

**ESCUELA POLITÉCNICA DEL EJÉRCITO
ESPE - LATACUNGA**



**CARRERA DE INGENIERÍA
ELECTROMECAÁNICA**

PROYECTO DE GRADO

**ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA
ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE LA EMPRESA
ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.**

DIEGO FERNANDO MOSCOSO CALVOPÍÑA

LATACUNGA - ECUADOR

2007

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo teórico-práctico fue realizado en su totalidad por el señor DIEGO FERNANDO MOSCOSO CALVOPÍÑA, egresado de la Carrera de Ingeniería Electromecánica bajo la dirección y codirección de:

Ing. Daniel Gallo
Director de Tesis

Ing. Miguel Lucio
Codirector de Tesis

Junio del 2007

DEDICATORIAS.

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mi padre Fernando.

Por los ejemplos de perseverancia y constancia que lo caracterizan y que me ha infundado siempre, por el valor mostrado para salir adelante y por su amor.

A mi madre Janeth.

Por haberme apoyado en todo momento, por sus consejos, sus valores, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mis maestros.

Ing. Daniel Gallo y al Ing. Miguel Lucio por su gran apoyo y motivación para la culminación de mis estudios profesionales, para la elaboración de esta tesis, por su tiempo compartido y por impulsar el desarrollo de mi formación profesional.

A la Escuela Politécnica del Ejército sede Latacunga y en especial a la Carrera de Electromecánica por permitirme ser parte de una generación de triunfadores y gente productiva para el país.

DIEGO FERNANDO

AGRADECIMIENTOS

A Dios.

Por permitirme llegar a este momento tan especial en mi vida. Por los triunfos y los momentos difíciles que me han enseñado a valorarte cada día más.

A ti Padre.

A quien le debo todo en la vida, le agradezco el cariño, la comprensión, la paciencia y el apoyo que me brindó para culminar mi carrera profesional.

A ti Madre.

Por haberme educado y soportar mis errores. Gracias a tus consejos, por el amor que siempre me has brindado, por cultivar e inculcar ese sabio don de la responsabilidad.

¡Gracias por darme la vida!

¡Te quiero mucho!

A mis maestros.

Gracias por su tiempo, por su apoyo así como por la sabiduría que me transmitieron en el desarrollo de mi formación profesional, en especial: al Ing. Daniel Gallo y al Ing. Miguel Lucio por haber guiado el desarrollo de este trabajo y llegar a la culminación del mismo.

A la Escuela Politécnica del Ejército sede Latacunga y en especial a la Carrera de Electromecánica que me dieron la oportunidad de formar parte de ellas.

¡Gracias!

DIEGO FERNANDO

CONTENIDO

CAPÍTULO I:

GENERALIDADES

1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVOS Y ALCANCES	2
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	2

CAPÍTULO II:

FUNDAMENTOS DEL ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

2.1 MARCO CONCEPTUAL	4
2.1.1. CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO	4
2.1.2. CALIDAD EN EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO	5
2.1.3. DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD	5
2.1.4. PROBABILIDAD	5
2.1.5. FALLA Y DEFECTO	6
2.1.6. IDENTIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES	6
2.1.7. CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES	7
2.1.7.1. Interrupción no programada.	7
2.1.7.2. Interrupción instantánea	7
2.1.7.3. Interrupción temporal.	8
2.1.7.4. Interrupción permanente.	8
2.1.7.5. Interrupción programada.	8
2.1.7.6. Tiempo de interrupción del servicio.	8
2.2 CONFIABILIDAD APLICADA A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	8
2.2.1. INTRODUCCIÓN	8
2.2.1.1. Sistema de Distribución	9
2.2.2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	10

2.3 PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA EL ESTUDIO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION	11
2.3.1. COMPONENTES EN SERIE	11
2.3.2. COMPONENTES EN PARALELO	12
2.3.3. REDUCCIÓN DE LA RED	13
2.3.4. EFECTOS DE LOS ELEMENTOS DE DESCONEXIÓN	14
2.3.5. EFECTOS DE LA TRANSFERENCIA DE CARGA	16

2.4 METODOS DE ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION	18
2.4.1. MÉTODO DE MARKOV	18
2.4.2. TÉCNICA DE FRECUENCIA Y DURACIÓN	20
2.4.3. MÉTODO DE CORTES A LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE REDES ELÉCTRICAS	21
2.4.4. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	23
2.4.5. ÍNDICES OPERATIVOS	24
2.4.5.1. Número promedio de Interrupciones de servicio por abonados por año	25
2.4.5.2. Tiempo de Reposición medio por abonado por año	25
2.4.5.3. Tiempo Promedio de interrupción por abonado	26
2.4.5.4. Disponibilidad e indisponibilidad promedio del Servicio	26
2.4.5.5. Número máximo esperado de Interrupciones	27
2.4.5.6. Probabilidad de Servicio	27
2.4.5.7. Frecuencia media de Interrupción	27
2.4.5.8. Duración media de las Interrupciones	28
2.4.5.9. Tiempo total de Interrupción medio	28

CAPITULO III:

ANALISIS ECONOMICO Y LOCALIZACIÓN OPTIMA DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCION EN BASE A INDICES DE CONFIABILIDAD

3.1. EVALUACION ECONOMICA	29
3.1.1. INTRODUCCIÓN	29
3.1.2. LA NECESIDAD DE UN CRITERIO ECONÓMICO	30

3.2 INDICES DE COSTOS DE LA CONFIABILIDAD	30
3.2.1. ÍNDICE DE COSTO DE CONFIABILIDAD (CRI) – ÍNDICE DE EFECTIVIDAD DEL COSTO (CER)	31
3.2.2. COSTO TOTAL ANUAL	32
3.2.2.1. Costo Anual de Inversiones	32
3.2.2.2. Costo Anual de Interrupción del Servicio	33
3.3 LOCALIZACION OPTIMA DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCION EN BASE A INDICES DE CONFIABILIDAD	34
3.3.1. INTRODUCCIÓN	34
3.3.2. ANÁLISIS MATEMÁTICO	34
3.3.2.1. Variación de Probabilidad	34
3.3.3. ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR TIEMPOS DE PARALIZACIÓN	35
CAPÍTULO IV: METODOLOGIA PARA EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD	
4.1. ASPECTOS GENERALES	36
4.2. MODELO DE LA RED	37
4.2.1. ESTRUCTURA TOPOLÓGICA	37
4.2.2. CARACTERIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS	38
4.2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTADOS	40
4.3. DETERMINACION DE ESTADO DE LOS ELEMENTOS	41
4.3.1. DETERMINACIÓN DE ESTADOS	41
4.3.2. EVALUACIÓN DE ESTADOS	42
4.4. APLICACIONES	45
4.4.1. INTRODUCCIÓN	45
4.4.2. SISTEMA DE REFERENCIA	45
5.2.1.1. Sistema radial puro	45
5.2.1.2. Sistema con alternativa de alimentación	50

4.4.3. HOJAS DE CÁLCULO	
4.4.3.1. Tasa de falla (λ)	55
4.4.3.2. Tiempos de interrupción (r)	56
4.4.3.3. Tiempos de indisponibilidad (μ)	57
4.4.3.4. Índices globales	57
4.4.3.5. Energía no Suministrada (ENS)	58

CAPITULO V:

ESTUDIO DE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

5.1 ESTADO ACTUAL DEL ALIMENTADOR PRIMARIO #1 DE LA S/E SAN RAFAEL	59
5.1.1. ASPECTOS GENERALES	59
5.1.2. ESTUDIO Y ANÁLISIS DE OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR	59
5.1.3. ZONA DE SERVICIO DEL ALIMENTADOR	61
5.1.4. DESCRIPCIÓN DEL ALIMENTADOR	61
5.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA PROPUESTA EN EL ANALISIS Y EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD	62
5.2.1. ESTRUCTURA TOPOLÓGICA DEL ALIMENTADOR	62
5.2.1.1. Tramo 1	63
5.2.1.2. Tramo 2	64
5.2.1.3. Tramo 3	65
5.2.1.4. Tramo 4	66
5.2.1.5. Tramo 5	67
5.2.1.6. Tramo 6	68
5.2.1.7. Tramo 7	69
5.2.1.8. Tramo 8	69
5.2.1.9. Tramo 9	71
5.2.2. PARÁMETROS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR	73
5.2.3 COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA	77

CAPITULO VI:	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	78
BIBLIOGRAFÍA	79
ANEXOS	80

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1. INTRODUCCION

Debido a la variedad de contingencias a la que se halla expuesto un sistema de distribución, las Empresas Eléctricas de Distribución en la actualidad se han visto obligadas a preocuparse continuamente por la confiabilidad de un sistema eléctrico, para lo cuál realizan estudios, los mismos que permiten obtener respuestas a preguntas que se hacen continuamente de acuerdo al desempeño observado del sistema como son: ¿Qué está pasando con el Sistema? ¿Dónde y porqué los problemas están ocurriendo? Tales respuestas servirán para el análisis y evaluación del sistema en diversos departamentos de la empresa eléctrica de distribución (operación, planificación, etc.).

Uno de los principales problemas que hoy en día tienen que afrontar las empresas eléctricas, es el estudio de calidad de servicio eléctrico, ya que este abarca un campo de estudio muy extenso y complejo. Este trabajo hace referencia en particular a la continuidad del suministro que se entrega al usuario final, es decir analizar su confiabilidad, que tiene un trasfondo económico tanto para la empresa como para el usuario, de allí que un estudio de confiabilidad permitirá tener sólidas justificaciones para adoptar políticas y establecer cambios, determinar parámetros y componentes, mejorar la utilización de fondos de inversión para garantizar cuantitativamente el beneficio – costo asociado a un nivel específico de confiabilidad del servicio.

Si se define la confiabilidad dentro de un sistema eléctrico de distribución como la capacidad de éste para cumplir la función de abastecer la carga en cualquier instante, o en su defecto, cuando y donde sea requerida, con apropiada calidad de servicio y producto, se establece rápidamente que el desempeño que tenga el sistema debe ser evaluado periódicamente.

Una buena confiabilidad en un sistema de distribución, se basa en la confiabilidad tanto en generación como en transmisión, es por esta razón, que se realizan estudios de confiabilidad en todo el sistema eléctrico de potencia, ya que éste, está expuesto a una

diversidad de factores aleatorios que son analizados es forma separada pero con objetivos comunes. Analizando la parte de distribución, los costos asociados a la calidad de servicios son adecuadamente determinados empleando técnicas probabilísticas debido a la aleatoriedad de los problemas que se presentan.

Por este motivo es necesario contar con una base conceptual que permita la comprensión del tema. Para este efecto, se expondrán definiciones y fundamentos en el análisis de los parámetros que intervienen en un estudio de confiabilidad y se indicarán los índices de confiabilidad a utilizar que permiten monitorear el desempeño de los sistemas eléctricos de distribución.

1.2. OBJETIVOS Y ALCANCE

Los objetivos generales para este trabajo son:

1. Desarrollar una metodología para evaluar índices de confiabilidad de redes de distribución de energía eléctrica, tomando como criterio de éxito la continuidad de servicio.
2. Elaborar una metodología que permita, mediante un proceso de optimización, identificar elementos de la red en los cuales invertir recursos para lograr mejorar los niveles de disponibilidad de servicio.

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En nuestro país la calidad de servicio, cada vez está tomando más importancia, debido a exigencias que presenta la entidad reguladora para brindar un mejor servicio al usuario final.

Este trabajo está orientado al problema de la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado “confiabilidad de servicio”. Para esto se trata de analizar la confiabilidad de una red de distribución, basada en el desempeño observado en el pasado.

Las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de sus sistemas y algunos

indicadores económicos, como es la energía no suministrada. La predicción de índices de confiabilidad pretende determinar el comportamiento que tendrá la red, y ayudar en la toma de decisiones sobre modificaciones de elementos componentes de la red y/o topología.

El sistema eléctrico de distribución se lo analizará como una función, la cuál está asociada con el tiempo; ya que la sobrevivencia del mismo se asocia con la posibilidad de disponer como energía eléctrica en cualquier instante. La probabilidad de sobrevivencia se asociará a una distribución probabilística.

Existen diversos métodos y técnicas de evaluación de confiabilidad, pero el principal problema desde 1964 (año que se publicaron los primeros trabajos sobre estudios de cálculos de confiabilidad aplicados a sistemas eléctricos) hasta la fecha, ha sido la disponibilidad de datos. Ya que todos los métodos conocidos se basan en la combinación de parámetros de confiabilidad de los elementos componentes, lo que obliga a llevar un registro de fallas de cada componente del sistema eléctrico como son: transformadores, interruptores, alimentadores, etc. Normalmente las empresas llevan un registro de fallas con identificaciones muy sencillas pero muy necesarias para una evaluación.

CAPÍTULO II

GENERALIDADES

2.1. MARCO CONCEPTUAL

2.1.1. CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA ELÉCTRICO

Como concepto general, puede plantearse que la confiabilidad es una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo. Para un componente aislado, corresponde a una exponencial decreciente, indicando que la probabilidad de estar operando es mayor en los instantes iniciales a su puesta en funcionamiento o "nacimiento" que después de pasado un largo tiempo. Evidentemente, en el tiempo infinito tal probabilidad será cero (ver figura 2.1).

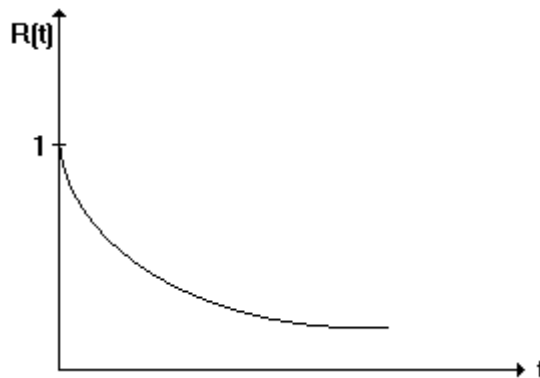


Figura 2.1: Función de confiabilidad

Para el caso de un sistema eléctrico de distribución, la probabilidad de "sobrevivencia" se asocia con la posibilidad de disponer de energía eléctrica en cualquier instante. Es obvio que el sistema eléctrico no se acaba, pero cada cierto tiempo experimentará situaciones que derivan en cortes de servicio, dado que los elementos que lo componen sufren desperfectos o fallas (por condiciones de operación o accidentales). Entonces, la confiabilidad para este tipo de sistemas se establece en base a una serie de cuantificadores, que intentan describir, en

promedio, las veces en que se ve afectado el servicio eléctrico y sus probables duraciones.

2.1.2. CALIDAD EN EL SUMINISTRO DEL SERVICIO ELÉCTRICO

La calidad tiene relación con el servicio que se presta, especialmente en lo que se refiere a calidad de onda, continuidad del suministro y frecuencia de las interrupciones, como también a la atención que recibe el consumidor final, por ello la calidad se divide en tres aspectos: Calidad Técnica del producto, Continuidad y Calidad Comercial.

Existen diferentes cuantificadores que dan cuenta de la presencia de anomalías e indican la necesidad de tomar medidas correctivas, uno de los principales problemas son los cortes de suministro de energía que afectan a todos los usuarios produciendo graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas, y se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y su duración. Una manera más general de evaluar la confiabilidad del servicio eléctrico es a través de la disponibilidad.

La determinación de índices de calidad de servicio en sistemas de distribución de energía eléctrica, se basa en planteamientos de gestión interna de los procesos de operación, mantenimiento, atención de los daños y en el cumplimiento de las exigencias de calidad de los organismos estatales de control, regulación y vigilancia.

2.1.3. DISPONIBILIDAD E INDISPONIBILIDAD.

La disponibilidad de un dispositivo reparable es la proporción de tiempo (dentro de un proceso estacionario) en que el dispositivo está en servicio o listo para el servicio. Se considera que un equipamiento está indisponible cuando está fuera de servicio por causa propia o por la de un equipo asociado a su protección o maniobra.

2.1.4. PROBABILIDAD,

Es una medida de azar. Indica el número de veces de un total, en las que ocurre un evento determinado.

2.1.5. FALLA Y DEFECTO.

Falla es la falta de habilidad de una componente de desempeñar una función requerida o de ejecutar dicha función cuando se requiere, un defecto es una imperfección en el estado del componente, que puede resultar en una falla del propio componente o de otro.

Los defectos pueden ser eliminados en los mantenimientos preventivos y las fallas solo serán restauradas en los mantenimientos correctivos.

2.1.6. IDENTIFICACION DE LAS INTERRUPCIONES

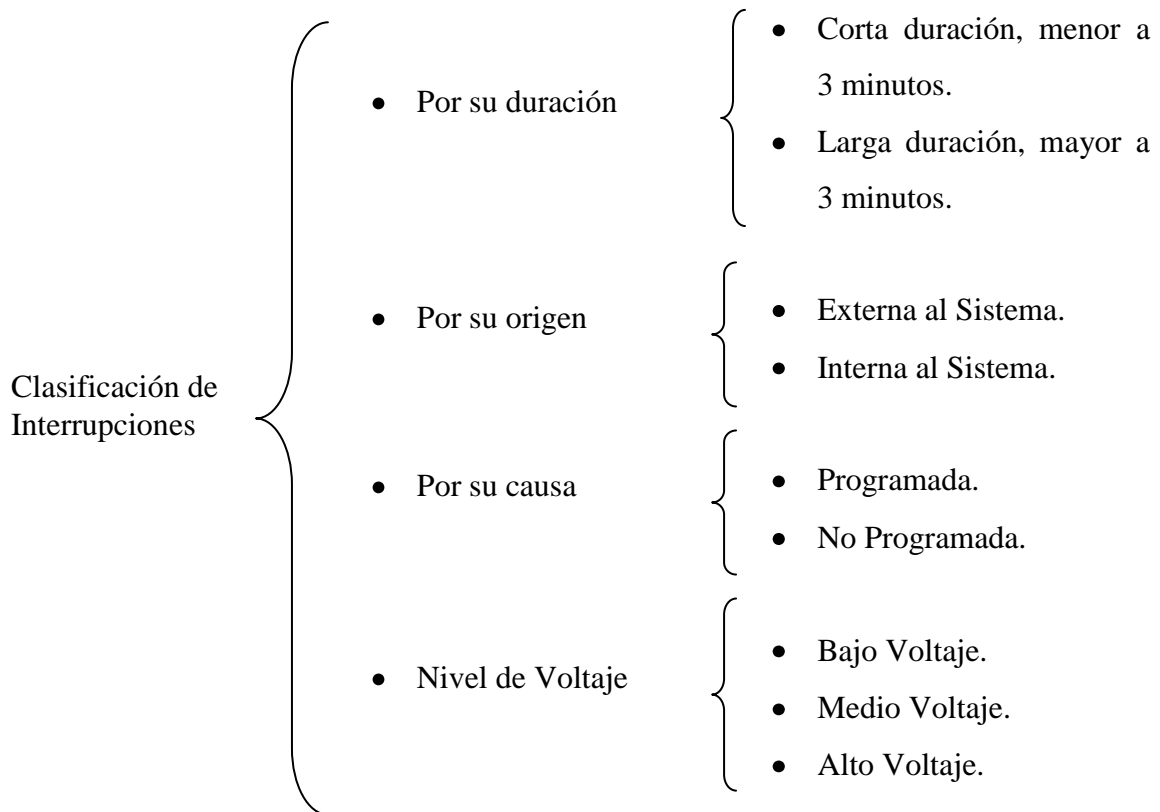
Una interrupción en el suministro del servicio eléctrico representa una pérdida económica para la empresa de distribución, debido a la energía no vendida, por lo cual es importante disponer de las herramientas necesarias para su correcta evaluación. Los requerimientos, procesos, codificaciones y criterios necesarios para cumplir con el objetivo enunciado se encuentran establecidas en la Regulación CONELEC No. 004/01 (ver Anexo 1) referida a la calidad de servicio eléctrico de distribución. La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas.
- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

2.1.7. CLASIFICACIÓN DE INTERRUPCIONES

Hace referencia a la interrupción del servicio eléctrico hacia los consumidores finales, como resultado de la desconexión total o parcial de uno o más componentes del sistema y se clasifican de la siguiente manera (Basado en la Regulación CONELEC No. 004/01):



Entendiéndose como componente a cualquier pieza o equipo del Sistema, el cual puede ser visualizado como una entidad para propósitos de reportar, analizar y predecir salidas de servicio.

2.1.7.7. Interrupción no programada.

Se da cuando una interrupción, bien sea manual o automática no puede ser diferida en el tiempo. (Forced Interruption)

2.1.7.8. Interrupción instantánea.

Se tiene cuando el servicio es restaurado por equipos automáticos. Este tipo de interrupción se da debido a una falla momentánea, la cual no induce la operación de equipos de protección. Por lo general es una interrupción menor a 15 segundos.

2.1.7.9. Interrupción temporal.

Se tiene cuando el servicio es restaurado manualmente por un operador, el cual no está disponible inmediatamente. Suele durar de treinta minutos a dos horas.

2.1.7.10. Interrupción permanente.

Cuando el servicio no puede ser restaurado hasta que el componente fallado haya sido reparado o reemplazado. Por lo general, la interrupción es mayor a dos horas.

2.1.7.11. Interrupción programada.

Se trata de una interrupción planificada por la Distribuidora, con el propósito de mantener y/u operar la red. (Scheduled Interruption)

2.1.7.12. Tiempo de interrupción del servicio.

Es el tiempo que transcurre entre que ocurre la falla hasta que el servicio haya sido restaurado. (Interruption Duration)

2.2. CONFIABILIDAD APLICADA A UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.2.1. INTRODUCCIÓN

La idea intuitiva sobre la confiabilidad de un equipo o sistema, de cualquier naturaleza, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea específica. Por esta razón, normalmente es considerada una propiedad cualitativa más que cuantitativa. Sin embargo se debe convenir en que, para la práctica ingenieril, resulta mucho más atractivo disponer de un índice cuantitativo que uno cualitativo, especialmente cuando se desea tomar una decisión sobre alternativas de diseño que cumplen finalmente las mismas funciones. Esta cuantificación de la habilidad de un sistema, se denomina **confiabilidad**, o bien **fiabilidad** y puede

expresarse por una gran variedad de índices, dependiendo de los objetivos que se persigan con la evaluación.

