia de fase:

$$[C_{abc}] = [P_{abc}]^{-1} \quad (\text{A.72})$$

Despreciando la conductancia en derivación se obtiene la matriz de admitancia en derivación requerida:

$$[y_{abc}] = 0 + j * w * [C_{abc}] \frac{\mu S}{\text{milla}} = \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} \quad (\text{A.73})$$

De donde: $w = 2\pi f = 376.9911$

El modelo exacto para las líneas de distribución se obtiene de la siguiente figura:

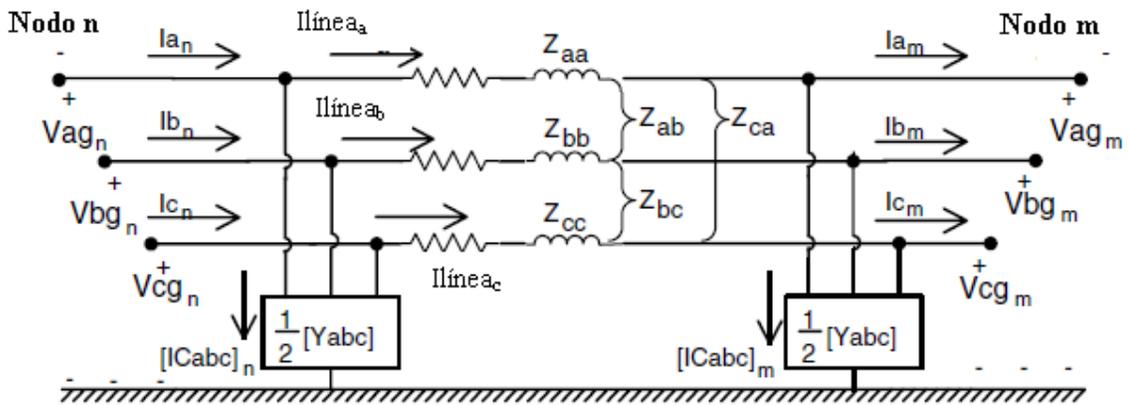


Figura A.9 Modelo de segmento de línea trifásico [21].

Las ecuaciones que relacionan los voltajes y corrientes de entrada (nodo n) a los voltajes y corrientes de la salida (nodo m), se definen mediante la aplicación de las leyes de voltajes y corrientes de Kirchhoff al modelo de la figura A.9.

Aplicando la LCK al nodo m obtenemos:

$$\begin{bmatrix} I_{\text{línea } a} \\ I_{\text{línea } b} \\ I_{\text{línea } c} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}_n + \frac{1}{2} * \begin{bmatrix} Y_{aa} & Y_{ab} & Y_{ac} \\ Y_{ba} & Y_{bb} & Y_{bc} \\ Y_{ca} & Y_{cb} & Y_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m \quad (\text{A.74})$$

Y aplicando la LVK se obtiene:

$$\begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_n = \begin{bmatrix} V_{ag} \\ V_{bg} \\ V_{cg} \end{bmatrix}_m + \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_{\text{línea } a} \\ I_{\text{línea } b} \\ I_{\text{línea } c} \end{bmatrix}_m \quad (\text{A.75})$$

Mediante las ecuaciones A.76 y A.77 se pueden obtener el modelo de cualquier línea de distribución para su uso en los estudios de flujos de cargas para la planeación de

sistemas de distribución. Para mayor detalle de la obtención de las ecuaciones desarrolladas, referirse a [21].

Las líneas de distribución pueden ser aéreas o subterráneas. Las líneas aéreas generalmente están construidas de aluminio y se encuentran dispuestas en diferentes configuraciones de postes que son el soporte mecánico para poder ser transportadas de un lugar a otro. Considerar la manera en que se encuentra el arreglo de las líneas aéreas sobre los postes es fundamental para el modelado matemático de las líneas, ya que esto repercute de manera directa en la obtención de la impedancia de la línea. Además de la obtención de la impedancia de la línea, otro factor que afecta en el análisis de las líneas de distribución es la admitancia en derivación de las líneas aéreas, la cual solo es considerable para líneas de distribución largas como lo pueden ser las líneas rurales.

