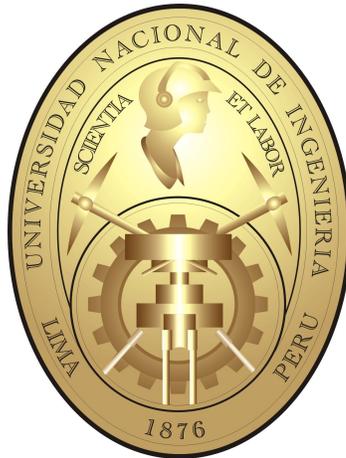


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD  
MEDIANTE EL MÉTODO DE MODO DE  
FALLAS Y UBICACIÓN ÓPTIMA DE  
SECCIONADORES EN UNA RED DE  
DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TESIS**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE  
INGENIERO ELECTRICISTA

**JORGE HERNÁN AYRE SÍNCHES**

**LIMA – PERU**

**2005**

## SUMARIO

En la presente tesis se desarrolla la problemática de la calidad del suministro eléctrico en redes de media tensión, para ello se ha desarrollado un procedimiento, que permita cuantificar la continuidad del servicio eléctrico y dar alternativas para un aumento de la confiabilidad del sistema, teniendo como objetivo seleccionar la alternativa óptima al mínimo costo, para lo cual se desarrolla un algoritmo que permita la ubicación de seccionadores en una red de distribución. El resultado es desarrollar una metodología, que permita definir la ubicación de los seccionadores y la cantidad de éstos en la red de distribución, considerando el costo de su implementación. La efectividad de dicha metodología se ilustra con una aplicación para el sistema de distribución en 10 kV de la ciudad de Iquitos.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>MÉTODO DE EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD</b>	
1.1 MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD	5
1.2 MÉTODO PROBABILÍSTICO	6
1.3 MÉTODO DETERMINISTICO	6
1.3.1 Método de Markov	6
1.3.2 Técnica de frecuencia y duración	10
1.3.3 Método de cortes mínimos	12
1.3.4 Modo de fallas y análisis de efectos (Modo de Fallas)	13
1.4 SELECCIÓN DEL MÉTODO A USAR PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD	14
1.5 ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	15

## **CAPÍTULO II**

### **LA CONFIABILIDAD EN EL SISTEMA ELÉCTRICO**

2.1	COSTO Y VALOR DE LA CONFIABILIDAD	21
2.2	PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD	23
2.3	ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	25
2.4	CALIDAD DEL SUMINISTRO CONFORME NTCSE	29

## **CAPÍTULO III**

### **MODELACIÓN TEÓRICA PARA LA UBICACIÓN DEL SECCIONADOR EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

3.1	INTRODUCCIÓN	32
3.2	PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN DE SECCIONADORES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	33
3.2.1	Análisis de operación de los dispositivos de maniobra y de protección	34
3.2.2	Análisis de confiabilidad	37
3.2.3	Análisis de alternativas de ubicaciones de seccionadores de enlace y de línea	39
3.2.4	Metodología para la ubicación óptima del seccionador en una red de distribución	40

**CAPÍTULO IV****ALGORITMO USADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CONFIABILIDAD Y DE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DEL SECCIONADOR**

4.1	INTRODUCCIÓN	42
4.2	SISTEMA DE ALIMENTACIÓN	43
4.2.1	Sistema de distribución radial	43
4.2.2	Sistema de alimentación auxiliar	44
4.3	CONFIGURACIÓN DE LA RED	45
4.4	OPERACIÓN DE SECCIONADORES	47
4.5	ANÁLISIS DE LA CONFIABILIDAD EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN	48
4.5.1	Evaluación de la confiabilidad de una red de distribución	49
4.5.2	Cálculo de los índices de confiabilidad	56
4.6	PROCEDIMIENTO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE SECCIONADORES EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA	57
4.6.1	Algoritmo del programa	59
4.6.2	Diseño del programa	60
4.7	COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON UN SISTEMA DE PRUEBA DEL IEEE	65

## **CAPÍTULO V**

### **APLICACIÓN PARA UN SISTEMA DE RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA**

5.1	INTRODUCCIÓN	71
5.2	EL SISTEMA ELÉCTRICO	72
5.2.1	Topología de la red de distribución a analizar	73
5.2.2	Parámetros eléctricos de la red	74
5.3	ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA EXISTENTE	75
5.3.1	Consideraciones para las cargas de las SED's	76
5.3.2	Evaluación de flujo de carga	76
5.3.3	Evaluación de niveles de cortocircuito	79
5.3.4	Evaluación de coordinación de protección de la red de distribución primaria	80
5.4	CÁLCULO DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	81
5.4.1	Determinación de los parámetros de confiabilidad	81
5.4.2	Resultados de los índices de confiabilidad	85
5.4.3	Comparación de los índices de confiabilidad de acuerdo a la NTCSE en su segunda etapa	88
5.4.4	Comparación de los resultados de los índices de confiabilidad con normas extranjeras	91
5.5	DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS INVOLUCRADOS POR INTERRUPCIÓN	95
5.6	SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LAS	

CUATRO ALIMENTADORES	98
5.7 DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE SECCIONADOR EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN	100
5.7.1 Ubicación del seccionador de enlace	101
5.7.2 Ubicación del seccionador de línea	105
5.8 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL SISTEMA DE MEJORAMIENTO DE LA CONTINUIDAD DE SERVICIO	111
5.8.1 Evaluación económica	114
5.9 COMENTARIOS GENERALES DEL ANÁLISIS ECONÓMICO	118
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>122</b>
<b>ANEXOS</b>	
A Manual del uso del programa propuesto	128
B Esquema eléctrico del sistema eléctrico de distribución primaria y diagramas unifilares de las cuatro alimentadores de distribución	134
C Parámetros eléctricos de la red y demanda del sistema eléctrico de distribución primaria	141
D Tasa de fallas en tramos de los alimentadores	153
E Resultados de índices de confiabilidad en los alimentadores	159
F Costos involucrados en la interrupción	168
G Ubicación de seccionador de enlace y alternativas de seccionadores de línea.	170
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>176</b>

## **PRÓLOGO**

### **Generalidades**

En cualquier red de distribución eléctrica, se presentan problemas de suministro y calidad del servicio eléctrico, estos problemas afectan finalmente al usuario, por ello es la exigencia de las empresas eléctricas contribuir con una buena calidad del servicio eléctrico.

La calidad del servicio eléctrico, se define como la capacidad del sistema para proporcionar dentro de los límites establecidos, un suministro aceptable.

Las variables que se toman en cuenta son: tensión, frecuencia, flicker, armónicos y confiabilidad, de éstos los que más afecta a los usuarios son la tensión y las interrupciones permanentes, es por eso que en la actualidad esta situación se reconoce plenamente, y un número creciente de empresas eléctricas en todo el mundo están introduciendo y empleando técnicas cuantitativas de confiabilidad.

Cabe señalar que las metas de calidad, deben ser fijadas en función de las necesidades de suministro de los consumidores, tomando en cuenta siempre las inversiones necesarias que deberán dirigirse en el equipo y su mantenimiento. La consideración de estas metas debe ser establecida a través de índices numéricos conocidos como índices de confiabilidad.

Uno de los problemas que se presentan a una mala calidad del suministro eléctrico en el caso peruano, son las interrupciones; y debido a las interrupciones las empresas distribuidoras tienen que compensar a los clientes afectados, por no cumplir los requisitos mínimos que establece la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, para lo cual se tiene que prever soluciones que permitan cumplir con dicha norma.

Existen diversas maneras de aumentar la confiabilidad de un suministro eléctrico, una de ellas es colocar seccionadores en la red de distribución y dar suministro alternativo a la red de distribución.

### **Objetivo**

La presente tesis tiene por objetivo, desarrollar una metodología para evaluar los índices de confiabilidad en una red de distribución y desarrollar un programa digital de análisis, que determine la cantidad y ubicación de seccionadores en una red de distribución.

La aplicación se desarrollará a cuatro alimentadores de una red distribución primaria donde se determinará la ubicación de los seccionadores.

Adicionalmente, se analizará el incremento del mejoramiento del suministro eléctrico cuando se añadan dichos seccionadores en la red de distribución y más aun si éstos son automáticos.

### **Alcances**

Se analizarán en cuatro alimentadores de distribución: A1, A2, A3 y A4 que presenta problemas de suministro eléctrico, para lo cual se calcularán sus índices de confiabilidad y se determinarán las ubicaciones de seccionadores para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico.

La mayor parte de cargas que contienen los cuatro alimentadores son: cargas industriales, hospitales; los cuales deben tener una alto nivel de confiabilidad, por ello, la empresa concesionaria de distribución estimó conveniente analizar la alternativa de utilizar anillado abierto utilizando seccionadores automáticos para incrementar el nivel de confiabilidad del suministro eléctrico a los clientes y a su vez disminuir las penalidades que la NTCSE le impone y también de disminuir la energía dejada de vender.

Desde luego el principal aspecto a analizar es la definición de la cantidad de seccionadores y su ubicación óptima en la red de distribución.

Por lo tanto, la presente tesis propone una solución al problema mencionado, el programa digital de análisis que se desarrollará para la ubicación óptima del seccionador también puede ser utilizado para otras redes de distribución.

## CAPÍTULO I

### MÉTODOS DE EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD

Propiamente cuando se pondera la fiabilidad o continuidad del suministro se discute sobre la falta de suministro, puesto que su cuantificación se realiza a través de medidas relacionadas a las interrupciones.

La confiabilidad de distribución es definida por IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) como la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro de un periodo especificado.

La confiabilidad de un sistema puede ser descrita por dos atributos: adecuación y seguridad [2].

La **adecuación** se define como la habilidad de suministrar energía eléctrica requerida por los consumidores dentro de los límites de tensión, potencia y frecuencia aceptable; teniendo en cuenta las salidas planeadas y no planeadas de los componentes.

La **seguridad** se relaciona a la habilidad del sistema a responder ante disturbios repentinos, tales como corto circuitos o pérdidas no anticipadas de componentes del sistema.

Las variables más importantes que se producen en el corte de suministro de energía eléctrica, que afecta a todos los usuarios, con graves alteraciones en el desarrollo habitual de cualquier actividad, son: el número de ocurrencias de fallas y sus duraciones. Por ende, el poder estimar estos datos, se torna una misión indispensable. Esta estimación presenta cierta complejidad debido a que la ocurrencia de una falla es un hecho fortuito, difícil, e incluso imposible, de anticipar. Factores climáticos como lluvias torrenciales, son causas importantes de falla en los suministros eléctricos, que aún no se pueden predecir con cierto grado de certeza [6].

## 1.1 MÉTODOS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD

Los métodos de confiabilidad definen cuantitativamente los niveles aceptables de fallas y dentro de los métodos de confiabilidad tenemos:

- a.- El **método probabilístico** que reconoce la naturaleza aleatoria de las cargas y las salidas como por ejemplo: equipos de generación / transmisión; entre el método más conocido es el de Monte Carlo.

b.- El **método determinístico** que está basado en la examinación de un número de situaciones restrictivas escogidas de acuerdo al planificador y a la experiencia del operador, tomando en consideración la incertidumbre de las cargas y a la disponibilidad de los componentes del sistema.

## **1.2 MÉTODO PROBABILÍSTICO**

Este método consiste en simular en forma estocástica diferentes casos de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada una de los componentes del sistema, donde el mas utilizado es el método probabilístico de Monte Carlo.

Este método se utiliza para sistemas en que las fallas dominantes son las de generación. La ventaja principal de este método es la facilidad que ofrece de poder tener en cuenta cualquier variable aleatoria y cualquier contingencia y la posibilidad de adoptar políticas de operación similares a las reales. Sin embargo, por ser un método estocástico que se utiliza más en sistemas de generación se prefiere usar el método determinístico, dado que es mucho más fácil su manejo.

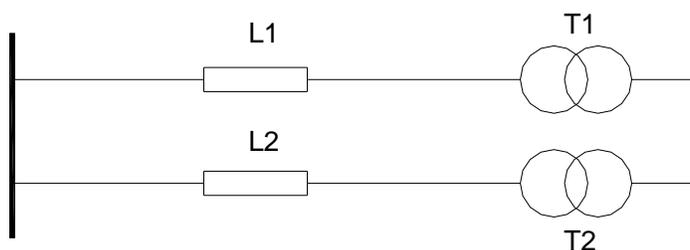
## **1.3 MÉTODO DETERMINÍSTICO**

### **1.3.1 Método de Markov**

Un proceso continuo de Markov se adecua cuando el sistema es continuo en el tiempo, es decir si en una red eléctrica, sea transmisión o de distribución,

llega a fallar un elemento y luego esta pueda ser restablecido, ya sea reemplazando o reparando, de esta manera el sistema tiende a una operación normal del sistema y por ende el sistema es continuo en el tiempo.

Si tenemos un sistema de dos ternas de línea de distribución con transformadores en serie con las líneas, tal como se muestra en la **Figura N° 1.1**



**Figura N° 1.1**  
**Sistema de dos ternas**

Este sistema puede estar operando o en falla dependiendo de los componentes del sistema, esta combinación de estados que se presenta hace que permita dar un servicio continuo en el sistema, para ello es necesario definir las condiciones de trabajo de los elementos y sus características generales.

Si las fallas ocurriesen ya sea en la línea o en el transformador o en ambos inclusive, habría la posibilidad de entregar energía por la otra terna, pero si estas fallas ocurriesen en ambas ternas ya no habría posibilidad de entregar energía al consumidor, de todas las posibilidades que se presente se conforma un estado que contiene  $2^4 = 16$  posibilidades, es decir si se presenta más elementos, la dificultad de análisis sería mayor.

Por otro lado, si consideramos situaciones más reales como sobrecarga en los elementos del sistema, que se presenta en situaciones de contingencia, por esta condición aumentaría la cantidad de estados posibles en el sistema de lo que originalmente se consideraba cuatro estados.

Si quisiéramos hallar la probabilidad de ocurrencia en un estado de un elemento con una tasa de falla  $\lambda$  y una tasa de reparación  $\mu$  con funciones de distribución exponencial, se tiene lo siguiente:

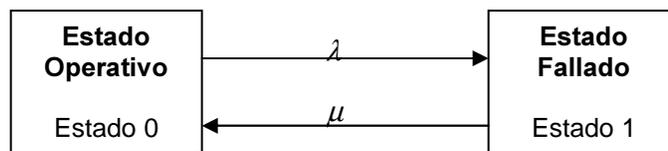
$P_0(t)$  : Probabilidad de los componentes en operación en el tiempo t

$P_1(t)$  : Probabilidad de los componentes fuera de servicio en el tiempo t

$\mu$  : Tasa de reparación.

$\lambda$  : Tasa de falla.

Del diagrama como se muestra en la figura:



Se tiene:

$$P_0(t + dt) = P_0(t)(1 - \lambda dt) + P_1(t)\mu dt \dots\dots\dots(1)$$

$$P_1(t + dt) = P_1(t)(1 - \mu dt) + P_0(t)\lambda dt \dots\dots\dots(2)$$

$$\frac{P_0(t+dt) - P_0(t)}{dt} \underset{dt \rightarrow 0}{=} \frac{dP_0(t)}{dt} = P_0'(t)$$

De (1) y (2) se tiene

$$\begin{bmatrix} P_0'(t) \\ P_1'(t) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P_0(t) & P_1(t) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix}$$

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\lambda P_0(0) - \mu P_1(0)]$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} [P_0(0) + P_1(0)] + \frac{e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu} [\mu P_1(0) - \lambda P_0(0)]$$

Si para las condiciones iniciales  $P_0(0)$  y  $P_1(0)$  es equivalente a  $P_0(0) + P_1(0) = 1$

$$P_0(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu}$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu e^{-(\lambda+\mu)t}}{\lambda + \mu}$$

Para  $t \rightarrow \infty$

$$P_0(\infty) = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$$

$$P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$$

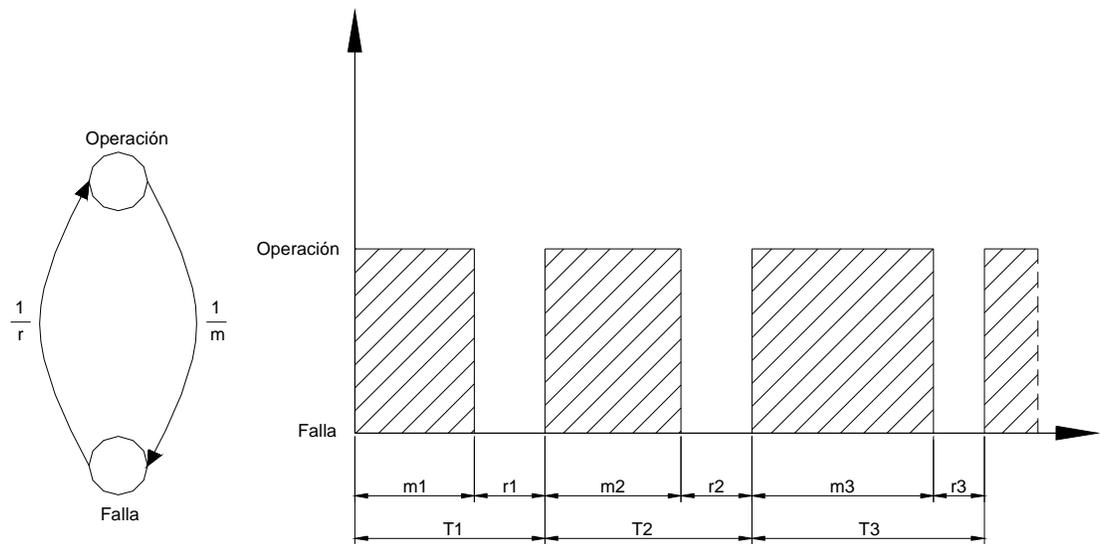
Se considera un sistema reparable de un solo componente, con tasas de falla y reparación constantes, es decir, caracterizadas por la distribución exponencial.

El método de Markov permite obtener, con excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla en un punto del sistema.

### **1.3.2 Técnica de Frecuencia y Duración**

Para un consumidor que desee conectar a un nodo de la red de una empresa eléctrica, lo más probable, es que requiera conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuánto pueden durar estas fallas de servicio. Esta técnica busca encontrar relaciones entre la cantidad de veces que puede quedar sin energía y cuánto tiempo pueden durar estas fallas.

En la **Figura N° 1.2**, se representa el proceso de operación-falla-reparación-operación de un componente.



**Figura N°1.2**  
**Proceso de operación-falla-reparación-operación**

Claramente, la frecuencia de este ciclo es  $1/T$ . La probabilidad de que un elemento esté en operación está dada por la relación:

$$P(\text{op}) = m / (m + r)$$

Donde:

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

$r = 1 / \lambda =$  tiempo promedio de reparación.

Como  $T = m + r$ , se tiene

$$P(\text{op}) = m / T = 1 / (\lambda T) = f / \lambda$$

$$f = P(\text{op}) * \lambda$$

La frecuencia en un estado determinado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho estado, y la duración media en cada estado se obtiene de la probabilidad para el estado  $i$  entre la frecuencia en el estado  $i$ .

### **1.3.3 Método de cortes mínimos**

Esta metodología es muy utilizada en procesos de evaluación de la confiabilidad de redes eléctricas y es la aplicación de los conjuntos de cortes para obtener índices de confiabilidad (frecuencia y duración de fallas).

Utilizando el criterio de éxito en 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).

En esencia, se hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio, 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.

#### **1.3.4 Modos de falla y análisis de efectos (Modo de Fallas)**

Esta técnica es particularmente adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección. Su implementación va acompañada de la determinación de conjuntos de corte mínimo conectados en cascada y sólo se consideran contingencias simples y dobles, dado que es altamente improbable de que ocurran en forma simultánea fallas en tres o más elementos a la vez. Esta técnica consiste en determinar los modos comunes de falla y análisis de efectos, donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un sistema eléctrico.

Existen también técnicas de localización óptima de recursos en redes de distribución, las que buscan aumentar la probabilidad de contar con energía eléctrica, en un punto de carga cualquiera de un sistema de distribución, mediante la determinación de nuevas inversiones.

Por lo tanto, la inversión se traduce en disminución de las tasas de falla y disminución de los tiempos de reparación de las mismas. La aplicabilidad de estas técnicas se restringe a sistemas de topología operativa radial; es decir, si ocurriera una falla en la red, parte del alimentador puede abastecerse de energía de otra fuente con una buena operación de los seccionadores.

#### **1.4 SELECCIÓN DEL MÉTODO A USAR PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD**

La presente tesis tiene por objetivo de evaluar la confiabilidad de cuatro alimentadores de distribución y determinar la ubicación óptima de seccionadores, para ello la principal variable es el tiempo de restauración de la energía con respecto al punto de carga en estudio.

En los acápites anteriores se han mencionado dos métodos de confiabilidad, que son: el método estocástico y el determinístico, y de ambas se prefirió el método determinístico ya que es apropiado para su evaluación y su explicación se menciona en los párrafos líneas abajo; en cambio el primer método se utiliza para sistemas en que las fallas dominantes son las de generación.

De los diferentes métodos determinísticos que se explicó el más usado en el análisis de confiabilidad de redes de distribución es la técnica de cortes mínimos; esta técnica se hace una representación esquemática del sistema apoyándose en la teoría de grafos y hace sus reducciones empleando los cortes, y utilizando como criterio de éxito la continuidad de servicio.

El método que se propone para realizar el análisis de confiabilidad es el método de Modo de Fallas, debido a que es adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección, de esta manera se logra ver el impacto de la confiabilidad al introducir seccionadores en la red eléctrica.

Este método esta acompañada a la determinación de conjuntos de corte mínimos.

## **1.5 ALTERNATIVAS PARA INCREMENTAR LA CONFIABILIDAD EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

El mejoramiento de la confiabilidad del servicio brindado es una preocupación de todas las compañías de electricidad. En cualquier programa de inversión, el distribuidor debe hacer un diagnóstico preciso de las características de la red, por tal motivo se tiene tres alternativas para aumentar la confiabilidad en una red de distribución eléctrica:

- a.- Reducir el tiempo de interrupción
- b.- Reducir la frecuencia de interrupción.
- c.- Reducir el impacto de interrupción.

### **a.- Reducir el tiempo de interrupción**

Éstas se basa en reducir los tiempos de restauración del servicio como el de automatizar los equipos de maniobra de la red eléctrica; otro aspecto es el de reducir el tiempo de reparación del equipo eléctrico que casualmente involucra a equipos de mayor tiempo de reparación; también, el de mejorar la calidad de información para tener un conocimiento claro de los posibles puntos a fallar, y el último aspecto, es de incrementar rutas alternativas de suministro

con la finalidad de que los puntos de carga tengan varias posibilidades de suministro ante un evento de falla que se presenta en el sistema.

También se debe analizar la eficacia de las intervenciones del personal encargado del control de las obras, la preparación de las intervenciones y la organización que permite reducir al máximo posible los tiempos de interrupción

Las opciones mencionadas se muestran esquemáticamente en la **Figura N° 1.3.**

#### **b.- Reducir la frecuencia de interrupción**

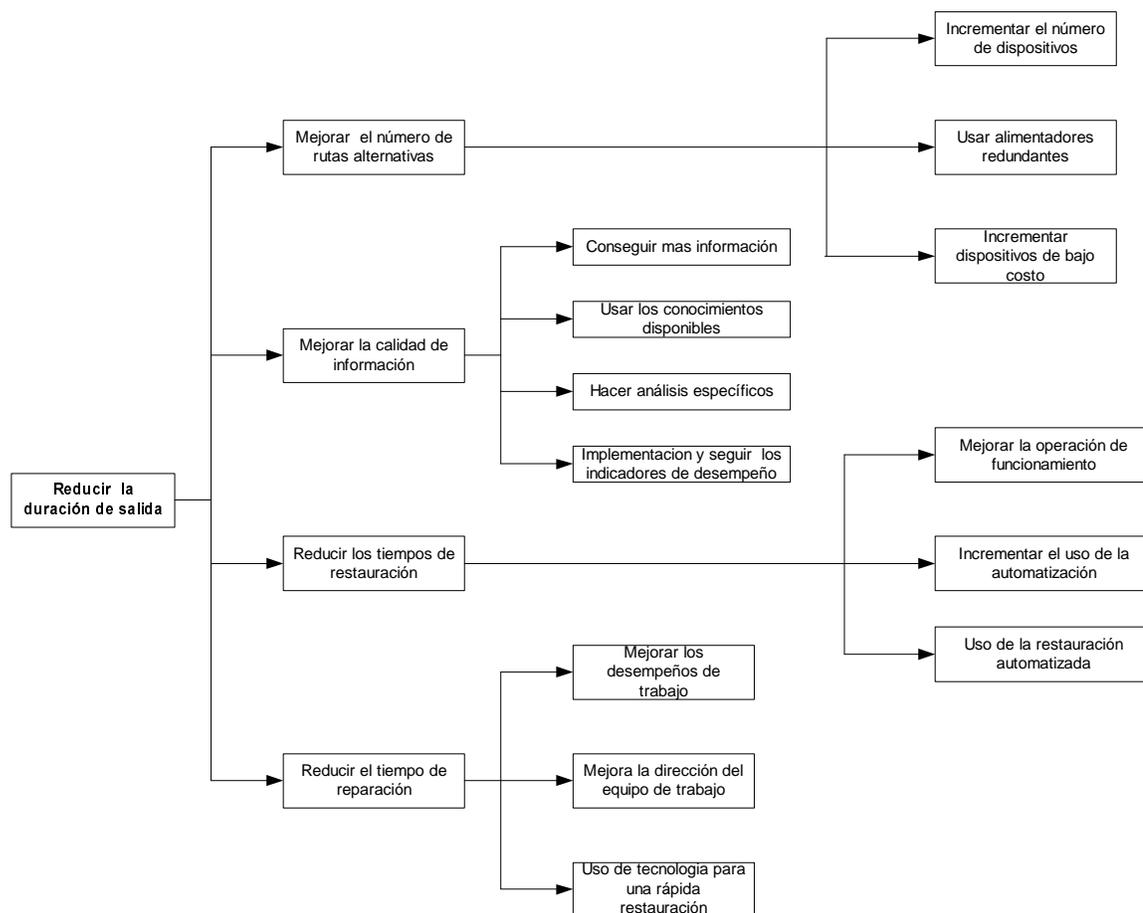
Una frecuencia de interrupción puede ser de corta duración o de larga duración dependiendo del evento de falla que se produzca, esta interrupción puede ser producido en otro tiempo y de la misma causa que se produjo en la primera interrupción; en consecuencia, la aplicación de mantenimiento a los equipos, principalmente a los puntos débiles que componen el sistema eléctrico logran reducir la frecuencia de interrupción, otro factor vendría ser el de reducir el tiempo de mantenimiento, es decir dar un mantenimiento preventivo a los equipos eléctricos.