Por diversos motivos, los componentes de un sistema eléctrico se ven sometidos a fallas, o salidas de servicio, lo que en algunos casos puede significar la desconexión de uno o más consumidores del sistema eléctrico. El objetivo de la evaluación de confiabilidad de una red eléctrica, es decir, sistemas de distribución o transmisión es determinar índices que reflejen la calidad de servicio que presenta un sistema para el consumidor o usuario final.

2.2.1.1. Sistema de Distribución

Para fines de este estudio se acepta la definición generalizada de un sistema de distribución que parte de las subestaciones de distribución, los alimentadores primarios, los primarios laterales, los transformadores de distribución y las redes secundarias. (Ver figura 2.2)

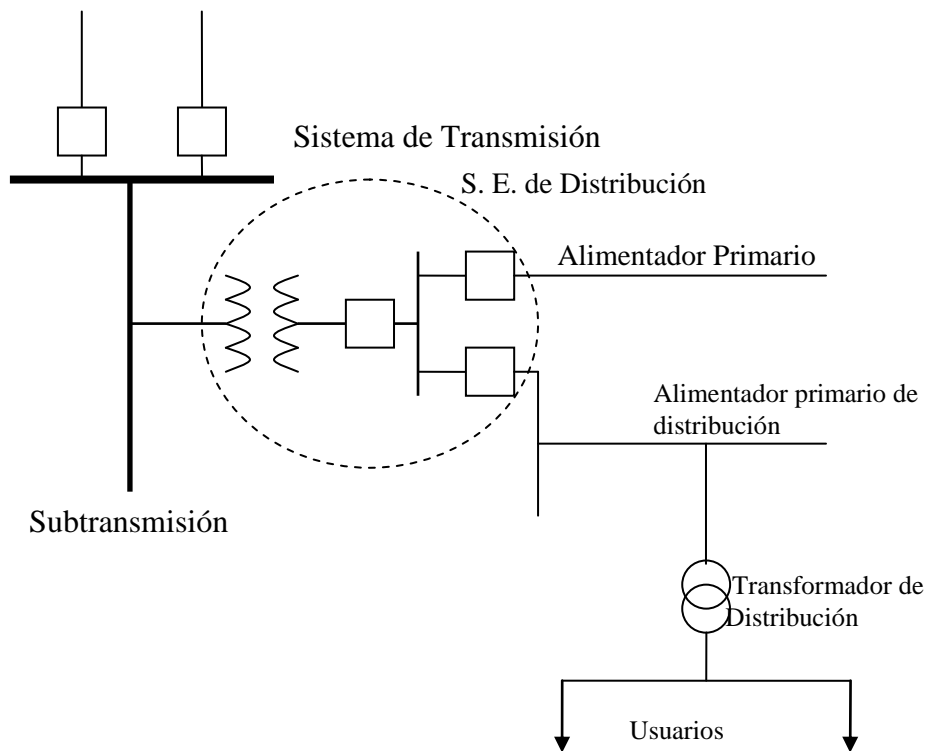


Figura 2.2 Esquema de un Sistema de Distribución

2.2.2. COMPONENTES DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Se considera tres grupos que se resumen a continuación en la tabla 2.1., básicamente están distribuidos según su posición jerárquica en el sistema, tal como se observa en la figura 2.2.

	COMPONENTES		
	GRUPO 1	GRUPO 2	GRUPO 3
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	Subestación de Distribución	Cable de Fuerza	Cable, estructura, equipo auxiliar, etc.
		Componentes de Transformación	Transformadores, regulador de tensión, etc.
		Componentes de Maniobra	Disyuntor, reconectador, etc.
		Protección	Relés, pararrayos, etc.
		Otros	Dispositivos de control, alarma, auxiliar, etc.
	Alimentador de Distribución	Aérea	Poste, conductor, seccionador, pararrayo, etc.
		Subterránea	Cámara, ductos, canaletas, pozo de inspección, accesorios, etc.
	Ramal Primario	Aérea	Poste, transformador, regulador, capacitor, etc.
		Subterránea	Cámara, transformador, ventilación, disyuntor, etc.
	Transformador de Distribución	Aérea y Subterránea	Devanado primario, devanado secundario, tierra.
Ramal Secundario	Aérea	Poste, transformador, pararrayos, fusibles, etc.	
	Subterránea	Ducto, pozo de inspección, ventilación, disyuntor, etc.	

Tabla 2.1: Componentes de un Sistema de Distribución

2.3. PARÁMETROS A CONSIDERAR PARA EL ESTUDIO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

2.3.1. COMPONENTES EN SERIE

Un sistema en serie o radial se caracteriza por tener una sola trayectoria para el flujo de potencia entre la subestación de distribución y los consumidores.

En la Figura. 2.3 se indica un diagrama de bloque para un sistema serie el cual tiene dos componentes. Se asume que los componentes son independientes y reparables:

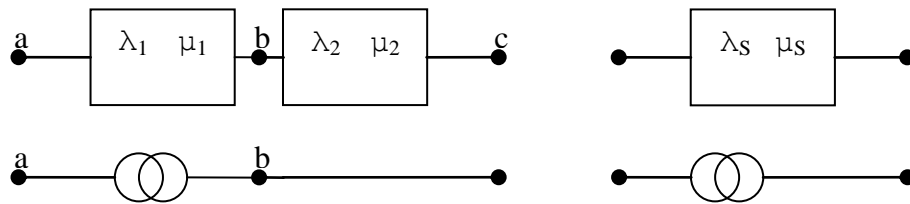


Figura 2.3: Sistema de dos componentes Serie.

Donde:

λ_1 = Tasa de falla del transformador que esta dado en (fallas/unidad de tiempo) por ejemplo 5 fallas/año.

μ_1 = Tiempo de interrupción del transformador que esta dado en (1/horas) por ejemplo 6 horas/año.

λ_2 = Tasa de falla de la línea de transmisión que esta dado en (fallas/unidad de tiempo) por ejemplo 3 fallas/año.

μ_2 = Tiempo de interrupción de la línea de transmisión que esta dado en (1/horas) por ejemplo 5 horas/año.

La probabilidad de que un solo componente se encuentre en el estado de operación esta dado por la ecuación (2.1).

$$P_{(op)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (2.1)$$

Donde:

- Tasa de falla del sistema:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (2.2)$$

- Duración de la falla promedio del sistema:

$$r_s = \frac{1}{u_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (2.3)$$

Donde:

r_1 = Duración de la falla del elemento 1 en horas (transformador)

r_2 = Duración de la falla del elemento 2 en horas (línea de transmisión)

- Tiempo de interrupción del sistema:

$$\mu_s = \lambda_s * r_s \quad (2.4)$$

Para el caso general de un sistema con n componentes en serie tenemos:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (2.5)$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i * r_i}{\lambda_s} \quad (2.6)$$

$$\mu_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i * r_i \quad (2.7)$$

2.3.2. COMPONENTES EN PARALELO

Un sistema en paralelo difiere de un sistema radial en que este tiene dos o más trayectorias para el flujo de potencia, desde la subestación a los consumidores.

En este caso se requiere conocer las frecuencias de falla y de reparación de un solo componente equivalente a los dos en paralelo. Esta se ilustra en la Figura 2.5.

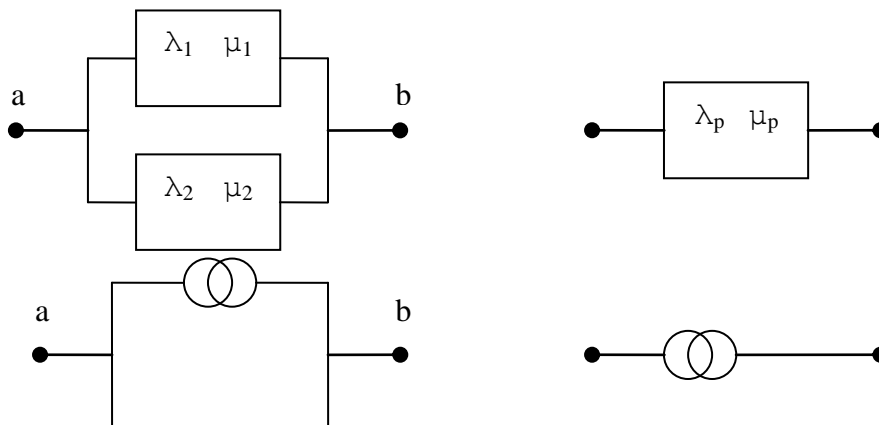


Figura 2.4 Sistema de dos componentes en Paralelo.

Donde:

λ_1 = Tasa de falla del transformador que esta dado en (fallas/unidad de tiempo) por ejemplo 2 fallas/año.

μ_1 = Tiempo de interrupción del transformador que esta dado en (1/horas) por ejemplo 3 horas/año.

λ_2 = Tasa de falla de la línea de transmisión que esta dado en (fallas/unidad de tiempo) por ejemplo 4 fallas/año.

μ_2 = Tiempo de interrupción de la línea de transmisión que esta dado en (1/horas) por ejemplo 1 horas/año.

La probabilidad de que el sistema esté en el estado de falla está dada por la ecuación (2.8).

$$P_{(fa)} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (2.8)$$

Un sistema formado por dos componentes en paralelo tiene los siguientes índices de confiabilidad.

Donde:

- Tasa de falla del sistema:

$$\lambda_p = \lambda_1 * \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (2.9)$$

Donde:

r_1 = Duración de la falla del elemento 1 en horas (transformador)

r_2 = Duración de la falla del elemento 2 en horas (línea de transmisión)

- Duración de la falla promedio del sistema:

$$r_p = \frac{r_1 * r_2}{r_1 + r_2} \quad (2.10)$$

- Tiempo de interrupción del sistema:

$$\mu_p = \lambda_p * r_p \quad (2.11)$$

2.3.3. REDUCCION DE LA RED

En un sistema de distribución existen grupos de elementos que actúan en serie o en paralelo o ambos a la vez, para llevar la energía desde los centros de generación hasta las barras de carga y a los consumidores.

Para un estudio de confiabilidad debemos considerar al sistema de distribución como un grupo de caminos de abastecimiento hacia un punto de carga específico. Entonces realizando una reducción de la red, serie - paralelo se evalúan usando las fórmulas desarrolladas anteriormente llegando a un componente equivalente con una frecuencia de falla equivalente λ_{total} y una de reparación equivalente r_{total} para el punto o barra de carga del sistema.

Este método lo ilustramos a continuación en la Figura 2.6.

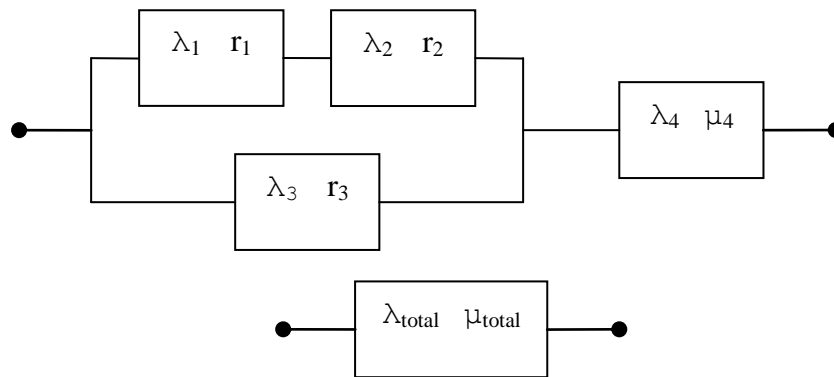


Figura 2.5 Reducción de un sistema de componentes Serie-Paralelo.

2.3.4. EFECTOS DE LOS ELEMENTOS DE DESCONEXIÓN

Una alternativa para reforzar un esquema de distribución es la provisión de elementos de desconexión en puntos importantes a lo largo del recorrido de los alimentadores principales.

Generalmente estos elementos no son automáticos y por lo tanto si existiera algún cortocircuito en el alimentador, a pesar de la presencia de estos elementos operaría el interruptor principal. Después que la falla ha sido detectada, puede abrirse el elemento de desconexión apropiado para aislar la falla del resto del circuito y posteriormente cerrar el interruptor automático que se haya accionado debido al efecto de la supuesta falla. Este procedimiento permite la restauración del servicio a todos los puntos de carga entre la fuente y el punto de aislamiento antes de que la reparación se haya completado.

Considerando el alimentador de la Figura 2.6, con sus elementos de desconexión a lo largo del ramal principal y de los ramales secundarios; la duración de la reparación de las secciones 1, 2, 3, 4 ($r= 4$ horas) y para los ramales a, b, c, y d ($r= 2$ horas); los tiempos de reparación para los diferentes elementos que se van a utilizar en la

evaluación de confiabilidad están dados en la tabla 2.2 según el punto de carga que se analice.

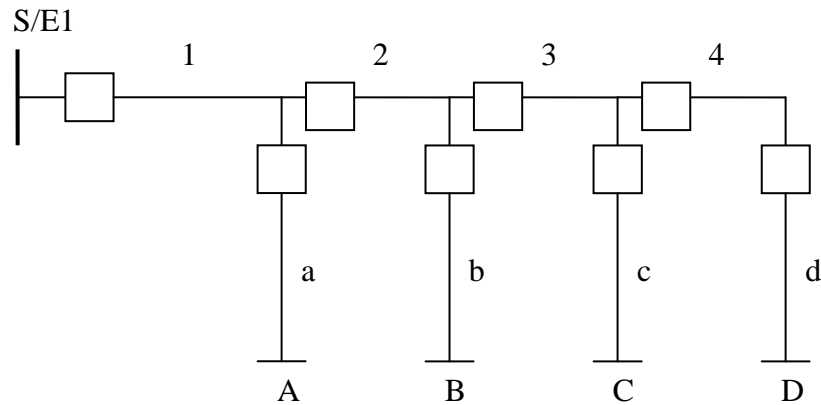


Figura 2.6 Alimentador de distribución con suiches de desconexión.

Puntos de Carga	A	B	C	D
Sección	r (horas)			
1	4	4	4	4
2	-	4	4	4
3	-	-	4	4
4	-	-	-	4
a	2	-	-	-
b	-	2	-	-
c	-	-	2	-
d	-	-	-	2

Tabla 2.2 Tiempos de reparación considerando elementos de desconexión.

En la tabla anterior, suponiendo que exista una falla en la sección 1, en los puntos de carga A, B, C y D existirá una falta de energía durante 4 horas debido a que ese es el tiempo que se demora en la reparación de las secciones del ramal principal y se proceda a reconectar el punto de desconexión. En el caso que exista una falla en la sección 2, en los puntos de carga B, C y D va a existir una falta de energía de 4 horas por el tiempo de reparación de la sección 2, mientras que en el punto de carga A no existirá interrupción de la energía. Si existe falla en la sección 3, los puntos de carga C y D sufren una ausencia de energía durante 4 horas lo que se demorará en reparar la sección 3 y en que se reconecte el elemento de desconexión de la sección 3, mientras que en los puntos de carga A y B no existirá un corte de energía. Si ocurre una falla en la sección 4, el punto

de carga D estará sin energía durante 4 horas hasta que se repare y se reconecte el elemento de desconexión, pero en los puntos A, B y C no existe falta de energía.

Si existe una falla en el ramal a, como el tiempo de reparación es de 2 horas, ese tiempo pasará sin energía el punto de carga A hasta que se reconecte los elementos de desconexión, mientras que en los puntos B, C y D no va a existir corte de energía. De igual manera va a pasar en el caso de falla de los ramales b, c y d solamente va a sufrir falta de energía el punto de carga implicado con cada ramal que falle.

2.3.5. EFECTOS DE LAS TRANSFERENCIAS DE CARGA

Muchos sistemas de distribución abiertos que pueden tener varias fuentes de alimentación tal que el sistema efectivamente este operando como un circuito radial, pueden en el caso de una falla del sistema, los puntos abiertos cerrarse, con el fin de recobrar la carga que haya sido desconectada una vez que se haya aislado los componentes afectados por dicha falla, tal como se indica en la Figura 2.7.

Este procedimiento operacional puede tener una marcada incidencia sobre los índices de confiabilidad de un punto de carga, puesto que cargas que deberían ser desconectadas mientras dure la reparación, ahora pueden ser transferidas a otras fuentes de alimentación del sistema.

Considerando el sistema de la Figura 2.7 con un punto de transferencia de carga a otro primario de distribución a través del elemento de desconexión normalmente abierto (NO). Asumiendo que no existe ninguna restricción en cuanto a la cantidad de carga que puede ser transferida al alimentador al que se hace la transferencia, los tiempos ó las duraciones de las reparaciones de las diferentes secciones, estarán afectadas por el tiempo que se demore en hacer la transferencia de carga es decir el cierre del punto normalmente abierto, que evidentemente será menor que el tiempo de reparación de cualquier sección.

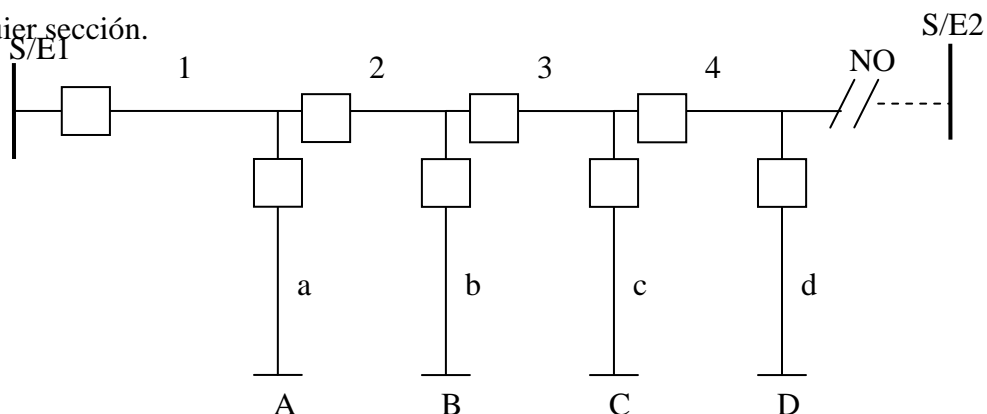


Figura 2.7 Alimentador de distribución con transferencia de carga.

Suponiendo que la transferencia a la otra fuente de alimentación puede realizarse en 0.5 horas; la reparación de las secciones 1, 2, 3 y 4 ($r= 4$ horas) y el tiempo promedio de reparación de los ramales a, b, c, y d ($r= 2$ horas); los tiempos de reparación que deberán utilizarse para el cálculo de los índices en cada punto de carga están en la tabla 2.3.

Puntos de Carga	A	B	C	D
Sección	r (horas)			
1	4	0.5	0.5	0.5
2	-	4	0.5	0.5
3	-	-	4	0.5
4	-	-	-	4
A	2	-	-	-
B	-	2	-	-
C	-	-	2	-
D	-	-	-	2

Tabla 2.3 Tiempos de reparación considerando transferencia de carga.

En la tabla anterior, suponiendo que exista una falla en la sección 1, en el punto de carga A existirá una falta de energía durante 4 horas debido a que ese es el tiempo que se demora en la reparación de la sección 1 y se proceda a reconectar el punto de desconexión, en los puntos de carga B, C y D solamente habrá un corte de energía durante 0.5 horas tiempo en que se demora la transferencia de carga a la otra fuente de alimentación. En el caso que exista una falla en la sección 2, en el punto de carga B va a existir una falta de energía de 4 horas por el tiempo de reparación de la sección 2, mientras que en el punto de carga A no existirá interrupción de la energía y el los puntos C y D solamente de 0.5 horas hasta que se realice la transferencia de carga. Si existe falla en la sección 3, el puntos de carga C sufre una ausencia de energía durante 4 horas lo que se demorará en reparar la sección 3 y en que se reconecte el elemento de desconexión de la sección 3, mientras que en los puntos de carga A y B no existirá un corte de energía y en el ramal D existe una falta de energía de 0.5 horas hasta que se

transfiera la carga. Si ocurre una falla en la sección 4, el punto de carga D estará sin energía durante 4 horas hasta que se repare y se reconecte el elemento de desconexión, pero en los puntos A, B y C no existe falta de energía.

Si existe una falla en el ramal a, como el tiempo de reparación es de 2 horas, ese tiempo pasará sin energía el punto de carga A hasta que se reconecte los elementos de desconexión, mientras que en los puntos B, C y D no va a existir corte de energía. De igual manera va a pasar en el caso de falla de los ramales b, c y d solamente va a sufrir falta de energía el punto de carga implicado con cada ramal que falle.

Como podemos darnos cuenta, en el sistema con transferencia de carga a otras fuentes alimentación se tiene una mejora en el tiempo de recuperación del sistema con relación al sistema visto en la figura 2.6.

2.4. MÉTODOS DE ESTUDIO DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.4.1. EL METODO DE MARKOV

La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos continuos de Markov, por lo tanto se presenta a continuación un breve resumen de los conceptos más importantes relacionados con esta técnica. Una red eléctrica, o sea un sistema de distribución o de transmisión, se considera como un sistema reparable, es decir, que al fallar un elemento, éste es reemplazado o reparado, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o parte de la red afectada. Así entonces, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, ajustándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov.

A manera de ejemplo, considérese un sistema compuesto por dos elementos (dos alimentadores o dos líneas de transmisión). Suponiendo que cada uno de los componentes puede estar operando o en falla (dos estados posibles), se presenta en la figura 2.9 el denominado "espacio de estados", donde las transiciones de un estado a otro se logran cambiando el estado de un elemento a la vez. El espacio de estados es general, independiente de la forma de conexión de los elementos que componen el sistema en estudio.

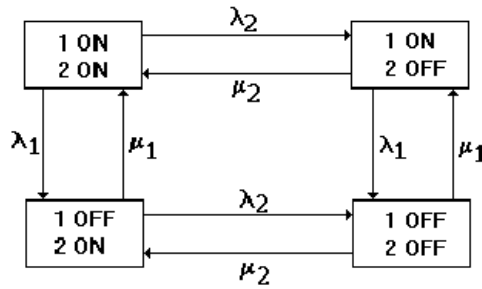


Figura 2.8 Diagrama del espacio de estados de un sistema de dos elementos.

Donde:

λ_i = **tasa de falla** del componente **i** (fallas/unidad de tiempo)

μ_i = **tasa de reparación**, (1/horas).

Previo a efectuar cualquier análisis, debe formularse un criterio de éxito para el sistema. Para tal efecto, es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales. Si como criterio de éxito se considera solamente la continuidad de servicio y, suponiendo líneas con capacidad suficiente como para soportar toda la carga (condición denominada redundancia completa de elementos), entonces los estados que implican una falla del sistema dependerán de la forma de conexión de éstos.