Las líneas subterráneas son principalmente construidas de cobre y estas van por lo general encofradas en concreto bajo tierra dentro de una tubería, o también se puede dar el caso de que vayan enterradas directamente bajo el suelo. Al igual que en las líneas aéreas, la disposición del arreglo de los conductores afecta de manera directa en la obtención de la impedancia equivalente de la línea subterránea. Para este tipo de líneas, la admitancia en derivación si es considerable, y esta es producida dentro de la misma sección del conductor por la interacción del aislante que cubre el cable subterráneo y el conductor del mismo.

A.3 Solución de flujos de carga en sistemas de distribución radiales

Debido a que la naturaleza de las redes de distribución de media tensión es ser no lineal y desbalanceada, se necesita de una metodología iterativa para determinar los flujos de cargas determinados por los voltajes y las corrientes que representen las condiciones actuales del sistema. En el programa utilizado, se realiza la obtención de los flujos de cargas con un algoritmo iterativo de barridos hacia arriba y hacia abajo, descrito a continuación:

Conociendo ya sea la impedancia de las líneas o las potencias de las cargas, y asumiendo un voltaje en el último nodo aguas abajo; se puede calcular la corriente que fluye a través del lateral mediante la relación de $I = \frac{S^*}{V}$ o $I = \frac{V}{R}$. Con la corriente obtenida se calcula la caída de voltaje del tramo de línea por el cual fluye esa corriente, y aplicando la LVK se obtiene el voltaje en el nodo aguas arriba de la línea en cuestión. Mediante la ley de corrientes de Kirchhoff se obtiene también la corriente que fluye aguas arriba y si hay una carga conectada al mismo nodo, la corriente que ésta demanda se calcula con $I = \frac{S^*}{V}$ y conociendo la corriente en la línea aguas arriba se calcula el voltaje en el nodo aguas arriba.

Esto se realiza hasta que se conocen todos los voltajes y corrientes de los elementos del sistema llegando hasta el nodo fuente. Se comparan el voltaje asumido inicial del último

APÉNDICE A

nodo con el voltaje obtenido en la fuente, y si no se encuentran dentro de una tolerancia predeterminada se toma el voltaje obtenido para la fuente, y se comienza el cálculo de los voltajes y de las corrientes ahora en dirección aguas abajo. Para calcular el voltaje en el nodo aguas abajo del nodo fuente, se utiliza la LVK considerando el voltaje en el nodo inmediato anterior aguas arriba y la corriente obtenida en el cálculo aguas arriba de la etapa anterior. Se continua calculando los voltajes aguas abajo en todos los nodos utilizando las corrientes calculadas de la etapa anterior, con lo que se concluye con esto la primera iteración del cálculo de los flujos de cargas; se repiten los cálculos en dirección aguas arriba ahora utilizando los voltajes actualizados en lugar de los voltajes asumidos como se realizó en la primera iteración. Los cálculos aguas arriba y aguas abajo se realizan hasta que el voltaje calculado en la fuente está dentro de la tolerancia especificada de la fuente de voltaje. Habiéndose cumplido esto, se tienen los voltajes y las corrientes en todos los nodos, y se está en condiciones de realizar un reporte.

