



**BUAP**

**BENEMÉRITA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE PUEBLA**

Facultad de Ingeniería.

Secretaría de Investigación y Estudios de Posgrado.

**PRIORIZACIÓN DE OBRAS EN DISTRIBUCIÓN**

**TESINA**

Que para obtener el grado de  
**MAESTRO EN INGENIERÍA  
CON OPCIÓN TERMINAL EN  
SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA**

Presenta:

**ING. EDUARDO VIVEROS GUZMÁN**

Asesor de tesina:

M.C. Carlos Morán Ramírez

Coasesor de tesina:

Dr. Ricardo Octavio Arturo Mota Palomino

Puebla, Pue.

Octubre 2016



**BUAP**

OFICIO: 2698/2016

**Mtro. Omar Gerardo Aguirre Ibarra**

Director de Administración Escolar de la  
Benemérita Universidad Autónoma de Puebla  
Presente.

Por medio del presente, hago de su conocimiento que el **C. Eduardo Viveros Guzmán**, Matrícula: 213470434; pasante de la Maestría en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia, quien en fecha próxima presentará su Examen de Grado, solicita jurado y fecha de examen. Por lo que me permito sugerir a usted que el JURADO esté integrado por los siguientes Catedráticos:

PRESIDENTE: M.C. CARLOS MORÁN RAMÍREZ  
SECRETARIO: M.I. VÍCTOR GALINDO LÓPEZ  
VOCAL: M.I. GENARO CAMPOS CASTILLO  
VOCAL: M.I. JUAN SÁNCHEZ LÓPEZ

La fecha y hora propuesta por esta Facultad es el día 18 de noviembre de 2016, a las 18:00 hrs.

Sin otro particular de momento, reciba un cordial saludo.

Atentamente  
"Pensar bien, para vivir mejor"  
H. Puebla de Zaragoza, octubre 24 de 2016.

  
**M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández**  
Director

C.c.p. Archivo

ABH/GCC/sco\*



Facultad  
de Ingeniería

Bldv. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. 108 C, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610



**BUAP**

OFICIO SIEP No. 0377/ 2016

**ING. EDUARDO VIVEROS GUZMÁN**

Maestría en Ingeniería, opción terminal

Sistemas Eléctricos de Potencia

Presente.

El suscrito M.I. Fernando Daniel Lazcano Hernández, Director de la Facultad de Ingeniería, de acuerdo a su solicitud de aprobación de tema de tesis, le autoriza el tema de tesina intitulado: **“Priorización de obras en distribución”**, para obtener el grado de Maestro en Ingeniería con opción terminal en Sistemas Eléctricos de Potencia. Asignándose como Director de tesis al M.C. Carlos Morán Ramírez.

Sin otro particular, reciba un cordial saludo.

**ATENTAMENTE**

“Pensar bien, para vivir mejor”

Puebla, Pue., a 18 de abril de 2016

**M.I. FERNANDO DANIEL LAZCANO HERNÁNDEZ**  
Director de la Facultad de Ingeniería

C.c.p. M.C. Carlos Morán Ramírez. Director de tesis.

C.c.p. Archivo.

ABH/GCC/dsm.

**60**  
**AÑOS DE**  
**AUTONOMÍA**  
UNIVERSITARIA

Facultad  
de Ingeniería

Bldv. Valsequillo y Av. San Claudio  
s/n, edif. ING 4, Col. San Manuel,  
Ciudad Universitaria,  
Puebla, Pue. C.P. 72570  
01 (222) 229 55 00 Ext. 7610

# ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>3</b>
<b>1.1 Problemática.....</b>	<b>3</b>
<b>1.2 Objetivos.....</b>	<b>4</b>
1.2.1 Objetivo general .....	4
1.2.2 Objetivos particulares .....	4
<b>1.3 Justificación .....</b>	<b>4</b>
<b>1.4 Metodología.....</b>	<b>5</b>
<b>CAPÍTULO II FUNDAMENTOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....</b>	<b>7</b>
<b>2.1 Estructura. ....</b>	<b>7</b>
<b>2.2 Topología del Sistema. ....</b>	<b>8</b>
<b>2.3 Tipos de Interrupciones.....</b>	<b>9</b>
2.3.1 Interrupción temporal / momentánea. ....	9
2.3.2 Interrupción permanente / sostenida.....	9
<b>2.4 Causas de las Interrupciones.....</b>	<b>10</b>
2.4.1 Envejecimiento. ....	10
2.4.2 Incremento de Demanda. ....	10
2.4.3 Clima. ....	10
2.4.4 Vegetación.....	11
2.4.5 Animales y Plagas. ....	11
2.4.6 Factores Humanos. ....	11
<b>CAPÍTULO III CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. ....</b>	<b>12</b>
<b>3.1 Motivación de la Confiabilidad en Distribución. ....</b>	<b>12</b>
<b>3.2 Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución .....</b>	<b>13</b>
3.2.1 Evaluación del desempeño histórico o pasado de confiabilidad.....	13
3.2.2 Información requerida para la evaluación histórica de confiabilidad.....	14
3.2.3 Evaluación del desempeño predictivo o futuro de la confiabilidad.....	15
3.2.4 Información requerida para la evaluación predictiva. ....	16
<b>3.3 Índices de Confiabilidad .....</b>	<b>17</b>
3.3.1 Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI) .....	17
3.3.2 Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI) .....	18

3.3.3 Índice de Duración de Interrupción Promedio al Consumidor (CAIDI).....	19
3.3.4 Índice de Tiempo de Interrupción Promedio Total del Cliente (CTAIDI) .....	19
3.3.5 Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio al Consumidor (CAIFI).....	20
3.3.6 Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio (ASAI).....	20
3.3.7 Índice de Frecuencia de Interrupción del Sistema Promedio (ASIFI) .....	21
3.3.8 Índice de Duración de Interrupción del Sistema Promedio (ASIDI) .....	21
3.3.9 Índice de Frecuencia de Interrupción Momentánea Promedio (MAIFI).....	22
<b>3.4 Cálculo de Índices Históricos .....</b>	<b>23</b>
 <b>CAPÍTULO IV MODELADO Y EVALUACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA</b>	
<b>CONFIABILIDAD .....</b>	<b>28</b>
<b>4.1 Parámetros de Confiabilidad.....</b>	<b>28</b>
<b>4.2. Modelado de Componentes de Distribución .....</b>	<b>30</b>
4.2.1 Líneas Aéreas .....	31
4.2.2 Cables Subterráneos .....	31
4.2.3 Restauradores .....	31
4.2.4 Fusibles .....	32
4.2.5 Interruptores .....	33
4.2.6 Cuchillas.....	33
4.2.7 Seccionalizadores.....	34
4.2.8 Otros Componentes.....	34
<b>4.3 Evaluación Predictiva de la Confiabilidad en Distribución .....</b>	<b>35</b>
4.3.1 Métodos Analíticos .....	35
<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>53</b>
<b>BIBLIOGRAFIA.....</b>	<b>55</b>
<b>GLOSARIO .....</b>	<b>57</b>
<b>LISTA DE ACRONIMOS Y ABREVIATURAS .....</b>	<b>59</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1:</b> Alimentador de Prueba .....	37
<b>Figura 2.</b> Árbol de eventos que caracterizando fallas de dispositivo.....	42

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Datos históricos de interrupción para un sistema de 2 alimentadores.....	23
<b>Tabla 2.</b> Información de tasas de falla y tiempos de reparación .....	38
<b>Tabla 3.</b> Análisis de FMEA .....	39
<b>Tabla 4.</b> Zonas y Ramas del Alimentador de Prueba.....	48
<b>Tabla 5.</b> Información de Tasas de Falla.....	49



## INTRODUCCIÓN

El interés que se tiene sobre la priorización de obras en distribución nace en la problemática generada en el momento de la asignación de recursos para construcción de obras nuevas, mejoras en circuitos e inversión para reducción de pérdidas en la red de distribución, ya que existe un número grande de proyectos para cada uno de estos rubros.

En distribución se realiza una proyección multianual de las necesidades y crecimiento de la red de media tensión denominado Plan Rector.

El plan rector es la integración de los planes, programas y proyectos del sistema eléctrico de distribución, alineados a una visión de largo plazo que propicie la expansión ordenada y oportuna mediante la programación y ejecución de inversiones que soporten la competitividad organizacional, esta guía es utilizada en las zonas de las divisiones de distribución de la Comisión Federal de Electricidad.

Hace más de una década se conocía el concepto de plan rector, como el ordenamiento y definición de trayectorias para el crecimiento de la media tensión para contar solo con las instalaciones necesarias y una topología de la red sencilla de operar; siendo que se emprendieron proyectos y se construyeron instalaciones.

El plan rector es un compilado de la experiencia en la planeación del SED (Sistema Eléctrico de Distribución) en las divisiones de distribución y sus mejores prácticas.

Como visión general el Plan Rector de Distribución de una Zona proveerá el panorama completo de las condiciones actuales del Sistema Eléctrico de Distribución (SED), el diagnóstico operativo por medio de indicadores del desempeño identificando las áreas críticas y prioritarias del SED y las necesidades de edificaciones y equipamiento en la prospectiva del desarrollo del mercado eléctrico y en



correspondencia la integración de programas multianuales de inversión para la aplicación efectiva de los recursos financieros; en la creación de nueva infraestructura con enfoque de competitividad y sustentabilidad y en la modernización de instalaciones de distribución.

El Plan Rector de Distribución contempla en primera instancia garantizar el suministro de energía eléctrica a los clientes con oportunidad, suficiencia y calidad mejorando sustancialmente el desempeño operativo de la distribución (corto plazo) y enseguida proveerá la guía de crecimiento en el horizonte de largo plazo (20 años) para la Zona de Distribución y consecuentemente la División.

El Plan Rector de Distribución se posiciona como una estrategia para la competitividad organizacional mediante la planeación integral, la creación de sinergias interdisciplinarias y al exterior de la organización y el profundo conocimiento del entorno determinado por clientes y mercado.



## CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO

### 1.1 Problemática

La priorización de obras en distribución cobra un valor muy importante ya que esta generara los resultados que mejoraran los procesos que integran la distribución de energía eléctrica.

Las obras analizadas y estipuladas en el plan rector significan la contribución hecha por las diferentes áreas operativas que integran a distribución mismas que representan las necesidades para la mejora continua de su proceso conceptualizadas en obras.

Dichas obras simbolizan un monto de dinero que año con año es menor al monto que se requiere, eh aquí el punto donde existe la coyuntura de que obras realizar y bajo qué sustento escoger cuales obras se ejecutaran con el monto que fue asignado.

“En 2014, la Subdirección de Distribución ejerció un presupuesto de inversión de 10,297.9 millones de pesos, el cual representa un decremento de 11.6% respecto del presupuesto asignado en 2013. La inversión en Redes de Distribución en 2014 fue de 5,405.6 millones de pesos, lo que significa un aumento de 4.9% respecto de la aplicada en 2013”, [7].

Estos datos tomados del informe anual 2014 de la Comisión Federal De Electricidad representa claramente la problemática que existe para ejecutar las obras necesarias para mejorar la confiabilidad de la red de distribución, disminuir pérdidas, etc.

Ya que las obras a ejecutar tienen que ser elegidas de entre varias de ellas mediante metodologías que permitan atacar y mejorar el punto de mayor conveniencia que en el caso de esta tesina es la confiabilidad de la red de distribución.



## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo general**

Esta tesina tiene como objetivo el realizar una metodología para la priorización de obras de distribución en base a la confiabilidad de la red de media tensión.

### **1.2.2 Objetivos particulares**

- Determinar de qué está compuesta una red eléctrica de distribución.
- Explicar que es la confiabilidad de una red de distribución.
- Determinar cómo se mide la confiabilidad de una red de distribución.
- Explicar cuál es la motivación de la confiabilidad en distribución.
- Identificar que métodos existen para el análisis de la confiabilidad en distribución.

## **1.3 Justificación**

Pocas personas reflexionan seriamente sobre el problema y la responsabilidad de controlar la producción, distribución y venta de la electricidad, o reflexionan sobre una alternativa, finalmente por años y años, ha funcionado este sistema como un monopolio impulsando fábricas, alumbrando hogares y haciendo funcionar electrodomésticos, computadoras, aparatos médicos, sistemas de comunicación, en resumen haciendo crecer la economía que en sí constituye las venas de nuestra economía y de calidad de vida, [2].