Las opciones mencionadas se muestran esquemáticamente en la **Figura N° 1.4.**

### c.- Reducir el impacto de interrupción

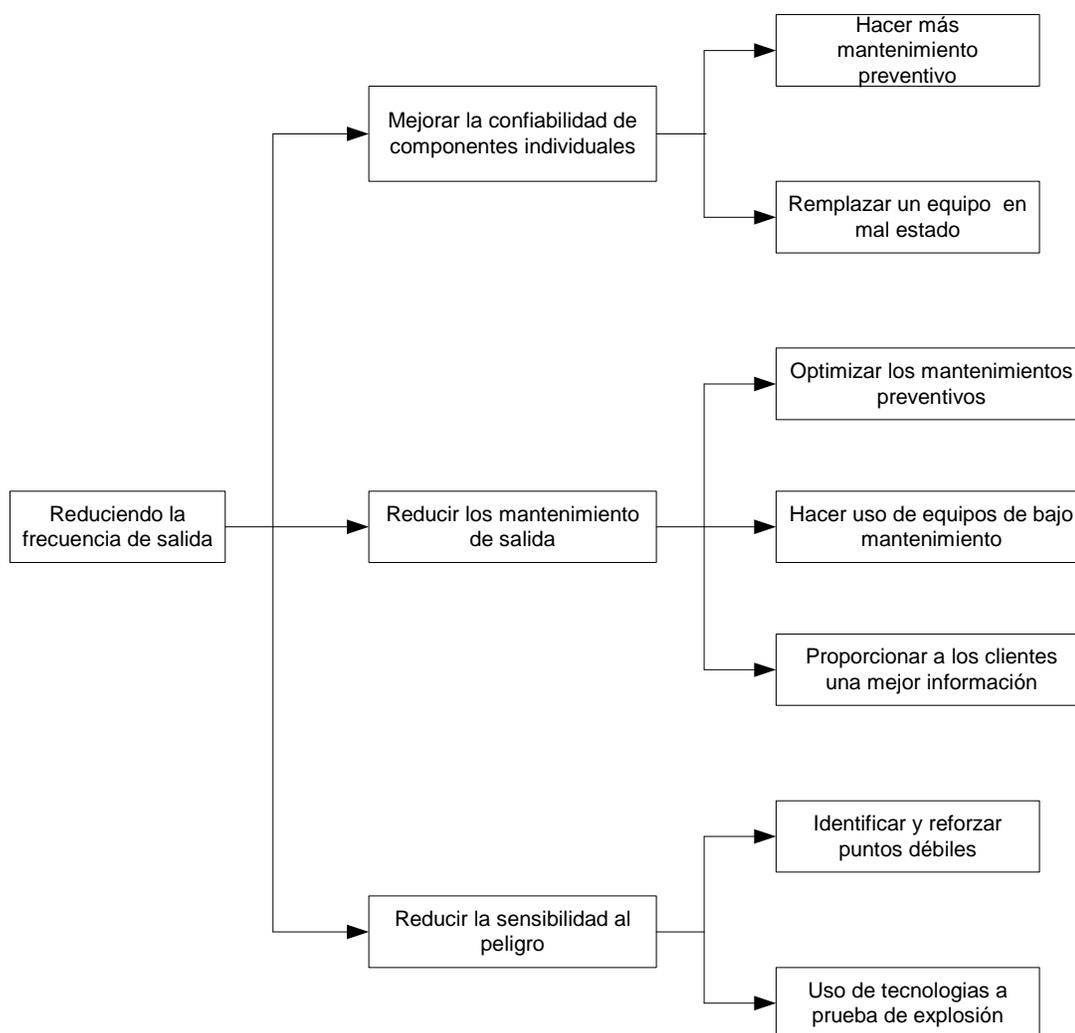
Cuando se presente una falla en la red y que esta no pueda ser aislado, puede afectar a usuarios que estén distantes de la falla, una de las maneras de reducir este impacto de la interrupción es de incrementar los dispositivos de protección y de mejorar la selectividad en el sistema de protección.

Las opciones mencionadas se muestran esquemáticamente en la **Figura N° 1.5.**



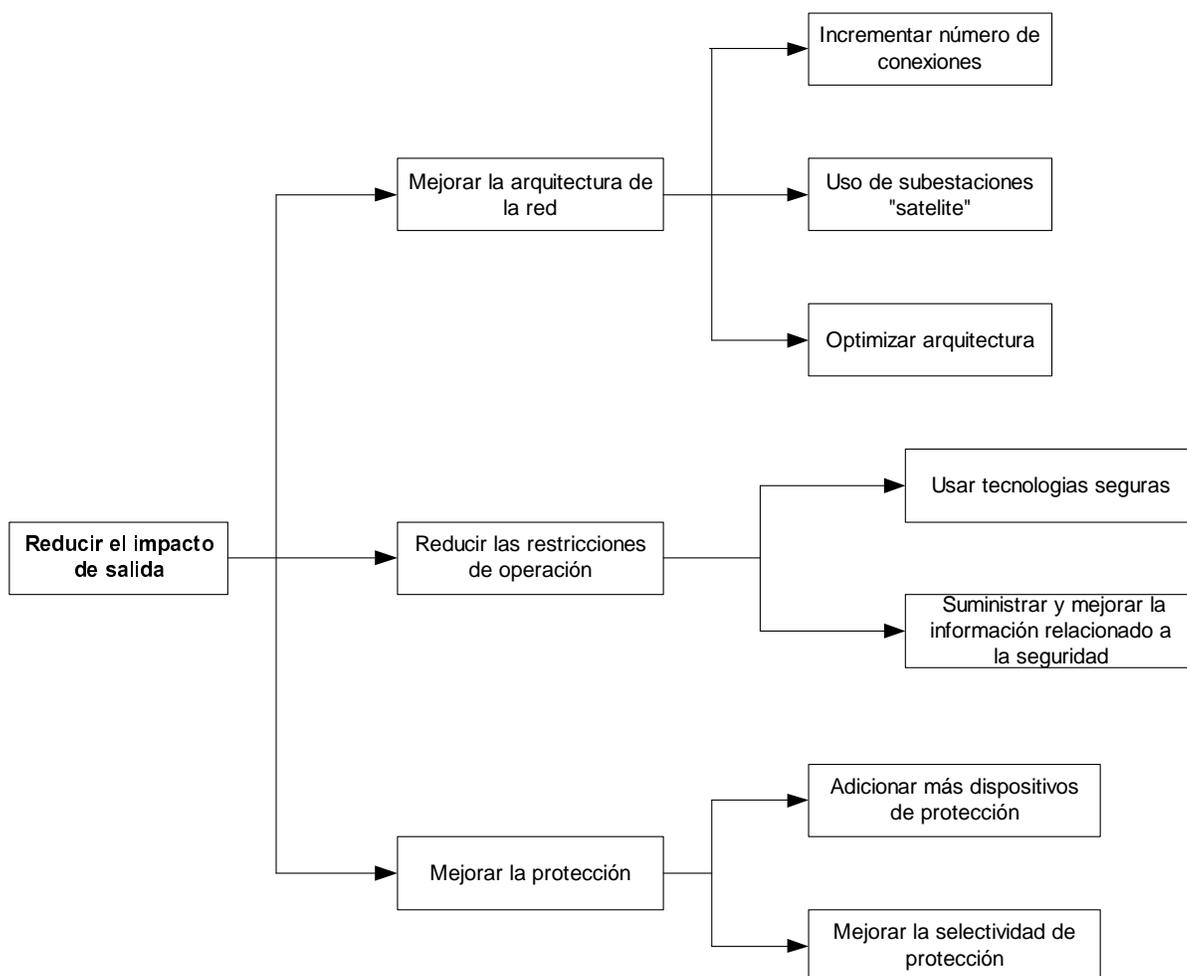
**Figura N° 1.3**

**INCREMENTO DE LA CONFIABILIDAD  
Reduciendo la duración de salida**



**Figura N° 1.4**

**INCREMENTO DE LA CONFIABILIDAD  
Reduciendo la frecuencia de salida**



**Figura N° 1.5**

**INCREMENTO DE LA CONFIABILIDAD  
Reduciendo el impacto de salida**

## **CAPÍTULO II**

### **LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO**

En la actualidad la continuidad del suministro consiste en evaluar el comportamiento pasado del sistema de potencia, considerando los datos históricos existentes en las empresas, referentes a fallas ocurridas durante el período de un año y un enfoque futuro, el cual se basa en la predicción de los índices de falla de los clientes y del sistema a partir de parámetros de confiabilidad de componentes que pueden calcularse en base a datos estadísticos existentes, o bien tomarse de estándares apropiados.

Existen cuantificadores que determinan el comportamiento del suministro de la red y que se cuantifica en función de la frecuencia y duración.

La confiabilidad es una función que expresa una probabilidad que se relaciona a la posibilidad de disponer energía eléctrica a través del tiempo.

En ciertos tiempos los componentes del sistema eléctrico sufren desperfectos y presentan situaciones de fallas, entonces la confiabilidad intenta en describir en promedio tal comportamiento.

Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores conectados en distintos puntos presentaran comportamiento diferentes. Por tal razón, se definen índices globales para el sistema e individuales, para un consumidor o grupo de consumidores conectados en un mismo punto de la red.

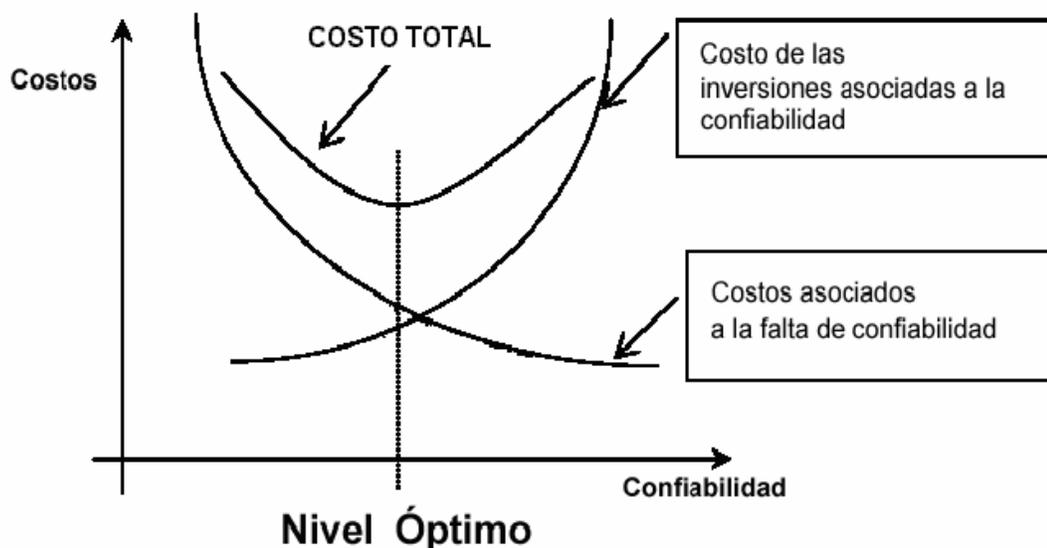
## **2.1 COSTO Y VALOR DE LA CONFIABILIDAD**

Dado el nivel de inversiones y la búsqueda de un desarrollo económico y sustentable, se deben buscar las herramientas que permitan establecer parámetros de comparación entre los costos y beneficios que acarrea el establecer ciertos niveles de eficiencia.

Desde el punto de vista netamente teórico, el situarse en el óptimo de mercado involucraría el conocer tanto el costo que tiene para las empresas eléctricas el entregar el producto electricidad o suministro con un cierto grado de confiabilidad, como el costo que tiene para los clientes el ser suministrados con cierta falta de ésta, lo que en definitiva se traduce en conocer las funciones de utilidad para cada uno de los participantes.

Es decir el nivel apropiado de confiabilidad, desde la perspectiva del consumidor puede definirse como aquel nivel de confiabilidad en que la suma

de los costos de suministro mas el costo de las interrupciones que ocurren están en un mínimo



**Figura N° 2.1**  
**Costo de la Confiabilidad**

En la **figura N° 2.1** se muestra el costo en una proporción directa en cuanto a las inversiones que la empresa eléctrica efectúa en la medida que crece el número de consumidores beneficiados, que reciben un suministro con mayor grado de confiabilidad. Por otra parte, el costo asociado en cuanto a la energía dejada de vender, penalidades y lo que los clientes dejen de hacer, tienen una relación inversa, que se incrementa a medida que se reduce el grado de confiabilidad de su energía suministrada.

Estos costos asociados a la falta de confiabilidad incluyen el costo de compensación por interrupción, el costo de la energía no suministrada, y el costo de salida al cliente.

## 2.2 PARÁMETROS DE CONFIABILIDAD

Basándonos en el método de Modo de Fallas para la evaluación de análisis de confiabilidad del sistema, se requiere datos para cada uno de los elementos que componen una red de distribución, y son: la tasa de falla y los tiempos de reparación.

Es posible hacer una estimación de las tasas de fallas y los tiempos de reparación para todos los equipos que componen un sistema de distribución a partir de datos estadísticos y de registros que se elaboren de todas las suspensiones en el servicio.

A continuación se mencionan las características de los datos que se requieren:

**a.- Tasa de falla,** Es el número de fallas de un componente por año causado por una salida permanente. Estas fallas pueden ser causadas por una mala operación, relámpagos, animales, cortocircuito, árboles, sobrecargas, fallas de aislamiento, etc.

La tasa de salida es obtenida al dividir el número total de fallas por un equipo dado entre el total de los componentes y dividida por el número de años.

Se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{Fa}{N \times T} \quad (1/\text{año}) \quad \dots\dots\dots(2.1)$$

Donde:

- Fa : cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento,  
 N : cantidad de componentes expuestos a falla.  
 T : periodo de observación, años.

En el caso de los electroductos las tasas de salida son establecidas por km por año, en algunos elementos de protección 100% confiables, bastará asignar tal componente una tasa de falla igual a cero.

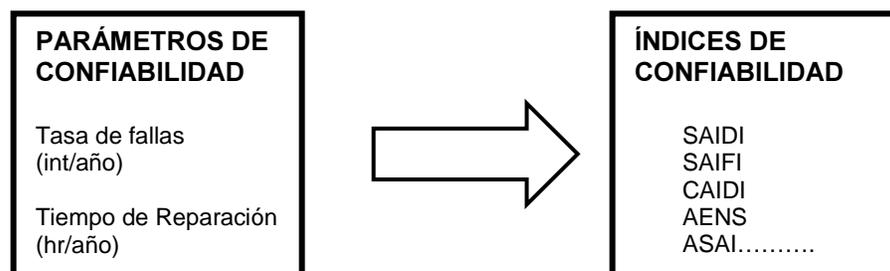
**b. Tiempos de reparación**, representa la acción de cambio o reparación del componente causante de la interrupción del servicio, también representa el periodo transcurrido desde la desconexión del circuito hasta la re-energización del mismo.

El tiempo de reparación es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas; y dependerá de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (maniobras de transferencia, reparaciones, limpieza, etc.).

El promedio de duración de salida es obtenido al dividir el total de duración de salida causado por el equipo fallado entre el número total de eventos involucrados en el equipo.

### 2.3 ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA

Los índices de confiabilidad utilizados para redes eléctricas pretenden cuantificar la calidad del servicio que presenta la red en cualquier punto de consumo. En la **Figura N° 2.2** se muestran los parámetros que se deben tener en cuenta para el cálculo de la confiabilidad y los resultados que se obtienen.



**Figura N° 2.2**

#### **Parámetros para el cálculo de la confiabilidad y sus resultados**

Los índices de confiabilidad se pueden calcular para todo el sistema, como también para puntos de carga más importantes (zona de prioridad). Los principales índices usados para todo el sistema se dividen en tres grandes grupos y se encuentran dentro de la siguiente clasificación:

- a.- Índices por frecuencia.
- b.- Índices por duración.
- c.- Índices por interrupciones momentáneas.

De acuerdo a la Norma **IEEE Standard 1366-1998 (Trial-Use Guide for Power Distribution Reliability Indices)** se especifican 12 índices de confiabilidad las cuales se hallan agrupadas dentro de la clasificación indicada líneas arriba, destacándose las seis más importantes, que se detallan a continuación:

**1.- SAIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema)**

Indica la cantidad de interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año.

Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por la cantidad de interrupciones al año en cada punto de carga del sistema (donde hay consumidores), dividido entre la sumatoria de consumidores del sistema.

$$SAIFI = \frac{\sum_{\text{PUNTOS DE CARGA}} \text{Consumidores} * \text{Interrupciones}}{\sum_{\text{PUNTOS DE CARGA}} \text{Consumidores}} \text{ -- (Inter / consumidor / año) .....(2.2)}$$

**2. SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema)**

Indica la duración de las interrupciones que un consumidor promedio del sistema sufre al año.

Se calcula como la sumatoria del número de consumidores por el tiempo de interrupción al año en cada punto de carga del sistema, dividido entre la sumatoria del número de consumidores del sistema.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Consumidores} * \text{Horas\_de\_Interrupciones}}{\sum \text{Consumidores}} \text{---(Hr/consumidor/año) \cdots(2.3)}$$

### 3. CAIDI (índice de duración de interrupción promedio, por cliente interrumpido)

Indica la duración promedio de una interrupción, por cada consumidor.

Para este cálculo solo se toman en cuenta los consumidores que han sido interrumpidos (es decir los puntos de carga donde han ocurrido interrupciones).

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Consumidores} * \text{Horas\_de\_Interrupciones}}{\sum \text{Consumidores} * \text{Interrupciones}} \text{---(Hr / Inter./consumidor) \cdots(2.4)}$$

### 4. ASAI (índice de disponibilidad promedio del servicio)

Indica la disponibilidad anual del suministro de energía.

Se calcula como la sumatoria de consumidores por la cantidad de horas disponibles del suministro en un año, dividido entre la sumatoria de consumidores por la cantidad de horas de demanda al año.

$$ASAI = \frac{\sum \text{Consumidores} * \text{Horas\_de\_Suministro}}{\sum \text{Consumidores} * \text{Horas\_de\_demanda}} \text{---(2.5)}$$

### 5.- ASIFI (índice de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado)

Este índice es similar al índice SAIFI con la diferencia que este índice está en función del kVA conectado a la carga y no con el número de consumidores, este índice sirve predominantemente para clientes industrial/comercial y se calcula de la siguiente forma

$$ASIFI = \frac{\sum_{\text{PUNTOS\_DE\_CARGA}} \text{kVA conectado} * \text{Interrupciones}}{\sum_{\text{PUNTOS\_DE\_CARGA}} \text{kVA conectado}} = \text{Inter/kVA conectado/año} \cdot (2.6)$$

### 6.- ASIDI (índice de duración de frecuencia de interrupciones promedio del sistema por kVA conectado)

Este índice es similar al índice SAIDI con la diferencia que este índice está en función del kVA conectado a la carga y no con el número de consumidores, este índice sirve predominantemente para clientes industrial/comercial y se calcula de la siguiente forma

$$ASIDI = \frac{\sum_{\text{PUNTOS\_DE\_CARGA}} \text{kVA conectado} * \text{Horas\_de\_Interrupciones}}{\sum_{\text{PUNTOS\_DE\_CARGA}} \text{kVA conectado}} = \text{Hr/kVA conectado/año} \cdot (2.7)$$

También se está considerando dos índices importantes, que representan para la empresa eléctrica el impacto en cuanto a la pérdida que se obtiene por la falta de confiabilidad, y que se mencionan a continuación:

**a.- AENS (Energía Promedio no suministrada)**

Se obtiene del total de la energía promedio no suministrada (debido a la interrupción), dividido entre el número total de clientes.

$$AENS = \frac{\sum \text{Potencia\_Media\_del\_cliente} * \text{Horas\_de\_Interrupcion}}{\sum \text{Consumidores\_servidos}} \dots\dots\dots(2.8)$$

**b.- C\_AENS (Costo de Energía Promedio no suministrada)**

Se obtiene del costo total de la energía promedio no suministrada (debido a la interrupción), dividido entre el número total de clientes.

$$C\_AENS = \frac{\sum \text{Potencia\_Media\_del\_cliente} * \text{Costo\_Medio\_de\_la\_Energia} * \text{Horas\_de\_Interrupcion}}{\sum \text{Consumidores\_servidos}} \dots\dots\dots(2.9)$$

## 2.4 CALIDAD DE SUMINISTRO CONFORME NTCSE

La actual Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos (NTCSE) publicada mediante DS-020-97-EM en octubre de 1997 y las últimas modificaciones contempladas, incluyendo el DS-040-2001-EM de julio del 2001, expresan que la calidad de suministro se expresa en función de la continuidad del servicio eléctrico a los clientes, es decir, de acuerdo a las interrupciones del servicio.

En ese sentido, para evaluar la calidad de suministro, se toman en cuenta indicadores que miden el número de interrupciones del servicio eléctrico, la duración de las mismas y la energía no suministrada a consecuencia de ellas,

siendo su período de control de interrupciones de seis (6) meses calendario de duración.

Se considera como interrupción a toda falta de suministro eléctrico en un punto de entrega, y las interrupciones pueden ser causadas, entre otras razones, por salidas de equipos de las instalaciones del suministrador u otras instalaciones que lo alimentan, y que se producen por mantenimiento, por maniobras, por ampliaciones, etc., o aleatoriamente por mal funcionamiento o fallas; lo que incluye, consecuentemente, aquellas que hayan sido programadas oportunamente.

Para efectos de la NTCSE, no se consideran las interrupciones totales de suministro cuya duración es menor de tres (3) minutos ni las relacionadas con casos de fuerza mayor debidamente comprobados y calificados como tales por la Autoridad.

La calidad de suministro se evalúa utilizando los siguientes indicadores que se calculan para períodos de control de un semestre:

**Número Total de Interrupciones por Cliente (N)**, es el número total de interrupciones en el suministro de cada cliente durante un período de control de un semestre.

**Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D)**, es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro eléctrico al cliente durante un período de control de un semestre.

Las tolerancias en los indicadores de calidad de suministro para clientes conectados en nivel de tensión primaria (media tensión de 1 kV a 30 kV), son las siguientes:

**Número de Interrupciones por Cliente (N')**

Clientes en Media Tensión : 04 Interrupciones/semestre

**Duración Total Ponderada de Interrupciones por Cliente (D')**

Clientes en Media Tensión : 07 horas/semestre

## **CAPÍTULO III**

### **MODELACIÓN TEÓRICA PARA LA UBICACIÓN DEL SECCIONADOR EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

#### **3.1 INTRODUCCIÓN**

Una instalación de dispositivos de protección en alimentadores tiene por finalidad mejorar la calidad del suministro eléctrico, los índices de confiabilidad a través de la reducción de los tiempos de interrupción y de la energía no suministrada. Los dispositivos de seccionamiento permiten a la red tener una vía de alimentación auxiliar a la red en estudio y de poder aislar la falla, las ubicaciones de estos dispositivos en una red de distribución eléctrica es un problema complejo, debido a que toma muchas variables y donde las restricciones tales como una mejora de calidad de suministro y costos de inversión tienen que ser llevados en consideración simultáneamente.

Inicialmente se analizarán los criterios de operación de los seccionadores de línea y de enlace u otro dispositivo, que opera en el sistema bajo cualquier condición de contingencia, esta determinación puede ser obtenida mediante información proporcionada por el personal de operación, que trabaja en la red de distribución o mediante un análisis de contingencia ante un eventual falla de la red.

Establecido la operación de los seccionadores existentes en el sistema eléctrico se evalúa los índices de confiabilidad para determinar el comportamiento del suministro eléctrico.

Definido los índices de confiabilidad se tendrá como objetivo de mejorar el servicio al cliente y de reducir el costo de energía no suministrada para ello la alternativa a analizar es de introducir seccionadores de enlace y de línea en el sistema eléctrico y mucho mejor si los seccionadores tienen una función automática, por lo cual es necesario evaluar cuantitativamente el impacto de la introducción de seccionadores automáticos y comparar los resultados en la mejora de la confiabilidad.

### **3.2 PROCEDIMIENTO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA UBICACIÓN DE SECCIONADORES EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

Para la determinación de la localización de un seccionador se basará en los siguientes pasos:

1. Análisis de operación de los dispositivos de maniobra y de protección.

2. Análisis de confiabilidad.
3. Análisis de alternativas de ubicaciones de seccionadores de enlace y de línea
4. Análisis de optimización de la ubicación de los seccionadores

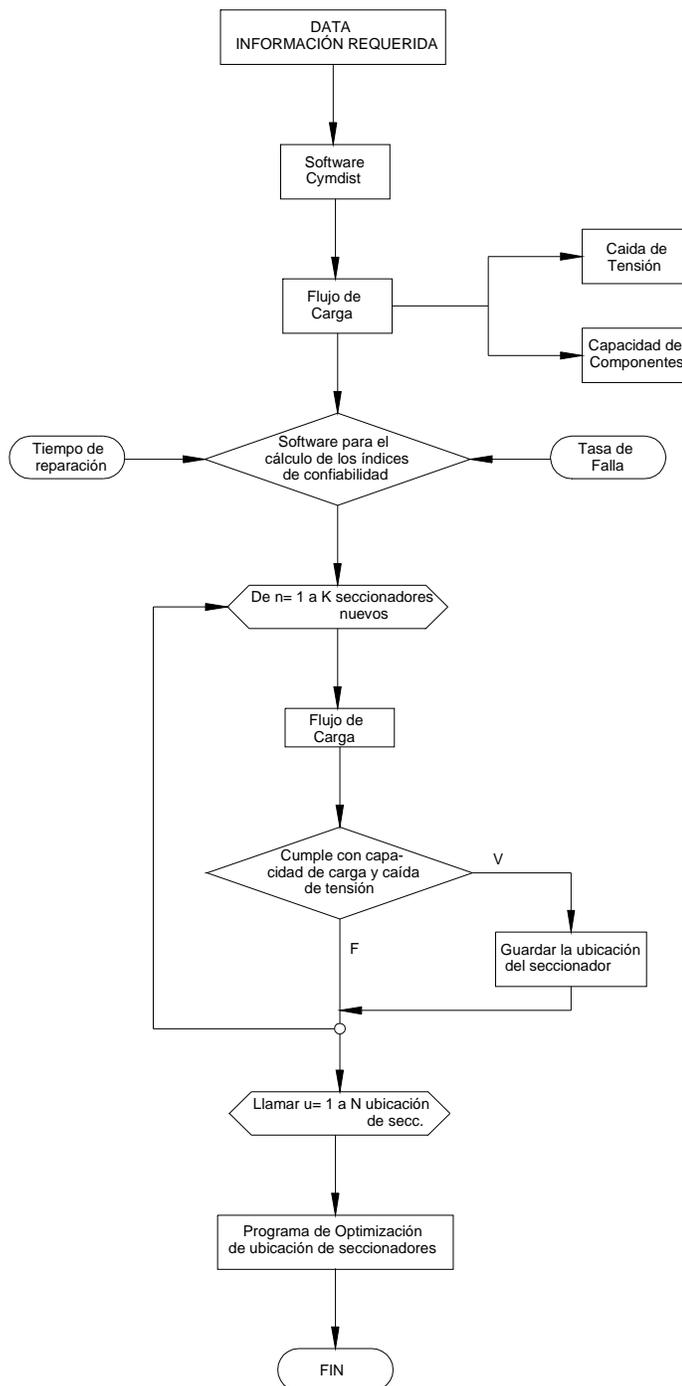
En el **grafico N°3.1** se aprecia el procedimiento a seguir para la ubicación del seccionador.