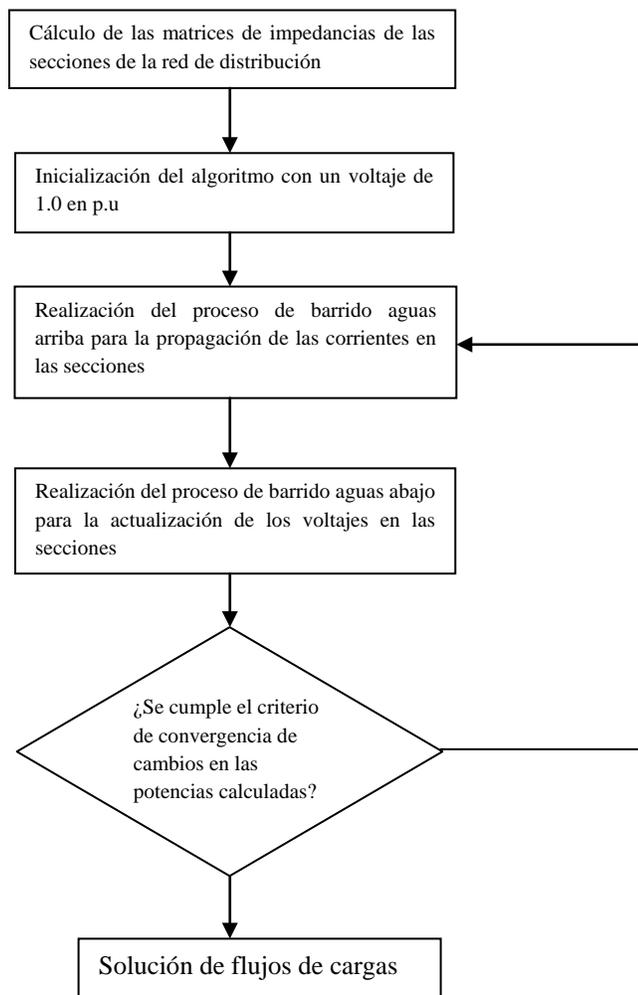


Figura A.10 Diagrama a bloques para la obtención de flujos de cargas en redes de distribución.

APENDICE B

FUNDAMENTOS DE CONFIABILIDAD

B.1 Configuración del suministro

El suministro de la distribución tiene un gran impacto en la confiabilidad. Circuitos radiales largos tienen servicio más pobre; y las redes malladas suministran un servicio excepcionalmente confiable. El CAIDI se incrementa para las configuraciones urbanas, debido a las instalaciones subterráneas y al tráfico que hay en ellas.

Voltaje. Voltajes primarios más altos tienden a ser menos confiables, principalmente debido a las longitudes mayores de las líneas, por lo que en circuitos con voltajes mayores se necesitan realizar mayores esfuerzos para alcanzar la misma confiabilidad en comparación a circuitos con voltajes menores: mas restauradores, mas switches de seccionalización, mas poda de árboles, etc. En los circuitos con mayor voltaje, más amplio es mejor que más largo, pero usualmente los circuitos de voltaje más alto son hechos solo más largos, lo que lleva a una menor confiabilidad.

B.2 Confiabilidad para sistemas de distribución radiales

En circuitos puramente radiales, los clientes a los finales del circuito inevitablemente tienen la peor confiabilidad. En circuitos radiales se puede analizar la confiabilidad utilizando combinaciones en serie de los elementos individuales. Si algún elemento serie entre la subestación y el cliente falla, el cliente pierde el suministro. Los elementos en serie son combinados como [14]:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n \quad (\text{B.1})$$

$$U_s = U_1 + U_2 + \dots + U_n = \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \dots + \lambda_n r_n \quad (\text{B.2})$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s} \quad (\text{B.3})$$

De donde,

λ , es la tasa de falla normalmente en interrupciones por año.

U , es la indisponibilidad (tiempo de interrupción total), normalmente en por unidad, %, horas o minutos por años.

r , es el tiempo de reparación promedio por falla en por unidad/año, %/año o horas o minutos.

El subíndice s es la combinación total de la serie, y los subíndices $1, 2, \dots, n$ indican los parámetros de los elementos individuales.

Las tasas de fallas son los datos más difíciles de estimar de manera exacta, ya que estas varían ampliamente basadas en las condiciones locales y en las prácticas de construcción.

B.3 Confiabilidad para sistemas de distribución paralelos

Los sistemas de suministro en paralelo se utilizan para mejorar de manera dramática la confiabilidad para los clientes. Analizar la confiabilidad de estos sistemas interconectados es difícil. Los elementos en paralelo son combinados como [14]:

$$\lambda_p = \frac{U_p}{r_p} \quad (\text{B.4})$$

$$U_p = U_1 U_2 * \dots * U_n = \lambda_1 \lambda_2 * \dots * \lambda_n * r_1 r_2 * \dots * r_n \quad (\text{B.5})$$

$$r_p = \frac{1}{1/r_1 + 1/r_2 + \dots + 1/r_n} \quad (\text{B.6})$$

$$\text{para } n = 2, \lambda_p = \frac{U_p}{r_p} = \lambda_1 U_2 + \lambda_2 U_1 \quad (\text{B.7})$$

El subíndice P es el total de la combinación en paralelo. Se debe notar que las unidades deben ser mantenidas iguales: λ tiene unidades de 1/años, de tal manera que el tiempo de reparación r debe estar en unidades de años. Normalmente esto significa dividir r por 8760 si r esta en horas o por 525600 si r está en minutos.

Incluir a los elementos en paralelo es más complicado que los elementos serie, por lo que estas ecuaciones son aproximaciones que solo son válidas si el tiempo de reparación es mucho menor que el tiempo promedio de falla.