Si las líneas se conectan en paralelo, el estado "falla del sistema" se alcanza cuando los dos elementos están fallados, mientras que si la conexión es serie, el estado "falla del sistema" se alcanza con la falla de cualquiera de los dos elementos en falla.

También es posible considerar situaciones más reales, como por ejemplo el caso de sobrecargas. Si las líneas se conectan en paralelo y no son capaces de soportar toda la carga, entonces habrá situaciones de conflicto cuando una de ellas salga fuera de servicio.

Si la existencia de tal estado significa desprender parte de la carga para evitar una falla mayor, entonces para los puntos afectados deberá considerárselos también en el conteo de estados de falla.

Es necesario notar que el método de Markov permite obtener, con una excelente precisión, la **probabilidad** de que el sistema resida en cualquiera de sus estados

posibles.

A pesar de esta buena característica, resulta un método poco atractivo, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que lo componen. Si la modelación de componentes considera sólo dos estados para cada uno de ellos (falla y operación), el diagrama de espacio de estados contiene 2^n estados posibles. Es decir, un sistema modelado con 20 elementos tiene 1.048.576 estados, de manera que la dificultad de análisis es obvia. Por otro lado, modelos que tratan de reflejar con mayor fidelidad el comportamiento y operación real de los distintos elementos de un sistema eléctrico consideran más de dos estados, aumentando aún más la cantidad de estados posibles del sistema.

En los estudios de confiabilidad, resulta atractivo determinar los índices frecuencia y duración de interrupciones de servicio, en lugar de una probabilidad. Para ello, se desarrollaron los métodos de frecuencia - duración y los métodos de redes, con estudios de los tipos de fallas y análisis de sus efectos en el resto del sistema. Son métodos aproximados, ampliamente utilizados.

2.4.2. TECNICA DE FRECUENCIA Y DURACIÓN

Como ya se mencionó, la idea central de la evaluación de confiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativa, que de alguna manera refleje el comportamiento y calidad de servicio que entrega.

Otros parámetros de confiabilidad, tales como la frecuencia de encontrarse en un estado determinado y la duración promedio de residencia en dicho estado entregan mucha más información que una simple probabilidad. Cuando un consumidor desea conectarse a un nodo de la red de la empresa eléctrica, lo más probable es que se encuentre interesado en conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuanto pueden durar estas fallas de servicio. La técnica de frecuencia y duración pretende encontrar relaciones para contestar estas interrogantes.

La figura 2.9 representa el proceso operación-falla-reparación-operación de un elemento; claramente, la frecuencia de este ciclo es $f = 1/T$.

Luego, aplicando una definición simple de probabilidad como se indica en la fórmula 2.12, se tiene que la probabilidad de que un elemento esté en operación está dada por la relación:

$$P_{(op)} = \frac{m}{(m + r)} \quad (2.12)$$

Donde,

$m = 1/\lambda =$ tiempo promedio de operación

$r = 1/\mu =$ tiempo promedio de reparación

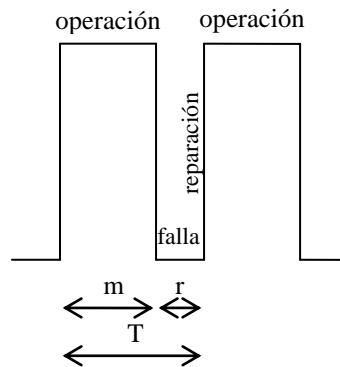


Figura 2.9 Representación del ciclo operación-falla-reparación-operación de un componente. Como $T = m + r$, se tiene:

$$P_{(op)} = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \quad (2.13)$$

Donde:

$T =$ Período de tiempo en que sucede todo el proceso de operación y falla hasta el momento en que vuelve a operar el elemento.

de aquí se obtiene obviamente que,

$$f = P_{(op)} * \lambda \quad (2.14)$$

es decir, la frecuencia de encuentro en un estado determinado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho estado.

2.4.3. MÉTODO DE CORTES A LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE REDES ELÉCTRICAS

Una metodología muy utilizada en los procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas, es la aplicación de los **conjuntos de corte**, y se utiliza principalmente para determinar los índices de confiabilidad: frecuencia y duración de fallas.

Utilizando como criterio de éxito la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema. La salida de los elementos que pertenecen al conjunto de corte mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados, uno que contiene las entradas (fuentes) y otro que contiene el punto en estudio (normalmente este punto corresponde a un nodo de carga).

El método de los conjuntos de corte, en esencia, hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio, el que puede tener cualquier configuración. Un conjunto de corte es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema (red eléctrica) produce su partición. Se dice que un corte es **mínimo** cuando no tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto sobre el sistema. Ver ejemplo de la figura 3.4.

El método de los conjuntos de corte es una aproximación generalmente válida, atendiendo a la alta disponibilidad normalmente asociada a los componentes de un sistema eléctrico de potencia. Si fallan todos los elementos de un conjunto o grupo de corte, el sistema fallará, sin importar el estado del resto de elementos del sistema. Un sistema puede tener un gran número de conjuntos de corte y un componente en particular pertenecer a más de uno de ellos.

A manera de ejemplo, considérese el sistema de la figura 2.10, una red eléctrica mallada, compuesta por 6 elementos, la entrada E y la salida S.

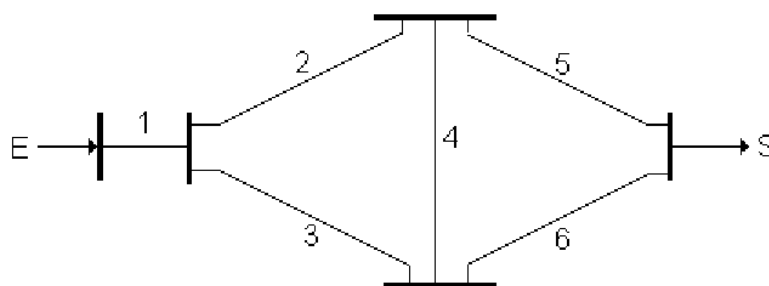


Figura 2.10 Red eléctrica mallada

La definición de corte mínimo es aquel que un subconjunto de elementos no puede producir un corte completo del sistema, entonces se implica que el grupo de corte nominal corresponde a más componentes que los necesarios para producir la falla del sistema.

En el grupo de corte, los elementos deben conectarse en paralelo, ya que la falla se produce cuando todos esos elementos salen de la red. Los cortes, a su vez, deben conectarse en serie, ya que la ocurrencia de cualquiera de ellos asegura la desconexión del sistema.

Por lo tanto, el paso inicial en el análisis de cualquier sistema es la determinación de los conjuntos de corte mínimo para el punto de carga en consideración, para luego analizar las contribuciones de cada corte mínimo a los índices de confiabilidad del punto de carga en cuestión, empleando para ello ecuaciones que dependen de la naturaleza del evento que produce la falla.

En la Tabla 3.1 se indican algunos cortes en general.

Los cortes mínimos son solamente: (1), (2,3), (5,6), (2,4,6) y (3,4,5).

Por ejemplo si sale de funcionamiento el conjunto de elementos 8 se produce una falla en todo el sistema de la figura 2.10, tienen que salir los tres elementos o sea todo el conjunto lo que nos muestra un corte mínimo.

En el caso de salir el conjunto 4 por ejemplo, no es un corte mínimo puesto que solamente es necesario que falle el elemento 1 para que se produzca una falla total en el sistema.

Conjunto	Elementos	Conjunto	Elementos
1	1	6	2 – 3 – 4
2	2 – 3	7	4 – 5 – 6
3	5 – 6	8	2 – 4 – 6
4	1 – 2 – 3	9	3 – 4 – 5
5	1 – 5 – 6	10	2 – 3 – 5 – 6

Tabla 2.4 Conjuntos de corte para la red de la figura 2.10.

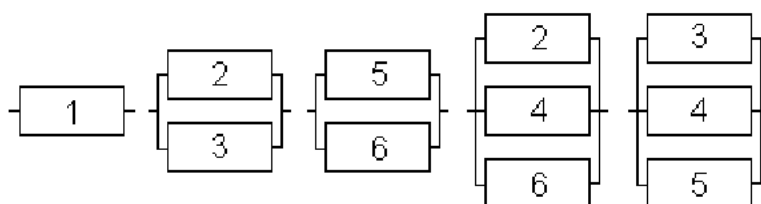


Figura 2.13 Conjuntos de corte mínimo para la red de la figura 2.10.

2.4.4. ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Los índices o parámetros de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. En algunos casos también se definen índices globales para el sistema como un todo. Entre los cuantificadores más populares se cuentan:

- **Tasa de falla (λ):** representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo el periodo de 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad normalmente es alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como **tiempo promedio entre fallas**.
- **Tiempo de reparación (r):** en este trabajo se utiliza como un nombre genérico, que representa la acción de cambio o reparación del "elemento causante del problema". Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como **tasa de reparación**.
- **Energía no suministrada (ENS):** representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio.
- **Carga promedio desconectada (L):** es una cuantificación de la cantidad de consumidores afectados por los cortes de suministro.
- **Tiempo anual de desconexión esperado (U):** es la indisponibilidad total de servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio.

2.4.5. ÍNDICES OPERATIVOS

Los índices de confiabilidad que van a ser evaluados usando los conceptos básicos desarrollados anteriormente que son: la frecuencia promedio de fallas, la duración promedio de una salida o falla y la indisponibilidad promedio anual ó el promedio del

tiempo de salidas en el año, que se las representará en función de λ_i , r_i y μ_i que fueron definidos en el numeral 2.4.1, los mismos que serán obtenidos para cada punto de carga y son conocidos como Índices Parciales.

Aunque estos tres índices son fundamentales, ellos no siempre dan una completa representación del comportamiento del sistema. Por ejemplo, los mismos índices pueden ser evaluados independientemente para el caso de uno o cien consumidores en un punto de carga del sistema o ya sea que ese punto tenga una carga promedio de 10kW ó 100 kW.

Con el fin de reflejar el significado real de una salida del sistema, se deberán evaluar nuevos índices de confiabilidad adicionales relacionados con el sistema, conocidos como índices Totales del Sistema.

Estos índices expresan la estadística de interrupción dependiendo del número de consumidores por punto de carga del sistema o de la potencia media instalada en ellos y son tomados según las normas **IEEE Transactions on Power Apparatus and System..**

2.4.5.1. Número promedio de Interrupciones de servicio por abonados por año

Este índice es el número promedio de interrupciones por consumidor servido por año. (SAIFI: System Average Interruption failure Index).

El mismo se calcula dividiendo el número total de interrupciones de los consumidores en un año para el número de consumidores servidos. Un consumidor interrumpido es considerado una interrupción a un consumidor.

$$SAIFI = \frac{\# \text{ total de interrupciones de los abonados}}{\# \text{ total de abonados servidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (2.16)$$

Donde:

λ_i = Frecuencia de falla del componente i

N_i = Número de consumidores en el punto de carga i

2.4.5.2. Tiempo de Reposición medio por abonado por año

Este índice es la duración de interrupción promedio a los consumidores servidos durante un año. Este índice es estimado dividiendo la suma de todas las duraciones de las interrupciones de los consumidores para el número de consumidores servidos durante el año. (SAIDI: System Average Interruption Duration Index).

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de la duración de las interrupciones de los consumidores}}{\text{\# total de consumidores servidos}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (2.17)$$

Donde:

μ_i = Tiempo de interrupción

2.4.5.3. Tiempo Promedio de interrupción por abonado

Su valor se obtiene de la división de la suma de la duración de las interrupciones de los consumidores para el número total de interrupciones de los consumidores. (CAIDI: Customer Average Interruption Duration Index).

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de la duración de las interrupciones de los consumidores}}{\text{\# total de interrupciones de los consumidores}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i} \quad (2.18)$$

2.4.5.4. Disponibilidad e indisponibilidad promedio del Servicio

El índice de disponibilidad se obtiene de la razón entre el número de horas total que el servicio ha estado disponible durante un año y el número de horas de servicio demandadas por los consumidores en el año. (ASAI: Average Service Availability Index) y (ASUI: Average Service Unavailability Index). El número de horas de servicio demandadas por los consumidores es determinado Por el número de consumidores servidos multiplicado por 8760 horas.

Este índice es conocido como el "índice de la confiabilidad de servicio".

$$ASAI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i * 8760 - \sum_{i=1}^n \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i * 8760} \quad (2.19)$$

De este índice se obtiene el índice de la indisponibilidad media del servicio (ASUI).

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i * 8760} \quad (2.20)$$

Como se observa, los índices tratados se refieren a la frecuencia y duración de la interrupción del servicio de los consumidores.

2.4.5.5. Número máximo esperado de Interrupciones

El valor máximo que le asigna es obviamente el obtenido según su definición.

$$\lambda_{m\acute{a}x} = M\acute{a}x(\lambda_i) \quad (2.21)$$

2.4.5.6. Probabilidad de Servicio

Se define como la probabilidad de que un abonado pueda quedarse sin servicio durante un período mayor que un tiempo t especificado previamente.

La medida de P puede ser de interés si un propósito de diseño del sistema es asegurar, con la misma probabilidad, que ningún abonado permanecerá fuera de servicio más que un tiempo predeterminado.

$$P_i(> t) = e^{\frac{-t}{\tau_i}} \quad (2.22)$$

Además de estos índices, es de interés, obtener un grupo de índices dados por el Comité de Integración Eléctrica Regional (CIER) los mismos que están relacionados con las potencias medias instaladas en los puntos de carga.

2.4.5.7. Frecuencia media de Interrupción

Equivale al número de interrupciones que sufrió el consumidor medio del sistema en análisis durante el periodo considerado, período estadístico (1 año).

$$FI = \frac{\sum_{i=1}^n Pa_i}{P_s} \text{ o también } FI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i kVA_i}{\sum_{i=1}^n kVA_i} \quad (2.23)$$

Donde:

Pa_i = kVA instalados en transformadores de distribución afectados en la interrupción i.

P_s = kVA totales instalados en transformadores de distribución afectados en el sistema en análisis.

λ_i = Frecuencia de fallas para el punto de carga i.

kVA_i = es la potencia media instalada en ese punto de carga.

2.4.5.8. Duración media de las Interrupciones

Equivale al período de tiempo en que cada interrupción afectó al consumidor medio del sistema en análisis.

$$DI = \frac{\sum_{i=1}^n Pa_i * \mu_i}{Pa_i} \text{ o también } DI = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i * kVA_i}{\sum_{i=1}^n kVA_i * \lambda_i} \quad (2.24)$$

Donde:

μ_i = Tiempo de interrupción

kVA_i = Potencia media instalada en el punto de carga i

λ_i = Frecuencia de falla en el punto de carga i

r_i = Duración media de una falla en el punto de carga i

2.4.5.9. Tiempo total de Interrupción medio

Equivale al período de tiempo (TI) en que el consumidor medio del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, durante el periodo considerado.

$$TI = \frac{\sum_{i=1}^n Pa_i * \mu_i}{Ps} \quad \text{o también} \quad TI = \frac{\sum_{i=1}^n \mu_i * kVA_i}{\sum_{i=1}^n kVA_i} \quad (2.25)$$

Los índices utilizados en la evaluación de la calidad de servicio técnico en el Ecuador (ver Anexo 1) presentan una nomenclatura diferente con respecto a algunos de los indicadores operativos que se presentan en este capítulo. Estos Permiten un estudio de evaluación limitado con respecto a estudios realizados en otros países; pero este no es el problema, el problema es que no se cuenta con datos muy fiables.

CAPÍTULO III

ANÁLISIS ECONÓMICO Y LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BASE A ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

3.1. EVALUACIÓN ECONÓMICA

3.1.1. INTRODUCCIÓN

El disponer de un suministro de energía confiable a un costo razonable es determinante para el crecimiento económico y desarrollo de un país. Al evaluar las alternativas de diseño en sistemas de distribución, los costos deben ser necesariamente una de las más importantes consideraciones. En la actualidad las Empresas Eléctricas de nuestro país buscan minimizar los costos de inversión, debido a la crisis económica que presenta nuestro país en general.

El nivel óptimo de confiabilidad en un sistema eléctrico no puede ser un nivel excesivo, ya que se traducirá en inversiones en capital innecesariamente altas y costos de operación asociados a instalaciones redundantes o subutilizadas. Estos costos más altos significarán mayores precios para los consumidores. Por otra parte, resulta intuitivo que un nivel de confiabilidad bajo tampoco es óptimo dado los costos que significan para los consumidores las interrupciones del servicio eléctrico. Por lo tanto, el nivel óptimo, desde la perspectiva social es aquel que minimiza el costo total de la confiabilidad, representado por la suma de los costos en que deben incurrir las empresas eléctricas para proveer una mayor confiabilidad y los costos para los consumidores debidos a una menor confiabilidad. Lo anterior queda resumido en la siguiente figura:

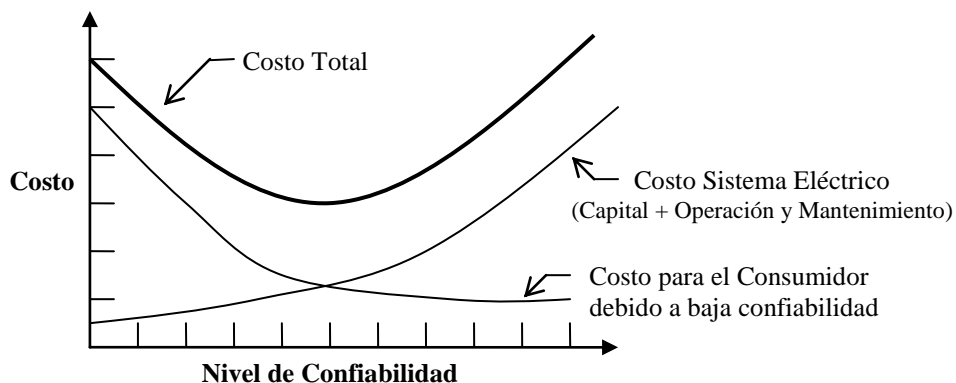


Figura 3.1 Curvas de costo de Confiabilidad

Del gráfico anterior se deduce que la principal razón por la que nunca se ha brindado una confiabilidad "perfecta" es que el beneficio entregado no justificaría su costo. De todos modos, una confiabilidad "perfecta" no puede ser conseguida en la práctica, incluso si existiese una capacidad excesiva en la generación, transmisión y distribución, dado que siempre existirá convergencia de eventos adversos que, con una probabilidad mayor a cero llevarían a una interrupción de servicio.

Las interrupciones de servicio medidos en términos de consumidores (Ver Anexo 2) - horas o kVA -minutos son probablemente los indicadores más importantes a la hora de evaluar el funcionamiento del sistema y las pérdidas producidas tanto al sistema como al usuario final.

3.1.2. LA NECESIDAD DE UN CRITERIO ECONÓMICO

La necesidad de un criterio económico al estudiar la confiabilidad de un sistema surge como resultado de las siguientes interrogantes: ¿Hasta que punto se puede mejorar un sistema?; ¿Cuanto cuesta el suministro de servicio en éstas condiciones?; ¿Cuanto pierde un determinado tipo de usuario por la falta de energía eléctrica? Inmediatamente a esto debe surgir la pregunta, ¿Pueden las empresas eléctricas y todos los usuarios cubrir estos gastos?

Por esta razón es necesario establecer una relación entre los niveles de confiabilidad óptima y precios. Es universalmente aceptado que la confiabilidad de un sistema puede ser mejorada incrementando la inversión, ya que al mismo tiempo los costos de interrupción decrecerán, ¿pero hasta que punto? Esto lleva al concepto de que un adecuado nivel de confiabilidad se logra cuando la suma de los costos de inversión más los costos de interrupción es mínima.

3.2. ÍNDICES DE COSTOS DE LA CONFIABILIDAD

La Figura 3.2 ilustra el concepto de un nivel óptimo de confiabilidad punto en el cual se minimiza el costo total (Costo Social) al equilibrarse los costos de inversión con los costos de interrupción (Falta de confiabilidad) y muestra que el costo de la empresa generalmente crecerá a medida que los consumidores son suministrados con un mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el costo de los consumidores se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad con el cual son suministrados. Por facilidad para nuestro propósito se va a definir en este trabajo a los costos anuales de inversión más los costos de interrupción del servicio como Costo Total del Sistema.

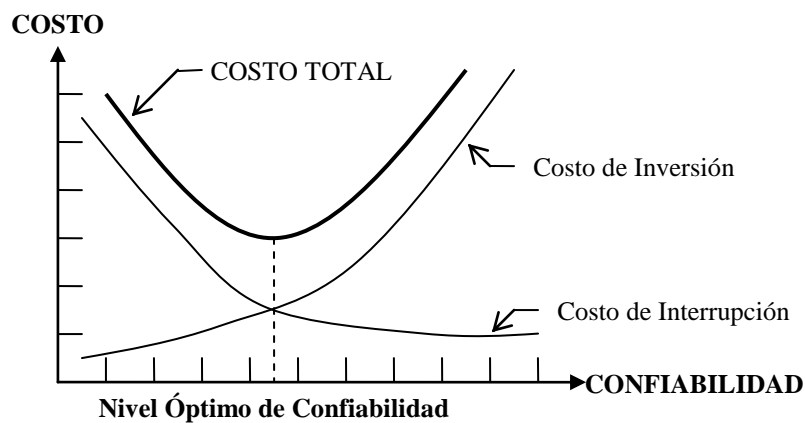


Figura. 3.2 Costos y Beneficios asociados a la confiabilidad

La frecuencia de falla, duración media de la interrupción y el costo total del sistema por consumidor o por kVA de carga son los dos parámetros básicos para desarrollar un criterio para la evaluación del diseño de un sistema de distribución.

3.2.1 ÍNDICE DE COSTO DE CONFIABILIDAD (CRI) – ÍNDICE DE EFECTIVIDAD DEL COSTO (CER)

Un índice de Costo de Confiabilidad CRI (Cost Reliability Index) se define como el inverso del producto del costo total de inversión anual del sistema por consumidor (Costo de inversión mas costo por mantenimiento anual) y el índice de duración media de la interrupción del sistema SAIDI (System Average Interruption Duration Index).

$$CRI = \frac{1}{(c * SAIDI)} \quad (3.1)$$

Donde:

c= consumidor

Mientras mejor sea el diseño un sistema de distribución, será más grande su índice de costo de confiabilidad o CRI.