### **3.2.1 Análisis de operación de los dispositivos de maniobra y de protección**

Consiste en determinar la lógica de operación de los dispositivos en la red eléctrica ante cualquier ocurrencia de falla que se presente en la red eléctrica, esta operación de análisis es realizado con el programa Cymdist.

El Cymdist es un programa de análisis para redes de distribución para redes radiales, de la empresa **CYME**, el cual permite realizar estudios de flujo de carga, cortocircuito, análisis de contingencia, ubicación óptima de condensadores, coordinación de protección, análisis de confiabilidad y otros.

Una de las opciones que presenta el Cymdist es que la red generada puede visualizarse en un plano cartográfico y esto hace una mejor visualización de los resultados obtenidos; además, la base de datos de la red puede ser exportado a otros programas de procesamiento como Excel, Fox Pro, etc.



**Gráfico N°3.1**

**Procedimiento para la determinación de la ubicación de los seccionadores**

La información que requiere el Cymdist para el análisis de operación de los dispositivos de maniobra y de protección son los siguientes:

- Secciones de la red: Tipo Área/Subterránea, Nivel de Tensión, Sección, Nodo inicio y Nodo fin de conexión, Longitud, Resistencia, Reactancia, Admitancia y Corriente admisible.
- Transformadores: Código de Identificación, Potencia Instalada, Nodo de conexión a la red, Número de clientes conectados y Energía distribuida a los mismos.
- Equipos de Maniobra en la red: Nodo de Ubicación, Tipo, Corriente Admisible y Estado de Operación (Abierto/Cerrado)
- Características técnicas de los equipos como electroductos, transformadores, capacitores, cargas en máxima y mínima demanda, niveles de cortocircuito en generación.

### **Migración de la información**

El modelado de la red esta presentada en el formato Cymdist, y esta presenta una base de datos que permite al usuario una mejor visualización y exportación a otros programas de base de datos, los datos de exportación son la base de datos topológica de las redes, los parámetros eléctricos de los mismos, las demandas, número de clientes en cada punto de carga, y las secuencias de operación de la red ante contingencias.

El Cymdist exporta a los programas de base de datos como Fox Pro, Access, Excel, y de esta manera lleva a un mejor manejo de la base de datos de la red. La data de ingreso del programa propuesto esta hecho en un ambiente Excel, lo que permite copiar la base de datos de la red hecha en Cymdist y pegar la base de datos en el software de optimización de ubicación de seccionadores, este manejo se presenta en el **capítulo IV**.

### **3.2.2 Análisis de Confiabilidad**

A partir de los criterios de operación de la red que es la operación de los dispositivos de maniobra y de protección se podrá conocer los índices para cada punto de carga y total del sistema, para eso se debe tener los siguientes datos:

- Tasa de falla
- Información del cliente (Potencia, Número de clientes)
- Información de ocurrencia de falla (por tramo)
- Causas de la interrupción.
- Duración de la interrupción.
- Número de clientes afectados.
- Número de interrupciones por alimentador.
- Información de la topología de la red como (Número de secciones, longitud del cable, fusibles, reclosers, capacitores, reguladores, transformadores)
- La base de facturación de la empresa.

**Procedimiento para el análisis de la confiabilidad:**

Para realizar el estudio de confiabilidad es necesario asignarle a todos los elementos de la red las tasas de falla, los tiempos de reparación, como así también la lógica de operación en lo que respecta al respaldo que cada alimentador pueda tener [9].

Obtenida la información se determinará los índices de confiabilidad en base al método de modo de fallas, que es una técnica adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección, su algoritmo es detallado en el siguiente capítulo.

**Determinación de los índices de confiabilidad en un sistema de distribución**

Los resultados de los índices de confiabilidad corresponden a un criterio de procesamiento determinístico, dado que cada elemento que la compone posee una determinada tasa de falla.

Es difícil definir una función de confiabilidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores conectados en distintos puntos tendrán comportamientos diferentes. Por tal razón, se definen índices globales para el sistema e individuales, para un consumidor o grupo de consumidores conectados en un mismo punto de la red.

Los índices de confiabilidad, establecidos o estimados, permiten modelar y comprender el desempeño de la red eléctrica, evaluar su componentes (cables,

protecciones, aisladores y otros) y servir de base para decisiones de inversión y automatización.

El cálculo de los índices de la confiabilidad se detalla en el acápite 2.4.

### **3.2.3 Análisis de alternativas de ubicaciones de seccionadores de enlace y de línea**

Una red de distribución puede tener varias opciones de ubicar los seccionadores de enlace y de línea, con la finalidad de aislar un evento de falla en la red.

Existen diversos criterios para la ubicación de seccionadores de enlace y de línea, lo cual se menciona a continuación:

#### **Ubicación del Seccionador de Enlace**

Para la determinación de los seccionadores de enlace se tiene que ver tres factores para su realización:

- 1. Área crítica de energía a los consumidores**, esta determinada por el área de la red en donde es indispensable la energía, para esto la empresa distribuidora determinará el área en donde es necesario tener un nivel de suministro de energía confiable.

2. **Factibilidad eléctrica**, consiste en determinar si con el seccionador de enlace propuesto, va haber un nivel de caída de tensión aceptable y este no presente sobrecarga cuando el seccionador este operando.
3. **Factibilidad física**, consiste en determinar si la ubicación del seccionador es factible físicamente en los puntos de enlace sugeridos en la red eléctrica de los alimentadores.

### **Criterios para la ubicación de los seccionadores de línea**

Basándonos en la ubicación de seccionadores de enlace en la red eléctrica, ésta también debe ir acompañada con los seccionadores de línea, debido a que si operan los alimentadores auxiliares pueda que se sobrecargue o subtensione en alguna parte de la red eléctrica. Por tal motivo se hace necesario el efectuar flujo de carga para determinar las condiciones de la red para las diversas operaciones que se presentaran al instalar seccionadores de enlace y de línea.

#### **3.2.4 Metodología para la ubicación óptima del seccionador en una red de distribución**

El procedimiento básico para la optimización, comienza con un modelamiento inicial de la red colocando los posibles puntos de seccionamiento en los tramos de la red de distribución, con el objetivo de determinar los

mejores índices de confiabilidad del sistema, el cual tiene la siguiente estructura:

- Con el sistema de la red inicial y considerando los puntos de seccionamiento existentes, se procedió a dar alternativas de ubicación al seccionador de línea en varios puntos de la red, procediendo luego en calcular los índices de confiabilidad para los diferentes alternativas de ubicación.
- Con los resultados de los índices de confiabilidad para las diferentes ubicaciones de seccionadores de línea en la red, la mejor ubicación será la que tenga el menor valor de SAIDI (índice de duración de interrupciones promedio del sistema).
- Colocado el primer seccionador que tuvo el menor valor de SAIDI en la red de distribución, se procedió a calcular nuevamente los índices de confiabilidad con las demás alternativas de ubicación de seccionadores de línea, y de la misma forma del anterior punto se eligió el que tiene menor valor de SAIDI; de esta manera se procederá con las siguientes alternativas de ubicación.

## **CAPÍTULO IV**

### **ALGORITMO USADO PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CONFIABILIDAD Y DE LA UBICACIÓN ÓPTIMA DEL SECCIONADOR**

#### **4.1 INTRODUCCIÓN**

Los seccionadores automáticos son importantes en las redes de distribución, debido a que incrementan el nivel de confiabilidad, además éstos tienen una rápida restauración del suministro, y pueden sustancialmente ahorrar a las empresas concesionarias de distribución, que en la mayor parte de su red eléctrica tienen seccionadores que son operados manualmente. Los índices de confiabilidad son sensitivos al número, tipo y ubicación de la protección.

Muchas investigaciones tienden a técnicas de optimización en el campo operacional, mientras unas pocas investigaciones son sobre la optimización de índices de confiabilidad y costos de inversión [8]. La determinación de la

ubicación óptima y el número de seccionadores automáticos, es un procedimiento complejo e involucra un número de factores y restricciones.

Para el cálculo de los índices de confiabilidad se basó en el método de modo de fallas, que es método determinístico como técnica usual en el desarrollo de estos parámetros, y para el cálculo de la optimización de la ubicación de seccionadores, se basó en seleccionar varios puntos de ubicación eligiendo la mejor ubicación que proporcione un mayor ahorro para la empresa concesionaria de distribución y también una mejora de suministro eléctrico al cliente.

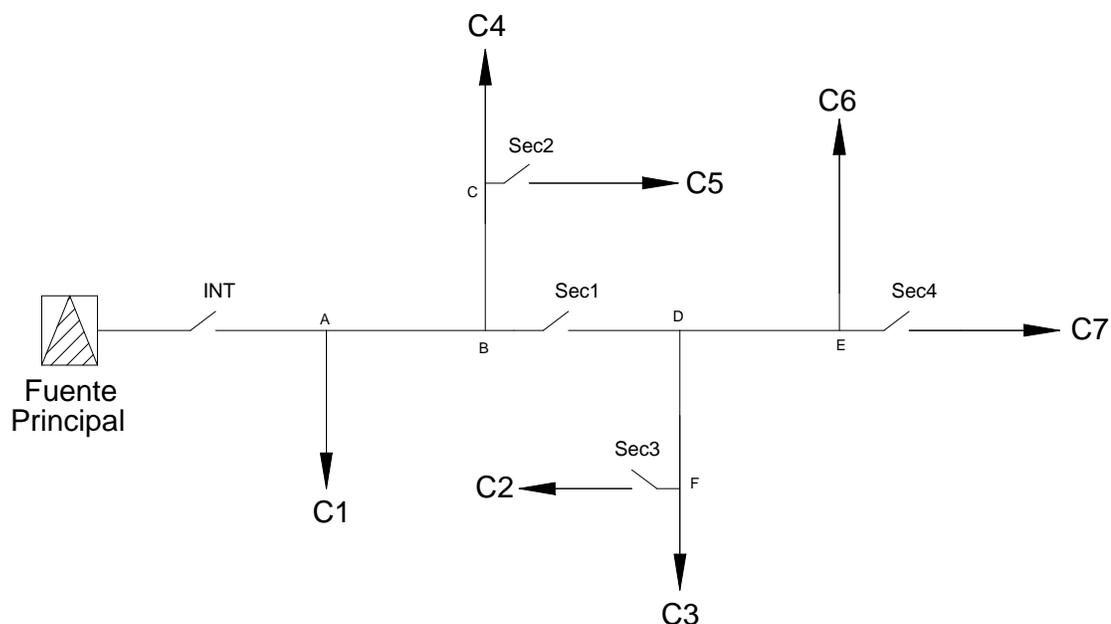
## **4.2 SISTEMAS DE ALIMENTACIÓN**

Hoy en día las empresas de distribución eléctrica tienden a suministrar energía eléctrica con un nivel de confiabilidad aceptable a un costo razonable.

A continuación mostraremos dos configuraciones de suministro de energía y que una de las configuraciones cuenta con una fuente alternativa de alimentación, mejorando de esta manera la confiabilidad del sistema eléctrico.

### **4.2.1 Sistema de distribución Radial**

Un sistema de distribución radial consiste de una sola entrada de alimentación y ésta es distribuida a todas las cargas que conforman la red de distribución. En la **figura N° 4.1** se aprecia tal configuración.

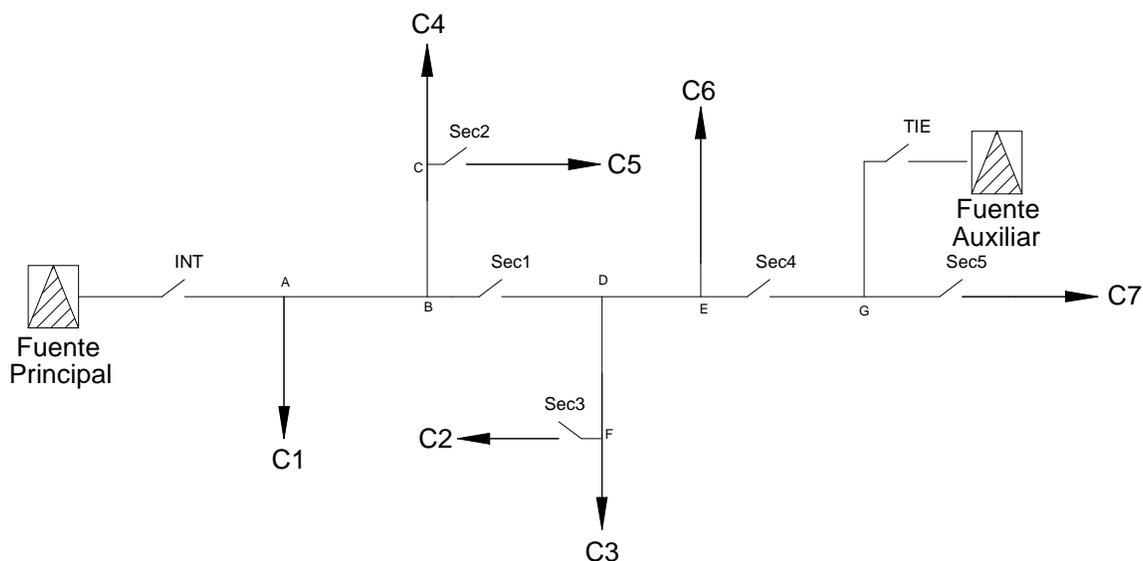


**Figura N° 4.1**  
**Sistema de distribución Radial**

En la figura anterior, vemos si un equipo eléctrico (equipo de protección, línea de transmisión, etc) falla, originará una interrupción de energía en todas las cargas aguas abajo del equipo fallado, y si este no tiene una protección adecuada puede que la interrupción afecte a todas las cargas de la red de distribución.

#### **4.2.2 Sistema con alimentación auxiliar**

Esta configuración permite alimentar a cargas que fueron afectas por una interrupción, gracias a una alimentación externa y de un seccionador de línea que ayuda aislar la falla. En la **figura N° 4.2** se aprecia tal configuración.



**Figura N° 4.2**  
**Sistema con alimentación auxiliar**

Del circuito vemos que la alimentación original es la fuente principal y la fuente auxiliar es la alimentación externa; además tiene un TIE (seccionador de enlace) que esta normalmente abierto, si ocurre una falla en el tramo BC la falla es aislada por medio del seccionador de línea Sec1 y el TIE es cerrado, con el fin de satisfacer de energía a las cargas que serian afectadas debido a la falla, la configuración permanecerá hasta que el problema se corrija y vuelva a su situación normal.

### 4.3 CONFIGURACIÓN DE LA RED

Para realizar el cálculo de los índices de confiabilidad se tienen que definir los componentes que conforman una red eléctrica, y que se señalan a continuación:



#### 4.4 OPERACIÓN DE SECCIONADORES

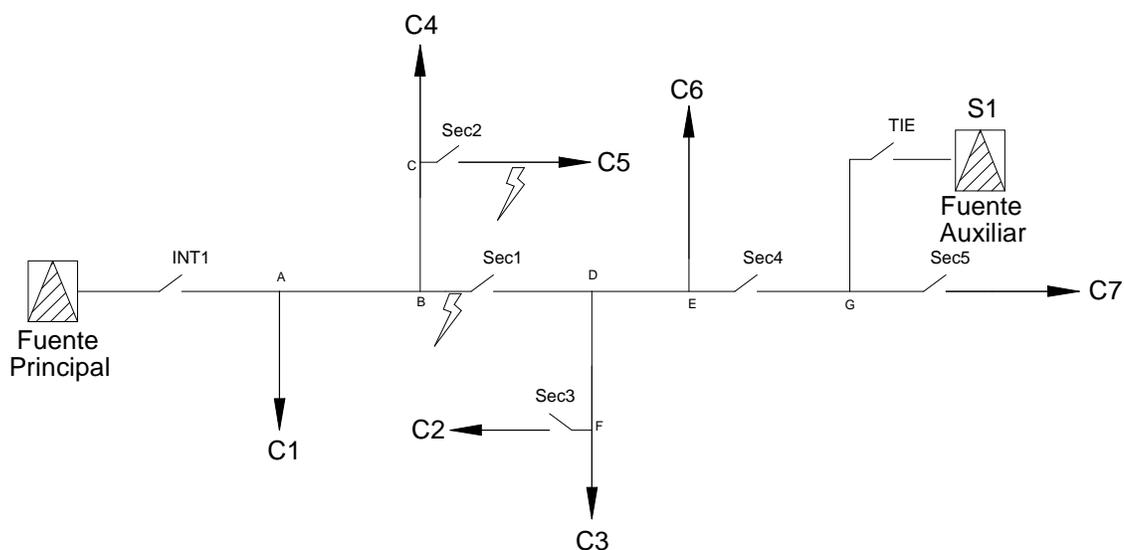
El propósito principal de la protección es proveer confiabilidad al sistema eléctrico, ya que éstos minimizan el monto de servicio perdido durante condiciones anormales evitando apagones de larga duración. Tenemos en cuenta que el tiempo de reparación del elemento fallado es más que un tiempo de maniobra, por lo tanto la pérdida de energía puede ser restablecida más rápido con una apropiada operación de seccionadores o una reconfiguración del sistema.

En un sistema de operación de maniobra se presenta dos casos: el primero caso es de aislar la falla, y el punto de carga en estudio pueda ser reenergizado de la misma fuente; el segundo caso, es de aislar la falla y dar energía al punto de carga en estudio por una fuente alternativa. En la **Figura N° 4.4** se muestra una red eléctrica con seccionamientos, por ejemplo: para el primer caso, si la falla ocurre aguas abajo del SEC2, podemos abrir el **SEC2** para aislar el tramo con el resto del sistema. La fuente original puede aun suministrar energía a todos los clientes, excepto aquellos que están aguas abajo del **SEC2**.

En la misma **Figura N° 4.4** para el segundo caso, si el tramo BD presenta una falla permanente, la falla puede ser aislada al abrir el switch SEC1 y INT1, al no existir una fuente alternativa todos los tramos aguas debajo de la zona de falla puede ser solo restaurada después de que la falla es reparada. Si tenemos

una fuente alternativa S1 aguas debajo de SEC1, esta puede ser restaurada al cerrar el TIE.

El tiempo de restauración de esta parte del sistema es corto debido a la operación de seccionadores; en caso si no hubiese seccionadores, el tiempo de restauración es mayor y estará en función al tipo de falla que se presente. Hay que tener presente que los servicios auxiliares dan energía a toda la carga sin presentar rangos fuera de lo normal.



**Figura N° 4.4**

#### **Operación de seccionadores debido a las fallas en la red eléctrica**

#### **4.5 ANALISIS DE LA CONFIABILIDAD EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN**

En un sistema de distribución se presentan dos sistemas de componentes, el primero consta de líneas, transformadores y otros que es directamente

responsable en transmitir la energía de la subestación hacia los clientes finales, y el segundo consta de equipos de protección de maniobra, como son: los fusibles, reclosers, seccionadores, interruptores, etc.

Esta red conformada por los dos sistemas, puede ayudar a la formación de áreas que permite el aislamiento de la falla responsable del no suministro de energía a las demás cargas. De esta manera es necesario formar áreas o segmentos en el sistema de distribución.

El objetivo primordial es aislar la falla y dar suministro de energía a la carga en estudio, para ello se seguirá la ruta del tramo donde se produjo la falla hacia la carga en estudio, si en esta ruta se presentan equipos de seccionamiento que puedan aislar la falla, se tomará el tiempo de close/open para el restablecimiento de la carga. Aquí se centra un mayor análisis debido a que pueden existir varios equipos de seccionamiento y rutas de alimentación, con la finalidad de poder restaurar la carga en un mínimo tiempo posible.

#### **4.5.1 Evaluación de la confiabilidad de una red de distribución**

La metodología propuesta para la evaluación de la confiabilidad es el método de modo de fallas que corresponde a un criterio determinístico, dado que cada elemento que la compone posee una determinada tasa de falla. Como primer paso tenemos que determinar el estado de topología de operación en la red eléctrica.

La topología considerada, son: los tramos en los alimentadores, fusibles, seccionadores, etc; todos estos elementos al fallar afectan con respecto al punto de carga en estudio, y su restablecimiento puede ser reparando, aislando la falla o puede ser alimentado por otra vía; todas estas alternativas de restablecimiento del servicio que están en función del tiempo permitirá hallar los índices de confiabilidad en cada punto de carga y del sistema.

Para determinar el tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico, se ha considerado tres rutas que se detalla a continuación:

1. **Ruta principal de energía**

Viene a ser la ruta de la fuente principal de suministro hacia la carga en estudio.

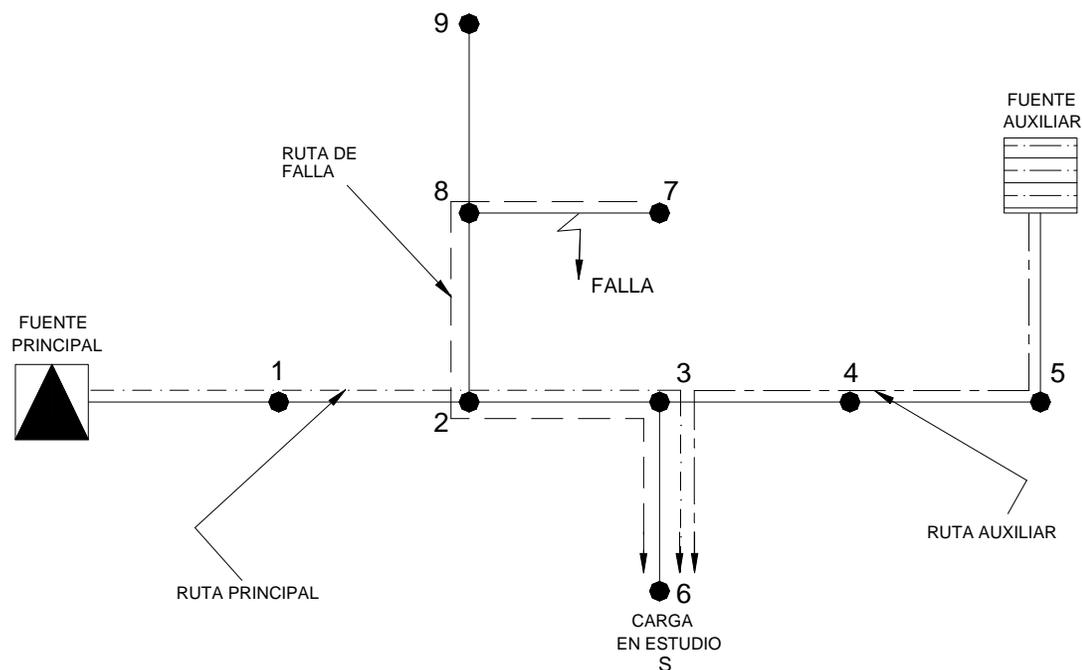
2. **Ruta auxiliar de energía**

Viene a ser la ruta de la fuente auxiliar de suministro hacia la carga en estudio.

3. **Ruta de falla**

Viene a ser la ruta del punto de falla hacia la carga en estudio.

En la **Figura N° 4.5**, se aprecia lo enunciado.



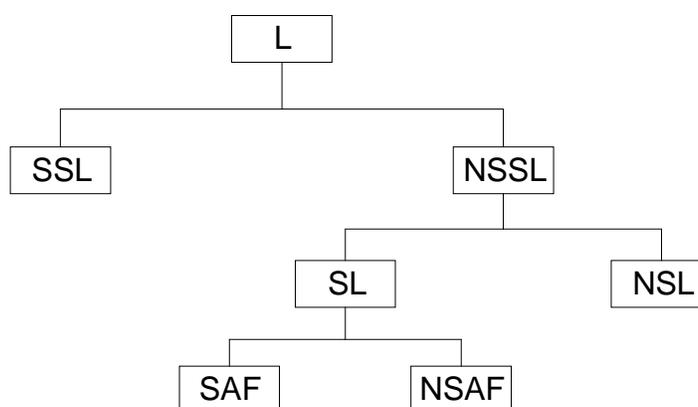
**Figura N° 4.5**

**Rutas de evaluación para el cálculo de los índices de confiabilidad**

Para el cálculo del tiempo de restablecimiento, se ha optado por el análisis de conjuntos que lo define el Electric Power Research Institute (EPRI) [12] que calcula la confiabilidad para cada punto de carga. En la **Figura N° 4.6** se muestra el análisis de conjuntos.

En análisis de confiabilidad, las fallas de todos los componentes de una red eléctrica, que causa la pérdida de servicio eléctrico en un punto de carga debe ser considerada. Este punto de carga será presentado en término de tramo, el cual se le denominará tramo en estudio S (Figura N° 4.5). Todos los componentes del sistema son localizados en la ruta entre la fuente y el segmento en estudio S (ruta principal), o no localizados sobre ella. La falla en

algún punto de la ruta principal causa una interrupción al punto de carga. La falla de componentes que no están en la ruta principal causa una interrupción en el punto de carga, a menos que el componente sea separado de la ruta de falla por un dispositivo de protección, que responde manual o automáticamente al componente fallado.



**Figura N° 4.6**  
**Análisis de conjuntos definido por la EPRI**

De esta manera, bajo este esquema de análisis de conjuntos (Figura N° 4.6) se ha definido el conjunto L que contiene todos los tramos dentro de una red eléctrica cuyas fallas pueden dejar sin energía al tramo en estudio **S**.

La partición L se divide en los conjuntos de SSL y NSSL:

- El conjunto SSL consta de los tramos que puede ser aislado de la parte continua entre S y la fuente original (ruta principal).

- El conjunto NSSL que consta de los tramos en que no pueden ser aislado por los seccionadores de la parte continua entre S y la fuente original (ruta principal).

El conjunto SSL contiene cualquier tramo separado de la ruta principal, por una operación manual o automática de seccionador. Si algún elemento de este conjunto falla, el tramo en estudio S puede ser temporalmente restaurado de la fuente original antes que la componente fallada sea reparada o remplazada.