Sin embargo, la verdad es que cada día un número importante de personas se queda en promedio al menos 3 horas sin electricidad, interrupciones menores que pueden producir el apagón de computadoras, problemas con equipos de robótica, comunicaciones y con todo tipo de cargas sensibles y todo esto, con un costo económico, por la energía no suministrada, además de que la organización industrial



no tiene la flexibilidad necesaria para integrar de manera eficiente las energías renovables a gran escala ni la generación distribuida, [2].

Los sistemas eléctricos en el mundo están hacia los inicios del siglo XXI, en un punto de inflexión que presenta una oportunidad sin precedente de hacer en este siglo una red eléctrica que opere en forma más inteligente, eficiente y con costos menores, que podría estimular la economía e impulsar más el desarrollo de energías limpias, reduciendo la necesidad de plantas convencionales.

Lo más importante es que podrían dar a los consumidores el control último sobre el consumo de su electricidad y sus costos. Esto es una REVOLUCIÓN EN LA INDUSTRIA ELÉCTRICA que da un mayor enfoque a las necesidades del consumidor y a la calidad del servicio, modernizando la red, la industria está creando una plataforma para NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD Y LA EFICIENCIA DEL SISTEMA, [3].

Contar con una Red Eléctrica Inteligente de vanguardia que permitirá incrementar los niveles de confiabilidad, seguridad, calidad, continuidad, flexibilidad, eficiencia energética y económica del sistema eléctrico nacional; y mejorar la productividad y calidad del servicio público de energía eléctrica a los clientes, contribuyendo al desarrollo del país para enfrentar los desafíos de sustentabilidad y competitividad, [3].

#### **1.4 Metodología**

Se iniciará considerando los objetivos de esta tesina, para posteriormente describir en que consiste y como está formada una red eléctrica de distribución.

Una vez descrito y explicado un sistema de distribución se describirá la topología de ésta, para entrar de lleno en la confiabilidad de un sistema de distribución partiendo de los tipos de interrupciones, para posteriormente enlistar las causas de



dichas interrupciones y en base a cada una de ellas, de los efectos que estas causan, sustentar el motivo de la confiabilidad en distribución mediante la evaluación a través de datos históricos de la red, índices de confiabilidad como lo son SAIFI, SAIDI, CAIDI, etc.

Para posteriormente explicar el modelado de cada uno de los componentes de un sistema de distribución pasando a la aplicación de este modelado en los diferentes métodos de análisis de confiabilidad.



## CAPÍTULO II FUNDAMENTOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

### 2.1 Estructura.

La priorización de obras en distribución repercutirá en todos los componentes del Sistema Eléctrico de distribución y si esta es correcta generara que los sistemas de distribución sean robustos que permitan la confiabilidad y flexibilidad en el momento de la ocurrencia de fallas, que se protejan los componentes más importantes de las redes y de las subestaciones.

Los sistemas de distribución se pueden dividir principalmente en tres componentes:

Las Subestaciones, son los puntos de conexión para las redes de transmisión. Comprenden desde los grandes transformadores de potencia que reducen los voltajes a valores típicos de Sistemas de Transmisión (generalmente mayores a 69 kV) a tensiones más bajas en el rango de 5-35 kV. Las subestaciones también comprenden equipo de protección como cuchillas desconectoras, interruptores y relevadores a ambos lados de los sistemas de transmisión y distribución junto con dispositivos como apartarrayos, dispositivos de medición como transformadores de potencial, transformadores de corriente y equipos de regulación como bancos de capacitores que regulan la tensión.

La confiabilidad está comprendida aguas debajo de la subestación, las subestaciones pueden modelarse como fuentes ideales esto debido a los complicados arreglos de las subestaciones comparado con las redes radiales de los sistemas de distribución.

Los Sistemas de Distribución Primarios, comprenden alimentadores trifásicos y monofásicos que alimentan las redes de distribución secundarias. Los alimentadores pueden ser líneas aéreas o cables subterráneos. Las líneas aéreas están soportadas por postes que se montan en aisladores para soportar las líneas. Los cables



subterráneos están conectados mediante codos y empalmes. También incluyen equipo de protección como fusibles, restauradores e interruptores. Las cuchillas y seccionadores son dispositivos que se utilizan para aislar áreas falladas ayudando así a restaurar la energía eléctrica a algunos consumidores mientras que se realiza la reparación de elemento fallado, [5].

Las Redes de Distribución Secundarias, típicamente tienen transformadores montados en poste o montados en plataformas que reducen el voltaje para alimentar los puntos de carga de los consumidores. Los consumidores están conectados generalmente con los transformadores más cercanos usando líneas cortas o cables. Un sistema típico abarcaría de 4 a 10 (o más) subestaciones con uno o más alimentadores que ramifican hacia cada uno de ellos. Cada uno de estos alimentadores consiste de muchos segmentos de línea junto con algunos de los componentes mencionados anteriormente. Así, se puede entender que los sistemas de distribución tienen numerosos componentes que están dispersos sobre grandes regiones geográficas con variaciones de carga y diversas condiciones climatológicas, [5].

## **2.2 Topología del Sistema.**

A diferencia de los sistemas de transmisión que en gran parte están interconectados, los sistemas de distribución son principalmente radiales. En un sistema radial el flujo de potencia es unidireccional es decir hay una sola fuente de energía con múltiples cargas conectadas a lo largo de varios alimentadores. Una falla en alguno de los componentes resulta en una interrupción a todos los consumidores aguas abajo. A pesar de ser comparativamente menos confiable debido a una multiplicidad de componentes conectados en serie, esta configuración se prefiere debido a que es más económica y operacionalmente cómoda y aspectos como la coordinación de protecciones son más simples de dirigir. Estas redes se utilizan en gran parte en zonas rurales y residenciales, [5].

Instituciones como hospitales e industrias de manufactura requieren altos



niveles de confiabilidad. Cualquier pérdida de suministro de energía puede ser extremadamente crítica o perjudicial. Para alcanzar niveles de confiabilidad más altos, se incorpora al sistema la redundancia. Por redundancia se entiende, a las configuraciones que están en red, en ciclos o en mallas. En estos sistemas, los puntos de carga están conectados con múltiples fuentes pero en cualquier momento, una sola fuente alimenta la carga. Siempre que ocurra una falla, los interruptores actúan para restaurar el servicio. Estas redes son relativamente complicadas y más costosas. Para cargas extremadamente críticas, a menudo existe una combinación de múltiples fuentes y trayectorias del alimentador que pueden suministrar las cargas, aunque únicamente solo una de ellas opera en un tiempo en particular.

### **2.3 Tipos de Interrupciones.**

Una interrupción es la pérdida de suministro de energía al consumidor. El efecto de una interrupción es variable, sobre todo depende de la carga interrumpida en ese instante y del tipo de consumidor, [5].

Las interrupciones se clasifican en base a su duración como:

#### **2.3.1 Interrupción temporal / momentánea.**

Una interrupción que dura menos de un minuto se considera como interrupción temporal. Aparte de ser una molestia, estas interrupciones son de mayor importancia para cargas y procesos automáticos que cuentan con equipo controlado por computadoras, [5].

#### **2.3.2 Interrupción permanente / sostenida.**

Una interrupción que es mayor o igual a un minuto se le considera como interrupción permanente. Estas fallas no son liberadas automáticamente y requieren que las cuadrillas de trabajo vayan a localizar la falla, la repararen y restauren el



sistema. Algunas empresas eléctricas definen las interrupciones de más de un minuto como permanente o sostenida, [5].

## **2.4 Causas de las Interrupciones.**

Para tener una idea de cómo se organizan y operan los sistemas de distribución, es importante entender algunas de las causas más comunes de las fallas, [11].

### **2.4.1 Envejecimiento.**

Cada componente tiene un tiempo de vida útil específico. Incluso funcionando bajo condiciones ideales, un componente tiende a fallar y quedar fuera de servicio. El envejecimiento es quizá el factor más importante que da como resultado fallas de equipo e interrupciones al consumidor. Fácilmente se puede percibir que cualquier equipo que sea más viejo que otro tiene una mayor probabilidad de falla, [11].

### **2.4.2 Incremento de Demanda.**

Debido al incremento en la demanda de los consumidores durante los meses pico, aumenta el consumo en los equipos. Esto a su vez incrementa las temperaturas de operación de los equipos dando como resultado niveles reducidos de aislamiento, de tal modo que vuelven más susceptibles a las fallas. En el caso del equipo de protección como restauradores, el incremento de la actividad tiende a hacerlos fallar debido al desgaste mecánico que ocurre en las piezas móviles, [11].

### **2.4.3 Clima.**

Otro factor importante que influye en la vida útil de un componente es el medio ambiente. Climas con polvo y humedad, generalmente aumentan la ocurrencia de fallas. Las condiciones adversas del tiempo incrementan la probabilidad de ocurrencia de las fallas. Los equipos tienden a fallar a menudo durante eventos como descargas atmosféricas y tormentas, [11].



#### **2.4.4 Vegetación.**

Los árboles son uno de los contribuidores más grandes a las fallas en sistemas de distribución. Las Empresas eléctricas cada año utilizan una gran parte de su inversión para prevenir el crecimiento de árboles y vegetación en líneas eléctricas. Aparte de causar interrupciones debido a las fallas que se presentan por contacto de árboles con las líneas, el crecimiento de estos en las mismas puede causar más interrupciones momentáneas como resultado de las operaciones de los restauradores que intentan liberar las fallas, el aumento de pérdidas en la línea y en algunos casos también incendios forestales que son catastróficos. De esta forma, cada vez es más importante que las empresas eléctricas den mantenimiento a sus derechos de vía, [11].

#### **2.4.5 Animales y Plagas.**

El incremento de la actividad de los animales cerca del equipo energizado con frecuencia da lugar a interrupciones que son difíciles de prevenir. Frecuentemente, animales como ardillas y pájaros quedan atrapados cerca de las líneas eléctricas dando como resultado generalmente fallas e interrupciones sostenidas. Otras causas comunes incluyen a las serpientes, hormigas, termitas, entre otros, [11].

#### **2.4.6 Factores Humanos.**

No importa que tan sofisticados puedan ser los sistemas de potencia, siempre hay un factor humano implicado en el funcionamiento del mismo. Las interrupciones pueden presentarse debido a muchas razones, algunas de ellas intencionales mientras que las otras de manera no intencional. Las intencionales como mantenimiento se programan y a menudo se informan al consumidor, las situaciones como accidentes y errores de conmutación, entre otras son no intencionales, [11].



## CAPÍTULO III CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

La confiabilidad en sistemas de distribución está estrechamente ligada a las obras que serán realizadas a corto, mediano y largo plazo, esto le da un papel fundamental a la priorización de obras ya que en un mercado tan exigente como el actual, el que “no se valla la luz” permitirá que los clientes puedan llevar a cabo su dinámica vida.

### 3.1 Motivación de la Confiabilidad en Distribución.

En esta sección se discute la importancia del análisis de confiabilidad en sistemas de distribución, [11]:

- Analizar y mejorar el desempeño del sistema:** La evaluación de confiabilidad ayuda en la identificación de áreas débiles en términos de la frecuencia y duración de las fallas en el sistema. Se pueden realizar varios tipos de análisis para identificar donde se pueden realizar las mejores inversiones para mejorar el desempeño de los sistemas de tal forma que permitan a las empresas eléctricas obtener el mejor aprovechamiento del dinero. Formando así la base para la gestión de los activos y la toma de decisiones.

- Lograr la satisfacción del consumidor:** La flexibilidad en elegir el suministrador de electricidad debido a los libres mercados emergentes obliga a las empresas eléctricas a prestar una mayor atención a las necesidades de los consumidores.

- Como herramienta para planeación de expansión del sistema:** los crecientes requerimientos energéticos y cargas necesitan la expansión y el desarrollo de los sistemas existentes. Por lo que se requieren cuantificar y comparar varios proyectos que ayuden a mejorar el desempeño de los sistemas mientras se mantienen bajo control los costos. Los modelos de confiabilidad permiten que las empresas



eléctricas evalúen las ventajas obtenidas de varios proyectos propuestos y elijan el mejor después de un análisis detallado de costo-beneficio.