Debido a esto, para los circuitos en paralelo las ecuaciones producen malos resultados para cálculos de confiabilidad con muchas fuentes. Una buena ilustración de esto, se obtiene de los datos de confiabilidad para el suministro de las compañías encontrado en una encuesta publicada en el libro dorado (IEEE-Std. 493-1997), en la que los datos promedios de confiabilidad de tasa de falla y tiempo de reparación para un circuito con suministro sencillo son:

$$\lambda = 1.956 \text{ fallas/año}, r = 79 \text{ minutos.}$$

De acuerdo con las ecuaciones para los sistemas paralelos, para realizar el cálculo de confiabilidad para un sistema con dos fuentes en paralelo, con los datos promedios mencionados, se obtiene:

$$\lambda_p = \frac{(1.956)(1.956)(79 + 79)}{52560} = 0.00115 \text{ fallas/año}$$

APÉNDICE B

$$r_p = \frac{1}{1/79 + 1/79} = 39.5 \text{ minutos}$$

sin embargo, los datos promedio del libro para circuitos con múltiples suministros reportan:

$$\lambda = 0.583 \frac{\text{fallas}}{\text{año}}, r = 22 \text{ minutos}$$

Las tasas de falla para circuitos múltiples son reducidas, pero no son cercanas a los valores predichos con las ecuaciones. La razón es porque las ecuaciones asumen que las fallas son totalmente independientes, pero en realidad las fallas pueden tener dependencias, en la que los mayores factores son:

- Las instalaciones comparten espacio común (las compañías instalan dos circuitos en una estructura).
- Suministros separados contienen un punto común aguas arriba.
- Las fallas suceden en bloque durante las tormentas.
- Se debe de considerar el mantenimiento.
- Puede haber presentes fallas ocultas.

Debido a lo anterior, cuando se diseñe un sistema de distribución redundante para uno o más clientes, se deben considerar las siguientes estrategias que ayudan a reducir la posibilidad de que las fallas se traslapen [14]:

- Limitar el compartir el espacio físico en la medida de las posibilidades. Para servicio con fuentes múltiples, esquemas de primario o secundario selectivos, se debe tratar de utilizar circuitos que no compartan los mismos postes o aun derechos de vía. Se deben de utilizar circuitos que se originen de diferentes subestaciones de distribución.
- Utilizar equipo subterráneo ayuda a reducir la posibilidad de salidas de servicio por las tormentas.
- Coordinar el mantenimiento lo más posible, para limitar la pérdida de la redundancia durante el mantenimiento. Se debe tratar de evitar el mantenimiento con un clima de tormentas incluyendo olas de calor para los cables.
- Probar los switches, dispositivos de protección y demás equipo, en donde pueden aparecer fallas ocultas.
- Revisar los índices de Cargabilidad de manera periódica para asegurar que las sobrecargas no limitan la redundancia diseñada.

APÉNDICE C

ANÁLISIS EN SYNERGEE ELECTRIC 3.8.3 ®

C.1 Introducción

SynerGEE Electric 3.8.3® es un software diseñado para el análisis de sistemas eléctricos de distribución el cual cuenta con una interfaz gráfica tipo CAD para el trazado de la topología del sistema de distribución. Este software tiene la capacidad para modelar sistemas de distribución ya sea mediante herramientas de dibujo o desde la creación de bases de datos en diferentes formatos, por ejemplo Access, con lo cual se tiene la capacidad para manejar cantidades de información muy grandes, como las que se generan para los sistemas de distribución que existen en la realidad, que pueden contar hasta con miles de secciones y de componentes.

C.2 Análisis de flujos de cargas

Fundamentos de flujos de carga radiales

El propósito del estudio de flujos de cargas es el de determinar el estado de un modelo de un sistema de potencia. El modelo está compuesto por subestaciones, alimentadores, líneas, y aparatos tales como transformadores, capacitores y generadores. La descripción del modelo consiste de los parámetros para estos elementos, así como descripciones de cargas y valores por alimentador o subestación de los voltajes.

Para poder obtener los flujos de cargas, este software cuenta con modelos detallados por fase de los elementos del sistema de distribución. El algoritmo fundamental con el que se obtienen los flujos de carga, está dedicado al análisis de flujos radiales. Este algoritmo se basa en el manejo de las leyes de Kirchhoff para la obtención de la solución. El diagrama de bloques para la solución de flujos radiales en SynergEE 3.8.3® se describe en la figura A.10.

