



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES  
CUAUTITLAN**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA EN EL  
MEJORAMIENTO DE LA CONFIABILIDAD  
DE REDES DE DISTRIBUCIÓN**

## **TESIS**

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

**PRESENTA:  
LUIS MIGUEL GALVAN ZARATE**

**ASESOR: DR. JOSÉ ALBERTO GÓMEZ HERNÁNDEZ  
COASESOR: ING. OSCAR CERVANTES TORRES**

CUAUTITLAN IZCALLI, EDO. DE MEX. 2008



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLAN  
UNIDAD DE LA ADMINISTRACION ESCOLAR  
DEPARTAMENTO DE EXAMENES PROFESIONALES

UNIVERSIDAD NACIONAL  
FACULTAD DE ESTUDIOS  
ASUNTO: VOTOS APROBATORIOS



DEPARTAMENTO DE  
EXAMENES PROFESIONALES

DRA. SUEMI RODRIGUEZ ROMO  
DIRECTOR DE LA FES CUAUTITLAN  
PRESENTE

ATN: L. A. ARACELI HERRERA HERNANDEZ  
Jefe del Departamento de Exámenes  
Profesionales de la FES Cuautitlán

Con base en el art. 28 del Reglamento General de Exámenes, nos permitimos comunicar a usted que revisamos la Tesis :

"Evaluación Económica en el Mejoramiento de la Confiabilidad  
de Redes de Distribución".

que presenta el pasante: Luis Miguel Galvan Zarate  
con número de cuenta: 404008907 para obtener el título de :  
Ingeniero Mecánico Electricista

Considerando que dicho trabajo reúne los requisitos necesarios para ser discutido en el EXAMEN PROFESIONAL correspondiente, otorgamos nuestro VOTO APROBATORIO.

ATENTAMENTE  
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cuatitlán Izcalli, Méx. a 14 de Agosto de 2008

PRESIDENTE	Ing. Aquiles Reyes Flores	
VOCAL	Ing. Casildo Rodríguez Arciniega	
SECRETARIO	Ing. Oscar Cervantes Torres	
PRIMER SUPLENTE	M.A. Diane Fabiola Arce Zaragoza	
SEGUNDO SUPLENTE	Ing. Angel Isaiás Lima Gómez	

# AGRADECIMIENTOS

Mis mas sinceros agradecimientos

Al Dr. José Alberto Gómez Hernández por asesorarme a lo largo de la tesis y acompañarme en este camino que hoy culmina en el presente proyecto, por compartir su conocimiento conmigo y brindarme su amistad.

Al Ing. Oscar Cervantes Torres por ayudarme a lo largo de la tesis desinteresadamente así como brindarme sus conocimientos.

A la FESC-UNAM por que me abrió sus puertas de manera incondicional para pertenecer a esta institución, de lo cual me siento muy orgulloso, por formarme como persona y como profesionista.

Al H. jurado revisor de esta tesis, integrado por Ing. Aquiles Reyes Flores, Ing. Casildo Rodríguez Arciniega, Ing. Oscar Cervantes Torres, M. A. Diana Fabiola Arce Zaragoza e Ing. Ángel Isaías Lima Gómez por su tiempo y valiosas aportaciones.

A mis profesores de la FES Cuautitlan por su ejemplo de profesionalismo ya que han sido de gran importancia para mi formación profesional.

Finalmente un reconocimiento a la CFE a través de la Unidad de Ingeniería Especializada (UIE), por el importante apoyo que ha prestado a este proyecto.

## DEDICO ESTA TESIS

*A mis Padres*

*Miguel Galvan Ramírez y Celestina Zarate Fuentes*

*Por ser las personas más importantes en mi vida y estar conmigo incondicionalmente; porque sin ellos y sus enseñanzas no estaría aquí ni sería quien soy ahora, por su amor, cariño y esfuerzo. Como muestra de mi admiración les dedico esta tesis.*

*A mis carnales*

*Paco, Beto, e Iván porque gracias a ellos sé lo que es la amistad verdadera, valor importante en mi vida, gracias por estar conmigo estos años, por aconsejarme, regañarme, compartir risas y llantos en todo este tiempo.*

*A mis amigos*

*Alma, Norma, Sagnite, Israel, Javier, Mario, Iván, Arturo, Ángel por permitirme conocerlos y ser parte de su vida. Por ayudarme y estar conmigo a lo largo de estos años; los cuales quedaran por siempre en mi mente.*

*A la familia*

*Licona Aguilar por contribuir a mi empeño así como brindarme su amistad.*

*A los estudiantes de IIME*

*Para que encuentren en este trabajo una forma de apoyo académico y de igual forma logren sus objetivos.*

*"Todos ustedes hicieron posible la elaboración de este trabajo"*

## RESUMEN

Existen muchas formas de cómo mejorar la confiabilidad en las redes eléctricas de distribución, en particular, para este trabajo de tesis, se adicionan dispositivos de seccionalización (cuchillas). La adición de un dispositivo de seccionalización ayuda a disminuir sustancialmente el tiempo de interrupción a los usuarios, ya que al presentarse una falla en el sistema, estos permiten aislar la misma sin afectar a otros puntos de carga. Lo anterior implica una inversión económica inicial, por lo tanto, el propósito de esta tesis es realizar el análisis de confiabilidad y de rentabilidad al sistema eléctrico de distribución radial. La aplicación de esta metodología puede hacerse a sistemas existentes y/o a sistemas que están en fase de diseño, esto con la finalidad de ver si el proyecto es rentable o no.

Donde el método de cortes mínimos se usa para analizar la confiabilidad del sistema eléctrico de distribución, ya que en él se representan los eventos de falla del sistema de forma analítica. La justificación económica en esta tesis se obtiene mediante los índices de rentabilidad que son el valor presente neto y la tasa interna de rendimiento.

En este trabajo se analizan dos casos de prueba, donde el primero se desarrolla detalladamente para cada uno de los alimentadores del sistema, para el segundo se desarrolla un alimentador del sistema con detalle y posteriormente se resuelve el sistema en general con la ayuda de un programa computacional desarrollado en [16].

## **OBJETIVO**

Mejorar la confiabilidad en el suministro de la energía eléctrica, estableciendo un equilibrio técnico-económico, con la adición de cuchillas de seccionalización en el sistema de distribución, evaluando económicamente el proyecto para verificar la rentabilidad de nuevas configuraciones.

El principal interés es examinar la existencia de continuidad entre los puntos de suministro y los puntos de carga, en donde se pretende disminuir el índice de duración de salidas.

## **JUSTIFICACIÓN**

Debido a la situación económica de México es necesario justificar económicamente la adición de nuevos equipos en los sistemas eléctricos de potencia, por lo que es necesario desarrollar herramientas para el ingeniero de planeación y operación; esto para facilitar la toma de decisiones garantizando un servicio confiable y rentable.

El estudio de confiabilidad es importante para una buena planeación, permitiendo analizar un proyecto o varios y verificar si es rentable.

## **ESTRUCTURA DE LA TESIS**

En el capítulo 1 se describe en términos generales los diferentes sistemas de distribución; así como también, las principales características de los mismos.

En el capítulo 2 se mencionan los conceptos de evaluación de confiabilidad de los sistemas de distribución esto se refiere a como podría mejorarse la confiabilidad por medio de la colocación de dispositivos de seccionalización; así como las técnicas empleadas que proponen soluciones bastante reales y precisas, las cuales son empleadas en esta tesis para evaluar la confiabilidad de las redes distribución.

En el capítulo 3 se describe el tema de la evaluación económica, el cual refiere los fundamentos de cada uno de los métodos de evaluación económica usados en la ingeniería; lo cual es fundamental para comparar y decidir, sobre la mejor solución para mejorar la confiabilidad a un costo de inversión aceptable. Se podrá observar que a través de la evaluación económica se puede tomar la decisión de que proyecto es el más rentable.

En el capítulo 4 se describe a los grafos modeladores y con base a este modelo se puede representar cualquier red eléctrica; la creación del grafo modelador se hace conectando todos los componentes, así como la utilización de parámetros de confiabilidad, que consiste en dar a cada elemento del grafo los datos estadísticos de confiabilidad de la red de distribución radial de cada componente representado.

En el capítulo 5 se presenta el algoritmo desarrollado para el análisis de la confiabilidad en la red de distribución radial y la técnica empleada para el desarrollo de la tesis.

En el capítulo 6 se presentan los casos de prueba. El sistema No. 1 de RBTS [18], que consta de cuatro alimentadores, así como los datos que se aplican para los componentes del sistema así como los resultados obtenidos en los análisis de confiabilidad y rentabilidad del mismo; para el sistema No. 2 de RBTS [18] que consta de siete alimentadores. Se desarrolla el análisis de confiabilidad y rentabilidad del alimentador AR1, así como un análisis general de los siete alimentadores que componen este sistema.

En el capítulo 7 se dan las conclusiones finales de la tesis y recomendaciones para trabajos futuros relacionados al trabajo desarrollado en la tesis.

En el apéndice A se describen los conceptos generales de confiabilidad.

En el apéndice B se presentan los datos del análisis de confiabilidad de los alimentadores del sistema de prueba No. 2 (RBTS) [18].

En el apéndice C se describen las formulas utilizadas para el cálculo de índices de confiabilidad para el sistema y para cada nodo de carga.

# CONTENIDO

RESUMEN.....	i
OBJETIVO.....	ii
JUSTIFICACIÓN.....	ii
ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	iii
CONTENIDO.....	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xi
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	xvii

## CAPÍTULO I

### SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.1	Introducción.....	1
1.2	Clasificación y características de los sistemas de distribución.....	2
1.3	Líneas de distribución.....	3
1.3.1	Red en conexión radial.....	3
1.3.2	Red en conexión en anillo.....	4
1.3.3	Red en conexión de mallas (distribución por redes).....	5
1.4	Tipos de cargas.....	6
1.4.1	Características de la carga.....	7
1.4.2	Área típica de carga.....	7
1.4.3	Muestreo de carga.....	7
1.4.4	Pronóstico de carga.....	8
1.5	Pérdidas eléctricas en las redes de distribución.....	9
1.6	Protección de las redes de distribución.....	10

1.6.1	Protección contra sobrecargas.....	10
1.6.2	Protección contra cortocircuitos.....	11
1.6.3	Protección contra sobretensiones.....	12
1.7	Confiabilidad en el sistema de distribución.....	12

## **CAPÍTULO II**

### **CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

2.1	Introducción.....	15
2.1.1	Conceptos generales .....	15
2.1.2	Distribuciones de confiabilidad.....	17
2.1.3	Distribución acumulativa.....	17
2.1.3.1	Tasa de transición.....	19
2.1.4	Ciclo de operación.....	22
2.1.5	Tasa de reparación.....	24
2.1.6	Probabilidad de transición de estado.....	25
2.1.7	Evaluación de confiabilidad de sistemas básicos.....	28
2.1.7.1	Modelado de redes.....	28
2.1.7.2	Sistemas serie.....	30
2.1.7.3	Sistemas paralelo.....	32
2.1.7.4	Sistemas serie – paralelo.....	33
2.1.8	Evaluación aproximada de confiabilidad de sistemas.....	34
2.1.8.1	Sistemas serie.....	34
2.1.8.2	Sistemas paralelo.....	36
2.1.9	Evaluación de confiabilidad de sistemas complejos.....	39
2.1.9.1	Método de cortes mínimos.....	39
2.1.9.1.1	Aplicación de los cortes mínimos.....	41
2.2	Costo y valor de confiabilidad.....	41

## CAPÍTULO III

### EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.1	Introducción.....	44
3.2	Conceptos básicos de evaluación económica.....	44
3.3	Origen y clasificación de los proyectos de inversión.....	45
3.3.1	Origen de los proyectos de inversión.....	45
3.3.2	Clasificación de los proyectos de inversión.....	46
3.4	Estudio de factibilidad.....	47
3.5	Evaluación económica y financiera.....	48
3.5.1	Rentabilidad.....	50
3.6	El valor del dinero a través del tiempo.....	51
3.7	Tipos de intereses y tasas de descuento para evaluar el proyecto de inversión.....	52
3.8	Formulación y evaluación económica.....	54
3.8.1	Métodos de evaluación económica de proyectos.....	54
3.8.2	Método del valor presente neto (VPN).....	55
3.8.3	Método de la tasa interna de rendimiento (TIR).....	57
3.8.4	Método de la relación costo–beneficio (RCB).....	58
3.9	Evaluación de un proyecto individual.....	58
3.9.1	Evaluación de proyectos mutuamente exclusivos.....	59
3.9.2	Proyectos sin tasas de rendimiento.....	60
3.9.3	Proyectos con una sola tasa de rendimiento.....	61
3.9.4	Proyectos con múltiples tasas internas de rendimiento.....	61
3.10	Efectos de la inflación en la evaluación de proyectos de inversión.....	62
3.11	Aplicación del análisis económico.....	62

## **CAPÍTULO IV**

### **DESCRIPCIÓN DEL MODELO PARA EL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD**

4.1	Modelado de la red.....	65
4.1.1	Asignación de los componentes de la red al grafo.....	65
4.1.2	Creación del grafo modelador.....	68
4.2	Ejemplos de modelado de redes eléctricas.....	68
4.3	Asignación de parámetros de confiabilidad del sistema eléctrico a los elementos del grafo.....	71

## **CAPÍTULO V**

### **ALGORITMO PARA EVALUAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD Y RENTABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL**

5.1	Formación de trayectorias.....	73
5.1.1	Determinación del árbol.....	73
5.1.2	Obtención de trayectorias mínimas.....	76
5.2	Deducción de cortes.....	77
5.2.1	Deducción de cortes pasivos.....	78
5.2.1.1	Deducción de cortes pasivos de primer orden.....	79
5.2.2	Deducción de cortes activos de primer orden.....	79

## **CAPÍTULO VI**

### **CASOS DE PRUEBA**

6.1	Descripción de las redes de distribución.....	83
6.2	Datos de los consumidores y datos de carga.....	84
6.3	Datos del sistema.....	85
6.4	Estudios para el sistema.....	86
6.4.1	Consideraciones para los casos de estudio.....	86
6.5	Sistema de prueba No.1 de RBTS.....	87
6.5.1	Análisis de confiabilidad.....	89
6.5.2	Rentabilidad.....	98
6.6	Sistema de prueba No.2 de RBTS.....	101
6.6.1	Análisis de confiabilidad y rentabilidad de AR1.....	103
6.6.1.1	Análisis general del sistema de prueba No.2.....	108

## **CAPÍTULO VII**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS**

7.1	Introducción.....	111
7.2	Conclusiones.....	111
7.3	Recomendaciones para trabajos futuros.....	113

<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....</b>	<b>114</b>
--	------------

## **APÉNDICE A**

Terminología de confiabilidad.....	116
------------------------------------	-----

## **APÉNDICE B**

### **ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA DE PRUEBA No. 2 (RBTS)**

B.1	Alimentador AR2.....	120
B.2	Alimentador AR3.....	121
B.3	Alimentador AR4.....	123
B.4	Alimentador AR5.....	124
B.5	Alimentador AR6.....	126
B.6	Alimentador AR7.....	127

## **APÉNDICE C**

Índices de confiabilidad en la evaluación de las redes de distribución.....	129
--	-----

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pág.</b>
1.1	Red radial	4
1.2	Red en anillo	5
1.3	Red mallada	6
2.1	Función de densidad	19
2.2	Curva típica en forma de tina de baño	22
2.3	Proceso de operación-falla	24
2.4	Modelo de dos estados	25
2.5	Modelo operación-falla	26
2.6	Sistema real de dos transformadores	29
2.7	Estructura topológica	29
2.8	Componentes conectados en serie	30
2.9	Componentes conectados en paralelo	32
2.10	Componentes en serie-paralelo	33
2.11	Sistema equivalente a la figura 2.10	34
2.12	Sistema equivalente total (2.10 , 2.11)	34
2.13	Representación de un sistema de dos componentes en serie	35
2.14	Representación de un sistema de dos componentes en paralelo	36
2.15	Sistema del ejemplo 2.3	38
2.16	Sistema o red tipo puente	40
2.17	Costo incremental de confiabilidad	41
2.18	Costo total de confiabilidad	43
3.1	Comportamiento de VPN variando la tasa (i)	56
3.2	VPN y su relación con el método de la TIR	59
3.3	Representación del flujo efectivo del proyecto	61
4.1a	Red de distribución radial	69
4.1b	Grafo asociado	69
4.2a	Red radial principal	70

4.2b	Grafo asociado a la figura 4.2 a	70
5.1	Grafo usado para ilustrar el árbol de trayectorias	74
5.2	Estructura de árbol para el grafo de la figura 5.1	74
5.3	Árbol para el grafo	75
5.4	Grafo para explicar la deducción de cortes pasivos	78
5.5	Grafo de una red de distribución para mostrar la deducción de cortes activos	80
6.1	Sistema de prueba No.1 de RBTS	88
6.2a	Alimentador radial AR1	89
6.2b	Grafo asociado al alimentador AR1	89
6.3a	Alimentador radial AR2	91
6.3b	Grafo asociado al alimentador AR2	91
6.4a	Alimentador radial AR3	92
6.4b	Grafo asociado al alimentador AR3	92
6.5a	Alimentador radial AR4	93
6.5b	Grafo asociado al alimentador AR4	93
6.6	Pérdidas por energía no suministrada para AR1	99
6.7	Comportamiento del VPN con AR1	100
6.8	Pérdidas por energía no suministrada para AR1-AR2	101
6.9	Comportamiento del VPN con AR1-AR2	101
6.10	Sistema de prueba No.2 de RBTS	102
6.11a	Alimentador AR1	103
6.11b	Grafo asociado a AR1	104
6.12	Pérdidas por energía	107
6.13	Comportamiento del VPN en relación a los años	107
6.14	Pérdidas por energía no suministrada	110
6.15	Comportamiento del VPN en relación a los años	110
B.1	Alimentador AR2	120
B.2	Grafo asociado a AR2	120
B.3	Alimentador AR3	121
B.4	Grafo asociado a AR3	121

B.5	Alimentador AR4	123
B.6	Grafo asociado a AR4	123
B.7	Alimentador AR5	124
B.8	Grafo asociado a AR5	124
B.9	Alimentador AR6	126
B.10	Grafo asociado a AR6	126
B.11	Alimentador AR7	127
B.12	Grafo asociado a AR7	127

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pág.</b>
1.1	Análisis de fallas	13
2.1	Cortes mínimos de la Fig. 2.16	40
6.1	Cargas máximas	83
6.2	Tipo de alimentadores y longitudes	84
6.3	Datos de los consumidores	84
6.4	Datos de carga	85
6.5	Datos individuales de los componentes del sistema	85
6.6a	Cálculos para el alimentador AR1 caso 1	90
6.6b	Cálculos para el alimentador AR1 caso 2	91
6.7a	Cálculos para el alimentador AR2 caso 1	91
6.7b	Cálculos para el alimentador AR2 caso 2	91
6.8a	Cálculos para el alimentador AR3 caso 1	92
6.8b	Cálculos para el alimentador AR3 caso 2	93
6.9a	Cálculos para el alimentador AR4 caso 1	94
6.9b	Cálculos para el alimentador AR4 caso 2	94
6.10	Índices de confiabilidad de cada punto de carga del sistema para el caso 1	95
6.11	Índices de confiabilidad de cada punto de carga del sistema para el caso 2	96
6.12	Índices de confiabilidad de cada alimentador del sistema para el caso 1	96
6.13	Índices de confiabilidad de cada alimentador del sistema para el caso 2	97
6.14	Índices de confiabilidad de cada red (en anillo) para el caso 1	97
6.15	Índices de confiabilidad de cada red (en anillo) para el caso 2	97
6.16	Datos para la evaluación económica	98

6.17	Resultados de la evaluación económica para un estudio de 20 años	99
6.18	Resultados de la evaluación económica de todo el sistema para un estudio de 20 años	100
6.19	Cálculos para el alimentador AR1 Caso 1	104
6.20	Cálculos para el alimentador AR1 Caso 2	105
6.21	Cálculos para cada punto de carga AR1 Caso 1	105
6.22	Cálculos para cada punto de carga AR1 Caso 1	105
6.23	Índices de desempeño AR1	106
6.24	Resultados de la evaluación económica de AR1	106
6.25	Índice total del sistema para el caso 1	108
6.26	Índice total del sistema para el caso 2	108
6.27	Índice total del sistema (índices de desempeño)	108
6.28	Resultados de la evaluación económica de todo el sistema de prueba	109
B.1	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR2 caso1	120
B.2	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR2 caso2	121
B.3	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR3 caso1	122
B.4	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR3 caso2	122
B.5	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR4 caso1	124
B.6	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR4 caso2	124
B.7	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR5 caso1	125
B.8	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR5 caso2	125

B.9	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR6 caso1	126
B.10	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR6 caso2	127
B.11	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR7 caso1	128
B.12	Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR7 caso2	128

## SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

Simbología	Descripción
$\Delta R$	Cambio incremental de costos de confiabilidad
$\Delta C$	Costo de inversión necesario para alcanzar los niveles de confiabilidad deseados
$Q$	Probabilidad de estar fuera
$R$	Probabilidad de estar dentro
$\lambda$	Tasa de Falla
$\lambda r$	Indisponibilidad
$f(t)$	Función de densidad de falla
$\lambda(t)$	Tasa de transición
$m_i$	Tiempo a la falla para el primer ciclo
$r_i$	Tiempo para la falla en el periodo $i, i=1,2,\dots,N$ ciclos de falla
$r$	Tiempo de reparación en el periodo $i, i=1,2,\dots,N$ ciclos de falla
$N$	Número de veces
$\bar{r} = r_s$	Tiempo promedio de reparación
$\bar{m}$	Tiempo promedio a la falla
$U$	Indisponibilidad
$\cap$	Intersección
$\mu$	Tasa de reparación
$\sigma$	Tasa de switcheo MTTs
$Q(t)$	Probabilidad de falla
$R(t)$	Probabilidad de supervivencia
$\mu t$	Probabilidad de reparación
$1 - \mu t$	Probabilidad de que se separe
$\bar{T}$	Ciclo promedio del proceso operación – falla
$Q_p$	Inconfiabilidad

$\mu s$	Micro segundos
$i$	Tasa de interés
$i_B$	Tasa de interés otorgado por el blanco libre de riesgos
$x_p$	Riesgo
$I_0$	Inversión inicial
$P$	Flujo de efectivo
$F$	Monto al final del periodo
$N$	Número de años
$i_p$	Tasa de interés simple
$i_n$	Tasa de interés nominal
$i_e$	Tasa de interés efectivo
$\Sigma$	Sumatoria
$\Pi$	Producto
$E(x)$	Esperanza matemática
hr	Hora
t	Tiempo
$S_t$	Flujo neto del periodo t
$\lambda_p$	Tasa de falla en la sección principal
$\lambda_l$	Tasa de reparación en la sección lateral
$r_p$	Tiempo de reparación en la sección principal
$r_L$	Tiempo de reparación en la sección lateral
$S_{N/C}$	Tiempo de seccionalización en cuchillas normalmente cerradas
$S_{N/A}$	Tiempo de seccionalización en cuchillas normalmente abiertas

<b>Siglas</b>	<b>Descripción</b>
AR	Alimentador Radial
CENACE	Centro Nacional de Control de la Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
DIC	Duración de Interrupción a los Consumidores
e.g.	Por ejemplo (en locución latina)
F.C.	Factor de Carga
F.D.	Factor de Demanda
F.F.	Factor de Forma
FNE	Flujo Neto de Efectivos
i.e.	Esto es (en locución latina)
IAC	Interrupción Anual a los Consumidores
km	Kilómetro
kV	Kilo volts
KVA	Kilo volts ampers
KW	Kilo Watt
KWh	Kilo Watt hora
LFC	Luz y Fuerza del Centro
LP	Punto de Carga (Load Point)
MTBF	Tiempo Promedio entre Fallas (Mean Time Between Failure)
MTTF	Tiempo Promedio para Fallar (Mean Time to Failure)
MTTR	Tiempo Promedio para Reparar (Mean Time to Repair)
MVA	Mega Volts Amperes
MW	Mega Watts
MWh	Mega Watts hora
O.E.G.	Otras Empresas Generadoras
pu	Por unidad
RBC	Relación Beneficio-Costo

RBTS	Sistema de Prueba de Roy Billinton (Roy Billinton Test System)
TIR	Tasa Interna de Rendimiento
TIRE	Tasa Interna de Rendimiento Económico
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuario
TREMA	Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva
VPN	Valor Presente Neto

# CAPÍTULO I

## SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de distribución son el conjunto de elementos y equipos eléctricos encargados de suministrar la energía eléctrica a los usuarios que lo requieran; bajo ciertas condiciones de calidad y seguridad. En términos generales los sistemas de distribución se dividen en primarios y secundarios.

En la mayoría de los casos los Sistemas de Distribución operan con tensiones de 33 kV ó menores. En la República Mexicana se tienen tensiones de 23 kV, siendo 6.6, 13.2, y 34.5 kV no tan utilizadas. Estos sistemas se caracterizan por muchas conexiones sólidas con pocas posibilidades de desconexión entre sí, por lo que no se tiene un control central de la carga, excepto en áreas donde se usan redes subterráneas con protección automática.

Las tensiones primarias normalmente son de 6.6, 13.2, 23 y 34.5 kV. Los circuitos de distribución secundarios son de 115 a 127 volts de línea a neutro y 200 a 220 entre líneas [1].

## **1.2 CLASIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN**

En general se puede mencionar que para llevar la energía eléctrica a los consumidores desde el punto de vista de construcción la distribución se clasifica en dos tipos:

1. – Aéreas.
2. – Subterráneas.

Las instalaciones aéreas comparativamente con las subterráneas tienen costos inicialmente bajos y son las más usadas tanto en la ciudad como en las comunidades rurales, son susceptibles en fallas que pueden provocar un gran número de interrupciones en el servicio por periodos de tiempo que acumulados anualmente pueden ser considerables, esto se debe a que están expuestos a contingencias físicas como son: descargas atmosféricas, lluvia, granizo, viento, polvos, gases contaminantes, lluvia salina y otras como contacto con cuerpos extraños como ramas de árbol, vandalismo, choque de vehículos, etc.

Por el contrario una red subterránea bien diseñada puede resultar mucho más confiable debido a que la mayoría de las contingencias mencionadas anteriormente no son características de este tipo de redes, lo que las hace más confiables, además de mas estéticas particularmente en zonas urbanas, no obstante tienen la relativa desventaja de su alto costo ya que en distribución pueden ser hasta 10 veces más costosa que una aérea equivalente.

### 1.3 LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Los sistemas de distribución se pueden desarrollar en estructuras diversas. La estructura de la red de distribución que se adopte tanto en mediana como en baja tensión depende de los parámetros que intervengan en la planeación de la red, tales como:

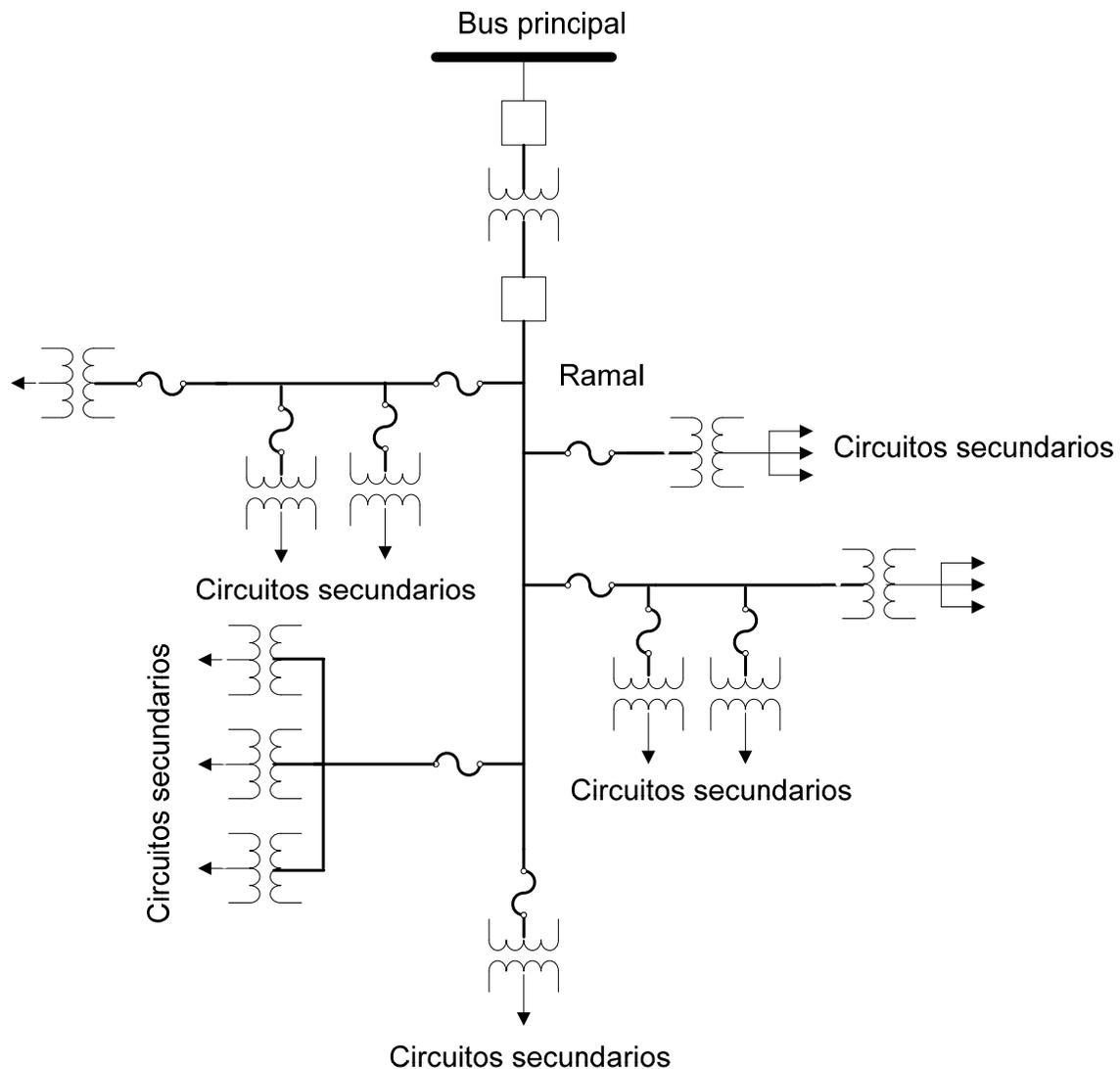
- Densidad.
- Tipo de cargas.
- Localización geográfica.
- Área de expansión de la carga.
- Continuidad del servicio.

Según los parámetros para las redes de distribución se pueden clasificar en:

- Red en conexión radial.
- Red en conexión en anillo.
- Red en conexión mallada.