•**Requerimientos regulatorios:** Los modelos de análisis de confiabilidad ayudan a las empresas a evaluar su desempeño y minimizar el riesgo de penalizaciones. Como se mencionó anteriormente, la desregulación ha traído cambios significativos en la forma en que operan los sistemas eléctricos. Una de ellas es la minimización de los costos. Por otra parte, los organismos reguladores responsables del bienestar del consumidor están imponiendo los requisitos estatutarios que se deben cumplir.

•**Programas de mantenimiento y asignación de recursos:** Como se ha visto en la sección anterior, los sistemas de distribución comprende miles de componentes que tienden a fallar y requieren mantenimiento. La Confiabilidad Centrada en Mantenimiento (RCM) es una técnica que las empresas eléctricas utilizan para programar el mantenimiento y hacer la asignación de recursos para sus programas de mantenimiento.

### 3.2 Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución

Los dos principales aspectos de la evaluación de confiabilidad de la red de distribución de energía eléctrica son el determinar el desempeño histórico o pasado, y la evaluación del desempeño futuro o predictivo de la confiabilidad, [8].

#### 3.2.1 Evaluación del desempeño histórico o pasado de confiabilidad

La mayoría de las empresas eléctricas tienen registros de eventos que suceden en el sistema. La evaluación histórica de confiabilidad involucra el uso de información para cálculos simples de índices de confiabilidad que se pueden ser usados para determinar el desempeño pasado del sistema. La mayor parte de las empresas eléctricas utilizan la información para hacer informes anuales a los organismos reguladores en sus áreas de servicio, [8].



### 3.2.2 Información requerida para la evaluación histórica de confiabilidad

Las empresas eléctricas utilizan comúnmente grandes bases de datos donde se mantienen los historiales de las interrupciones conocidas como OMS de Outage Management System. Estas bases de datos son ampliamente detalladas e incluyen información de la localización, fecha/hora del evento, componente implicado y el número de consumidores interrumpidos debido a cada interrupción, [8].

- Causa de la interrupción: El evento que causó la interrupción al equipo como, fallas relacionadas con vegetación, animales, error humano, entre otros, pueden ser usadas para analizar las causas que ocasionan la mayoría de las interrupciones y para tomar las medidas necesarias para disminuir las interrupciones. Así, el análisis permite que los encargados de planeación y operación del sistema identifiquen ampliamente las estrategias de asignación de recursos para el mantenimiento y la mejora del sistema.
- Componentes fallados: Para determinar la confiabilidad de cada uno de los componentes como fusibles, restauradores, postes, transformadores, entre otros y para determinar si se pueden llevar a cabo mejoras por mantenimiento. También, es utilizado para identificar los modos de falla de componentes y el efecto del mantenimiento sobre cada uno de los modos de falla.
- Condiciones prevalecientes durante el evento: Los eventos se clasifican en base a las condiciones atmosféricas prevalecientes en el sistema para analizar el efecto del clima sobre las interrupciones al consumidor y para identificar acciones correctivas cuando prevalecen condiciones atmosféricas extremas. El análisis ayuda también en la determinación de cualquier fenómeno relacionado con el tiempo o tiende en fallas que pueden ocurrir en el sistema. Las conclusiones extraídas de tal análisis ayudan a las empresas eléctricas a estar mejor preparadas para los eventos relacionados con el clima y para reducir al mínimo daños al sistema.



- Duración del evento: Para determinar la proporción de interrupciones sostenidas a interrupciones temporales. Como la proporción de los eventos temporales es grande sugiere mejoras como la instalación de restauradores, interruptores automatizados, entre otros. Mientras que los eventos sostenidos exigen: cambios en la configuración de la red, usando una alimentación de retroalimentación para una restauración rápida del servicio, distribuyendo centros de cuadrillas para reparar fallas más rápidamente. El análisis basado en la duración de las interrupciones ayuda a planificar el sistema, por consiguiente a disminuir áreas problemáticas.
- Localización: Los índices se calculan en base a regiones como poblaciones, centros de servicio, subestaciones, alimentadores, entre otros, para comparar el desempeño y las operaciones futuras de la planeación regional.

Así el uso de las formas de evaluación históricas es base para entender las actuales condiciones del sistema e identificar las áreas potenciales para la inversión futura.

### **3.2.3 Evaluación del desempeño predictivo o futuro de la confiabilidad.**

Mientras que la forma de evaluación histórica es la parte importante para entender la condición pasada y presente del sistema, los métodos predictivos se usan principalmente para determinar la respuesta del sistema a los diferentes tipos de mantenimiento y proyectos de mejora. La evaluación de confiabilidad predictiva implica el uso de los datos de falla históricos para desarrollar modelos de probabilidad que puedan predecir la ocurrencia de las fallas. Se utilizan técnicas y algoritmos matemáticos para simular la operación del sistema y para desarrollar así una predicción de cómo será el desempeño del sistema en el futuro. El análisis predictivo es usado para determinar los índices de desempeño del sistema en un futuro próximo y realizar un análisis de contingencias. Su aplicación consiste en la evaluación de mejoras obtenidas, usando diversos planteamientos y estrategias, así como herramienta en la toma de decisiones, [8].



### 3.2.4 Información requerida para la evaluación predictiva.

- Topología de la red: Esto quiere decir, la descripción de cómo los diversos componentes se interconectan en el sistema, la base de datos con respecto a los consumidores, cargas y su clasificación. La información se presenta generalmente en forma de números de identificación únicos que distinguen los componentes, sus componentes aguas arriba y aguas abajo, información de la carga como carga conectada, número de consumidores y tipo de carga, si es residencial, comercial o industrial, [8].
- Información de la falla: La explicación respecto a la falla requiere establecer un historial de la misma para cada componente. Este informe es generalmente más difícil y crítica de obtener. La mayoría de las bases de datos no están diseñadas para el almacenamiento de los datos de falla y solo responden al propósito de contabilidad. Es necesario clasificar correctamente cada falla junto con el tiempo de su ocurrencia y lo explícito de su causa. Esto llega a ser aún más necesario cuando los componentes pueden fallar debido a más de una razón. La información del tiempo de falla exacta de un componente y su causa puede ser utilizada para desarrollar modelos de falla y derivar los índices de falla.
- Tiempos de reparación: Cada interrupción o falla sostenida en un sistema requiere que la cuadrilla repare o sustituya uno o más componentes que restauren el sistema a su estado original. El tiempo requerido para identificar y reparar una falla en el sistema es importante para determinar la interrupción que los consumidores podrían enfrentar cuando ocurre una falla de un componente en particular.
- Tiempos de conmutación: El uso de seccionadores e interruptores es una práctica que se usa para mejorar la confiabilidad de ciertos consumidores.



El tiempo de conmutación es el tiempo requerido para identificar la falla, identificar el interruptor más cercano y después operarla.

La información mencionada anteriormente se organiza en forma de hojas de cálculo o bases de datos para simular la operación de un sistema y para predecir los parámetros de confiabilidad del sistema. Los programas utilizan modelos matemáticos para simular el comportamiento del equipo y el funcionamiento del sistema como un promedio (o expectativa), [8].

### 3.3 Índices de Confiabilidad

Para medir la confiabilidad del sistema, se utilizan ciertos índices. Los índices son clasificados en dos categorías: Índices de Sistema e Índices del consumidor. También se clasifican dependiendo de la duración de las interrupciones: sostenidas o momentáneas.

#### 3.3.1 Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI)

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

Este índice representa el número promedio de interrupciones sostenidas vistas por un consumidor en el tiempo (generalmente 1 año). La definición de área es flexible en el sentido del número de clientes y las interrupciones vistas por ellos cambia con la definición del área incluida, [12].

Similarmente un SAIFI reportado para una subestación o un sistema de distribución incluye al total de consumidores en el área de servicio.

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (2)$$



Donde  $N_i$  es el número de consumidores interrumpidos por cada evento de interrupción durante el periodo de información y  $N_T$  es el número total de clientes suministrados en el área.

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

### 3.3.2 Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración de la Interrupción al consumidor}}{\text{Número total de Consumidores Servidos}} \quad (3)$$

Este índice indica el tiempo promedio que un consumidor tiene una interrupción durante un ciclo de tiempo (1 año). Generalmente se especifica en minutos u horas de interrupción del cliente / año.

SAIDI puede ser mejorado reduciendo el número de interrupciones o la duración de las interrupciones.

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

Donde  $N_i$  es el número de consumidores interrumpidos por cada evento de interrupción durante el periodo reportado,  $N_T$  es el número total de consumidores suministrados en el área y  $r_i$  es el tiempo de restauración para cada evento de interrupción. Para calcular este índice se requiere lo siguiente: Para cada evento de interrupción, el número de consumidores afectados y el tiempo que tomo para la restauración.



### 3.3.3 Índice de Duración de Interrupción Promedio al Consumidor (CAIDI)

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

Este índice es el cociente entre SAIDI y SAIFI. Representa el tiempo promedio tomado para restablecer el servicio a los consumidores cuando ocurre una interrupción sostenida.

El valor de CAIDI para un área determinada es:

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (6)$$

Donde  $N_i$  es el número de consumidores interrumpidos por cada evento de interrupción durante el período de información y  $r_i$  es el tiempo de restauración de cada evento de interrupción.

### 3.3.4 Índice de Tiempo de Interrupción Promedio Total del Cliente (CTAIDI)

$$CTAIDI = \frac{\sum \text{Duracion de Interrupciones al consumidor}}{\text{Número total de consumidores Interrumpidos}} \quad (7)$$

Este índice representa el tiempo promedio que los clientes se enfrentan a las interrupciones quedando sin energía. A diferencia de CAIDI, solo los consumidores que realmente tuvieron interrupciones en el suministro de energía son incluidos en cálculo del índice. Note la diferencia entre el denominador de CAIDI y CTAIDI. El primero usa el “número total de interrupciones al consumidor” mientras que el último “el número total de los consumidores interrumpidos”.

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



Donde  $CN$  es el número total de consumidores que se enfrentan a una interrupción durante el período de reporte. También se puede deducir que mientras el número total de interrupciones al consumidor (usadas en CAIDI) puede ser mayor que el número total de consumidores en el área de servicio, el total de consumidores interrumpidos (usado en CTAIDI) pueden tomar un valor máximo del total de consumidores en el área.

### 3.3.5 Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio al Consumidor (CAIFI)

$$CAIFI = \frac{\sum \text{Número total de Interrupciones al consumidor}}{\text{Número total de consumidores interrumpidos}} \quad (9)$$

Este índice da la frecuencia promedio de las interrupciones sostenidas para los clientes que experimentan interrupciones.

Para distinguirlo de SAIFI considere lo siguiente: SAIFI es la frecuencia promedio de interrupciones vistas por un consumidor e inclusive incluye a los consumidores que no han experimentado una interrupción, mientras que el cálculo de CAIFI implica solamente la inclusión de los consumidores que han visto al menos una interrupción. Además, el cliente es contabilizado una vez sin importar cuantas veces haya sido interrumpido. CAIFI para un área determinada es:

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

### 3.3.6 Índice de Disponibilidad de Servicio Promedio (ASAI)

$$ASAI = \frac{\text{Horas de disponibilidad del servicio al consumidor}}{\text{Horas de servicio demandadas por el consumidor}} \quad (11)$$

El índice da la fracción de tiempo que el consumidor tiene energía durante el tiempo del reporte. Valores más altos de ASAI reflejan niveles más altos de



confiabilidad. Para calcular el valor de ASAI para un área determinada se utiliza la siguiente fórmula:

$$ASAI = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum r_i N_i}{N_T \cdot 8760} \quad (12)$$

### 3.3.7 Índice de Frecuencia de Interrupción del Sistema Promedio (ASIFI)

$$ASIFI = \frac{\sum kVA \text{ total de Carga Interrumpida}}{kVA \text{ conectados totales suministrados}} \quad (13)$$

A diferencia de SAIFI, ASIFI es un índice que usa la carga interrumpida en lugar del número de consumidores interrumpidos. Así, es una medida del número esperado de veces que la carga es interrumpida durante el intervalo de tiempo especificado. De esta forma ASIFI para un sistema se puede calcular como:

$$ASIFI = \frac{\sum Li}{L_T} \quad (14)$$

Donde  $Li$  es la carga interrumpida debido a cada interrupción mientras que  $L_T$  es la carga total conectada con el sistema considerado.