Flujos radiales

Para obtener los flujos de carga radiales se hace un barrido comenzando desde los últimos elementos del sistema, calculándose las corrientes que cada uno demanda, hasta que se obtiene la demanda de corriente total en la fuente. Estos cálculos se obtienen mediante las leyes de Kirchhoff de corrientes.

Las caídas de voltaje de cada uno de los elementos son calculadas mediante un barrido del sistema comenzando con el voltaje de la fuente y terminando con el último elemento del sistema. En este paso se aplica la ley de voltajes de Kirchhoff.

Una iteración para el cálculo de flujos de carga incluye un barrido aguas arriba para el cálculo de las corrientes y un barrido aguas abajo para el cálculo de los voltajes, junto con un paso de linealización y una pregunta de convergencia. Durante el paso de

linealización, varias cargas son evaluadas en sus voltajes terminales para desarrollar una corriente de carga. A los reguladores les es permitido cambiar la posición de los taps y a los capacitores switchables les es permitido abrir o cerrar. Separando estas operaciones en un solo paso, el comportamiento no lineal del sistema de distribución es resuelto mediante los barridos aguas abajo y aguas arriba para el cálculo de voltajes y corrientes, lo cual permite mayor estabilidad y robustez en los cálculos de los flujos.

El paso final en el cálculo de flujos de carga es ver si el cálculo converge. El algoritmo de flujos de cargas está diseñado para que los valores de corrientes permanezcan fijos durante los barridos de voltaje y que los voltajes permanezcan fijos durante el barrido de corrientes. De esta manera, durante cualquier cálculo aguas abajo o aguas arriba, ambas, la corriente y el voltaje de un elemento en particular son una iteración vieja. Con el progreso del cálculo de los flujos, los cambios en las corrientes y en los voltajes se reducen, hasta que se alcanza la convergencia.

Por diseño, el software no es capaz de hacer distinción entre un transformador y un generador. Todo el modelado de cualquier elemento esta contenido dentro de su modelo, lo cual permite un modelado detallado y robusto de los diferentes dispositivos

Un análisis de flujos de carga puede ser llevado a cabo directamente desde una fuente de datos. Se puede hacer la representación monofásica, bifásica y trifásica acoplada de líneas y de equipo. Se pueden modelar cargas desbalanceadas, laterales monofásicos largos, sistemas no aterrizados, bancos de transformadores no simétricos, acoplamiento mutuo, retorno por tierra, y acciones de control de dispositivos.

Flujos de carga balanceados

El análisis balanceado se realiza cuando la información de las cargas por fase y el faseo se desconocen, o cuando no se quieren ver los resultados por fase. En la mayoría de los casos estos resultados se representan en un modelo monofásico del sistema de distribución. En este cálculo, las cargas son promediadas sobre las fases de la sección de línea asociada. Las corrientes son promediadas en las intersecciones de las secciones. Los flujos resultantes son promediados vectorialmente sobre las fases.

C.3 Cargas y análisis de asignación de cargas

Las cargas en Synergiee son representadas por los componentes estándares de potencia activa y potencia reactiva al nivel de las secciones. Todas las cargas tienen un efecto analítico similar, sino es que idéntico, con respecto a sus localizaciones en las secciones. Las diferencias se dan en como las cargas son aplicadas al modelo y como son manejados los datos en lo sucesivo.

Análisis de asignación de carga.

La asignación de carga es utilizada para distribuir carga a través de un modelo, basados en las demandas especificadas en los dispositivos de medición a través del modelo comúnmente en los alimentadores o en los transformadores. Para lograr esto, se ajustan todas las cargas distribuidas de tal manera que la carga total en las secciones (aguas abajo del medidor) después de un análisis por fase o balanceado ajusta las demandas especificadas. El valor de estas cargas distribuidas es determinado realizando un análisis de flujos de cargas y viendo las diferencias entre los valores de demanda especificados y la potencia actual en las secciones, con el desajuste resultante dividido entre las secciones y las fases de manera apropiada. Esto solo se aplica a cargas distribuidas. El algoritmo para la asignación de cargas es descrito en A.2.2.5.