El conjunto NSSL, contiene dos conjuntos SL y NSL

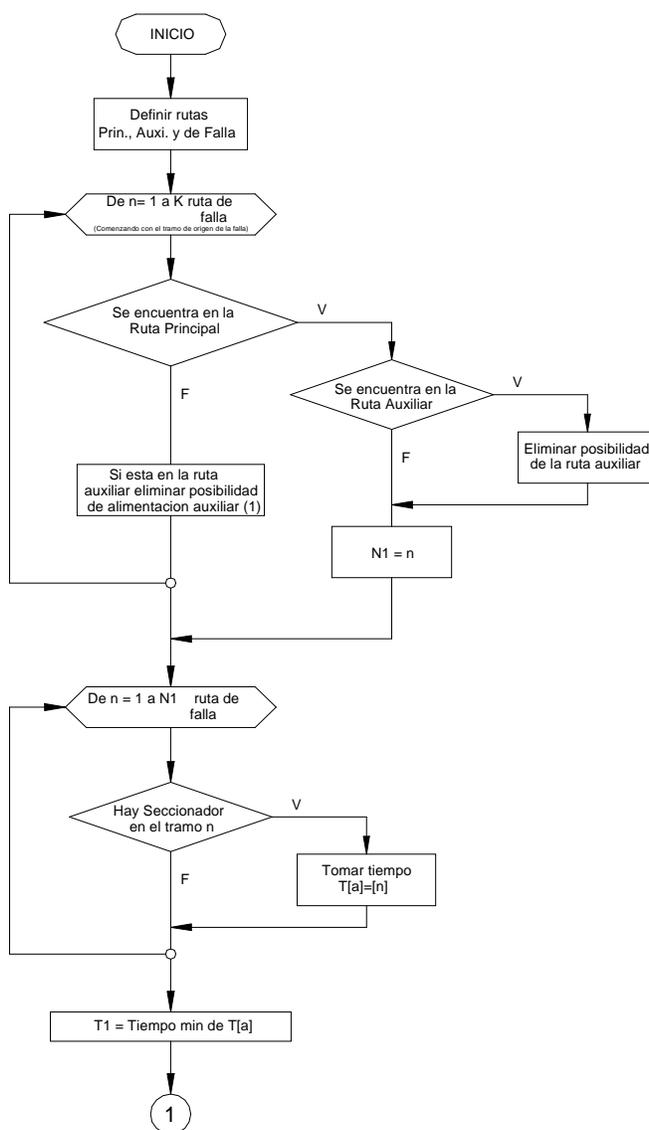
- El conjunto SL consta de los tramos que puede ser operados por los seccionadores que se encuentran en la ruta principal, tanto que si la falla ocurre en el conjunto SL, S puede ser alimentado por una fuente alternativa.
- El conjunto NSL consta de los tramos que no pueden ser operado por los seccionadores del tramo en estudio S. Este es el tramo de estudio de si mismo, tanto este conjunto solo contiene el elemento { S }

El conjunto SL se divide en SAF y NSAF:

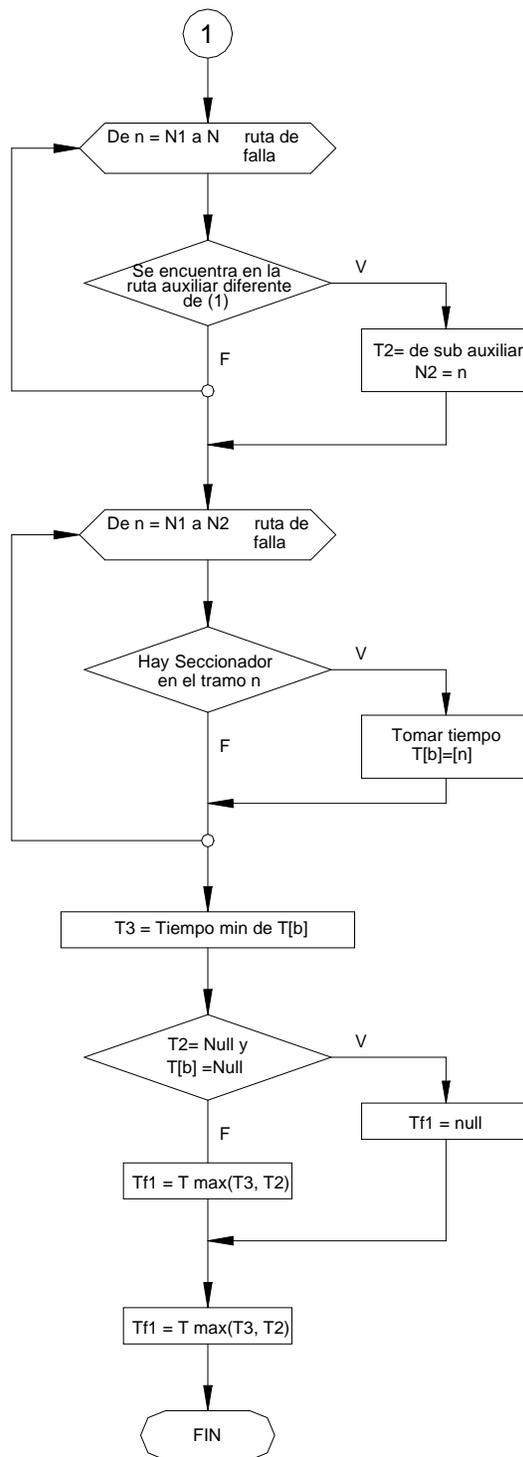
- Para el conjunto SAF, si el estado del componente es fallado en este tramo, es posible restaurar la energía a S por una fuente alternativa.
- Para el conjunto NSAF, si el tramo fallado pertenece a este conjunto, el tramo de interés S no puede ser temporalmente restaurado de una fuente

alternativa, debido a que no podría tener capacidad de soportar la carga a alimentar.

En base a estos conjuntos se ha elaborado un diagrama de flujo para la obtención del tiempo de restablecimiento, el cual se muestra en la **Figura N° 4.7A y N° 4.7B**.



**Figura N° 4.7A**  
**Diagrama de flujo para la obtención del tiempo de restablecimiento**



**Figura N° 4.7B**  
**Diagrama de flujo para la obtención del tiempo de restablecimiento**

#### 4.5.2 Cálculo de los índices de confiabilidad

El procedimiento básico para el cálculo de los índices de confiabilidad es tener la configuración de la red y la lógica de operación de los seccionamientos.

La red es analizada comenzando con una topología del sistema, y esta es descrita por tramos del sistema. Un tramo es definido como un conjunto de componentes en serie y de dos nodos en extremo. Cada nodo y los componentes considerados serán identificados.

La data de entrada incluye:

- Número de tramos.
- Número de componentes (seccionadores, interruptores)
- Número de puntos de carga a ser analizada.
- Número de seccionadores de enlace normalmente abierto.
- Información de potencia y número de clientes en cada punto de carga.
- Información de la confiabilidad para cada tramo y componentes.

Teniendo la data se lleva a un modelo descrito en el **acápite 4.5.1**, que reproducen el funcionamiento de la red, ante contingencias puntuales en los elementos que la componen, y evalúan así la calidad resultante ante cada falla en forma individual, para finalmente consolidar los resultados obtenidos a nivel total o a nivel cliente.

Para los sistemas radiales se tiene lo siguiente:

$$\ddot{e}_T = \sum \ddot{e}_i$$

$$U_i = \ddot{e}_i \cdot r_i$$

$$U_T = \sum_i U_i$$

$$r_T = \frac{U_T}{\ddot{e}_T} = \frac{\sum \ddot{e}_i \cdot r_i}{\sum_i \ddot{e}_i}$$

Donde:

$\ddot{e}_i$  : tasa de falla del componente i, fallas/año

$r_i$  : tiempo de reparación del componente i, horas

$U_i$  : indisponibilidad anual del componente i, horas/año

$\ddot{e}_T$  : tasa de falla del sistema serie, fallas/año

$r_T$  : tiempo de reparación total, horas

$U_T$  : indisponibilidad anual total del sistema serie, horas/año.

#### 4.6 PROCEDIMIENTO PARA LA UBICACIÓN ÓPTIMA DE SECCIONADORES EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Para la determinación de la ubicación óptima y el número de estos seccionadores, se empleará un modelo que evaluará los índices de confiabilidad y a su vez deberá estar asociado al costo de la interrupción por

cliente o usuario del sistema de distribución, para ello se deberán tener presente las siguientes características en cuanto al desarrollo del modelo matemático:

- Descripción de la topología de la red, sin requerimiento de simplificaciones en la configuración del sistema; donde el sistema debe ser definido de una manera simple por la descripción de sus tramos, nodos de carga, número de usuarios por nodos de carga, número de enlaces normalmente abiertos, etc.
- Cada componente debe tener la información relevante de los parámetros de confiabilidad, tales como: la tasa de fallas, el tiempo de reparación, y el tiempo de reconexión que pueda ser especificado por la empresa de distribución.
- Los seccionadores deberán ser tratados como componentes del sistema, y su ubicación debe ser parte de la topología de la red eléctrica.

Obtenida la información se procederá a definir las alternativas de ubicación de los dispositivos de seccionamiento, cuyos resultados ayudarán a determinar el impacto de la confiabilidad.

Esta filosofía de análisis es con la finalidad de determinar la solución óptima, por comparación de los índices de confiabilidad y los costos de interrupción por cliente o usuario.

#### 4.6.1 Algoritmo del programa

El seccionador propuesto es ubicado en varios puntos de la red. Después de cada cambio de ubicación y/o número de seccionadores, los índices de confiabilidad y los costos de energía no suministrada son evaluados. Evaluados los índices de confiabilidad del sistema se elige la mejor alternativa de ubicación como la solución óptima.

La estructura del algoritmo es el siguiente:

- a. Data de red, número de cliente, potencia, e información de confiabilidad de componentes.
- b. Especificar restricciones de la red (sobrecarga en elementos de la red), y definir alternativas de ubicación de seccionadores.
- c. Comenzar con primera alternativa de ubicación del seccionador.
- d. Considerar cada punto de carga del sistema a analizar.
- e. Evaluar los índices de confiabilidad para cada punto de carga, considerando todos los eventos de falla que ocurren en cada componente de la red, con respecto al punto de carga y su asociado procedimiento de restauración, usando una evaluación de aproximación convencional de la confiabilidad.
- f. Repetir para cada evento de falla y para cada punto de carga.
- g. Evaluar los índices totales del sistema y por punto de carga.

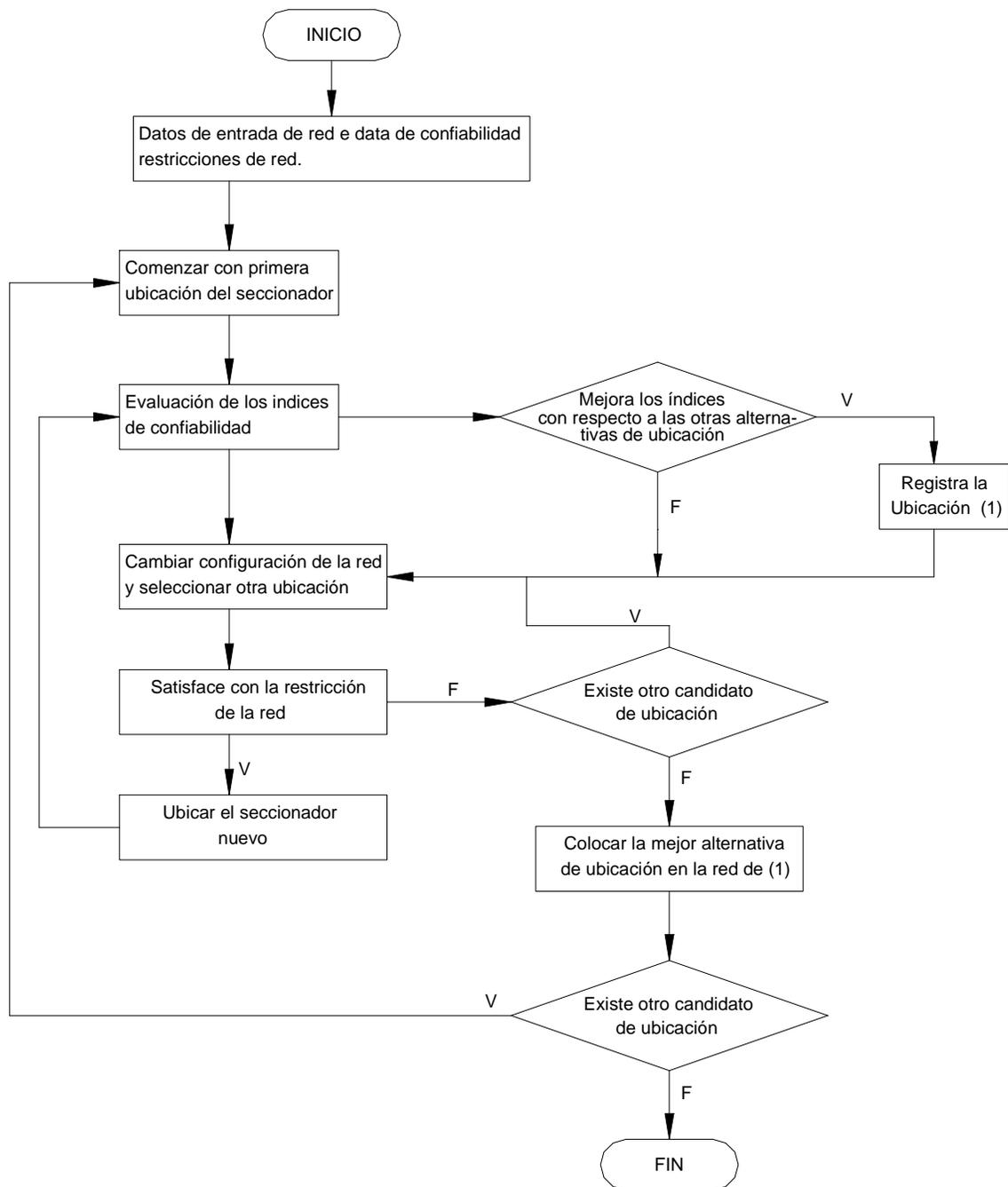
- h. Cambiar la ubicación del seccionador bajo las restricciones especificadas en la red, e ir nuevamente al paso d.
- i. Determinar la solución óptima por comparación de índices de confiabilidad y costos de energía no suministrada para todas las alternativas de ubicación, y colocar la mejor alternativa de ubicación en la red.
- j. Colocado la mejor alternativa de ubicación en la red, buscamos otra ubicación del seccionador, e ir nuevamente al paso c,
- k. Determinado las mejores alternativas de ubicación de seccionadores, hallaremos la cantidad de seccionadores que van en la red eléctrica por medio del costo de implementación y el costo a la falta de confiabilidad.

El algoritmo se muestra en la **Figura N° 4.8**

#### **4.6.2 Diseño del programa**

El programa ha sido desarrollado utilizando el lenguaje de programación de VB+ de Excel debido principalmente a la rapidez del manejo numérico, a lo que suma la nueva interfase visual, que permite crear un ambiente interactivo. El manejo del programa requiere un conocimiento de Windows en sus versiones 95 o 98.

El programa requiere del sistema Windows 95 o superior, con una capacidad de 32 MB de memoria R.A.M. disponible en un P.C. compatible.



**Figura N° 4.8**  
**Algoritmo del Programa**

## **Estructura del programa**

El programa ha sido estructurado en dos conjuntos: el primero, es la evaluación de la confiabilidad de una red de distribución; y el segundo, es la optimización de la ubicación de seccionadores.

## **Descripción de los módulos de componentes del programa**

Se tiene tres bloques de ingreso de datos para la evaluación de la confiabilidad: En el primer bloque se da el ingreso de datos de la red eléctrica, el segundo se ingresa la ubicación de seccionadores existentes en los tramos y su tiempo de actuación, también se ingresa la ubicación de la fuente de energía auxiliar, y como último bloque se ingresa los datos de carga, esta información se almacena en diversas listas y matrices según los requerimientos del programa.

En referencia a la optimización, muestra un solo bloque donde se tiene que dar la información de ubicaciones de seccionadores alternativas y su tiempo de actuación.

Como resultado de los índices de confiabilidad, se muestran tres pantallas: la primera menciona los resultados de la confiabilidad de una red de distribución eléctrica, la segunda muestra el impacto de la confiabilidad en colocar seccionadores en diversas ubicaciones y la tercera muestra en forma general los resultados de la optimización.

Los ingresos de datos en el programa se muestra en el **Anexo A**.

## **Parámetros e inicialización del programa**

En esta etapa son configurados los parámetros del sistema de distribución adecuándolos a las exigencias del modelo. Los parámetros que son ingresados al modelo se editan en pantallas, tal como se indica a continuación: En la primera pantalla, se ingresa los parámetros del modelo de distribución como: el nombre del tramo, la tasa de falla y el tiempo de reparación; en la segunda pantalla, se ingresa la ubicación de los seccionadores existentes y el tiempo de actuación y también se ingresa la ubicación de la fuente auxiliar; y en la última pantalla, se ingresa los datos de carga como: nombre de la carga, número de clientes, potencia media, costo medio de la energía, y la capacidad del transformador conectado a la carga.

## **Evaluación**

Este proceso de evaluación considera dos partes: la primera corresponde al análisis técnico y la segunda se refiere al análisis económico

### **Análisis Técnico**

Previamente antes de colocar seccionadores se tendrá que ver un análisis de flujo de carga, con el objetivo de no encontrar sobrecarga, sobretensiones y subtensiones de elementos en el momento de operación de seccionadores open/close, tal análisis se puede realizar con programas de flujo de carga.

En el caso de la evaluación de análisis de la confiabilidad, el programa de simulación propuesto permitirá asignar en forma particular para cada uno, la lógica de operación con los tiempos asociados para cada tipo de contingencia.

Una vez determinada la variable de tiempo de restauración, el programa determinará los índices en cada punto de carga y los índices totales del sistema, como también los índices de confiabilidad del sistema en varios puntos alternativos de ubicación de los seccionadores y finalmente un resumen general de la optimización.

### **Análisis Económico**

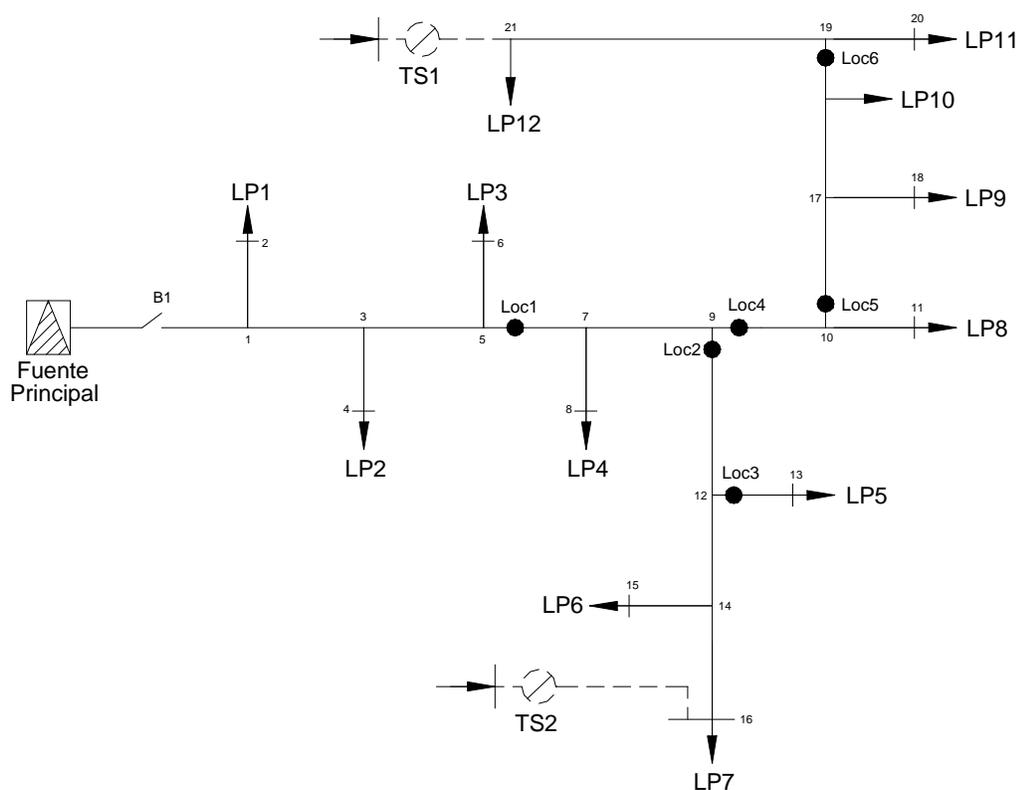
Consiste en determinar los costos de energía no suministrada asociados a la configuración actual del sistema, para luego calcular el costo de energía no suministrada cuando se adiciona seccionadores nuevos en la red y ver el impacto en los índices de confiabilidad.

### **Resultado Final**

Una vez que ha alcanzado el lugar óptimo del seccionador el programa entrega el resultado final. Ésta consiste en una lista con los tramos en donde deben ir los seccionadores nuevos, además se incluye información sobre los índices de confiabilidad y los costos de energía no suministrada con y sin los seccionadores nuevos.

#### 4.7 COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON UN SISTEMA DE PRUEBA DEL IEEE.

La comparación y validación al modelo propuesto, para ver su desempeño frente a diversos sistemas, se hará a través de un análisis comparativo entre los resultados arrojados por el programa desarrollado y un sistema de prueba, presentado al IEEE por Y. He, G. Anderson y R.N. Allan que presenta una red de distribución de aplicación, tal como se muestra en la **figura N° 4.9**



**Figura N° 4.9**

**Red de distribución presentado por Y. He al IEEE**

Este sistema corresponde a un sistema de distribución de Suecia, típica de una red de distribución de 10 kV en el cual hay una mezcla de seccionadores de operación manual y automático, el sistema tiene 12 puntos de carga y son alimentados normalmente, con el TIE-cerrado B1 teniendo la posibilidad de poder alimentarse por otros subestaciones con solo cerrar el TIE TS1 y TS2.

La información de los parámetros eléctricos de la confiabilidad son mostradas en el **Cuadro N° 4.1**

Linea	$\lambda$ (f/año)	r (h)	tswi (h)	Punto de carga	Ni	la (kW/cliente)
1	0.083	3	1	1	20	0.75
2	0.064	3	1	2	4	0.64
3	0.058	3	1	3	9	0.63
4	0.045	3	1	4	9	0.44
5	0.026	3	1	5	15	1.06
6	0.064	3	1	6	11	0.92
7	0.026	3	1	7	25	0.83
8	0.070	3	1	8	43	1.19
9	0.077	3	1	9	33	0.8
10	0.102	3	1	10	11	1.27
11	0.192	3	1	11	7	0.56
12	0.077	3	1	12	6	1.04
13	0.032	3	1			
14	0.256	3	1			
15	0.032	3	1			
16	0.019	3	1			
17	0.090	3	1			
18	0.166	3	1			
19	0.147	3	1			
20	0.096	3	1			
21	0.083	3	1			

**Cuadro N° 4.1**

**Parámetros eléctricos de la red presentado por Y. He**

Donde  $\lambda$  es la tasa de falla,  $r$  el tiempo de reparación,  $t_{swi}$  el tiempo manual de operación del seccionador,  $N_i$  es el número de clientes y  $I_a$  es la potencia promedio de carga por cliente.

La red de estudio que aplica Ying He, tal como se muestra en el **Figura N° 4.9**, realiza ocho casos para diferentes tipos de procedimientos de restauración de maniobras en la red, de los cuales utilizaremos dos casos: el primero, con una fuente auxiliar; y el segundo, con la disponibilidad de dos fuentes auxiliares.

### Primer Caso

En este caso los seccionadores de operación manual van estar ubicados en TS1, Loc4, Loc3 y Loc6 con un tiempo de actuación de 1 hora y los seccionadores de operación automática van estar ubicados en Loc1, Loc2, y Loc5 con un tiempo de actuación de 0.03 horas.

Se simuló el análisis de confiabilidad de la red eléctrica y se obtuvieron los resultados que se muestran en el **Cuadro N° 4.2**

<b>RUBRO</b>	<b>SAIFI (h/año/cliente)</b>	<b>SAIDI (h/año.cliente)</b>	<b>CAIDI (h/int)</b>	<b>AENS (kWh/año.cliente)</b>
<b>Programa Propuesto</b>	1.805	1.631	0.904	1.469

**Cuadro N° 4.2**

### Resultados de los índices de confiabilidad - primer caso

Los tiempos de reparación para cada punto de carga se muestran en el **Cuadro N° 4.3**

Punto de carga	$\lambda$ (f/año)	r (h)	U (h/año)
1	1.805	0.589	1.064
2	1.805	0.589	1.064
3	1.805	0.589	1.064
4	1.805	0.525	0.947
5	1.805	1.609	2.904
6	1.805	1.396	2.520
7	1.805	1.396	2.520
8	1.805	0.39	0.703
9	1.805	1.092	1.971
10	1.805	1.092	1.972
11	1.805	0.844	1.524
12	1.805	0.844	1.524
SAIFI (h/año/cliente)	SAIDI (h/año.cliente)	CAIDI (h/int)	AENS (kWh/año.cliente)
1.805	1.631	0.904	1.469

Cuadro N° 4.3

**Resultados de los tiempos de reparación para cada punto de carga (primer caso)**

#### **Análisis de los resultados**

Se realizó las comparaciones de índices globales del sistema según el programa efectuado con respecto al paper presentado por Ying He, cuyos resultados se observan en el **Cuadro N° 4.4**

RUBRO	SAIFI (h/año/cliente)	SAIDI (h/año.cliente)	CAIDI (h/int)	AENS (kWh/año.cliente)
Paper Y. He	1.805	1.631	0.904	1.469
Programa efectuado	1.805	1.631	0.904	1.469

Cuadro N° 4.4

**Comparación de resultados de los índices globales del sistema del paper presentado por Y. He con el programa propuesto**

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, la diferencia entre los resultados de los índices globales del sistema y el programa efectuado, es nula.

### **Segundo Caso**

Como se mostró en el caso anterior, éste se realizó con una fuente auxiliar, en el segundo caso tenemos disponible de dos fuentes auxiliares.

Los seccionadores de operación automática van estar ubicados en los puntos TS1, Loc1, Loc2, Loc3, Loc4, Loc5, Loc6 y TS2 con un tiempo de actuación de 0.03 horas., no habrá seccionadores de operación manual en el sistema.