Otro indicador usado para la evaluación del diseño de un sistema de distribución en términos de confiabilidad y costos combinados es el índice de efectividad del costo CER (Cost Effectiveness Ratio) el cual es igual a la relación de la variación del costo por consumidor Δc a la variación en el índice de duración media de la interrupción $\Delta SAIDI$, es decir,

$$CER = \frac{\Delta c}{\Delta SAIDI} \quad (3.2)$$

Esta es una medida de los dólares gastados en reducir la duración de la interrupción a los consumidores. Mientras más pequeño sea el índice de costo efectivo CER, mas eficiente en costo es el diseño de un sistema con la finalidad de mejorar su confiabilidad.

Se puede mencionar entonces que un diseño con el mejor CRI no puede necesariamente tener un pequeño CER. En tal caso, el índice CER puede ser usado como una guía para determinar prioridades de confiabilidad en el diseño de un sistema de distribución.

3.2.2 COSTO TOTAL ANUAL

El costo total anual se define como la suma del Costo Anual de Inversión más el Costo Anual de Interrupción de servicio más los costos por mantenimiento y pérdidas eléctricas producidas. Esto es:

$$CT = CAINV + CAINTSER + CM + CS \quad (3.3)$$

Donde:

CT= Costo Total Anual

CAINV= Costo anual de inversiones

CAINTSER= Costo anual de interrupción de servicio

CM= Costo de Mantenimiento

CS= Costo de pérdidas en las líneas

3.2.2.1. Costo Anual de Inversiones

Se puede calcular tomando en consideración los siguientes aspectos:

- a. Costo de adquisición de equipos.
- b. Costo por equipos auxiliares y partes de repuestos para bodega.
- c. Costos por supervisión y montaje.
- d. Costos por administración e Ingeniería

Previamente, el costo de implementación de las diversas alternativas deben ser transformadas en anualidades iguales para recuperar la inversión durante el período de vida útil del sistema de distribución y poder efectuar la comparación

El costo anual uniforme equivalente de inversiones (CAINV) es calculado aplicando el factor de recuperación de capital FRC conforme se indica a continuación:

$$CAINV = P * FRC \quad (3.4)$$

$$FRC = \frac{I(1+I)^N}{(1+I)^N - 1} \quad (3.5)$$

Donde:

CAINV=	Costo Anual Uniforme Equivalente
P=	Inversión Inicial
N=	Vida útil del Sistema de Distribución
I=	Tasa de intereses

3.2.2.2. Costo Anual de Interrupción del Servicio

El costo anual de interrupción de servicio (CAINTSER) tiene dos partes, aquel visto por las empresas eléctricas, y aquel sentido por el consumidor final.

Los datos de interrupción vistos por las empresas eléctricas incluyen:

- Pérdidas por ventas a los consumidores no servidos.
- Pérdida de prestigio.
- Perdida de ventas potenciales.
- Incremento del costo debido al mantenimiento y reparación

Los costos de interrupción sentidos por el consumidor incluyen:

- Costos impuestos en la industria debido a la pérdida por mano de obra, productos dañados, mantenimiento extra, etc.
- Costos impuesto a los consumidores residenciales, debido a daños en alimentos congelados, costos alternos por calefacción o ventilación, daños de electrodomésticos, etc.
- Costos difíciles de cuantificar tales como los producidos por saqueos, disturbios, fallas en el servicio de hospitales, etc.

3.3. LOCALIZACIÓN OPTIMA DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN EN BASE A ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

3.3.1. INTRODUCCIÓN

La aplicabilidad de la técnica se restringe a sistemas de topología operativa radial, es decir, los diversos alimentadores de la red pueden abastecerse desde más de una fuente, pero cada tramo del alimentador esta conectado a una sola, manejando adecuadamente los interruptores/seccionadores de enlace.

El cambio en la probabilidad de abastecimiento de energía eléctrica y un cambio en el tiempo total de interrupción del servicio eléctrico son problemas análogos que se demostraran más adelante, tomando en cuenta que los análisis se realizan para un elemento de la red a la vez.

En la resolución, se plantea un problema de optimización lineal, puesto que previamente se realiza una linealización de la función de probabilidad de suministro en estado estacionario que vendrá a ser la función objetivo.

3.3.2. ANALISIS MATEMATICO

3.3.2.1. Variación de Probabilidad

El modelo de confiabilidad para un punto cualquiera en la red, es un conjunto de elementos conectados en serie. Este conjunto esta formado por todos los elementos que afectan la continuidad de servicio eléctrico del punto definido como carga. Esto se indica en la Matriz de estados, que muestra precisamente la condición de trabajo de un elemento determinado, ante contingencias ocurridas en el resto de componentes del sistema.

Como ya se explico en el subcapítulo 2.3.1, las ecuaciones que permiten determinar los parámetros de confiabilidad que corresponden a las de un sistema serie.

$$\lambda_i = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (3.6)$$

$$\mu_i^j = \lambda_i^j * r_i^j \quad (3.7)$$

$$r_i = \frac{\sum_{j=1}^n \lambda_i^j * r_i^j}{\lambda_i} \quad (3.8)$$

$$\mu_i = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j * r_i^j \quad (3.9)$$

Donde:

λ_i^j = contribución del elemento j a la tasa de falla del elemento i [fallas/año]

λ_i = tasa de falla del elemento i [fallas/año]

μ_i^j = contribución del elemento j a la indisponibilidad de servicio del elemento i [horas/año]

μ_i = indisponibilidad de servicio del elemento i [horas/año]

r_i^j = tiempo de reparación del elemento i, por falla en el elemento j [horas]

r_i = tiempo equivalente de reparación del elemento i [horas]

La probabilidad que un punto cualquiera disponga de energía eléctrica se define como:

$$P_{(oi)} = \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} = \frac{1}{\frac{\lambda_i}{\mu_i} + 1} \quad (3.10)$$

3.3.3. ALTERNATIVAS PARA DISMINUIR TIEMPOS DE PARALIZACIÓN

Se resumen:

- Logrando reducción en las tasas de falla (alimentadores, equipos de protección, etc.,) por medio de acciones tales como:
 - Cambio de elementos viejos por nuevos.
 - Aumento de la capacidad de potencia.
 - Reforzamiento de elementos

No obstante, resulta difícil en extremo cuantificar el impacto en la variación de la tasa de falla. Esta podrá ser determinada con su posterior desempeño dentro de la red.

- Y disminuciones de tiempos empleados en la reparación de diferentes perturbaciones que pueden presentarse en la red. La situación es diferente en cuanto a la determinación de su impacto. Las formas mediante las que se puede disminuir este tiempo incluye acciones tales como:
 - Mejores planes de atención de averías.
 - Mejores sistemas o acciones en la detección de fallas.
 - Utilización informática en los centros de atención de clientes.
 - Automatización de la red.
 - Aumento de personal técnico para atención de la redes.

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA PARA EL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD

4.1. ASPECTOS GENERALES

Los sistemas eléctricos de distribución de media tensión (12 - 13.8kV), normalmente son redes del tipo radiales. En ciertos casos existe la posibilidad de alimentar un tramo de alimentador desde distintos puntos a través de la operación abierto/cerrado de los desconectores y/o interruptores. En muy pocos casos se operan redes enmalladas, dentro del segmento de la distribución, dada la complejidad de operación y protección, además de su alto costo.

En el desarrollo de este trabajo se utilizarán las siguientes hipótesis:

- Las redes consideradas corresponden a las de distribución en media tensión, es decir, sistemas de 12 - 13.8 kV nominales.
- El énfasis se concentrará en las redes de distribución públicas (empresas de distribución).
- Las redes son operadas radialmente.
- Algunos tramos de alimentadores pueden suministrarse, eléctricamente, desde más de un punto, manteniendo siempre la condición de radialidad en la operación de la red. Si esta condición existe, la reconexión de un alimentador será siempre posible, sin considerar probabilidad de sobrecarga.
- Los tipos de fallas simulados corresponden a los denominados activos, es decir, requieren la operación de algún dispositivo de protección.

Un estudio de la demanda (modelación de la red) nos permite determinar la carga que se ve afectada durante una interrupción en una forma más cercana a la realidad, para nuestro trabajo la modelación se realiza a demanda máxima, debido a que la curva de carga indica picos de demanda semejantes durante todo el día de lunes a viernes, es decir los usuarios que predominan son de tipo comercial, donde los elementos de la red están expuestos a una mayor probabilidad de enfrentar una falla.

4.2. MODELO DE LA RED

4.2.1. ESTRUCTURA TOPOLÓGICA

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Esto significa que hay una correlación perfecta entre tramo (de alimentador) y consumidor.

Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo: disyuntores, seccionadores/fusibles y reconectores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos. Por una parte, los fusibles operarán solamente ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser telecomandados, al igual que los desconectores, excepto que éstos no operan ante la presencia de fallas.

La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados. Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos, 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

En la figura siguiente, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

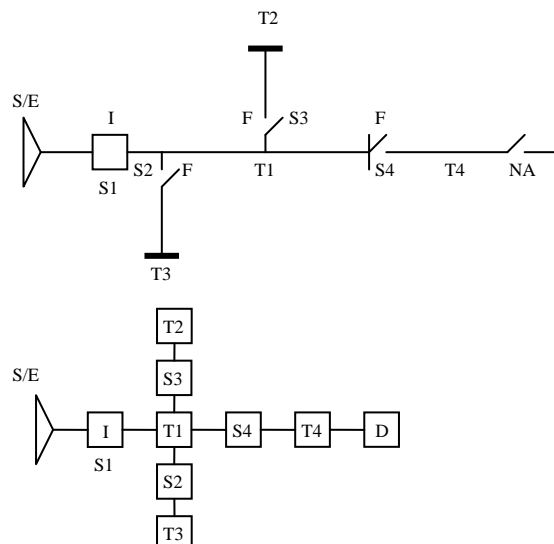


Figura 4.1 Red de distribución y modelo de la red

Donde:

S/E: Subestación de distribución

Sn: Equipo seccionador

Tn: Tramo del alimentador

NA: Normalmente abierto

F: Fusible

I: Interruptor

4.2.2. CARACTERIZACIÓN DE ELEMENTOS

Los tramos de alimentadores y los elementos de protección considerados, se caracterizan por los siguientes indicadores:

- 1. Tasa de falla (λ):** Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislamiento, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de la siguiente forma:

- A través del historial de fallas, para el tramo individual.
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo.

$$\lambda = b * \ell \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \quad (4.1)$$

$$b = \frac{m}{L * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{km} - \text{año}} \right) \quad (4.2)$$

Donde:

m: cantidad de fallas totales observadas.

L: longitud total de las líneas expuestas a falla, en km.

T: periodo de estudio, años.

b: número de fallas, por kilómetro por año.

ℓ : longitud de la línea de interés.

Para elementos individuales, tales como transformadores, desconectores, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{N * T} \left(\frac{\text{fallas}}{\text{año}} \right) \quad (4.3)$$

Donde:

m: cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento.

N: cantidad de elementos expuestos a falla.

T: periodo de observación, años.

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera que la utilización de las expresiones (4.1) a (4.3) es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

- 2. Tiempo de interrupción:** el tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpieza, etc.).
- 3. Tiempo total de interrupción** del servicio eléctrico, es el periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo. Gráficamente, este ciclo puede representarse como:



El tiempo que tarda el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá, para una red de distribución cualquiera, la siguiente clasificación de tiempos:

- **Tiempo para el conocimiento de la falla (Tc):** es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones (por ejemplo en un panel), la magnitud de este tiempo es muy pequeña, de manera que teóricamente puede considerarse cero.

- **Tiempo de preparación** (T_p): corresponde al tiempo requerido para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.
- **Tiempo de localización** (T_ℓ): es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.
- **Tiempo de maniobra para la transferencia** (T_t): es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
- **Tiempo de reparación** (T_r): es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y/o recambio de los equipos fallados.
- **Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación** (T_v): es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

Sobre la cuantificación de cada uno de los tiempos mencionados, existe mayor dominio por parte de las empresas de distribución, puesto que ello constituye una práctica normal.

4.2.3. CLASIFICACIÓN DE LOS ESTADOS

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador:

- **Normal (N)**: el estado del tramo de alimentador **i** se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento **j**.
- **Restablecible (R)**: el estado del tramo de alimentador **i** se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento **j** fallado, aislando **j** mediante algún elemento de maniobra.
- **Transferible (T)**: el tramo de alimentador **i** será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque **j** en falla.
- **Irrestablecible (I)**: son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.

- **Irrestablecible con espera (IE):** el tramo **j**, en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

4.3. DETERMINACIÓN DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS

4.3.1. DETERMINACIÓN DE ESTADOS

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante las diversas contingencias a que puede verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición de radialidad de la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila. El algoritmo puede sintetizarse de la siguiente manera:

- a. Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.
- b. Preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.
- c. Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento **i**).
- d. Para el resto de elementos (**i**), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado (**j**).
 - Si la actuación de la protección no afecta al elemento **i**, éste se define como **normal**.
 - Si el elemento **i** se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un suiche normalmente abierto, entonces este elemento es **transferible**.
 - El elemento que sufre la falla (**i=j**), se define inmediatamente como **irrestablecible**, o bien como **irrestablecible con tiempo de espera**, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.

- El elemento i debe definirse como **restablecible**, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.
- e. Calcular los índices frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f. Calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

4.3.2. EVALUACIÓN DE LOS ESTADOS

Para los sistemas de topología radial, como los que se analizarán, se utiliza las siguientes expresiones anteriormente ya explicadas:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad (4.4)$$

$$\mu_i = \lambda_i * r_i \quad (4.5)$$

$$\mu_T = \sum_i \mu_i \quad (4.6)$$

$$r_T = \frac{\sum_i \lambda_i * r_i}{\lambda_T} \quad (4.7)$$

Donde:

- λ_i : tasa de falla del elemento i , [fallas/año].
- r_i : tiempo de reparación del elemento i , [horas].
- μ_i : indisponibilidad anual del elemento i , [horas/año].
- λ_T : tasa de falla del sistema serie, [fallas/año].
- r_T : tiempo de reparación total, [horas].
- μ_T : indisponibilidad anual total del sistema serie, [horas/año].

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento genera independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se debe contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en la siguiente tabla:

Tipo Estado del Elemento	Interrupciones
Normal	0

Restablecible	λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	λ
Irrestablecible con espera	λ

Tabla 4.1 Interrupciones aportadas, según tipo de elemento

Obsérvese que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que luego de efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto se interrumpe el servicio con una duración T_v .

Para el caso de elementos que representan tramos de alimentador, la tasa de falla debe calcularse como:

$$\lambda_T = \lambda_i * l_i \quad (4.8)$$

Donde:

λ_i : tasa de falla unitaria del tramo i, (fallas/año km)

l_i : longitud del tramo alimentador i, (km)

λ_T : tasa de falla del tramo, (fallas/año).

Entonces, la tasa de falla total para un elemento cualquiera, se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y la Tabla 4.1, es decir:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (4.9)$$

Donde:

λ_{Ei} : tasa de falla total del elemento i, (fallas/año).

λ_i^j : cantidad de interrupciones en el elemento i, debido a falla en elemento j.

n: cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

Por su parte, el tiempo total de interrupción también depende de la definición de tipo, como se indica en la Tabla 4.2.

El tiempo total de interrupción de un elemento, corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el tiempo total de indisponibilidad anual, se

debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada elemento, según se indica en la columna de la matriz de estados y la Tabla 4.2:

Tipo de Estado del Elemento	Tiempo de interrupción (r)
Normal	0
Restablecible	Tc + Tp + Tl
Transferible	Tc + Tp + Tl + Tt + Tv
Irretransferible	Tc + Tp + Tl + Tr
Irretransferible con espera	Tc + Tp + Tl + Tt + Tr

Tabla 4.2 Tiempos de interrupción.

$$T_i^j = \lambda_i^j * r_j \quad (4.10)$$

$$T_{Ei} = \sum_{j=1}^n T_i^j \quad (4.11)$$

Donde:

λ_i^j : cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j, (fallas/año).

r_j : tiempo de interrupción o de reparación del elemento j, (horas).

T_i^j : indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en el elemento j, (horas/año).

T_{Ei} : indisponibilidad anual total del elemento i, (horas/año).

n : cantidad de elementos del modelo.

Adicionalmente, se determinan índices orientados a medir la calidad de servicio que reciben los consumidores. Para ello, debe considerarse que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo a la cual están conectados.

Como índices generales para los consumidores, se determina la **Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC)** y la **Duración Equivalente por Consumidor (DEC)**:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (4.12)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (4.13)$$

Donde:

C_j : cantidad de consumidores conectados al tramo j.

nt : cantidad de tramos de alimentador.

T_i^j : indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en elemento j, (horas/año).

T_{Ei} : indisponibilidad anual total del elemento i, (horas/año).

n : cantidad de elementos del modelo.

Un indicador de interés para las empresas de distribución lo constituye la Energía no Suministrada, dado que tiene una connotación de pérdida.

$$ENS = \sum_{j=1}^{nt} \frac{E_j}{720} T_{Ei} \quad (4.14)$$

Donde:

E_j : energía promedio mensual demandada por los consumidores conectados al tramo j, en kW-h.

4.4. APLICACIONES

4.4.1. INTRODUCCIÓN

Se estudian varios sistemas de distribución, con el objeto de ilustrar la metodología de evaluación de índices de confiabilidad, así como la optimización de recursos para alcanzar niveles de disponibilidad deseados en algún elemento de la red.

Estos ejemplos de aplicación servirán más que nada para tener una idea más clara de la metodología propuesta y que será utilizada luego en un sistema real.

4.4.2. SISTEMA DE REFERENCIA

4.4.2.1. Sistema radial puro

Según el algoritmo planteado, el primer paso corresponde a modelar la red indicando sólo la interconexión y la identidad de los elementos (ver figura 4.2). La identificación de elementos es la siguiente:

- S/E: conexión a la subestación
- I1: Interruptor principal del alimentador
- A1-A3: Tramos principales de alimentador
- A-B-C: Tramos laterales del alimentador
- D1-D2: Desconectadores
- FA-FC: Fusibles de los tramos A, B y C

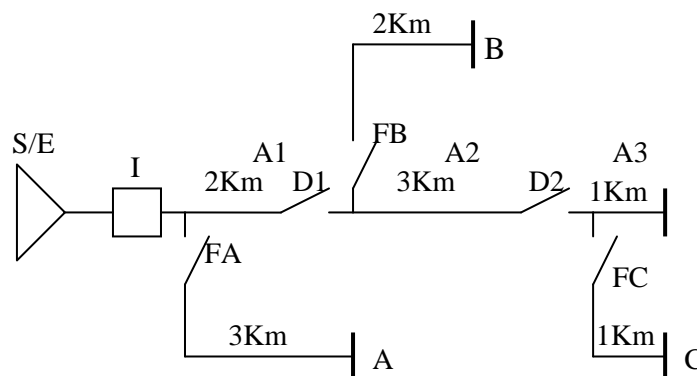


Figura 4.2 Sistema de Prueba 1

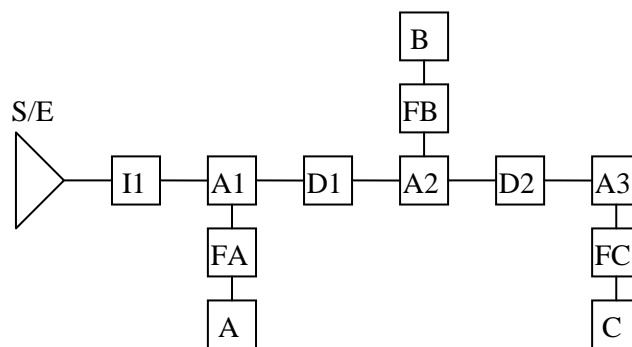


Figura 4.3 Modelo de la red (sistema de prueba 1)

Para este sistema, se ha supuesto que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos de alimentador. Los siguientes son los datos de falla considerados:

- tramos de alimentador principal (A1, A2 y A3):
 - $\lambda = 0.10$ fallas/km
 - $T_i = 3$ horas
- tramos de alimentador lateral (A, B y C):

$$\lambda = 0.25 \text{ fallas/km}$$

$$T_i = 1.0 \text{ hora}$$

- cualquier maniobra de seccionamiento manual demora 0.5 horas.

Si bien se podrían considerar fallas en los elementos de protección, en este caso en particular no las consideraremos numéricamente, pero si es posible apreciar su incidencia en la determinación de los estados de cada uno de los demás elementos presentes en la red.

El tiempo total promedio de una interrupción se lo puede plantear de la siguiente forma:

$$\text{Tiempo (conocimiento + de preparación + localización)} = 0.5 \text{ a } 1.0 \text{ hora}$$

Esto si se trata un sector urbano de la ciudad, pero si es de un sector rural dependerá de otros factores, según lo averiguado estaría entre 2 a 2.5 horas promedio para el tiempo de reparación dependerá de cuan severa sea la falla o lo que haya provocado la interrupción. Pero en promedio tomaremos de 2.5 horas tanto en sector urbano como rural.

A continuación se presenta la tabla 4.3 en donde se muestra la Matriz de Estado tomando en cuenta todos los elementos del sistema propuesto, siguiendo el siguiente orden, tramos principales y laterales, elementos de protección y elementos de maniobra.

	A1	A2	A3	A	B	C	I1	FA	FB	FC	D1	D2
A1	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
A2	R	I	I	R	I	I	R	R	I	I	I	I
A3	R	R	I	R	R	I	R	R	R	I	R	I
A	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N	N	N
B	N	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N	N
C	N	N	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N
I1	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I
FA	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N	N	N
FB	N	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N	N
FC	N	N	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N
D1	N	I	I	N	I	I	N	N	I	I	I	I
D2	N	N	I	N	N	I	N	N	N	I	N	I

Tabla 4.3 Matriz de estados, sistema de prueba radial

Considerando solamente los 6 primeros elementos, donde la tasa de falla es distinta de cero, se tiene la siguiente Tabla:

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	I	I	I	I	I	I
A2	R	I	I	R	I	I
A3	R	R	I	R	R	I
A	N	N	N	I	N	N
B	N	N	N	N	I	N
C	N	N	N	N	N	I

Tabla 4.4 Matriz de estados resumida

De acuerdo a los datos indicados, la ecuación (4.8) y las Tabla 4.1 y 4.2, se obtiene las siguientes Tablas, con tasas de falla y tiempos de interrupción.