C.4 *Análisis de confiabilidad*

Este análisis se utiliza para investigar la causa raíz y los efectos de la configuración, sobre el nivel de confiabilidad al nivel de sistema y al nivel del cliente. El estudio de confiabilidad con SynergEE Electric 3.8.3® se puede realizar tomando en consideración las siguientes características:

- Tasas de fallas basadas en las zonas, tiempos de reparación y costos de reparación con provisiones para líneas monofásicas y trifásicas.
- Utilización de las tasas de fallas basadas en los apagones históricos.
- Análisis en profundidad de la causa raíz.
- Análisis por fase.
- Análisis por causa.
- Seccionalizaciones, recierre y recuperación de carga.
- Tasas de fallas por categorías y subcategorías.
- Mitigación sobre múltiples subcategorías.
- Planes de recuperación de carga, switcheo y de interrupciones basados en las contingencias.
- Análisis por fase y reporte de resultados.
- Manejo de switches automáticos y switches de autotransferencia.

Las mediciones de confiabilidad indican que tan bien una compañía suministra a sus clientes. Estas mediciones comúnmente afectan decisiones financieras relacionadas a la planeación de largo plazo. La confiabilidad en el sistema de distribución toma importancia con situaciones como la desregulación del mercado eléctrico y la apertura a la libre competencia en este respecto.

La incertidumbre de las fallas no permite la realización de predicciones precisas, sin importar que tan buenos sean los datos o los cálculos. En el mejor de los casos, la

APÉNDICE C

simulación de la confiabilidad puede generar expectativas generales del desempeño del sistema, entendiéndose que estas pueden o no volverse reales, por lo que es importante utilizar las simulaciones de confiabilidad con cuidado. La simulación de la confiabilidad debe ser considerada como un aspecto del proceso completo de la compañía para mantener y mejorar la confiabilidad. La meta de la simulación de la confiabilidad es la de calcular las tendencias generales de la confiabilidad del sistema, y que cada falla en un sistema real tiene características únicas y especiales que no pueden ser capturadas de manera precisa en un modelo o simulación.

El algoritmo para el análisis de confiabilidad utilizado por el software es descrito en la sección 2.2.1

APÉNDICE D***TENDENCIAS DE LA CONFIABILIDAD DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN******D.1 Introducción***

Los avances en las tecnologías de la información y de las comunicaciones siempre han sido aprovechados por las compañías suministradoras de electricidad para mejorar su eficiencia, confiabilidad, seguridad y calidad del servicio. La creciente complejidad para manejar el sistema eléctrico de potencia, asimismo la preocupación por el medio ambiente, la sustentabilidad de la energía, el crecimiento de la demanda y la búsqueda por la calidad en el servicio continúan acentuando la necesidad de la utilización de los avances en la tecnologías de la información y de las comunicaciones. Todo esto motiva hacia la creación de redes más inteligentes.

Se prevé que las redes inteligentes tomen ventaja de las tecnologías modernas para transformar a la red actual en una que funcione de manera más “inteligente” para facilitar [23]:

- Una mayor conciencia del estado de la red de distribución y asistencia de los operadores.
- Acciones de control autónomas para mejorar la confiabilidad incrementando la robustez de los componentes ante fallas y de los desastres naturales, minimizando la frecuencia y la magnitud de las interrupciones del suministro de energía eléctrica sujeto a las políticas reguladoras, requerimientos de operación, limitaciones de los equipos, y las preferencias de los clientes.
- El mejoramiento de la eficiencia mediante la maximización de la utilización de los recursos.
- El mejoramiento de la robustez ante la presencia de ataques maliciosos mediante una mejor seguridad física y de la seguridad cibernética para mantener la integridad de los datos, la confidencialidad y la autenticidad.
- La integración de recursos renovables incluyendo los solares y del viento a niveles de clientes locales a plantas centralizadas para fomentar el uso de energía sustentable de manera global.
- Integración de todos los tipos de almacenamiento de energía y de otros recursos tales como la conexión de vehículos eléctricos para contrarrestar la variabilidad de los recursos renovables y de la demanda.
- Comunicación de dos vías entre el cliente y la compañía para que los usuarios finales puedan participar activamente y adaptar su consumo de energía basados en sus preferencia individuales (precio, preocupaciones ambientales, etc.).

- Mejoramiento de la eficiencia del mercado mediante innovaciones en los productos de la energía, servicios auxiliares, riesgos, etc., disponibles para los clientes y otros actores en el mercado.
- Mayor calidad de servicio, libre de picos y caídas de voltaje, así como de otros disturbios e interrupciones.