#### 1.3.1 Red en Conexión Radial

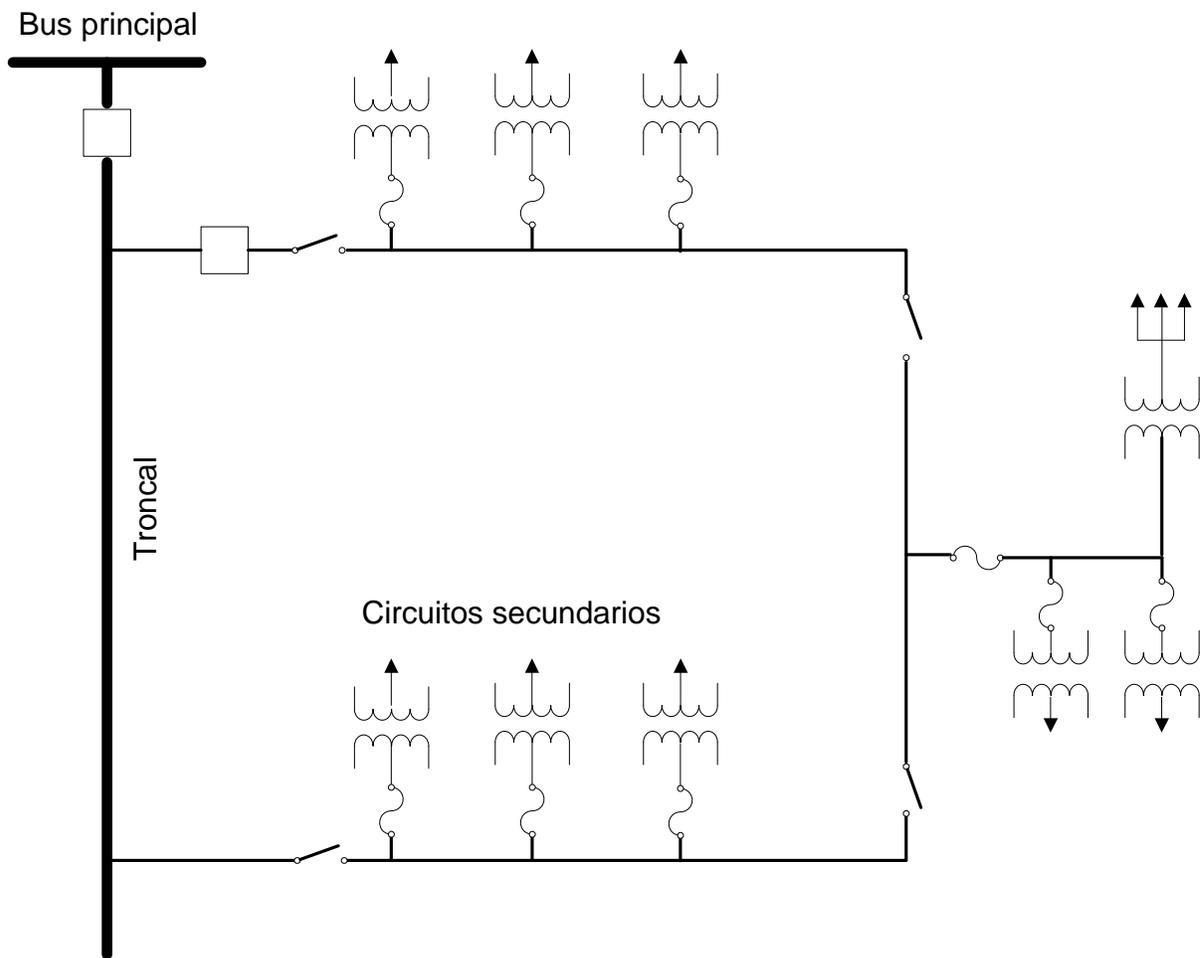
En este esquema un alimentador primario suministra energía a varias subestaciones (por lo general tipo poste) y cada transformador de estas subestaciones da servicio a su respectiva carga sin que exista conexión entre subestaciones (Figura 1.1). Con este esquema en el caso de alguna falla en el secundario de un transformador (Lado de Carga) o el propio transformador; se aísla la carga alimentada por esta subestación sin afectar el resto, para esto se requiere una adecuada coordinación en las protecciones, y en este esquema el tiempo de interrupción por usuario (TIU) es mayor, puesto que no existen interconexiones, debido a esto, en esta tesis se da mayor énfasis a este tipo de esquemas.



**Figura 1.1** Red radial

### 1.3.2 Red en Conexión en Anillo

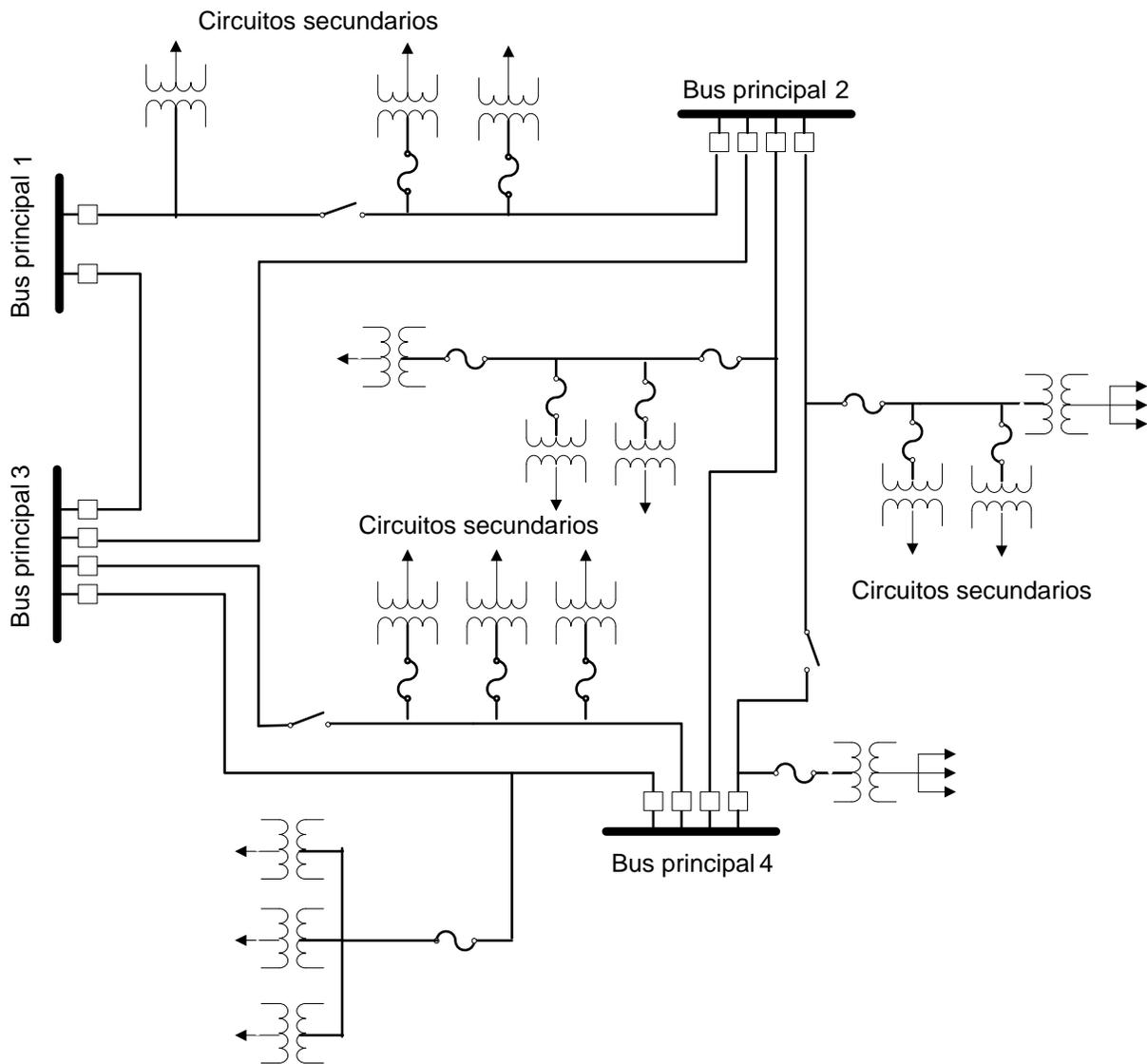
Este esquema puede contar con uno o más alimentadores primarios para suministrar energía a los transformadores de las subestaciones. Los secundarios de los transformadores se conectan mediante líneas principales de tal forma que todos los transformadores absorben la demanda, con esto se logra una mejor regulación de tensión y se reduce el efecto de parpadeo (Flicker) en las lámparas producido por la operación de motores en la red (Figura 1.2).



**Figura 1.2** Red en anillo con una fuente de alimentación

### 1.3.3 Red de Conexión de Mallas (distribución por redes).

En este esquema de conexión se establece lo que se conoce como las líneas maestras en el primario y en el secundario, normalmente los alimentadores primarios no están interconectados, pero las líneas maestras de los secundarios se conectan en forma tal que forman una malla, con este esquema en caso de que falle un alimentador primario o un transformador, existe la posibilidad de suministrar energía a los usuarios por la parte no afectada en la red ya que cada transformador de la subestación se conecta a la malla secundaria a través de dispositivos de seccionalización (Figura 1.3).



**Figura 1.3** Red mallada con cuatro fuentes de alimentación

### 1.4 TIPOS DE CARGAS

De acuerdo con las normas de distribución de las compañías de LFC y CFE para las distintas zonas se tienen los siguientes tipos de cargas y características [1]:

Zonas urbanas:

- Residenciales.
- Comerciales.
- Industriales.

Zonas Rurales:

- Carga doméstica
- Carga de pequeñas industrias  
(Bombas de agua, molinos, etc.)

### **1.4.1 Características de la Carga**

En la planeación de los sistemas de distribución una de las características importantes que establece el criterio de diseño es lo que se conoce como la característica de la carga que varía según el tipo de usuarios ya que hay criterios distintos según sea de tipo industrial, residencial o comercial por mencionar algunos tipos [1,2].

Con el objeto de comprender mejor el lenguaje y la terminología usada en la planeación y diseño de redes de distribución se establecen los siguientes conceptos y definiciones.

### **1.4.2 Área Típica de Carga**

Se entenderá como área típica de carga a una parte o sección de una población que tiene características más o menos uniformes en cuanto a las construcciones, nivel económico de los usuarios y tipo de actividades que desarrollan. Esta definición y determinación de las áreas típicas de carga permite hacer con relativa facilidad levantamientos estadísticos en base a muestreos que permiten obtener la carga total del área y normalizar las soluciones de tipo técnico.

### **1.4.3 Muestreo de Carga**

Un muestreo de carga consiste en seleccionar de las áreas típicas de carga previamente clasificadas cuando menos en tres cuadras (o más según sea el tamaño del área) para obtener una muestra representativa que contenga como mínimo la siguiente información: Número de consumidores y el consumo total en el mes de mayor registro de la muestra en KWh.

#### 1.4.4 Pronóstico de Carga

Todos los métodos de pronósticos se basan en la observación de un conjunto de puntos extrapolándose a partir de datos o reportes anteriores, esto requiere que los datos estadísticos sean tan precisos como sea posible y que cubran un margen suficiente amplio y confiable, por lo que las compañías suministradoras de energía eléctrica deben disponer en sus departamentos de planeación, oficinas o grupos de trabajo que obtenga los datos estadísticos de los distintos tipos de consumidores en forma rápida y correcta ya que no hay ningún pronóstico válido si se hace uso de información incorrecta.

Con el objeto de eliminar las variaciones en los datos se emplean las llamadas curvas de extensión, y en la actualidad existen muchos métodos que hacen uso de programas de computadora. En los sistemas de distribución se hace el pronóstico de carga basándose en dos índices conocidos como:

- a) – Crecimiento vertical.

Este crecimiento se refiere al aumento que se produce en la demanda en un área que ya cuenta con servicio eléctrico y que puede ser motivado por los siguientes factores:

Construcción de conjuntos habitacionales y fraccionamientos, creación y/o ampliación de centros comerciales, cambios climatológicos bruscos, modificación en forma de vida y costumbres de los consumidores.

b) - Crecimiento horizontal.

Este crecimiento se refiere al aumento en la demanda para el suministro de la energía eléctrica debido a la creación de conjuntos habitacionales, colonias, ampliación de colonias, creación de fraccionamientos y nuevos conjuntos habitacionales, electrificación rural, pozos de agua potable y estaciones de ferrocarril.

## 1.5 PÉRDIDAS ELECTRICAS EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

En una red de distribución como en cualquier otra parte integrante del sistema eléctrico, existen las llamadas pérdidas por efecto Joule, el conocimiento de los valores de estas pérdidas es importante para establecer la eficiencia que se tiene en el suministro de la potencia eléctrica, reducir los costos de producción y tener un mejor criterio para el establecimiento de tarifas eléctricas para distintas aplicaciones [1,3].

Cabe mencionar que las pérdidas en las redes de distribución provienen esencialmente de cuatro partes que son:

- a).- Pérdidas en los circuitos primarios.
- b).- Pérdidas en la transformación.
- c).- Pérdidas en la medición.
- d).- Pérdidas en los circuitos secundarios o de servicio.

Evidentemente las pérdidas totales son la suma de los cuatro incisos mencionados antes y las más importantes desde el punto de vista de diseño de una red son las pérdidas en las redes primaria y secundaria. En las redes de distribución solo se concretan al efecto  $I^2R$  por lo que para el cálculo en redes pequeñas o cálculos preliminares en donde no es necesario el uso de la computadora se pueden emplear los llamados métodos aproximados que se reducen a [1]:

- a).- Método grafico.
- b).- Método de las pérdidas constantes.

## **1.6 PROTECCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

Las redes de distribución están expuestas a diferentes tipos de fallas que son ocasionadas por diferentes causas ya sean de origen eléctrico ó por las diferentes condiciones ambientales, donde se pueden sustituir elementos nuevos o dar mantenimiento según se requiera. El objeto principal en esta tesis es darle mayor confiabilidad al sistema de distribución.

### **1.6.1 Protección Contra Sobrecargas**

Se produce una sobrecarga en un circuito eléctrico cuando la intensidad que circula es superior a la admisible o nominal (sobrecorriente), sin que haya defecto de aislamiento [4,5].

Causas:

- Fenómenos transitorios debidos al funcionamiento de algunos receptores.
- Sobre utilización de los receptores, que están sobrecargados, suministrando mas potencia de la nominal.
- Sobreutilización de la instalación, que tiene conectado carga con más potencia de la prevista.

Efecto:

La sobrecarga produce en los conductores elevación de la temperatura, que puede ser superior a la admisible, ello implica el deterioro de los aislantes y la disminución del tiempo de utilidad de los cables.

### 1.6.2 Protección Contra Cortocircuitos

El cortocircuito es una conexión de poca impedancia entre dos puntos entre los que existe una diferencia de potencial, dando lugar a una corriente de intensidad muy elevada [5].

Causas de los cortocircuitos:

Son principalmente fallos de aislamiento de la instalación o fallos en los receptores conectados, por avería o conexión incorrecta.

Efecto de los cortocircuitos:

-Efectos térmicos: La corriente muy elevada produce calentamiento de los conductores por efecto joule. En el cortocircuito, por su pequeña duración, el calor producido se utiliza exclusivamente en elevar la temperatura del conductor (que alcanza su temperatura máxima admisible en milisegundos) sin ceder calor al exterior, provocando la destrucción del conductor.

-Efectos electrodinámicos: Las fuerzas de atracción o de repulsión que aparecen entre conductores por efecto de campo magnético creado alrededor por la corriente que los recorre, son directamente proporcionales al producto de esas corrientes e inversamente proporcionales a la distancia entre conductores. Las corrientes de cortocircuito, de valor muy elevado hacen que estas fuerzas electrodinámicas sean también elevadas pudiendo destruir las barras de conexión.

### 1.6.3 Protección Contra Sobretensiones

Las sobretensiones en las redes de distribución pueden ser de origen externo o de origen interno, el primero se refiere a las descargas atmosféricas en la cual la intensidad de corriente del rayo alcanza su valor punta entre 1 y 2  $\mu\text{s}$  y se reduce a la mitad en unos 40  $\mu\text{s}$ . Y el segundo se debe a maniobras de conexión y desconexión, variaciones bruscas de carga y sobretensiones de servicio [3,5].

Los dispositivos mas utilizados son:

- a) Cable de puesta a tierra. Conductor sin aislamiento tendido sobre la línea y unido directamente a tierra.
- b) Pararrayos. Los más utilizados son las autoválvulas de óxidos metálicos, que consisten en una resistencia variable con tensión, unida a tierra.

## 1.7 CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La dependencia cada vez mayor de todas las actividades humanas del suministro de energía eléctrica ha traído como consecuencia que la continuidad y calidad del servicio sea más exigente por los usuarios a las empresas eléctricas, en todos los niveles de tensión; sin embargo, solo hasta décadas recientes el modelado y evaluación de la confiabilidad en los sistemas de distribución ha recibido el mismo interés que se le ha dado en los sistemas de potencia. La razón principal de esta situación radica en que tanto las centrales eléctricas como las líneas de transmisión representan cantidades mucho mayores en cuanto a inversión inicial, que las de un sistema de distribución, y una falla en ellas da como resultado un nivel catastrófico debido a la energía tan grande que generan y transportan.

**Tabla 1.1** Análisis de fallas

Sistema de Distribución	Sistema de Generación, Transmisión, CENACE y O.E.G.	Total del sistema
1.46 h 70%	0.612 h 30%	2.07 h 100%

Un sistema de distribución es relativamente barato y sus interrupciones tienen un efecto muy localizado; es por eso que hasta ahora se ha dedicado menos esfuerzo en la estimación cuantitativa de la confiabilidad de las estructuras y equipo empleado en su construcción.

Sin embargo, el análisis de las estadísticas muestra que el sistema de distribución tiene la mayor contribución individual en la disponibilidad del suministro a los usuarios. La tabla 1.1 muestra el TIU del sistema eléctrico nacional en el lapso de un año (2002) [6,7].

La calidad del servicio eléctrico se define como la capacidad del sistema para proporcionar un suministro constante y sin variaciones de voltaje, dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable; las variables que deben tomar en cuenta para su evaluación son [7]:

- Variación de tensión.
- Variación de frecuencia.
- Transitorios.
- Forma de onda.
- Relación entre fases.
- Distorsión de armónicas
- Interrupción.
- Confiabilidad.

Los disturbios más comunes y que más afectan a los usuarios son la variación de tensión y las interrupciones, las cuales ocurren en su mayoría en los sistemas de distribución.

El siguiente capítulo menciona los conceptos básicos de evaluación de confiabilidad en ingeniería de sistemas así como las técnicas empleadas. En este trabajo de tesis se utiliza el método de cortes mínimos para evaluar la confiabilidad de las redes distribución para cada caso de estudio con los criterios de confiabilidad correspondientes.

## CAPÍTULO II

# CONFIABILIDAD EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

### 2.1 INTRODUCCIÓN

Un sistema eléctrico de potencia tiene como función principal la de suministrar a los consumidores la energía eléctrica en forma confiable. Aunque esto no es físicamente posible en un 100% debido a las fallas de los componentes del sistema, la probabilidad de que los consumidores queden fuera de servicio se puede reducir, incrementando la confiabilidad en las fases de planeación y operación. Sin embargo, éste incremento, puede llevar a un alto costo de inversión, por lo que habrá que llegar a un punto en el que se equilibre el costo requerido con el beneficio obtenido.

#### 2.1.1 Conceptos Generales

El problema en la evaluación de confiabilidad de un sistema eléctrico, se debe a la complejidad de los mismos. Los cuales no se pueden evaluar como una entidad completa. Debido a esta complejidad los sistemas eléctricos de potencia se dividen en subsistemas. Estos se dividen en [8]:

- Sistemas de generación.
- Sistemas compuestos generación/transmisión (Bulk Power).
- Subestaciones.
- Sistemas de distribución.

Una de las definiciones de confiabilidad ampliamente aceptadas se enuncia de la siguiente manera [8]:

**"Confiabilidad es la probabilidad de que un componente, subsistema o sistema desempeñe adecuadamente sus funciones durante el período de tiempo previsto y bajo las condiciones normales de operación".**

Esta definición incluye cuatro conceptos importantes:

- 1) Probabilidad.- Las características aleatorias asociadas al sistema hacen que el análisis no pueda ser determinístico, requiriéndose aplicar conceptos de probabilidad y estadística para llegar a una mejor evaluación del funcionamiento del sistema.
- 2) Funcionamiento adecuado.- Esto involucra que el sistema tenga continuidad en el servicio, una buena regulación del voltaje, un buen control de la frecuencia.
- 3) Período de tiempo previsto.- Es el intervalo durante el cual la componente del sistema o subsistema debe estar operando continua o esporádicamente según sea la función específica que tenga asignada. Un ejemplo de operación esporádica son los elementos que trabajan solo en horas pico de la demanda, como en el caso de un banco de capacitores.
- 4) Condiciones de operación.- Estas pueden ser constantes o variables, según el lugar donde se localice el sistema. Por ejemplo, las condiciones climatológicas determinan el incremento o decremento del número de fallas en los componentes.

Las técnicas de evaluación de confiabilidad pueden clasificarse en *analíticas* o de *simulación* [8]. Las técnicas analíticas representan al sistema por un modelo matemático y los índices de confiabilidad se evalúan usando soluciones matemáticas. La técnica de simulación se basa en realizar experimentos de muestreo sobre el modelo del sistema y requiere generar y procesar gran cantidad de datos, estos experimentos estadísticos se simulan en una computadora por la gran cantidad de memoria requerida.

En función de lo que se ha mencionado anteriormente, la naturaleza de la confiabilidad es de tipo probabilística ya que las variables que están asociadas con el fenómeno “*Confiabilidad*”, son de carácter aleatorio.

### **2.1.2 Distribuciones de Confiabilidad**

Los índices usados para medir la confiabilidad de los sistemas deben incluir valores tales como la probabilidad de que un evento ocurra o no ocurra, tiempos de falla, etc. Estas son variables aleatorias discretas o continuas que dependen del tiempo o espacio y son representadas por distribuciones de probabilidad. El concepto aleatorio permite la aplicación de la teoría de la probabilidad. Las variables aleatorias discretas toman sólo un número contable de estados y son utilizadas para evaluar la ocurrencia de eventos, por ejemplo, el número de fallas en un período de tiempo dado. Dos de las más usadas son la distribución Binomial y la distribución Poisson [9].

Una variable aleatoria continua es una variable que toma un número de valores incontable o infinito a pesar de estar dentro de un rango finito y son usadas para representar variables dependientes del tiempo tales como tiempo de falla o probabilidad de falla. La distribución representativa y la ampliamente utilizada en sistemas eléctricos de potencia es la distribución Exponencial [9].

### **2.1.3 Distribución Acumulativa**

Esta distribución se usa para representar valores de probabilidad de falla que dependen del tiempo, es conocida como distribución de falla acumulada y se designa como  $Q(t)$ .

En la práctica, a menudo no sólo es necesario evaluar la probabilidad de falla, si no la probabilidad de éxito en el período de tiempo. Esta probabilidad es el complemento de  $Q(t)$ , conocido como la función de supervivencia  $R(t)$  donde:

$$R(t) = 1 - Q(t) \quad (2.1)$$

La derivada de la función de distribución acumulativa con una variable aleatoria continua, da la *función de densidad* de probabilidad.

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{d(t)} = - \frac{dR(t)}{d(t)} \quad (2.2)$$

ó

$$Q(t) = \int_0^t f(t) d(t) \quad (2.3)$$

y

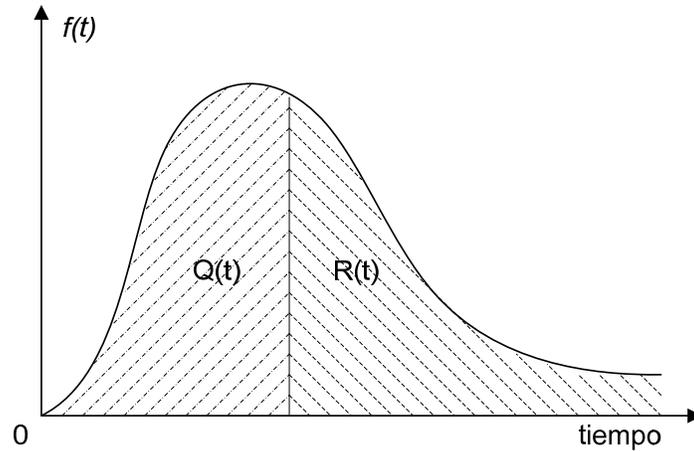
$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t) d(t) \quad (2.4)$$

Donde  $f(t)$  = Función de densidad de falla

El área total bajo la curva de densidad de falla, debe ser la unidad y entonces la ecuación (2.4) puede escribirse como:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) d(t) \quad (2.5)$$

En la Figura 2.1, se muestra una función de densidad de falla hipotética, en la cual los valores de  $Q(t)$  y  $R(t)$  se ilustran mediante las áreas sombreadas.



**Figura 2.1** Función de densidad

### 2.1.3.1 Tasa de transición

Este parámetro es una de las funciones ampliamente usada en la evaluación de confiabilidad y se refiere al número de transiciones que un componente realiza de un estado y otro. Este puede asociarse a fallas (tasa de falla), reparaciones (tasa de reparación), o cualquier otra transición relevante.

En términos de falla, la tasa de transición indica el número de fallas en un período de tiempo dado. Por lo tanto esta se define como:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Número de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Número de componentes expuestos a fallar}} \quad (2.6)$$

Relaciones similares existen para transiciones por reparación y otras transiciones relevantes.

Se puede demostrar que la relación entre  $R(t)$  y  $\lambda(t)$  existen para todas las distribuciones, por ejemplo:

$$R(t) = \exp \left[ - \int_0^t \lambda(t) dt \right] \quad (2.7)$$

Este caso es conocido como distribución exponencial, y es para componentes que tienen una larga vida útil donde la ecuación 2.7 queda como:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (2.8)$$

La distribución exponencial es la más conocida y usada para la evaluación de confiabilidad de sistemas eléctricos. El requisito más importante es que la tasa de transición debe ser constante y solamente se aplica al período de vida útil de una componente. Esto fue mostrado anteriormente en la ecuación 2.8, que la función de supervivencia de una componente para un tiempo  $t$ , si la tasa de transición es constante, por lo tanto:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (2.9)$$

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad (2.10)$$

Estas funciones de densidad se muestran en la figura 2.1.

Un concepto importante para aplicar la distribución exponencial, es que la probabilidad de falla en cualquier intervalo constante  $t$ , es independiente del tiempo operativo del pasado y depende solamente del período considerado,  $t$ . Por lo tanto la confiabilidad es constante para períodos operativos iguales durante toda la vida útil de la componente. Esta propiedad importante significa que esta distribución pierde memoria. Por ejemplo, la probabilidad de falla depende sólo del tiempo de exposición y no se afecta por sucesos anteriores. La utilización de la distribución exponencial se aplica debido a que los componentes eléctricos de los sistemas de potencia tienen una larga vida útil mediante un cuidadoso mantenimiento y sus transiciones de falla y reparación tienen un comportamiento constante.

**EJEMPLO 2.1.** Un aislador de porcelana tiene una vida útil de 30 años y opera durante 5 años dentro de ese periodo con una confiabilidad del 75%. ¿Cuál sería la confiabilidad de ese aislador para un tiempo de operación de 10 años a partir de su puesta en servicio?

Datos:

$$R(5) = 0.75$$

$$R(10) = ?$$

Solución: La expresión para determinar la confiabilidad de un equipo está dada por:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Despejando la tasa de falla o de riesgo  $\lambda$  se obtiene:

$$\ln R(t) = \ln \left( e^{-\lambda t} \right)$$

$$\ln R(t) = -\lambda t$$

$$\ln 0.75 = -\lambda \cdot 5$$

$$\lambda = \frac{\ln 0.75}{-5} = \frac{-0.2876}{-5} = 0.05752$$

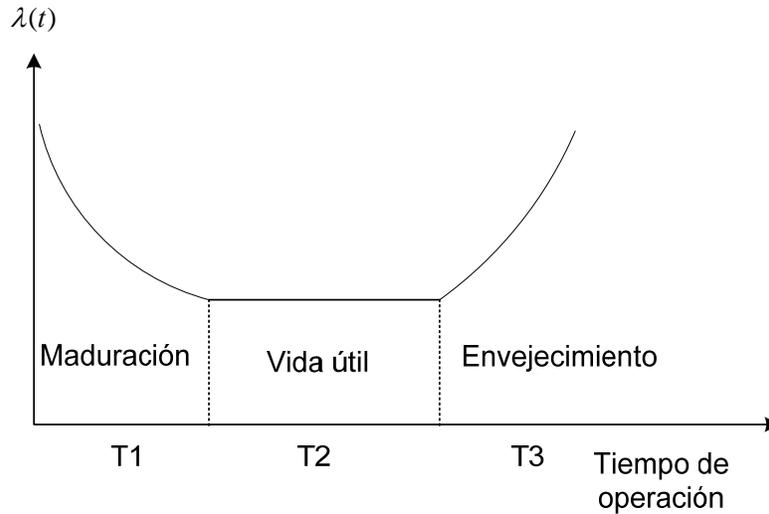
La confiabilidad en 10 años será:

$$R(10) = e^{-0.05752 \cdot 10} = e^{-0.5752}$$

$$R(10) = 0.5626$$

La probabilidad de falla en 10 años sería:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - 0.5626 = 0.4374$$



**Figura 2.2** Curva típica en forma de tina de baño

Una típica relación entre tasa de falla y tiempo se muestra en la figura 2.2

Esta curva en forma de tina de baño (Figura 2.2) se divide en tres regiones distintas. La región T1 es la fase de inicio y puede deberse a errores de manufactura o diseños impropios en los componentes. La región T2 es el período de vida útil que se caracteriza por una tasa constante de riesgo. En esta región ocurren fallas puramente por cambios y sólo es válida para la distribución exponencial. La región T3 representa la fase de envejecimiento del componente o equipo y se caracteriza por un rápido incremento de la tasa de riesgo.

#### 2.1.4 Ciclo de Operación

Los componentes reparables son aquellos que se reparan hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación. Para analizar y evaluar la confiabilidad es necesario conocer las formas en que los equipos y sistemas fallan a lo largo de su tiempo de operación.

Observaciones hechas a las fallas que ocurren frecuentemente en el área industrial, dan como resultado que la gran mayoría de las fallas se sitúan en los siguientes grupos:

- Fallas que se presentan en la fase de maduración, debidas a la condición de ajuste de los componentes nuevos a las condiciones de operación del sistema.
- Fallas naturales de los componentes durante su vida útil.
- Fallas debidas a alteraciones de las condiciones de operación preestablecidas.
- Fallas debidas a errores en el diseño original ó por fabricarse con partes defectuosas.
- Fallas debidas al envejecimiento natural de los componentes donde algunos dispositivos del sistema van acumulando daños por fatiga y/o desgaste y no pueden seguir funcionando correctamente.

El proceso de renovación se aplica únicamente a un sistema con componentes reparables durante su vida útil.

Para analizar la “Confiabilidad” de un sistema con operación del tipo continuo, es necesario establecer un modelo del ciclo “Operación - Falla - Operación”.

Si un componente es observado por un intervalo de tiempo en el que ocurren  $N$  ciclos de fallas y de reparaciones, definiendo lo siguiente:

$m_1$  = tiempo para la falla en el primer ciclo.

$r_1$  = tiempo de reparación en el primer ciclo.

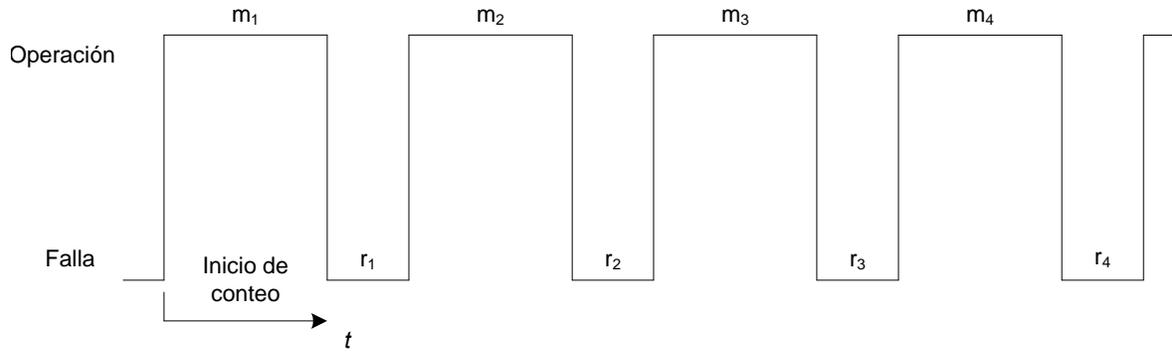
Similarmente:

$m_i$  y  $r_i$  son los tiempos observados a la falla y a la reparación para el  $i$ ésimo ciclo, respectivamente (Figura 2.3).