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

### 3.3.8 Índice de Duración de Interrupción del Sistema Promedio (ASIDI)

$$ASIDI = \frac{\sum \text{Duracion de kVA de Carga Conectada Interrumpida}}{\text{Total de kVA conectados suministrados}} \quad (15)$$

Similar a ASIFI, ASIDI es basado en la carga y calcula la duración promedio para la cual la carga es interrumpida cuando ocurre una interrupción sostenida. Así ASIDI se puede calcular como:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i Li}{L_T} \quad (16)$$



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

### 3.3.9 Índice de Frecuencia de Interrupción Momentánea Promedio (MAIFI)

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

Este índice representa la frecuencia de las interrupciones momentáneas vistas por el consumidor, y se representa con la siguiente ecuación:

$$MAIFI = \frac{\sum ID_i N_i}{N_T} \quad (18)$$

Hasta ahora, se han definido los índices del sistema que son utilizados para describir el desempeño promedio del sistema. Para los consumidores que requieren altos niveles de confiabilidad, usar los índices del sistema para generalizar la calidad del servicio puede no ser apropiado.

Generalmente se utilizaran solamente tres índices:

- **Frecuencia de interrupción al consumidor:** la cual es la frecuencia de las interrupciones vistas por el consumidor durante el año.
- **Duración de interrupción al consumidor:** la cual es el tiempo promedio que el consumidor pasa en estado interrumpido.
- **Disponibilidad de servicio al cliente:** es la fracción del año que el cliente tiene suministro de energía.

Aparte de los índices definidos hasta ahora ciertas empresas eléctricas también definen índices para priorizar a los consumidores en base a su importancia:



**Funciones de Daño al Consumidor / Costo de Interrupción Esperado (CDF):** Es el término usado para definir la cantidad de pérdida monetaria del consumidor cuando ocurre una interrupción.

**Energía Esperada no suministrada (EENS):** Este índice mide la cantidad promedio de energía que podría no ser entregada a un consumidor debido a una interrupción. Esta es una medida directa de la pérdida de ingreso para la empresa eléctrica. Cargas con un EENS muy alto son las áreas donde la empresa eléctrica debe enfocarse para mejorar la calidad del servicio.

### 3.4 Cálculo de Índices Históricos

En la referencia [5] se presenta un ejemplo ilustrativo simple para el cálculo de los índices históricos de confiabilidad. Un ejemplo similar se presenta a continuación para describir lo mismo. Considere un sistema con 2 alimentadores F1 y F2 que tienen un historial de interrupciones como se muestra en la Tabla 1. La información referente a la causa de las interrupciones y componentes fallados no se muestra pero generalmente es registrada.

Considerando que el Alimentador 1 tiene un total de 950 consumidores con una carga de 1900 kVA y el Alimentador 2 tiene 1850 consumidores con una carga de 3700 kVA. El número total de clientes en el sistema es de:  $950+1850=2800$  mientras que la carga total conectada con el sistema es:  $1900 \text{ kVA}+3700 \text{ kVA} = 4600 \text{ kVA}$ .

Tabla 1. Datos históricos de interrupción para un sistema de 2 alimentadores

Fecha	Duración de la Falla	Tiempo de Restauración	Alimentador	# Clientes	Carga	Tipo de Interrupción
3/23/2003	12:02:20	12:10:37	F1	950	1900	S
4/15/2003	16:13:56	16:14:26	F1	550	1100	M
5/5/2003	00:23:10	01:34:29	F1	400	800	S



6/12/2003	23:17:00	23:47:14	F2	400	800	S
7/6/2003	09:30:10	09:31:10	F2	1850	3700	M
8/20/2003	15:45:39	20:12:50	F1	400	800	S
8/31/2003	08:20:00	10:20:00	F2	900	1800	S
9/3/2003	17:10:00	17:20:00	F2	950	1900	S
10/2/2003	10:15:00	10:55:00	F2	1850	3700	S
10/31/2003	01:47:25	03:35:15	F2	900	2600	S
11/23/2003	15:00:05	15:20:00	F1	550	1100	S
12/13/2003	09:05:10	09:06:15	F2	1850	3700	M

Nota: Los tipos de interrupciones "S" y "M" sostenida y momentánea respectivamente.

Los índices de confiabilidad anteriormente descritos son calculados a partir de la Tabla 1, como sigue:

1. El índice SAIFI se calcula como:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{950 + 400 + 400 + 400 + 900 + 950 + 1850 + 900 + 550}{950 + 1850} = \frac{7300}{2800} = 2.60714$$

*Interrupciones/consumidor*

2. El índice SAIDI se calcula como:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T}$$

$$= \frac{950 * 8.17 + 400 * (71.32 + 30.23 + 267.18) + 900 * 120 + 950 * 10 + 1850 * 40 + 900 * 107.83 + 550 * 19.92}{950 + 1850}$$

$$= \frac{454756.6}{2800} = 162.41 = 2.7$$

*Horas / Interrupción al consumidor*

3. El índice CAIDI se calcula como:



$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{2.7}{2.607} = 1.0356 \quad \text{Horas / Consumidor}$$

4. El índice CTAIDI se calcula como:

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} = \frac{950 * 8.17 + 400 * (71.32 + 30.23 + 267.18) + 900 * 120 + 950 * 10 + 1850 * 40 + 900 * 107.83 + 550 * 19.92}{950 + 1850} = \frac{454756.6}{2800} = 162.41 = 2.7$$

*Horas / Consumidor Interrumpido*

5. El índice CAIFI se calcula como:

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} = \frac{950 + 400 + 400 + 400 + 900 + 950 + 1850 + 900 + 550}{950 + 1850} = \frac{7300}{2800} = 2.60714$$

*Interrupciones / Consumidor Interrumpido*

6. El índice ASAI se calcula como:

$$ASAI = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum r_i N_i}{N_T \cdot 8760} = \frac{2800 * 8760 * 60 - 454756.6}{2800 * 8760 * 60} = 0.99969$$

7. El índice ASIFI se calcula como:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} = \frac{1900 + 800 + 800 + 800 + 1800 + 1900 + 3700 + 2600 + 1100}{1900 + 3700} = \frac{15400}{4600} = 3.3478$$

*Interrupciones / kVA*

8. El índice ASIDI se calcula como:



$$\begin{aligned} ASIDI &= \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \\ &= \frac{1900 * 8.17 + 800 * 71.3 + 800 * 30.3 + 800 * 267.2 + 1800 * 120 + 1900 * 10 + 3700 * 40 + 2600 * 107.8 + 1100 * 19.9}{1900 + 3700} \\ &= \frac{995778.33}{4600} = 216.47 \end{aligned}$$

$$\text{Minutos / kVA Interrupción} = 3.61 \text{ Horas / kVA Interrupción}$$

9. MAIFI incluye todas las interrupciones momentáneas. Considerando que cada evento momentáneo implica 3 operaciones de los restauradores, MAIFI puede ser calculado como:

$$MAIFI = \frac{\sum ID_i N_i}{N_T} = \frac{550 + 1850 + 1850}{950 + 1850} = \frac{4250}{3700} = 1.1486$$

$$\text{Interrupciones Momentáneas / consumidor}$$

El cálculo de CAIFI y CTAIDI requiere del cálculo de los consumidores interrumpidos. En este caso, del ejemplo de los alimentadores 1 y 2 que son totalmente interrumpidos. Por lo tanto los índices no son diferentes comparando a SAIFI y SAIDI respectivamente. Sin embargo, a menudo, solamente algunos consumidores han repetido fallas mientras que algunos no tienen una sola interrupción durante el período de consideración. En tales casos, los consumidores que no tienen por lo menos una interrupción son excluidos de la cuenta total de consumidores. Por ejemplo: si se considera un caso donde el evento ocurrió el 3/23/2003 (referido a la Tabla 1) causó una interrupción de 550 consumidores en vez de 950 consumidores como se muestra en la Tabla, el correspondiente CAIFI y CTAIDI sería calculado como:



$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN}$$
$$= \frac{550 * 8.17 + 400 * (71.32 + 30.23 + 267.18) + 900 * 120 + 950 * 10 + 1850 * 40 + 900 * 107.83 + 550 * 19.92}{550 + 1850}$$
$$= \frac{451488.6}{2400} = 188.12 = 3.135$$

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} = \frac{550 + 400 + 400 + 400 + 900 + 950 + 1850 + 900 + 550}{550 + 1850} = \frac{6900}{2400} = 2.875$$

La razón de elegir 550 en lugar de 950 en los denominadores es porque el número más elevado de los consumidores interrumpidos en el alimentador 1 es de 550 y el resto de 400 nunca experimentó una interrupción.

Los resultados de este ejemplo son meramente con fines de explicar cómo se calculan cada uno de los índices de confiabilidad ya que para poder juzgar si estos son buenos o malos dependerá de las metas específicas que la empresa tenga para cada uno de ellos.



## CAPÍTULO IV MODELADO Y EVALUACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN PARA CONFIABILIDAD

La priorización de obras en distribución va de la mano de la confiabilidad de redes de distribución es un hecho que el escoger obras de un peso específico que permitirán elevar el nivel de confiabilidad de una red eléctrica de distribución. Además que al modelar las obras propuestas se va a generar un panorama del impacto que tendrán estas en la red de distribución.

### 4.1 Parámetros de Confiabilidad

#### A) *Tasa de Falla Permanente ( $\lambda_p$ )*

La tasa de falla permanente es una medida del número esperado de interrupciones sostenidas del componente en un tiempo determinado. De esta forma un componente con una tasa de falla de dos interrupciones por año tiene en promedio dos interrupciones que son fallas permanentes por año. Las fallas permanentes requieren la operación de los dispositivos de protección para liberar la falla. Consumidores aguas abajo del dispositivo de protección son interrumpidos y experimentan una interrupción de duración equivalente al tiempo necesario para reparar la falla.

#### B) *Tasa de Falla Temporal ( $\lambda_t$ )*

Las fallas temporales en un circuito son causadas por motivos como árboles que tocan los conductores, operaciones de recierre, entre otras. El número esperado de fallas temporales que ocurren en un componente se define como su tasa de fallas temporales. Tales fallas son auto-liberadas y no requieren reparación para restaurar el servicio. Las fallas temporales son más que una molestia y no pueden ser totalmente ignoradas. En estos casos el tiempo de restauración es considerado instantáneo.

#### C) *Tiempo Promedio de Reparación (MTTR)*

Cuando ocurre una falla permanente en un componente, es necesario reparar para restaurar el componente a su estado normal. De esta forma el MTTR de Mean



Time to Repair de un componente es el tiempo esperado requerido para reparar una falla permanente originada en un componente en particular. Incluye el tiempo tomado para identificar el componente fallado y aislarlo, y el tiempo requerido para desplazarse a la localización de la falla y realizar reparaciones.

*D) Probabilidad de Falla (POF)*

La probabilidad de falla POF de Probability of Failure es la probabilidad condicional de que un componente falle al operar cuando se espera que lo haga. La cantidad es usada para describir la confiabilidad de los dispositivos de protección como son restauradores, fusibles, interruptores y dispositivos como cuchillas. De esta forma este es el número esperado de veces que falla la operación del dispositivo cuando se requirió que funcionara. Un dispositivo con 7% de POF falla al operar cerca de 7 de cada 100 veces que se requirió su operación.

*E) Confiabilidad de Protección (PR)*

La confiabilidad de protección de un dispositivo de protección es la probabilidad de que este dispositivo opere cuando se espera que lo haga en caso de una falla. Por lo tanto es la probabilidad condicional de que el dispositivo opere dado que exista una demanda (demanda se refiere a un estado donde ha producido una falla y un dispositivo de protección es necesario para liberar la falla). Las fallas de operación pueden surgir debido a fallas mecánicas, coordinación de tiempos inadecuada. Para los dispositivos de protección, cuyo único modo de falla es falla al abrir, la POF se convierte en el complemento PR.

*F) Confiabilidad de Recierre (RR)*

En el caso de falla, el restaurador tiene acciones repetitivas de apertura y cierre tratando de liberar la falla. Estas acciones dan tiempo a las fallas de liberarse evitando así interrupciones de larga duración en el caso de fallas temporales. Esto se traduce en el restaurador fallando en dos modos mutuamente excluyentes: falla al abrir y falla al cerrar. Ambos modos están condicionados a una falla que pueda ocurrir aguas abajo del restaurador. La confiabilidad de recierre es la probabilidad de que un restaurador



recierre exitosamente dado que abrió con éxito debido a una falla. La falla al abrir y la falla al cerrar son los modos de falla comunes. Los restauradores también pueden fallar debido a operaciones involuntarias (mal funcionamiento, incluso cuando no existe una falla).