Se simuló el análisis de confiabilidad de la red eléctrica y los resultados se muestran en el **Cuadro N° 4.5**

<b>RUBRO</b>	<b>SAIFI (h/año/cliente)</b>	<b>SAIDI (h/año.cliente)</b>	<b>CAIDI (h/int)</b>	<b>AENS (kWh/año.cliente)</b>
<b>Programa Propuesto</b>	1.805	1.004	0.556	0.883

**Cuadro N° 4.5**

### **Resultados de los índices de confiabilidad - segundo caso**

Los tiempos de reparación para cada punto de carga se muestran en el **Cuadro N° 4.6**

Punto de carga	$\lambda$ (f/año)	r (h)	U (h/año)
1	1.805	0.589	1.064
2	1.805	0.589	1.064
3	1.805	0.589	1.064
4	1.805	0.315	0.568
5	1.805	1.114	2.011
6	1.805	0.798	1.441
7	1.805	0.798	1.441
8	1.805	0.114	0.206
9	1.805	0.693	1.251
10	1.805	0.693	1.251
11	1.805	0.325	0.586
12	1.805	0.325	0.586
SAIFI (h/año/cliente)	SAIDI (h/año.cliente)	CAIDI (h/int)	AENS (kWh/año.cliente)
1.805	1.004	0.556	0.883

**Cuadro N° 4.6**  
**Resultados de los tiempos de reparación para cada punto de carga**  
**(segundo caso)**

### **Análisis de los resultados**

Al igual que en el caso anterior se realizó la verificación de los resultados de índices globales del sistema del programa efectuado con respecto al paper presentado por Y. He, cuyos resultados se observan en el **Cuadro N° 4.7**

RUBRO	SAIFI (h/año/cliente)	SAIDI (h/año.cliente)	CAIDI (h/int)	AENS (kWh/año.cliente)
Paper Y. He	1.805	1.004	0.556	0.883
Programa efectuado	1.805	1.004	0.556	0.883

**Cuadro N° 4.7**  
**Comparación de resultados de los índices globales del sistema del**  
**paper presentado por Y. He con el programa propuesto**

Como se puede apreciar en el cuadro anterior la diferencia entre los resultados de los índices globales del sistema también es nula.

## **CAPÍTULO V**

### **APLICACIÓN PARA UN SISTEMA DE RED DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA**

#### **5.1 INTRODUCCIÓN**

El mercado eléctrico peruano ha sufrido importantes cambios a partir de la Norma técnica de Calidad de Servicio Eléctrico publicado en el año 1993. Entre los cambios relacionados a los sistemas de distribución, uno de los más importantes es el que se refiere a los requerimientos de calidad de suministro. Por tal motivo, en este capítulo se aplica una evaluación de la confiabilidad de suministro en una red de distribución, aplicándola a cuatro alimentadores de media tensión perteneciente a la empresa de distribución ELOSA.

El sistema eléctrico es aislado independiente del sistema eléctrico interconectado existente, lo cual hace que la empresa se dedique a toda la actividad del negocio eléctrico, para ello cuenta con una central térmica de

generación conformada por cuatro grupos Wartsila y una unidad de generación Caterpillar, además cuenta con una unidad de generación a vapor Skoda, todas ellas ubicadas en una sola área. En cuanto al sistema de sub transmisión, se cuenta con una línea de 60 kV que enlaza la Central Térmica con un centro de transformación Santa Rosa, de aproximadamente 5.5 km.

El sistema de distribución cuenta con 9 alimentadores, que distribuyen la energía a través de la Central Térmica y de 5 alimentadores que salen del centro de transformación 60/10 kV, la aplicación se dará a cuatro redes de distribución que será identificado con los nombres: A1, A2, A3 y A4.

El análisis va ir acompañado con simulaciones de flujos de carga, corto circuito y coordinación de protección, con la finalidad de determinar los probables niveles de sobrecarga, caída de tensión y un diagnóstico de operación de los seccionadores de línea (cut – out's) ante un evento de falla que se presente en la red.

## **5.2 EL SISTEMA ELÉCTRICO**

La alimentación de energía eléctrica a las redes de distribución, proviene de la Central Térmica se encuentra conformada por cinco grupos de generación, los cuales son:

- Un (01) Grupo Skoda TG1, que cuenta con una potencia nominal de 12.5 MVA.

- Cuatro (04) Grupos Wartsila (W-01, W-02, W-03 y W-04), que cuentan con una potencia nominal de 8 MVA.
- Un (01) Grupo Caterpillar de 9.2 MVA nominales.

El transformador elevador permite llevar la energía eléctrica hacia el Centro de Transformación 60/10 kV, a través de una línea de transmisión de 60 kV que cuenta con una longitud de 5.5 km.

### **5.2.1 Topología de la red de distribución a analizar**

La central térmica entrega energía en 10 kV a nueve alimentadores y a una línea de sub-transmisión en 60 kV, que transporta la energía eléctrica al Centro de Transformación 60/10 kV, del cual salen 5 alimentadores: 4 en 10 kV y 1 en 22.9 kV, el sistema eléctrico se muestra en el **Anexo B**.

La red eléctrica a analizar, pertenece a unos de los nueve alimentadores y esta compuesta de la siguiente manera:

**a.- Alimentador A1**, con tensión nominal de 10 kV y una longitud promedio total de 6,907 metros, además alimenta a 22 subestaciones, de los cuales 12 son clientes particulares, y están protegidas por 5 seccionadores fusibles que puede ser controlados manualmente y no contiene seccionadores de enlace.

**b.- Alimentador A2**, con tensión nominal de 10 kV y una longitud promedio total de 9,747 metros, además alimenta a 42 subestaciones, de los cuales 32

son clientes particulares, y están protegidas por 4 seccionadores fusibles que puede ser controlados manualmente y no contiene seccionadores de enlace.

**c.- Alimentador A3**, con tensión nominal de 10 kV y una longitud promedio total de 6,672 metros, además alimenta a 23 subestaciones, de los cuales 4 son clientes particulares, y están protegidas por 3 seccionadores fusibles que puede ser controlados manualmente y no contiene seccionadores de enlace.

**d.- Alimentador A4**, con tensión nominal de 10 kV, longitud promedio total de 9,023 metros, además alimenta a 26 subestaciones, de los cuales 7 son clientes particulares, y están protegidas por 7 seccionadores fusibles que puede ser controlados manualmente y no contiene seccionadores de enlace.

La configuración de los cuatro alimentadores se muestra en el **Anexo B**.

### **5.2.2 Parámetros eléctricos de la red**

En la red eléctrica de media tensión (10 kV) emplean en su mayoría líneas aéreas de cobre y en un porcentaje menor, aluminio.

Los electroductos quedan eléctricamente definidos por su resistencia eléctrica y su reactancia, tanto en secuencia positiva como en secuencia homopolar, éstos se indican en el Cuadro C.6, en cuanto a los parámetros de las líneas se muestran en el Cuadro C.5, el de los transformadores en el

Cuadro C.7, y el de los generadores en el Cuadro C.8, todos estos cuadros se encuentran en el **Anexo C**.

### **5.3 ANÁLISIS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA EXISTENTE**

Para el empleo de la estructura de base de datos y topología de la red de distribución a analizar, conformado por los cuatro alimentadores de media tensión (A1, A2, A3 y A4) se empleará el software CYMDIST, que permite verificar la presencia de las siguientes condiciones anormales:

- Sobrecargas que superen los límites permisibles de los principales componentes de la red.
- Caídas o incrementos de tensión límites conforme lo solicitado por la actual NTCSE, y que deberán estar en un margen de +/- 5.0% a lo largo del alimentador.

Además, se calcularán los niveles de cortocircuito para la actual topología, y se verificará la selectividad de la coordinación de los dispositivos de protección, ubicados en la red de distribución primaria, con el fin de determinar el estado actual del sistema eléctrico de las cuatro redes de distribución.

Finalmente se determinará los índices de confiabilidad de las cuatro redes de distribución con el programa propuesto, para las distintas condiciones de operación de los seccionadores de línea (cut – out's) existentes.

### 5.3.1 Consideraciones para las cargas de las SED's

Un aspecto importante en cuanto a las cargas críticas, es que la empresa distribuidora define como áreas críticas y cargas importantes a los siguientes lugares:

- a. El Hospital Regional con una potencia instalada de 400 kVA que se recibe energía del alimentador A4.
- b. Las cargas industriales ubicadas en la parte final del alimentador A1.

Estas dos áreas permitirán definir las alternativas de ubicación de seccionadores en la red de distribución y de esta manera mejorar el nivel de confiabilidad de las redes en estudio.

La demanda mínima y máxima de los usuarios se presentan en el **Anexo C**, y la Potencia Instalada de la Central Térmica de Iquitos en los próximos 5 años, será igual a la actual con márgenes para cubrir los nuevos requerimientos.

### 5.3.2 Evaluación de flujo de carga

De acuerdo a los análisis generales efectuados se obtienen los siguientes resultados:

**a.- En condiciones de máxima demanda**

Para las actuales condiciones del sistema eléctrico y conforme con los niveles de demanda para el año 2002, se procedió a simular la condición de máxima demanda para los cuatro alimentadores de media tensión de la red de distribución analizada, y que se presenta entre las 18:00 hasta las 20:00 horas.

Los resultados obtenidos de esta simulación dan como resultado, para las cuatro alimentadores: una potencia activa de 4,975.3 kW, potencia reactiva de 4,134.7 kVAr, y un nivel de pérdidas técnicas de las cuatro alimentadores de 60.92 kW.

Los resultados se muestran en el **Cuadro N° 5.1**.

<b>Alimentador</b>	<b>Potencia Activa (kW)</b>	<b>Potencia Reactiva (kVAr)</b>	<b>Factor de Potencia</b>	<b>Pérdidas (kW)</b>
A1	799.3	259.0	0.95	4.8
A2	1,360.0	1,381.7	0.99	7.6
A3	1,211.0	1,074.7	0.75	8.8
A4	1,605.8	1,418.7	0.75	29.7

**Cuadro N° 5.1**

**Resultados de flujo de carga en condición de demanda máxima**

Los principales resultados encontrados en las condiciones de máxima demanda son las siguientes:

1. No presenta un nivel se sobrecarga en los elementos eléctricos del sistema.
2. Las caídas de tensiones en los alimentadores están dentro del rango del  $\pm 5\%$ .

**b.- En condiciones de mínima demanda**

De manera similar al análisis anterior, se efectuó el análisis en condición de mínima demanda, y que se presenta entre las 01:00 hasta las 03:00 horas.

Los resultados obtenidos de esta simulación dan como resultado, para las cuatro alimentadores de distribución, lo siguiente: una potencia activa de 2,629.8 kW, potencia reactiva de 1,371.6 kVAr, y un nivel de pérdidas técnicas de 21.9 kW.

Los resultados se muestran en el **Cuadro N° 5.2.**

<b>Alimentador</b>	<b>Potencia Activa kW.</b>	<b>Potencia Reactiva kVAr.</b>	<b>Factor de Potencia</b>	<b>Pérdidas kW.</b>
A1	525.9	11.0	0.99	2.69
A2	542.6	-44.2	-0.99	4.08
A3	509.2	481.7	0.72	1.57
A4	1052.1	923.1	0.75	13.6

**Cuadro N°5.2**

**Resultados de flujo de carga en condición de demanda mínima**

Los principales resultados encontrados en las condiciones de mínima demanda son las siguientes:

1. No presenta un nivel de sobrecarga en los elementos eléctricos del sistema.
2. Las caídas de tensiones en la red están dentro del rango del 5%.

### **5.3.3 Evaluación de niveles de cortocircuito**

Para el cálculo de la potencia de cortocircuito, se tomó en consideración una tensión nominal de 10.5 kV en la Central Térmica, y una impedancia equivalente a las impedancias transitorias de los generadores de la Central Térmica.

Los principales resultados son los siguientes:

1. La máxima potencia de cortocircuito se da ante una falla trifásica, en la barra de salida de la Central Térmica con 107.7 MVA y una corriente de cortocircuito de 5,923 amperios.
2. La potencia de cortocircuito monofásico máxima para los alimentadores de la Central Térmica, es 4 MVA con una corriente de 201 amperios, esto debido a la presencia del transformador Zig Zag con neutro puesto a tierra, que limita la corriente de falla a valores bajos con respecto a uno que tuviese una conexión directa a tierra.

### **5.3.4 Evaluación de la coordinación de protección de la red de distribución primaria**

Para esta condición de análisis se ha considerado efectuar la verificación, con las cargas a implementar en corto plazo. Bajo esta condición de carga para un escenario de máxima demanda y para las siguientes condiciones:

- Operando todos los grupos de generación de la Central Térmica, y con los ajustes de los relés de las unidades de generación las cuales se hallan en coordinación con los componentes de protección de la red de distribución.
- Dispositivos de protección (cut-out's) de la red de distribución primaria existente.
- Topología de la red de distribución sin considerar ninguna maniobra por uso de los cut-out's de enlace.

Los principales resultados son los siguientes:

- El ajuste actual de los relés a la salida de los alimentadores, ubicados en la Central Térmica, tienen una curva característica de tiempo definido pero con márgenes cortos (0.05 seg mínimo) para la selectividad de los cut-out's con respecto a él.

- En cuanto a los cut-out's, en el análisis con respecto a la selectividad entre dispositivos de protección existentes, se observa que no se puede lograr una selectividad adecuada, debido a que los rangos de tiempo configurados en los relés son cortos; por lo que no puede efectuarse ninguna selectividad entre relé y los cut-out's ubicados a lo largo de los alimentadores.

## **5.4 Cálculo de los índices de confiabilidad del Sistema**

### **5.4.1 Determinación de los parámetros de confiabilidad**

Basándonos en las estadísticas de fallas en la red primaria que elabora la empresa concesionaria de distribución, se determinó que la mayor cantidad de fallas que se presentó en la red de distribución fueron en los tramos de la red más no en los equipos de protección, por ello se ha considerado que los equipos de protección son plenamente confiables.

Primeramente se determinarán los parámetros de confiabilidad, tal como se indicó en el capítulo II, y cuyos resultados se muestran a continuación:

- a. Determinación de la tasa de fallas ( $\lambda$ )**, Este parámetro representa la frecuencia como un elemento puede fallar. La determinación de esta tasa, es basado de las estadísticas de fallas que elabora la empresa concesionaria, por ello una de las informaciones importantes que elaboró la empresa concesionaria de distribución es de definir áreas en la red eléctrica donde cada área está definido

por el número de interrupciones al año, la información básica se indica en el **Cuadro N° 5.3**.

El detalle de los valores de tasa de fallas en tramos por alimentador, en el periodo 2000 y 2001, se detallan en el **Anexo D**

ALIMENTADOR	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	AREA I	AREA II	AREA III	AREA IV
A1	LONGITUD	Metros	1248.8	1603.3	.....	.....
	TASA	Interrup./año	4	5	.....	.....
A2	LONGITUD	Metros	1369.5	551.2	679.2	1129.6
	TASA	Interrup./año	5	4	6	4
A3	LONGITUD	metros	695.6	1622.3	910.6	
	TASA	Interrup./año	4	4	4	
A4	LONGITUD	metros	1835.6	1040.2	2733.8	.....
	TASA	Interrup./año	3	6	4	.....

**NOTA:** AREA I, II, III y IV: Corresponden a un área de longitud del alimentador

### **Cuadro N°5.3**

#### **Tasa de fallas en alimentadores de la red primaria**

- b. **Determinación del tiempo de interrupción (r)**, es el tiempo total de interrupción en cada tramo de los alimentadores, depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema.

Para mayor claridad, las clasificaciones de los tiempos que componen el tiempo de interrupción, se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- **Tiempo de conocimiento de la falla**, es el tiempo que los operadores de la Central necesitan para darse cuenta de la presencia de una falla.

- **Tiempo de preparación**, es el tiempo necesario para obtener los recursos y dar inicio a la localización de la falla.
- **Tiempo de localización**, es el tiempo que demora en efectuar las verificaciones y pruebas para localizar la falla, y llegar hasta el punto de falla.
- **Tiempo de maniobra para la transferencia**, es el tiempo necesario para realizar maniobras con el objeto de restablecer el servicio a los tramos donde sea posible.
- **Tiempo de reparación**, es el tiempo destinado a la reparación del componente fallado.
- **Tiempo para restablecimiento normal**, es el intervalo que se tarda en recuperar la configuración normal de la operación.

Para la determinación del tiempo de interrupción se ha tomado en cuenta el registro de fallas obtenidos en los tres últimos años (2000, 2001 y el primer semestre del 2002), en donde se indica el número y duración de las interrupciones, tomándose como tiempo de interrupción del tramo, el tiempo de interrupciones sostenidas entre el número de interrupciones sostenidas, evaluada en un periodo de un semestre.

La determinación del tiempo de interrupción se detalla en el **Cuadro N°**

#### **5.4.**

ALIMENTADOR	CONDICION	ANO 2000			ANO 2001			ANO 2002	
		1 SEMESTRE	2 SEMESTRE	TOTAL	1 SEMESTRE	2 SEMESTRE	TOTAL	1 SEMESTRE	2 SEMESTRE
A.1	Interrupciones Sostenidas	4	0	4	1	5	6	5	
	Interrupciones Momentaneas	8	5	13	3	8	11	14	
	Total			17			17	19	
	Duracion de la Interrupcion Sostenida (hr)	3,27	0,00	3,27	0,350	4,393	4,743	1,911	
	Duracion de la Interrupcion Momentanea (hr)	0,180	0,137	0,317	0,086	0,194	0,280	0,460	
	Tiempo de Interrupcion (hr)			0,82			0,79	0,38	
A.2	Interrupciones Sostenidas	9	4	13	5	4	9	4	
	Interrupciones Momentaneas	3	8	11	7	3	10	10	
	Total			24			7	14	
	Duracion de la Interrupcion Sostenida (hr)	4,18	1,49	5,68	2,050	1,943	3,993	2,325	
	Duracion de la Interrupcion Momentanea (hr)	0,100	0,190	0,290	0,170	0,060	0,230	0,220	
	Tiempo de Interrupcion (hr)			0,44			0,44	0,58	
A.3	Interrupciones Sostenidas	3	0	3	0	1	1	3	
	Interrupciones Momentaneas	1	3	4	3	7	10	2	
	Total			7			11	5	
	Duracion de la Interrupcion Sostenida (hr)	2,27	0,00	2,27	0,000	0,479	0,479	0,518	
	Duracion de la Interrupcion Momentanea (hr)	0,050	0,069	0,119	0,088	0,155	0,243	0,042	
	Tiempo de Interrupcion (hr)			0,76			0,48	0,17	
A.4	Interrupciones Sostenidas	4	1	5	4	2	6	2	
	Interrupciones Momentaneas	2	0	2	2	5	7	7	
	Total			7			13	9	
	Duracion de la Interrupcion Sostenida (hr)	1,87	3,62	5,48	0,950	0,150	1,100	1,833	
	Duracion de la Interrupcion Momentanea (hr)	0,100	0,000	0,100	0,047	0,084	0,131	0,172	
	Tiempo de Interrupcion (hr)			1,10			0,18	0,92	

Cuadro N° 5.4

**CALCULO DE TIEMPO DE INTERRUPCION DE LOS TRAMOS DE LOS ALIMENTADORES  
EN EL AREA DE DISTRIBUCION**

#### **5.4.2 Resultados de los índices de confiabilidad**

Tomando en cuenta la tasa de falla y el tiempo de interrupción en los tramos de los alimentadores, se obtiene los resultados de los índices totales del sistema que se muestran en el **Cuadro N° 5.5**, además los resultados para cada punto de carga se muestra en el **Anexo E**.

Del **Cuadro N° 5.5** se describe lo siguiente:

- a. En cada alimentador, los resultados de los índices SAIFI es igual al número de interrupciones producidas en su año respectivo, esto es debido a que, en la red estudiada no existe coordinación en el sistema, y que cualquier falla que se presente en el sistema sale fuera todo el alimentador.

Una de las maneras para mejorar el SAIFI, es una mejor selectividad en la coordinación de la protección en el sistema eléctrico.

- b. Los resultados de índice SAIDI, varía de acuerdo a la duración de la interrupción que se presente en cada año, de acuerdo a la información histórica proporcionada por ELOSA estas se atenúan en los alimentadores A3, A4 y A2, y en el alimentador A1 presenta un cierto incremento.

Una de las maneras de mejorar el SAIDI es automatizando los equipos de protección de la red, con el objetivo de disminuir el tiempo de interrupción.

ALIMENTADOR	INDICES DE CONFIABILIDAD										
	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASIFI	ASIDI	AENS	ASAI	C_ENS			
ANO 2000											
A1	4,000	2,603	0,651	4,000	2,477	1,442	0,99970	S/. 82.373,00			
A2	13,000	2,895	0,223	13,000	2,895	1,508	0,99967	S/. 186.236,17			
A3	3,000	1,974	0,658	3,000	1,984	0,544	0,99977	S/. 114.891,16			
A4	5,000	3,768	0,754	5,000	3,503	1,694	0,99957	S/. 281.394,43			
ANO 2001											
A1	6,000	3,797	0,633	6,000	3,622	2,107	0,99957	S/. 120.364,48			
A2	9,000	2,004	0,223	9,000	2,004	1,044	0,99977	S/. 128.932,73			
A3	1,000	0,457	0,457	1,000	0,458	0,127	0,99995	S/. 26.805,52			
A4	6,000	0,842	0,140	6,000	0,806	0,381	0,99990	S/. 63.061,94			

Cuadro N° 5.5  
**Indices de Confiabilidad Totales de los cuatro alimentadores**

Los valores de CAIDI, que representa el tiempo promedio requerido para restaurar al número total de clientes, muestran una disminución en el año 2001; en el caso de los índices ASIFI y ASIDI que representan el promedio de las interrupciones y su duración con respecto a los kVA de transformadores instalados en la red, tienden a un crecimiento de ASIDI en el alimentador A1 y una disminución a los alimentadores A2, A3 y A4, los resultados de estos índices nos ayudarán a determinar el estado de confiabilidad comparando con normas extranjeras de la región de andina que establecen tolerancias respecto a estos índices.

En el caso del índice AENS que es un indicador promedio de energía no suministrada, este índice es muy importante para la empresa de distribución, porque permite ver en promedio la energía no suministrada a los clientes. Viendo los resultados del año 2001, el alimentador A1 da un incremento del promedio de energía no suministrada con respecto al año 2000; asimismo, con respecto a este índice se puede esperar, que el valor del costo de energía promedio no vendida (C\_ENS) se incremente.

Finalmente el ASAI (índice de disponibilidad de servicio) del año 2001, presenta una mejora en los alimentadores A2, A3 y A4 con respecto al año 2000, de la misma forma, el alimentador A1 presenta un decrecimiento en la disponibilidad de servicio.

El objetivo de cualquier empresa de distribución es de reducir los índices de confiabilidad; en ese sentido, se debe buscar la reducción del SAIFI (Índice

de frecuencia de interrupciones promedio del sistema) y el SAIDI (Índice de duración de interrupciones promedio del sistema), que son los índices de confiabilidad más importantes del sistema.

#### **5.4.3 Comparación de los índices de confiabilidad de acuerdo a la NTCSE en su segunda etapa.**

Los índices de confiabilidad son resultados promedios de un sistema, el cual refleja el comportamiento de suministro eléctrico a los usuarios finales, en lo que se refiere a la Norma Técnica de Calidad de Servicio Eléctrico, en su tercera etapa establece una tolerancia de interrupciones en la red de Media Tensión.

<b>Cliente</b>	<b>Número de Interrupciones</b>	<b>Duraciones de Interrupciones</b>
Media Tensión	8 Número/año	14 horas/año

**Cuadro N° 5.6**

#### **Tolerancias de Suministro Eléctrico en Media Tensión**

Las tolerancias que se muestra en el **cuadro N° 5.6**, es evaluado como la sumatoria de interrupciones y su duración en un período de semestre y para cada cliente; asimismo, en la segunda etapa de la Norma Técnica del cual no tiene aplicación en este momento establece unos factores de tolerancias de interrupciones que es importante para medir el grado de interrupciones por kVA instalado.

Los factores son: FMIK (Frecuencia Media de Interrupción por kVA Instalado), que mide la cantidad de veces que el kVA medio de la empresa se interrumpe en un período, este factor acumulado durante el período de un año no debe superar a la cantidad de 4(veces), y el TTIK (Tiempo Total de Interrupción por kVA nominal Instalado) que mide el tiempo total que el kVA medio da la empresa se interrumpe en un período, este factor acumulado durante le período de un año no debe superar el tiempo de 16 horas. Lo que se pretende llegar, es que los índices de confiabilidad ASIFI y ASIDI son valores promedios y que los factores FMIK y TTIK son valores acumulativos durante el periodo de un año.

En lo que respecta al índice ASIFI, ésta refleja la cantidad de veces que salio fuera de servicio durante un año, debido a que una falla de la red perjudica a todas las cargas que suministra la subestación, por este motivo el índice ASIFI se convierte en un índice acumulativo, en cambio el índice ASIDI esta reflejando un valor promedio de interrupción, y no un acumulativo de interrupción durante el período de un año. Para los cuatro alimentadores de media tensión analizados los valores de duración de interrupción acumulada durante el período de un año se muestra en el **Cuadro N° 5.4** y en forma resumida se muestra en el **Cuadro N° 5.8**

Alimentadores de media tensión analizadas			NTCSE Segunda Etapa FMIK
Alimentador	ASIFI (Año 2000)	ASIFI (Año 2001)	
A1	4	6	4
A2	13	9	
A3	3	1	
A4	5	6	

Cuadro N° 5.7

**Comparación de número de interrupción por kVA instalado de cuatro alimentadores analizados con respecto a otras redes de distribución nacional**

En el **Cuadro N° 5.7** se aprecia que para los cuatro alimentadores de media tensión analizados, existe un incremento de interrupciones en el año 2001 de los alimentadores A1 y A4, de acuerdo a la NTCSE, en su segunda etapa establece una tolerancia de 4 (cuatro), siendo afectada a los alimentadores A1, A2 y A4 que están fuera de los límites establecidos.

Alimentadores de media tensión analizadas			NTCSE Segunda Etapa TTIK
Alimentador	ASIDI Acumulativo (Año 2000)	ASIDI Acumulativo (Año 2001)	
A1	3.27	4.74	16
A2	5.68	3.99	
A3	2.27	0.48	
A4	5.48	1.10	

Cuadro N° 5.8

**Comparación de Tiempo total de Interrupción por kVA instalado de cuatro alimentadores analizados con respecto a otras redes de distribución nacional**

En el **Cuadro N° 5.8** se aprecia, que para los cuatro alimentadores de media tensión, existe un incremento de duración de interrupciones en el alimentador A1 para el año 2001, ahora basándonos en la NTCSE en su segunda etapa, establece una tolerancia de tiempo de 16 horas, y esta no es afectada a ninguno de los alimentadores analizados.

De esta comparación vemos como la red de estudio deberá enfrentar nuevos cambios para su mejora y nuevas inversiones para la necesidad de mejorar el nivel de confiabilidad de su red.

#### **5.4.4 Comparación de los resultados de los índices de confiabilidad con normas extranjeras**

Basándonos a los resultados de los índices de confiabilidad, se efectuó la comparación con normas extranjeras, con la finalidad de ver el grado de confiabilidad de ambas partes; ya que las normas extranjeras son aplicadas mayormente en base al comportamiento de su red. A continuación mencionaremos algunos países que establecen la calidad del suministro eléctrico.