Entonces:

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N r_i \quad (\text{Tiempo Promedio para Reparar } MTTR) \quad (2.11)$$

$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N m_i \quad (\text{Tiempo Promedio para Fallar } MTTF) \quad (2.12)$$



**Figura 2.3** Proceso de operación-falla

El ciclo promedio del proceso Operación - Falla, esta dado por:

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r} \quad (\text{Tiempo Promedio entre Fallas } MTBF) \quad (2.13)$$

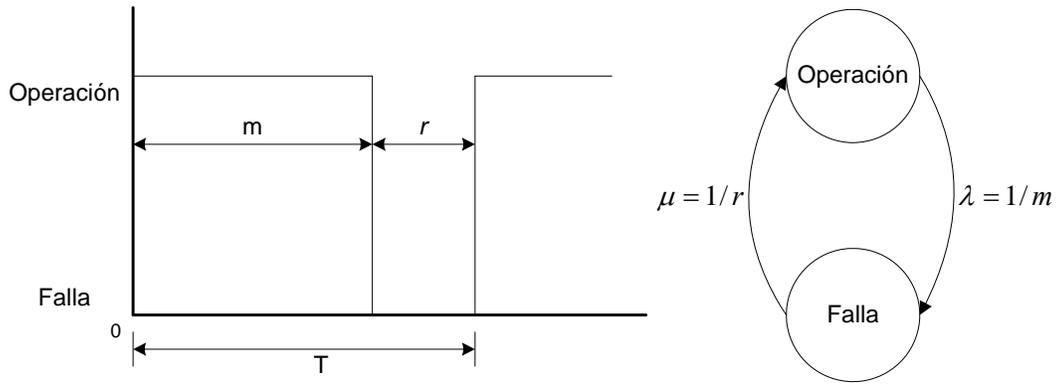
### 2.1.5 Tasa de Reparación

El recíproco de  $\bar{m}$  se designa como la Tasa de falla “ $\lambda$ ” (Figura 2.4):

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{E(x)} = \frac{1}{MTTF} \quad (2.14)$$

Similarmente, el recíproco de  $\bar{r}$  se designa como la Tasa de reparación “ $\mu$ ” (Fig. 2.4):

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{E(y)} = \frac{1}{MTTR}$$



**Figura 2.4** Modelo de dos estados

**2.1.6 Probabilidad de Transición de Estado**

De lo anterior resulta el “Modelo de dos estados” que se describe a continuación:

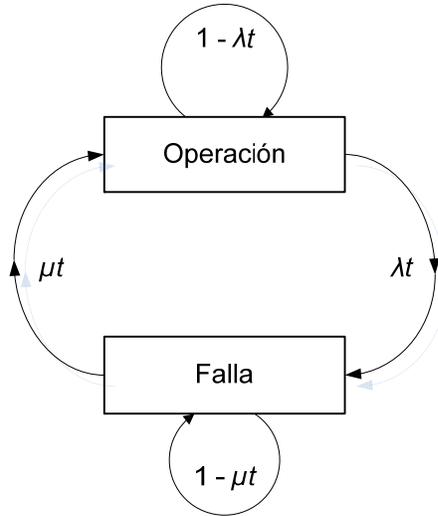
Así mismo, del estudio de la distribución exponencial, la probabilidad de falla esta dada por las formulas 2.8 y 2.9 que son:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

Expandiendo la expresión de  $Q(t)$ , mediante la serie de Taylor [9]:

$$Q(t) = 1 - \left[ 1 - \lambda t + \frac{(-\lambda t)^2}{2!} + \frac{(-\lambda t)^3}{3!} + \dots \right] \tag{2.16}$$



**Figura 2.5** Modelo Operación- Falla

$$Q(t) = \lambda t - \frac{(\lambda t)^2}{2!} + \frac{(\lambda t)^3}{3!} - \dots \tag{2.17}$$

Si  $\lambda t \ll 1$ , entonces:

$$Q(t) \cong \lambda t \quad \text{y} \quad R(t) \cong 1 - \lambda t$$

Regresando al diagrama de dos estados, pero ahora aplicando las funciones de probabilidad, queda como se muestra en la Figura 2.5.

Donde:

$\lambda t = Q(t)$  = Probabilidad de falla

$1 - \lambda t = R(t)$  = Probabilidad de supervivencia.

$\mu t$  = Probabilidad de reparación

$1 - \mu t$  = Probabilidad de que no se repare.

**EJEMPLO 2.2.-** Se ha observado el comportamiento de un circuito alimentador de 23 kV de 2 km de longitud, por un periodo de tiempo dado, dando como resultado que falla a razón de 0.1 veces por km al año y el tiempo promedio de reparación de esas fallas es de 12 horas. Calcular:

- a) El *MTTF*.
- b) La probabilidad de que falle en las próximas 2 horas.
- c) La probabilidad de que se repare en 2 horas una falla.

**SOLUCIÓN:**

Datos:

$$l = 2 \text{ km}$$

$$0.1 \text{ fallas / km-año}$$

$$r = 12 \text{ hr.}$$

$$a) \text{ Fallas / km-año} \times 2 \text{ km} = 0.2 \text{ fallas / año}$$

El tiempo promedio para fallar (*MTTF*) esta dado por:

$$\bar{m} = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0.2} = 5 \text{ años/falla}$$

b) Haciendo uso de la aproximación de  $Q(t)$ :

$$Q(t) \cong \lambda t \quad \text{si} \quad t = 2hr = 2.283 \times 10^{-4}$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-4.56 \times 10^{-5}} = 4.566 \times 10^{-5}$$

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-4.56 \times 10^{-5}} = 4.566 \times 10^{-5}$$

Por el método exacto:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-4.56 \times 10^{-5}} = 4.566 \times 10^{-5}$$

c) Calculando la tasa de reparación “ $\mu$ ”:

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{12} = 0.0834$$

Entonces la probabilidad de que se repare una falla en el alimentador en 2 hr. es:

$$\mu t = 0.0834 \times 2 = 0.1668 \Rightarrow (16.68\%)$$

## 2.1.7 Evaluación de Confiabilidad de Sistemas Básicos

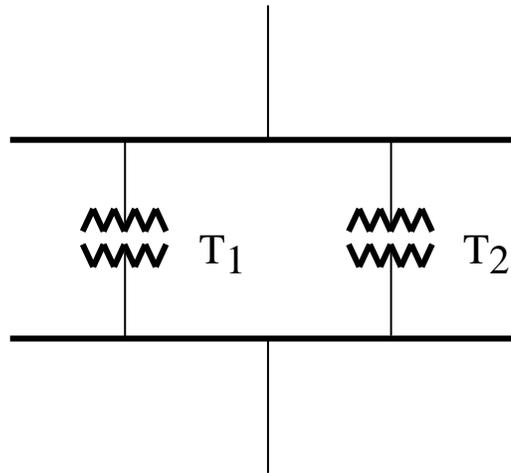
En la práctica un sistema se representa como una red en la cual los componentes del sistema están conectados en serie, paralelo, malla o la combinación de éstos. En esta sección solamente se considera redes en serie y paralelo.

### 2.1.7.1 Modelado de redes

Es muy importante modelar correctamente al sistema, para ello hay que entender a fondo su comportamiento y esto último deberá ser tomado en cuenta antes de evaluar la confiabilidad del sistema por medio de cualquier técnica.

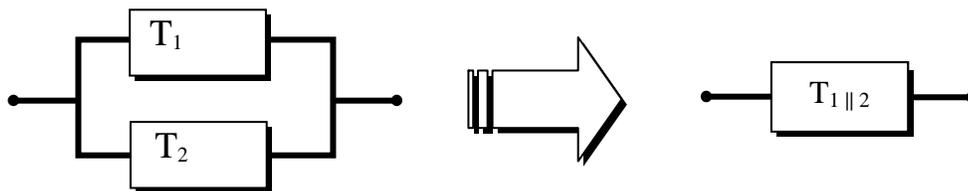
Otra consideración, es que la estructura topológica del sistema real y la red de confiabilidad empleada para modelar al sistema no necesariamente serán las mismas.

A continuación se muestra la Figura 2.6 que describe el arreglo de dos transformadores en paralelo.



**Figura 2.6.** Sistema real de dos transformadores

En este caso la estructura topológica de confiabilidad asociada a este sistema es representado por la Figura 2.7.



**Figura 2.7** Estructura topológica

Para poder evaluar un sistema simple se puede representar a éste como la interconexión de un conjunto de subsistemas en serie y paralelo. Entonces la confiabilidad de cualquier sistema dependerá fundamentalmente de dos aspectos:

- La estructura topológica de sus componentes
- El valor asociado de confiabilidad de cada uno de sus componentes

Al evaluar la confiabilidad de un sistema se persigue de cierta forma predecir el comportamiento de un sistema y en muchos casos modificar el sistema actual, de forma tal que por medio de esta modificación se alcance el valor de confiabilidad deseado.

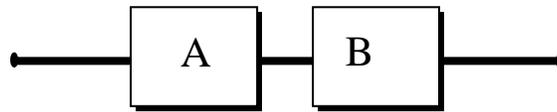
Se dice que un conjunto de componentes está en serie desde el punto de vista de confiabilidad si todos ellos trabajan para que el sistema funcione bien o simplemente, con que uno de los componentes falle, el sistema falla.

En cambio, un sistema está en paralelo, desde el punto de vista de confiabilidad un componente necesita trabajar para que el sistema funcione.

Un sistema en serie representa un sistema no redundante, mientras que un sistema paralelo constituye un sistema redundante.

### 2.1.7.2 Sistemas serie

Considérese un sistema en serie que consiste de dos componentes independientes A y B conectados en serie, desde un punto de vista de confiabilidad (Figura 2.8). Este arreglo implica que ambos componentes deberán trabajar para asegurar que el sistema funcione.



**Figura 2.8** Componentes conectados en serie

Sean  $R_A$ ,  $R_B$  las probabilidades de éxito en la operación de los componentes A y B respectivamente y  $Q_A$ ,  $Q_B$  la probabilidad de falla de los componentes A y B respectivamente.

Debido a que la operación y falla son mutuamente exclusivas y complementarias, se tiene que:

$$R_A + Q_A = 1 \quad \text{y} \quad R_B + Q_B = 1 \quad (2.18)$$

El requerimiento básico para que el sistema funcione es que los componentes  $A$  y  $B$  deberán estar trabajando. De la probabilidad condicional [7,9].

$$P(A/B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \quad (2.19)$$

Si los eventos A y B son independientes

$$P(A/B) = P(A) \quad (2.20)$$

Y por lo tanto

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (2.21)$$

lo cual implica que la confiabilidad de un sistema formado por los componentes A y B es igual al producto de sus confiabilidades, es decir

$$R_s = R_A \cdot R_B \quad (2.22)$$

La ecuación (2.22) puede ser generalizada, de forma tal que

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.23)$$

En algunas aplicaciones puede ser ventajoso evaluar la inconfiabilidad o probabilidad de que el sistema falle, por lo que la inconfiabilidad de un sistema en serie será:

$$Q_s = 1 - R_A R_B = Q_A + Q_B - Q_A Q_B \quad (2.24)$$

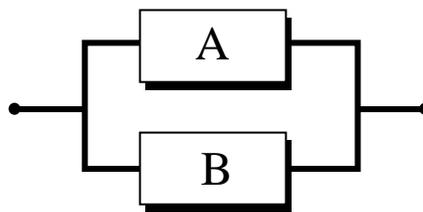
Para  $n$  componentes

$$Q_s = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (2.25)$$

La confiabilidad decrece al incrementar el número de componentes en serie y ésta crece al reducir el número de estos componentes.

### 2.1.7.3 Sistemas paralelo

Considérese un sistema de dos componentes independientes A y B, conectados en paralelo, (Figura 2.9).



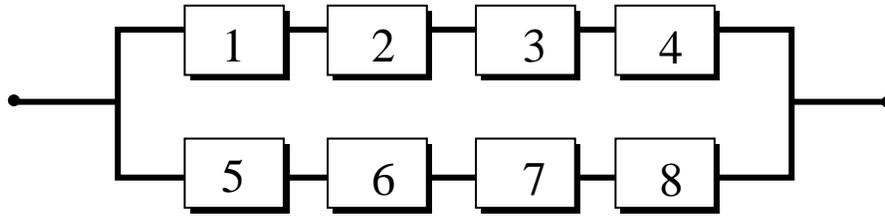
**Figura 2.9** Componentes conectados en paralelo

En este caso el sistema requiere solamente que un componente este trabajando para que el sistema se considere que trabaja exitosamente. Para este caso la probabilidad de éxito se evalúa del complemento de la inconfiabilidad del sistema.

$$R_p = 1 - Q_A \quad Q_B = R_A + R_B - R_A R_B \quad (2.26)$$

Para  $n$  componentes del sistema se tiene que:

$$R_p = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i \quad (2.27)$$



**Figura 2.10** Componentes en serie-paralelo

También se puede definir la inconfiabilidad  $Q_p$  del sistema como:

$$Q_p = Q_A Q_B \quad (2.28)$$

Y en forma generalizada como:

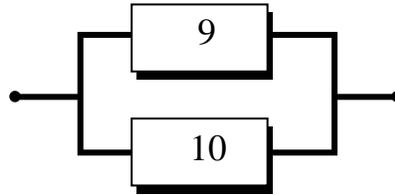
$$Q_p = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (2.29)$$

La confiabilidad del sistema crece al incrementar el número de componentes en paralelo y esto implica que se incremente el costo inicial, el peso y volumen del sistema; por lo tanto aumenta el mantenimiento, debiéndose analizar todo esto cuidadosamente.

#### 2.1.7.4 Sistemas serie-paralelo

En este caso se trata de obtener la confiabilidad o inconfiabilidad a partir de la reducción de subsistemas en serie y paralelo, por ejemplo considérese el sistema de la (Figura 2.10).

Entonces se puede reducir este sistema a dos componentes equivalentes 9 y 10, (Figura 2.11)



**Figura 2.11** Sistema equivalente a la figura anterior

A su vez los componentes 9 y 10 pueden ser reducidos al componente 11 a través de una evaluación de la confiabilidad o inconfiabilidad de dos componentes en paralelo (Figura 2.12).



**Figura 2.12** Sistema equivalente total

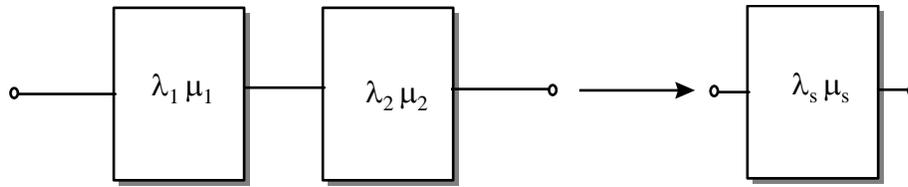
## 2.1.8 Evaluación Aproximada de la Confiabilidad de Sistemas [9]

### 2.1.8.1 Sistema serie

Es necesario encontrar las tasas de falla y reparación  $\lambda_s$  y  $\mu_s$  de un solo componente que sea equivalente a los 2 componentes en serie, (Figura 2.13) [10].

Ya que la tasa de falla para el sistema, para un solo componente equivalente, es  $\lambda_s$ , y para los dos componentes del sistema serie, es  $(\lambda_1 + \lambda_2)$ , entonces:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2.30)$$



**Figura 2.13** Representación de un sistema de dos componentes en serie

El tiempo promedio de reparación  $r_i$ , queda:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_s} \tag{2.31}$$

En muchos sistemas el producto  $(\lambda_i r_i)$  es muy pequeño y por lo tanto  $\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \ll \lambda_1 r_1$  y  $\lambda_2 r_2$ . En tales casos la ecuación anterior se reduce a:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \tag{2.32}$$

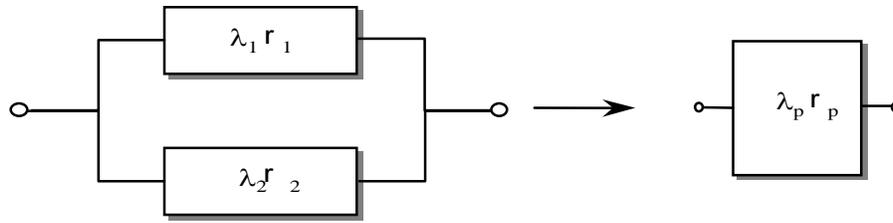
La tasa de falla y la duración promedio de la salida de un sistema serie general de “n” componentes puede deducirse como [7,10]:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \tag{2.33}$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \tag{2.34}$$

La indisponibilidad del sistema serie es:

$$U_s = \lambda_s r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \tag{2.35}$$



**Figura 2.14** Representación de un sistema de dos componentes en paralelo

### 2.1.8.2 Sistema paralelo

En este caso se requiere que la tasa de falla  $\lambda_p$  y el tiempo promedio de reparación  $r_p$  de un solo componente, sea equivalente a los dos componentes en paralelo, (Figura 2.14.)

La tasa de falla para un sistema de dos componentes es:

$$\frac{I}{r_p} = \frac{I}{r_1} + \frac{I}{r_2} \quad (2.36)$$

Resultando:

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (2.37)$$

Este valor de  $r_p$  representa el periodo de tiempo promedio en que ambos componentes coinciden en estar fuera de servicio, es decir, representa el periodo durante el cual las dos fallas se traslapan. Por esta razón  $r_p$  es conocida como de reparación traslapada o tiempo fuera de los componentes 1 y 2.

El evento de falla causado por la falla de los componentes 1 y 2 se conoce como “evento de falla traslapada”.

Para la tasa de falla resultante del sistema en paralelo, se tiene:

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (2.38)$$

Como es frecuente en la práctica,  $(\lambda_1 r_1)$  y  $(\lambda_2 r_2)$  son mucho menores que la unidad, entonces:

$$\lambda_p \approx \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{8760} \quad (2.39)$$

Finalmente:

$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (2.40)$$

**Ejemplo 2.3.** Se tiene el sistema que se muestra en (Fig. 2.15), en donde los interruptores de alta tensión ( $I_{AT}$ ) tienen una tasa de falla de 0.061 fallas al año con un tiempo promedio de reparación de 96 horas. Así mismo el transformador de potencia ( $T$ ) y el interruptor de media tensión ( $I_{MT}$ ) tienen una tasa de falla de 0.039 y 0.1 fallas por año y un tiempo de reparación de 311 y 72 horas respectivamente. Evalúe, por medio de los valores de  $\lambda$  y  $r$ , la confiabilidad del sistema y compruébelo mediante  $Q$  y  $R$ .

Primero se evalúa la confiabilidad del sistema mediante  $\lambda$  y  $r$ . Como se puede apreciar el sistema esta formado por 4 componentes en serie, entonces calcularemos la tasa de falla y el tiempo promedio de reparación del sistema serie.

$$\begin{aligned} \lambda_s &= \lambda_{AT} + \lambda_{AT} + \lambda_T + \lambda_{MT} \\ \lambda_s &= 0.061 + 0.061 + 0.039 + 0.1 \\ \lambda_s &= 0.261 \text{ fallas/año} \end{aligned}$$

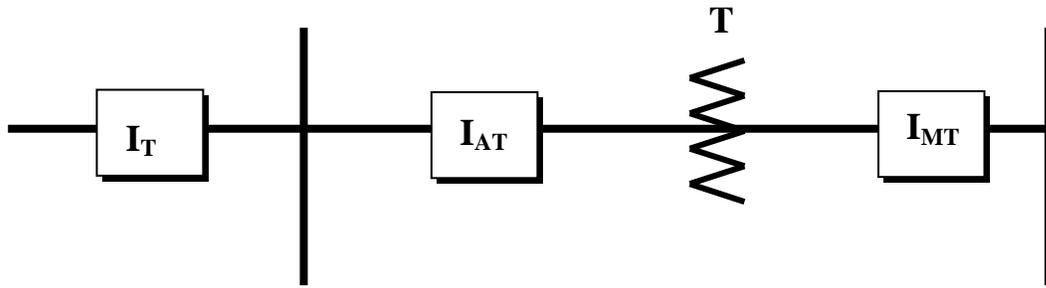


Figura 2.15 Sistema del ejemplo 2.3

$$r_s = \frac{\lambda_{AT} r_{AT} + \lambda_{AT} r_{AT} + \lambda_T r_T + \lambda_{MT} r_{MT}}{\lambda_s}$$

Sustituyendo valores:

$$r_s = \frac{31.041}{0.261} = 118.93 \text{ hr/falla}$$

La indisponibilidad del sistema será:

$$U_s = \lambda_s r_s = 0.261 \times 118.93 = 31.04 \text{ hr}$$

Ahora se evaluará la confiabilidad del sistema con Q y R:

Primero se evalúa la inconfiabilidad del sistema, que es:

$$Q_s = 1 - R_{AT} \cdot R_{AT} \cdot R_T \cdot R_{MT}$$

$$Q_{AT} = \frac{\lambda_{AT} r_{AT}}{8760} = \frac{0.061 \times 96}{8760} = 0.00066849 ; \quad R_{AT} = 1 - Q_{AT} = 0.9993315$$

Similarmente:

$$Q_T = \frac{0.039 \times 311}{8760} = 0.0013859 ; \quad R_T = 0.9986141$$

$$Q_{MT} = \frac{0.1 \times 72}{8760} = 0.00082191 ; \quad R_{MT} = 0.999178$$

Sustituyendo valores en la expresión de  $Q_s$ :

$$Q_s = 1 - 0.9964596 \Rightarrow Q_s = 0.00354$$

Finalmente la indisponibilidad del sistema será:

$$U_s = Q_s \times 8760 = 31.02 \text{ h/falla}$$

Que es un valor muy cercano al calculado por medio de  $\lambda$  y  $r$  anteriormente.

### 2.1.9 Evaluación de Confiabilidad de Sistemas Complejos

Con la técnica anterior solo es posible evaluar configuraciones serie -paralelo, por lo que la mayoría de los sistemas no son básicos y consisten en configuraciones mas complicadas, las cuales son llamadas complejas.

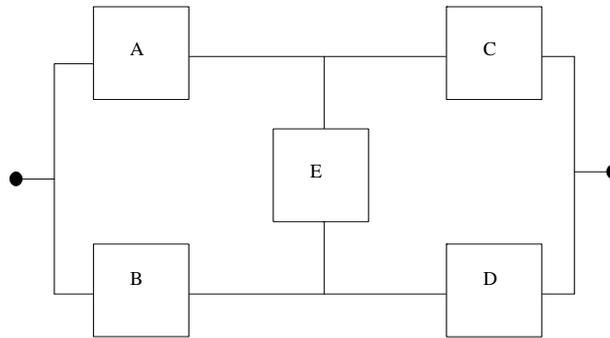
#### 2.1.9.1 Método de cortes mínimos

##### Concepto de cortes

El método de cortes mínimos es una poderosa herramienta para evaluar la confiabilidad de un sistema por dos razones principales [8]:

1. Este puede ser fácilmente programado en una computadora digital proporcionando una solución eficiente y rápida de cualquier red.
2. Los cortes están directamente relacionados con los modos de falla del sistema y por tanto se identifican las distintas formas en las que un sistema puede fallar.

Los cortes son un conjunto de componentes que, cuando fallan, provocan la falla del sistema.



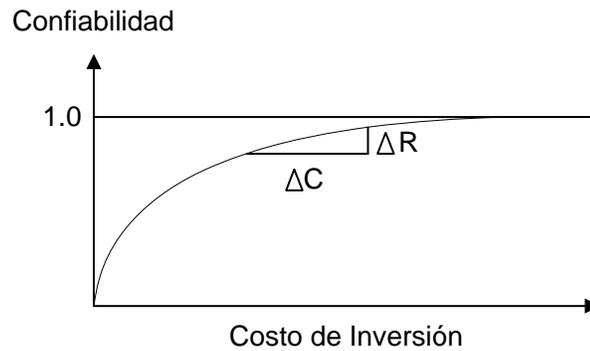
**Figura 2.16** Sistema o red tipo puente

En términos de una red de confiabilidad conocido de igual forma como diagrama lógico, la definición anterior puede ser interpretada como un grupo de componentes que deben fallar para interrumpir todas las trayectorias entre la entrada y la salida.

El mínimo subconjunto de cualquier conjunto de componentes que causan la falla del sistema es conocido como los cortes mínimos (minimal cut set). Los cortes mínimos son un conjunto de componentes del sistema que, cuando fallan, causan la falla del sistema pero cuando cualquier componente del conjunto no ha fallado, no causan la falla del sistema. Esta definición significa que todos los componentes de un corte mínimo deben estar en el estado de falla para causar la falla del sistema [9]. Los cortes mínimos del sistema mostrado en la (Figura 2.16) se muestran en la Tabla 2.1.

**Tabla 2.1** Cortes mínimos de la Figura 2.16

Número de cortes mínimos	Componentes de los cortes
1	AB
2	CD
3	AED
4	BEC



**Figura 2.17** Costo incremental de Confiabilidad

### 2.1.9.1.1 Aplicación de los cortes

Con el objeto de evaluar la confiabilidad del sistema, se deben identificar los cortes que se presenten en el diagrama lógico. De la definición de cortes mínimos es evidente que todos los componentes de cada corte deben fallar para provocar la falla del sistema. Consecuentemente, los componentes de los cortes están conectados en paralelo y la probabilidad de falla de éstos puede ser combinada usando el principio de sistemas paralelos. Adicionalmente, el sistema falla si cualquiera de los grupos de corte falla y consecuentemente cada corte está en serie con todos los otros cortes.

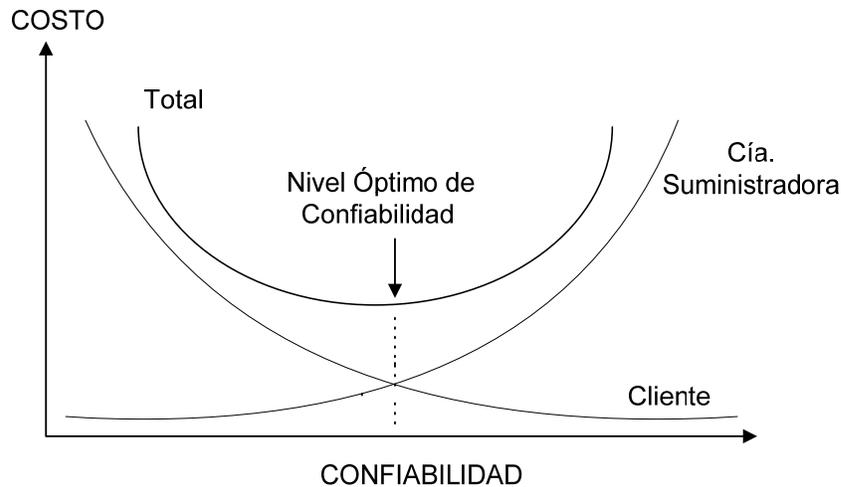
## 2.2 COSTO Y VALOR DE CONFIABILIDAD

Los niveles de confiabilidad están asociados con lo económico debido a que un incremento de la inversión lleva a un incremento en la confiabilidad o de igual manera se mantiene la confiabilidad en niveles iguales o aceptables, en la Figura 2.17 se muestra el cambio incremental de costo de confiabilidad  $\Delta R$  versus costo de inversión  $\Delta C$  necesario para alcanzar los niveles deseados de confiabilidad. Por lo anterior es importante reconocer que confiabilidad y economía deben tratarse en forma conjunta (objetivo de la tesis) para poder realizar estudios de costo-beneficio.

Los beneficios obtenidos en maximizar la confiabilidad, es que los usuarios tendrán mayor continuidad en el servicio y el suministrador de energía eléctrica al incurrir en fallas reales podrá responder de forma económica a dichos usuarios afectados, incluyendo así, valor económico a la confiabilidad, justificándose la maximización de confiabilidad a través de nuevas obras, sujeto a un costo de inversión.

Los niveles de confiabilidad dependen de lo económico porque al aumentar la inversión se alcanza un incremento de confiabilidad o de igual manera, se mantiene esta en niveles actuales o aceptables, sin embargo, esto es una sola parte del concepto de economía de confiabilidad. La consideración completa de economía de confiabilidad incluye dos aspectos “el costo de confiabilidad” y el “valor de confiabilidad”. El costo de confiabilidad se considera como la inversión necesaria para alcanzar un cierto nivel de confiabilidad, mientras que el valor de confiabilidad se considera como un beneficio monetario derivado por el proveedor y consumidor para una inversión. Sin embargo, aunque el costo de confiabilidad es relativamente fácil definir, el valor de confiabilidad es mucho más problemático de obtener debido a que algunos costos son cuantificables en términos de costos actuales, mientras que otros son subjetivos y dependen de varios factores cualitativos tales como factores de inconveniencia e irritación de algunos usuarios conectados a la red [10].

Del concepto anterior se deriva la relación mostrada de la Figura 2.18 Estas curvas muestran que generalmente al aumentar el costo de inversión, se genera una confiabilidad mayor. Por otro lado, se incrementa el costo a los consumidores, teniendo menores fallas, haciendo con esto que la confiabilidad aumente. El costo total por lo tanto es la suma de estos dos costos individuales, y el nivel óptimo de confiabilidad se deduce. Aunque el concepto de confiabilidad optima puede ser un último y digno objetivo, esto solo se puede alcanzar de manera eficiente en pasos lentos.



**Figura 2.18** Costo total de confiabilidad

La parte mas importante y complicada es la estimación del (costo de confiabilidad / valor de confiabilidad), y se asocia con deducir los costos de salida (determinado por encuestas), donde estos costos se estiman dependiendo de las diferentes clases de consumidores y de cómo impacta la duración, frecuencia y ocasión de las salidas (interrupciones) por lo que la formación de base de datos y finalmente el calculo de las variables estadísticas.

Por lo anterior es necesario establecer modelos de evaluación económica para la toma de decisiones de diferentes alternativas, para lograr un equilibrio de beneficio/costo, cumpliendo con los estándares de calidad en el suministro al más bajo costo.

Existen varios métodos para realizar la evaluación económica de los proyectos de inversión. En el siguiente capítulo se describen los fundamentos de cada uno de los principales métodos básicos de evaluación económica usados en ingeniería.

## **CAPÍTULO III**

### **EVALUACIÓN ECONÓMICA**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

La selección de un proyecto es un problema de asignación de recursos, que incluye capital, capacidad de manejo, administración entre otros recursos. En la industria eléctrica muchos proyectos son impuestos para alcanzar una demanda. Sin embargo hay muchas formas de satisfacer una demanda, como es la construcción de nuevas obras fortaleciendo la red o racionalizando la demanda, muchos proyectos son puestos por la necesidad de mejorar la calidad del suministro para alcanzar una mejor confiabilidad o un estándar de un sistema adecuado. Por mejora de eficiencia, algunos proyectos son justificados por consideraciones económicas y ambientales. Con la globalización, los fondos de inversión en la industria eléctrica serán posibles para mercados locales y globales, por eso la selección de proyectos, análisis y evaluación están teniendo mayor importancia [11]. La decisión final en cuanto a instalar un sistema de distribución recae sobre una evaluación económica.

#### **3.2 CONCEPTOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA**

En evaluación económica se manejan términos poco familiarizados, a continuación se definen algunos conceptos [12]:

##### **PROYECTO**

Es el plan que pretende dar solución al planteamiento de un problema con la finalidad de resolver una necesidad individual o colectiva. De esta manera, un proyecto se origina como respuesta a una idea que busca dar solución a un problema económico.

## **INVERSIÓN**

Este concepto se define desde la perspectiva económica y financiera:

- Inversión económica: considera que la inversión representa la formación o incremento neto de capital, es decir, es la parte del ingreso que se utiliza para obtener un producto y un ingreso futuro, toda vez que dicho ingreso se invierte en bienes económicos destinados a tareas productivas. Ejemplo: la adquisición de transformadores, equipos de medición, etc.
- Inversión financiera: considera que la inversión es la colocación en el sistema financiero de los excedentes de ingresos que no son consumidos.