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
A2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
A3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.5	0
C	0	0	0	0	0	0.25
Total	0.6	0.6	0.6	1.35	1.10	0.85

Tabla 4.5 Tasa de falla (fallas/año)

De acuerdo a la ecuación (4.10), se determinan los tiempos de interrupción individuales por cada falla, así como el total, para todas las fallas, sumando los parciales de cada columna.

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
A2	0.5	3.0	3.0	0.5	3.0	3.0
A3	0.5	0.5	3.0	0.5	0.5	3.0
A	0	0	0	1.0	0	0
B	0	0	0	0	1.0	0
C	0	0	0	0	0	1.0

Tabla 4.6 Tiempo de interrupción de servicio (horas).

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60	0.60
A2	0.15	0.90	0.90	0.15	0.90	0.90
A3	0.05	0.05	0.30	0.05	0.05	0.30
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.5	0
C	0	0	0	0	0	0.25
Total	0.80	1.55	1.80	1.55	2.05	2.05

Tabla 4.7 Tiempos de indisponibilidad de servicio (horas/año).

Los consumidores individuales, conectados a los distintos tramos de alimentador, experimentarán los mismos índices que éstos. En la Tabla 4.8 se entrega el resumen de estos índices. La columna correspondiente a tasa de falla se obtiene de la fila denominada **Total**, en la Tabla 6.3; mientras que la columna de indisponibilidad (U), es la fila **Total** de la Tabla 6.5. El tiempo de interrupción por falla (r), se obtiene como U/λ , de acuerdo a lo indicado en la ecuación (4.10).

Consumidor	λ (falla/año)	r (horas)	U (horas/año)
A1	0.60	1.333	0.80
A2	0.60	2.583	1.55
A3	0.60	3.000	1.80
A	1.35	1.148	1.55
B	1.10	1.864	2.05
C	0.85	2.412	2.05

Tabla 4.8 Resumen de índices del sistema radial puro

Los índices totales para el sistema son la Duración Equivalente por Consumidor (DEC) y la Frecuencia Equivalente por Consumidor (FEC), dados por las ecuaciones (4.12) y (4.13). Para este sistema, se ha considerado la siguiente cantidad de clientes:

Tramo A: 250

Tramo B: 100

Tramo C: 50

Así entonces, los índices globales son:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.7375$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} = 1.225$$

La Duración Equivalente por Consumidor, indica que, en promedio, cada consumidor de esta red, experimenta una pérdida de su servicio de energía eléctrica 1.7375 horas en un año, con una frecuencia de 1.225 veces en el año.

4.4.2.2. Sistema con alternativa de alimentación.

Un aporte importante de esta metodología de evaluación de confiabilidad, corresponde a la capacidad de efectuar análisis de alternativas de diseño. Se presenta en este ejemplo, la variación de índices de confiabilidad, incluyendo una alternativa de alimentación al final del alimentador principal, en la misma red anterior, como se muestra en la figura 4.4.

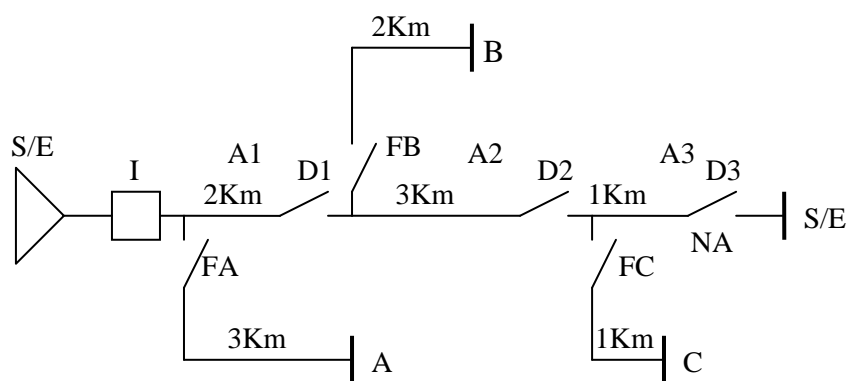


Figura 4.4 Sistema radial de prueba 2 con alternativa de alimentación

El modelo de la red incluye ahora un desconectador (D3), el cual en operación normal se encuentra normalmente abierto.

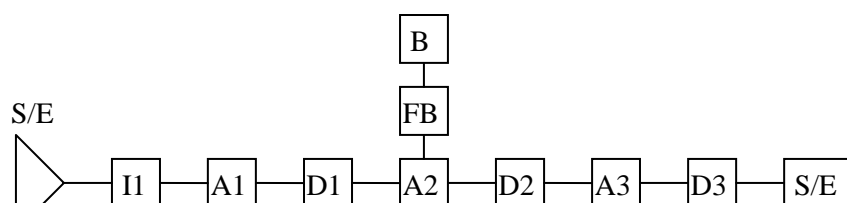


Figura 4.5 Modelo de la red con alternativa de alimentación

Los antecedentes de falla corresponden exactamente a los ya indicados en el ejemplo anterior. Además, como existe la posibilidad de transferencia, se supondrá que ésta toma una hora en total, repartida en 0.5 horas al inicio, para transferir el servicio a elementos no dañados y 0.5 horas al final, para retornar a la configuración de operación normal, como indica la filosofía de operación adoptada.

De esta manera,

$$T_c + T_p + T_l = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_l = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_v = 0.5 \text{ horas}$$

$$T_r = 2.5 \text{ horas}$$

Aplicando el procedimiento ya conocido, se obtiene primero la Matriz de Estados, y a partir de ésta se determinan las contribuciones de cada falla, según el tipo, como lo indica la Tabla 4.1, los tiempos de interrupción y la duración de las indisponibilidades de servicio.

	A1	A2	A3	A	B	C	II	FA	FB	FC	D1	D2
A1	IE	T	T	I	T	T	I	I	T	T	T	T
A2	R	IE	T	R	I	T	R	R	I	T	I	I
A3	R	R	IE	R	R	I	R	R	R	I	R	I
A	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N	N	N
B	N	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N	N
C	N	N	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N
II	I	T	T	I	T	T	IE	I	T	T	I	T
FA	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N	N	N

FB	N	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N	N
FC	N	N	N	N	N	I	N	N	N	I	N	N
D1	N	I	T	N	I	T	N	N	I	T	I	T
D2	N	N	I	N	N	I	N	N	N	I	N	I

Tabla 4.9 Matriz de estado, sistema de prueba 2

Al igual que en el caso anterior, debe considerarse sólo la matriz reducida, puesto que los dispositivos de protección se han supuesto con tasa de falla igual a cero, de manera que son irrelevantes en el proceso de cálculo de los índices de confiabilidad de los demás componentes de la red.

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	IE	T	T	I	T	T
A2	R	IE	T	R	I	T
A3	R	R	IE	R	R	I
A	N	N	N	I	N	N
B	N	N	N	N	I	N
C	N	N	N	N	N	I

Tabla 4.10 Matriz de estado resumida sistema de prueba 2

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.2	0.2 + 0.2	0.2 + 0.2	0.2	0.2 + 0.2	0.2 + 0.2
A2	0.3	0.3	0.3 + 0.3	0.3	0.3	0.3 + 0.3
A3	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.5	0
C	0	0	0	0	0	0.25
Total	0.6	0.8	1.10	1.35	1.30	1.35

Tabla 4.11 Tasa de falla (fallas/año).

Obsérvese que en esta tabla, aparecen las celdas correspondientes a los estados "T" con una doble tasa de falla. Esto se debe a que efectivamente, estos elementos son sometidos

a dos cortes de suministro, pero con duraciones distintas. Al principio, al ocurrir la falla y realizar la transferencia, se contabilizan los tiempos $T_c+T_l+T_p+T_t$, mientras que al final de la reparación del elemento fallado, sólo es necesario esperar un tiempo T_v para recuperar el servicio. Un esquema similar de notación se ha adoptado para la tabla correspondiente a tiempos de interrupción.

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	3.5	1.0 + 0.5	1.0 + 0.5	3.0	1.0 + 0.5	1.0 + 0.5
A2	0.5	3.5	1.0 + 0.5	0.5	3.0	1.0 + 0.5
A3	0.5	0.5	3.5	0.5	0.5	3.0
A	0	0	0	1.0	0	0
B	0	0	0	0	1.0	0
C	0	0	0	0	0	1.0

Tabla 4.12 Tiempo de interrupción de servicio (horas)

	A1	A2	A3	A	B	C
A1	0.70	0.30	0.30	0.60	0.30	0.30
A2	0.15	1.05	0.45	0.15	0.90	0.45
A3	0.05	0.05	0.30	0.05	0.05	0.30
A	0	0	0	0.75	0	0
B	0	0	0	0	0.5	0
C	0	0	0	0	0	0.25
Total	0.90	1.40	1.05	1.55	1.75	1.30

Tabla 4.13 Tiempos de indisponibilidad de servicio (horas).

En resumen:

Consumidor	λ (falla/año)	r (horas)	u (horas/año)
A1	0.60	1.50	0.90
A2	0.80	1.75	1.40
A3	1.10	0.95	1.05
A	1.35	1.15	1.55

B	1.30	1.35	1.75
C	1.35	0.96	1.30

Tabla 4.14 Resumen de índices del sistema radial con alternativa de alimentación

Los índices globales del sistema, para este caso, son:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{mt} C_j} = 1.5688$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{mt} C_j} = 1.3375$$

El análisis de resultados para este ejemplo muestra dos cosas importantes:

- La primera dice relación con las tasa de falla individuales y los tiempos de interrupción individuales; mientras los elementos definidos como transferibles ven aumentar la tasa de falla, disminuye en los mismos el tiempo de interrupción, ya que mientras dure la reparación del elemento fallado, están siendo alimentados desde una fuente alternativa. Por supuesto, estas variaciones están muy ligadas con los tiempos de maniobra y reparación. En caso de tener seccionadores automatizados, el impacto en la tasa de falla desaparece, disminuyendo aun más el tiempo de interrupción.
- Por otra parte, los índices globales también sufren variación. El índice FEC aumenta, debido al crecimiento de las tasa de falla en los elementos tipo T, pero la duración promedio (DEC) disminuye, al igual que lo hace la Energía No Suministrada (ENS).

	Sistema Radial Puro			Sistema Radial con alternativa de alimentación		
DEC	1.7375			1.5687		
FEC	1.2250			1.3375		
Consumidor	λ	r	u	λ	r	U

	(falla/año)	(horas)	(horas/año)	(falla/año)	(horas)	(horas/año)
A1	0.60	1.333	0.80	0.60	1.50	0.90
A2	0.60	2.583	1.5	0.80	1.75	1.40
A3	0.60	3.000	1.80	1.10	0.95	1.05
A	1.35	1.148	1.55	1.35	1.15	1.55
B	1.10	1.864	2.05	1.30	1.35	1.75
C	0.85	2.412	2.05	1.35	0.96	1.30

Tabla 4.15 Resumen de índices

4.4.3. HOJAS DE CÁLCULO:

4.4.3.1. Tasas de falla (λ):

b= # de fallas (km*año)									
λ = tasa de falla (fallas/año)									
L= longitud total de las líneas expuestas a falla (km)									
T= período de estudio (años)									
m= cantidad de fallas totales observadas (fallas)									
l= longitud de las línea de interés (km)									
Datos:									
L= 34,638 km							b= (m)/(L*T)		
T= 1,5 años							b= 3,984 fallas/(km*año)		
m= 207 fallas									
l1= 1,120 km							$\lambda = b * l$		
l2= 1,955 km									
l3= 1,826 km									
l4= 1,319 km									
l5= 2,934 km									
l6= 4,001 km									
l7= 5,876 km									
l8= 7,566 km									
l9= 8,040 km									
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	4,463	8,926	8,926	8,926	8,926	8,926	8,926	8,926	8,926
T2	7,789	7,789	15,578	15,578	15,578	15,578	15,578	15,578	15,578
T3	7,275	7,275	7,275	7,275	14,550	14,550	14,550	14,550	14,550
T4	0,000	0,000	0,000	5,255	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
T5	11,689	11,689	11,689	11,689	11,689	11,689	11,689	11,689	23,378
T6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,941	15,941	15,941	0,000
T7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	23,411	23,411	0,000
T8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	30,144	0,000
T9	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033
Total	63,249	67,712	75,500	80,755	82,775	98,716	122,127	152,271	94,465

Figura 4.6 Hoja de cálculo para calcular la tasa de falla en cada tramo

4.4.3.2. Tiempos de interrupción (r):

	N=								
	R=	Tc + Tl + Tp							
	T=	Tc + Tl + Tp + Tt + Tv							
	I=	Tc + Tp + Tl + Tr							
	IE=	Tc + Tp + Tl + Tt + Tr							
Datos tomados de La Empresa Eléctrica									
Tramo	Longitud (Km)	Tc (horas)	Tl (horas)	Tp (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	kVA inst.	# de clientes
T1	1,12	0,167	0,5	0,167	2,5	1,5	2,5	317,5	285
T2	1,96	0,167	0,5	0,167	2,5	1,5	2,5	412,5	367
T3	1,83	0,167	1	0,167	2,5	1,5	2,5	150	22
T4	1,32	0,167	1	0,167	2,5	1,5	2,5	347,5	164
T5	2,93	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	485	16
T6	4,00	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	487,5	136
T7	5,88	0,167	2	0,167	2,5	1,5	2,5	195	5
T8	7,57	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	775	189
T9	8,04	0,167	3	0,167	2,5	1,5	2,5	185	6
	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	4,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834
T2	0,834	4,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834
T3	1,334	1,334	5,334	2,834	6,334	6,334	6,334	6,334	6,334
T4	0	0	0	2,834	0	0	0	0	0
T5	1,834	1,834	1,834	1,834	5,834	3,334	3,334	3,334	6,834
T6	0	0	0	0	0	3,334	3,334	3,334	0
T7	0	0	0	0	0	0	3,834	3,834	0
T8	0	0	0	0	0	0	0	4,334	0
T9	3,334	3,334	3,334	3,334	3,334	3,334	3,334	3,334	7,334

Figura 4.7 Hoja de cálculo para calcular los tiempos de interrupción en cada tramo

4.4.3.3. Tiempo de indisponibilidad (μ):

El tiempo de indisponibilidad se lo obtiene por:

$$\mu = \lambda * r$$

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	21,574	52,074	52,074	52,074	52,074	52,074	52,074	52,074	52,074
T2	6,496	37,652	90,882	90,882	90,882	90,882	90,882	90,882	90,882
T3	9,705	9,705	38,805	20,617	92,160	92,160	92,160	92,160	92,160
T4	0,000	0,000	0,000	14,893	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
T5	21,438	21,438	21,438	21,438	68,194	38,971	38,971	38,971	159,765
T6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	53,147	53,147	53,147	0,000
T7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	89,758	89,758	0,000
T8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	130,644	0,000
T9	106,798	106,798	106,798	106,798	106,798	106,798	106,798	106,798	234,930
Total	166,011	227,667	309,997	306,702	410,108	434,032	523,790	654,434	629,811

Figura 4.8 Hoja de cálculo para calcular los tiempos de indisponibilidad en cada tramo

4.4.3.4. Índices Globales:

	$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j}$				$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j}$				
	Tiempos de indisponibilidad (μ)								
Total	166,011	227,667	309,997	306,702	410,108	434,032	523,79	654,434	629,811
# de clientes									
285		DEC=	322,405						
367									
22		FEC=	86,12396						
164									
16									
136									
5									
189									
6									
1190									
	Tasas de falla (λ)								
Total	63,249	67,712	75,5	80,755	82,775	98,716	122,1	152,27	94,465

Figura 4.9 Hoja de cálculo para calcular los índices globales

4.4.3.5. Energía no suministrada (ENS):

Consumidor	kWh-mes	u (horas/año)	ENS (kWh/año)
T1	32938	166,011	759,45
T2	36450	227,667	1152,56
T3	4171	309,997	179,58
T4	23613	306,702	1005,85
T5	19774	410,108	1126,32
T6	25738	434,032	1551,54
T7	5194	523,79	377,86
T8	27975	654,434	2542,75
T9	11436	629,811	1000,35
Total	187289		
ENS Total			9696,27

Figura 4.10 Hoja de cálculo para calcular la Energía No Suministrada

CAPÍTULO V

EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCION

5.1. ESTADO ACTUAL DEL ALIMENTADOR EN ESTUDIO

5.1.1. ASPECTOS GENERALES

El alimentador primario seleccionado para la realización del presente estudio es el #1 de la subestación San Rafael de la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A., en el cuál el objetivo es analizar su confiabilidad en el estado actual.

Los datos utilizados se obtuvieron de los siguientes departamentos:

El Departamento de Proyectos, Inventarios y Avalúos de ELEPCO S.A., que tiene una base de datos en la cuál se encuentran registros y datos del alimentador como son características de equipos, configuración de las redes de distribución primaria, usuarios, etc. Mediante el programa Autocad, se pueden visualizar todos los datos bajo una presentación gráfica de los recorridos de las redes con sus respectivos equipos, inclusive la parte geográfica de la zona en estudio.

El Departamento de Distribución, cuenta con los registros de desconexiones en los alimentadores primarios (fecha, duración, tipo, sector afectado) ocurridos durante los últimos dos años.

Una vez que se ha realizado la impresión del primario y establecido sus correspondientes zonas de seccionamiento, son la información de la longitud, calibres de conductores y capacidad de transformadores, se procedió a realizar la verificación de campo de la red primaria, que permitió tener una actualización del sistema de distribución en estudio.

5.1.2. ESTUDIO Y ANÁLISIS DE OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR

El alimentador del presente estudio es el #1 de la subestación San Rafael que está Ubicado en la Urbanización los Nevados entre las calles Av. Cotopaxi y Yanayacu en el Sur Occidente de la ciudad de Latacunga, provincia de Cotopaxi.

Las condiciones de demanda de este alimentador se caracterizan por las curvas de demanda y factor de potencia, las cuales se obtuvieron con el empleo del registrador electrónico en el primario, el mismo que registra demanda de potencia activa, factor de potencia, voltaje (para cada intervalo de demanda) desde enero del 2005 hasta junio del 2006 obteniendo una curva de factor de potencia con diferentes valores en cada intervalo de demanda. Se debe destacar que los factores de potencia son valores instantáneos cada 15 minutos.

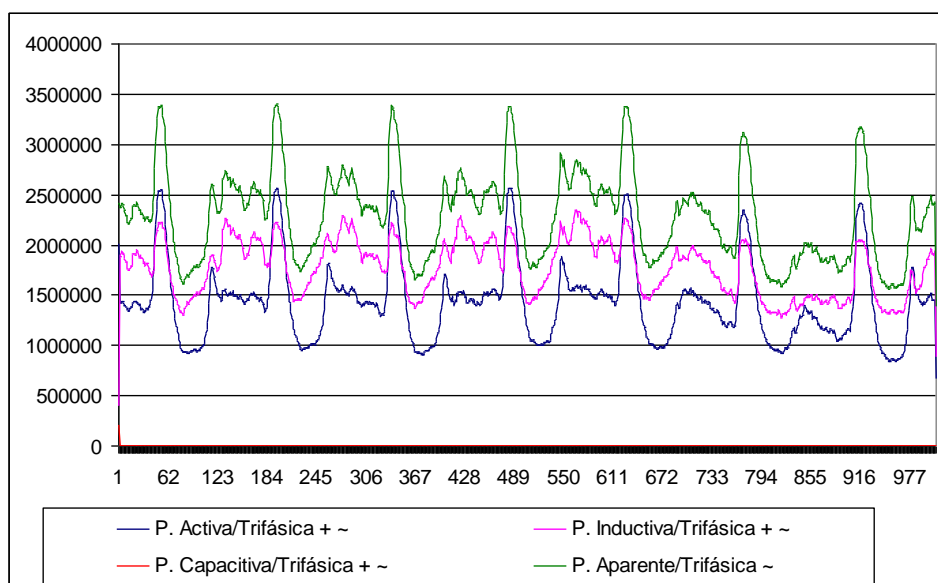


Figura 5.1 Curva de Carga

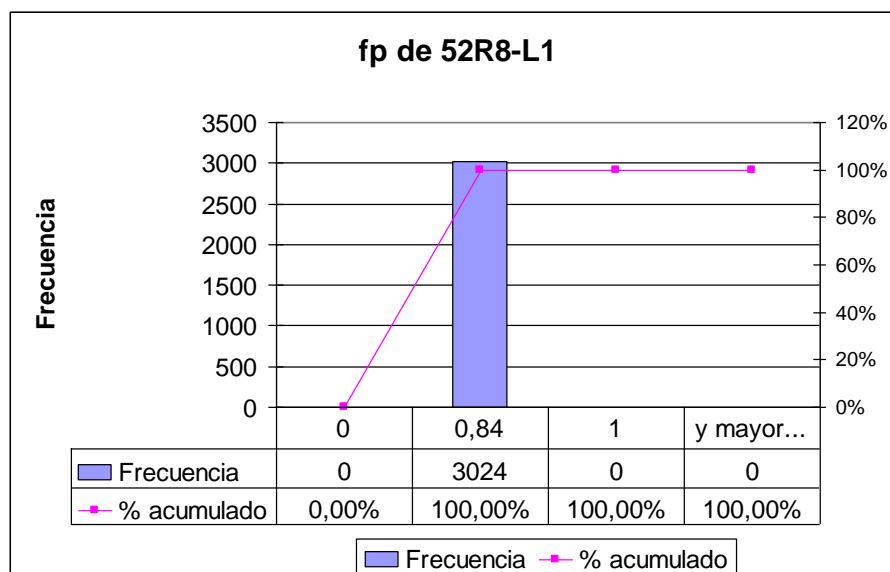


Figura 5.2 Histograma del factor de potencia

5.1.3. ZONA DE SERVICIO DEL PRIMARIO

Este alimentador inicia en la avenida Cotopaxi, posteriormente continúa por la calle Tanicuchí y cruza la Av. 5 de junio y se dirige por la calle Pujilí hasta tomar la Av. Marco Aurelio Subía por donde continúa hacia el norte, a lo largo de los tramos citados, se derivan en algunos ramales principales y secundarios hasta llegar a la calle gatazo.