En el caso de la **Norma Colombiana** establece que la Calidad del Servicio Prestado se evalúa por medio de dos indicadores: Duración Equivalente de las Interrupciones de Servicio (DES) y Frecuencia Equivalente de las Interrupciones de Servicio (FES), los cuales se calculan para un período de un año, la

comparación de las tolerancias permitidas de la NTCSE y la Norma Colombiana (NCOL), se muestran en los **Cuadro Nº 5.9 y Cuadro Nº 5.10**

En el caso del **Reglamento de Chile** establece dos factores: el número de interrupciones y la duración de las interrupciones, ambos con un período de control de doce meses. La comparación de las tolerancias permitidas en la NTCSE y la Norma Chilena (NCHIL) se muestran en los **Cuadro Nº 5.9 y Cuadro Nº 5.10**.

Además para el control de la evaluación de la calidad de suministro en instalaciones de servicio público de distribución, el reglamento establece los siguientes índices: Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT; Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK; Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT; Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK.

Los valores máximos para los parámetros mencionados, considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos siguientes, con la probabilidad de ocurrencia que determine la norma técnica correspondiente: FMIT entre 5 y 7 veces al año; FMIK entre 3,5 y 5 veces al año; TTIT entre 22 y 28 horas al año; TTIK entre 13 y 18 horas al año.

En el **caso de Argentina** establece la evaluación en base a los indicadores de la frecuencia de interrupciones y la duración total de la interrupción, con un período mínimo de control de seis meses. La comparación

de las tolerancias entre la NTCSE y la Norma Argentina (NARG) se muestran en los **Cuadro N° 5.9 y Cuadro N° 5.10.**

Al igual que en el caso Chileno, el Reglamento Argentino contempla indicadores de control adicionales basados en: Índices de interrupción por transformador (frecuencia media de interrupción - FMIT y tiempo total de interrupción - TTIT); Índices de interrupción por kVA nominal instalado (frecuencia media de interrupción - FMIK y tiempo total de interrupción - TTIK).

Los valores máximos para los parámetros mencionados, considerando sólo interrupciones internas de la red, deberán estar dentro de los rangos de FMIT  $\leq 2.2$  veces por semestre, TTIT  $\leq 7.8$  horas por semestre, FMIK  $\leq 1.4$  veces por semestre y TTIK  $\leq 4.6$  horas por semestre.

Nivel de tensión	Número interrupciones (número/año)			
	NTCSE	NCOL	NCHIL	NARG
Media Tensión	8	18	14 urb; 26 rur	8

**NOTA:** **NTCSE** (Norma peruana), **NCOL** (Norma colombiana), **NCHIL** (Norma chilena), **NARG** (Norma argentina)

**Cuadro N° 5.9**  
**Comparación del número de interrupciones de la norma peruana con otras normas extranjeras**

Nivel de tensión	Duración de interrupciones (horas/año)			
	NTCSE	NCOL	NCHIL	NARG
Media Tensión	14	12	10 urb; 15 rur	24

**NOTA:** **NTCSE** (Norma peruana), **NCOL** (Norma colombiana), **NCHIL** (Norma chilena), **NARG** (Norma argentina)

**Cuadro Nº 5.10**  
**Comparación de la duración de interrupciones de la norma peruana con otras normas extranjeras**

Como puede verse de los cuadros anteriores, la comparación de la norma Peruana (NTCSE) con respecto a las normas extranjeras del continente sudamericano, la NTCSE es más exigente en lo que se refiere a interrupciones y que tiene la misma exigencia con la norma Argentina. En el caso de la duración máxima permitida, la norma Colombiana es más flexible con respecto a otras normas, pero no es exigente en lo que se refiere al número de interrupciones.

En el caso del Reglamento Argentino y Chileno, éstas contemplan indicadores de control adicionales basados en: Índices de interrupción y de duración por kVA instalado, que equivalen a los índices promedios ASIFI y ASIDI. La comparación de los resultados de índices de confiabilidad del año 2001 para los cuatro alimentadores de media tensión analizados, con respecto a las normas extranjeras se describe en los **Cuadro Nº 5.11 y Cuadro Nº 5.12**

Alimentador	ASIFI	FMIK (Chil)	FMIK (Arg)
A1	6	3.5 - 5	•1.4*
A2	9		
A3	1		
A4	6		

NOTA: (\*) Para un periodo semestral

**Cuadro Nº 5.11**  
**Comparación de los resultados del índice ASIFI año 2001**  
**con los índices de normas extranjeras**

Alimentador	ASIDI	TTIK (Chil)	TTIK (Arg)
A1	4.74	13 – 18	•4.6*
A2	3.99		
A3	0.48		
A4	1.10		

NOTA: (\*) Para un periodo semestral

**Cuadro Nº 5.12**  
**Comparación de los resultados del índice ASIDI año 2001**  
**con los índices de normas extranjeras**

De estos cuadros se aprecia que el índice ASIFI de la redes analizadas, esta fuera de la tolerancia permitida respecto a otras normas extranjeras, salvo del alimentador A3, y en lo que se refiere al índice ASIDI para las cuatro alimentadores de media tensión se encuentra dentro de los límites tolerables.

## 5.5 Determinación de los costos involucrados por interrupción

Los costos involucrados cuando hay una interrupción de energía eléctrica se menciona a continuación:

### **a.- Costo de la energía no suministrada (ENS)**

Cuando sucede una interrupción en el sistema eléctrico, la concesionaria de distribución deja de vender al cliente o usuario, ésta energía dejada de vender representa a la empresa concesionaria un costo de energía no suministrada.

A partir de los registros de interrupciones y duraciones por alimentadores, se determinó un promedio del costo de la energía dejada de vender por la empresa a sus clientes, y que se detalla en el **Anexo F**.

Se ha considerado las interrupciones que corresponden a la red de distribución, y en especial al rubro de mantenimiento no programado (NP).

Este costo es evaluado de la siguiente forma:

**Costo de ENS** = (Tiempo Interrupción) x (Potencia en el momento de la Interrupción) x (Costo Medio de Energía vendida al Cliente)

### **b.- Costo por mantenimiento para restablecimiento del servicio**

En base a la información suministrada por la propia empresa distribuidora que presentó en los cuatro alimentadores de media tensión analizados, los costos por mantenimiento para el restablecimiento del servicio y se tienen dos componentes:

- 1.- El primero se refiere a la actividad propia de restaurar el servicio, cuando ocurre una interrupción en el sistema, que es un monto de S/. 540.
- 2.- El segundo costo, es un cargo mensual en cuanto al área de mantenimiento por realizar operaciones, que es de S/. 43,000.

En base a lo definido en el primer costo indicado, se ha evaluado el costo total promedio que se tiene por el restablecimiento del servicio cuando halla una interrupción, y que para propósitos del estudio se mantendrá durante el periodo de análisis.

En el **Anexo F**, en función al parámetro indicado en el párrafo anterior, se definen los costos para los años 2000, 2001 y 2002.

**c.- Costo por compensación de energía no suministrada según lo indicado por NTCSE**

Representa el costo que debe pagar la empresa distribuidora a los clientes, por la mala calidad de la energía eléctrica; este costo se calcula en base a lo que especifica la NTCSE y se detalla a continuación:

$$\text{Costo por Interrupción} = e \times E \times \text{ENS}$$

Donde:

e : 0.35 US\$/kWH (Tercera Etapa)

E : Factor de interrupción (basado a las tolerancias de interrupción al cliente)

ENS : Es la Energía teóricamente No suministrada a un cliente determinado.

## 5.6 Situación actual del sistema eléctrico de los cuatro alimentadores

Los cuatro alimentadores de media tensión analizados, cuenta con puntos de maniobra conformado por fusibles del tipo cut – out’s para operar sin carga, las cuales son maniobradas manualmente por el personal de operaciones.

**El sistema eléctrico de las cuatro redes tiene un flujo de potencia** en condiciones de máxima demanda de 4,975.3 kW y de 4,134.7 kVAr, lo cual da un factor de potencia de 77%.

En cuanto a los **niveles de cortocircuito** se encuentran en niveles altos, debido al incremento en la generación de la Central Térmica, que se traduce en los siguientes puntos:

- Los actuales dispositivos de protección (fusibles del tipo cut – out) a lo largo de los alimentadores, cumplen en cuanto a un escalonamiento por capacidad de corriente.

- Los **dispositivos de protección**, no cumplen en cuanto a la selectividad que deberían tener por niveles de cortocircuito, debido a los valores altos existentes a lo largo de los alimentadores.
- Como consecuencia de la escasa selectividad, al ocurrir una falla en cualquier punto del alimentador, se produce la desconexión de todo el alimentador por apertura del interruptor principal.

Estas interrupciones de energía se traducen en los niveles de calidad de suministro, que se indican en el **Cuadro N°5.4**. Además, los tipos de fallas que se presenta de manera común son las siguientes:

- Falla que implica desconexión del alimentador, y luego una posterior ubicación de la falla, maniobra y/o reparación, y restablecimiento del servicio.
- Falla monofásica a tierra intermitente, debido a la descarga en algún elemento de la red, o por contacto de rama de árboles a lo largo del alimentador aéreo.

Los índices de confiabilidad, detallan un incremento de la duración de interrupciones para el año 2001 en el alimentador A1, en cambio en los alimentadores A2, A3 y A4 disminuyen. De los cuatro alimentadores la duración de interrupciones están dentro de los valores establecidos por la norma; pero debe enfrentar nuevos cambios para su mejora y nuevas inversiones, para

mejorar el nivel de confiabilidad, ya que el problema radica principalmente, de no suministrar energía eléctrica en puntos de cargas importantes como hospitales, centros industriales, etc.

### **5.7 Determinación de la ubicación óptima de seccionador en la red de distribución**

De los resultados de los índices de confiabilidad, se llega a la conclusión de mejorar el suministro eléctrico en las redes de A1, asimismo en el **Cuadro N°5.4** se aprecia un incremento de los tiempos de restauración en el alimentador A4; además los alimentadores A1 y A3 cuenta con una carga importante que son: el Hospital Regional y cargas industriales, estas cargas se ve obligada a salir fuera de servicio cuando se presenta una falla en cualquier punto de la red de distribución.

Los alimentadores en estudio, no cuentan con un seccionamiento de enlace, por ello no podría suministrarse energía por medio de una fuente auxiliar; sin embargo al contar con tal seccionamiento la confiabilidad del sistema eléctrico aumentaría y mas aún si el seccionador trabaja en forma automática.

Los dispositivos de seccionamiento automáticos son ubicados en los sistemas de distribución primaria por varios motivos: para mejorar la confiabilidad, para aislar los componentes o tramos de la red fallados, para reconfigurar la topología de la red, etc.

Como estructura de desarrollo del análisis, es conveniente mencionar, que la misma se dividirá en 2 partes:

1. La primera parte del análisis se encuentra enfocada en ubicar adecuadamente los seccionadores de enlace, que permitan las transferencias o suministros alternativos de energía para las diferentes áreas de carga que pertenezcan a un alimentador; para ello se tratará de optimizar su ubicación con respecto a los parámetros del análisis de flujo de carga (sobrecarga y caídas de tensión), considerando las propias restricciones que presenta la red eléctrica y su impacto en la mejora de los índices de confiabilidad.
2. La última, parte del análisis se encuentra enfocada en determinar la ubicación óptima de los seccionadores de línea, que permitan la desconexión de uno o un grupo de áreas de carga que presenten falla; en ese sentido, la optimización está dada en la mejora de los índices de confiabilidad de los alimentadores analizados.

### **5.7.1 Ubicación del seccionador de enlace**

La ubicación va estar dependiendo de la distancia entre los tramos de los alimentadores y que debe ser mínima, para ello se ha seleccionado las alternativas de seccionadores de enlace que va unir a los alimentadores y que son: A1 y A2, A3 y A4.

### Análisis entre los alimentadores A1 y A2

Basándonos en los tres factores importantes descrito anteriormente (acápite 3.2.3), área crítica a los consumidores, factibilidad eléctrica y física, se menciona que una de las cargas importantes que se tiene en consideración es las cargas industriales, alimentado de la red de alimentación A1, que cumple una de las áreas crítica de energía a los consumidores, por otro lado en cuanto a la factibilidad eléctrica se efectuaron flujos de cargas, para diferentes ubicaciones del seccionador de enlace, entre los alimentadores A1 y A2, y se obtuvieron como resultado de no presentar niveles de sobrecarga en los electroductos sea cual fuera la ubicación. Por último en cuanto a la factibilidad física el seccionador podría estar ubicado en varias ubicaciones, para ello se ha considerado tres alternativas de ubicaciones que se muestra en el **Cuadro N° 5.13** y que se muestra en la **Figura G.1** del **Anexo G**.

En el **Cuadro N° 5.13**, se aprecia los índices de confiabilidad para el alimentador A1.

ÍNDICES	SIN SECCIONADOR			CON SECCIONADOR DE ENLACE		
	AÑO 2000	AÑO 2001	PROM.	ENC-A1	ENC-A2	ENC-A3
SAIFI	4.000	6.000	5.000	5.000	5.000	5.000
SAIDI	2.603	3.797	3.194	3.030	3.030	2.591
CAIDI	0.651	0.633	0.639	0.606	0.606	0.518
AENS	1.442	2.107	1.771	1.692	1.692	1.445
ASAI	0.9997	0.9996	0.9996	0.9996	0.9996	0.9997
C_ENS	82,373	120,364	101,191	96,536	96,536	82,380

**Cuadro N° 5.13**  
**Resultados de Índices de Confiabilidad para el alimentador A1**

De este cuadro se puede apreciar que la mejor ubicación estaría en el ENC-A3 por tener un menor valor del índice SAIDI.

De las mismas alternativas de ubicación de enlace se procedió para el análisis de confiabilidad del alimentador A2 y los resultados de índices de confiabilidad se muestran en el **Cuadro N° 5.14**.

De los resultados se puede apreciar que el menor valor de SAIDI estaría en los seccionadores ENC-A2 y ENC-A3, ambos tienen el mismo resultado de índices de confiabilidad, por ello se determinó como la mejor ubicación el seccionador ENC-A3, debido a que este seccionador mejora la confiabilidad en el alimentador A1, mucho más que el seccionador ENC-A2.

ÍNDICES	SIN SECCIONADOR			CON SECCIONADOR DE ENLACE		
	AÑO 2000	AÑO 2001	PROM.	ENC-A1	ENC-A2	ENC-A3
SAIFI	13.000	9.000	11.000	11.000	11.000	11.000
SAIDI	5.476	3.791	4.633	4.633	4.581	4.581
CAIDI	0.421	0.421	0.421	0.421	0.416	0.416
AENS	2.805	1.942	2.374	2.374	2.374	2.374
ASAI	0.9993	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995	0.9995
C_ENS	371,131	240,321	293,726	293,726	291,757	291,757

**Cuadro N° 5.14**  
**Resultados de Índices de Confiabilidad para el alimentador A2**

#### **Análisis entre los alimentadores A3 y A4**

Similarmente que en el caso anterior, se basó en los tres factores importantes descritos anteriormente (acápites 3.2.3), área crítica a los consumidores, factibilidad eléctrica y física, se menciona que una de las cargas

importantes que se tiene en consideración es el Hospital Regional, alimentado de la red de alimentación A3, que cumple una de las áreas crítica de energía a los consumidores, por otro lado en cuanto a la factibilidad eléctrica se efectuaron flujos de cargas, para diferentes ubicaciones del seccionador de enlace, entre los alimentadores A3 y A4, y se obtuvieron como resultado de no presentar niveles de sobrecarga en los electroductos sea cual fuera la ubicación. Por último en cuanto a la factibilidad física el seccionador, se ubicó cercano a la carga importante, con la finalidad de colocar seccionadores de línea en los extremos de la carga y de esta manera aislar la falla. Debido a la carga importante (Hospital) se tuvo una posibilidad de ubicar el seccionador de enlace denominado ENC-B1, y que su ubicación se muestra en la **Figura G.2** del **Anexo G**.

En el **Cuadro N° 5.15**, se aprecia los índices de confiabilidad para el alimentador A3.

ÍNDICES	SIN SECCIONADORES			Con Seccionador de enlace (ENC-B1)
	AÑO 2000	AÑO 2001	PROMEDIO	
SAIFI	3.000	1.000	2.000	2.000
SAIDI	1.974	0.457	1.115	1.115
CAIDI	0.658	0.457	0.558	0.558
AENS	0.544	0.127	0.206	0.206
ASAI	0.99977	0.99995	0.99987	0.99987
C_ENS	114,891	26,806	65,103	65,103

**Cuadro N° 5.15**  
**Resultados de Índices de Confiabilidad para el alimentador A3**

Del cuadro anterior se aprecia que los índices de confiabilidad para el alimentador A3, siguen siendo los mismos valores con o sin seccionador de enlace debido a que no existe un seccionador de línea que pueda aislar la falla.

En cambio, los resultados de índices de confiabilidad para el alimentador A4 con el seccionador de enlace propuesto, muestran un ahorro de costo de energía de S/. 37,853 y dan una mejora en cuanto a la reducción del índice SAIDI de 2.050 a 1.584, tales resultados se muestran en el **Cuadro N° 5.16**.

ÍNDICES	SIN SECCIONADORES			Con Seccionador de enlace (ENC-B1)
	AÑO 2000	AÑO 2001	PROMEDIO	
SAIFI	5.000	6.000	5.500	5.500
SAIDI	3.768	0.842	2.050	1.584
CAIDI	0.764	0.140	0.373	0.288
AENS	1.694	0.381	0.478	0.367
ASAI	0.99957	0.99990	0.99977	0.99982
C_ENS	281,394	63,061	152,599	114,746
			<b>AHORRO</b>	<b>37,853</b>

**Cuadro N° 5.16**  
**Resultados de Índices de Confiabilidad para el alimentador A4**

### 5.7.2 Ubicación del Seccionador de línea

Para que pueda realizar bien la función un seccionador de enlace esta debe ir acompañado de un seccionador de línea con la finalidad de aislar la falla y así poder dar nuevamente el servicio eléctrico a las cargas donde fueron afectados el suministro eléctrico.

El nivel de confiabilidad de la red en estudio aumentaría, si los seccionadores de enlace y de línea tienen la funcionalidad automática.

### **Análisis entre los alimentadores A1 y A2**

Se efectuó el análisis para tres alternativas de ubicación de seccionadores de línea en el alimentador A1. Estas alternativas de ubicación se detallan en el **Cuadro Nº 5.17**. Se evaluó con el programa propuesto, el cual en el tramo S1\_05 a S1\_06 se definió como la mejor ubicación al seccionador de línea, por presentar un menor índice de confiabilidad SAIDI.

ÍNDICES	ACTUAL	Con seccio. de enlace ENC-A3	Ubicación del seccionador de línea		
			Sec1	Sec2	Sec3
			S1_02 a S1_03	S1_11 a S1_12	S1_05 a S1_06
SAIFI	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
SAIDI	3.194	2.591	1.765	1.737	1.706
CAIDI	0.638	0.518	0.353	0.347	0.341
AENS	1.771	1.445	0.983	0.951	0.925
ASAI	0.9996	0.9997	0.9997	0.9998	0.9998
C_ENS S/.	101,191	82,380	55,839	54,243	52,696
	<b>Diferencia</b>	18,811	26,541	28,137	29,684

**Cuadro Nº 5.17**  
**Resultados de Índices de Confiabilidad para diferentes ubicaciones de seccionadores de línea en alimentador A1**

Definido la ubicación del seccionador de línea (Sec3), el programa simula nuevamente puesto el seccionador de línea Sec3 proyectado en el alimentador A1, dando como mejor ubicación un segundo seccionador de línea adicional y

se ubica en el tramo en S1\_02 a S1\_03, los resultados se muestran en el **Cuadro N° 5.18.**

En la **Figura G.3** del **Anexo G** se muestra las alternativas de ubicación de seccionadores de línea.

ÍNDICES	Colocado el seccionador de línea Sec3	Ubicación del seccionador de línea	
		Sec1	Sec2
		S1_02 a S1_03	S1_11 a S1_12
SAIFI	5.000	5.000	5.000
SAIDI	1.706	1.347	1.584
CAIDI	0.341	0.269	0.317
AENS	0.925	0.722	0.818
ASAI	0.9998	0.9998	0.9998
C_ENS S/.	52,696	40,818	46,507
	<b>AHORRO</b>	11,878	6,189

**Cuadro N° 5.18**  
**Resultados de Índices de Confiabilidad para el segundo seccionador de línea adicional en alimentador A1**

#### **Análisis entre los alimentadores A3 y A4**

De la misma forma que el proceso anterior se efectuó el análisis para cuatro alternativas de ubicación de seccionadores de línea en el alimentador A4. Estas alternativas de ubicación se detallan en el **Cuadro N° 5.19.** Se evaluó con el programa propuesto, el cual en el tramo S4\_07 a S4\_10 se definió como la mejor ubicación al seccionador de línea, por presentar un menor índice de confiabilidad SAIDI.

Definido la ubicación del seccionador de línea (Seb1), el programa simula nuevamente puesto el seccionador de línea Seb1 proyectado en el alimentador A4, dando como mejor ubicación un segundo seccionador de línea adicional y se ubica en el tramo en S4\_02 a S4\_03, los resultados se muestran en el **Cuadro N° 5.18.**

En la **Figura G.4** del **Anexo G** se muestra las alternativas de ubicación de seccionadores de línea.

ÍNDICES	ACTUAL	Con seccio. de enlace ENC-B1	Ubicación del seccionador de línea			
			Seb1	Seb2	Seb3	Seb4
			S4_07 a S4_10	S4_06 a S4_17	S4_02 a S4_14	S4_02 a S4_03
SAIFI	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500	5.500
SAIDI	1.910	1.397	1.206	1.397	1.259	1.295
CAIDI	0.347	0.254	0.219	0.254	0.228	0.235
AENS	0.437	0.318	0.272	0.318	0.288	0.283
ASAI	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998	0.9999	0.9999
C_ENS S/.	142,100	100,118	85,444	100,118	90,720	92,890
	<b>Diferencia</b>	41,982	14,673	....	9,397	7,228

**Cuadro N° 5.19**  
**Resultados de Índices de Confiabilidad para diferentes**  
**ubicaciones de seccionadores de línea en alimentador A4**

Por otro lado el alimentador A3 no cuenta con un seccionador en el tramo principal de la red, lo cual hace crítico la operación del seccionador de enlace proyectado, que no podría ser operado si es que este seccionador de línea realice una maniobra de desconexión.

ÍNDICES	Colocado el seccionador de línea Seb1	Ubicación del seccionador de línea		
		Seb2	Seb3	Seb4
		S4_06 a S4_17	S4_02 a S4_14	S4_02 a S4_03
SAIFI	5.500	5.500	5.500	5.500
SAIDI	1.206	1.206	1.126	1.123
CAIDI	0.219	0.219	0.204	0.204
AENS	0.272	0.272	0.253	0.241
ASAI	0.9998	0.9998	0.9998	0.9998
C_ENS S/.	85,444	85,444	80,153	79,966
	<b>AHORRO</b>	.....	5,290	5,478

**Cuadro Nº 5.20**  
**Resultados de Índices de Confiabilidad para el segundo seccionador de línea adicional en alimentador A4**

Por tal motivo, se efectuó el análisis para cuatro alternativas de ubicación de seccionadores de línea en el alimentador A3. Estas alternativas de ubicación se detallan en el **Cuadro Nº 5.21**. Se evaluó con el programa propuesto, el cual en el tramo S3\_04 a S3\_05 se definió como la mejor ubicación al seccionador de línea, por presentar un menor índice de confiabilidad SAIDI y un mayor beneficio en el ahorro.

Definido la ubicación del seccionador de línea (Sev3), el programa simula nuevamente puesto el seccionador de línea Sev3 proyectado en el alimentador A3, dando como mejor ubicación un segundo seccionador de línea adicional y se ubica en el tramo en S3\_05 a S3\_08, los resultados se muestran en el **Cuadro Nº 5.22**.

ÍNDICES	ACTUAL	Con seccio. de enlace ENC-B1	Ubicación del seccionador de línea			
			Sev1	Sev2	Sev3	Sev4
			S3_08 a S3_16	S3_05 a S3_08	S3_04 a S3_05	S3_03 a S3_04
SAIFI	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000	2.000
SAIDI	1.024	1.024	0.804	0.633	0.591	0.615
CAIDI	0.512	0.512	0.402	0.316	0.295	0.308
AENS	0.192	0.192	0.152	0.119	0.111	0.109
ASAI	0.9998	0.9998	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
C_ENS S/.	59,959	59,959	46,144	37,359	34,126	34,151
	<b>Diferencia</b>	...	13,814	22,600	25,832	25,807

Cuadro Nº 5.21

**Resultados de Índices de Confiabilidad para diferentes ubicaciones de seccionadores de línea en alimentador A3**

En la **Figura G.5** del **Anexo G** se muestra las alternativas de ubicación de seccionadores de línea.

ÍNDICES	Colocado el seccionador de línea Sev3	Ubicación del seccionador de línea		
		Sev1	Sev2	Sev4
		S3_08 a S3_16	S3_05 a S3_08	S3_03 a S3_04
SAIFI	2.000	2.000	2.000	2.000
SAIDI	0.591	0.498	0.461	0.503
CAIDI	0.295	0.249	0.230	0.252
AENS	0.111	0.097	0.092	0.094
ASAI	0.9999	0.9999	0.9999	0.9999
C_ENS S/.	34,126	29,303	27,804	27,940
	<b>AHORRO</b>	4,822	6,321	6,185

Cuadro Nº 5.22

**Resultados de Índices de Confiabilidad para el segundo seccionador de línea adicional en alimentador A3**

Siguiendo el mismo proceso se puede determinar para una tercera mejor ubicación y seguir de esa manera hasta determinar todas las alternativas de ubicación; desde luego colocar mas seccionadores en el alimentador trae una mejora de la confiabilidad en el sistema eléctrico, pero la principal desventaja de colocar seccionadores es su costo de implementación, para ello se tendrá que definir la cantidad de seccionadores que estará instalado en la red de distribución, esta determinación se vera en el siguiente acápite.

## **5.8 Análisis Económico del Sistema de Mejoramiento de la Continuidad del Servicio**

En cuanto al costo para la implementación de seccionadores, que opere con mando remoto, ésta corresponde a la instalación de los tramos en donde se deban instalar los seccionadores bajo carga, y el reforzamiento de los tramos debido a la presencia de sobrecargas (por efectos de los traslados o transferencias de carga, como consecuencia de las maniobras que deban efectuarse por una falla en un área de carga).

En el **Cuadro Nº 5.23** y el **Cuadro Nº 5.24** se muestran los costos para dos y tres seccionadores a instalar.

En cuanto a los costos de imprevistos, se está considerando aproximadamente un 2.5% del costo de la inversión en la adquisición de equipos.

Para la determinación de la cantidad de seccionadores en la red eléctrica se procederá a lo explicado en el acápite 2.2, donde menciona que la cantidad se halla del mínimo valor de la suma de los costos de implementación del suministro más el costo a la falta de confiabilidad (costo de energía no suministrada).