## **PROYECTO DE INVERSIÓN**

Es el plan al que si se le asigna un monto de capital y se le proporcionan insumos, se obtendrá un bien o servicio, útil para la satisfacción de necesidades individuales o colectivas.

## **DECISIONES BÁSICAS DE UN PROYECTO DE INVERSIÓN**

Una decisión de un proyecto de inversión genera una serie de desembolsos y de ingresos de efectivo que al combinarse forman el flujo neto de efectivo del proyecto. Este flujo es la representación monetaria de la utilidad del proyecto, mas todas aquellas cantidades que fueron descontadas a la utilidad y que no representaron salidas de fondos o recursos (depreciación y amortización).

## **3.3 ORIGEN Y CLASIFICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN**

### **3.3.1 Origen de los Proyectos de Inversión**

Su origen parte de la existencia de necesidades (demanda) y sobre todo cuando existen necesidades insatisfechas.

### 3.3.2 Clasificación de los Proyectos de Inversión

Aunque cada estudio de un proyecto de inversión es único y distinto a todos los demás, la metodología que se aplica en cada uno de ellos tiene la particularidad de adaptarse a cualquier proyecto. La clasificación en la que se puede aplicar la metodología de la formulación y evaluación de proyectos se puede hacer desde diferentes enfoques, pero solo se mencionarán tres [13]:

- 1) Por sector de actividad económica. Se pueden clasificar en:
  - Primario: agropecuario, forestal, pesquero y minero.
  - Secundario: industrial y manufacturero.
  - Terciario: formado por todos los servicios, comercial y de transportes.
  
- 2) Por su naturaleza, se dividen en:
  - Dependientes. Consiste en dos o mas proyectos relacionados entre si y al ser aprobado uno de ellos los demás también son aprobados.
  - Independientes. Son dos o más proyectos que son analizados y pueden ser aprobados o rechazados de forma individual, sin causar problemas a los demás.
  - Mutuamente excluyentes. Se da cuando se analiza un conjunto de proyectos y al ser seleccionado alguno de ellos, los demás se eliminan automáticamente.
  
- 3) Por sus resultados, se dividen en:
  - Renovación. Su objeto es reemplazar ciertos equipos desgastados por el uso o que son obsoletos debido al avance tecnológico. No hay cambios significativos en el tamaño de la planta o la dimensión de la línea del producto.
  - Expansión. Su objetivo es cubrir el incremento de la demanda de productos existentes o nuevos. Estos proyectos implican un riesgo mayor.
  - Modernización o innovación. Su objetivo es reducir los costos actuales de producción, o mejorar los productos que ya se fabrican o lanzar al mercado nuevos productos.

- **Estratégicos.** Comprende la integración vertical de una empresa y que puede ser de uno o varios eslabones de la cadena productiva. Su finalidad es defensiva contra suministros deficientes en cantidad o calidad o por precios excesivos de los proveedores. Asimismo, estas inversiones abarcan los programas de investigación y desarrollo de nuevos procesos o de productos. Se incluye las inversiones estimadas al bienestar del personal de la empresa.

### **3.4 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD**

Está principalmente enfocado en las consideraciones de demanda (mercado), finanzas, tecnología, temporización e implantación, personal y administración, en el sector y del negocio, la aceptabilidad social y económica del proyecto.

El estudio de factibilidad del proyecto, que se divide en tres tipos de investigación, principalmente, sobre todo tratándose de proyectos de inversión en capital privados [14].

#### **1.- INVESTIGACIÓN DEL MERCADO**

- Consiste en verificar la posibilidad real de penetración del producto en el mercado, con la finalidad de asegurar las posibilidades de ingresos operativos del proyecto.

#### **2.- INVESTIGACIÓN TÉCNICA**

- Consiste en demostrar que el proyecto es viable tecnológicamente y determinar la inversión inicial, en términos de unidad monetaria.
- Consiste en definir el tamaño óptimo del sistema, la localización y la ingeniería del proyecto.

### 3.- INVESTIGACIÓN FINANCIERA

- Su objetivo principal es ordenar y sistematizar la información monetaria, y elaborar los cuadros analíticos que sirven de base para la evaluación financiera del proyecto.
- Sirve para determinar los costos, la inversión, el capital de trabajo y las fuentes de financiamiento del proyecto.

### 3.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

La tendencia de evaluación económica en el sector eléctrico, muestra la necesidad de adecuar la metodología de planificación y evaluación, a las nuevas realidades políticas y económicas.

Debido a la escasez de fondos de inversión, la evaluación económica se vuelve fundamental, ya que la decisión de invertir en un proyecto, significa de una u otra forma perder la oportunidad de invertir en una gama de opciones diferentes.

Antes de comprometerse a una inversión, es necesario un estudio de todas las consideraciones, incluyendo el desempeño financiero y económico en el futuro de un proyecto. La extensión de los detalles de dicho estudio depende del tamaño, costo y complejidad del proyecto. Un estudio que analiza estos aspectos se conoce como estudio de factibilidad, su propósito principal es explorar la solidez del proyecto.

Las evaluaciones financieras y económicas son los principales factores de un estudio de factibilidad. La evaluación financiera analizará principalmente los aspectos monetarios del proyecto y sus remuneraciones y rentabilidad financiera para los inversionistas. La evaluación económica va más allá de esto e intentará relacionar el proyecto con la economía nacional: sus implicaciones económicas, sociales y ambientales.

Los proyectos que se analizan, como la construcción de una red de distribución, demanda un estudio completo que además de las consideraciones financieras y de ingeniería, investigue los impactos económicos, sociales y ambientales que emanan de emprender el proyecto desde el punto de vista económico. Tal estudio es “la evaluación económica”.

Es más difícil y elaborado realizar una evaluación económica que un estudio de evaluación financiera. Mientras un estudio financiero puede normalmente ser emprendido por analistas financieros e ingenieros, un estudio de evaluación económica demanda que se involucren disciplinas económicas, ambientales, y un análisis que está más allá de los ingenieros, contadores y analistas financieros.

La industria eléctrica es altamente intensiva en capital. Las decisiones como la de construir una central eléctrica, involucra inversiones de cientos de millones de dólares, debido a que intervienen diseñadores, ingenieros, arquitectos, economistas, analistas financieros y ambientalistas, e investigar muchas consideraciones que pueden parecer no estar relacionadas con el proyecto. Las técnicas de la evaluación económica de proyectos son de más importancia debido a los aspectos ambientales.

La mayoría de las decisiones de inversión cotidianas en la industria eléctrica involucran seleccionar la solución de menor costo y la temporización de los proyectos. La solución de menor costo incluye la consideración de todas las alternativas reales capaces de satisfacer los objetivos del proyecto y el costo de estas alternativas.

La evaluación económica de proyectos se sustenta precisamente en el concepto de valor del dinero a través del tiempo, cabe mencionar que esto es válido aún cuando no existiera inflación, un proyecto de inversión puede representarse a través de flujos de efectivo que muestran la serie de reembolso o costos requeridos, así como los ingresos o beneficios generados en cada periodo o año de su vida útil.

### 3.5.1 Rentabilidad

Este termino es muy usado para reflejar la conveniencia de llevar a cabo una inversión, si es rentable es aceptable y viceversa, tanto en proyectos con fines de lucro, como en proyectos con fines sociales. Por rentabilidad entendemos: el cambio porcentual entre la riqueza inicial (cantidad de dinero disponible a la empresa al inicio del proyecto) y la riqueza final (cantidad de dinero disponible a la empresa al término de la vida económica del proyecto).

Sin embargo, la definición de rentabilidad, se relaciona con dos grandes componentes que son las utilidades o beneficios y las inversiones mismas o costos establecidos.

La rentabilidad se entiende como la búsqueda y obtención de máximas utilidades con respecto a un volumen de inversión dado. La maximización de esta relación aumenta la rentabilidad con respecto al parámetro fijado, esto es, muchos beneficios con pocos desembolsos. La minimización de dicha relación disminuye la rentabilidad. Las utilidades o beneficios pueden ser de tipo eco-financiero y/o eco-social y el parámetro de comparación generalmente es un costo de oportunidades.

Así, para que las inversiones resulten rentables deben aumentar los ingresos y/o reducir costos y deben estar protegidas con respecto a la inflación, obteniendo beneficios por encima de estos y en forma rápida, por lo que también siempre esta aparejado un riesgo.

La rentabilidad se expresa como una tasa de rendimiento generalmente anual, la cual revela las unidades monetarias obtenidas por los desembolsos iniciales. La tasa de rendimiento es equivalente a una tasa de interés, normalmente conocida como Tasa de Rendimiento Mínima Atractiva (TREMA).

Teóricamente existen tasas de rendimiento libres de riesgo, esto es, las que ofrece el mercado de dinero a través de los bancos con un rendimiento fijo, lo único que se tiene que hacer es comprar certificados, bonos o pagares y esperar a que transcurra el tiempo para poder obtener un rendimiento por el capital depositado. Se dice que no hay riesgo, sin embargo frente a condiciones de inestabilidad económica se presentan dos grandes riesgos, devaluación y la inflación, por lo que invertir en estas condiciones en los instrumentos bancarios mencionados tiene un gran riesgo que muchos analistas e inversionistas no valoran bien para tomar decisiones.

Suponiendo que existan condiciones de estabilidad económica, entonces la TREMA, tasa de rendimiento esperada de cualquier inversionista que decida realizar una empresa será:

$$\text{TREMA} = i + x_p \quad (3.1)$$

Donde:

$i$  = es la tasa que otorgaría el banco libre de riesgos.

$x_p$  = riesgo; serían los puntos adicionales que el inversionista desea ganar por arriesgar el dinero en un proyecto fuera del banco, que van de 1 a 10 puntos dependiendo del nivel de riesgo o las ganancias que se deseen obtener.

### 3.6 EL VALOR DEL DINERO A TRAVÉS DEL TIEMPO

Debido a que el dinero puede ganar un cierto interés cuando se invierte durante un cierto periodo, usualmente un año, es muy importante reconocer que un peso que se reciba en el futuro tendrá un valor menor que un peso que se tenga actualmente. Es exactamente esta relación entre el “interés” y el “tiempo”, lo que conduce al concepto de valor del dinero a través del tiempo.

Por lo tanto, el valor del dinero a través del tiempo significa que cantidades iguales de dinero no tienen el mismo valor si se encuentran en puntos diferentes en el tiempo, y si la tasa de interés es mayor que cero.

La cantidad total en porcentaje sacada de estos dos puntos, es precisamente la tasa de interés  $i$  que se le da al dinero para que valga en términos reales ya sea en el futuro o presente.

Todo lo anterior es importante ya que la evaluación económica de proyectos se sustenta precisamente en el concepto del valor del dinero a través del tiempo. Cabe destacar que esto es válido aun cuando no existiera inflación. Para el análisis económico que se realiza en esta tesis no se considera la inflación, solo se considera la tasa de interés.

### **3.7 TIPOS DE INTERESES Y TASAS DE DESCUENTO PARA EVALUAR EL PROYECTO DE INVERSIÓN**

Una de las variables que más influyen en el resultado de la inflación de un proyecto es la tasa de descuento empleada en la actualización de los Flujos Netos de Efectivo (FNE) generados por el proyecto. Es decir, el hecho de utilizar una tasa de descuento inapropiada en la evaluación de un proyecto puede conducir a resultados equivocados, aun cuando las demás variables se hayan proyectado adecuadamente. Definimos la tasa de descuento (proceso de descuento) como la tasa de interés que se usa para encontrar el valor presente de una serie de entradas futuras de efectivo generadas por un proyecto. La importancia de este tema radica en que constituye la interconexión de las dos decisiones financieras básicas de un proyecto de inversión, ya que determina el costo del financiamiento (capital propio o ajeno) y es el elemento racional que permite aceptar o rechazar alguna propuesta de inversión (decisión de inversión).

El interés puede ser simple o compuesto. La diferencia fundamental entre ambos, radica en que el interés compuesto esta retribuyendo un interés sobre el capital y el interés generado anteriormente. Cuando se usa el interés simple, los intereses son únicamente en función del monto inicial, el número de periodos y la tasa de interés.

**Interés simple:** Es el interés  $i_p$ , generalmente que se carga al final del periodo  $n$  por el monto de dinero prestado  $P$  y que no gana interés en el período o períodos subsiguientes.

$$i = P \cdot i_p \cdot n \quad (3.2)$$

ó

$$F = P + P \cdot i_p \cdot n \quad (3.3)$$

**Ejemplo:** Se prestan \$1,000 pesos para pagarlos en dos años. Se desea conocer cuando deberá pagar la persona al final del periodo  $F$  si la tasa simple que se la esta cobrando es del 10%.

$$F = P + P \cdot i_p \cdot n = 1,000 + (1,000 \times 0.10 \times 2) = \$1,200$$

Intereses que se deberán pagar al final del periodo = \$ 200.00

**Interés compuesto:** Es el interés devengado  $i_p$  por el capital al final de un periodo  $n$  y que devenga interés en el periodo o períodos subsiguientes.

$$i = P (1 + i_p)^n \quad (3.4)$$

ó

$$F = P(1 + i_p)^n \quad (3.5)$$

**Ejemplo:** se prestan \$1,000 pesos a una persona para pagarlos a dos años. Se desea conocer cuanto deberá pagar la persona al final del periodo  $F$  si la tasa compuesta que se le esta cobrando es del 10% anual.

$$F = P (1 + i_p)^n = 1,000(1 + 0.10)^2 = \$1,210.00$$

Intereses que se deberán pagar al final el periodo = \$210.00

**Tasa de interés nominal  $i_n$ .** Tasa de interés que normalmente utilizan entes diferentes a las instituciones bancarias o financieras (personas, tiendas, entre otras) expresada en un número de periodo por año, mensual, bimestral, trimestral, etc.

**Tasa de interés efectivo  $i_e$ .** Tasa de interés que normalmente utilizan las instituciones bancarias o financieras, normalmente expresadas en periodos anuales.

### 3.8 FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA

La decisión dependerá fundamentalmente del resultado que arroje la rentabilidad económica del proyecto Tasa Interna de Rendimiento Económico (TIRE).

Si dicha TIRE es mayor que el costo efectivo de capital, entonces les debe rechazar el apalancamiento. Este detalle nunca deberá ser pasado por alto ya que es la esencia del análisis financiero para el otorgamiento y la obtención de un crédito.

#### 3.8.1 Métodos de Evaluación Económica de Proyectos

Existen varios métodos para realizar la evaluación económica de proyectos de inversión, ya sea Valor Presente Neto (**VPN**), Tasa Interna de Retorno (**TIR**), o Relación Costo-Beneficio (**RCB**), donde básicamente todos tienen una constante, que es la utilización del principal concepto de una evaluación económica, que es el valor del dinero a través del tiempo, aunque existan otros métodos que no lo representen, como el caso del método del período simple de recuperación de la inversión. A continuación se darán de forma resumida los principales fundamentos de cada uno de los métodos, así como el método principal de la tesis que es el de la TIR que es el método más empleado en los proyectos de inversión [15].

### 3.8.2 Método del Valor Presente Neto (VPN)

Este método consiste en transformar todos los gastos y beneficios de un proyecto de inversión, vía tasa de actualización o TREMA, a un determinado año de referencia. La diferencia entre el VPN de los costos y el VPN de los beneficios, es precisamente lo que determina la rentabilidad del proyecto. Es decir, si la diferencia resulta positiva, significa que los beneficios puestos al VPN a un año de referencia son mayores a los costos que ocasiona el funcionamiento del proyecto, lo que significa que el proyecto es rentable, o que los beneficios que se desean obtener por invertir el dinero en el proyecto son los esperados de acuerdo a la tasa TREMA establecida al inicio.

$$VPN = -I_0 + \frac{P((1+i)^n - 1)}{i(1+i)^n} \quad (3.6)$$

ó

$$VPN = -I_0 + \sum_{n=0}^n \frac{P}{(1+i)^n} \quad (3.7)$$

Donde:

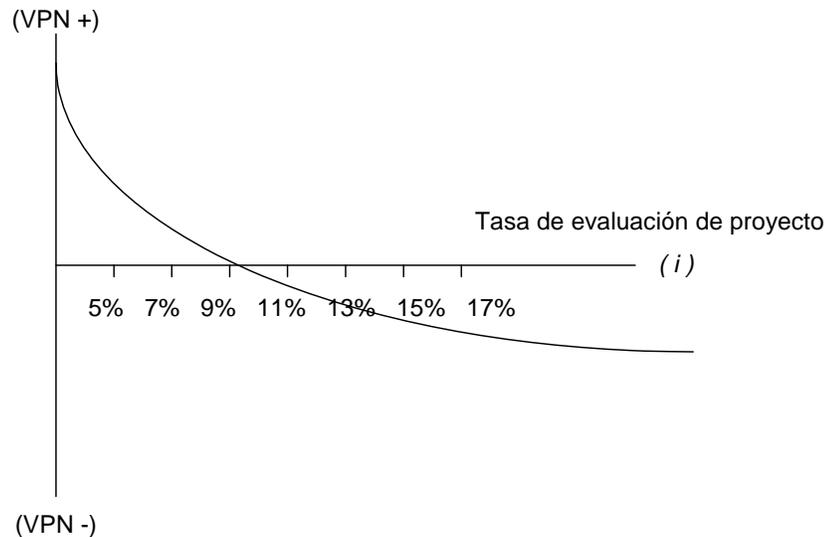
$-I_0$  = Inversión Inicial

$P$  = Flujo de efectivo (ingresos)

$i$  = Tasa de interés

$n$  = Número de años

Cuando los flujos de efectivo son una anualidad, se puede resolver por medio del valor presente de una anualidad que se expresa en la ecuación 3.6, y cuando los flujos de efectivo son mixtos será necesario resolverlo con la sumatoria de los flujos de efectivo como se expresa en la ecuación 3.7



**FIGURA 3.1** Comportamiento del VPN variando la tasa.

El VPN tiene ciertas características que lo hacen adecuado como base de comparación, tales como:

- Considera el valor del dinero en el tiempo de acuerdo al valor de “ $i$ ” escogido.
- Sitúa el valor equivalente de cualquier flujo de efectivo en un punto particular en el tiempo  $t=0$ .
- Cualquiera que sea la sucesión de ingresos y egresos del flujo de fondos el VPN será único para un valor dado de “ $i$ ”.

Para proyectos típicos caracterizados porque demandan desembolsos en su etapa inicial y generan ingresos en lo sucesivo, el VPN para diferentes valores de “ $i$ ” se comporta como aparece en la Figura 3.1, aunque para otro tipo de flujos cabe la posibilidad de tener comportamientos diferentes.

De la Figura 3.1 se observa que el VPN de un proyecto decrece conforme se utilizan tasas de descuento cada vez mayor, debido a que requieren más beneficios y por tanto es cada vez más difícil obtenerlos.

### 3.8.3 Método de la Tasa Interna de Rendimiento (TIR)

La Tasa Interna de Rendimiento (TIR) es un método que proporciona otra medida de la rentabilidad de un proyecto.

La tasa interna de rendimiento de un negocio o proyecto equivale a la *tasa de interés* que dicho proyecto le va a dar a la empresa que invirtió ahí su dinero.

La Tasa Interna de Rendimiento es la tasa de interés que hace que el valor presente del flujo de efectivo operativo neto sea igual al valor presente de la inversión neta.

La TIR, es un índice de rentabilidad ampliamente aceptada que reduce a cero el VPN de una serie de ingresos o egresos [13]. En términos económicos representa el porcentaje o tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, en forma tal que al final de de la vida del proyecto el saldo no recuperado es igual a cero.

$$\text{TIR} = i \quad \text{que hace el} \quad \text{VPN} = -I_0 + \sum_{n=0}^n \frac{P}{(1+i)^n} = 0 \quad (3.8)$$

ó

$$\text{TIR} = -I_0 + \frac{P((1+i)^n - 1)}{i(1+i)^n} = 0 \quad (3.9)$$

### 3.8.4 Método de la Relación Beneficio Costo (RBC)

Este método consiste en dividir el VPN de los beneficios o ingresos de un proyecto, entre el VPN de los costos o egresos del mismo (en valor absoluto). El criterio de decisiones es emprender el proyecto cuando la relación beneficio / costo sea mayor que uno, ya que esto indica que el VPN de los beneficios es mayor al de los costos.

$$RBC = \frac{VPN_{\text{BENEFICIOS}}}{VPN_{\text{COSTOS}}} \quad (3.10)$$

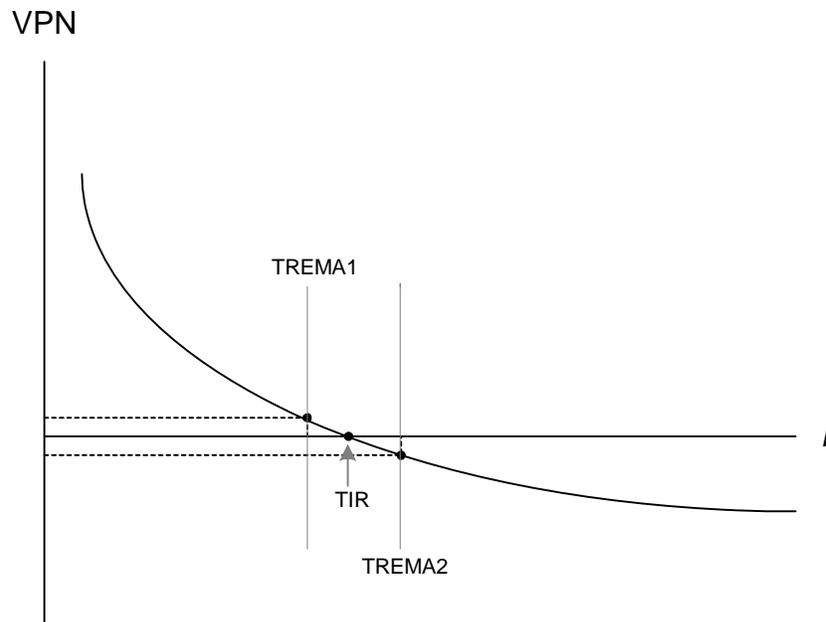
Cabe notar que cuando la RBC es igual a uno, el VPN y la anualidad equivalente son cero, en tanto la TIR es igual a TREMA, lo cual indica que el proyecto es rentable, pero se encuentra en su límite.

### 3.9 EVALUACIÓN DE UN PROYECTO INDIVIDUAL

Con el método de la TIR, es necesario calcular la tasa de interés  $i$  que satisface cualquiera de las ecuaciones 3.8 y 3.9; compararla con la TREMA. Cuando  $i$ , sea mayor que TREMA, conviene que el proyecto sea emprendido.

El método de la TIR y los diferentes métodos de evaluación, son equivalentes es decir, que para un mismo proyecto, con cada uno de estos métodos se llegaría a la misma decisión [14]. Lo anterior puede ser comprendido si se observa la Figura 3.2. Se puede comparar la equivalencia del método de la TIR y el método del VPN.

Por ejemplo, en dicha figura se puede apreciar que si  $i$  es mayor que la TREMA, entonces el VPN (TREMA 1) es mayor que cero. Por el contrario, si  $i$  es menor que TREMA, entonces el VPN (TREMA 2), es menor que cero. Por consiguiente, es obvio que con ambos métodos se llegaría a la misma decisión de aceptar o rechazar el proyecto [15].



**Figura 3.2** Valor presente neto y su relación con el método de la TIR

Debido a esto, en esta tesis se utilizan ambos métodos ya que un resultado lleva a otro y se demuestra que el proyecto es realmente aceptable o viceversa, con el método de RBC, evaluándose de forma individual.

### 3.9.1 Evaluación de Proyectos Mutuamente Exclusivos

En la evaluación de proyectos mutuamente exclusivos por método de la TIR, existen dos principios que se deben de tomar en cuenta. Estos principios son:

- Cada incremento de inversión debe ser justificado, es decir, la alternativa de mayor inversión será la mejor, siempre y cuando la TIR del incremento en la inversión sea mayor que la TREMA.
- Solamente se puede comparar una alternativa de mayor inversión con una de menor inversión, si esta ya ha sido justificada.

El criterio de selección al utilizar este método, es escoger el proyecto de mayor inversión para el cual todos los incrementos de inversión fueron justificados [15].

Debe notarse que cuando el método de la TIR es utilizado, seleccionar el proyecto de mayor TIR, podría conducir a condiciones que no son del todo óptimas.

La aplicación del criterio de decisión que se recomienda utilizar con el método de la TIR, implica determinar la TIR del incremento de inversión. Esta tasa de rendimiento puede ser encontrada por cualquiera de las siguientes alternativas:

- Encontrar la tasa de interés para la cual los valores anuales equivalentes de las dos alternativas son iguales.
- Encontrar la tasa de interés para la cual los valores presentes de las dos alternativas son iguales.
- Encontrar la tasa de interés para la cual el valor presente del flujo de efectivo neto de la diferencia entre las dos alternativas es igual a cero.

### **3.9.2 Proyectos sin Tasas de Rendimiento**

Se debe de reconocer que existen algunos proyectos para los cuales no existe la TIR. El ejemplo común de esta situación se presenta en los casos en que el flujo efectivo esta formado en su totalidad, ya sea por ingresos o egresos.

Generalmente, los casos más comunes de este tipo son los proyectos para los cuales se conocen solamente los egresos. Para este caso, no es posible determinar la TIR de cada proyecto en forma individual [15].

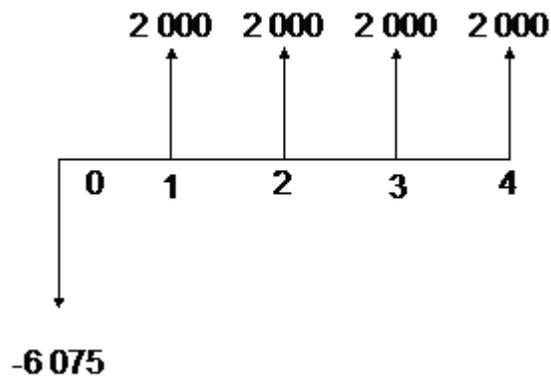


Figura 3.3 Representación del flujo de efectivo del proyecto

### 3.9.3 Proyectos con una Sola Tasa de Rendimiento

Es deseable y fácil analizar las propuestas con una sola TIR, pero para tal caso es necesario conocer las condiciones que se tienen que cumplir para que se garantice la existencia de una sola TIR. Se puede decir por norma general, que toda propuesta de inversión cuyos desembolsos ocurran en los primeros periodos de su vida, y los ingresos en los periodos posteriores, y además se cumpla que la suma absoluta de los ingresos sea mayor que la suma absoluta de los egresos, tendrá una función de valor presente similar a la presentada en la Figura 3.3, es decir, la propuesta tendría una sola tasa de rendimiento.

### 3.9.4 Proyectos con Múltiples Tasas de Rendimiento

La mayoría de las propuestas de inversión que son analizadas en una empresa, consisten de un desembolso inicial, o una serie de desembolsos iniciales, seguidos por una serie de ingresos positivos. Para estas situaciones, la existencia de una sola tasa de rendimiento facilita grandemente el procedimiento de toma de decisiones. Sin embargo, no todas las propuestas generan flujos de efectivo de este tipo. Para algunas propuestas, los reembolsos requeridos no están restringidos a los primeros periodos de vida de la inversión.

Por consiguiente, es posible que en los flujos de efectivo netos existan varios cambios de signo. Para estos casos, es posible que la propuesta presente el fenómeno de tasas múltiples de rendimiento.

### **3.10 EFECTOS DE LA INFLACIÓN EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN**

Uno de los aspectos importantes que no debe olvidarse en la evaluación de proyectos y que afecta significativamente las decisiones de inversión es el cambio generalizado de los precios en una economía (inflación), esto ha llevado a modificar los procedimientos de evaluación de los presupuestos de capital. Este impacto se refleja en la disminución de poder de compra de la unidad monetaria, el cual provoca que los flujos de efectivos esperados reales y nominales sean de efectos diferentes. Así mismo, al no considerar las expectativas de la inflación de los flujos pronosticados de un proyecto, entonces los resultados del VPN y la TIR o cualquier otro método de evaluación de proyectos utilizado será incorrecto, ya que mostrara un sesgo descendente pues el denominador, por ejemplo de la formula del VPN, aumentara porque la inflación esperada queda automáticamente incorporada en los costos de capital y si los flujos de efectivo del numerador no aumentan, por no reflejar la inflación esperada en los precios de venta, el resultado mostrara un VPN distinto.

### **3.11 APLICACIÓN DEL ANÁLISIS ECONÓMICO**

**Ejemplo:** La sustitución de un equipo eléctrico, en un proyecto costará \$ 6075.00 pesos y la tasa de interés mínima deseada es del 10%, este equipo incrementara la eficiencia del sistema y generará un ahorro de efectivo de \$ 2000.00 pesos anual, considerando el estudio para un periodo de 4 años.

Se desea conocer cual es el valor de la tasa interna de retorno (TIR), así como ver si es recomendable llevar acabo el proyecto.

Como primer paso se obtiene el VPN:

$$VPN = - 6\ 075.0 + \frac{2000((1+0.1)^4 - 1)}{0.1(1+0.1)^4} = 264.73$$

El resultado que se obtiene es positivo por lo tanto el proyecto es rentable. La TIR esta definida como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente, por lo tanto para realizar el cálculo se debe ir cambiando el valor de la tasa de interés, tomando como punto de origen la tasa de interés (10%) hasta que el VPN sea igual que cero.

Al ir variando la tasa de interés en la ecuación anterior, se encuentra que la TIR es igual 12%, debido a que es la tasa que hace cero al VPN:

$$TIR = - 6\ 075.0 + \frac{2000((1+0.12)^4 - 1)}{0.11138(1+0.12)^4} \approx 0$$

También se puede comprobar que el proyecto es rentable con el método RBC:

$$RBC = \frac{6339.73}{6075} = 1.0435$$

Se observa que el resultado es mayor que la unidad por lo tanto el proyecto es rentable.

Los valores obtenidos fueron desarrollados detalladamente de forma manual, en la tabla siguiente se muestran los resultados obtenidos de un programa que fue desarrollado en Excel, en la cual se introduce la inversión inicial, los ingresos anuales y la tasa de interés, obteniendo los siguientes valores que son similares a los obtenidos anteriormente.

<b>VPN = \$264.73</b>
<b>TIR = 12%</b>
<b>RBC = \$1.04</b>

Una vez que se ha determinado correctamente los flujos de efectivo del proyecto, se necesita aplicar algún método para relacionar estos flujos y determinar si el proyecto es rentable y, de ser así, ver qué tanto lo es.

El mejor método para evaluar los flujos de efectivo del negocio o proyecto es el del VPN.

Sin embargo, puede ser conveniente complementar dicha evaluación con el método de la Tasa Interna de Rendimiento. Estos métodos utilizan el concepto del valor del dinero en el tiempo.

En este capítulo se vieron conceptos básicos que se utilizan para evaluar la rentabilidad de proyectos, lo que permite elegir de entre dos o más opciones al proyecto más rentable. En el siguiente capítulo se describen detalladamente los grafos modeladores aplicados a redes de distribución radiales.

## CAPÍTULO IV

# DESCRIPCIÓN DEL MODELO PARA ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD

### 4.1 MODELADO DE LA RED

El modelado de la red es sencillo y consta de dos fases: la creación del grafo modelador y la asignación de parámetros de confiabilidad de las componentes de la red a los elementos del grafo.