#### *G) Confiabilidad de Conmutación (SR)*

También llamada probabilidad de éxito de conmutación, este parámetro define la probabilidad de que una acción de conmutación se lleve a cabo exitosamente como parte del esquema de aislamiento de la falla. En otras palabras mide el número esperado de veces que un interruptor es operado cuando es requerido (esto se refiere a la condición cuando es posible la conmutación para restaurar el servicio a algunos de los consumidores antes de que la reparación sea completada). Las acciones de conmutación pueden no materializarse debido a fallas mecánicas, imposibilidad para localizar el interruptor, fallas de cuadrillas para operar un interruptor o debido a condiciones tales como sobrecarga de los alimentadores.

#### *H) Tiempo Promedio de Conmutación (MTTS)*

El MTTS representa el tiempo promedio tomado por un interruptor para operar y aislar el área fallada. Esto incluye el tiempo necesario para identificar el área fallada y el tiempo requerido para operar el interruptor. En el caso de los interruptores operados manualmente, incluye el tiempo tomado en viajar a la localización de los interruptores para operarlos. Para interruptores automáticos, el tiempo tomado para el interruptor es mucho menor. Cabe señalar que una operación de conmutación se produce si y solo si ocurre una falla permanente y el MTTR del componente fallado es mucho mayor que MTTS de la secuencia de conmutación. Estos conceptos son ilustrados en las siguientes secciones.

## **4.2. Modelado de Componentes de Distribución**

Habiendo discutido los parámetros básicos de confiabilidad usados para modelar un componente en general, procedemos a describir los aspectos específicos



del modelado de componentes en base a su función deseada. Cabe señalar que el modelado explícito de todos los componentes en un sistema de distribución es complicado. Por lo tanto algunos de ellos son agrupados para formar modelos genéricos.

#### **4.2.1 Líneas Aéreas**

Las líneas aéreas son representadas como segmentos que conectan dos nodos de un alimentador. Los parámetros de confiabilidad usados para representarlos incluyen: la tasa de falla permanente, tasa de falla temporal y el MTTR. Aparte de la información de los segmentos también son incluidas las conexiones de fase, número de consumidores y la carga conectada al segmento. La carga generalmente es representada como una potencia constante para efectos de análisis de la confiabilidad.

#### **4.2.2 Cables Subterráneos**

Los cables subterráneos tienen relativamente menos número de fallas. Sin embargo, el tiempo tomado para aislar y reparar una falla que ocurre en los cables subterráneos es comparativamente mayor. Las fallas Incluyen fallas de aislamiento, interrupciones y fallas de los equipos auxiliares como: empalmes, codos y terminales. El modelado de los cables subterráneos es similar al de líneas aéreas, representado por una tasa de falla permanente, una tasa de falla temporal y el MTTR. Las representaciones de carga y otra información también son incluidas de forma similar al caso de líneas aéreas.

#### **4.2.3 Restauradores**

Los restauradores son dispositivos de protección que pueden sensor fallas, abrir para liberar la falla y después recerrar. Las acciones de apertura y cierre pueden repetirse en base a los ajustes del relevador para permitir que se liberen fallas temporales. Por lo tanto, cuando ocurre una falla, el restaurador la sensa, abre el circuito, espera un tiempo definido y después recierra. Si la falla es liberada durante



este intervalo permanecerá cerrado. Sin embargo, si las condiciones de falla aún persisten, el restaurador repite varias veces el ciclo de apertura y cierre antes de finalmente abrir y bloquear. Los restauradores se definen con los parámetros de confiabilidad, tales como: Probabilidad de falla (POF) o usando más cantidades útiles tales como Confiabilidad de protección (PR), Confiabilidad de recierre definidas en las secciones previas. Otra medida común usada para describir restauradores es su tasa de falla o el número esperado de fallas por año del restaurador. Estas fallas son causadas debido a tres razones principales:

- Falla al abrir dado que ha ocurrido una falla.
- Falla al recerrar dado que el restaurador ha abierto después de que una falla fue detectada.
- Operación inadvertida del restaurador sin haber condiciones de falla.

Es importante distinguir entre la tasa de falla y POF descrita anteriormente. Mientras que el primero da un número esperado de fallas del restaurador dentro de una muestra de restauradores, el segundo describe el número esperado de veces que un determinado restaurador falla en su intento por proteger al circuito cada cien demandas (considerando que POF se expresa en porcentaje), una demanda en el restaurador es una condición cuando se espera que el restaurador libere la falla del circuito. Así mientras la tasa de falla es el número que no es limitado, la POF es una probabilidad y tiene sus límites al 100%. El MTTR de un restaurador es el tiempo esperado en reparar un restaurador fallado.

#### **4.2.4 Fusibles**

Los fusibles son dispositivos de protección que operan cuando ocurre una falla para desconectar el circuito. Dado que son dispositivos que operan una sola vez, la reparación después de una falla debe incluir también la sustitución de los fusibles. La falla de un fusible surge cuando un fusible falla al abrir el circuito dado que ha ocurrido una falla en el o cuando opera inadvertidamente incluso cuando no existe falla aguas



abajo. La confiabilidad de los fusibles se define utilizando ya sea la POF o PR. Por otra parte, la tasa de fallas en términos del número de fusibles que fallan por año da el número esperado de fusibles que fallan por año. Estas fallas pueden ser las fallas ocasionadas porque los fusibles no abren durante una falla o cuando abren involuntariamente incluso sin que exista una condición de falla. Se debe tener cuidado cuando se utiliza la tasa de falla o la POF ya que ambas miden diferentes cosas como se describió anteriormente. El MTTR de un fusible es el tiempo necesario para cambiar el fusible dañado.

#### **4.2.5 Interruptores**

Los interruptores son similares a los restauradores pero sin la capacidad de recierre. De esta forma un interruptor detecta una falla aguas abajo y a continuación abre el circuito permanentemente, independientemente si se trata de una falla temporal o permanente. La duración de la interrupción se convierte en el MTTR del área fallada. La confiabilidad de los interruptores se define usando la POF, la PR y el MTTR. El MTTR se define como el tiempo necesario para reparar una falla del interruptor (por ejemplo, falla de apertura). Tasas de falla tales como el número esperado de fallas/año del interruptor también son usadas como una medida de confiabilidad pero tienen un significado distinto. Estas tasas de falla incluyen la falla de un interruptor al abrir cuando se esperan que abra y también la falla causada por una operación inadvertida cuando el interruptor opera aun cuando no hay ninguna falla.

#### **4.2.6 Cuchillas**

Las cuchillas son dispositivos que se utilizan para reconfigurar el sistema. Su propósito en el sistema no es interrumpir las fallas, pero reduce el número de horas por consumidor interrumpidos por apertura o cierre. De esta forma cuando ocurre una falla, una cuchilla no funciona de inmediato. El dispositivo de protección aguas arriba más cercano (restaurador, interruptor) abre el circuito resultando en interrupción del servicio a todos los consumidores aguas abajo. Si no existe una cuchilla entre la falla y el dispositivo de protección, todos los consumidores experimentan una interrupción



de energía que dura tanto tiempo como el MTTR del segmento fallado. Sin embargo, cuando una cuchilla está presente entre el dispositivo y la falla y su MTTTS es menor que el MTTR del segmento, la cuchilla es abierta y el dispositivo es cerrado. Basándose en su estado inicial son clasificados como normalmente abierto (NO) ó normalmente cerrados (NC). Más detalles acerca de los diversos mecanismos de conmutación se trataran adelante.

#### **4.2.7 Seccionalizadores**

Los seccionalizadores son dispositivos utilizados en combinación con los restauradores en circuitos donde se requiere alta confiabilidad. Al igual que las cuchillas no tienen la capacidad de interrumpir corrientes de falla. Su operación es después de que el restaurador detecta la falla y realiza un número predefinido de operaciones de abrir y cerrar. El seccionalizador cuenta el número de veces que la corriente cruza por cero, debido a las acciones de abrir y cerrar del restaurador. Este opera cuando la cuenta alcanza un número predefinido y abre el circuito aguas abajo, mientras el restaurador cierra por última vez y se restaura el servicio a los consumidores restantes. Esto causa interrupciones sostenidas aguas abajo del seccionalizador, mientras los consumidores aguas abajo del restaurador se les restablece el servicio. Al igual que los fusibles, los seccionalizadores también son representados usando los parámetros de confiabilidad como: PR, MTTR y la tasa de falla.

#### **4.2.8 Otros Componentes**

Aunque los componentes descritos anteriormente son ampliamente representativos del sistema de distribución, existen otros componentes que son necesarios para el correcto funcionamiento del sistema. Estos incluyen equipo de protección como un apartarrayos, transformadores de distribución, bancos de capacitores, entre otros. Las fallas relacionadas con estos componentes también influyen en la confiabilidad del servicio. Por simplicidad, la mayoría de los programas de evaluación de la confiabilidad no los modelan explícitamente. En su lugar las fallas



de estos componentes generalmente son incluidas en las fallas de las líneas aéreas y cables subterráneos.

### **4.3 Evaluación Predictiva de la Confiabilidad en Distribución**

En esta sección se presentan algunos de los métodos más comúnmente utilizados para predecir la confiabilidad en redes de distribución. Los métodos de evaluación de la confiabilidad predictiva pueden ser clasificados principalmente en dos categorías:

- Métodos Analíticos
- Métodos probabilísticos o basados en simulación

Los métodos analíticos constituyen la base de la mayoría de los programas de evaluación de la confiabilidad en sistemas de distribución. Por el contrario, los métodos basados en simulación implican el uso de métodos de Monte Carlo que son más complejos y con una programación más extensa.

#### **4.3.1 Métodos Analíticos**

Como se mencionó en el capítulo II, un sistema de distribución puede ser modelado como un conjunto de componentes interconectados. El uso de ecuaciones matemáticas para describir la interconexión y los efectos de falla de cada componente, así como las expresiones para estimar los índices de confiabilidad predictiva pueden ser determinados.

Estas expresiones pueden ser usadas para evaluar el desempeño esperado del sistema, [11], [8], [12]. De tal forma que los índices calculados usando los métodos analíticos representan el desempeño promedio del sistema. Diversos métodos y algoritmos han sido utilizados para evaluar la confiabilidad en sistemas de distribución.



Debido a que las redes son principalmente radiales, los métodos son sencillos de entender e implementar.

*a) Análisis de Efectos y Modos de Falla.*

Este método conocido como FMEA de “Failure Modes and Effects Analysis” es una de las formas más simples y directas de estimar la confiabilidad en sistemas de distribución. Para estimar la confiabilidad del sistema de distribución, se supone que ocurren en el sistema cada uno de los estados de falla en forma independiente y son reparados antes de que otro ocurra. La respuesta del sistema a cada uno de estos estados de falla es registrada con el número de consumidores afectados y la duración del evento. Entonces la contingencia es evaluada por la probabilidad de su ocurrencia y se calculan los índices relevantes de confiabilidad antes de considerar la siguiente contingencia. En resumen, para varias contingencias en el sistema, la respuesta del sistema es determinada y evaluada por la probabilidad de su ocurrencia para calcular los índices de confiabilidad necesarios. También pueden ser simulados los componentes que tienen múltiples modos de falla que son mutuamente excluyentes, [4], [10].

A continuación se describe brevemente el algoritmo para el método FMEA:

1. Para un alimentador en particular, se determinan la localización de los dispositivos de protección y conmutación, el número de consumidores y la carga interrumpida cuando estos operan en respuesta de una falla. Estos valores son considerados para el resto del análisis.
2. Seleccionar una contingencia.
3. Evaluar los efectos de interrupción de la contingencia en todo el alimentador para determinar:
  - El dispositivo que interrumpe la falla.
  - Acciones de conmutación (si las hubiera) que reconfiguran el alimentador y restablecen algunos consumidores.

4. Evaluar la contingencia por la probabilidad de su ocurrencia.
5. Actualizar los efectos de interrupción de la contingencia.
6. Repetir 2, 3, 4, 5 y 6 hasta que todas las contingencias hayan sido simuladas.  
Calcular los índices necesarios.

Con el fin de ilustrar el método se considera el sistema de prueba de la Figura 1 que muestra un arreglo típico de un alimentador de distribución. Para hacer el análisis simple, se considera que los dispositivos de protección (los fusibles y el interruptor de la subestación) y las cuchillas son 100% confiables.