De aquí toma la Av. Cotopaxi hasta llegar a la Panamericana Norte continúa por esta hasta el sector de la piedra colorada, en donde tiene un puente que une con la subestación de Mulalo. En el trayecto de la Panamericana en la gasolinera del sindicato de choferes se deriva un ramal que alimenta a la Cdla. Nueva Vida. En el sector de la entrada a La Calera, se deriva otro ramal que se dirige hacia la Calera Chica, este ramal concluye en Saquisilí alimentando a parte del centro del cantón.

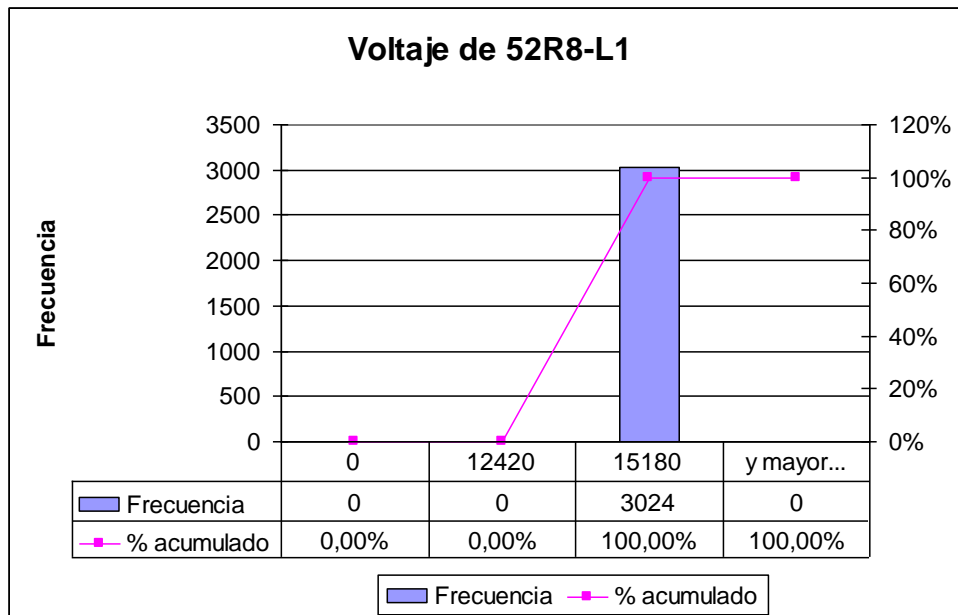


Figura 5.3 Perfil de voltaje del primario #1 de San Rafael

Este primario en su mayor parte sirve a usuarios de tipo residencial y una parte comercial.

5.1.4. DESCRIPCIÓN DEL PRIMARIO #1 DE LA SUBESTACIÓN SAN RAFAEL

El primario cuenta con una capacidad instalada en transformadores de distribución de 3355 kvA a lo largo de 34,64 km del recorrido de las redes principales y secundarias del alimentador.

En resumen el alimentador cuenta con 43 transformadores trifásicos y con 29 transformadores monofásicos aéreos ubicados en postes de acuerdo a su estructura.

5.2 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA EN EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

5.2.1. ESTRUCTURA TOPOLOGICA DEL ALIMENTADOR

Para encontrar los indicadores operativos de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red.

Los tramos del alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra, como puede apreciarse en el plano de la figura 5.4 en donde se representa en forma macro la ubicación del equipo de seccionamiento así como también los tramos de la red.

Tipo de equipo de seccionamiento presente:

Código	Descripción
SF	Seccionador Fusible Trifásico 15 kV
SFB	Seccionador Fusible de Barra Trifásico 15 kV

Por facilidad de entendimiento se utilizará la siguiente nomenclatura para reconocer a los diferentes equipos ubicados a lo largo del alimentador:

Equipo de Secc. y/o maniobra	Representación
SF1	S1
SF2	S2
SF3	S3
SF4	S4
SF5	S5
SF6	S6

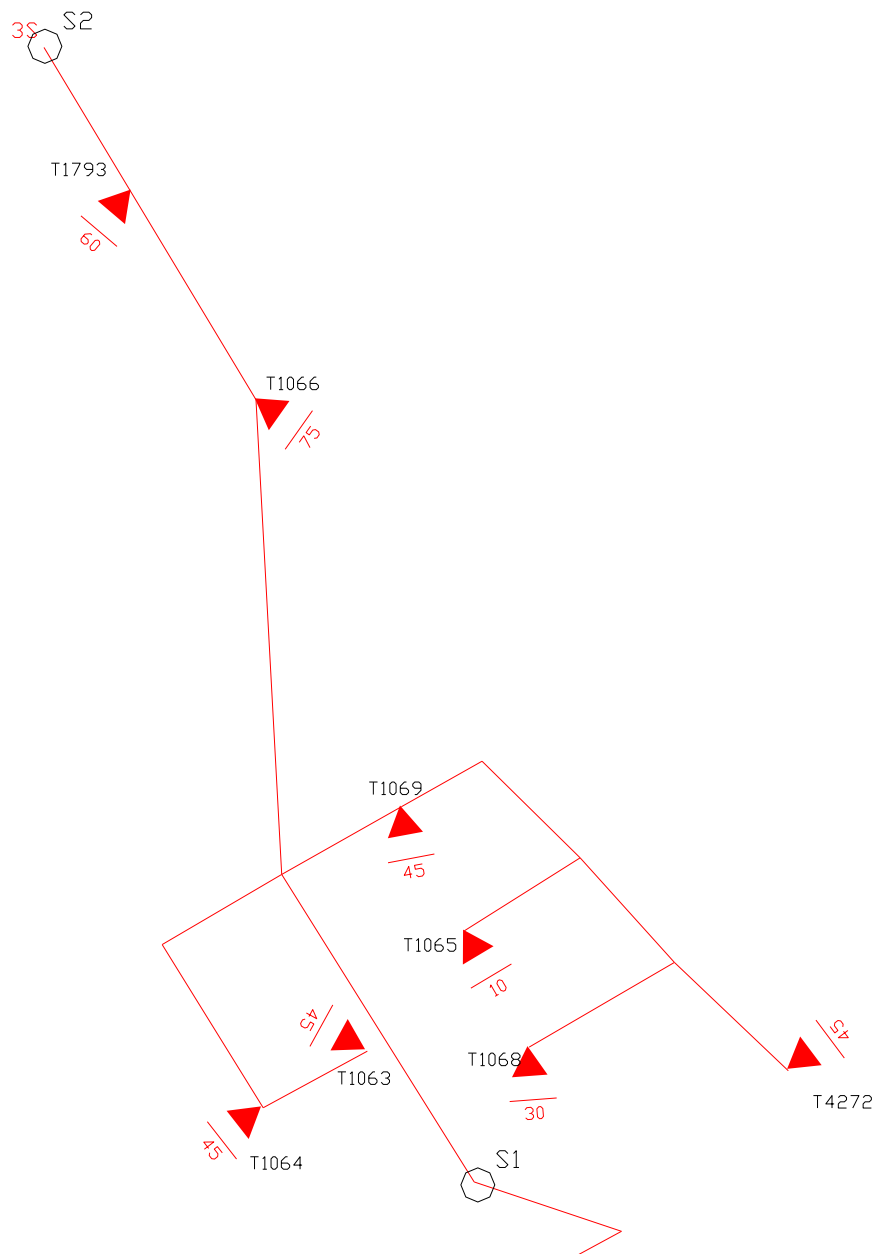
SF7	S7
SF8	S8
SF9	S9
SF10	S10

Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros, tasa de falla y tiempo de reparación, que se presentan en la tabla 4.1. Al igual que en los casos del capítulo anterior se considera que los elementos de protección y maniobra son plenamente confiables, por lo que se considera la matriz reducida con elementos con tasa de falla diferente de cero, esto puede apreciarse ya que en los registros limitados que tiene la empresa eléctrica los elementos de protección y maniobra no fallan.

Las interrupciones registradas en los diferentes tramos del alimentador están registradas a partir del año 2005 hasta junio del 2006. Ver anexo 2.

A continuación se presentan los tramos del alimentador, los mismos que están separados por equipo de seccionamiento y/o maniobra, los mismos que han sido representados.

5.2.1.1. Tramo 1



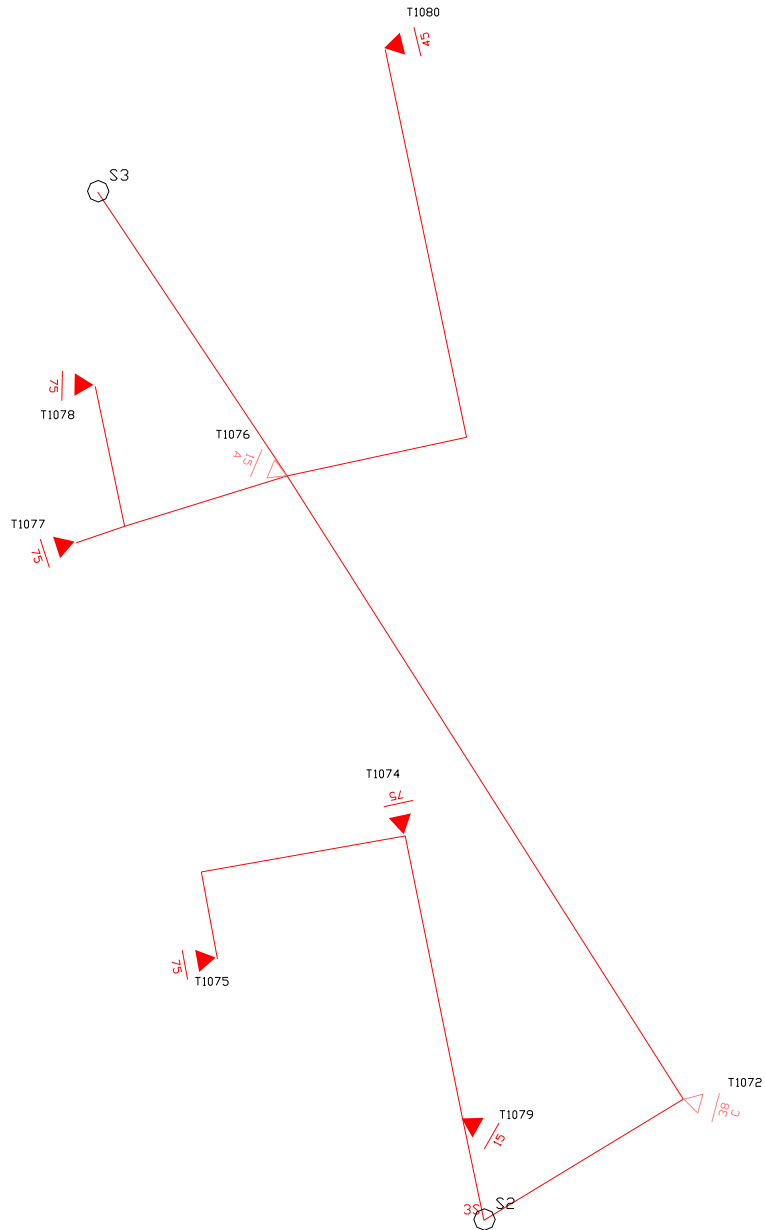
- Longitud total de 1120.18 metros de red primaria.
- Transformadores:

	Total
Potencia Instalada (kVA)	317,5

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	285

5.2.1.2. Tramo 2



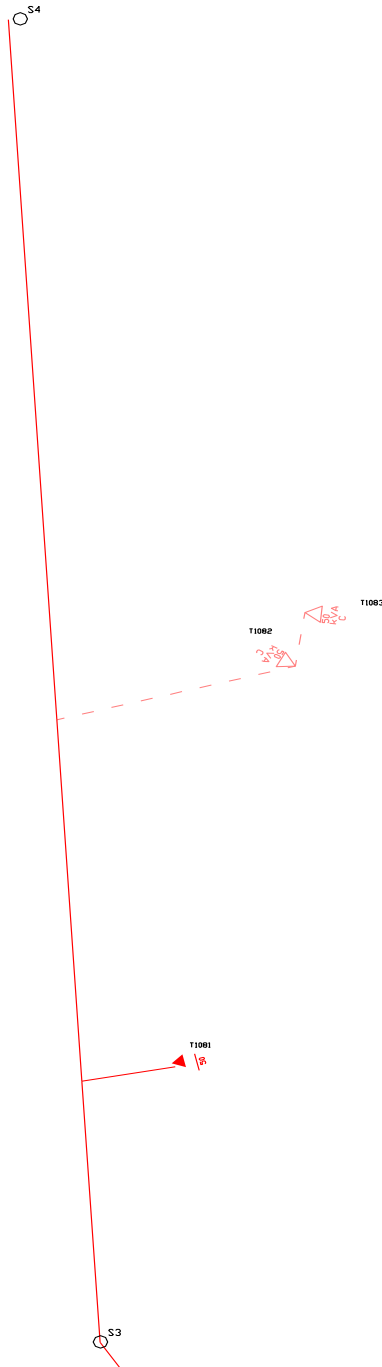
- Longitud total de 1955 metros de red primaria.
- Transformadores:

	Total
Potencia Instalada (kVA)	412,5

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	367

5.2.1.3. Tramo 3



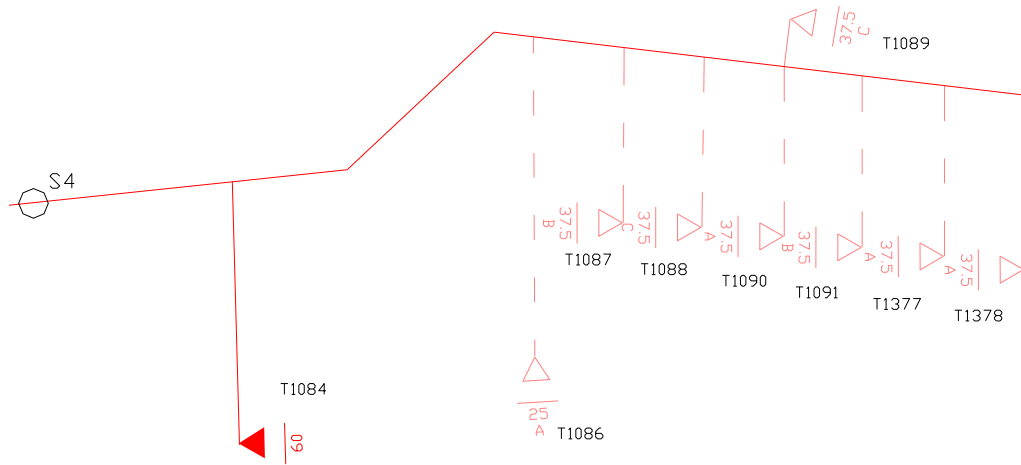
- Longitud total de 1826 metros de red primaria.
- Transformadores:

	Total
Potencia Instalada (kVA)	150

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	22

5.2.1.4. Tramo 4



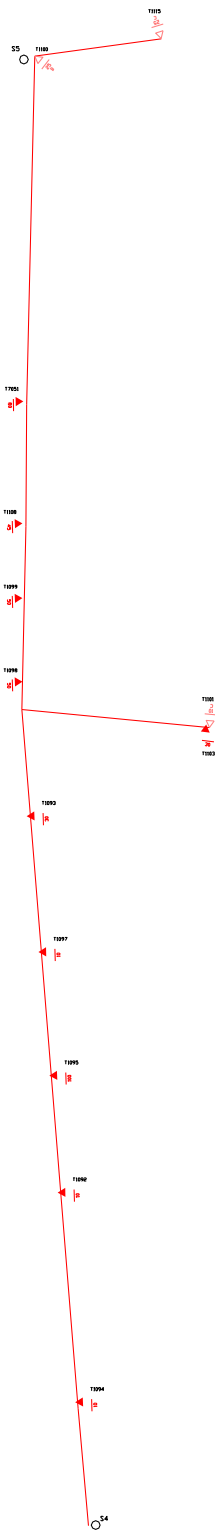
- Longitud total de 1318.99 metros de red primaria.
- Transformadores:

	Total
Potencia Instalada (kVA)	347,5

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	164

5.2.1.5. Tramo 5



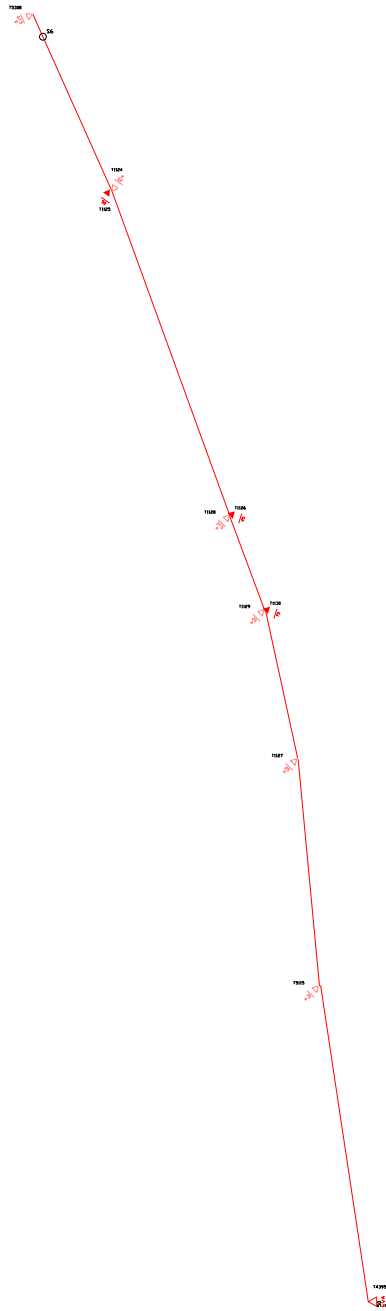
- Longitud total de 2933.83 metros de red primaria.
- Transformadores:

	Total
Potencia Instalada (kVA)	485

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	16

5.2.1.6. Tramo 6



- Longitud total de 4001.21 metros de red primaria.

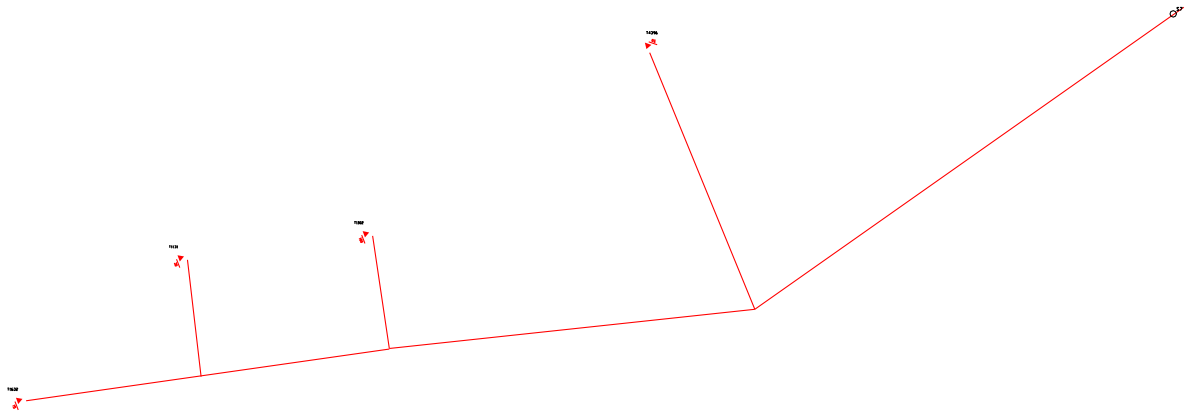
- Transformadores:

	Total
Potencia Instalada (kVA)	487,5

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	136

5.2.1.7. Tramo 7



- Longitud total de 5876.17 metros de red primaria.

- Transformadores:

	Total
Potencia Instalada (kVA)	195

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	5

5.2.1.8. Tramo 8

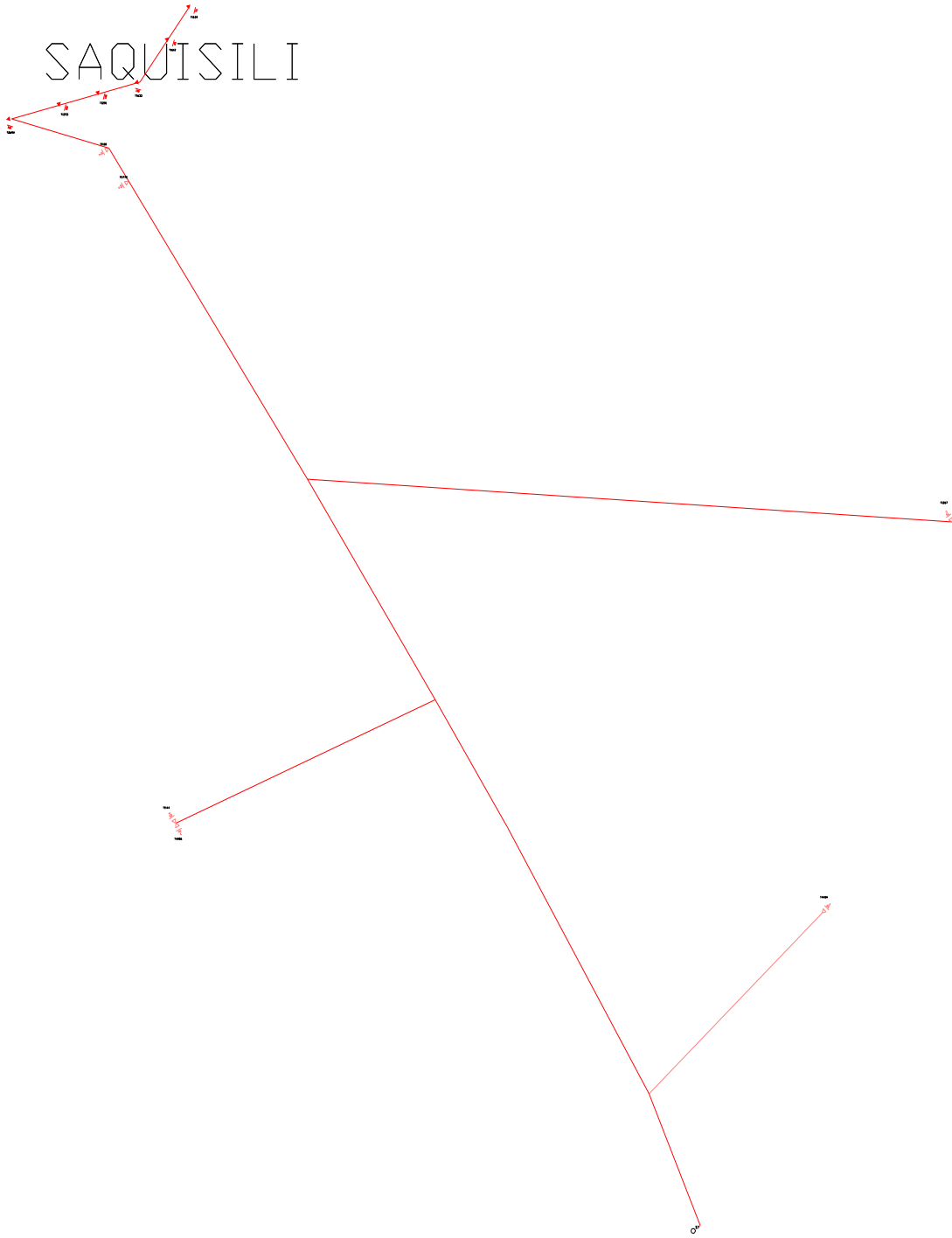
- Longitud total de 7566.03 metros de red primaria.