#### 4.1.1 Asignación de los Componentes de la Red al Grafo

En base a la terminología de redes se establecen los nombres para representar los componentes de las redes de distribución en el grafo modelador. Los componentes son descritos de la siguiente manera [8]:

- La fuente es la que suministra la energía a la red eléctrica o a la red que se desea analizar. En el diagrama unifilar la fuente se representa con el nombre de FUENTE seguida de una flecha como se muestra:



- Esta fuente se representa en el grafo por un NODO FUENTE como se indica en la siguiente figura:



- El punto de carga es donde se consume la energía. En el diagrama unifilar se representa por un bus llamado CARGA como se muestra:

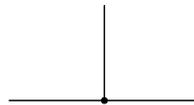


Este punto de carga se representa en el grafo por un NODO POZO O NODO DESTINO mediante un círculo lleno negro como se indica en la siguiente figura:

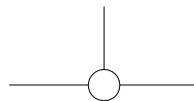


- NODOS INTERMEDIOS.- Estos se dividen en:

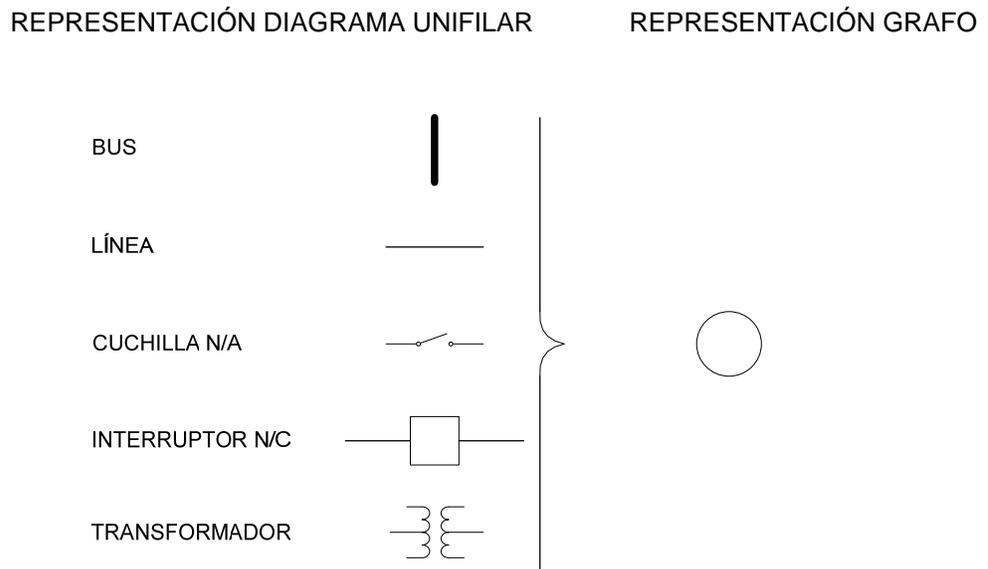
A) PUNTO DE UNIÓN.- El punto de unión en el diagrama unifilar es la unión de varias líneas como se muestra:



El punto de unión se representa en el grafo por un NODO FICTICIO. Este nodo sirve de conexión entre otros componentes de la red (alimentadores principales y laterales) cuyo modelado depende de las características de conectividad de la red. Estos nodos ficticios no se toman en cuenta para ningún evento de falla. La representación de los nodos ficticios en el grafo es mediante un círculo en blanco pequeño como se indica en la siguiente figura:

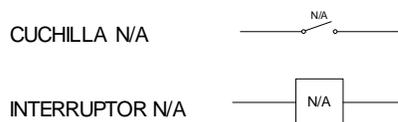


B) COMPONENTES DE LA RED.- Los componentes en el diagrama unifilar tales como buses, líneas, interruptores normalmente cerrados (N/C), cuchillas, transformadores (que sirven solamente de interconexión y que no son puntos de carga), etc., son representados en el grafo mediante un círculo en blanco como se indica en la siguiente figura:



La diferencia entre un componente y un nodo ficticio es que el nodo ficticio no representa ningún evento de falla y la componente si.

C) COMPONENTES NORMALMENTE ABIERTOS.- Los componentes normalmente abiertos (N/A), como interruptores y cuchillas, se representan en el diagrama unifilar como se muestra:



La representación en el grafo de los componentes anteriores es mediante un círculo en blanco con una diagonal y las letras N/A como se indica en la siguiente figura:



ARISTAS.- Las aristas únicamente sirven de interconexión entre los nodos del grafo y como transportadoras de flujo de energía entre los nodos.

#### **4.1.2 Creación del Grafo Modelador**

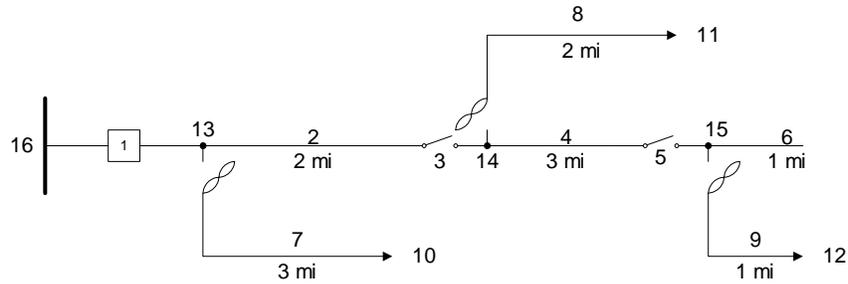
La creación del grafo modelador consiste en hacer la interconexión de todos los componentes mencionados anteriormente.

El modelado de redes es flexible, por lo que el ingeniero en planeación puede hacer los cambios necesarios en el grafo modelador, agregando, cambiando o quitando componentes para verificar si con esto favorece la confiabilidad total de la subestación en estudio.

## **4.2 EJEMPLOS DE MODELADO DE REDES ELÉCTRICAS**

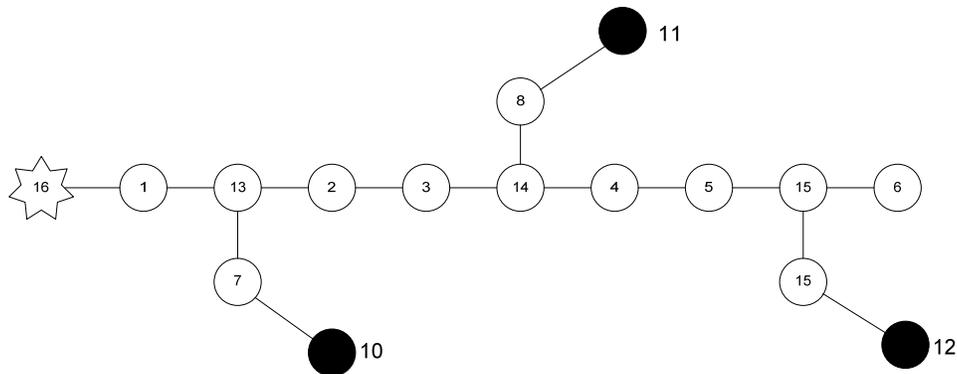
Para mostrar la flexibilidad del grafo modelador se presentan diferentes modelos de redes.

El primer ejemplo es el diagrama unifilar de una red radial Figura 4.1a, alimentada por una fuente (16), que tiene tres líneas principales (2, 4 y 6), tres líneas laterales (7, 8 y 9), dos cuchillas desconectadoras normalmente cerradas (3 y 5), un interruptor general normalmente cerrado (1) y tres puntos de carga (10, 11 y 12).



**Figura 4.1a** Red de distribución radial

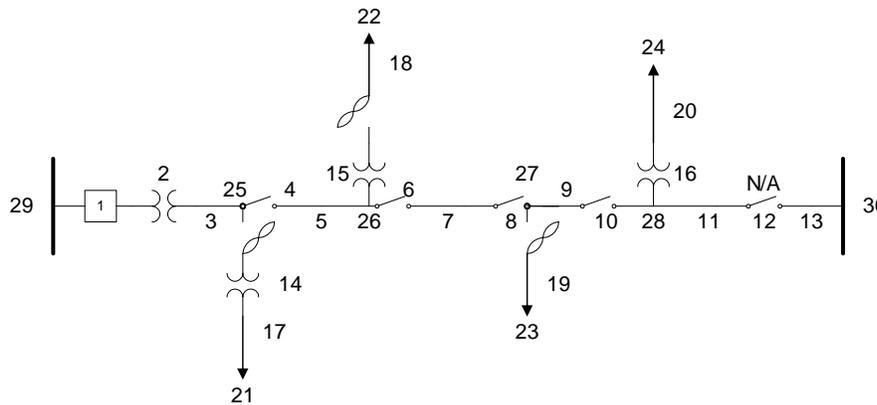
La creación del grafo modelador se lleva a cabo conectando todos los componentes asignados en la misma forma que se encuentran en el diagrama unifilar de la red. Como se muestra en la Figura 4.1b:



**Figura 4.1b** Grafo asociado

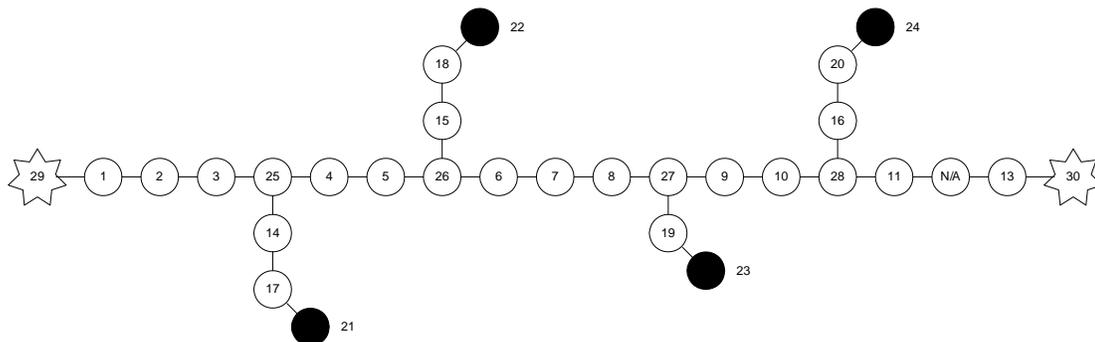
Como se observa, los números asociados al grafo son idénticos a los del diagrama unifilar de la figura 4.1a. Los nodos 13,14 y 15 (Figura 4.1b) representan puntos de unión con otros componentes y se especifican como nodos ficticios.

En el siguiente ejemplo, la Figura 4.2a muestra una sección de alimentador principal que consta dos fuentes suministradoras una normalmente cerrada y otra como fuente alternativa (N/A) y cuatro puntos de carga (21, 22, 23 Y 24), estos a su vez podrían ser un sistema radial como el ejemplo 4.1a.



**Figura 4.2a** Red radial principal

Para la creación del grafo modelador se lleva a cabo el mismo procedimiento del ejemplo anterior, cada uno de los componentes de la red están conectados al grafo.



**Figura 4.2b** Grafo asociado a la figura 4.2a

### 4.3 ASIGNACIÓN DE PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO A LOS ELEMENTOS DEL GRAFO

La asignación de parámetros consiste en dar a cada elemento del grafo los parámetros estadísticos de confiabilidad de la red de distribución radial de cada componente representado y son los siguientes [8,16]:

$\lambda_i$  = Tasa de falla promedio del nodo  $i$  en fallas/millas ó kilómetros/año. Ya sea para líneas principales o laterales.

$r_i$  = Tiempo promedio de reparación del nodo  $i$  en horas. Ya sea para líneas principales o laterales.

$S_i$  = Tiempo promedio de seccionalización de apertura y cierre de cuchillas (N/C) del nodo  $i$ .

$S'_i$  = Tiempo promedio de apertura y cierre de cuchillas (N/A) del suministro alternativo del nodo  $i$ .

$D_i$  = Demanda promedio al nodo  $i$  en MW al nodo de carga de la red de distribución radial.

$USU_i$  = Número de usuarios conectados al nodo  $i$  al nodo de carga de la red de distribución radial.

Con este modelado, se puede representar cualquier red eléctrica, para después deducir los cortes mínimos que causan la salida del o los nodo(s) pozo del grafo. Estos cortes se deducen en el siguiente capítulo que servirán para calcular la confiabilidad de la red de distribución radial.

## **CAPÍTULO V**

### **ALGORITMO PARA EVALUAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD Y RENTABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN RADIAL**

Con base al modelo descrito en el capítulo anterior, así como la asignación de parámetros de confiabilidad a cada uno de los componentes de una red de distribución radial al grafo modelador se realiza el algoritmo. El cual consiste en los pasos siguientes:

Paso 1.- Creación del grafo modelador y asignación de parámetros de confiabilidad de cada componente de la red de distribución radial a los elementos del grafo, (Ver Capítulo IV).

Paso 2.- Formación de trayectorias mínimas de todos los nodos fuente a todos los nodos de carga.

Paso 3.- Deducción de cortes mínimos de primer orden a todos los nodos de carga.

Paso 4.- Cálculo de índices de confiabilidad para cada nodo de carga y para el sistema (red de distribución radial).

Paso 5.- Cálculo de los índices de rentabilidad con cada uno de los métodos de evaluación económica.

Paso 6.- Análisis de resultados, (Ver Capítulo VI).

## 5.1 FORMACIÓN DE TRAYECTORIAS MÍNIMAS

El procedimiento para la obtención de trayectorias en este algoritmo se lleva a cabo tomando uno por uno cada nodo pozo con el siguiente procedimiento [8, 17]:

Paso 1.- Determinación del árbol de trayectorias.

Paso 2.- Formación de trayectorias.

Paso 3.- Minimización de trayectorias.

### 5.1.1 Determinación del Árbol

Un árbol debe mostrar todos los nodos intermedios. El procedimiento para determinar el árbol es como sigue:

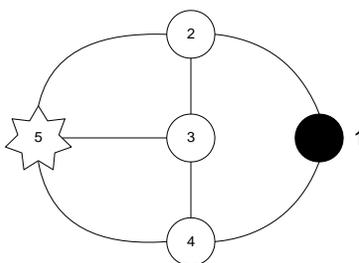
1. Situar el nodo pozo en análisis en la punta del árbol (nivel 1).
2. Situar los nodos conectados al nodo pozo en el siguiente nivel del árbol (nivel 2)
3. Para cada nodo en cada nivel que no sea el nodo pozo:
  - 3.1 Situar los nuevos nodos conectados a cada nodo de ese nivel en el siguiente nivel.
  - 3.2 Para cada nuevo nodo conectado en cada nodo revisar:
    - 3.2.1 Si el nuevo nodo conectado es un nodo ya situado sobre la trayectoria desde el nodo pozo hasta el presente nodo, si es así, el nuevo nodo no se sitúa en el siguiente nivel debido a una repetición local y se regresa al paso 3.2 continuándose con una nueva conexión a otro nuevo nodo.
    - 3.2.2 Si el nuevo nodo conectado es el mismo en otra trayectoria ya trazada desde el nodo pozo al presente nodo, se coloca en el siguiente nivel y se encierra con un círculo para indicar que hay una repetición global.
    - 3.2.3 Regresar al paso 3.2 para conectar el siguiente nuevo nodo al presente nodo.

3.2.4 Si no hay más nuevos nodos conectados para el presente nodo repetir el paso 3 para el siguiente nodo en el presente nivel.

4. Si no hay mas nodos en el presente nivel, repetir el paso 3 para los nodos del siguiente nivel.

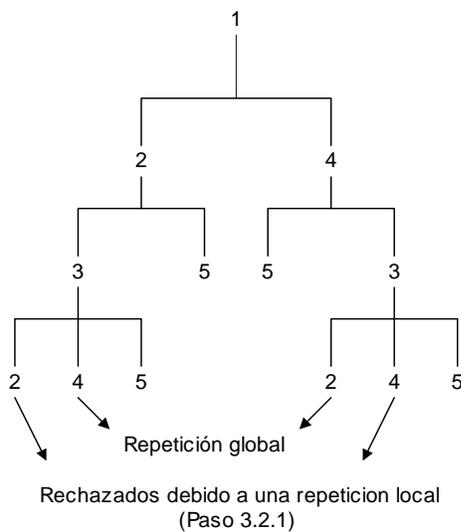
5. Repetir el paso 4 hasta que todos los nodos en el último nivel sean un nodo fuente o un nodo encerrado por un circulo (repetición global).

Ejemplo: Para ilustrar el procedimiento dado anteriormente, considere el grafo mostrado en la Figura 5.1.



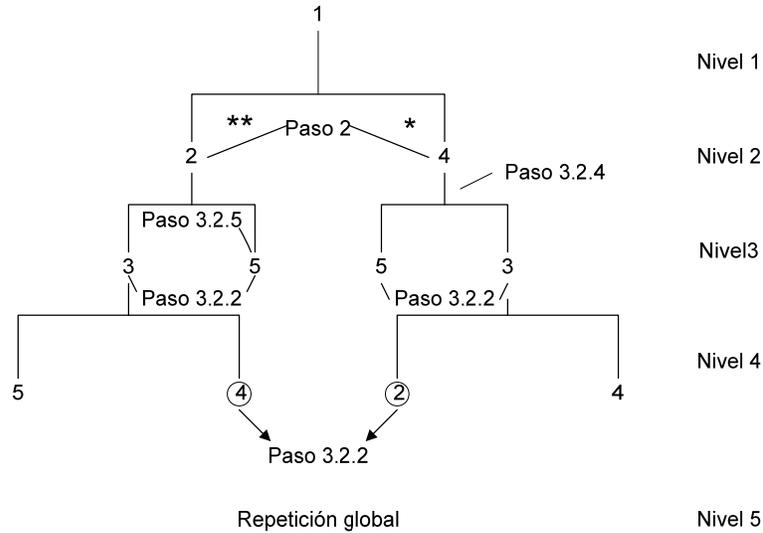
**Figura 5.1** Grafo usado para ilustrar el árbol de trayectorias

La siguiente figura es el árbol del grafo de la Figura 5.1, el cual muestra todos los nodos conectados.



**Figura 5.2** Estructura de árbol para el grafo de la Figura 5.1 para ilustrar la repetición local y global como se explica en los pasos 3.2.1 y 3.2.2.

El árbol se deduce de la estructura del árbol de la Figura 5.2 usando el procedimiento del paso 3 como sigue:



**Figura 5.3** Árbol para el Grafo de la Figura 5.1

\* 1-2-3-(4)-5 trayectorias

\* \* 1-4-3-(2)-5 formadas por repetición global

Las trayectorias formadas a partir del árbol de la Figura 5.3 son:

1-2-3-(4) -3-2- etc. (esta no es una trayectoria debido a que el nodo 3 se repite, el cual forma un ciclo).

1-2-3-(4)-5

1-2-3-5

1-2-5

1-4-3-(2)-3-(4)- etc. (esta no es una trayectoria)

1-4-3-(2)-5

1-4-3-5

1-4-5

De la lista anterior se eliminan todas aquéllas trayectorias que contengan ciclos, es decir nodos repetidos, las cuales quedan:

1-2-3-(4)-5	1-2-3-5
1-2-5	1-4-3-(2)-5
1-4-3-5	1-4-5

### 5.1.2 Obtención de Trayectorias Mínimas

A partir de las trayectorias formadas en el punto anterior se obtienen las trayectorias mínimas para el nodo pozo en análisis de la siguiente manera:

Las trayectorias mínimas cumplen las siguientes condiciones:

- 1.- No tienen nodos encerrados en un círculo debido a una repetición global.
- 2.- No tienen subconjuntos.

El algoritmo para obtener las trayectorias mínimas a partir de las trayectorias formadas con el árbol es el siguiente:

1. Buscar los nodos fuente en cada nivel del árbol comenzando desde el nivel más abajo.
2. Obtener las trayectorias para el nodo pozo en análisis desde cada nodo fuente (último nivel del árbol) hasta el nodo pozo (nivel 1).
3. Eliminar las trayectorias obtenidas si cualquier nodo de esta trayectoria en análisis tiene un nodo fuente conectado directamente a ella.

(Del ejemplo anterior, la trayectoria 1-2-3-5 no es una trayectoria mínima debido a que el nodo 2 tiene conectado el nodo fuente 5 directamente).

Las trayectorias son:

1-2-3-(4)-5	1-2-3-5
1-2-5	1-4-3-(2)-5
1-4-3-5	1-4-5

De las anteriores, las trayectorias 1-2-3-(4)-5 y 1-4-3-(2)-5 se eliminan debido a que tienen un nodo encerrado por un círculo debido a una repetición global, y las trayectorias 1-2-3-5 y 1-4-3-5 también se eliminan debido a que los nodos 2 y 4 respectivamente tienen conectado directamente el nodo pozo 5. Por lo tanto el juego de trayectorias restantes son las trayectorias mínimas para el grafo de la figura 5.1:

5-2-1

5-4-1

De la misma forma se deducen todas las trayectorias mínimas para todos los nodos pozo de un grafo.

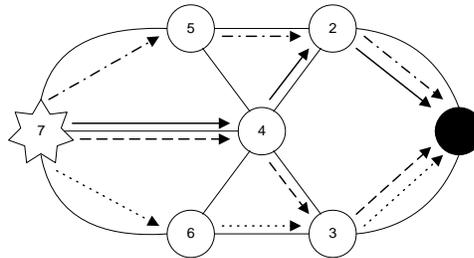
## 5.2 DEDUCCIÓN DE CORTES

A partir de las trayectorias mínimas se deducen los cortes que causan la salida del nodo pozo en análisis. Los tipos de cortes que se obtienen son:

- Cortes pasivos de primer orden.
- Cortes activos de primer orden.

### 5.2.1 Dedución de Cortes Pasivos

Para explicar la deducción de cortes pasivos se toma como ejemplo el grafo de la Figura 5.4.



**Figura 5.4** Grafo para explicar la deducción de cortes pasivos

De este grafo las trayectorias mínimas de acuerdo a la sección 5.1 son:

- 7-4-2-1 Trayectoria mínima 1 —————>
- 7-5-2-1 Trayectoria mínima 2 - - - - ->
- 7-4-3-1 Trayectoria mínima 3 - - - - ->
- 7-6-3-1 Trayectoria mínima 4 .....>

### **5.2.1.1 Deducción de cortes pasivos de primer orden**

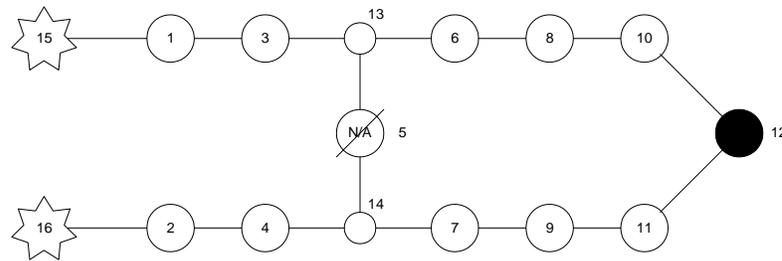
Para deducir estos cortes se tiene el siguiente procedimiento:

- 1.- Se cuenta el número de veces que cada nodo del grafo aparece en todas las trayectorias mínimas asociadas al nodo pozo en análisis. Por ejemplo para el grafo de la figura 5.4, los nodos 7 y 1 aparecen en las cuatro trayectorias mínimas. Los nodos 2,3 y 4 aparecen en dos trayectorias y los nodos 5 y 6 en una trayectoria.
- 2.- Los nodos que aparezcan igual número de veces al número de trayectorias mínimas asociadas al nodo pozo en análisis se toman como cortes pasivos de primer orden. En este caso como los nodos 7 y 1 aparecen en todas las trayectorias mínimas se consideran cada uno cortes pasivos de primer orden.
- 3.- Para los cortes pasivos de primer orden formados en el paso 2 se verifica que no sean nodos ficticios, si lo son, se eliminan de la lista de cortes.

### **5.2.2 Deducción de cortes activos de primer orden**

Los cortes activos de primer orden se deducen de la siguiente manera:

- 1.- Se toma un nodo pozo.
- 2.- Se toma un nodo de la primera trayectoria de la lista de todas las trayectorias mínimas a todos los nodos pozo.
- 3.- Se verifica que el nodo en análisis:
  - No sea corte pasivo de primer orden.
  - No sea nodo ficticio.
  - No sea nodo normalmente abierto.
  - No sea nodo pozo en análisis.
  - No haya sido analizado.



**Figura 5.5** Grafo de una Red de Distribución para mostrar la deducción de cortes activos

Si alguna de las anteriores condiciones se cumple, el nodo en análisis se elimina y se regresa al paso 2.

Si no hay más nodos sobre esta trayectoria se cambia a la siguiente trayectoria, y se regresa al paso 2.

4.- Se localizan los nodos de respaldo del nodo en análisis hacia adelante y hacia atrás en todas las trayectorias mínimas donde aparezca el nodo en análisis a todos los nodos pozo.

Si al buscar los nodos de respaldo hacia adelante en las trayectorias mínimas donde aparezca el nodo en análisis, se encuentra inmediatamente conectado el nodo pozo en análisis, el nodo en análisis se toma como una falla activa de primer orden para ese nodo y se regresa al paso 2.

5.- Si los nodos de respaldo del nodo en análisis rompen todas las trayectorias mínimas asociadas al nodo pozo en análisis, se toma la falla como activa de primer orden para ese nodo pozo y se regresa al paso 2.

6.- Si todos los nodos de la trayectoria ya han sido analizados se regresa al paso 1, hasta analizar todos los nodos pozo.

Para explicar la deducción de cortes activos se toma como ejemplo el grafo de la Figura 5.5, siguiendo el orden de los pasos descritos anteriormente:

Las trayectorias mínimas para el grafo de la figura 5.5 son las siguientes:

16-2-4-14-5-13-6-8-10-12	Trayectoria mínima # 1
15-1-3-13-5-14-7-9-11-12	Trayectoria mínima # 2
15-1-3-13-6-8-10-12	Trayectoria mínima # 3
16-2-4-14-7-9-11-12	Trayectoria mínima # 4

1.- Se toma el nodo pozo 12.

2.- Se realizó el proceso para los nodos 16, 2, 4, 14, 5, 13, 6, 8 y no cumplieron con los requisitos del corte, hasta el nodo 10.

3.- En este caso el nodo 10 cumple con: no es pasivo de primer orden, no es nodo ficticio, no es nodo normalmente abierto, no es nodo pozo y no ha sido analizado.

4.- El nodo 10 se encuentra en las trayectorias mínimas 1 y 3. En la trayectoria mínima 1 se buscan los nodos que son respaldos hacia adelante y hacia atrás, se encuentra el nodo 5 que es normalmente abierto, por lo tanto no hay nodos de respaldo en esa trayectoria.

En la trayectoria mínima 3 se buscan los nodos que son respaldos hacia adelante y hacia atrás y el único nodo que es respaldo es el 3 (interruptor). Por otro lado, el nodo 10 se localiza junto al nodo pozo 12(punto de carga) en las dos trayectorias mínimas 1 y 3, se toma como corte activo de primer orden.

5.- Al tener una falla activa el nodo 10 hace operar la protección diferencial del nodo pozo 12 abriendo todos los nodos de respaldo(interruptores) asociados al nodo pozo 12, en este caso abre el nodo 11(interruptor) rompiendo todas sus trayectorias. Este corte se representa de la siguiente manera:

-10-

6.- De igual manera se deducen los demás cortes activos para este ejemplo.

En el siguiente capítulo se hace uso del método de cortes mínimos; donde cada uno de los procedimientos de análisis se realizan detalladamente. Por el tipo de configuración que caracteriza a los sistemas radiales, se determinan los cortes mínimos de primer orden que causan la salida a cada nodo de carga.

## CAPÍTULO VI

### CASOS DE PRUEBA

#### 6.1 DESCRIPCIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Para los casos de prueba se presentan dos sistemas de distribución, el primero consta de cuatro alimentadores radiales (Fig. 6.1) el propósito es interconectar dos de los alimentadores quedando en el sistema dos alimentadores en anillo, el segundo consta de siete alimentadores radiales y el propósito es interconectar todos los alimentadores quedando un sistema mallado.

Las cargas máximas para los diferentes tipos de usuarios conectados en el sistema se muestran en la Tabla 6.1, aunque para el caso de estudio se considera la carga total del sistema.

**Tabla 6.1** Cargas máximas

Tipo de usuario	Carga máxima en MW	
	Sistema No. 1	Sistema No. 2
Residencial	7.25	19.00
Pequeños usuarios	3.50	16.30
Instituciones gubernamentales	5.55	---
Comercial	3.70	4.70
Total	20.00	40.00

En los sistemas se tienen tres tipos de longitudes en kilómetros (0.6, 0.75 y 0.8), las longitudes de cada sección se muestran en la Tabla No. 6.2.

**Tabla 6.2** Tipo de alimentadores y longitudes

Tipo de alimentador	Longitud (Km.)	Número de las secciones
<b>Sistema No. 1</b>		
1	0.60	2 6 10 14 17 21 25 28 30 34
2	0.75	1 4 7 9 12 16 19 22 24 27 29 32 35
3	0.80	3 5 8 11 13 15 18 20 23 26 31 33 36
<b>Sistema No. 2</b>		
1	0.60	2 6 10 14 17 21 25 28 30 34 38 41 43 46 49 51 55 58 61 64 67
2	0.75	1 4 7 9 12 16 19 22 24 27 29 32 35 37 40 42 45 48 50 53 56 60 63 65
3	0.80	3 5 8 11 13 15 18 20 23 26 31 33 36 39 44 47 52 54 57 59 62 66

## 6.2 DATOS DE LOS CONSUMIDORES Y DATOS DE CARGA

En la Tabla 6.3 se especifica el número de usuarios por cada alimentador radial así como en cada punto de carga, también se muestran los niveles de carga máximo y promedio para los diferentes tipos de usuarios.

**Tabla 6.3** Datos de los consumidores

Número de Puntos de carga	Puntos de carga	Tipo de usuarios	Niveles de carga por puntos de carga en MW		Número de usuarios
			Promedio	Máximo	
<b>Sistema No. 1</b>					
5	1-3,10,11	Residencial	0.535	0.8668	210
4	12, 17-19	Residencial	0.450	0.7291	200
1	8	Pequeño us.	1.00	1.6279	1
1	9	Pequeño us.	1.15	1.8721	1
6	4, 5, 13, 14, 20, 21	Inst. /gub.	0.566	0.9167	1
5	6, 7, 15, 16, 22	Comercial	0.454	0.7500	10
Total	22		12.291	20.00	1908
<b>Sistema No. 2</b>					
15	1-4, 11-13, 18-21, 32-35	Residencial	0.545	0.8869	220
7	5, 14, 15, 22, 23, 36, 37	Residencial	0.500	0.8137	200
7	8, 10, 26-30	Pequeño us.	1.00	1.63	1
2	9, 31	Pequeño us.	1.50	2.445	1
7	6, 7, 16, 17, 24, 25, 38	Comercial	0.415	0.6714	10
Total	38		24.58	40.00	4779

En la Tabla 6.4 se muestran los datos de carga de cada alimentador de todo el sistema.

**Tabla 6.4** Datos de carga

Número de alimentadores	Puntos de carga	Carga por alimentador en MW		Número de usuarios
		Promedio	Máximo	
<b>Sistema No. 1</b>				
AR1	1-7	3.645	5.934	652
AR2	8-9	2.15	3.500	2
AR3	10-15	3.106	5.057	632
AR4	16-22	3.390	5.509	622
TOTAL	22	12.291	20.00	1908
<b>Sistema No. 2</b>				
AR1	1-7	3.51	5.704	1100
AR2	8-10	3.5	5.705	3
AR3	11-17	3.465	5.631	1080
Total del bus 1	17	10.475	17.040	2183
AR4	18-25	4.01	6.518	1300
AR5	26-28	3.0	4.890	3
Total del bus 2	11	7.01	11.408	1303
AR6	29-31	3.5	5.705	3
AR7	32-38	3.595	5.847	1290
Total del bus 3	10	7.095	11.552	1293
TOTAL	38	24.58	40.00	4779

### 6.3 DATOS DEL SISTEMA

Los datos que se aplican para los componentes de los sistemas (sistema 6.1 y sistema 6.2) son mostrados en la Tabla 6.5, que contiene todos los datos necesarios para cualquier tipo de análisis de confiabilidad, ya sea básico o complejo. Todos los equipos de apertura y cierre excepto aquellos que serán conectados como suministro alterno están normalmente cerrados, y el interruptor de alimentación y el nodo de la subestación de alimentación se consideran totalmente confiables.