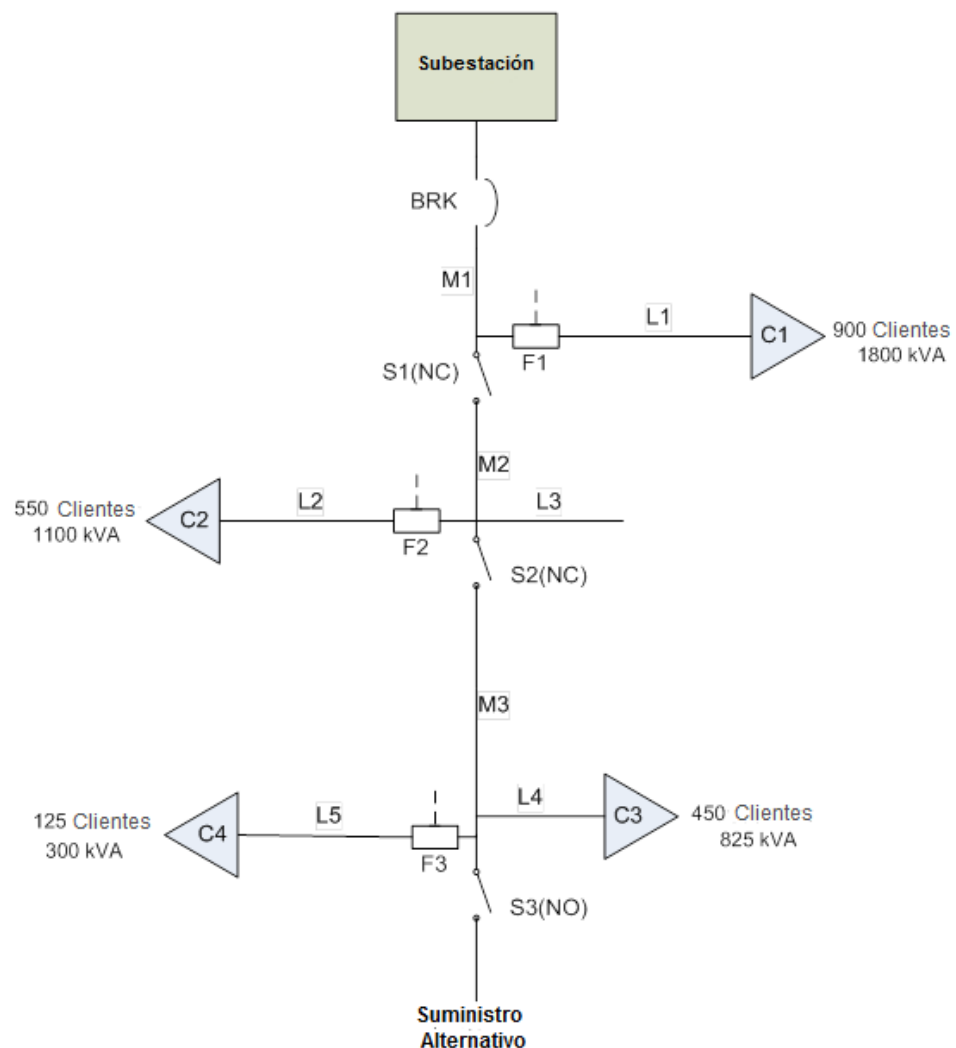


Figura 1: Alimentador de Prueba



El tiempo promedio de conmutación (MTTS) de cada una de las cuchillas (S1, S2 y S3) es de 0.5 horas. Las tasas de falla (suponiendo un solo modo de falla) de cada segmento del alimentador junto con sus tiempos de reparación son mostrados en la Tabla 2.

Tabla 2. Información de tasas de falla y tiempos de reparación

Componente	Tasa de Falla ( $\lambda$ )	MTTR (Horas)
M1	0.10	4
M2	0.25	4
M3	0.30	4
L1	0.20	3
L2	0.40	3
L3	0.10	1
L4	0.10	2
L5	0.25	2

Considerando los siguientes escenarios:

- Cuando ocurre una falla en el segmento “M1” el interruptor de la subestación detecta la falla y abre causando interrupciones a todo el alimentador. Debido a que el tiempo necesario para reparar la falla en M1 tardara 4 horas (consultar la Tabla 2), los consumidores C1, C2, C3 y C4 experimentan una interrupción de 4 horas. Esto puede verse en la Tabla 3. Dado que la probabilidad de que ocurra una falla en M1 es 0.10/año, la frecuencia de interrupción esperada para todos los consumidores es de 0.10 y la duración de interrupción esperada es de  $0.10 \cdot 4 = 0.4$  horas.
- Similarmente para una falla en el lateral “L1” los consumidores en el punto de carga “C1” son interrumpidos por la operación del fusible “F1” y experimentan una interrupción con una duración de 3 horas.
- Para una falla que ocurre en el segmento “M3”, es detectada la falla por el interruptor, el cual interrumpe todo el alimentador. A continuación, la cuchilla S2 es abierta con un retraso de 0.5 horas y el interruptor es cerrado nuevamente para restaurar el servicio a los consumidores “C1” y “C2”



mientras los consumidores “C3” y “C4” permanecen en estado de interrupción hasta que la falla sea despejada. De esta forma los clientes en C1 y C2 experimentan una interrupción de 0.5 horas mientras los otros son interrumpidos durante 4 horas.

- Similarmente, se pueden determinar los efectos de interrupción debido a la falla de cada segmento cómo se muestra en la Tabla 3.

Los efectos de interrupción son evaluados por la probabilidad de falla del componente para lograr la duración de las interrupciones esperadas. Las frecuencias y duraciones de interrupción de cargas individuales son totalizadas para determinar la frecuencia y duración de interrupción al consumidor ( $\sum\lambda$ ,  $\frac{\sum U}{\sum\lambda}$  respectivamente). Estos

son usados para determinar los índices de confiabilidad de todo el sistema como se muestra a continuación.

Tabla 3. Análisis de FMEA

Modo de Falla	Punto de Carga C1 (f/y)			Punto de Carga C2 (f/y)			Punto de Carga C3 (f/y)			Punto de Carga C4 (f/y)		
	$\lambda$ (f/año)	$r$ (hr)	$U=\lambda.r$ (hr/año)	$\lambda$ (f/año)	$r$ (hr)	$U = \lambda. r$ (hr/año)	$\lambda$ (f/año)	$r$ (hr)	$U = \lambda. r$ (hr/año)	$\lambda$ (f/año)	$r$ (hr)	$U = \lambda. r$ (hr/año)
M1	0.10	4	0.40	0.10	4	0.40	0.10	4	0.40	0.10	4	0.40
M2	0.25	0.50	0.125	0.25	4	1.00	0.25	4	1.00	0.25	4	1.00
M3	0.30	0.50	0.15	0.30	0.50	0.15	0.30	4	1.20	0.30	4	1.20
L1	0.2	3	0.60									
L2				0.40	3	1.20						
L3	0.10	0.50	0.05	0.10	1	0.10	0.10	1	0.10	0.10	1	0.10
L4	0.10	0.5	0.05	0.10	0.5	0.05	0.10	2	0.20	0.10	2	0.20
L5										0.25	2	0.50
Total	$\Sigma\lambda$	$\frac{\sum U}{\sum\lambda}$	$\Sigma U$	$\Sigma\lambda$	$\frac{\sum U}{\sum\lambda}$	$\Sigma U$	$\Sigma\lambda$	$\frac{\sum U}{\sum\lambda}$	$\Sigma U$	$\Sigma\lambda$	$\frac{\sum U}{\sum\lambda}$	$\Sigma U$
	1.05	1.31	1.375	1.25	2.32	2.90	0.85	3.4	2.9	1.1	3.10	3.40



*Cálculo de Índices de Sistema:*

1. SAIFI:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{N_T} = \frac{1.05 * 900 + 1.25 * 550 + 0.85 * 450 + 1.1 * 125}{900 + 550 + 450 + 125} = \frac{2152.5}{2025} = 1.06$$

*Interrupciones / Consumidor*

2. SAIDI:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{N_T} = \frac{1.375 * 900 + 2.90 * 550 + 2.90 * 450 + 3.40 * 125}{900 + 550 + 450 + 125} = \frac{4562.5}{2025} = 2.253$$

*Horas / Interrupción por Consumidor*

3. CAIDI:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{2.253}{1.06} = 2.12$$

*Horas / Consumidor*

4. CTAIDI:

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} = \frac{1.375 * 900 + 2.90 * 550 + 2.90 * 450 + 3.40 * 125}{900 + 550 + 450 + 125} = \frac{4562.5}{2025} = 2.253$$

*Horas / Consumidor Interrumpido*

5. CAIFI:

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} = \frac{1.05 * 900 + 1.25 * 550 + 0.85 * 450 + 1.1 * 125}{900 + 550 + 450 + 125} = \frac{2152.5}{2025} = 1.06$$

*Interrupciones / Consumidor Interrumpido*

6. ASAI:



$$ASAI = \frac{N_T \cdot 8760 - \sum r_i N_i}{N_T \cdot 8760} = \frac{2925 \cdot 8760 - 4562.5}{2925 \cdot 8760} = 0.99982$$

7. ASIFI:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} = \frac{1.05 \cdot 1800 + 1.25 \cdot 1100 + 0.85 \cdot 825 + 1.1 \cdot 300}{1800 + 1100 + 825 + 300} = \frac{4296.25}{4025} = 1.06$$

*Interrupciones / kVA*

8. ASIDI:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} = \frac{1.375 \cdot 1800 + 2.9 \cdot 1100 + 2.9 \cdot 825 + 3.4 \cdot 300}{1800 + 1100 + 825 + 300} = \frac{9077.5}{4025} = 2.2255$$

*Horas / kVA Interrupción*

El método de numeración de estados es simple de implementar y entender. Sin embargo, conforme se incrementa el número de componentes en el sistema, este toma un tiempo mayor para evaluar los índices. Un inconveniente importante del método es la dificultad de implementar múltiples fallas que pueden ocurrir simultáneamente en el sistema. Por lo que, es una herramienta útil para obtener razonablemente buenas estimaciones de confiabilidad cuando la probabilidad de múltiples fallas es despreciable.

*b) Efecto de la Protección y Conmutación de las Fallas*

En los cálculos anteriores se ha supuesto que los dispositivos de protección y conmutación operan con una confiabilidad del 100%. Esta es una consideración de simplificación y suele no ser correcta, ya que las fallas de protección y conmutación son una parte significativa de las fallas del sistema. Con el fin de representar las fallas en las operaciones de los dispositivos, cada contingencia puede ser representada mediante un árbol de eventos adecuado para ajustar los índices apropiadamente, [15].

Como se mencionó en la sección 2.2, los dispositivos como interruptores, fusibles y restauradores están representados mediante la Confiabilidad de Protección (PR) y la Confiabilidad de Recierre (RR) para representar la probabilidad de exitosamente liberar la falla y los dispositivos de conmutación están representados por la Confiabilidad de Interrupción (SR) para representar la probabilidad de conmutación exitosa después de que una falla ha sido liberada.

Cuando un dispositivo de protección falla al liberar una falla que ocurre aguas abajo, un dispositivo de respaldo (localizado aguas arriba) aísla la falla causando interrupciones a un número mayor de consumidores con una mayor duración. Cuando una cuchilla falla al operar es menos severo, en consecuencia los consumidores que pretenden ser restaurados tendrán una interrupción prolongada. De esta forma, las fallas de los dispositivos de protección son más severas debido a que afectan el número y la duración de las interrupciones vistas por un consumidor, mientras que las fallas de conmutación resultan en un incremento en la duración de las interrupciones. Para incluir el efecto de tales fallas, se considera el siguiente árbol de eventos sobre la ocurrencia de una contingencia:

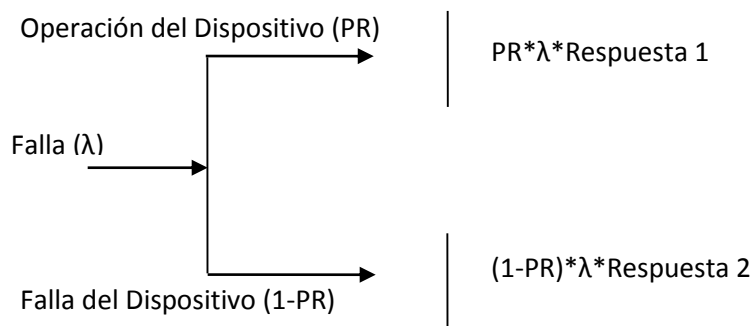


Figura 2. Árbol de eventos que caracterizando fallas de dispositivo.