- Transformadores:

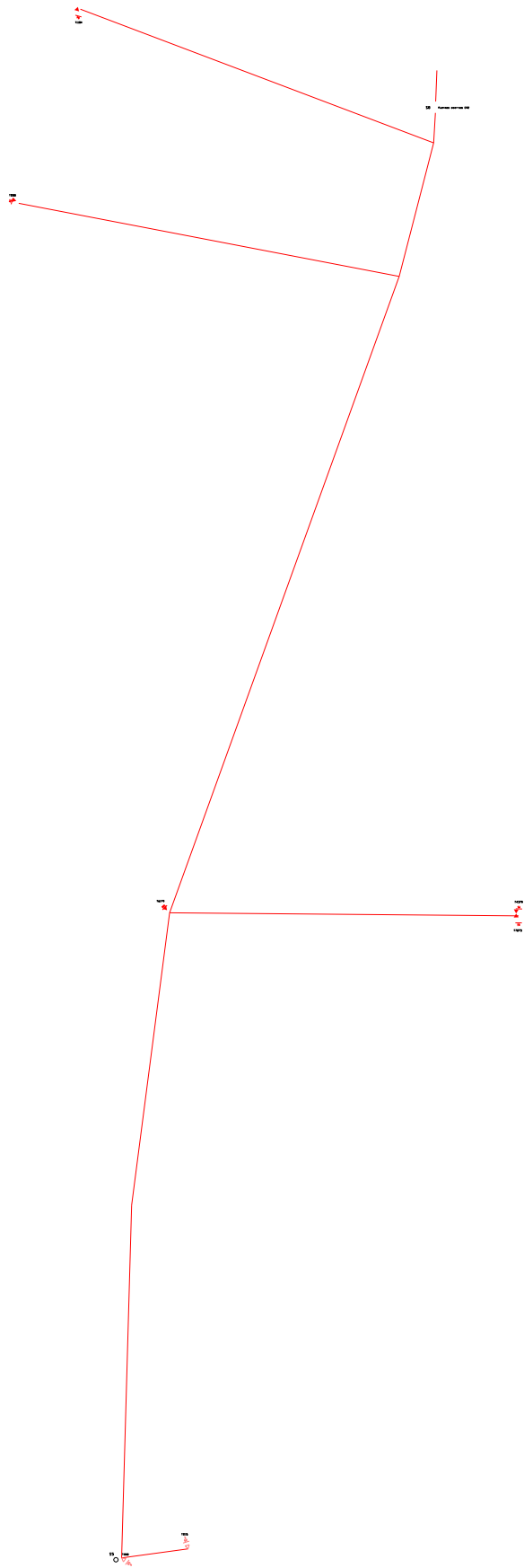
	Total
Potencia Instalada (kVA)	670

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	186



5.2.1.9. Tramo 9



- Longitud total de 8040.26 metros de red primaria.
- Transformadores:

	Total
Potencia Instalada (kVA)	185

- Distribución de usuarios por instalación

	Total
Número de Usuarios	6

En la figura 5.4 y 5.5, se muestra el esquema del alimentador y su modelo correspondiente.

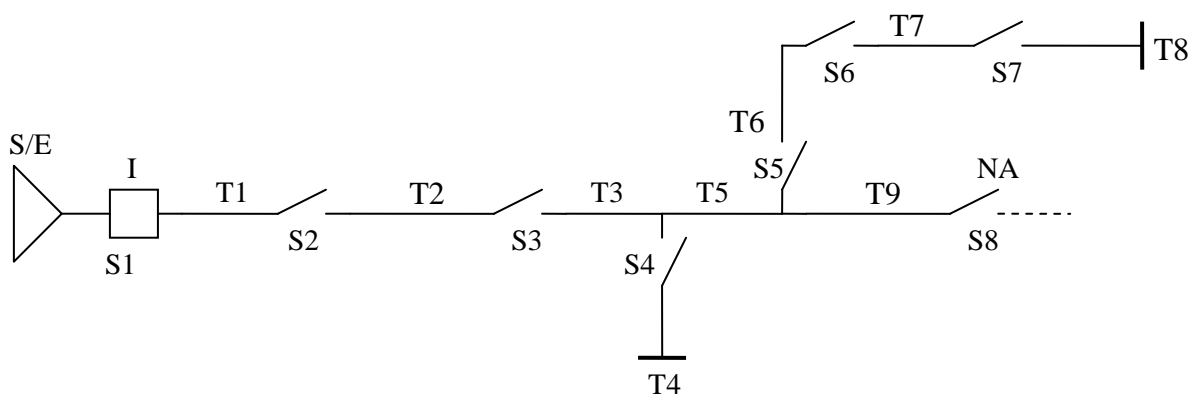


Figura 5.4 Esquema del alimentador en estudio

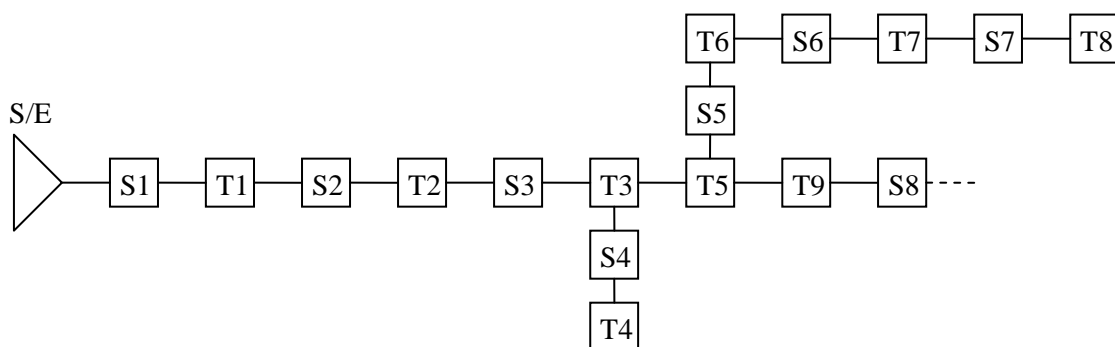


Figura 5.5 Modelo de la red

- S/E: Subestación de Distribución
 Sn: Equipo seccionador, protección y/o maniobra
 Tn: Tramo del alimentador

NA: Normalmente abierto

5.2.2. PARÁMETROS E ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL ALIMENTADOR #1 SAN RAFAEL

Los siguientes valores fueron tomados del departamento de distribución de ELEPCO S.A.:

Tramo	Longitud (Km)	Tc (horas)	Tl (horas)	Tp (horas)	Tt (horas)	Tr (horas)	Tv (horas)	kVA inst.	# de clientes
T1	1,12	0,167	0,5	0,167	2,5	1,5	2,5	317,5	285
T2	1,96	0,167	0,5	0,167	2,5	1,5	2,5	412,5	367
T3	1,83	0,167	1	0,167	2,5	1,5	2,5	150	22
T4	1,32	0,167	1	0,167	2,5	1,5	2,5	347,5	164
T5	2,93	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	485	16
T6	4,00	0,167	1,5	0,167	2,5	1,5	2,5	487,5	136
T7	5,88	0,167	2	0,167	2,5	1,5	2,5	195	5
T8	7,57	0,167	2,5	0,167	2,5	1,5	2,5	775	189
T9	8,04	0,167	3	0,167	2,5	1,5	2,5	185	6

Tabla 5.1 Parámetros de Confiabilidad del Alimentador #1 San Rafael

En la Matriz de Estado se considera solamente que los tramos tienen una tasa de falla distinta de cero ya que la tasa de falla anual de los elementos de protección es prácticamente cero, cabe destacar también de que la red tiene la posibilidad de transferir carga en un lugar y esto se ve expresado en la matriz de estado que se representa a continuación:

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	IE	T	T	T	T	T	T	T	T
T2	R	IE	T	T	T	T	T	T	T
T3	R	R	IE	I	T	T	T	T	T
T4	N	N	N	I	N	N	N	N	N
T5	R	R	R	R	IE	I	I	I	T
T6	N	N	N	N	N	I	I	I	N
T7	N	N	N	N	N	N	I	I	N
T8	N	N	N	N	N	N	N	I	N
T9	R	R	R	R	R	R	R	R	IE

Tabla 5.2 Matriz de Estado del Alimentador # 1 San Rafael

De acuerdo a la tabla 4.1 (interrupciones aportadas, según tipo de elemento) se tienen las siguientes tablas con las tasas de falla de cada tramo del alimentador, las tasas de falla fueron evaluadas de acuerdo a registros de interrupciones durante el último año:

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	λ	2λ	2λ	2λ	2λ	2λ	2λ	2λ	2λ
T2	λ	λ	2λ	2λ	2λ	2λ	2λ	2λ	2λ
T3	λ	λ	λ	λ	2λ	2λ	2λ	2λ	2λ
T4	0	0	0	λ	0	0	0	0	0
T5	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	2λ
T6	0	0	0	0	0	λ	λ	λ	0
T7	0	0	0	0	0	0	λ	λ	0
T8	0	0	0	0	0	0	0	λ	0
T9	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ	λ

Tabla 5.3 Tasa de fallas de acuerdo a estado de cada elemento de la red

Para el cálculo de las tasas de falla se utilizó la hoja de cálculo mostrada en la figura 4.6:

b = # de fallas (km*año)

λ = tasa de falla (fallas/año)

L = longitud total de las líneas expuestas a falla (km)

T = período de estudio (años)

m = cantidad de fallas totales observadas (fallas)

ℓ = longitud de las línea de interés (km)

Datos:

L = 34,638 km

T = 1,5 años

m = 207 fallas

ℓ_1 = 1,120 km

ℓ_2 = 1,955 km

ℓ_3 = 1,826 km

ℓ_4 = 1,319 km

ℓ_5 = 2,934 km

ℓ_6 = 4,001 km

ℓ_7 = 5,876 km

ℓ_8 = 7,566 km

ℓ_9 = 8,040 km

$$b = (m)/(L*T)$$

$$b = 3,984 \text{ fallas}/(\text{km}*año)$$

$$\lambda = b*\ell$$

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	4,463	8,926	8,926	8,926	8,926	8,926	8,926	8,926	8,926
T2	7,789	7,789	15,578	15,578	15,578	15,578	15,578	15,578	15,578
T3	7,275	7,275	7,275	7,275	14,550	14,550	14,550	14,550	14,550
T4	0,000	0,000	0,000	5,255	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
T5	11,689	11,689	11,689	11,689	11,689	11,689	11,689	11,689	23,378
T6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,941	15,941	15,941	0,000
T7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	23,411	23,411	0,000
T8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	30,144	0,000
T9	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033	32,033
Total	63,249	67,712	75,500	80,755	82,775	98,716	122,127	152,271	94,465

Tabla 5.4 Tasas de fallas (fallas/año)

A continuación elaboramos la tabla con los tiempos de interrupción indicados en la Tabla 5.1 de acuerdo a los estados de cada tramo indicados en la matriz de estado, para el cálculo se utilizó la hoja de cálculo mostrada en la figura 4.7:

$$\begin{aligned}
 N &= 0 \\
 R &= T_c + T_l + T_p \\
 T &= T_c + T_l + T_p + T_t + T_v \\
 I &= T_c + T_p + T_l + T_r \\
 IE &= T_c + T_p + T_l + T_t + T_r
 \end{aligned}$$

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	4,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834
T2	0,834	4,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834	5,834
T3	1,334	1,334	5,334	2,834	6,334	6,334	6,334	6,334	6,334
T4	0	0	0	2,834	0	0	0	0	0
T5	1,834	1,834	1,834	1,834	5,834	3,334	3,334	3,334	6,834
T6	0	0	0	0	0	3,334	3,334	3,334	0
T7	0	0	0	0	0	0	3,834	3,834	0
T8	0	0	0	0	0	0	0	4,334	0
T9	3,334	3,334	3,334	3,334	3,334	3,334	3,334	3,334	7,334

Tabla 5.5 Tiempos de interrupción (horas)

El tiempo de reparación utilizado es de 90 minutos, dato que se estima tomando en cuenta el número de fallas anuales y el tiempo utilizado en reparar estas fallas.

Para calcular los tiempos de indisponibilidad utilizamos la hoja de cálculo mostrada en la figura 4.8:

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
T1	21,574	52,074	52,074	52,074	52,074	52,074	52,074	52,074	52,074
T2	6,496	37,652	90,882	90,882	90,882	90,882	90,882	90,882	90,882
T3	9,705	9,705	38,805	20,617	92,160	92,160	92,160	92,160	92,160
T4	0,000	0,000	0,000	14,893	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
T5	21,438	21,438	21,438	21,438	68,194	38,971	38,971	38,971	159,765
T6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	53,147	53,147	53,147	0,000
T7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	89,758	89,758	0,000
T8	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	130,644	0,000
T9	106,798	106,798	106,798	106,798	106,798	106,798	106,798	106,798	234,930
Total	166,011	227,667	309,997	306,702	410,108	434,032	523,790	654,434	629,811

Tabla 5.6 Tiempos de indisponibilidad del servicio (horas/año)

Resumen de índices de confiabilidad:

Consumidor	λ (fallas/año)	r (horas)	u (horas/año)
T1	63,249	2,625	166,011
T2	67,712	3,362	227,667
T3	75,500	4,106	309,997
T4	80,755	3,798	306,702
T5	82,775	4,954	410,108
T6	98,716	4,397	434,032
T7	122,127	4,289	523,790
T8	152,271	4,298	654,434
T9	94,465	6,667	629,811

Tabla 5.7 Resumen de índices del alimentador #1 San Rafael

Los índices globales se presentan a continuación, para el cálculo de los mismos se utilizó la hoja de cálculo mostrada en la figura 4.9:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n T_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^m C_j} = 322,405$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} * C_i}{\sum_{j=1}^m C_j} = 86,124$$

Estos valores indican que, en promedio, cada consumidor de esta red experimenta o está sometido a interrupciones de energía de 322,405 horas/año, con una frecuencia de 86,124 veces al año.

Calculamos la Energía no Suministrada a partir de la Energía demandada (consumo promedio del último semestre) por los usuarios conectados a los diferentes tramos y utilizando la hoja de cálculo mostrada en la figura 4.10:

Consumidor	kWh-mes	<i>u</i> (horas/año)	ENS (kWh/año)
T1	32938	166,011	759,45
T2	36450	227,667	1152,56
T3	4171	309,997	179,58
T4	23613	306,702	1005,85
T5	19774	410,108	1126,32
T6	25738	434,032	1551,54
T7	5194	523,79	377,86
T8	27975	654,434	2542,75
T9	11436	629,811	1000,35
Total	187289		
ENS Total			9696,27

Tabla 5.8 Cálculo de la Energía no Suministrada

5.2.3. COSTO DE LA ENERGÍA NO SUMINISTRADA

Para este cálculo tomamos en cuenta el costo social que involucra la falta de servicio eléctrico, kWh interrumpidos tanto a los usuarios residenciales (96.12%) como a los comerciales (3.88%) que predominan en el alimentador:

En el sector residencial: Con respecto a los costos de restricción de energía eléctrica, se encontró que el costo de restricción para la provincia de Cotopaxi utilizando diferentes métodos oscila de 1,96 USD/kWh a 2,54 USD/kWh. Se toma un valor del costo de restricción de energía promedio de 2,50 USD/kWh.

En el sector comercial: tenemos un costo de restricción de energía mayor a los 3,5 – 4,0 USD/kWh. Tomamos el valor de 4,0 USD/kWh.

$$\text{Costo de la ENS (USD)} = (0,9612 * \text{ENS}) * (2,50) + (0,0388 * \text{ENS}) * (4,00) = \$ 24804,99$$

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- La reducción de los tiempos de indisponibilidad del sistema de distribución, que elevarían la confiabilidad, pueden ser combinadas con las mejoras en las condiciones de operación; tal como se ha demostrado en el caso de aplicación de este estudio en un alimentador existente de la Empresa Eléctrica de Cotopaxi S.A.
- En un sistemas radial como el analizado, el estudio demuestra que los índices de indisponibilidad más altos son aquellos correspondientes a los tramos más alejados en la red, ya que estos están sometidos a interrupciones por fallas en todos los tramos alejados. Se puede concluir que para mejorar el servicio, a través de un estudio por áreas de servicio, donde sea factible cambiar la configuración de la red.
- Atendiendo aspectos de confiabilidad y de condiciones de operación de la red, se demostró que el costo de la Energía no Suministrada en el alimentador primario #1 de la subestación de San Rafael asciende a un valor de 24804,99 dólares, que es un valor considerable, por lo que se debería reducir buscando alguna alternativa de mejora.

6.2. RECOMENDACIONES

- Realizar estudios del sistema primario de distribución que atiendan simultáneamente, la mejora de las condiciones de operación y de los índices de confiabilidad, por resultar altamente rentable, como se ha demostrado en este estudio.
- En la Empresa Eléctrica Cotopaxi S.A. los registros o datos sirven de base para obtener los índices de confiabilidad, se manejan en diferentes departamentos. Por lo que se debería hacer una centralización que permitiría calcular los índices sin recurrir a múltiples departamentos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] **BARCENES William & TOAPANTA Edwin** “Confiabilidad en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, Escuela Politécnica Nacional 2001.
- [2] **CONELEC** “Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución” Regulación N° CONELEC – 004/01, Dirección electrónica www.conelec.gov.ec.
- [3] **ELEPCO S.A.** Departamento de Distribución, Registros de Interrupciones.
- [4] **DIAZ Juan Pablo** “Evaluación de la Confiabilidad en el Marco Reestructurado de los sistema eléctricos competitivos, Universidad Católica de Chile”, Santiago de Chile 2000.
- [5] **INEN** “Transformadores. Definiciones” Norma NTE INEN 2 110:98.
- [6] **Dr. CAPA SANTOS Hólger** “Probabilidades y Estadística Aplicadas” Escuela Politécnica Nacional Abril del 2005.
- [7] **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL** “Confiabilidad de Sistemas de Potencia” Maestrías en Ciencias de la Ingeniería.
- [8] **BILLINTON Roy** “Power System Reliability Concepts and Historical Developments”, University of Saskatchewan, Canada, 1990.
- [9] **IEEE** “Transactions on Power Apparatus and System”

ANEXOS

Anexo 1

Calidad del Servicio Técnico

Reg. CONELEC – 004/01

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

1.1 Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1

Durante la Subetapa 1, y para los consumidores cuyo suministro sea en Bajo Voltaje se controlará la calidad del servicio técnico sobre la base de índices que reflejen la frecuencia y el tiempo total que queda sin servicio la red de distribución.

Durante esta Subetapa 1 no se computarán las interrupciones originadas en la red de 3a; o Voltaje que queden circunscritas en la misma, es decir aquéllas que no produzcan la salida de servicio del Centro de Transformación MV/BV al que pertenezcan.

Los límites de la red sobre la cual se calcularán los índices son, por un lado el terminal del alimentador MV en la subestación AV/MV, y por el otro, los bornes BV del transformador MV/BV,

1.1.1 Índices

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (Rd) y para cada alimentador primario de medio voltaje (A.), de acuerdo a las siguientes expresiones:

a) Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$FMK_{Aj} = \frac{\sum_i kVAfs_{i,Aj}}{kVA_{inst,Aj}}$$

b) Tiempo total de interrupción por KVA nominal instalado (TTIK)

En un periodo determinado, representa el tiempo medio en el KVA promedio no tuvo servicio

$$TTIK_{Rd} = \frac{\sum_i kVAfs_i * Tfs_i}{kVA_{inst}}$$

$$TTIK_{Aj} = \frac{\sum_i^{Aj} kVAfs_{i,Aj} * Tfs_{i,Aj}}{kVA_{inst,Aj}}$$

Donde:

FMIK Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado, expresada en fallas por kVA.

TTIK Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal instalado, expresado en horas por kVA.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio "i" con duración mayor a tres minutos, para el tipo de causa considerada en el período en análisis.

\sum_i^{Aj} : Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en el alimentador "A," en el período en análisis.

KVAfs Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las interrupciones "i".

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

Tfs Tiempo de fuera de servicio, para la interrupción "i"

R Red de distribución global

A Alimentador primario de medio voltaje "j"

c) Índices para consumidores en AV y MV

Para el caso de consumidores en áreas urbanas cuyo suministro sea realizado en el nivel de Alto y Medio Voltaje no se aplicarán los índices descritos anteriormente, sino que se controlará la calidad de, servicio en función de índices individuales de acuerdo a lo establecido para la Subetapa 2.

1.1.2 Registro

Será responsabilidad del Distribuidor efectuar el levantamiento y registro de las interrupciones y la determinación de los correspondientes índices.

Para la determinación de los índices se computarán todas las interrupciones que afecten la Red de Medio Voltaje de Distribución, es decir a nivel de alimentadores primarios.

El Distribuidor entregará informes anuales al CONELEC con los resultados de su gestión en el año inmediato anterior, especificando las interrupciones y los indicadores de control resultantes por toda la empresa y por alimentador de MV, y el monto de las Compensaciones en caso de corresponder. El CONELEC podrá auditar cualquier etapa del proceso de determinación de índices, así como exigir informes de los registros de interrupciones, con una periodicidad menor a la anual.

A los efectos del control, el Distribuidor entregará informes mensuales al CONELEC con:

- a) Los registros de las interrupciones ocurridas.
- b) La cantidad y potencia de los transformadores de MV/BV que cada alimentador de MV tiene instalado, para una configuración de red normal.
- c) El valor de los índices obtenidos.