**Tabla 6.5** Datos individuales de los componentes del sistema

$\lambda_p$ (f/Km.)	$\lambda_l$ (f/Km.)	$r_p$ (h)	$r_l$ (h)	$S_{N/C}$ (h)	$S_{N/A}$ (h)
0.065	0.163	5	2	0.5	2

## 6.4 ESTUDIOS PARA EL SISTEMA

Los índices de confiabilidad son calculados para cada punto de carga y del sistema en general y la rentabilidad es evaluada para cada alimentador así como para todo el sistema, los índices que se consideran son los siguientes:

- Índice de los puntos de carga.- los índices que se obtienen en las secciones principal y lateral dependiendo de los datos del sistema son: tasa de falla ( $\lambda$ ), tiempo de reparación ( $r$ ) y la disponibilidad ( $\lambda r$ ).
- Índices del sistema.- los índices que se obtienen para el sistema dependiendo de los índices de cada punto de carga son: SAIFI, SAIDI, CAIDI y ASAI.
- Rentabilidad del proyecto.- se analizan los índices de rentabilidad y estos resultados dependen del SAIFI y SAIDI del sistema, los índices a obtener son el VPN, TIR y RBC.

### 6.4.1 Consideraciones para los Casos de Estudio

Las condiciones generales para el análisis de confiabilidad y rentabilidad son:

- 1.- Para los índices de confiabilidad del sistema, se considera el número de consumidores de cada punto de carga.
- 2.- Para los casos de estudio, los datos son estadísticos y se tomaron de la referencia [18].

3.- Para el estudio de ambos sistemas se realizaron dos casos de prueba para cada alimentador radial, el primero es sin suministro alterno que es el estado original del sistema (caso 1) y el segundo caso es con el suministro alterno (caso2).

4.- Para el análisis económico se consideran las cargas máximas de cada punto de carga.

5.- En el análisis económico los ingresos de flujo de efectivo se consideran constantes, no se considera la inflación.

#### **6.5 SISTEMA DE PRUEBA No. 1 DE RBTS**

En la Figura 6.1 se tiene un sistema que tienen cuatro alimentadores radiales (AR1, AR2, AR3 y AR4), el objetivo es agregar una cuchilla entre los alimentadores AR1 y AR2 así como otra entre AR3 y AR4, teniendo un suministro alterno para cada alimentador, quedando finalmente dos redes en anillo.

El análisis de confiabilidad es para cada alimentador, con y sin suministro alterno realizando al final el análisis económico para comprobar si es rentable realizar el proyecto.

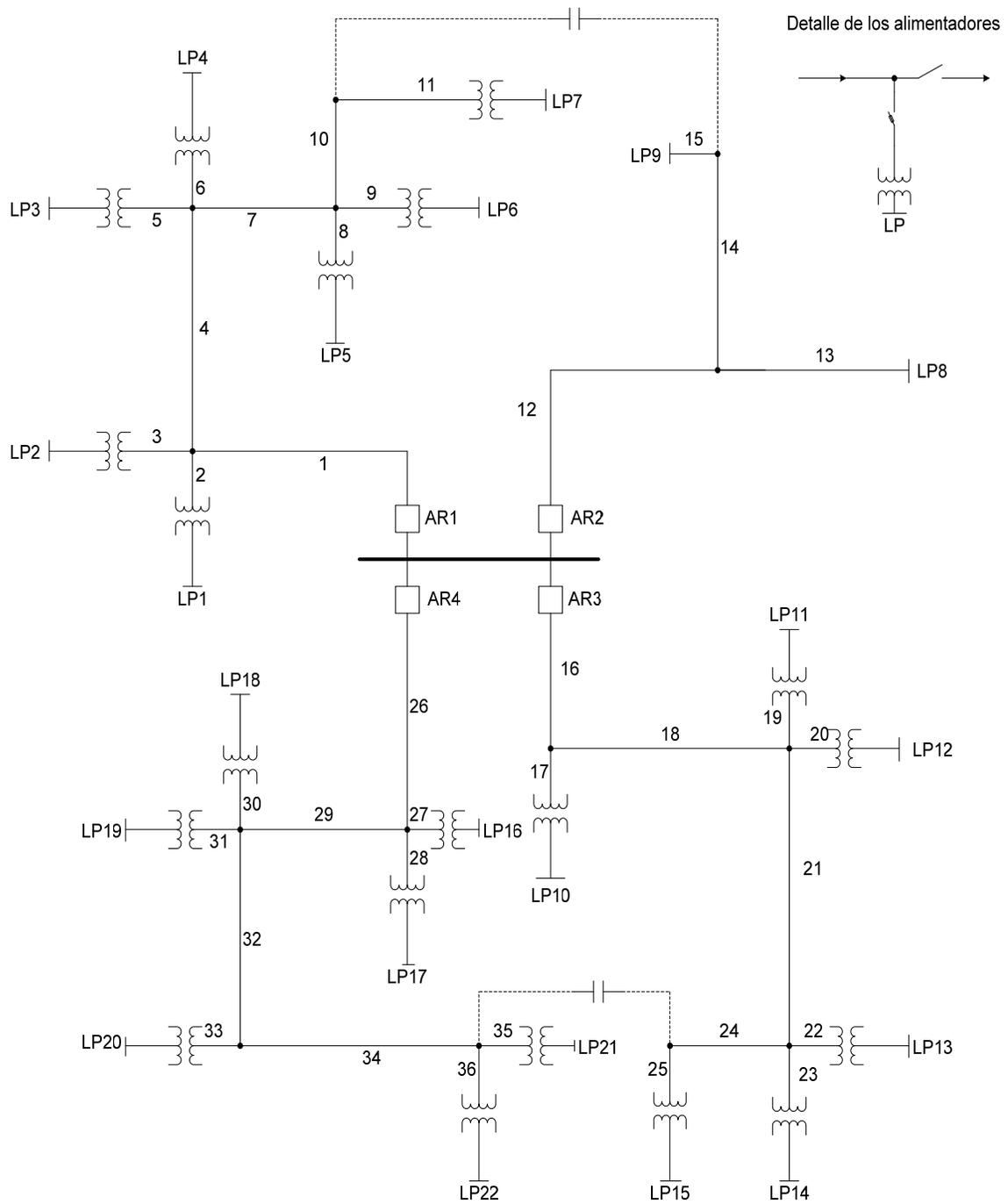


Figura 6.1 Sistema de prueba No.1 de RBTS

### 6.5.1 Análisis de Confiabilidad

Para el estudio del sistema se analizan cada uno de los alimentadores radiales, en la Figura 6.2 se tiene el primer alimentador (AR1) en la cual se la asignan los parámetros para el análisis de confiabilidad, donde se tienen cuatro secciones principales 2, 4, 6 y 8, siete secciones laterales 9, 10, 11, 12, 13, 14 y 15, tres cuchillas N/C 3, 5 y 7, siete puntos de carga con sus respectivos fusibles 23, 24, 25, 26, 27, 28 y 29, siete transformadores 16, 17, 18, 19, 20, 21 y 22, un interruptor 1, una cuchilla N/A 35, la fuente de alimentación 34 y el suministro alternativo 36.

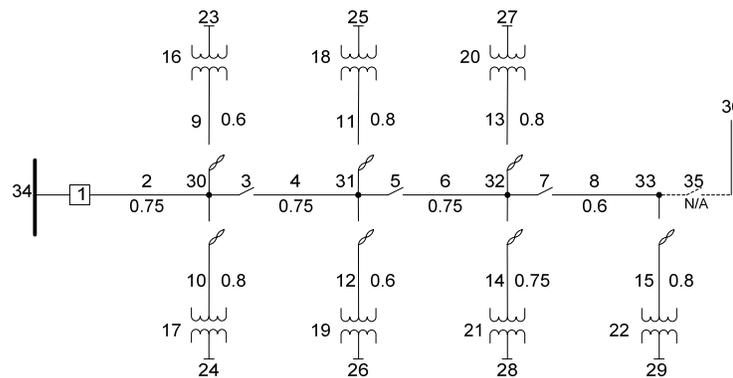


Figura 6.2a Alimentador radial AR1

La creación del grafo modelador se lleva acabo sustituyendo el modelo a cada componente como se indico en el capitulo IV, quedando de la siguiente manera:

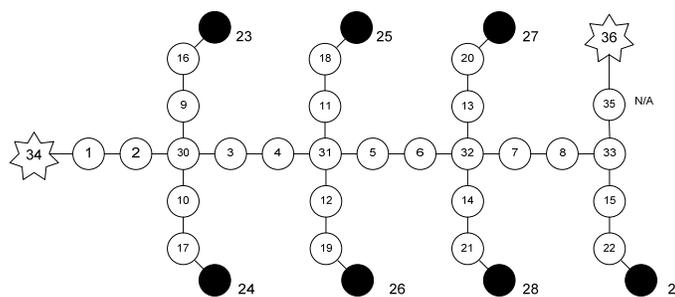


Figura 6.2b Grafo asociado al alimentador AR1

Como se observa los nodos asociados al grafo modelador son idénticos a los del diagrama unifilar de la Figura 6.2. Los nodos 30, 31, 32 y 33 de la Figura 6.2a representan puntos de unión con otros componentes y se especifican como nodos ficticios.

Las cuchillas 3, 5, 7 y 35 de la Figura 6.2a se identifican como ficticios y además como nodos que aíslan a otros componentes de la sección principal de alimentación por ejemplo el nodo 3 aísla al nodo 4 para el caso de que el nodo 4 tenga una falla, afectando al índice de confiabilidad del punto de carga 24 y por lo tanto el tiempo de reparación “r” se toma como tiempo de seccionalización de apertura y cierre del nodo 4 y de igual manera el nodo 5 que aísla a los nodos 6 , 7, y 8. Para el caso donde se considera el suministro alterno, sucede lo contrario de lo mencionado anteriormente donde el tiempo de reparación “r”, se toma como tiempo de apertura y cierre del interruptor normalmente abierto 35 (suministro alterno).

Para el estudio del análisis de confiabilidad primero se considera el sistema sin el suministro alterno (caso 1), y posteriormente se considera el suministro alterno (caso 2), esto es para todos los alimentadores radiales de ambos sistemas.

**Tabla 6.6a** Cálculos para el alimentador AR1 caso 1

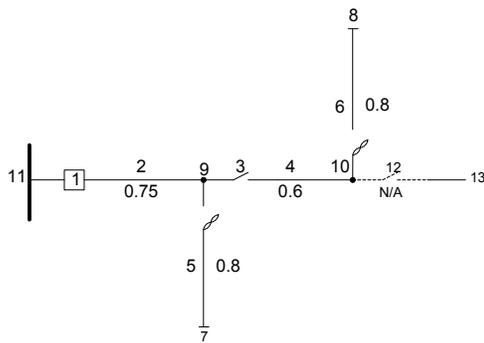
Nodo del grafo	Nodos de carga																				
	23			24			25			26			27			28			29		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245
4	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024
6	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024
8	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.019	0.039	0.5	0.195
Lateral																					
9	0.098	2.0	0.195																		
10				0.130	2.0	0.259															
11							0.130	2.0	0.259												
12										0.098	2.0	0.195									
13													0.130	2.0	0.259						
14																0.122	2.0	0.245			
15																			0.130	2.0	0.259

**Tabla 6.6b** Cálculos para el alimentador AR1 caso 2

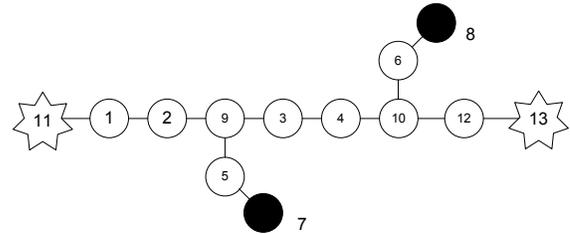
Nodo del grafo	Nodos de carga																				
	23			24			25			26			27			28			29		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098
4	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.025	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098
6	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	2.0	0.098
8	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.025	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	5.0	0.195
Lateral																					
9	0.098	2.0	0.196																		
10				0.130	2.0	0.260															
11							0.130	2.0	0.260												
12										0.098	2.0	0.196									
13													0.130	2.0	0.260						
14																0.122	2.0	0.244			
15																			0.130	2.0	0.260

De esta manera se analiza cada uno de los alimentadores para sus dos casos; a continuación se analizan los alimentadores restantes del sistema.

Alimentador AR2:



**Figura 6.3a** Alimentador radial AR2



**Figura 6.3b** Grafo asociado al alimentador AR2

**Tabla 6.7a** Cálculos para el alimentador AR2

caso 1

Nodo del grafo	Nodos de carga					
	7			8		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245
4	0.039	0.5	0.020	0.039	5.0	0.195
Lateral						
5	0.130	2.0	0.260			
6				0.130	2.0	0.260

**Tabla 6.7b** Cálculos para el alimentador AR2

caso 2

Nodo del grafo	Nodos de carga					
	7			8		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.049	5.0	0.245	0.049	2.0	0.098
4	0.039	0.5	0.020	0.039	5.0	0.195
Lateral						
5	0.130	2.0	0.260			
6				0.130	2.0	0.260

Alimentador AR3:

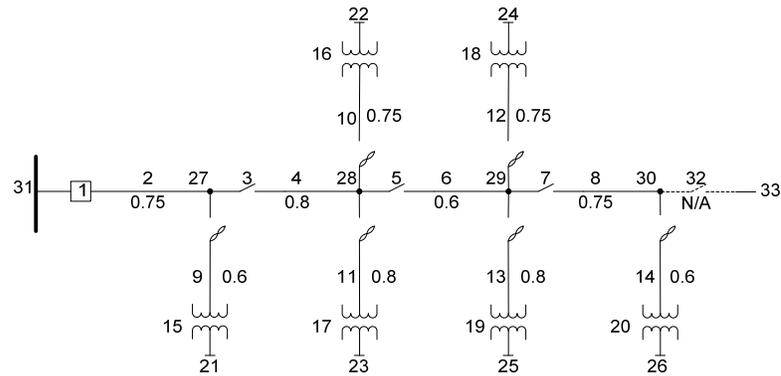


Figura 6.4a Alimentador radial AR3

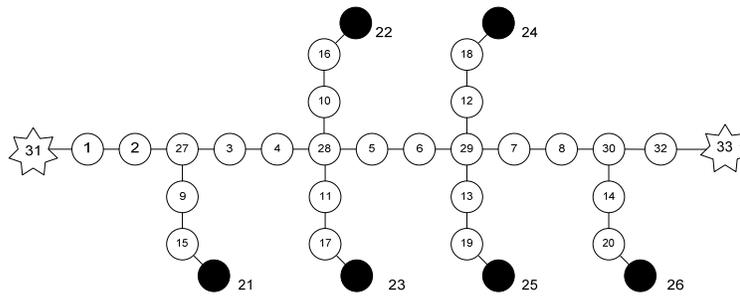


Figura 6.4b Grafo asociado al alimentador AR3

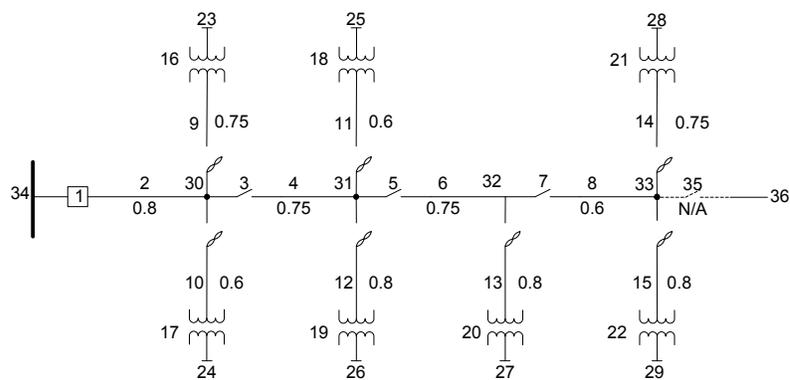
Tabla 6.8a Cálculos para el alimentador AR3 caso 1

Nodo del grafo	Nodos de carga																	
	21			22			23			24			25			26		
Principal	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$
2	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245
4	0.052	0.5	0.026	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260
6	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	5.0	0.195	0.039	5.0	0.195	0.039	5.0	0.195
8	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	5.0	0.245
Lateral																		
9	0.098	2.0	0.196															
10				0.122	2.0	0.244												
11							0.130	2.0	0.260									
12										0.122	2.0	0.244						
13													0.130	2.0	0.260			
14																0.098	2.0	0.196

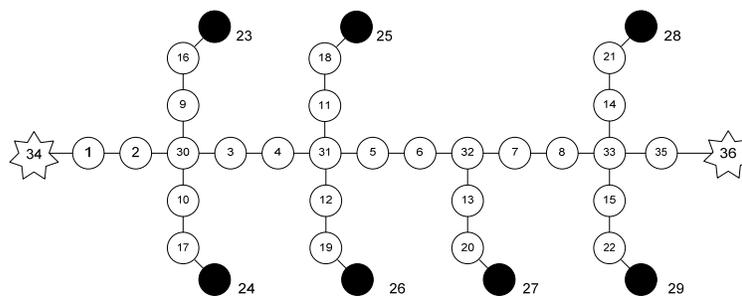
**Tabla 6.8b** Cálculos para el alimentador AR3 caso 2

Nodo del grafo	Nodos de carga																	
	21			22			23			24			25			26		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.049	5.0	0.245	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098	0.049	2.0	0.098
4	0.052	0.5	0.026	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	2.0	0.104	0.052	2.0	0.104	0.052	2.0	0.104
6	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	5.0	0.195	0.039	5.0	0.195	0.039	2.0	0.078
8	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	0.5	0.025	0.049	5.0	0.245
Lateral																		
9	0.098	2.0	0.196															
10				0.122	2.0	0.244												
11							0.130	2.0	0.260									
12										0.122	2.0	0.244						
13													0.130	2.0	0.260			
14																0.098	2.0	0.196

Alimentador AR4:



**Figura 6.5a** Alimentador radial AR4



**Figura 6.5b** Grafo asociado al alimentador AR4

**Tabla 6.9a** Cálculos para el alimentador AR4 caso 1

Nodo del grafo	Nodos de carga																				
	23			24			25			26			27			28			29		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260
4	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.244	0.049	5.0	0.244	0.049	5.0	0.244	0.049	5.0	0.245
6	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.245
8	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	5.0	0.195
Lateral																					
9	0.122	2.0	0.245																		
10				0.098	2.0	0.196															
11							0.098	2.0	0.196												
12										0.130	2.0	0.260									
13													0.130	2.0	0.260						
14																0.122	2.0	0.245			
15																				0.130	2.0

**Tabla 6.9b** Cálculos para el alimentador AR4 caso 2

Nodo del grafo	Nodos de carga																				
	23			24			25			26			27			28			29		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.260	0.052	2.0	0.104	0.052	2.0	0.104	0.052	2.0	0.104	0.052	2.0	0.104	0.052	2.0	0.104
4	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	5.0	0.244	0.048	5.0	0.244	0.048	2.0	0.096	0.048	2.0	0.098	0.048	2.0	0.098
6	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.024	0.048	0.5	0.024	0.048	5.0	0.240	0.048	2.0	0.098	0.048	2.0	0.098
8	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	5.0	0.195	0.039	5.0	0.195
Lateral																					
9	0.122	2.0	0.245																		
10				0.098	2.0	0.196															
11							0.098	2.0	0.196												
12										0.130	2.0	0.260									
13													0.130	2.0	0.260						
14																0.122	2.0	0.245			
15																				0.130	2.0

En las Tablas 6.10 y 6.11 se muestran los índices de confiabilidad de cada punto de carga del sistema (Figura 6.1).

**Tabla 6.10** Índices de confiabilidad de cada punto de carga del sistema para el caso 1

Puntos de carga (LP)	$\lambda$ (fallas/año)	r (h/falla)	U (h/año)
Alimentador AR1			
1	0.284	1.799	0.511
2	0.284	1.779	0.511
3	0.316	2.516	0.795
4	0.284	2.574	0.731
5	0.308	3.244	0.999
6	0.277	3.664	1.015
7	0.316	3.766	1.190
Alimentador AR2			
8	0.218	2.408	0.525
9	0.218	3.211	0.700
Alimentador AR3			
10	0.287	1.784	0.512
11	0.311	2.553	0.794
12	0.319	2.539	0.810
13	0.311	3.116	0.969
14	0.319	3.088	0.985
15	0.238	4.794	1.141
Alimentador AR4			
16	0.311	1.842	0.573
17	0.287	1.826	0.524
18	0.287	2.579	0.740
19	0.319	2.523	0.805
20	0.319	3.200	1.021
21	0.272	4.338	1.180
22	0.319	3.749	1.196

**Tabla 6.11** Índices de confiabilidad de cada punto de carga del sistema para el caso 2

Puntos de carga (LP)	$\lambda$ (fallas/año)	r (h/falla)	U (h/año)
Alimentador AR1			
1	0.316	1.819	0.575
2	0.284	1.779	0.511
3	0.316	2.050	0.648
4	0.284	2.056	0.584
5	0.308	2.289	0.705
6	0.277	2.603	0.721
7	0.316	2.370	0.749
Alimentador AR2			
8	0.218	2.408	0.525
9	0.218	2.536	0.553
Alimentador AR3			
10	0.287	1.784	0.512
11	0.311	2.080	0.647
12	0.319	2.078	0.663
13	0.311	2.142	0.666
14	0.319	2.138	0.682
15	0.238	3.029	0.721
Alimentador AR4			
16	0.311	1.842	0.573
17	0.287	1.826	0.524
18	0.287	2.048	0.588
19	0.319	2.047	0.653
20	0.319	2.260	0.721
21	0.272	2.706	0.736
22	0.319	2.357	0.752

Los resultados de las Tablas 6.10 y 6.11 son utilizadas para evaluar los índices de desempeño de los alimentadores dependiendo del número de consumidores conectados a cada punto de carga (Tabla 6.3). Estos resultados se muestran en las Tablas 6.12 y 6.13 (caso 1 y caso 2).

**Tabla 6.12** Índices de confiabilidad de cada alimentador del sistema para el caso 1

Alimentador	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI
AR1	0.306	0.638	2.089	0.999927
AR2	0.218	0.613	2.810	0.999930
AR3	0.305	0.710	2.325	0.999919
AR4	0.296	0.691	2.335	0.999921

**Tabla 6.13** Índices de confiabilidad de cada alimentador del sistema para el caso 2

Alimentador	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI
AR1	0.306	0.583	1.908	0.999933
AR2	0.218	0.539	2.472	0.999938
AR3	0.305	0.600	1.965	0.999932
AR4	0.296	0.587	1.982	0.999933

En estas dos últimas Tablas (6.12 y 6.13) se puede ver la diferencia de disponibilidad (ASAI) de cada alimentador del sistema para cada caso. En el primer caso se tiene una menor disponibilidad, estos índices son los del sistema existente.

La segunda tabla muestra los datos del caso 2 que son los índices obtenidos del sistema propuesto, en donde al contar con un suministro alternativo se tiene una mayor disponibilidad.

En la Tabla 6.14 se muestran los índices de confiabilidad, donde los alimentadores AR1 y AR2 se consideran como un sistema con dos alimentadores radiales, de igual manera se consideran los alimentadores AR3 y AR4 donde se obtienen los índices de desempeño en base a la suma de Interrupción Anual a los Consumidores (IAC) y a la suma de Duración de Interrupción a los Consumidores (DIC) de cada uno de los alimentadores (ver Apéndice C). En la tabla 6.15 se muestran los índices de confiabilidad del sistema, que al ser interconectados (suministro alternativo) quedan como dos redes en anillo (AR1-AR2 y AR3-AR4).

**Tabla 6.14** Índices de confiabilidad de cada red (en anillo) para el caso 1

Alimentador	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI
AR1-AR2	0.305	0.638	2.091	0.999927
AR3-AR4	0.300	0.700	2.330	0.999920

**Tabla 6.15** Índices de confiabilidad de cada red (en anillo) para el caso 2

Alimentador	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI
AR1-AR2	0.305	0.583	1.908	0.999934
AR3-AR4	0.300	0.593	1.973	0.999932

La comparación que hay entre los índices de las tablas anteriores nos permite evaluar económicamente el sistema original y el sistema propuesto; y así determinar si resulta benéfico llevar a cabo el proyecto, ya que, aunque halla mayor disponibilidad podría no ser rentable.

### 6.5.2 Rentabilidad

Para el análisis económico de los alimentadores, se evalúan las dos alternativas (caso1 y caso2) primero se obtiene el VPN de la energía no suministrada del circuito existente posteriormente se obtiene el VPN de la energía no suministrada del circuito propuesto (suministro alterno) en donde las perdidas son menores.

La diferencia entre las dos alternativas son los beneficios (VPN de beneficios) o utilidades que se acumulan para los años de estudio. Este valor se utiliza para obtener los índices de rentabilidad.

Los índices de confiabilidad que se ocupan para el análisis son el SAIFI y el SAIDI, que representan los KW interrumpidos y los KWh de energía no suministrada, los datos que se utilizan para la evaluación económica se muestran en la Tabla 6.16, los costos se manejan en dólares.

**Tabla 6.16** Datos para la evaluación económica

Descripción	Costo (\$)
Costo por kWh	2.374
Costo por kW interrumpido	0.949
Costo de cuchilla (manuales)	4 700.00
Costo de línea (km)	33 910.53
Costo total (inversión inicial)	38 610.53
kW del sistema (ver tabla 6.4)	Carga máxima
Tasa de interés ( <i>i</i> )	10 %
Años de estudio para el sistema	20

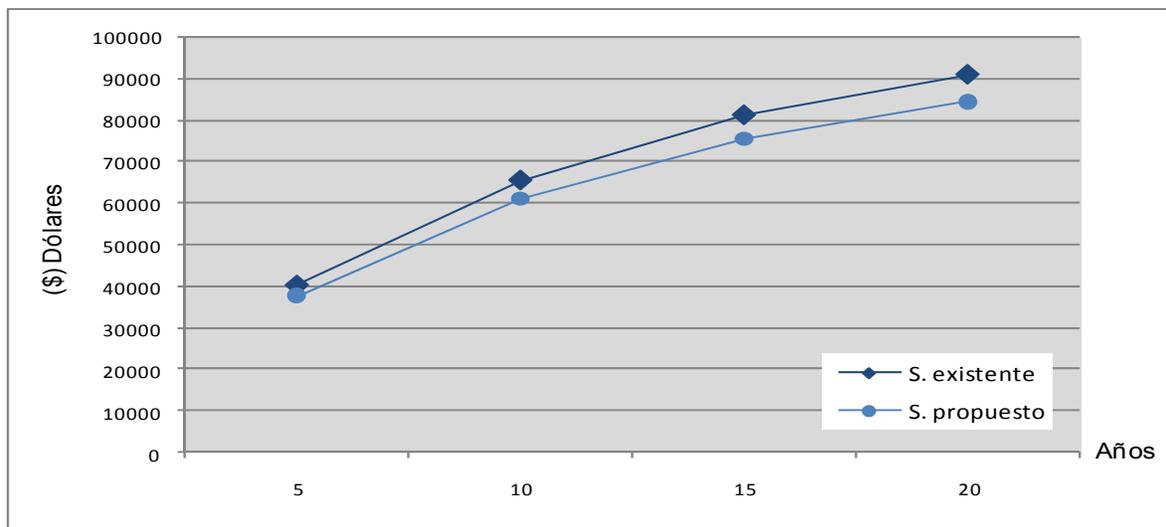
En la Tabla 6.17 se muestra los resultados del análisis económico de cada alimentador.

**Tabla 6.17** Resultados de la evaluación económica para un estudio de 20 años

Alimentador	Pérdidas por energía no suministrada (\$)		Beneficio (\$)	Índices de rentabilidad		
	S. existente	S. propuesto		VPN (\$)	TIR (%)	RBC
AR1	91 187.98	84 591.65	56 158.27	17 547.27	16	1.45
AR2	49 527.69	44 292.99	44 565.96	5 955.43	12	1.15
AR3	85 331.87	74 048.96	96 057.71	57 447.18	29	2.49
AR4	91 131.10	78 533.38	98 584.72	59 974.29	30	2.55

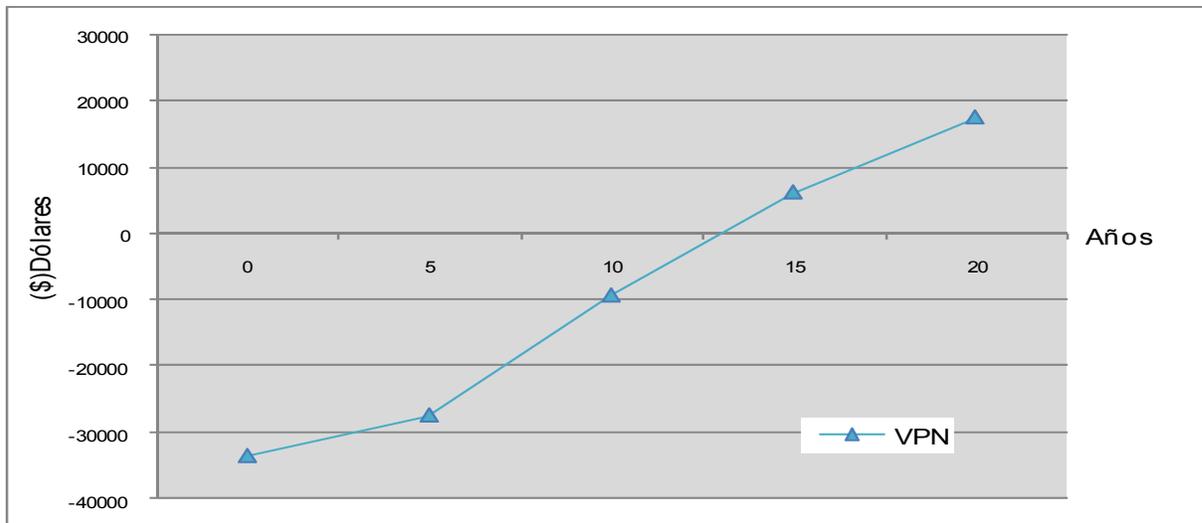
De los índices de rentabilidad obtenidos para cada uno de los alimentadores se verifica que el proyecto es rentable.

En la Figura 6.6 se puede ver como las pérdidas disminuyen notablemente al agregarle el suministro alternativo al alimentador AR1.



**Figura 6.6** Pérdidas por energía no suministrada para AR1

En la figura 6.7 el comportamiento del VPN de los beneficios recupera la inversión inicial hasta el treceavo año, es hasta entonces cuando el proyecto se vuelve rentable.



**Figura 6.7** Comportamiento del VPN con AR1

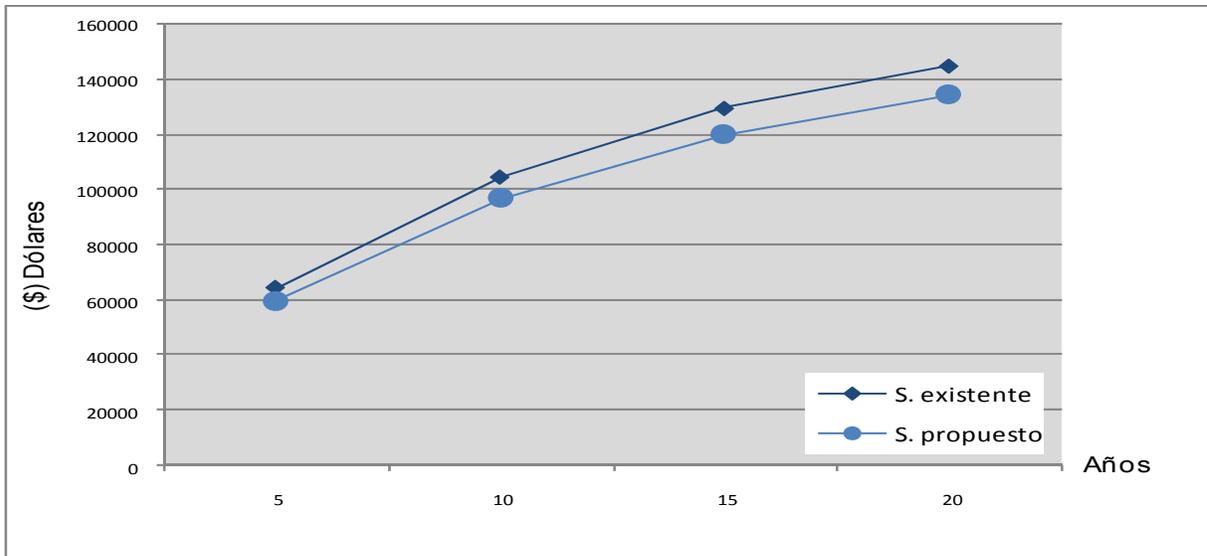
En la Tabla 6.18 se muestra la rentabilidad de todo el sistema para un estudio de 20 años donde tenemos dos sistemas “AR1-AR2 “ y “AR3-AR4”;ya que al agregar una cuchilla que interconecta dos alimentadores beneficia a ambos alimentadores, generando utilidades y así recuperando la inversión inicial en menor tiempo.