La confiabilidad del sistema siempre ha sido un punto principal para el diseño y operación de las redes modernas. Las otras tendencias involucran distintos tipos de recursos de la red inteligente con diferentes impactos en la confiabilidad. Los recursos renovables, mientras complementan la capacidad de generación y son dirigidos hacia preocupaciones ambientales, deterioran la confiabilidad debido a su volatilidad. La respuesta a la demanda y el almacenamiento de energía son necesarios para la economía de la red y se perciben como soporte de la confiabilidad mediante la mitigación del pico de demanda y de la variabilidad de la carga. El balance entre las características de estos tipos de recursos presenta desafíos para mantener la confiabilidad y requiere que se aprovechen las tecnologías de la comunicación y la información al máximo.

D.2 Desafíos para la confiabilidad de la red

Satisfacer los objetivos de confiabilidad en las redes modernas se está volviendo más desafiante debido a varios factores tales como:

- El agravamiento de la congestión de la red, producido entre otras cosas por la incertidumbre, la diversidad y la distribución de los suministros de energía debido a preocupaciones de sustentabilidad ambiental, con modelos de flujos de potencia en tiempo real significativamente diferentes de aquellos vistos en análisis de diseño tradicionales.
- La red está siendo operada a su límite en mas lugares y de manera más seguida debido a:
 1. Inversión insuficiente y derechos de vía limitados.
 2. Incremento en el consumo de energía y de la demanda pico.
 3. Envejecimiento de la infraestructura.
 4. Maximización de la utilización de recursos utilizando herramientas modernas para el monitoreo, análisis y control.
- Consolidación de entidades de operación dando aumento a mayores impactos, y problemas más complejos con tiempos menores de decisión y menores márgenes de error.

D.3 El impacto de la confiabilidad ante los recursos de las redes inteligentes

A. Recursos renovables

Los recursos renovables que se expanden con mayor rapidez son el viento y el solar. La baja predictibilidad del viento está indicada por su bajo factor de capacidad, típicamente del 20% al 40% los cuales son mucho menores que los generadores convencionales. Esto crea problemas en el control y la confiabilidad de la red de potencia. La variabilidad de la energía del viento tiene poca correlación a la variabilidad de la carga y por eso contribuye muy poco para satisfacer el pico de carga esperado. La variabilidad de la potencia del viento se refleja en el diseño del equipo así como por la distribución geográfica. Los recursos de viento a gran escala están típicamente lejos de las cargas y por consecuencia padecen varias limitaciones de transmisión (térmicas, voltaje y estabilidad).

La energía solar en la superficie de la tierra es de aproximadamente 1000 veces el consumo de combustibles fósiles actuales. Las tecnologías prevaletientes que aprovechan esta energía son la fotovoltaica y la térmica. La variabilidad de los recursos solares se refleja de mayor manera por el clima y la disponibilidad de sol. Los factores de capacidad para la tecnología fotovoltaica son típicamente del 10% al 20%.

Desde la perspectiva de la confiabilidad, los recursos renovables como los geotérmicos y los biocombustibles se comportan de manera similar a la generación convencional. En contraste, la energía del viento y la solar tienen un impacto adverso en la confiabilidad de la red debido a:

- Variabilidad y bajos factores de capacidad, produce un bajo perfil de demanda.
- Baja correlación con los perfiles de carga especialmente para el viento.
- Relativamente mayores errores de pronóstico para horizontes mayores.
- Congestión de la transmisión debido a grandes instalaciones.
- Congestión de la distribución debido a la dispersión de los recursos.
- Problemas de desempeño operacional tales como de voltaje y regulación.

B. Manejo de la carga/respuesta de la demanda

El manejo de la carga involucra la reducción de la carga en respuesta a las condiciones de emergencia y/o de alto precio. Estas condiciones prevalecen durante el pico de carga o de operación congestionada. La reducción iniciada por el cliente es usualmente referida como respuesta de la demanda. La respuesta de la demanda en el rango de 5% a 15% del pico de la carga puede suministrar beneficios sustanciales en la reducción de la necesidad de recursos adicionales y la

disminución de los precios en tiempo real. La respuesta a la demanda no cambia de manera sustancial el consumo total de energía ya que una gran parte de la energía ahorrada durante la restricción de carga es consumida en un tiempo más oportuno, con lo que se produce un perfil de carga mas plano. En suma a la capacidad para aplanar el perfil de carga, la respuesta a la demanda puede servir como un recurso auxiliar para mejorar la confiabilidad.