Por ejemplo se considera que ocurre una falla en el lateral “L1” con una tasa de falla de 0.2 y un MTTR de 3 horas. Considerando que el fusible F1 tiene un  $PR=0.95$  y un  $MTTR=1$  hora. Esto significa que para una falla que ocurre en L5, el fusible opera



para liberar el 95% del tiempo. Cuando falla en hacerlo, el dispositivo de respaldo (interruptor BRK) es forzado a abrir interrumpiendo a todos los consumidores.

De esta forma los efectos de interrupción que ocurren en L1 son calculados en dos estados mutuamente excluyentes de la siguiente manera:

1. El fusible opera y libera la falla: (consumidores interrumpidos: 900, duración: 3 horas)

- Consumidores interrumpidos esperados:

$$PR * \lambda * 900 = 0.95 * 0.2 * 900 = 171$$

- Horas interrumpidas al consumidor esperadas:

$$PR * \lambda * MTTR * 900 = 0.95 * 0.2 * 3 * 900 = 513$$

2. Falla el fusible al operar y opera el dispositivo de respaldo: (consumidores interrumpidos: 2025, duración: 3+1=4 horas)

- Consumidores interrumpidos esperados:

$$(1-PR) * \lambda * 2025 = (1-0.95) * 0.2 * 2025 = 20.25$$

- Horas interrumpidas al consumidor esperadas:

$$(1-PR) * \lambda * MTTR * 2025 = (1-0.95) * 0.2 * 4 * 2025 = 81$$

Combinando los eventos anteriores, se obtiene lo siguiente:

El total de interrupciones al consumidor esperado debido a la falla en “L1” es:

$$(171 + 20.25) = 191.25$$

La duración de interrupciones al consumidor esperado es:

$$(513 + 81) = 594 \text{ horas / consumidor.}$$



Comparando esto en contraste con lo previamente considerado de 100% de confiabilidad, las interrupciones esperadas al consumidor serian:

$$0.2 * 900 = 180$$

La duración de las interrupciones al consumidor esperadas seria de:

$$(0.2 * 3 * 900) = 540.$$

De esta forma, el efecto de la falla del dispositivo puede alterar significativamente la confiabilidad del sistema. Estos cálculos pueden ser agregados para determinar los índices de confiabilidad del sistema que son significativamente mayores que los estimados mostrados en los cálculos anteriores.

Las fallas de conmutación son relativamente menos problemáticas comparadas con las fallas de los dispositivos de protección. Sin embargo estas situaciones pueden surgir debido a condiciones tales como problemas mecánicos, condiciones de sobrecarga, etc. Además, las fallas de conmutación solo afectan la duración de las interrupciones de los consumidores y no la frecuencia. Cuando ocurre una falla de conmutación, a los consumidores localizados aguas arriba de la cuchilla y aguas abajo del dispositivo primario de protección no se les puede restaurar el servicio hasta que la falla original es liberada. Por lo tanto experimentan una interrupción de duración igual a MTTR del segmento fallado.

De esta forma, la correcta duración de interrupción (que representa tanto el éxito como la falla de conmutación) esperada por los consumidores está dada por la siguiente expresión:

$$SR * MTTS_{eq} + (1 - SR) * MTTR \tag{19}$$

Donde:

SR            Confiabilidad de conmutación de la cuchilla

MTTR        Tiempo de reparación de la falla



$MTTS_{eq}$ . Tiempo equivalente de conmutación de la cuchilla y del dispositivo primario de protección que interrumpe la falla.

$MTTS_{eq}$  puede ser calculado utilizando la siguiente expresión:

$$MTTS_{eq} = \text{Min}(MTTS_{swi}, MTTS_{device}) + |MTTS_{swi} - MTTS_{device}| \quad (20)$$

c) *Método de Análisis de Arboles de Fallas*

El método de Arboles de fallas puede ser usado para determinar la confiabilidad de los circuitos. A diferencia del método de enumeración de estados donde el impacto de cada falla es determinado en cada uno de los puntos de carga, el método *FTA* de *Fault Tree analysis* usa cada punto de carga para determinar las diversas causas que le originan una interrupción [12]. Estas causas de falla son agregadas para calcular la frecuencia y duración de interrupción al punto de carga. Estos pueden entonces ser usados para calcular los índices de todo el sistema. Dado que se involucra la evaluación de cada componente que causa una falla en un punto de carga en particular, esto es con frecuencia tiempo consumido por sistemas grandes.

d) *Método de Análisis de Conjuntos de Cortes*

Otro método comúnmente utilizado y recomendado para determinar la confiabilidad es el uso de cortes mínimos, [6]. Un conjunto corte mínimo es un conjunto de componentes que causa una falla en el sistema cuando todos los componentes en el conjunto fallan.

El sistema no falla cuando al menos uno de los componentes del conjunto de corte mínimo está operando. Varios algoritmos de cortes mínimos han sido propuestos en la literatura y pueden ser adecuadamente implementados para determinar la confiabilidad. Este método implica el desarrollo de conjuntos de cortes mínimos para cada punto de carga para calcular la frecuencia y duración de las interrupciones que después se adicionaran para determinar la confiabilidad del sistema, [4]. Múltiples fallas y modos de falla dependientes de los componentes también pueden ser incluidos



en el análisis mediante la inclusión de conjuntos de corte mínimo de orden mayor a uno. Generalmente es una práctica para determinar cortes mínimos de nivel  $n+1$  donde 'n' es el orden más bajo del corte mínimo encontrado en el sistema. En sistemas de distribución por lo general se considera suficiente incluir conjuntos de cortes mínimos de 1<sup>er</sup> y 2<sup>do</sup> orden.

A diferencia del método enumeración de estado descrito en la sección 3.1.1, el método de conjuntos de cortes mínimos determina para cada punto de carga, los componentes que causan una interrupción. En otras palabras, el método de numeración de estado determina para cada componente fallado, los puntos de carga que son interrumpidos mientras que el método de conjuntos de cortes mínimos determina para cada punto de carga, los componentes que causan su interrupción. Los conjuntos de cortes mínimos necesitan ser determinados para cada punto de carga individualmente para calcular los índices en puntos de carga. Estos se pueden agregar para determinar los índices de confiabilidad del sistema.

*e) Modelos de Markov*

Los modelos de Markov es otro método comúnmente usado para evaluar la confiabilidad, [13]. El comportamiento de un sistema estocástico puede ser representado como estados, cada uno de los cuales está asociado con la probabilidad de este. En este método el sistema es dividido en zonas similar al método de reducción de zona. Para cada zona, los componentes en el sistema que causan una interrupción en la zona son determinados junto con la duración de las interrupciones.

La frecuencia y duración de interrupciones se calculan utilizando las expresiones para estado estable de frecuencia y duración. La confiabilidad de las zonas es copiada a todos los segmentos que están en la zona y se calculan los índices de confiabilidad correspondientes.



Estos índices a nivel consumidor se suman para determinar los índices a nivel sistema. Se propone un algoritmo alternativo para evaluar los índices de confiabilidad usando modelos de Markov.

f) *Reducción de Red*

Los sistemas de distribución son mayormente radiales. El método de Reducción de Red es un método conveniente debido a que una gran parte de la red puede ser representada por combinaciones serie o paralelo, [9], [6]. La red reducida puede ser evaluada para determinar los índices de confiabilidad del sistema. Sin embargo, el uso de esta técnica es limitado a redes pequeñas y se vuelve engorroso conforme se incrementa el tamaño del sistema. Además en algunos casos la interconexión entre componentes es muy complicada y lo vuelve difícil de describir en términos de un equivalente.

1. Sistema conectado en Serie:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \tag{21}$$

$$r_s = \left( \sum_{i=1}^n r_i \lambda_i \right) / \lambda_s \tag{22}$$

2. Sistema de dos componentes en Paralelo:

$$\lambda_p = \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) / (1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2), \tag{23}$$

$$r_p = 1 / \left( \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right) \tag{24}$$

g) *Método de Reducción Zona-Rama*



Mientras que el *Método de Reducción de Red* involucra la reducción del sistema en redes equivalentes más pequeñas, el *Método de Reducción Zona-Rama* es usado para dividir la red entera en zonas y sus ramas correspondientes [1]. El efecto de una falla en un sistema depende de la respuesta de su esquema de protección y conmutación. Una zona se define como una parte del sistema de potencia que puede aislarse o desconectarse a sí misma automáticamente o manualmente del resto del sistema cuando ocurre una falla en alguno de sus enlaces. De esta forma, cada dispositivo en el sistema (fusibles, restauradores, interruptores, seccionadores y cuchillas) divide todo el alimentador en sus respectivas zonas. Los componentes que pertenecen a una sola zona son llamados ramas de su zona. En otras palabras las ramas son en un sistema los enlaces que causan que un dispositivo de protección/aislamiento opere. Para el alimentador mostrado en la Figura 2, se pueden identificar las zonas y ramas que se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Zonas y Ramas del Alimentador de Prueba

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

$\lambda (i,j)$ , representa la tasa de falla de la zona “i” rama “j”.

$q (i,j)$ , es la probabilidad de que el dispositivo de protección falle al aislar una falla dentro de su zona.

A continuación se desprende que  $q (i,j)$  es 0.0 para las cuchillas, mientras que es idealmente 1.0 para un interruptor, restaurador, etc. (valores prácticos de  $q$  para un dispositivo de protección están en el rango de 0.0 a 1.0).



La tasa de fallas total y la duración esperada de interrupción para la zona  $i$ , rama  $j$  son dados en, [6] (considerando que la subestación es 100% confiable).

$$\lambda T(i, j) = \sum RIA(z, k) * FZB(k)^T \text{ fallas / año ,} \tag{25}$$

$$\lambda r(i, j) = \sum RIA(z, k) * FZB(k)^T * R(z, k) \text{ horas / año} \tag{26}$$

Donde:

- $z$             Número de zona-rama.
- $k$             Número total de zonas-ramas en el sistema.
- $R(z, k)$     Tiempo de reparación o conmutación de zona-rama.
- $FZB(k)$     Vector zona-rama fallada que contiene la tasa de falla de cada zona-rama  $k$ .
- $RIA(z, k)$    Vector de coeficientes de identificación y aislamiento.

El vector  $FZB$  para el sistema mostrado en la Figura 1 de la Tabla 2 es:

Tabla 5. Información de Tasas de Falla.

Componente	Tasa de Falla ( $\lambda$ ) (fallas/año)	MTTR (Horas)
M1	0.10	4
M2	0.25	4
M3	0.30	4
L1	0.20	3
L2	0.40	3
L3	0.10	1
L4	0.10	2
L5	0.25	2



$$FZB = \begin{bmatrix} \lambda_{M1} \\ \lambda_{L1} \\ \lambda_{M2} \\ \lambda_{L3} \\ \lambda_{L2} \\ \lambda_{M3} \\ \lambda_{L4} \\ \lambda_{L5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.10 \\ 0.2 \\ 0.25 \\ 0.1 \\ 0.4 \\ 0.3 \\ 0.1 \\ 0.25 \end{bmatrix} \text{ Fallas/año} \quad (27)$$

Con el fin de determinar los valores de la matriz *RIA*, matriz de coeficientes de identificación y aislamiento, se considera que para una falla en cada segmento (representar una fila) se determinan los componentes que son interrumpidos (colocados en cada columna).