**Tabla 6.18** Resultados de la evaluación económica de todo el sistema para un estudio de 20 años

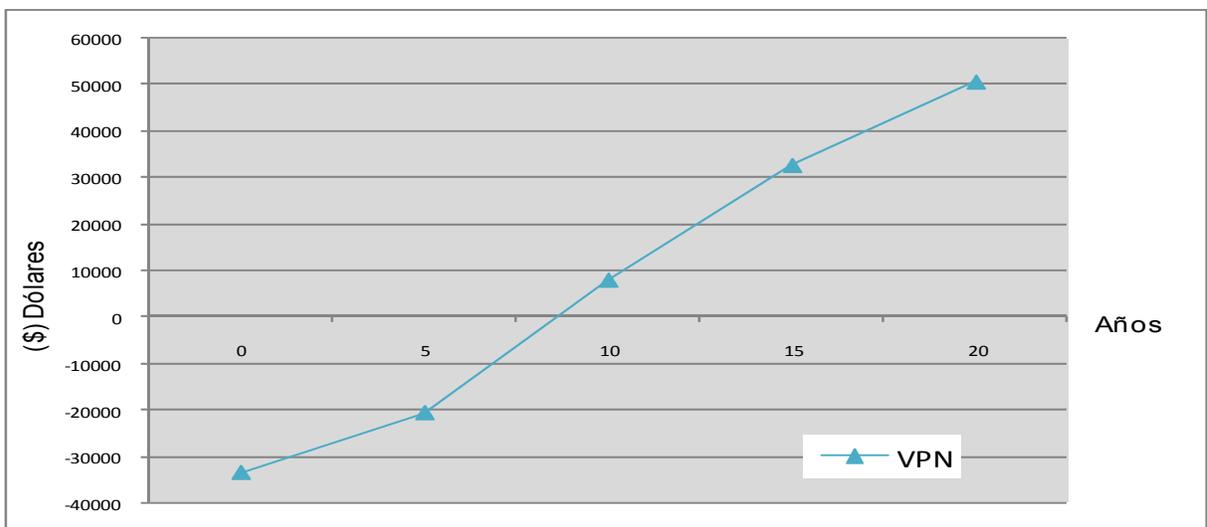
Alimentador	Pérdidas por energía no suministrada (\$)		Beneficio (\$)	Índices de rentabilidad		
	S. existente	S. propuesto		VPN (\$)	TIR (%)	RBC
AR1-AR2	144 896.37	134 409.39	89 281.62	50 671.09	27	2.31
AR3-AR4	175 096.07	151 605.40	199 989.31	161 378.78	61	5.18

En la Figura 6.8 se puede ver que las curvas del sistema AR1-AR2 para los dos casos son mayores; esto debido a que tenemos una sumatoria de perdidas de ambos alimentadores.

Sin embargo en la Figura 6.9 podemos ver que el proyecto recupera su inversión inicial a los 9 años.



**Figura 6.8** Pérdidas por energía no suministrada para AR1-AR2



**Figura 6.9** Comportamiento del VPN con AR1-AR2

### 6.6 SISTEMA DE PRUEBA No.2 de RBTS

En la Figura 6.10 se tiene un sistema más complejo que tiene siete alimentadores radiales, el objetivo es que cada uno de estos alimentadores cuente con un suministro alterno.

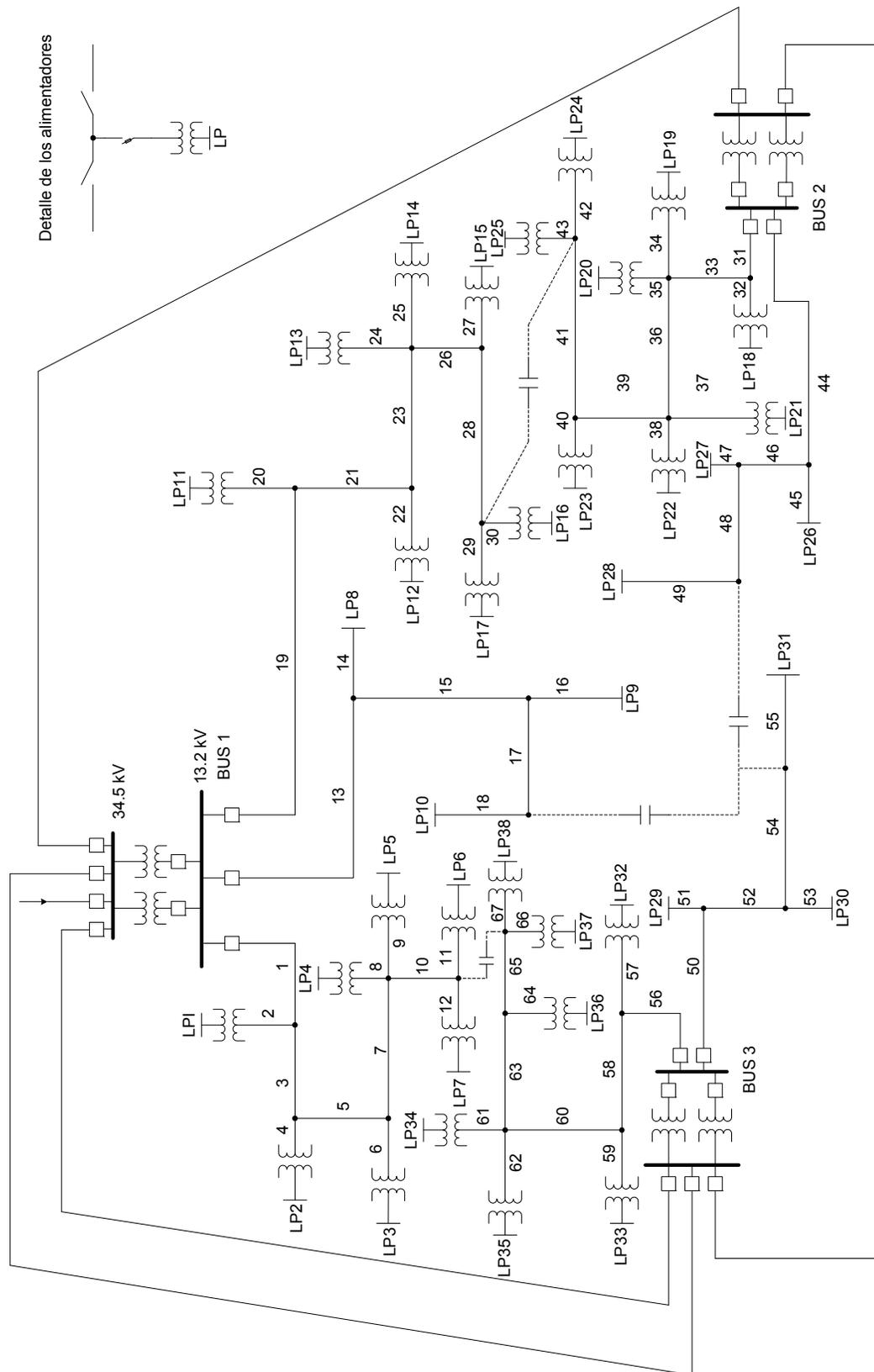


Figura 6.10 Sistema de prueba No.2 de RBTS

### 6.6.1 Análisis de Confiabilidad y Rentabilidad de AR1

Para el análisis de confiabilidad de este sistema se utilizó un programa desarrollado en FORTRAN [19], el análisis general del alimentador AR1 está desarrollado detalladamente, posteriormente se analiza el sistema en general (para los resultados del análisis de confiabilidad de todo el sistema ver el Apéndice B). En la Figura 6.11 se le asignan los parámetros de confiabilidad de AR1 para su análisis.

El alimentador AR1 tiene un interruptor principal 1, tiene 5 secciones principales 2, 5, 8, 11 y 14, siete secciones laterales 17, 18, 19, 20, 21, 22 y 23 siete transformadores 24, 25, 26, 27, 28, 29 y 30, siete nodos de carga 31, 32, 33, 34, 35, 36 y 37 nueve cuchillas normalmente cerradas 3, 4, 6, 7, 9, 10, 12, 13 y 15 una cuchilla normalmente abierta 16, una fuente de alimentación 43, un suministro alterno 44 y cinco puntos de unión 38, 39, 40, 41 y 42.

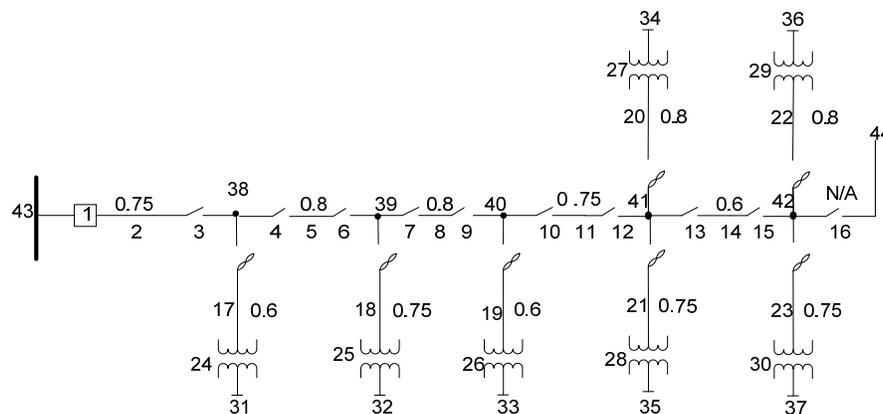


Figura 6.11a Alimentador AR1

La creación del grafo modelador se lleva a cabo sustituyendo los parámetros de confiabilidad.

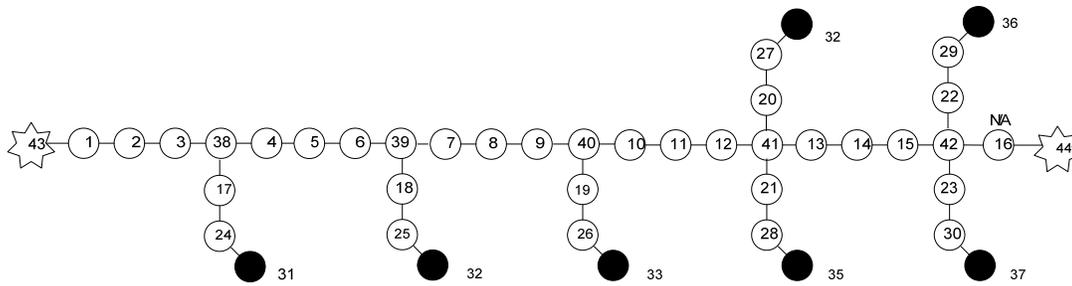


Figura 6.11b Grafo asociado a AR1

Los nodos pozo, los puntos de unión, las cuchillas N/C y N/A, el interruptor y las fuentes de alimentación se especifican como nodos ficticios.

Los resultados del análisis de confiabilidad de cada punto de carga para cada caso se muestran en las Tablas 6.19 y 6.20 respectivamente. El tiempo de seccionalización para las cuchillas normalmente abierto para este caso de prueba es de 0.5 (dato único que se modifica).

Tabla 6.19 Cálculos para el alimentador AR1 Caso 1

Nodo del grafo	Nodos de carga																				
	31			32			33			34			35			36			37		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.122	5.0	0.065	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610
5	0.130	0.5	0.065	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650
8	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650
11	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610
14	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	5.0	0.490	0.098	5.0	0.489
Lateral																					
17	0.039	2.0	0.078																		
18				0.049	2.0	0.098															
19							0.039	2.0	0.078												
20										0.052	2.0	0.104									
21													0.049	2.0	0.098						
22																0.052	2.0	0.104			
23																			0.049	2.0	0.098

**Tabla 6.20** Cálculos para el alimentador AR1 Caso 2

Nodo del grafo	Nodos de carga																							
	31			32			33			34			35			36			37					
	Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$																				
2	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260
5	0.130	0.5	0.065	0.130	2.0	0.259	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260
8	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260
11	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244
14	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196
Lateral																								
17	0.039	2.0	0.078																					
18				0.049	2.0	0.098																		
19							0.039	2.0	0.078															
20										0.052	2.0	0.104												
21													0.049	2.0	0.098									
22																0.052	2.0	0.104						
23																				0.049	2.0	0.098		

En la Tabla 6.21 y 6.22 se resumen los resultados de cada punto de carga de cada uno de los casos de análisis, donde se puede visualizar que la tasa de falla seguirá siendo la misma debido a las diferentes causas a la que están expuestas las líneas de distribución, el tiempo promedio de reparación de las líneas disminuye por lo tanto aumenta la disponibilidad del servicio.

**Tabla 6.21** Cálculos para cada punto de carga AR1 Caso 1

Puntos de carga	Consumidores	$\lambda$	r	$\lambda r$	IAC	DIC
31	220	0.354	2.1525423	0.7562	77.88	167.64
32	220	0.378	2.7619047	1.0440	83.16	229.68
33	220	0.354	3.4745762	1.2300	77.88	270.60
34	220	0.386	3.9235751	1.5145	84.92	333.19
35	200	0.378	3.9642857	1.4985	75.60	299.70
36	10	0.386	4.3782383	1.6900	3.860	16.900
37	10	0.378	4.4285714	1.6740	3.780	16.740
total	1100	2.614	3.6009946	9.4130	407.08	1334.45

**Tabla 6.22** Cálculos para cada punto de carga AR1 Caso 2

Puntos de carga	Consumidores	$\lambda$	r	$\lambda r$	IAC	DIC
31	220	0.354	1.5296610	0.5415	77.88	119.13
32	220	0.378	1.5595238	0.5895	83.16	129.69
33	220	0.354	1.5296610	0.5415	77.88	119.13
34	220	0.386	1.5686528	0.6055	84.92	133.21
35	200	0.378	1.5595238	0.3860	75.60	77.20
36	10	0.386	1.5686528	0.6055	3.860	6.055
37	10	0.378	1.5595238	0.5895	3.780	5.895
total	1100	2.614	1.4762815	3.859	407.08	590.31

Los resultados mostrados en las Tablas 6.21 y 6.22, son utilizados para obtener los índices de desempeño.

**Tabla 6.23** Índices de desempeño AR1

Caso	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI
I	0.37007273	1.21313636	3.30882718	0.99986151
II	0.37007273	0.53664545	1.46369948	0.99993874

En la Tabla 6.23 se puede visualizar mejor como los índices de confiabilidad del sistema AR1 mejoran notablemente.

Para el análisis económico se tomaron los valores utilizados en el primer sistema de prueba (Tabla 6.16).

En la Tabla 6.24 se tienen los valores del análisis de rentabilidad, en donde se analiza la rentabilidad del alimentador para varios años.

**Tabla 6.24** Resultados de la evaluación económica de AR1

Años de estudio	(VPN) Pérdidas por energía no suministrada (\$)		VPN Beneficio (\$)	Índices de rentabilidad		
	S. existente	S. propuesto		VPN (\$)	TIR (%)	RBC
2	31 987.37	16 088.63	27 592.44	-11 018.09	-12	0.71
3	45 834.37	23 053.40	56 652.89	18 042.36	35	1.47
5	69 866.77	35 141.03	131 637.89	93 027.36	86	3.41
10	113 248.54	56 960.84	345 863.54	307 253.01	146	8.96
15	140 185.20	70 509.22	529 961.01	491 350.48	180	13.73
20	156 910.75	78 921.71	663 964.68	635 354.15	202	17.20

En esta tabla se puede ver como el proyecto es rentable a partir del tercer año, debido a que el alimentador cuenta con mayor equipo de seccionadores, esto hace que disminuya el número de consumidores afectados ante una falla.

En las Figuras 6.12 y 6.13 se observa como disminuyen las pérdidas para cada año de estudio, se puede notar que mientras más tiempo pasa mayor es la pérdida que se evita.

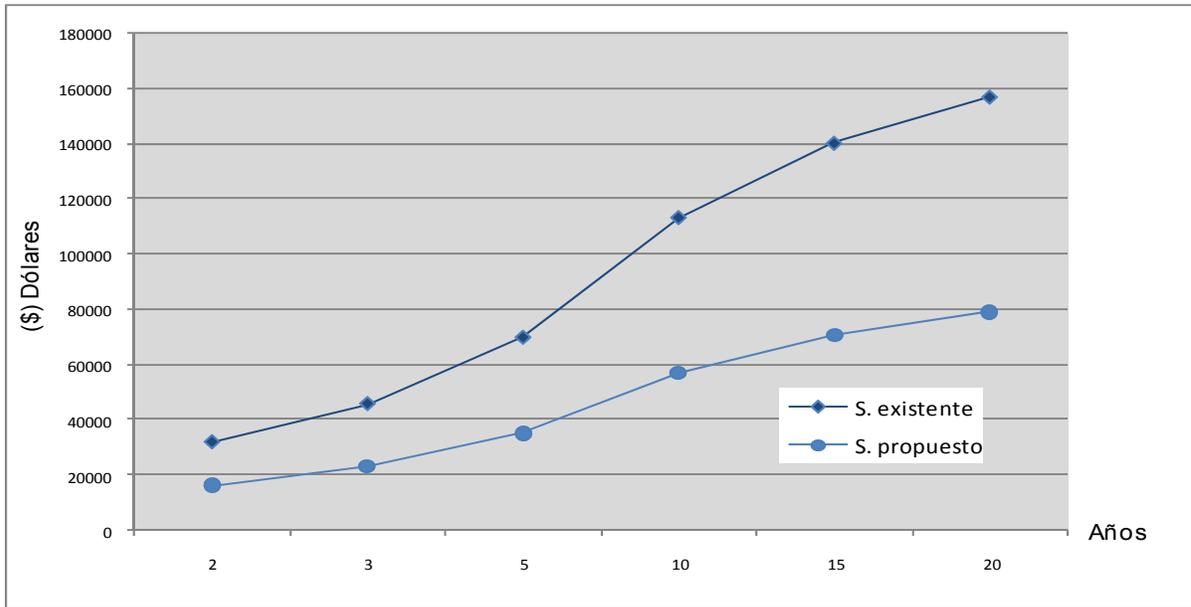


Figura 6.12 Pérdidas por energía no suministrada de AR1

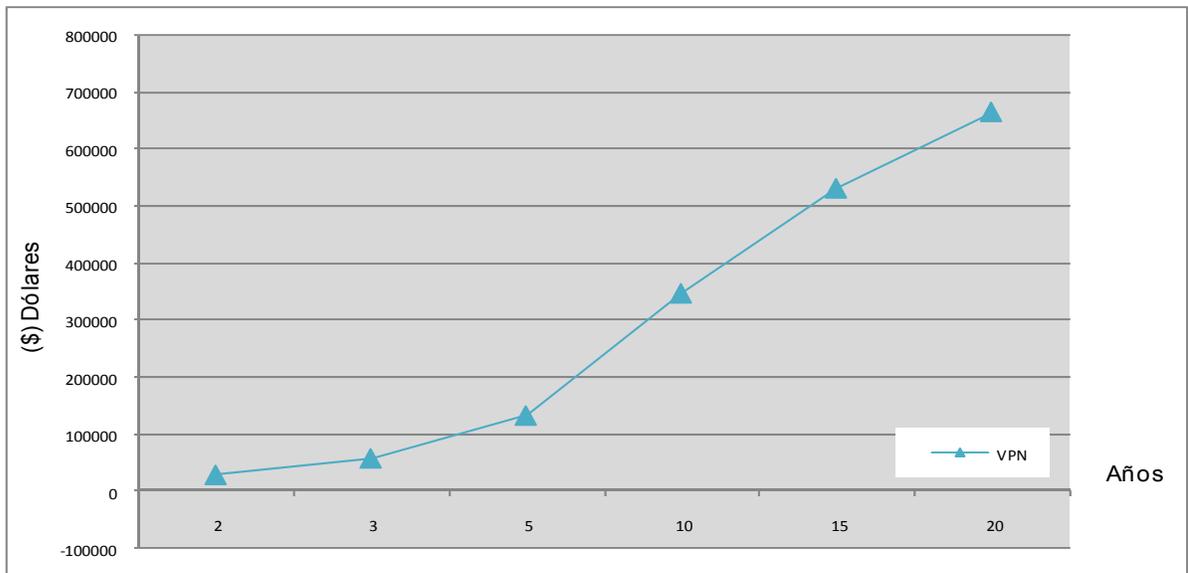


Figura 6.13 Comportamiento del VPN en relación a los años

### 6.6.1.1 Análisis general del sistema de prueba No.2

El sistema general consta de siete alimentadores radiales, en la cual el alimentador AR1 es analizado detalladamente, a continuación se hace el análisis general del sistema, para esto se utiliza el índice total de cada alimentador que se muestra en las Tablas 6.25 y 6.26 (para los detalles de cada uno de los alimentadores ver Apéndice B).

**Tabla 6.25** Índice total del sistema para el caso 1

Alimentador	Consumidores	$\lambda$	r	$\lambda r$
AR1	1100	2.614	3.60	9.4130
AR2	3	0.779	2.90	2.261
AR3	1080	2.568	3.464	8.895
AR4	1300	3.0	3.4429	10.329
AR5	3	0.770	2.834	2.185
AR6	3	0.801	2.841	2.278
AR7	1290	2.486	3.487	8.670
TOTAL	4797	13.236	3.3735	44.6524

**Tabla 6.26** Índice total del sistema para el caso 2

Alimentador	Consumidores	$\lambda$	r	$\lambda r$
AR1	1100	2.614	1.4761	3.8594
AR2	3	0.779	1.1746	0.9159
AR3	1080	2.568	1.5870	4.0754
AR4	1300	3.0	1.5319	4.5959
AR5	3	0.770	1.1827	0.9118
AR6	3	0.801	1.1413	0.9151
AR7	1290	2.486	1.5565	3.8694
TOTAL	4797	13.236	1.4807	19.5989

Los índices de desempeño del sistema para los casos I y II se muestran en la Tabla 6.27, donde se puede observar que para el sistema propuesto (caso II) la disponibilidad del sistema es mayor.

**Tabla 6.27** Índice total del sistema (índices de desempeño)

Caso	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI
I	2.670743	9.330527	3.493606	0.998934
II	2.670743	4.152565	1.554834	0.999525

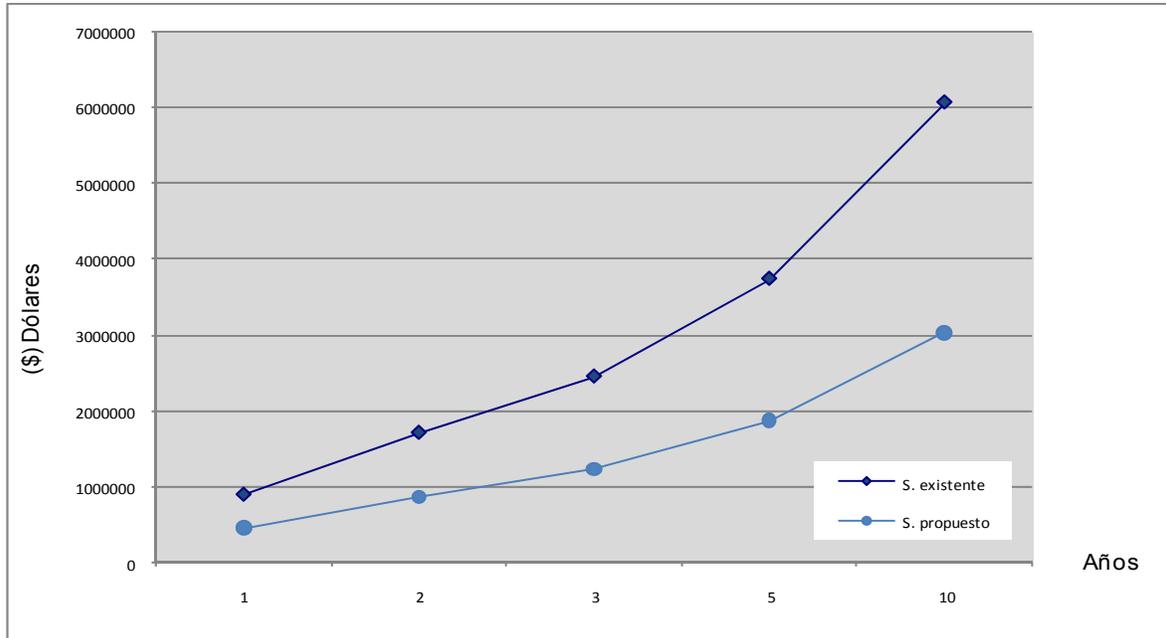
En base al análisis de confiabilidad obtenemos la evaluación económica que de igual manera es un análisis general de todo el sistema, donde para el sistema propuesto (suministro alterno) se anexan cuatro kilómetros de línea de distribución (ver Figura 6.10).

Los resultados de este análisis se muestran en la Tabla 6.28, donde el análisis se realizó para varios años, la inversión inicial del proyecto se recupera desde el primer año de puesta en marcha, debido a este reembolso solo se analizan los primeros años de servicio del sistema.

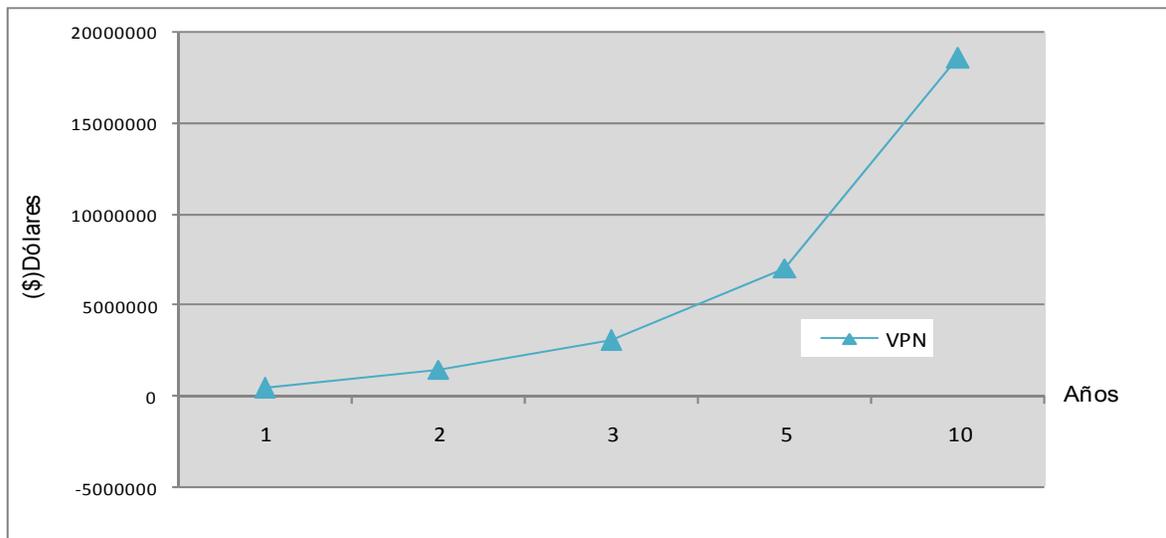
**Tabla 6.28** Resultados de la evaluación económica de todo el sistema de prueba

Años de estudio	(VPN)Perdidas por energía no suministrada (\$)		VPN Beneficio (\$)	Índices de rentabilidad		
	S. existente (caso1)	S. propuesto (caso2)		VPN (\$)	TIR (%)	RBC
2	897 643.86	450 644.52	406 363.03	256 620.91	199	2.71
3	1 713 683.74	860 321.36	1 481 042.13	1 331 300.01	557	9.89
5	2 455 538.17	1 232 754.86	3 040 881.11	2 891 138.99	816	20.31
10	3 743 054.12	1 879 127.03	7 065 750.16	6 916 008.04	1 245	47.19
15	6 067 196.24	3 045 917.07	18 564 42.60	18 414 710.5	2 018	123.98

En la Figura 6.14 se observa como las pérdidas de todo el sistema son cuantiosas así como las pérdidas evitadas por la energía no suministrada , debido a esto la recuperación de la inversión inicial es muy rápida como se puede apreciar en la Figura 6.15.



**Figura 6.14** Pérdidas por energía no suministrada



**Figura 6.15** Comportamiento del VPN en relación a los años

## **CAPÍTULO VII**

# **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS**

### **7.1 INTRODUCCIÓN**

En esta tesis se proponen dos métodos mediante los cuales la confiabilidad puede ser mejorada. El primero consiste en la sustitución o mejoría de un determinado componente que este causando una tasa de salida. El segundo método consiste en la utilización de redundancias en el sistema, en la cual en la mayoría de los casos es más efectivo, aunque mucho más costoso, que es el método que se aplica para esta tesis, agregando dispositivos de seccionalización como suministro alterno (cuchillas).

En este capítulo se presentan las conclusiones de este trabajo, así como las recomendaciones para trabajos futuros.

### **7.2 CONCLUSIONES**

Se cuenta con un algoritmo para la evaluación de la confiabilidad de las redes de distribución radial, basado en el método analítico de cortes mínimos.

Con este algoritmo se obtienen los índices de confiabilidad, tanto para todo el sistema como para cada uno de los puntos de carga, considerando desde un alimentador hasta un sistema complejo de varios alimentadores.

Se considera la evaluación económica, la cual justifica las inversiones efectuadas para incrementar la confiabilidad de un proyecto que puede ser un sistema propuesto o de un sistema ya existente.

Se hace uso del método de Valor Presente Neto (VPN) para evaluar proyectos de inversión a largo plazo, ya que permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico: que sea rentable.

El concepto de energía no suministrada con su costo asociado proporciona una base fuerte en la justificación de inversión en efectivo, al agregar un nuevo equipo como el caso de esta tesis, donde se obtiene una apreciación de los beneficios esperados a un plazo definido de estudio del proyecto.

En el segundo caso de prueba se analizó al sistema en general en el cual se obtuvieron resultados positivos, por lo que la inversión inicial se recuperó fácilmente, debido a que el ingreso de efectivo fue alto, esto por que; al incluir cuatro dispositivos de seccionalización (cuchillas manuales) benefició a todo el sistema.

Al incluir las cuchillas seccionalizadoras el sistema original pasó a una configuración mallada.

### **7.3 RECOMENDACIONES PARA TRABAJOS FUTUROS**

- Aplicar redundancias que no solo operen como suministro alterno.
- Incluir datos estadísticos reales del sistema eléctrico nacional.
- Aplicar a los proyectos de inversión métodos mutuamente excluyentes, esto para elegir el mejor proyecto de diferentes configuraciones posibles en cuanto a su redundancia.
- Analizar proyectos de inversión con múltiples tasas internas de rendimiento.
- Considerar efectos de inflación en la evaluación de proyectos de inversión.