C. Dispositivos de almacenamiento

El almacenamiento por baterías parece ser la tecnología de almacenamiento más prometedora debido a sus mejoras así como su economía. El almacenamiento tiende a aplanar el perfil de demanda, y por tanto se espera mejore la confiabilidad. El almacenamiento en varios tamaños puede ser distribuido a través de la red yendo desde los clientes finales hasta las subestaciones y las centrales de potencia, lo que puede aliviar la congestión tanto en transmisión como en distribución.

D. Transportes eléctricos

Desde un punto de vista de la confiabilidad, los vehículos eléctricos tienen características similares a la respuesta en la demanda y a los dispositivos de almacenamiento. Sin embargo, pueden agravar la variabilidad de la demanda con los problemas asociados en la confiabilidad dependiendo de los esquemas para cargarlos y los modelos de comportamiento de los consumidores. Tiempos largos de recarga conducen a indisponibilidades inaceptables de los vehículos, y tiempos cortos de recarga tienen el potencial para incrementar la congestión al nivel de distribución.

Impacto final de la confiabilidad de los recursos de la red inteligente

Considerando la estrecha coordinación los recursos de las redes inteligentes, e implicando que la red será operada cercana a las condiciones de carga pico la mayoría del tiempo, inicialmente el perfil de carga aplanado tiende a mejorar la confiabilidad, sin embargo, con el tiempo el sistema es llevado al límite haciéndolo más susceptible de falla, siendo esta la razón para la obtención de una solución desde la perspectiva de la confiabilidad de las redes inteligentes.

APÉNDICE E

PROGRAMA PARA LA SIMULACIÓN DE FALLAS POR MONTE CARLO

E.1 Introducción

Para la simulación de contingencias en el sistema de distribución por el método de Monte Carlo se desarrolló un programa en Fortran 90 de acuerdo con lo expuesto en la sección 2.3.2. La generación intensiva de números aleatorios se obtuvo con una función de distribución de densidad uniforme [0,1]. Para utilizar este programa se necesita de dos archivos que contengan la información de los elementos del sistema y de las tasas de falla de estos elementos, evaluados con una función de distribución exponencial (ver sección 2.2.3.1.1).

E.2 Código del programa en Fortran 90 para la simulación de fallas en el sistema de distribución por el Método de Monte Carlo.

```

                USE MSIMSLMS
                USE MSIMSLSS
                integer :: I,L,NR
                REAL :: R(4227)
                CHARACTER (18) B
                ALLOCATABLE :: A(:),B(:)
                open(unit=1,file='tasas de falla OAP04010.txt')
                open(unit=3,file='ELEMENTOS OAP04010.txt')
                READ(1,202)NCOMP
                read(3,202)NCOMP
202             FORMAT(2I10)
                ALLOCATE (A(NCOMP),B(NCOMP))
                READ(1,*)(A(I),I=1,NCOMP)
                READ(3,*)(B(I),I=1,NCOMP)
                close (1)
!             AQUÍ SE GENERAN LOS NÚMEROS ALEATORIOS PARA REALIZAR LA
!             SIMULACIÓN DE MONTE CARLO
                OPEN(UNIT=2,FILE='REGISTRO DE FALLAS.txt')
                OPEN(UNIT=4,FILE='FALLAS 1000AÑOS 04010.txt')
                WRITE(*,*)'SIMULACION DE FALLAS POR MONTE CARLO EN BASE A
                &LAS TASAS DE FALLAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA'
                DO L=1,1000 !es el numero de años a simular
                NR = 4227
                CALL RNOPT(2) !REALIZA UN SORTEO ESTOCASTICO DE LOS
                NÚMEROS ALEATORIOS PARA CADA REPETICION
                CALL RNUN (NR, R)!GENERA NÚMEROS ALEATORIOS CON
                &DISTRIBUCION UNIFORME EN EL INTERVALO DE 0 A 1
                DO I=1,NCOMP

```

APÉNDICE E

```
IF(A(I).LT.R(I))THEN
WRITE(4,*)'COMPONENTES FALLADOS,',B(I),A(I),R(I)
WRITE(4,*)B(I)
ELSE
WRITE(2,*)'EL COMPONENTE NO FALLA,',B(I),A(I),R(I)
END IF
END DO
END DO
END
```