1.1.3 Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico aplicables durante la subetapa 1 son los siguientes:

Índice	Lim FMK	Lim TTIK
Red	4.0	8.0
Alimentador Urbano	5.0	10.0
Alimentador Rural	6.0	18.0

Las definiciones y fórmulas del cálculo para los índices FAIc y DAiC se detallan en el numeral 3.3.1, sin embargo, los siguientes valores admisibles para los consumidores en AV y MV durante la Subetapa 1 son los siguientes

Consumidor	Índice	Valor
Suministro en AV	Lim FAIc	6.0
	Lim DAiC	4.0
Suministro en MV	Lim FAIc	10.0
	Lim DAiC	24.0

1.1.4 Cálculo de la Energía no Suministrada

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los índices de calidad de servicio, aplicables durante la Subetapa 1, se calculará la Energía no suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

a) Si: $FMK > LimFMK$ y $TTIK < LimTTIK$

$$ENS = (FMK - LimFMK) * \frac{TTIK}{FMK} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si: $FMK < LimFMK$ y $TTIK > LimTTIK$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si: $FMK > LimFMK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMK} < \frac{LimTTIK}{LimFMK}$

$$ENS = (FMK - LimFMK) * \frac{TTIK}{FMK} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si: $FMK > LimFMK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMK}$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (8V) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FMIK: índice de Frecuencia media de interrupción por kVA,

TTIK índice de Tiempo total de interrupción por kVA.

Lim FMIK: Límite Admisible de FMIK.

Lim TTIK: Límite Admisible de TTIK

La Energía No Suministrada se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

1.2 Control del Servicio Técnico en la Subetapa 2

Durante la Subetapa 2, la calidad del servicio técnico se controlará el nivel de suministro a cada consumidor, debiendo disponer el Distribuidor de los sistemas que posibiliten la gestión de la totalidad de la red, y la adquisición y procesamiento de información de forma tal de asegurar los niveles de calidad, y la realización de controles previstos para la presente etapa.

1.2.1 Índices

Los índices de calidad antes indicados,,serán calculados mediante las siguientes fórmulas:

- a) Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FA_{íc})

Representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que han afectado al Consumidor "c", durante el periodo de análisis.

$$FA_{ic} = N_c$$

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron a Consumidor "c", durante el período de análisis.

b) Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el periodo de control.

$$DAIc = \sum (Ki * dic)$$

Donde:

Dic Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas

Ki Factor de ponderación de las interrupciones

Ki = 1.0 para interrupciones no programadas

Ki = 0.5 para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

1.2.2 Registro

El sistema de gestión de red a Implementar por el Distribuidor, que permita el control de la calidad del servicio técnico a nivel del suministro al consumidor, deberá como mínimo almacenar la siguiente información:

- Datos de las interrupciones, indicando inicio y fin de la mismas, equipos afectados, y equipos operados a consecuencia de la interrupción a fin de reponer el suministro (identificación de las modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).

- Esquema de alimentación de cada consumidor, de forma tal que permita identificar el número de consumidores afectados ante cada interrupción en cualquier punto de la red. La información deberá contemplar las instalaciones que abastecen a cada consumidor con el siguiente grado de detalle.

- circuito o ramal de BV
- centro de transformación MV/BV
- alimentador MV
- transformador AV/MV
- subestación AV/MV
- red AV

El sistema deberá permitir el intercambio de información con los archivos de facturación, de forma tal de posibilitar el cálculo de la energía no suministrada a cada uno de los consumidores.

1.2.3 Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la Subetapa 2 son los siguientes:

índice	Lim FAIc	Lim DAIc
Consumidores en AV	6.0	4.0
Consumidores en MV	8.0	12.0
Consumidores en MV Rural	10.0	24.0
Consumidores en BV Urbano	10.0	16.0
Consumidores en BV Rural	12.0	36.0

1.2.4 Cálculo de la Energía No Suministrada

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los índices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 2, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

a) Si: FAIc > LímFAIc y DAIc < LímDAIc

$$ENS = (FAIc - LímFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si: FAIc < LímFAIc y DAIc > LímDAIc

$$ENS = (DAIc - LímDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si: FAIc > LímFAIc y DAIc > LímDAIc; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} < \frac{LímDAIc}{LímFAIc}$

$$ENS = (FAIc - LímFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si: FAIc > LímFAIc y DAIc > LímDAIc; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} \geq \frac{LímDAIc}{LímFAIc}$

$$ENS = (DAIc - LímDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

- ENS: Energía No Suministrada por Causas internas o Externas, en kWh.
- ETF: Energía Total Facturada a los Consumidores del nivel de voltaje que se esté considerando, en kWh, en el periodo en análisis.
- THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis:
- FAIc: Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor "c".
- DAIc: índice de Duración anual de interrupción por Consumidor "c".
- Lim FAIc: Límite Admisible de FAIc.
- Lim DAIc: Límite Admisible de DAIc

Anexo 2

Registro de Interrupciones del alimentador #1 de la Subestación San Rafael

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Enero del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	01/01/2005	10:30	11:18	0:48	13,8	Desconocidas
2	02/01/2005	11:00	12:24	1:24	13,8	Cortocircuito Red B/T
3	02/01/2005	13:00	14:30	1:30	13,8	Conector en mal estado
4	05/01/2005	21:00	22:00	1:00	13,8	Desconocidas
5	10/01/2005	6:50	7:40	0:50	13,8	Red B/T rota
6	10/01/2005	11:10	16:03	4:53	13,8	Desconocidas
7	10/01/2005	11:36	18:01	6:25	13,8	Cortocircuito Red B/T
8	13/01/2005	16:50	19:10	2:20	13,8	Ramas sobre líneas M/T
9	14/01/2005	7:00	7:40	0:40	13,8	Sobrecarga en Red
10	27/01/2005	6:24	7:55	1:31	13,8	Desconocidas
11	28/01/2005	7:38	8:56	1:18	13,8	Sobrecarga en Red
12	29/01/2005	18:44	19:03	0:19	13,8	Ramas sobre Red B/T
13	30/01/2005	19:51	21:35	1:44	13,8	Material envejecido
14	31/01/2005	7:41	12:52	5:11	13,8	Cortocircuito Red B/T
Total:				29:53:00		

Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael

Febrero del 2005

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	02/02/2005	12:15	12:56	0:41	13,8	Cortocircuito, Otros.
2	03/02/2005	8:50	9:53	1:03	13,8	Sobrecarga
3	10/02/2005	7:44	12:31	4:47	13,8	Otros
4	13/02/2005	18:06	19:08	1:02	13,8	Desconocidas
5	16/02/2005	6:11	7:49	1:38	13,8	Desconocidas
6	18/02/2005	20:39	22:55	2:16	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado, Cortocircuito
7	23/02/2005	5:53	7:54	2:01	13,8	Desconocidas
8	23/02/2005	9:32	10:32	1:00	13,8	Cortocircuito
9	23/02/2005	15:19	16:53	1:34	13,8	Amarre Suelto/Roto
10	26/02/2005	10:59	16:04	5:05	13,8	Desconocidas
Total:				21:07:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Marzo del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	02/03/2005	9:34	10:53	1:19	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
2	03/03/2005	6:32	9:52	3:20	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado, Sobrecarga
3	04/03/2005	18:43	23:07	4:24	13,8	Desconocidas
4	05/03/2005	12:37	15:44	3:07	13,8	Cortocircuito
5	09/03/2005	9:53	17:39	7:46	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
6	11/03/2005	6:21	14:17	7:56	13,8	Desconocidas
7	12/03/2005	9:45	13:49	4:04	13,8	Desconocidas
8	12/03/2005	14:53	18:34	3:41	13,8	Sobrecarga
9	15/03/2005	14:10	17:59	3:49	13,8	Desconocidas
10	16/03/2005	7:24	9:15	1:51	13,8	Desconocidas
11	18/03/2005	17:48	22:59	5:11	13,8	Cortocircuito
12	21/03/2005	13:39	18:03	4:24	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
13	23/03/2005	7:59	20:15	12:16	13,8	Desconocidas
14	24/03/2005	11:56	18:07	6:11	13,8	Desconocidas
15	25/03/2005	18:40	19:44	1:04	13,8	Desconocidas
16	28/03/2005	13:41	14:59	1:18	13,8	Otros
17	30/03/2005	15:35	15:40	0:05	13,8	Descarga Atmosférica
Total:				71:46:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Abril del 2005**

Nº.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	07/04/2005	12:34	16:10	3:36	13,8	Cortocircuito
2	07/04/2005	21:14	22:25	1:11	13,8	Desconocidas
3	08/04/2005	8:55	11:05	2:10	13,8	Desconocidas
4	08/04/2005	12:32	15:33	3:01	13,8	Otros
5	08/04/2005	15:38	17:06	1:28	13,8	Enganche de vehículo alto
6	08/04/2005	18:15	21:57	3:42	13,8	Enganche de vehículo alto
7	10/04/2005	20:20	20:40	0:20	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
8	11/04/2005	14:15	19:19	5:04	13,8	Otros
9	11/04/2005	17:30	19:56	2:26	13,8	Desconocidas
10	14/04/2005	8:55	12:32	3:37	13,8	Ramas/Árbol sobre la Red
11	14/04/2005	19:32	21:32	2:00	13,8	Cortocircuito
12	17/04/2005	16:05	19:43	3:38	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
13	21/04/2005	16:42	18:56	2:14	13,8	Desconocidas
14	21/04/2005	20:39	20:57	0:18	13,8	Desconocidas
15	22/04/2005	8:43	17:30	8:47	13,8	Desconocidas
16	23/04/2005	21:36	0:00	2:24	13,8	Desconocidas
17	24/04/2005	14:29	17:02	2:33	13,8	Desconocidas
18	25/04/2005	10:26	14:55	4:29	13,8	Desconocidas
19	26/04/2005	12:23	18:07	5:44	13,8	Desconocidas
20	28/04/2005	8:02	12:13	4:11	13,8	Ramas/Árbol sobre la Red
21	30/04/2005	17:25	18:30	1:05	13,8	Descarga Atmosférica
22	30/04/2005	7:54	21:07	13:13	13,8	Ramas/Árbol sobre la Red
Total:				77:11:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Mayo del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	01/05/2005	7:38	11:18	3:40	13,8	Desconocidas
2	12/05/2005	14:47	16:07	1:20	13,8	Desconocidas
3	17/05/2005	6:29	9:44	3:15	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
4	18/05/2005	8:03	15:16	7:13	13,8	Cortocircuito
5	18/05/2005	12:03	14:13	2:10	13,8	Otros
6	19/05/2005	8:47	9:12	0:25	13,8	Otros
7	22/05/2005	18:49	19:33	0:44	13,8	Cortocircuito
8	23/05/2005	18:31	21:54	3:23	13,8	Desconocidas
9	25/05/2005	6:56	7:12	0:16	13,8	Cortocircuito
Total:				22:26:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Junio del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	01/06/2005	15:24	18:06	2:42	13,8	Cortocircuito
2	02/06/2005	17:14	18:18	1:04	13,8	Material envejecido/Mala calidad
3	04/06/2005	18:39	19:41	1:02	13,8	Desconocidas
4	07/06/2005	19:46	23:05	3:19	13,8	Sobrecarga
5	12/06/2005	16:53	18:22	1:29	13,8	Desconocidas
6	12/06/2005	18:02	19:34	1:32	13,8	Desconocidas
7	12/06/2005	19:39	22:17	2:38	13,8	Desconocidas
8	18/06/2005	12:58	14:14	1:16	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
Total:				15:02:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Julio del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	03/07/2005	20:29	21:15	0:46	13,8	Desconocidas
2	05/07/2005	10:17	17:44	7:27	13,8	Desconocidas
3	05/07/2005	19:51	21:38	1:47	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
4	05/07/2005	19:52	22:12	2:20	13,8	Desconocidas
5	08/07/2005	11:35	14:20	2:45	13,8	Cortocircuito
6	10/07/2005	19:12	22:09	2:57	13,8	Cortocircuito
7	11/07/2005	9:06	18:48	9:42	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
8	18/07/2005	8:26	10:08	1:42	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
9	22/07/2005	17:49	21:22	3:33	13,8	Cortocircuito
10	22/07/2005	7:39	20:21	12:42	13,8	Cortocircuito
11	22/07/2005	20:06	22:11	2:05	13,8	Desconocidas
12	24/07/2005	20:03	22:21	2:18	13,8	Cortocircuito
13	24/07/2005	20:08	22:30	2:22	13,8	Cortocircuito
14	25/07/2005	18:18	20:10	1:52	13,8	Desconocidas
15	30/07/2005	22:17	0:00	1:43	13,8	Desconocidas
Total:				56:01:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Julio del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	02/08/2005	16:53	17:59	1:06	13,8	Base portafusible mal estado
2	02/08/2005	18:31	19:05	0:34	13,8	Conector bajante mal estado
3	17/08/2005	15:30	18:00	2:30	13,8	Cambio de base portafusibles
4	20/08/2005	7:35	10:07	2:32	13,8	Desconocidas
Total:				6:42:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Septiembre del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	02/09/2005	11:26	13:57	2:31	13,8	Base portafusible mal estado
2	05/09/2005	15:10	17:07	1:57	13,8	Desconocidas
3	10/09/2005	7:00	8:34	1:34	13,8	Desconocidas
4	18/09/2005	15:49	16:20	0:31	13,8	Acometida en corto circuito
5	18/09/2005	10:30	11:48	1:18	13,8	Fase B.T. roto
6	19/09/2005	18:31	19:36	1:05	13,8	Desconocidas
7	20/09/2005	14:42	19:09	4:27	13,8	Fase B.T. roto
8	22/09/2005	12:40	13:35	0:55	13,8	Fase B.T. roto
9	24/09/2005	13:13	18:59	5:46	13,8	Desconocidas
10	29/09/2005	19:20	19:45	0:25	13,8	Cortocircuito red B.T.
11	30/09/2005	18:30	18:50	0:20	13,8	Cortocircuito red B.T.
Total:				20:49:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Octubre del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	09/10/2005	9:32	11:15	1:43	13,8	Desconocidas
2	11/10/2005	7:38	14:12	6:34	13,8	Descarga Atmosférica
3	11/10/2005	12:10	17:45	5:35	13,8	Desconocidas
4	12/10/2005	16:27	19:38	3:11	13,8	Cortocircuito
5	13/10/2005	6:17	7:07	0:50	13,8	Desconocidas
6	13/10/2005	18:28	22:41	4:13	13,8	Descarga Atmosférica
7	14/10/2005	10:11	13:25	3:14	13,8	Descarga Atmosférica
8	14/10/2005	15:23	16:10	0:47	13,8	Descarga Atmosférica
9	14/10/2005	12:30	16:18	3:48	13,8	Base de poste podrida
10	18/10/2005	7:09	11:51	4:42	13,8	Otros
11	18/10/2005	11:34	12:14	0:40	13,8	Cortocircuito
12	18/10/2005	15:13	18:22	3:09	13,8	Choque de vehículo
13	26/10/2005	8:38	15:05	6:27	13,8	Desconocidas
14	26/10/2005	8:52	17:59	9:07	13,8	Otros
15	26/10/2005	11:59	16:02	4:03	13,8	Otros
16	27/10/2005	10:38	19:05	8:27	13,8	Desconocidas
17	29/10/2005	9:36	13:22	3:46	13,8	Desconocidas
18	31/10/2005	6:57	10:12	3:15	13,8	Ramas/Árbol sobre la Red
Total:				73:31:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Noviembre del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	04/11/2005	19:34	0:00	4:26	13,8	Desconocidas
2	07/11/2005	16:25	23:54	7:29	13,8	Desconocidas
3	08/11/2005	7:17	15:06	7:49	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
4	21/11/2005	16:19	18:01	1:42	13,8	Ramas/Árbol sobre la Red
5	22/11/2005	8:08	15:23	7:15	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
6	23/11/2005	12:21	16:23	4:02	13,8	Desconocidas
7	23/11/2005	20:07	22:02	1:55	13,8	Cortocircuito
8	28/11/2005	9:14	9:43	0:29	13,8	Desconocidas
9	29/11/2005	19:50	23:05	3:15	13,8	Desconocidas
Total:				38:22:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Diciembre del 2005**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	01/12/2005	15:10	16:18	1:08	13,8	Cortocircuito
2	02/12/2005	17:02	17:12	0:10	13,8	Desconocidas
3	03/12/2005	7:19	10:06	2:47	13,8	Desconocidas
4	03/12/2005	9:01	9:12	0:11	13,8	Desconocidas
5	04/12/2005	8:43	13:20	4:37	13,8	Cortocircuito
6	06/12/2005	8:30	9:28	0:58	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
7	06/12/2005	8:32	16:14	7:42	13,8	Cortocircuito
8	06/12/2005	15:50	17:09	1:19	13,8	Otros
9	07/12/2005	9:50	13:27	3:37	13,8	Desconocidas
10	09/12/2005	6:33	7:20	0:47	13,8	Desconocidas
11	09/12/2005	16:54	19:46	2:52	13,8	Cortocircuito
12	14/12/2005	7:11	7:27	0:16	13,8	Otros
13	18/12/2005	13:32	14:23	0:51	13,8	Cortocircuito
14	18/12/2006	5:25	22:50	17:25	13,8	Cortocircuito
15	19/12/2005	12:35	15:45	3:10	13,8	Ramas/Árbol sobre la Red
16	22/12/2005	20:52	22:06	1:14	13,8	Sobrecarga
17	31/12/2005	9:34	11:23	1:49	13,8	Cortocircuito
Total:				50:53:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Enero del 2006**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	03/01/2006	16:02	16:50	0:48	13,8	Cortocircuito red B/T
2	06/01/2006	7:15	7:40	0:25	13,8	Desconocidas
3	11/01/2006	19:15	20:40	1:25	13,8	Desconocidas
4	12/01/2006	6:00	8:20	2:20	13,8	Pararayo quemado
5	16/01/2006	15:02	17:16	2:14	13,8	Ramas sobre red B/T
6	17/01/2006	7:34	9:02	1:28	13,8	Conectores bajantes mal estado
7	20/01/2006	7:25	8:10	0:45	13,8	Desconocidas
Total:				9:25:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Febrero del 2006**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	03/02/2006	21:06	22:17	1:11	13,8	Desconocidas
2	06/02/2006	12:10	13:59	1:49	13,8	Desconocidas
3	09/02/2006	6:06	8:48	2:42	13,8	Otros
4	13/02/2006	14:14	17:11	2:57	13,8	Descarga atmosférica
5	15/02/2006	6:29	8:51	2:22	13,8	Desconocidas
6	15/02/2006	13:42	16:55	3:13	13,8	Choque de vehículo
7	18/02/2006	10:57	14:32	3:35	13,8	Cortocircuito
8	24/02/2006	12:53	14:21	1:28	13,8	Desconocidas
9	26/02/2006	18:02	19:07	1:05	13,8	Desconocidas
Total:				20:22:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Marzo del 2006**

Nº.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	02/03/2006	20:22	22:12	1:50	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
2	03/03/2006	20:49	23:50	3:01	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
3	04/03/2006	18:57	19:46	0:49	13,8	Cortocircuito
4	06/03/2006	7:23	10:33	3:10	13,8	Cortocircuito
5	07/03/2006	9:51	12:58	3:07	13,8	Material envejecido/Mala calidad
6	16/03/2006	20:02	21:19	1:17	13,8	Cortocircuito
7	14/03/2006	21:10	23:56	2:46	13,8	Sobrecarga
8	15/03/2006	7:18	9:38	2:20	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
9	22/03/2006	7:46	9:52	2:06	13,8	Desconocidas
Total:				20:26:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Abril del 2006**

Nº.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	04/04/2006	18:50	19:33	0:43	13,8	Sobrecarga
2	04/04/2006	21:34	22:52	1:18	13,8	Sobrecarga
3	07/04/2006	16:07	17:35	1:28	13,8	Cortocircuito
4	14/04/2006	10:05	20:10	10:05	13,8	Desconocidas
5	15/04/2006	8:37	8:41	0:04	13,8	Trabajo particular
6	19/04/2006	9:21	10:40	1:19	13,8	Ramas/Árbol sobre la Red
7	19/04/2006	19:19	20:43	1:24	13,8	Sobrecarga
8	20/04/2006	11:19	13:21	2:02	13,8	Cortocircuito
9	28/04/2006	22:55	23:46	0:51	13,8	Cortocircuito
10	30/04/2006	6:13	14:09	7:56	13,8	Cortocircuito
Total:				27:10:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Mayo del 2006**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	01/05/2006	10:08	12:05	1:57	13,8	Desconocidas
2	04/05/2006	9:00	23:32	14:32	13,8	Material envejecido/mala calidad
3	06/05/2006	19:20	19:21	0:01	13,8	Desconocidas
4	11/05/2006	9:43	11:47	2:04	13,8	Desconocidas
5	12/05/2006	15:16	16:41	1:25	13,8	Desconocidas
6	16/05/2006	6:29	8:25	1:56	13,8	Conector Dilatado/Sulfatado
Total:				21:55:00		

**Registros de Interrupciones del Alimentador Primario # 1 de la S/E San Rafael
Junio del 2006**

N°.	Fecha de Desconexión (dd/mm/aa)	Hora de desconexión (hh:mm)	Hora de Conexión (hh:mm)	Tiempo de Duración de la falla (minutos)	Nivel de Voltaje (Kv)	Causa de la falla
1	04/06/2006	13:04	20:37	7:33	13,8	Desconocidas
2	05/06/2006	9:34	10:51	1:17	13,8	Sobrecarga
3	06/06/2006	12:39	14:34	1:55	13,8	Otros
4	08/06/2006	20:15	21:10	0:55	13,8	Desconocidas
5	10/06/2006	16:00	17:54	1:54	13,8	Desconocidas
6	18/06/2006	12:30	13:24	0:54	13,8	Desconocidas
7	18/06/2006	21:07	21:45	0:38	13,8	Conector dilatado/Sulfatado
8	20/06/2006	21:03	22:03	1:00	13,8	Desconocidas
9	25/06/2006	16:10	20:02	3:52	13,8	Conector dilatado/Sulfatado
10	26/06/2006	6:20	13:16	6:56	13,8	Ramas/Árbol sobre la Red
11	26/06/2006	14:21	17:17	2:56	13,8	Material envejecido/mala calidad
12	30/06/2006	8:58	10:10	1:12	13,8	Sobrecarga
Total:				31:02:00		

ANEXO 3

Diagrama Unificar del Alimentador #1 de San Rafael