Para el caso de A1 y A2 se tiene que la implementación de dos seccionadores es de un costo total de S/. 133,485 y un costo de energía no suministrada de S/. 82,453, dando una suma de ambos costos de S/.215,938. En cuanto a la implementación de tres seccionadores se tiene un costo total de S/. 200,227 y un costo de energía no suministrada de S/. 70,575, dando una suma de ambos costos de S/.270,802.

De esta manera obtenida la suma de ambos costos para las diferentes cantidades de seccionadores, se determinó que la mínima suma es de S/.215,938 y que representa para la instalación de dos seccionadores.

En el caso de los alimentadores A3 y A4 se tiene que la implementación de dos seccionadores es de un costo total de S/. 133,485 y un costo de energía no suministrada de S/. 85,444, dando una suma de ambos costos de S/.218,929. En cuanto a la implementación de tres seccionadores se tiene un costo total de S/. 200,227 y un costo de energía no suministrada de S/. 79,966, dando una suma de ambos costos de S/.280,193.

De esta manera obtenida la suma de ambos costos para las diferentes cantidades de seccionadores, se determinó que la mínima suma es de S/.218,929 y que representa para la instalación de dos seccionadores.

Por otro lado el alimentador A3 debe contar con un seccionador en el tramo principal de la red, debido a que no habría posibilidad de poder aislar la falla, para ello se definió como mejor ubicación en el tramo S3\_04 a S3\_05 y que da un ahorro de S/. 25,832.

INVERSIÓN		Cant.	Unid.	Precio Unitario US \$	Sub Total US \$	Total US \$
<b>1</b>	<b>Seccionadores Bajo Carga</b>					38,000
1.1	Secc Bajo Carga 15 kV.	2	Unid	15,000	30,000	
1.2	Unidad Remota Incorporada - Distribución	2	Unid	4,000	8,000	
<b>2</b>	<b>Imprevistos 2.5%</b>	1	Glb	950	950	950
<b>SUB - TOTAL INVERSIÓN (US \$)</b>						<b>38,950</b>
<b>3</b>	<b>Gastos Pre – Operativos</b>					
3.1	Instalación Seccionadores en Red de Distrib. Primaria	2	Glb	750	1,500	1,500
<b>SUB - TOTAL GASTOS PRE-OPERATIVOS (US \$)</b>						<b>1,500</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN (US \$)</b>						<b>40,450</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN (S/.)</b>						<b>133,485</b>

**Cuadro N°5.23**  
**Costos para la instalación de dos seccionadores**

INVERSIÓN		Cant.	Unid.	Precio Unitario US \$	Sub Total US \$	Total US \$
<b>1</b>	<b>Seccionadores Bajo Carga</b>					57,000
1.1	Secc Bajo Carga 15 kV.	3	Unid	15,000	45,000	
1.2	Unidad Remota Incorporada – Distribución	3	Unid	4,000	12,000	
<b>2</b>	<b>Imprevistos 2.5%</b>	1	Glb	1,425	1,425	1,425
<b>SUB - TOTAL INVERSIÓN (US \$)</b>						<b>58,425</b>
<b>3</b>	<b>Gastos Pre – Operativos</b>					
3.1	<u>Instalación Seccionadores en Red de Distrib. Primaria</u>	3	Glb	750	1,500	2,250
<b>SUB - TOTAL GASTOS PRE-OPERATIVOS (US \$)</b>						<b>2,250</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN (US \$)</b>						<b>60,675</b>
<b>TOTAL INVERSIÓN (S/.)</b>						<b>200,227</b>

**Cuadro N°5.24**  
**Costos para la instalación de tres seccionadores**

### 5.8.1 Evaluación Económica

Para el análisis económico del sistema de mejoramiento de la continuidad del servicio, se tomará en cuenta lo siguiente:

1. El crecimiento de la carga para cada año será el factor de crecimiento vegetativo de la demanda, es decir 4%.
2. Se trabajará con el factor de crecimiento vegetativo, considerando los costos y ahorros involucrados por crecimiento de la carga, tales como: ahorro por energía no suministrada, ahorro por compensaciones, ahorro por costo de reposición de servicio, etc.

3. Se considerará la tasa de interés real de 12%, constante durante todo el período de evaluación.
4. Los flujos de dinero serán también en valores reales referidos al año 2003.
5. El comienzo del año 2003 será considerado como punto inicial de evaluación.

Para la instalación de dos seccionadores de enlace y tres de línea se tiene un monto total a invertir de US \$ 101,125

Los costos de ahorros que involucraría corresponde al costo de energía no suministrado para los alimentadores A1, A2, A3 y A4 dando un total de ahorro de S/. 103,977, los resultados de la evaluación económica se muestran en el **Cuadro N° 5.25.**

Con una inversión de US \$ 101,125, considerando la implementación del sistema de mejoramiento de la continuidad del servicio, y una tasa de inversión de 12% en términos reales en un período de cinco años, se obtienen los siguientes resultados económicos:

**Valor actual neto** de US \$ 19,072

**Tasa interna de retorno** de 19.1%

### Relación beneficio / costo de 1.19

El período de recuperación de la inversión es aproximadamente de 39 meses. En el **Cuadro N° 5.26** se muestra la sensibilidad de la implementación de los seccionadores en la red de distribución frente a las variaciones relativas que consideran inversión, ingresos(ahorros) y egresos(mantenimiento); es decir, demostrar la capacidad del proyecto frente a variaciones aleatorias de estos rubros importantes.

	RUBROS	VARIACIONES	VAN	TIR
1	<b>CASO BASE</b>		US \$ 19,072	19.1%
2	<b>INVERSIÓN</b>	+ 10%	US \$ 8,959	15.1%
		- 10%	US \$ 29,184	23.9%
3	<b>INGRESOS (Ahorros)</b>	+ 10%	US \$ 31,267	23.5%
		- 10%	US \$ 6,877	14.6%
4	<b>EGRESOS (Mantenimiento)</b>	+ 10%	US \$18,896	19.1%
		- 10%	US \$19,247	19.2%

**Cuadro N°5.26**  
**Análisis de sensibilidad**

Los resultados muestran que la implementación de los seccionadores en la red de distribución será capaz de resistir disminuciones de hasta 10% en sus ingresos, así como incremento de hasta 10% de las inversiones o egresos.

Cuadro N° 5.26  
**MEJORAMIENTO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO  
 EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Consideraciones básicas:  
 1. Se asume un horizonte de vida de 20 años.  
 2. Costo de oportunidad del dinero.  
 - De la demanda y energía eléctrica (negativo).  
 3. Factorial.  
 4. Retorno del promedio.  
 5. Inflación cero.

1. Menores consideraciones:  
 2. Mejoramiento del suministro eléctrico.  
 3. Mejoramiento del suministro eléctrico.  
 4. Mejoramiento del suministro eléctrico.  
 5. Factor de tasa del mejoramiento de Reparación Servicio.

4.00% (Compensación y venta de los depósitos de venta de energía por el mismo sector)  
 12.00% (Costo de oportunidad del dinero)  
 2.00 (Factorial)  
 2.00 (Retorno del promedio)

0.50% (Tasa de base del monto invertido)

N.º 1.

ANOS

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INVERSIÓN</b>																					
Inversión en equipamiento																					
Costos Pta - Operativos																					
Costo por Mantenimiento																					
<b>POSITIVOS</b>																					
1. Ahorros de energía																					
2. Ahorros de energía																					
3. Ahorros de energía																					
4. Ahorros de energía																					
5. Ahorros de energía																					
6. Ahorros de energía																					
7. Ahorros de energía																					
8. Ahorros de energía																					
9. Ahorros de energía																					
10. Ahorros de energía																					
11. Ahorros de energía																					
12. Ahorros de energía																					
13. Ahorros de energía																					
14. Ahorros de energía																					
15. Ahorros de energía																					
16. Ahorros de energía																					
17. Ahorros de energía																					
18. Ahorros de energía																					
19. Ahorros de energía																					
20. Ahorros de energía																					
<b>TOTALES</b>																					

	5 años	10 años	15 años	20 años
INVERSIÓN	10.125	20.250	30.375	40.500
POSITIVOS	10.125	20.250	30.375	40.500
<b>TOTALES</b>	20.250	40.500	60.750	81.000

	5 años	10 años	15 años	20 años
VAN	10.125	20.250	30.375	40.500
IR	10.125	20.250	30.375	40.500
B/C	1.00	1.00	1.00	1.00
LASA	12.0%	12.0%	12.0%	12.0%

## **5.9 Comentarios Generales del Análisis Económico**

### **Beneficios obtenidos**

Los beneficios que se obtendrán de la implementación del sistema de mejoramiento de la continuidad del servicio son las siguientes:

#### **a.- Ahorros cuantificables:**

- Ahorro por la disminución de la energía no suministrada
- El sistema de mejoramiento de la continuidad, permitirá reducir los montos o cargos por energía no suministrada, que se deja de vender cuando se produce una interrupción.
- Es conveniente mencionar, que los rubros considerados en cuanto a la reducción de interrupciones, corresponden solamente a los cargos del área de distribución, considerando los rubros de mantenimiento no programado.
- Además, se está considerando el promedio de los años 2000 y 2001, por tener la información anual proporcionada.
- Para el cálculo de la disminución de la energía no suministrada, se ha trabajado con los índices de confiabilidad SAIDI y SAIFI, y cuyo

resultado ha sido comparado con los datos proporcionados, obteniendo valores similares.

#### **Ahorro por reducción de la compensación por interrupciones**

- El sistema de mejoramiento de la continuidad, permitirá reducir los montos o cargos de compensación por energía no suministrada, que se debe efectuar como consecuencia por lo establecido por la actual NTCSE, en cuanto a las penalidades por calidad del servicio.

#### **Ahorro del costo por mantenimiento en cuanto a la reposición del servicio**

- El sistema de mejoramiento de la continuidad permitirá, reducir los montos o cargos por mantenimiento en cuanto a la reposición del servicio; debido a que primeramente los mandos se efectuarán en forma remota y el requerimiento de un grupo de trabajo será menor.

#### **b.- Ahorros no cuantificables:**

La implementación del sistema de mejoramiento de la continuidad en la red de distribución primaria, también ayudará a obtener los siguientes beneficios, que por su propia naturaleza no son de

directa cuantificación, motivo por el cual no se han tomado en cuenta en el presente análisis económico:

### **Incremento de la satisfacción de los clientes**

- El sistema de mejoramiento de la continuidad, ayuda a incrementar el nivel de satisfacción del cliente con respecto a la empresa, lo que ayudará en una buena imagen de la misma; otro aspecto inherente en cuanto a la satisfacción del cliente esta en la mejora de la seguridad en las calles y centros comerciales, por cuanto pueden tener una energía disponible que les permita mantener su ritmo comercial.
- Otro aspecto adicional, es que los equipos y componentes de la red eléctrica de distribución de las empresas industriales, comerciales y residenciales, se verán menos sometidas a problemas o reducción de vida útil, debido a la continuidad de las interrupciones presentes. También el ahorro de la producción cuando haya menos interrupciones de energía eléctrica.

### **Incremento en la eficiencia de la operación de las instalaciones**

- Con el sistema de mejoramiento de la continuidad propuesto, al tener información del estado de operación de los equipos e

información en tiempo real del mismo, el personal profesional de la empresa concesionario de distribución, tomará mejores decisiones al momento de maniobras o efectuar cuando deban hacerse las transferencias de carga, o se presenten contingencias en la red de distribución.

- Otro aspecto adicional, es que permitirá saber y tener un registro de operaciones del sistema, en especial de los elementos de maniobra y protección, de tal manera que se pueda enlazar con la información de los relés y efectuar un mayor análisis de la falla y/o considerar el mantenimiento programado de las instalaciones.

## **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

En la presente tesis, se describe y desarrolla una metodología de solución para la determinación de los índices de confiabilidad y la determinación de la ubicación óptima de seccionadores en una red de distribución eléctrica. El método que se tomó para el cálculo de los índices de confiabilidad es el Método de Modo de Fallas, debido a que es el más adecuado para modelar fallas y realizar un análisis que involucran la acción de los dispositivos de maniobra, mediante esta metodología se logra ver el impacto de la confiabilidad al introducir seccionadores en la red eléctrica.

Hay que tener en cuenta, que para cualquier análisis de confiabilidad se tendrá que realizar un previo análisis de la operatividad de los dispositivos de protección, ante un evento de falla que ocurra en la red; esto lo hace esencial debido a que se tendrá que determinar los dispositivos que intervienen en el programa de análisis de confiabilidad.

El programa efectuado codificado en Visual Basic+ de Excel, permite una facilidad de ingreso y modificación de la información; además aprovecha de recoger la información realizada por el software Cymdist o con sistemas GIS, sin necesidad de estar haciendo de nuevo la red. De los resultados que se obtienen del programa, muestra los índices de confiabilidad del sistema en análisis para cada ubicación del seccionador y su ubicación óptima para mejorar los índices de confiabilidad; como reporte final muestra los índices de confiabilidad en cada ubicación del seccionador con su respectiva energía no suministrada.

A manera de comparación de los resultados índices de confiabilidad del programa efectuado, se realizó con un sistema de prueba publicado por la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) hecha por el Eng. Ying. He, y que finalmente se ha mostrado que se obtienen resultados similares.

Por otro lado, se realizó una aplicación para cuatro alimentadores de distribución ubicada en la ciudad de Iquitos y cuyos resultados pueden resumirse en lo siguiente:

- a. Los índices de confiabilidad en el estado actual, presenta un incremento de la duración de interrupciones para el año 2001 en el alimentador A1, en cambio en los alimentadores A2, A3 y A4 disminuyen. De los cuatro alimentadores la duración de interrupciones están dentro de los valores establecidos por la norma; pero debe enfrentar nuevos cambios para su mejora y nuevas

inversiones, para mejorar el nivel de confiabilidad, ya que el problema radica principalmente, de no suministrar energía eléctrica en puntos de cargas importantes como hospitales, centros industriales, etc.

- b. A partir de los resultados obtenidos, se ha podido evaluar el grado de cumplimiento de las normativas de control de la calidad de servicio, verificando que el índice ASIFI, esta fuera de la tolerancia permitida respecto a las normas extranjeras (chilena y argentina), salvo del alimentador A3, y en lo que se refiere al índice ASIDI para las cuatro alimentadores de media tensión se encuentra dentro de los límites tolerables.
- c. Se determinó que son necesarios seccionadores de enlace y de línea en los alimentadores A1 y A4 debido a que sus cargas están conformados por clientes importantes como cargas industriales y el hospital, y que en la actualidad cualquier falla que existe en los alimentadores se ve afectado a todo el alimentador.
- d. La ubicación de los seccionadores de enlace va estar dependiendo de la distancia entre los tramos de los alimentadores y que debe ser mínima, para ello se trabajo en pares de alimentadores y de los cuales son el: A1 con A2 y el A3 con el A4.
- e. De los alimentadores A1 y A2, se determinó por colocar un seccionador de enlace y uno de línea, con los cuales se tuvo un ahorro de S/. 48,495 y mejora en el índice SAIDI de 3.194 a 1.706.

- f. De los alimentadores A3 y A4, se determinó por colocar un seccionador de enlace y uno de línea, con los cuales se tuvo un ahorro de S/. 56,656 y mejora en el índice SAIDI de 1.910 a 1.206
- g. Además se ha evaluado colocar un seccionador en el alimentador A3, debido a que en la troncal del alimentador no existe un seccionamiento, por ello se realizó una optimización de ubicación en el alimentador, como resultado se ubicó el seccionador en el tramo S3\_04 a S3\_05 dando un ahorro de S/. 25.832 y una mejora del índice SAIDI de 1.024 a 0.591
- h. En cuanto a la evaluación económica, el monto total de la inversión es de US \$101,125 con tiempo de retorno de la inversión en 39 meses, es rentable colocar los seccionadores ya que tiene un VAN de US \$ 19,072, un TIR del 19% y una relación beneficio / costo de 1.19.

Los resultados que se obtuvieron en la presente tesis, muestran que las ubicaciones de los seccionadores son dependientes de la red y de la inversión que se realice, también se observa que la confiabilidad está en función directa al adicionar más seccionadores en la red eléctrica.

Los índices de confiabilidad que se obtiene como resultado, permiten a las empresas eléctricas ver su grado de cumplimiento de las normas legales y técnicas del país, y también ayuda al planeamiento de nuevas redes, o

extensiones, y de nuevos equipamientos requerida para mejorar la confiabilidad.

Se ha analizado en la red de distribución en disminuir el tiempo promedio de interrupción, con colocar seccionadores en los alimentadores, también otra posibilidad de mejorar el suministro eléctrico es disminuyendo el número de fallas; para ello es mejorando la selectividad de protección.

Como se mostró en los resultados la Calidad del Suministro Eléctrico de las cuatro alimentadores analizados se mejoraría notablemente cuando se automatiza la operación de los seccionadores de la red de distribución, es decir efectuar mandos a distancia que obedezcan a programas optimizando el tiempo por maniobras ante interrupciones. Las empresas de distribución eléctrica pueden orientarse a la automatización, de manera que brinden a sus clientes un mejor suministro eléctrico.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] R. Billinton and R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems".
- [2] Dan Zhu, "Power System Reliability Analysis with Distributed Generation", Thesis Master of Science in Electrical Engineering, 2003.
- [3] Ying He, G. Andersson and Ron N. Allan, "Impact of Automatic Service Restoration on the Reliability of Power Distribution Systems", Royal Institute of Technology, Sweden, 1999.
- [4] R. Billinton, " Reliability evaluation in distribution and transmission system", M.S. Groven, Proc. IEEE, Vol. 122, No. 5, May 1975.
- [5] "A New technique in minimal Path an cutset method evaluation", IEEE Trans. Reliability.
- [6] Aldo Gary Arriagada Mass, "Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de distribución", Tesis en ciencias de la ingeniería, Chile.

- [7] F. Soudi and K. Tomsovic, "Optimal Distribution Protection Design: Quality of Solution and Computational Analysis", School of Electrical Engineering and Computer Science, Washington state University.
- [8] Ying He, G. Andersson and Ron N. Allan, "Determining Optimum Location and Number of Automatic Switching Devices in Distribution Systems", Royal Institute of Technology, Sweden, 1999.
- [9] Garcia Jorge y Layerenza Guillermo "Metología para el pronóstico de la Calidad de Servicio en Redes de Distribucion", Seminario Internacional sobre Planificación y Calidad en Sistemas de Distribución", Argentina, 2001.
- [10] J. Rivier, J. de la Fuente, T. Gómez, and J. Román, "Power Quality Regulation Under the New Regulatory Framework of Distribution Systems", Proceedings of the 13<sup>th</sup> PSCC Vol. 2 pp 891-897, Trondheim, Norway, June 1999.
- [11] C. Reineri, G. Campetelli, M. Basilico y C. Zorzan, "Estudio de diferentes alternativas de protección y su impacto en la confiabilidad de un sistema de distribución rural", IPSEP-Universidad Nacional de Río Cuarto Argentina.
- [12] Development of Distribution System Reliability and Risk Analysis Models, EPIR Rep. No. EL-2018, Vols.2 and 3, Electric Power Research Inst., Palo Alto, CA Aug. 1981.

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**MANUAL DEL USO DEL PROGRAMA**

## MANUAL DEL USO DEL PROGRAMA

A continuación se describen los aspectos básicos, para el uso del programa de evaluación de la confiabilidad y ubicación óptima de seccionador, en un sistema de distribución eléctrica. Programa desarrollado en VB+ Excel.

### **Descripción general**

El programa se ejecuta directamente en MS Excel, haciendo doble clic en sobre el icono del programa. Dicho programa permite llenar una base de datos necesarios, para el cálculo de los índices de confiabilidad y para la optimización de ubicación de seccionadores, las cuales se describe a continuación:

**Base de Datos.**- EL programa crea un nuevo sistema de distribución eléctrica, es decir permite ingresar los tramos de una red de distribución cargas, y la ubicación de los seccionadores tanto de enlace como de línea y su tiempo de actuación.

**Optimización.**- Despliega una pantalla que permite, dar alternativas de ubicación de seccionadores en la red de distribución y posteriormente haciendo clic en el botón “optimizar” se obtiene la solución de la optimización.

**Salir.-** Cuadro de diálogo que permite terminar la aplicación.

Llenado los datos y obtenido el resultado de la optimización, el usuario puede guardar la información, con la opción del menú de Excel y guardar la información en cualquier unidad o carpeta que el usuario elija.

### Funcionamiento

Haciendo doble click en el programa, se despliega la pantalla que contiene el ingreso de la data de la red, que tiene los siguientes parámetros: Ingreso de datos de los tramos (sección), en cuyos terminales presenta a nodos; además en cada tramo se deben colocar su longitud, el tiempo de reparación y la tasa de falla.

El ingreso de datos de la red se muestra en la Figura A.1

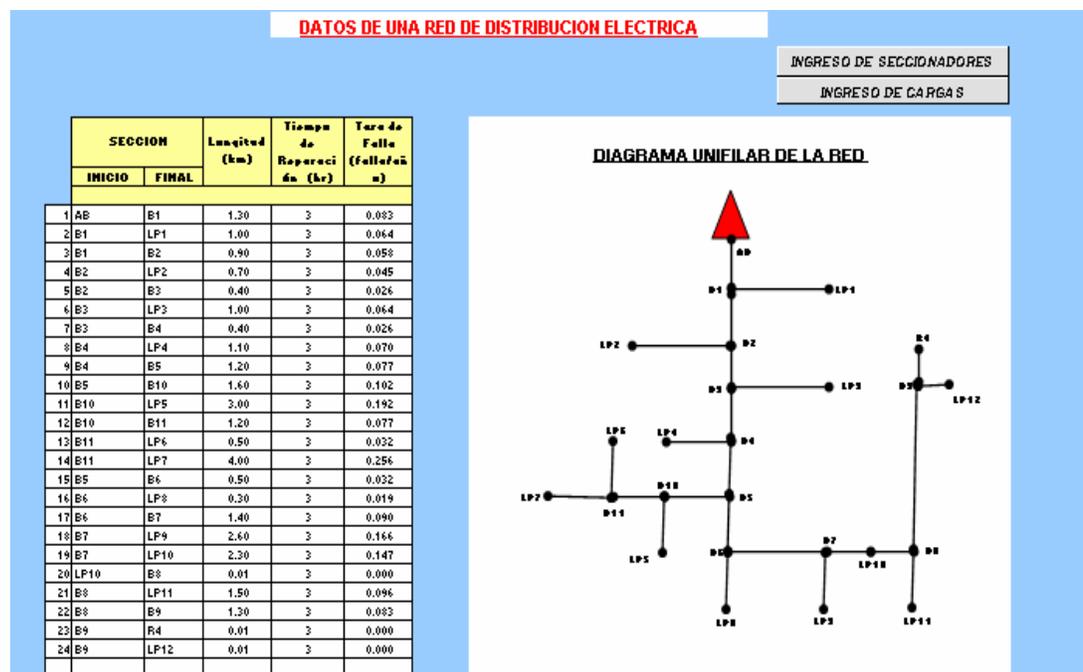


Figura A.1

Puede observarse en el extremo superior a la derecha de la Figura A.1, los controles “Ingreso de seccionadores” e “Ingreso de cargas”



DATOS DE CARGAS				
Punto de Carga	# de clientes	Potencia Media (kW)	Costo Medio de la Energia (S.kWh)	Potencia (kVA)
LP1	20	15	50.48	50
LP2	4	2.56	50.48	20
LP3	9	5.67	50.48	20
LP4	9	3.96	50.48	20
LP5	15	15.9	50.48	50
LP6	11	10.12	50.48	50
LP7	25	20.75	34.07	50
LP8	43	51.17	50.48	100
LP9	33	26.4	50.48	50
LP10	11	13.97	34.07	50
LP11	7	3.92	50.48	50
LP12	6	6.24	50.48	50

RED

SECCIONADORES

*Calculo Confiabilidad*

*Optimizacion*

**Figura A.3**

En la Figura A.3 se muestra dos controles que son: “Red” y “Seccionador” que permite ir a las ventanas anteriores para llenar la base de datos

Finalizado el ingreso de datos, se puede determinar los índices de confiabilidad de la red de distribución, con hacer clic en el botón “Cálculo de Confiabilidad”.

El botón de Optimización, permite desplegar otra pantalla que muestra en la figura A.4, esta pantalla permite ingresar las alternativas de ubicaciones de seccionadores con su tiempo de actuación y un costo promedio de su implementación.

UBICACIÓN DE SECCIONADORES POSIBLES EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN							
COD	TRAMO		Inicio del tramo		Final del tramo		Costo de implementación \$/.
	INICIO	FINAL	MARCAR (OK)	Tiempo de apertura	MARCAR (OK)	Tiempo de apertura	
S1	B1	B2	OK	0.03			60,000
S2	B2	B3	OK	0.03			60,000
S3	B3	B4	OK	0.03			60,000
S4	B4	B5	OK	0.03			60,000
S5	B5	B10	OK	0.03			60,000
S6	B10	C5	OK	0.03			60,000
S7	B10	B11	OK	0.03			60,000
S8	B5	B6	OK	0.03			60,000
S9	B6	B7	OK	0.03			60,000
S10	B7	C10	OK	0.03			60,000
S11	C10	B8	OK	0.03			60,000
S12	B8	CK	OK	0.03			60,000

<< REGRESAR
OPTIMIZAR

**Figura A.4**

Finalizado el ingreso de datos, de las ubicaciones alternativas de los seccionadores en la red de distribución, se puede determinar la optimización con hacer clic en el botón “Optimizar”.