Por ejemplo, la falla del componente *M1*, causa la interrupción de todos los componentes, por lo tanto su fila correspondiente (1) se llenara con unos. Del mismo modo, la falla del componente *L1*, causa interrupción solamente en *L1*. Por lo tanto la fila correspondiente (2) tendrá ceros excepto por la columna 2 que corresponde al componente interrumpido la cual tendrá un uno.

$$RIA = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{matrix} M1 \\ L1 \\ M2 \\ L3 \\ L2 \\ M3 \\ L4 \\ L5 \end{matrix} \quad (28)$$

Con el fin de determinar los valores de *R(z,k)*, al igual que *RIA*, por cada falla de un componente (representado en la fila) se determina la duración de la interrupción causada por la operación de los dispositivos de protección y conmutación a todos los componentes. Por ejemplo, el componente *M1*, causa 4 horas de interrupción a todos los componentes. Por lo tanto la fila 1 de *R(z,k)* es de 4 horas cada uno. El componente



M2, causa una falla de 4 horas sobre el mismo y en todos los componentes que están aguas abajo, sin embargo los componentes L1 y M1 son conmutados y por lo tanto tienen una duración de 0.5 horas. Esto puede ser verificado en la fila 3.

$$R(z,k) = \begin{matrix} \left[ \begin{array}{cccccccc} 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ 0 & 3 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.5 & 0.5 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 & 4 \\ 0.5 & 0.5 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 3 & 0 & 0 & 0 \\ 0.5 & 0.5 & 0.5 & 0.5 & 0.5 & 4 & 4 & 4 \\ 0.5 & 0.5 & 0.5 & 0.5 & 0.5 & 2 & 2 & 2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 2 \end{array} \right] & \begin{matrix} M1 \\ L1 \\ M2 \\ L3 \\ L2 \\ M3 \\ L4 \\ L5 \end{matrix} \end{matrix} \quad (29)$$

Usando las expresiones para la frecuencia y duración de las interrupciones de cada componente anteriormente mencionadas, la frecuencia y duración de las interrupciones en cada punto de carga son determinadas para que puedan ser convenientemente utilizadas para determinar los índices del sistema.

Por ejemplo, considerando que el punto de carga C3 está directamente conectado con el componente L4, las características de falla de L4 representan las de C3. Por lo que, el número total de interrupciones vistas por L4 se obtiene mediante la suma de los productos de la columna 7 de RIA con la transpuesta de FZB.

$$\lambda T(i, j) = \sum RIA(z, k) * FZB(k)^T \text{ fallas / año} \quad (30)$$

$$\text{Así } \lambda_{L4} = 1*0.1 + 0*0.2 + 1*0.25 + 1*0.1 + 0*0.4 + 1*0.3 + 1*0.1 + 0*0.25 = 0.85.$$

Del mismo modo, la duración de interrupciones  $U = \lambda \cdot r$  vistas por C3 está dada por:

$$\lambda r(i, j) = \sum RIA(z, k) * FZB(k)^T * R(z, k) \text{ horas / año} \quad (31)$$

$$1*0.1*4 + 0*0.2*0 + 1*0.25*4 + 1*0.1*1 + 0*0.4*0 + 1*0.3*4 + 1*0.1*2 + 0*0.25*2 = 2.9 \text{ horas.}$$



Este es el mismo resultado que el determinado a partir del método *FMEA*.

Para cuantificar las probabilidades de falla diferentes de cero de los dispositivos de protección, *RIA* es convenientemente ajustado para tomar valores no binarios. Por ejemplo, considerando la última fila en la matriz *RIA*, está representa el efecto de falla del componente *L5* en el resto de los componentes del sistema. En el caso ideal considerado anteriormente, todos los valores se fijan a cero (excepto el correspondiente a *L5*) ya que el componente *L5* no causa interrupciones a ningún otro componente. Sin embargo, este no sería el caso si el fusible *F3* falla con una probabilidad ' $q_3$ '. Cuando el fusible falla, el dispositivo de respaldo (*BRK*) opera para liberar la falla. Por lo tanto, la última fila en la matriz *RIA* se ajusta mediante la sustitución de todos los ceros con el valor de  $q_3$ . Similarmente, las correcciones a la matriz *R* se pueden hacer para justificar la correcta duración de las interrupciones. La ventaja de este método es que fallas de múltiples zonas de protección pueden ser cuantificadas, [1].



## CONCLUSIONES

Una vez presentados todos los argumentos durante el desarrollo del presente documento encontramos una serie de puntos clave:

1. La metodología empleada actualmente para el desarrollo de proyectos a corto, mediano y largo plazo no toma en cuenta todos los puntos económicos y operativos necesarios.
2. Para el análisis de redes de distribución no se aplica una metodología que implique análisis nodales o de ramales.
3. El constante cambio en la asignación de presupuestos hacia distribución implica que los análisis y la toma de decisiones de los proyectos a desarrollar estén basados en una metodología de priorización de obras como la expuesta en este trabajo.
4. La apertura del mercado eléctrico en distribución harán que la forma de medir el impacto de las obras en distribución cambie ya que ante esta, se modificaran los índices de los estándares actualmente aplicados como TIU, NIU, TPR a SAIFI, SAIDI, etc.
5. La reforma energética también modificará el sentido en el que la CFE realiza sus proyectos ya que cuando se realiza el estudio de impacto económico muchos de ellos no son viables a la economía de CFE, ya que generan más pérdidas de energía que ganancias, pero debido al impacto social estos son llevados a cabo.
6. Existen diferentes métodos que pueden ser empleados en el desarrollo de la metodología de estudio para los proyectos de CFE y con ello priorizar los de mayor impacto contra los de menor impacto.



7. Es básico y urgente el concretar esta metodología de priorización en obras de distribución debido a que de no hacerlo estaremos en desventaja competitiva ante otros posibles competidores.
  
8. La parte de estudios de nuevos proyectos y desarrollo de ellos debe ser concretada por personal con la suficiente experiencia, capacidad y conocimiento que permita la definición de una base de proyectos priorizados y a prueba de cualquier movimiento de presupuesto.

Ante este escenario podemos afirmar que actualmente los proyectos a desarrollar por parte de CFE Distribución obedecen a una serie de lineamientos emitidos en forma lineal y sin un sustento adecuado que permita el desarrollo de la empresa competitiva del estado.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1]D.O. Koval, “Zone Branch Reliability Methodology for Analyzing Industrial Power Systems”, IEEE Transactions on Industry Applications, Oct-2000.
- [2]Enríquez, G. (2014, Mayo). Algunas acciones estratégicas para el sector eléctrico. Comisión Federal de Electricidad. International Council on Large Electric Systems “CIGRE”. MUTEK, Ciudad de México.
- [3] Enríquez, G. (2014, Mayo). Aspectos a considerar para el análisis del impacto de la reforma energética en México. Comisión Federal de Electricidad. International Council on Large Electric Systems “CIGRE”. MUTEK, Ciudad de México.
- [4]Gerd Kjolle, Kjell Sand, “RELRAD - An Analytical Approach for Distribution System Reliability Assessment”, IEEE Transactions on Power Delivery, April 1992.
- [5]IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Standard 1366, 2003 Edition.
- [6]IEEE recommended practice for the design of reliable industrial and commercial power systems IEEE Std 493-1997 [IEEE Gold Book]
- [7]Informe Anual 2014, Comisión Federal de Electricidad, 2014.
- [8]R. Billinton, “Distribution System Reliability Evaluation”, IEEE tutorial course, Power System Reliability Evaluation.
- [9]R. Billinton, Peng Wang, “A generalized method for Distribution system reliability evaluation”; IEEE WESCANEX’95 Proceedings.



- [10]R. E. Brown, H. V. Nguyen, J. J. Burke, “A Systematic And Cost Effective Method To Improve Distribution System Reliability”, IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, 1999.
  
- [11]Richard E Brown, “Electric Power Distribution Reliability”, Marcel Dekker, 2002.
  
- [12]Ron Allan, R. Billinton, “Power System Reliability and Its Assessment- Part 3 Distribution Systems and Economic Considerations”. IEEE Tutorial 1993.
  
- [13]T. Gonen, “Electric Power Distribution System Engineering”, McGraw Hill, 1986.
  
- [14]Theory Manual, “Distribution Reliability Indices for Vegetation - DRIVE version 2.0”
  
- [15]Ying He, Lennart Soder, Ron N Allan, “Evaluating the effect of protection system on reliability of automated distribution system”, 14<sup>th</sup> Power system Computation Conference, June 2002.



## GLOSARIO

**Aislamiento:** se produce cuando se cubre un elemento de una instalación eléctrica con un material que no es conductor de la electricidad, es decir, un material que resiste el paso de la corriente a través del elemento que alberga y lo mantiene en su desplazamiento a lo largo del semiconductor.

**Automatización:** La automatización de la distribución es esencial para desarrollar la red inteligente del siglo XXI. Las tecnologías DA de avanzada garantizan que la red pueda responder rápidamente a cambios en las condiciones, lo que mejora significativamente la confiabilidad y la eficiencia en el funcionamiento.

**Carga distribuida:** Es aquella que se conecta a la red de distribución de energía eléctrica y que se caracteriza por encontrarse instalada en puntos cercanos al consumo. Su característica principal es que reduce pérdidas en la red.

**Confiabilidad:** medida a través de índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad, y normalmente se lleva un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos indicadores económicos, especialmente la energía no suministrada. El resultado es la posibilidad de disponer energía eléctrica en cualquier instante.

**Consumidor:** es una persona u organización que demanda bienes o servicios a cambio de dinero proporcionados por el productor o el proveedor de bienes o servicios. En este caso demanda el servicio de energía eléctrica.

**Contingencia:** Un acontecimiento cuya realización no está prevista, en este sentido, puede ser espontánea o estar provocada y así se tenga que modificar su comportamiento previsto o desarrollar una acción específica, motivada por la irrupción de la contingencia en cuestión.

**Continuidad:** es el contenido de la calidad de servicio relativo al número y duración de las interrupciones de suministro de duración superior a tres minutos.



**Diagnostico operativo:** Está enfocado a evaluar los parámetros de control, indicadores, metas, estándares y métodos de trabajo, a través de estudios que generan información objetiva, práctica y validada sobre las áreas, su operación y a sus necesidades.

**Interrupciones:** es una situación en la que la tensión de alimentación en el punto de entrega es inferior al 1% de la tensión declarada en cualquiera de las fases de alimentación.

**Outage Management System:** Es un sistema por computadora usado por operadores que monitorean los sistemas de distribución eléctrica para la asistencia a la restauración de la energía en una falla.

**Priorización:** La clasificación de las actividades en orden de importancia sobre la base de la capacidad para llevarlos a cabo de manera oportuna, el establecimiento de prioridades.

**Redes de Distribución:** Es la parte del sistema de suministro eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente).

**Redes de Transmisión:** es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando para un determinado nivel de potencia a transmitir.

**Sistemas interconectados:** Un Sistema Interconectado a Red es una instalación que aprovecha la energía solar para producir electricidad mediante módulos fotovoltaicos. La Energía Solar se transforma en electricidad y se inyecta a la red de CFE.

**Subestaciones:** Conjunto de instalaciones eléctricas ubicadas en un emplazamiento común, provisto de uno o varios transformadores, y formada por tantos parques como niveles de tensión existan en la subestación.



## LISTA DE ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

**ASAI:** Average Service Availability Index (Índice de disponibilidad de servicio promedio).

**ASIDI:** Average System Interruption Duration Index (Índice de Duración de Interrupción Del Sistema Promedio).

**CAIDI:** Customer Average Interruption Duration Index (Índice de Duración de Interrupción Promedio al Consumidor).

**CAIFI:** Customer Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio al Consumidor).

**CDF:** Customer Damage Functions (Funciones de Daño al Cliente).

**CTAIDI:** Customer Total Average Interruption Duration Index (Índice de Tiempo de Interrupción Promedio Total del Cliente).

**EENS:** Expected Energy Not Served (Energía Esperada no Suministrada).

**FMEA:** Failure Modes and Effects Analysis (Análisis de Efectos y Modos de Falla).

**FTA:** Fault Tree Analysis (Análisis de Árbol de Falla).

**MAIFI:** Momentary Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia de Interrupción Momentánea Promedio).

**MTTR:** Mean Time to Repair (Tiempo Promedio de Reparación).

**MTTS:** Tiempo Promedio de Conmutación.

**NC:** Normalmente Cerrado

**NO:** Normalmente Abierto.

**OMS:** Outage Management System (Sistema de Gestión de Interrupciones).

**POF:** Probability of Failure (Probabilidad de Falla).

**PR:** Confiabilidad de Protección.

**RR:** Confiabilidad de Recierre.

**SAIDI:** System Average Interruption Duration Index (Índice de Duración de Interrupción Promedio del Sistema).

**SAIFI:** System Average Interruption Frequency Index (Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema).

**SED:** Sistema Eléctrico de distribución.

**SR:** Confiabilidad de Conmutación.

**$\lambda_p$ :** Tasa de Falla Permanente