## BIBLIOGRAFIA Y REFERENCIAS

- [1] Enríquez Harper, *Líneas de Transmisión y Redes de distribución de Potencia Eléctrica*, 2nd ed., vol. 2 Editorial LIMUSA. México 1983.
- [2] Turan Gonen, *Electric power distribution system engineering*, California University, Sacramento 1986.
- [3] B. Ravindranat and M. Chander, *Protección de sistemas de potencia e interruptores*. Ed. LIMUSA
- [4] Enríquez Harper, *Instalaciones Eléctricas en Mediana y Alta tensión*, Editorial LIMUSA. México 1991.
- [5] J.G. Trasancos, *Instalaciones Eléctricas en Mediana y Baja Tensión*, Editorial PARANINFO, 1999.
- [6] Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Distribución, *Estadísticas del Tiempo de Interrupción por Usuario TIU/2002*, Subgerencia de Operación y Mantenimiento, Departamento de Redes/Oficina de Redes Aéreas, Abril 2003.
- [7] R. E. Brown, *Electric power Distribution Reliability*, ABB Inc. Raleigh, North Carolina, 2002
- [8] J. A. Gómez Hernández, *Análisis de confiabilidad de Subestaciones Eléctricas en Alta Tensión*, Tesis de Licenciatura, Instituto de Investigaciones Eléctricas. Instituto Tecnológico de Veracruz, Diciembre de 1994.
- [9] R. Billinton and R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Engineering Systems: concepts and techniques*, Pitman Advanced Publishing Program, 1985
- [10] J. A. Gómez Hernández "optimización de la confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia compuestos utilizando algoritmos evolucionarios", Tesis Doctoral. Sección de Estudios de Posgrado e Investigación Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, 2001.
- [11] J. Robles, *Administración de Proyectos Notas de Clase*, Instituto Politécnico Nacional, ESIME.
- [12] K. J. Arrow, *Proyectos de inversión*. EU, Ed. Stanford University, 2da. Edición, 1990
- [13] N. Sapag Chain *Preparación y evaluación de proyectos de inversión*. México, 1995.
- [14] G. B. Urbina, *Evaluación de proyectos*, México, Ed. Mc Graw Hill 1992.
- [15] R. Coss Bu, *Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión*, México, Editorial LIMUSA, 1996.
- [16] J. A. Gómez Hernández, y D. Romero Romero, *Índices Básicos de Confiabilidad en Sistemas de Distribución Radiales*, Artículo presentado en la reunión de verano de potencia, capítulo de potencia IEEE Sección México, Acapulco, Gro., julio de 1999.

- [17] G. B. Jasmon, O. S. Kai, *A New Technique in Minimal Path and Cutset Evaluation*, IEEE Transaction on Reliability, Vol. R-34, No. 2, June 1985.
- [18] R. Billinton, R. N. Allan, *Reliability test system for educational purposes basic distribution system data and results*, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, No.2, May 1991.
- [19] R. Diaz Flores, J. A. Gómez Hernández y G. Enriquez Harper, *Selección Óptima de Dispositivos de Desconexión en la planeación de Sistemas de Distribución Radial*, Articulo presentado en la reunión de verano de potencia, capitulo de potencia IEEE Sección México, Acapulco, Gro., Julio de 2003.
- [20] IEEE Standard 859 – 1987: *“Terms for Reporting and Analyzing Outage Occurrences and Outage States of Electrical Transmission Facilities”*.

## APÉNDICE A

### TERMINOLOGÍA DE CONFIABILIDAD

Los siguientes términos y definiciones asociados se mencionan en esta tesis para una mejor comprensión, estos fueron tomados de la norma de IEEE estándar 346-1973 parte 2 [20], en donde se han publicado definiciones similares.

Los términos usados en esta tesis son los siguientes:

(i) **Componente.** Pieza de un equipo, de una línea o de una sección de línea.

(ii) **Sistema.** Grupo de componentes asociados o conectados a una configuración para realizar una determinada función.

(iii) **Salida.** Describe el estado de un componente cuando no esta disponible para ejercer sus funciones debido a un evento asociado directamente con este componente. Las salidas pueden o no causar interrupciones dependiendo de la configuración del sistema.

**a) Salida forzada.** Una salida forzada es aquella que resulta de condiciones de emergencia asociadas a alguna componente que requiere sacarse fuera de servicio inmediatamente o tan pronto como se hagan las operaciones de maniobras pertinentes, las salidas pueden ser causadas por operaciones impropias del equipo o por un error humano.

**b) Salida programada.** Estas salidas resultan cuando un componente es deliberado temporalmente usualmente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo o reparación.

(iv) **Condiciones climatológicas.**

**a) Tiempo normal.** Incluye todo tipo de condiciones de tiempo sin tomar en cuenta desastres o casos similares.

**b) Condición adversa.** Es en la cual las condiciones de tiempo son anormales y causan una alta tasa de fallas o salidas forzadas por los componentes expuestos ante estas condiciones.

(v) **Tiempo de exposición.** Es el tiempo durante el cual un componente se encuentra desempeñando su función y expuesta a una falla.

(vi) **Tasa de falla.** Para una clasificación particular de salidas y tipo de componente, es el número promedio de salidas por el tiempo de exposición del componente.

**a) Tasa de falla permanente en tiempo adverso.** Para el tipo particular del componente, es el número promedio de salidas por unidad de tiempo de exposición del componente.

**b) Tasa de falla permanente de tiempo normal.** Para un tipo particular de componente, es el número promedio de salidas por unidad de tiempo de exposición de tiempo normal por el tiempo de exposición del componente.

(vii) **Duración de falla.** Comprende del inicio de una salida hasta la sustitución del equipo por uno en condiciones normales de operación.

- a) **Duración de salida forzada permanente.** Es el periodo de inicio de la salida hasta que el componente es reemplazado o reparado.
  - b) **Duración de salida forzada transitoria.** Es del periodo de inicio de la salida que el servicio es restaurado o el fusible es sustituido.
  - c) **Duración de salida programada.** Es del periodo de inicio de la salida hasta la construcción, mantenimiento preventivo o el trabajo de reparación es completado.
- (viii) **Tiempo de switcheo.** El tiempo de acción switcheo es el tiempo de recierre de un seccionalizador debido a una salida forzada.
- (ix) **Interrupción.** Es la pérdida de servicio de uno o más consumidores. Una interrupción es el resultado de una o más salidas de un componente.
- a) **Interrupción programada.** Una interrupción causada por una salida programada.
  - b) **Interrupción forzada.** Una interrupción causada por una salida forzada.
- (x) **Duración de interrupción.** Es el periodo de inicio de una interrupción al consumidor hasta que el servicio ha sido restaurado.
- a) **Interrupción momentánea.** Una interrupción de duración limitada donde el servicio es restaurado por controladores automáticos o por interruptores manuales donde esta supervisado por operadores.
  - b) **Interrupción prolongada.** Una interrupción prolongada o sostenida es cualquier interrupción no clasificada como una interrupción momentánea.

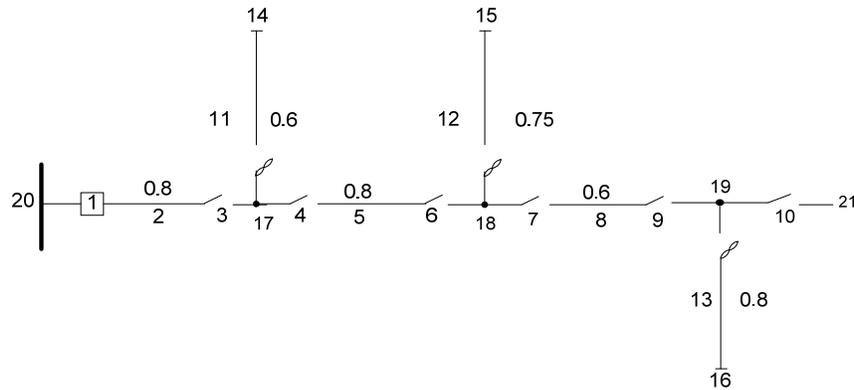
(xi) Las salidas de los componentes pueden ser divididas dentro de salidas por fallas pasivas y salidas por fallas activas.

- a) **Fallas activas.** Todas las componentes que al fallar causan la salida de servicio de otros componentes saludables, se clasifican como fallas activas. Esta clase de falla incluye fallas en componentes que causan la operación de interruptores.
  
- b) **Fallas pasivas.** Todas las fallas de componentes que no causan la salida de servicio de componentes sanos, se clasifican como fallas pasivas. Estas incluyen apertura por fallas indetectables, salidas de componentes por reparación, etc. Se debe notar, que para los componentes de la primera clasificación, las fallas activas son incluidas también en las fallas pasivas.

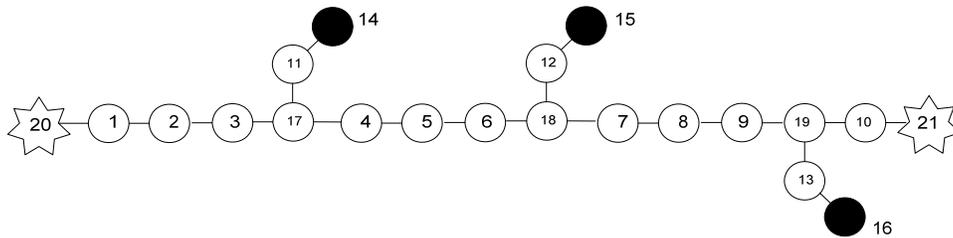
## APÉNDICE B

### ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD DE LOS ALIMENTADORES DEL SISTEMA DE PRUEBA No. 2 (RBTS)

#### B.1 Alimentador AR2



**Figura B.1** Alimentador AR2



**Figura B.2** Grafo asociado a AR2

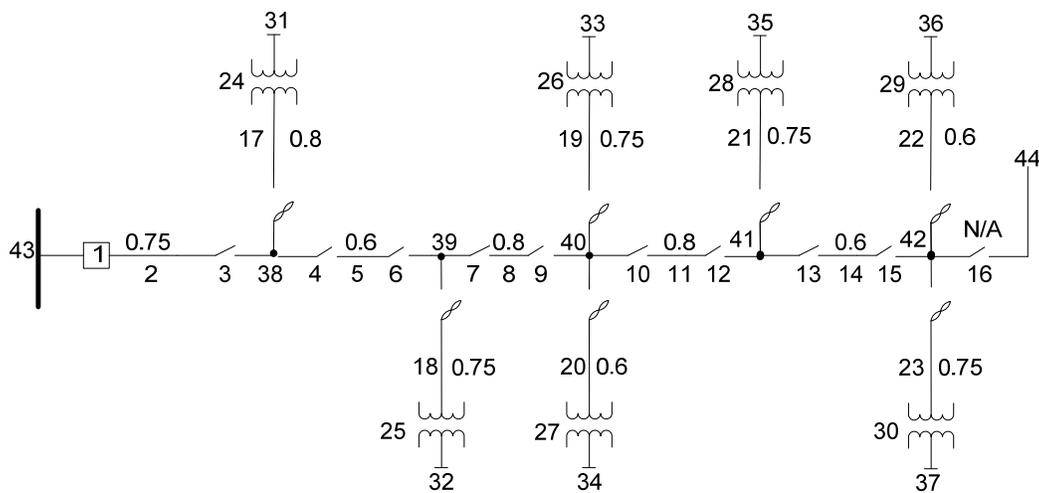
**Tabla B.1** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR2 caso1

Nodo del grafo	Nodos de carga								
	14			15			16		
Principal	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$
2	0.052	5.0	0.260	0.052	5.0	0.245	0.052	5.0	0.260
5	0.052	0.5	0.026	0.052	5.0	0.025	0.052	5.0	0.260
8	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	5.0	0.195
Lateral									
11	0.098	2.0	0.196						
12				0.122	2.0	0.244			
13							0.130	2.0	0.260

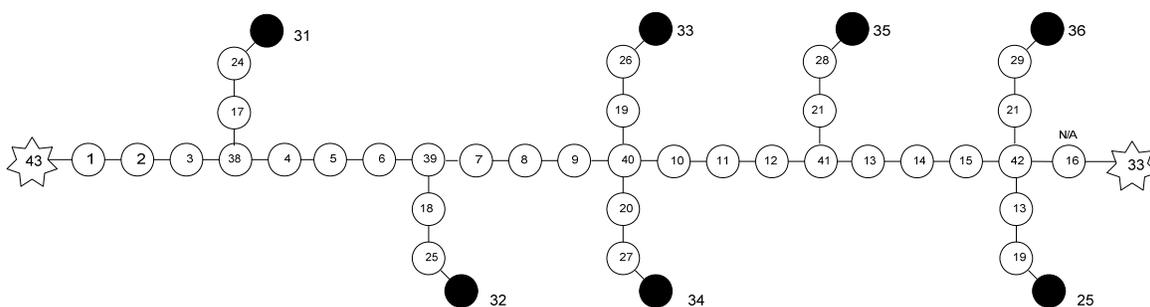
**Tabla B.2** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR2 caso2

Nodo del grafo	Nodos de carga								
	14			15			16		
Principal	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$
2	0.052	2.0	0.104	0.052	2.0	0.104	0.052	2.0	0.104
5	0.052	0.5	0.026	0.052	0.5	0.026	0.052	0.5	0.026
8	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020	0.039	0.5	0.020
Lateral									
11	0.09	2.0	0.196						
12				0.122	2.0	0.244			
13							0.130	2.0	0.700

**B.2 Alimentador AR3**



**Figura B.3** alimentador AR3



**Figura B.4** Grafo asociado a AR3

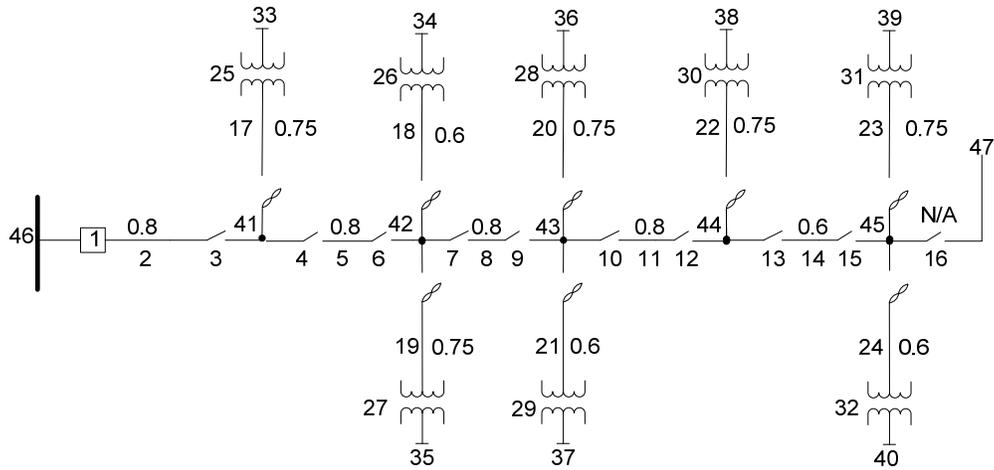
**Tabla B.3** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR3 caso1

Nodo del grafo	Nodos de carga																				
	31			32			33			34			35			36			37		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610	0.122	5.0	0.610
5	0.098	0.5	0.049	0.098	5.0	0.490	0.098	5.0	0.490	0.098	5.0	0.490	0.098	5.0	0.490	0.098	5.0	0.490	0.098	5.0	0.490
8	0.130	0.5	0.065	0.098	5.0	0.490	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650
11	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065
14	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.490
Lateral																					
17	0.052	2.0	0.104																		
18				0.049	2.0	0.098															
19							0.049	2.0	0.098												
20										0.039	2.0	0.078									
21													0.049	2.0	0.098						
22																0.039	2.0	0.078			
23																			0.049	2.0	0.098

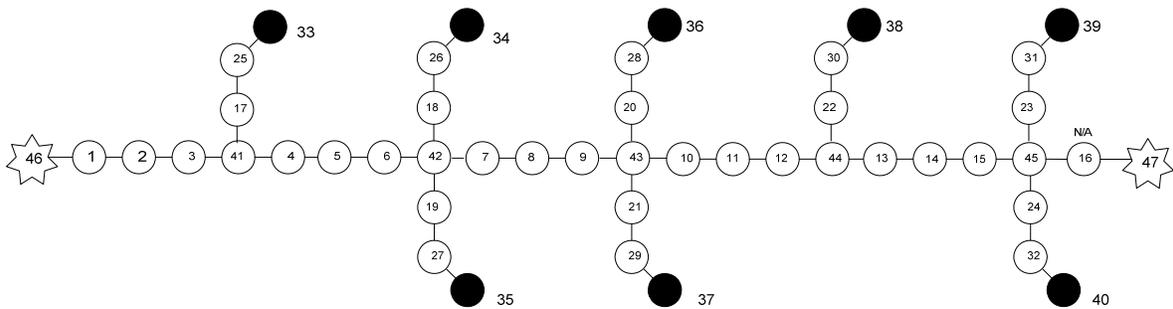
**Tabla B.4** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR3 caso2

Nodo del grafo	Nodos de carga																				
	31			32			33			34			35			36			37		
Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$
2	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244
5	0.098	0.5	0.049	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196
8	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260
11	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260
14	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196
Lateral																					
17	0.052	2.0	0.104																		
18				0.049	2.0	0.098															
19							0.049	2.0	0.098												
20										0.039	2.0	0.078									
21													0.049	2.0	0.098						
22																0.039	2.0	0.078			
23																			0.049	2.0	0.098

**B.3 Alimentador AR4**



**Figura B.5 Alimentador AR4**



**Figura B.6 Grafo asociado a AR4**

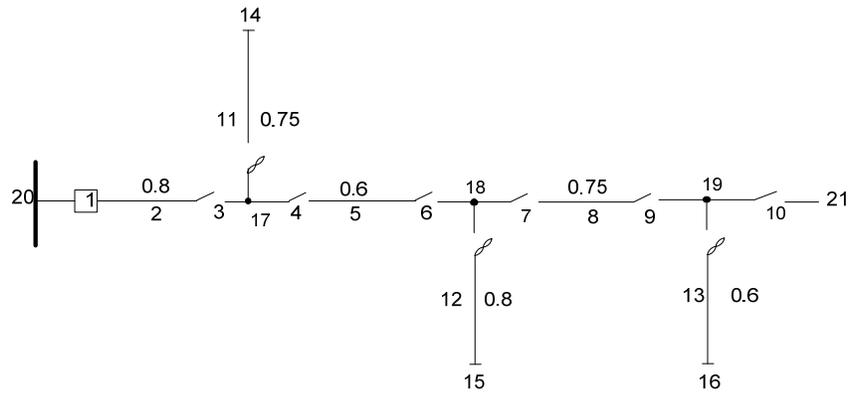
**Tabla B.5** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR4 caso1

Nodo del grafo	Nodos de carga																										
	33			34			35			36			37			38			39			40					
	Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	$\lambda$	r	$\lambda r$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$											
2	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.650
5	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065
8	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065
11	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065
14	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049
Lateral																											
17	0.049	2.0	0.098																								
18				0.039	2.0	0.078																					
19							0.045	2.0	0.090																		
20										0.045	2.0	0.090															
21													0.039	2.0	0.078												
22															0.049	2.0	0.098										
23																		0.049	2.0	0.098							
24																						0.039	2.0	0.078			

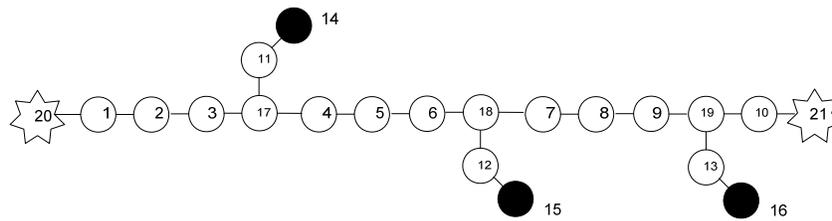
**Tabla B.6** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR4 caso2

Nodo del grafo	Nodos de carga																										
	33			34			35			36			37			38			39			40					
	Principal	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	$\lambda$	r	$\lambda r$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r												
2	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260
5	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065
8	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065	0.130	0.5	0.065
11	0.130	0.5	0.049	0.130	0.5	0.049	0.130	0.5	0.065	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260
14	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	2.0	0.196	0.098	2.0	0.196
Lateral																											
17	0.049	2.0	0.098																								
18				0.039	2.0	0.078																					
19							0.045	2.0	0.090																		
20										0.045	2.0	0.090															
21													0.039	2.0	0.078												
22															0.049	2.0	0.098										
23																		0.049	2.0	0.098							
24																						0.039	2.0	0.078			

**B.3 Alimentador AR5**



**Figura B.7 Alimentador AR5**



**Figura B.8 Grafo asociado a AR5**

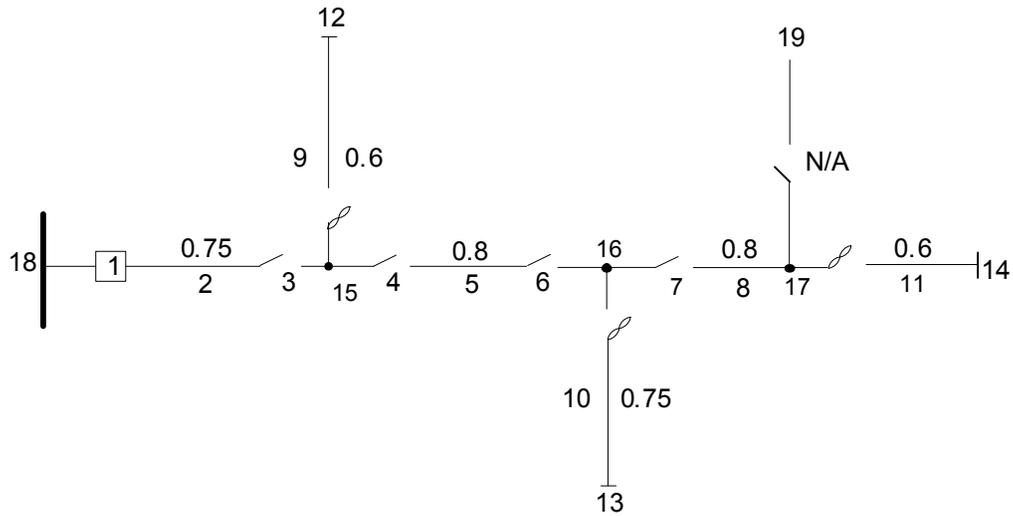
**Tabla B.7 Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR5 caso1**

Nodo del grafo	Nodos de carga								
	14			15			16		
Principal	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$
2	0.130	5.0	0.650	0.130	5.0	0.610	0.130	5.0	0.650
5	0.098	0.5	0.049	0.098	5.0	0.490	0.098	5.0	0.490
8	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	5.0	0.610
Lateral									
11	0.049	2.0	0.098						
12				0.520	2.0	0.104			
13							0.039	2.0	0.078

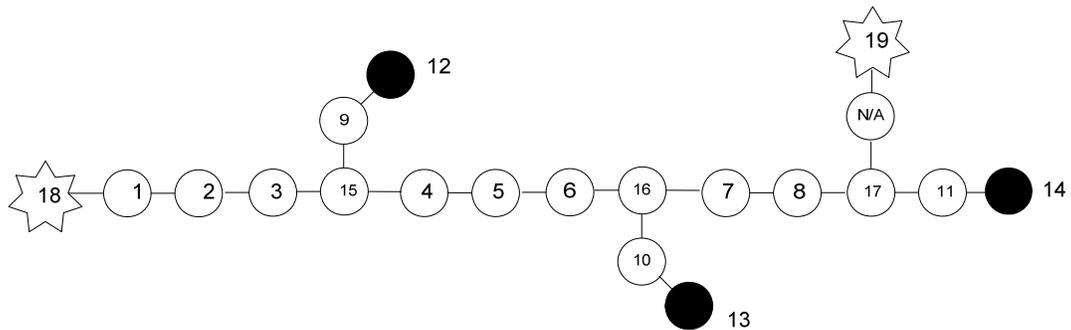
**Tabla B.8 Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR5 caso2**

Nodo del grafo	Nodos de carga								
	14			15			16		
Principal	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$
2	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.260	0.130	2.0	0.250
5	0.098	0.5	0.049	0.049	0.5	0.196	0.098	2.0	0.196
8	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	2.0	0.244
Lateral									
11	0.049	2.0	0.098						
12				0.520	2.0	0.104			
13							0.039	2.0	0.078

**B.3 Alimentador AR6**



**Figura B.9 Alimentador AR6**



**Figura B.10 Grafo asociado a AR6**

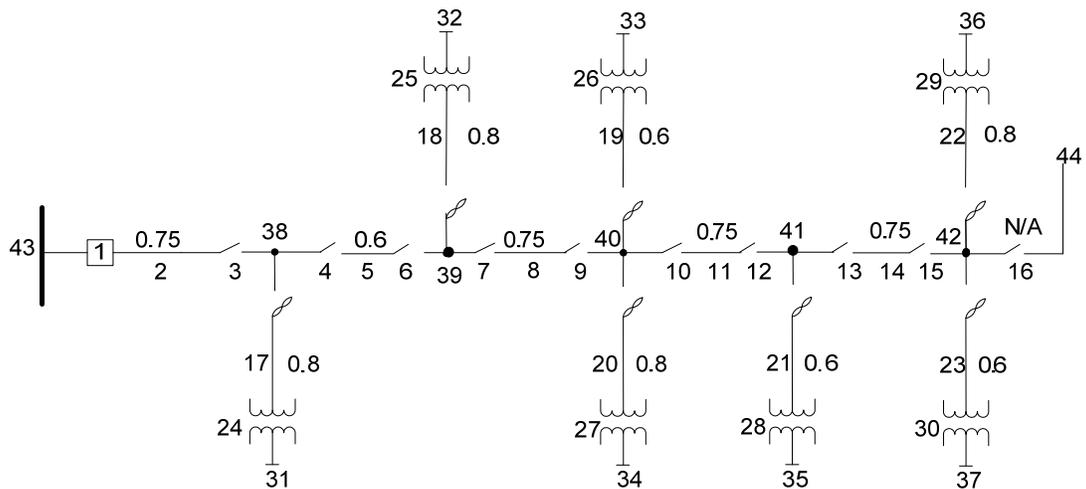
**Tabla B.9** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR6 caso1

Nodo del grafo	Nodos de carga								
	12			13			14		
Principal	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$
2	0.049	5.0	0.245	0.049	5.0	0.245	0.052	5.0	0.259
5	0.052	0.5	0.025	0.052	5.0	0.259	0.039	5.0	0.259
8	0.052	0.5	0.025	0.052	0.5	0.025	0.049	5.0	0.244
Lateral									
11	0.122	2.0	0.244						
12				0.122	2.0	0.2			
13							0.098	2.0	0.196

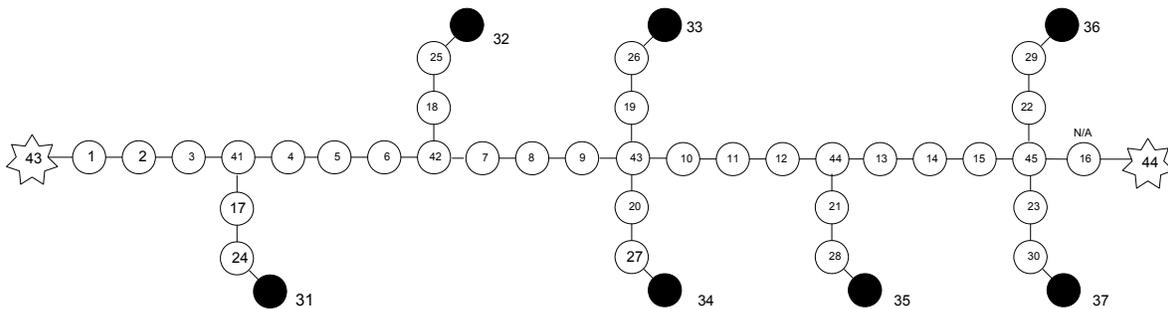
**Tabla B.10** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR6 caso2

Nodo del grafo	Nodos de carga								
	12			13			14		
Principal	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$	$\lambda$	$r$	$\lambda r$
2	0.049	0.5	0.024	0.049	0.5	0.0245	0.052	0.5	0.025
5	0.052	0.5	0.025	0.052	0.5	0.0259	0.039	0.5	0.025
8	0.052	0.5	0.025	0.052	0.5	0.025	0.049	0.5	0.024
Lateral									
11	0.122	2.0	0.244						
12				0.122	2.0	0.2			
13							0.098	2.0	0.196

**B.6 Alimentador AR7**



**Figura B.11** Alimentador AR7



**Figura B.12** Grafo asociado a AR7

**Tabla B.11** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR7 caso1

Nodo del grafo	Nodos de carga																					
	31			32			33			34			35			36			37			
	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	
Principal																						
2	0.122	5.0	0.061	0.122	5.0	0.061	0.122	5.0	0.061	0.122	5.0	0.061	0.122	5.0	0.061	0.122	5.0	0.061	0.122	5.0	0.061	
5	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	
8	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	
11	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	
14	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	
Lateral																						
17	0.052	2.0	0.104																			
18				0.052	2.0	0.104																
19							0.039	3.0	0.117													
20										0.052	2.0	0.104										
21													0.039	3.0	0.117							
22																0.052	2.0	0.104				
23																			0.039	3.0	0.117	

**Tabla B.12** Cálculos de índices de confiabilidad para el alimentador AR7 caso2

Nodo del grafo	Nodos de carga																					
	31			32			33			34			35			36			37			
	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	$\lambda$	r	$\lambda r$	
Principal																						
2	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	0.122	2.0	0.244	
5	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	0.098	0.5	0.049	
8	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	
11	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	
14	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	0.122	0.5	0.061	
Lateral																						
17	0.052	2.0	0.104																			
18				0.052	2.0	0.104																
19							0.039	3.0	0.117													
20										0.052	2.0	0.104										
21													0.039	3.0	0.117							
22																0.052	2.0	0.104				
23																			0.039	3.0	0.117	

## APÉNDICE C

### ÍNDICES DE CONFIABILIDAD EN LA EVALUACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

Diferentes tipos de índices de confiabilidad se pueden obtener a partir de los tres índices básicos que son: la tasa de falla promedio al punto de carga ( $\lambda$ ), duración de salida promedio anual al punto de carga ( $r$ ), y la indisponibilidad o tiempo promedio de salida anual al punto de carga ( $U$ ) [9, 13].

Algunos de los índices que se usan para indicar el desempeño de las redes de distribución son los siguientes:

- (1) **IAC** - Interrupción Anual a los Consumidores

$$\mathbf{IAC} = \sum_{i \in R} \lambda_i N_i \quad [\text{int}] \quad (\text{C1.1})$$

Donde  $\lambda_i$  y  $N_i$  son la tasa de falla y el número de consumidores de cada punto de carga  $i$  respectivamente; R es la salida de los puntos de carga del sistema.

- (2) **IAC** - Interrupción Anual a los Consumidores

$$\mathbf{IAC} = \sum_{i \in R} U_i N_i \quad [\text{hr}] \quad (\text{C1.2})$$

Donde  $U_i$  es la indisponibilidad anual o el tiempo de salida (en hr/año) a cada punto de carga  $i$ .

- (3) **SAIFI** - Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del sistema  
(Interrupciones/consumidores del sistema/año)

$$\mathbf{SAIFI} = \frac{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad [\text{hr}] \quad (\text{C1.3})$$

- (4) **SAIDI** - Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema  
(hr/consumidores del sistema/año)

$$\mathbf{SAIDI} = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} N_i} \quad [\text{hr/año}] \quad (\text{C1.4})$$

- (5) **CAIDI** - Índice de Duración de Interrupción Promedio a los Consumidores (hr/interrupción anual a los consumidores), (conocido en México como TIU)

$$\mathbf{CAIDI} = \frac{\sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} \lambda_i N_i} = \frac{\mathbf{SAIDI}}{\mathbf{SAIFI}} \quad [\text{hr}] \quad (\text{C1.5})$$

- (6) **ASAI** – Índice de Disponibilidad Promedio de Servicio

$$\mathbf{ASAI} = \frac{\sum_{i \in R} 8760 N_i - \sum_{i \in R} U_i N_i}{\sum_{i \in R} 8760 N_i} \quad [\text{pu}] \quad (\text{C1.6})$$