## **ANEXO B**

**ESQUEMA ELÉCTRICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE  
DISTRIBUCIÓN PRIMARIA Y DIAGRAMAS UNIFILARES  
DE LAS CUATRO ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN**



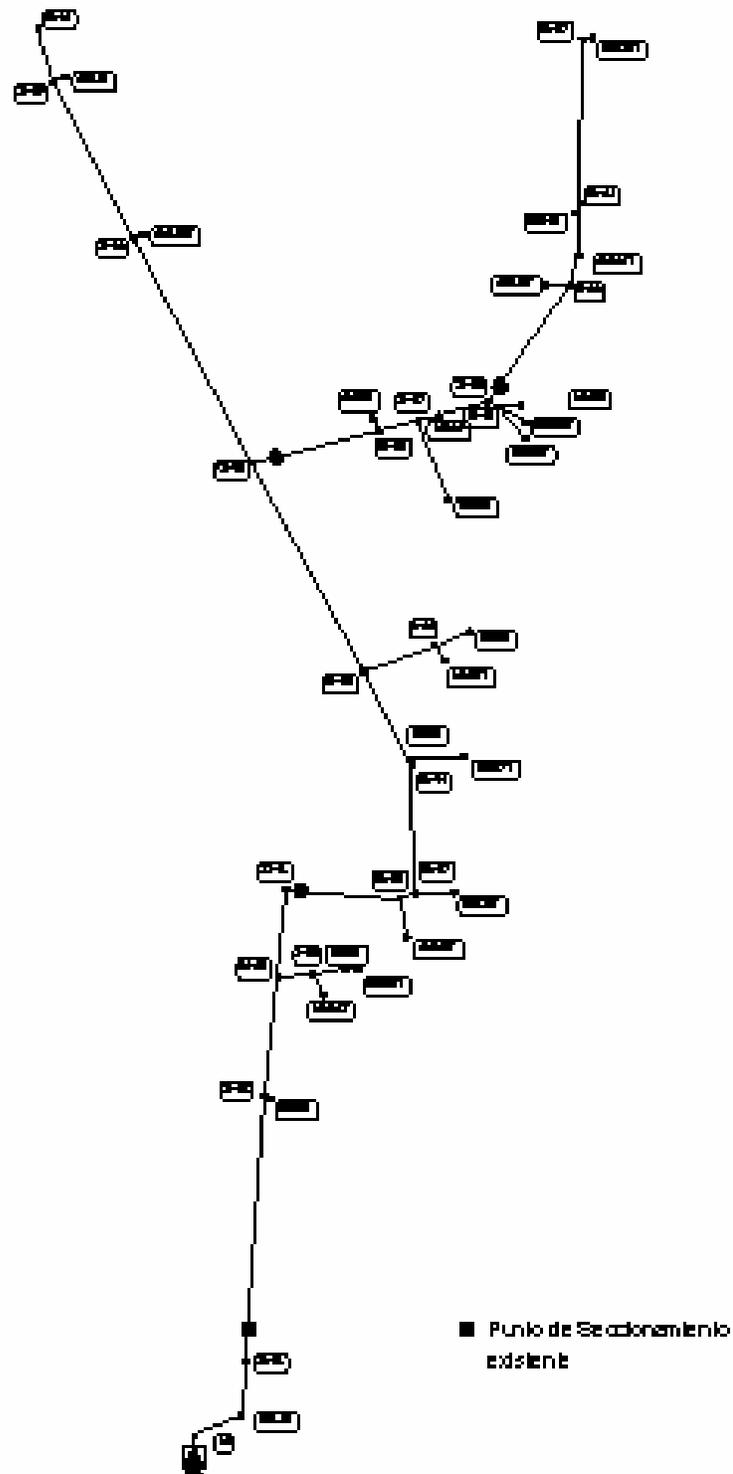
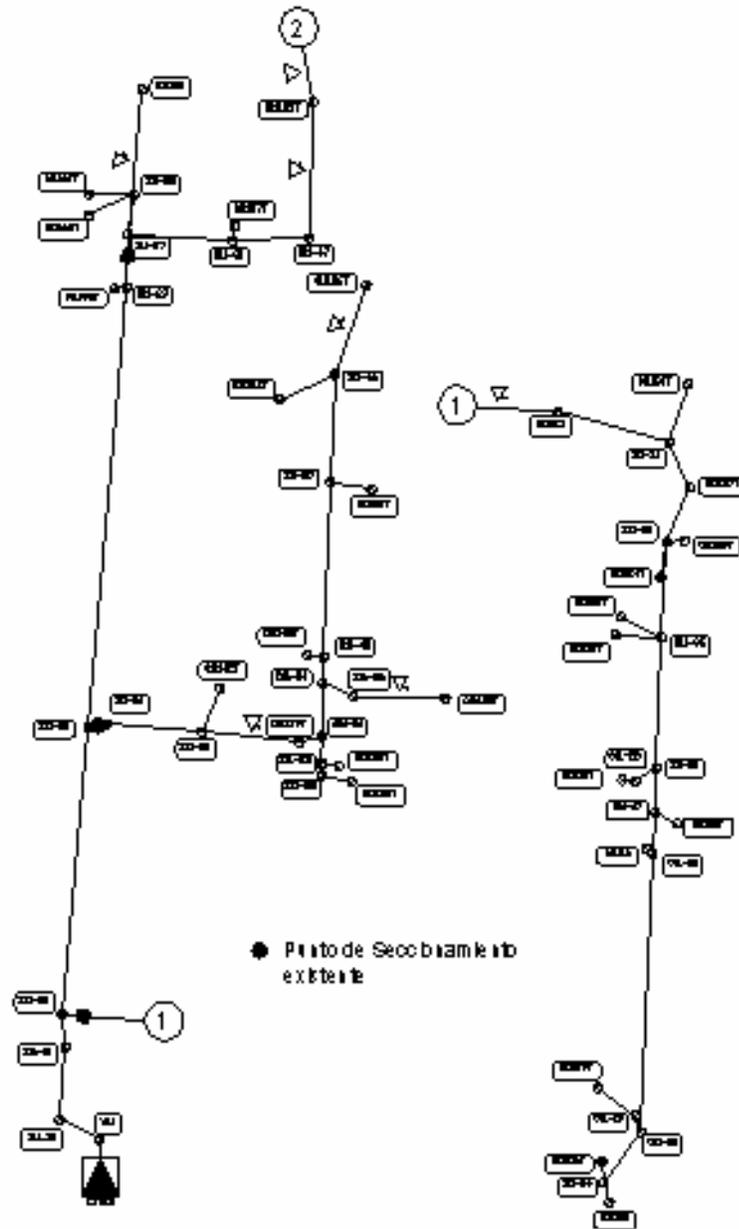
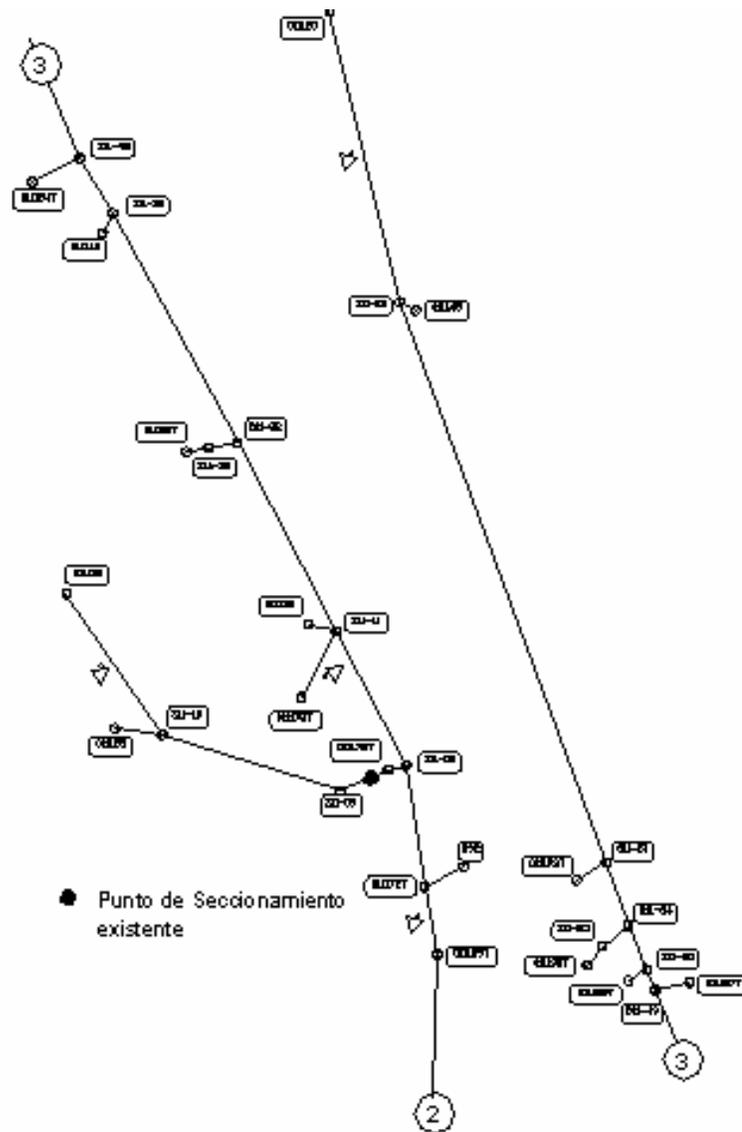
**Alimentador A1**

Figura B.2



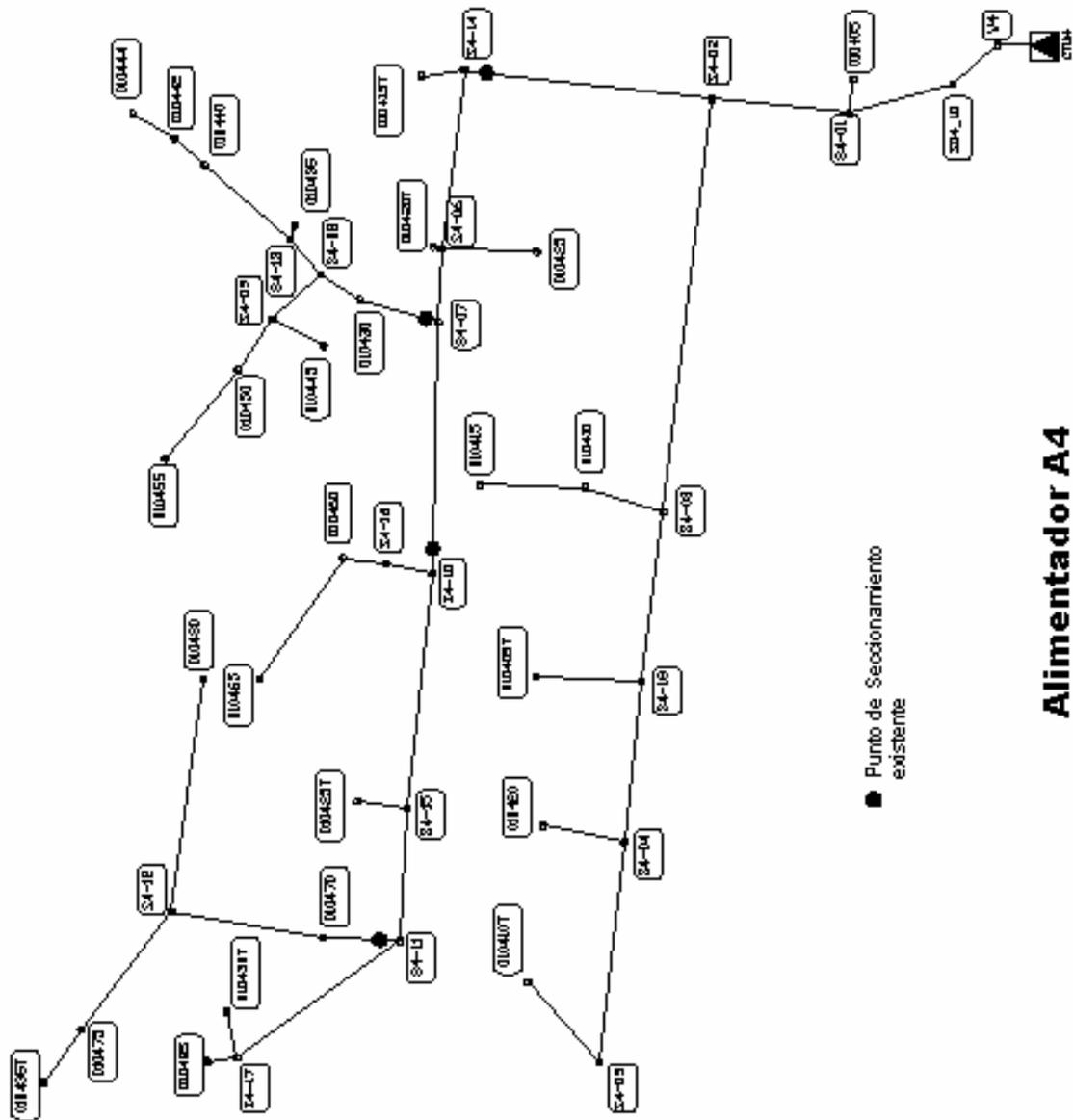
**Alimentador A2**  
Figura B.3.1



**Alimentador A2**

Figura B.32





**Alimentador A4**

Figura B.5

**ANEXO C**

**PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LA RED Y DEMANDA**

**DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN PRIMARIA**

Cuadro C.1

## **Parámetros Eléctricos**

### **Alimentador A1**

TRAMO DEL ALIMENTADOR				Tipo de conductor y calibre
Nº	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)	
1	CT-101	W1	0,1	CU120
2	W1	S01_10	30	CU120
3	S01_10	S1-01	200	NKY70
4	S1-01	S1-02	570	CU50V
5	S1-02	S1-03	231,8	CU50V
6	S1-03	S-20	148,2	CU25V
7	S-20	010104T	46,5	CU25V
8	S-20	10110	148,2	CU25V
9	10110	010105T	27,5	CU25V
10	S1-03	S1-11	199,2	CU50V
11	S1-11	S1-12	210	CU50V
12	S1-12	010110T	70,5	CU10V
13	S1-12	S1-17	30,8	CU50V
14	S1-17	010115T	77,5	CU25V
15	S1-17	S1-04	272,5	CU50V
16	S1-04	10115	14,6	CU16V
17	10115	010117T	100,8	CU16V
18	S1-04	S1-05	209,1	CU50V
19	S1-05	S-21	230,3	CU16V
20	S-21	010119T	36,8	CU16V
21	S-21	10120	230,3	CU16V
22	S1-05	S1-06	467	CU50V
23	S1-06	S1-16	502,8	CU50V
24	S1-16	010145T	20,3	NKY35
25	S1-16	S1-09	352,4	CU50V
26	S1-09	10145	34,4	CU16V
27	S1-09	S1-10	109,7	CU50V
28	S1-06	S1-22	336,1	CU16V
29	S1-22	10123	29,4	CU16V
30	S1-22	S1-07	336,1	CU16V
31	S1-07	10125	170,9	CU16V
32	S1-07	10130	48,1	CU16V
33	10130	S1-08	92,9	CU16V
34	S1-08	S-23	360	CU16V
35	S-23	010130T	360	CU16V
36	010130T	S1-14	105,1	CU16V
37	S1-14	10140	20,2	CU16V
38	S1-14	S1-15	183,1	CU16V
39	S1-15	010135T	21,7	CU10V
40	S-23	010140T	50,5	CU16V
41	S1-08	S1-13	20,4	CU25V
42	S1-13	010123T	65,9	CU25V
43	S1-13	010125T	69,4	CU16V
44	S1-13	10135	48,1	CU25V
45	S1-02	10105	17,8	CU16V

Cuadro C.2

**Parámetros Eléctricos**  
**Alimentador A2**

TRAMO DEL ALIMENTADOR				Tipo de conductor y calibre
Nº	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)	
1	CT-102	WH1	0,1	AA
2	WH1	S11_10	60	CU120
3	S11_10	S11-01	200	NKY120
4	S11-01	S11-02	39,2	CU50V
5	S11-02	11105	140	CU25V
6	11105	S11-14	147,1	CU25V
7	S11-14	011127T	58	CU25V
8	011127T	S11-15	59,1	CU25V
9	S11-15	011124T	39,9	CU25V
10	S11-15	011126T	22,5	CU25V
11	S11-15	S11-36	114,2	CU25V
12	S11-36	011118T	68,8	CU25V
13	S11-36	011121T	54,3	CU25V
14	S11-36	S11-16	272,7	CU25V
15	S11-16	S11-17	51	CU25V
16	S11-17	011112T	31,6	CU25V
17	S11-17	S11-03	129,3	CU25V
18	S11-03	11110	9	CU25V
19	S11-03	S11-18	336	CU25V
20	S11-18	S11-04	77	CU25V
21	S11-04	011106T	24	NKY35
22	S11-04	11115	7	NKY35
23	S11-18	S11-19	25,5	CU16V
24	S11-19	011109T	52,8	CU16V
25	S11-16	S11-28	30,5	CU25V
26	S11-28	011115T	14,1	NKY35
27	S11-14	011130T	82,8	CU25V
28	S11-02	S11-05	345,8	CU50V
29	S11-05	S11-06	21	CU50V
30	S11-06	S11-20	84,3	CU50V
31	S11-20	011139T	121,2	CU50V
32	011139T	S11-21	30	CU50V
33	S11-21	S11-22	34	CU25V
34	S11-22	011136T	13,8	NKY35
35	S11-22	S11-23	15	CU25V
36	S11-23	011133T	29,9	NKY35
37	S11-21	S11-24	63,4	CU25V
38	S11-24	S11-26	37,9	CU25V
39	S11-26	011148T	95,4	CU25V
40	S11-24	S11-40	242,7	CU25V
41	S11-40	011145T	31,8	CU25V
42	S11-40	S11-27	242,7	CU25V
43	S11-27	011151T	26,2	CU25V
44	S11-27	S11-46	75,7	CU25V
45	S11-46	011154T	75,7	CU25V
46	S11-46	011156T	114,8	CU25V
47	S11-20	011142T	59,6	CU16V
48	S11-05	S11-29	551,2	CU50V
49	S11-29	011166T	12,9	CU25V
50	S11-29	S11-07	65,7	CU50V
51	S11-07	11120	183	CU16V

TRAMO DEL ALIMENTADOR				Tipo de conductor y calibre
Nº	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)	
52	S11-07	S11-30	43	CU25V
53	S11-30	011160T	50	NKY35
54	S11-30	011163T	50	NKY35
55	S11-07	S11-31	103,7	CU50V
56	S11-31	011157T	21,1	NKY35
57	S11-31	S11-47	172,1	CU50V
58	S11-47	011169T	172,1	CU50V
59	011169T	011172T	77,6	CU50V
60	011172T	S11-08	274,8	CU50V
61	S11-08	011175T	23	CU16V
62	011175T	S11-09	52	CU16V
63	S11-09	S11-10	317,7	CU16V
64	S11-10	11125	53,4	CU16V
65	S11-10	11130	256,1	CU16V
66	S11-08	S11-11	174,1	CU16V
67	S11-11	11135	32,7	CU16V
68	S11-11	011178T	94,3	CU16V
69	S11-11	S11-32	240,1	CU50V
70	S11-32	S11-12	298,4	CU50V
71	S11-12	11140	19,6	CU16V
72	S11-12	S11-48	60,7	CU50V
73	S11-48	011184T	60,7	CU50V
74	S11-48	S11-49	141	CU50V
75	S11-49	011187T	55,9	CU50V
76	S11-49	S11-50	55,5	CU50V
77	S11-50	011189T	24,7	CU50V
78	S11-50	S11-34	55,5	CU50V
79	S11-34	S11-35	30,1	CU25V
80	S11-35	011190T	23	NKY35
81	S11-34	S11-51	771,3	CU50V
82	S11-51	011193T	38,8	CU50V
83	S11-51	S11-13	771,3	CU50V
84	S11-13	11145	12,9	CU16V
85	S11-13	11150	345,4	CU50V
86	S11-32	S11-33	36,3	CU25V
87	S11-33	011181T	16,1	NKY35
88	011172T	592	47,5	CU50V

Cuadro C.3

### **Parámetros Eléctricos**

#### **Alimentador A3**

TRAMO DEL ALIMENTADOR				Tipo de conductor y calibre
Nº	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)	
1	CT-103	W3	10	CU120
2	W3	S03_10	60	CU120
3	S03_10	S3-01	240	NKY120
4	S3-01	S3-02	240,6	CU50V
5	S3-02	S3-11	158	CU25V
6	S3-11	10305	27,6	CU25V
7	10305	10310	246,3	CU25V
8	S3-11	S3-12	243,7	CU25V
9	S3-12	10315	57,9	CU25V
10	S3-12	S3-13	149,7	CU25V
11	S3-13	10320	58,7	CU25V
12	S3-13	10325	298,6	CU25V
13	10325	S3-14	277,6	CU25V
14	S3-14	10330	83,1	CU25V
15	S3-14	S3-15	67,8	CU25V
16	S3-15	010305T	38,3	CU16V
17	S3-15	010310T	51,7	CU16V
18	S3-15	10335	176,5	CU25V
19	S3-02	S3-17	172,2	CU50V
20	S3-17	010315T	33,9	CU25V
21	S3-17	S3-03	399	CU50V
22	S3-03	10340	29,3	CU25V
23	S3-03	S3-04	617,7	CU50V
24	S3-04	10345	75,5	CU25V
25	S3-04	S3-05	421,3	CU50V
26	S3-05	10350	197,3	CU25V
27	10350	S3-06	180	CU25V
28	S3-06	10355	117,8	CU25V
29	S3-06	10360	52,2	CU25V
30	10360	S3-07	183,3	CU25V
31	S3-07	10365	60	CU25V
32	S3-07	10370	267,6	CU25V
33	S3-05	S3-08	345,7	CU50V
34	S3-08	10375	21,5	CU16V
35	10375	010320T	59,5	CU16V
36	S3-08	S3-16	51,8	CU16V
37	S3-16	S3-09	79,5	CU16V
38	S3-09	10380	50,9	CU16V
39	S3-09	S3-10	52,5	CU16V
40	S3-10	10385	94,9	CU16V
41	S3-10	10390	234,6	CU16V
42	10390	10395	398,2	CU16V
43	S3-08	594	354,7	CU50V

Cuadro C.4

## **Parámetros Eléctricos**

### **Alimentador A4**

TRAMO DEL ALIMENTADOR				Tipo de conductor y calibre
Nº	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)	
1	CT-104	W4	10	CU120
2	W4	S04_10	60	CU120
3	S04_10	S4-01	238,1	CU50V
4	S4-01	10405	44,6	CU50V
5	S4-01	S4-02	224	CU50V
6	S4-02	S4-03	677,5	CU50V
7	S4-03	10410	142,4	CU25V
8	10410	10415	169,9	CU10V
9	S4-03	S4-18	275,9	CU50V
10	S4-18	010405T	169,8	CU25V
11	S4-18	S4-04	536,5	CU50V
12	S4-04	10420	130	CU50V
13	S4-04	S4-05	345,7	CU50V
14	S4-05	010410T	222,3	CU50V
15	S4-02	S4-14	700	CU25V
16	S4-14	010415T	65	CU16V
17	S4-14	S4-06	296,4	CU25V
18	S4-06	010420T	13,3	NKY35
19	S4-06	10425	143,2	CU25V
20	S4-06	S4-07	117,6	CU25V
21	S4-07	10430	139,3	CU25V
22	10430	S4-08	81,3	CU25V
23	S4-08	S4-09	118,4	CU25V
24	S4-09	10445	92,6	CU16V
25	S4-09	10450	104,4	CU25V
26	10450	10455	178,6	CU16V
27	S4-08	S4-13	77	CU25V
28	S4-13	10435	14,3	CU16V
29	S4-13	10440	234,3	CU25V
30	10440	10442	63,6	CU25V
31	10442	10444	78,4	CU25V
32	S4-07	S4-10	410	CU25V
33	S4-10	S4-16	22,4	CU25V
34	S4-16	10460	120	CU25V
35	10460	10465	309,4	CU25V
36	S4-10	S4-15	384,5	CU25V
37	S4-15	S4-11	213,4	CU25V
38	594	10470	130	CU25V
39	10470	S4-12	269,9	CU25V
40	S4-12	10475	245,8	CU25V
41	10475	010435T	98,3	CU25V
42	S4-12	10480	444,4	CU25V
43	594	S4-17	429,7	CU25V
44	S4-17	010430T	62	CU25V
45	S4-17	10485	45,8	CU25V
46	S4-15	010425T	83,2	NKY35

Cuadro C.5

**PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LINEAS AEREAS**

Conductor	R1(ohm/km)	X1(ohm/km)	R0(ohm/km)	X0(ohm/km)	Capacidad (uS/km)	I admisible (A)
AA	0,032	0,086	0,077	0,459	6,22	1090,0
AA4C	0,161	0,460	0,403	1,200	0,05	345,0
AL50	0,634	0,453	0,812	1,926	6,07	200,0
AL50T1	0,634	0,432	0,812	1,969	6,61	200,0
AL50T2	0,634	0,447	0,812	1,939	6,22	200,0
AL50V	0,566	0,453	0,744	1,926	6,07	200,0
AL70	0,491	0,442	0,659	1,889	3,11	234,0
CU10T1	1,790	0,492	1,968	2,029	5,28	101,0
CU10T2	1,790	0,507	1,968	2,000	5,03	101,0
CU10V	1,790	0,513	1,968	1,987	4,93	101,0
CU120	0,160	0,418	0,377	1,865	3,11	234,0
CU16T1	1,119	0,475	1,297	2,011	5,61	142,0
CU16T2	1,119	0,475	1,297	2,011	5,61	142,0
CU16V	1,119	0,496	1,297	1,969	5,21	142,0
CU25T1	0,716	0,458	0,894	1,995	5,96	190,0
CU25T2	0,716	0,473	0,894	1,965	5,64	190,0
CU25V	0,716	0,479	0,894	1,952	5,52	190,0
CU35T1	0,511	0,445	0,689	1,962	6,26	225,8
CU35T2	0,511	0,460	0,689	1,952	5,91	225,8
CU35V	0,511	0,466	0,689	1,940	5,78	225,8
CU50T1	0,358	0,432	0,536	1,969	6,61	272,5
CU50T2	0,358	0,446	0,536	1,939	6,22	272,5
CU50V	0,358	0,453	0,536	1,926	6,07	272,5
CU70	0,299	0,446	0,477	1,893	3,11	234,0

**NOTA:**

1. La terminación T1 en los conductores indica una configuración geométrica de tipo Triangular 1
2. La terminación T2 en los conductores indica una configuración geométrica de tipo Triangular 2
3. La terminación V en los conductores indica una configuración geométrica de tipo Vertical

Cuadro C.6

**PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE CABLES**

Cables	R1(Ohmios:km)	X1(Ohmios:km)	R0(Ohmios:km)	X0(Ohmios:km)	I admisible (A)
NIKY120	0,197	0,125	0,153	0,204	364
NIKY35	0,6033	0,117	1,783	1,799	130
NIKY70	0,6033	0,117	1,783	1,799	245

Cuadro C.7

**PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LOS TRANSFORMADORES**

Nombre	Potencia kVA	Primario (kV)	Secundario (kV)	Vcc (%)
Transformador elevador	14000	10	60	8,7
Transformador reductor	14000	60	10	8,7
Transformador Zigzag	200	10	0,4	4,5

Cuadro C.8  
**DATOS DE LOS GENERADORES DE CENTRAL TÉRMICA**

Generador	TENSION KV	MVA	Xd		Xd'		X0	
			p.u.	ohm	p.u.	ohm	p.u.	ohm
G1	10,5	8	2,100	28,941	0,371	5,113	0,138	1,902
G2	10,5	8	2,100	13,781	0,371	5,113	0,138	1,902
G3	10,5	8	2,100	13,781	0,371	5,113	0,138	1,902
G4	10,5	8	2,100	13,781	0,371	5,113	0,138	1,902
G5	10,5	8	2,100	13,781	0,371	5,113	0,138	1,902
G6	10,5	12,5	1,450	8,820	0,200	1,764	0,060	0,529
G7	10,5	9,239	1,450	8,820	0,200	1,764	0,060	0,529

**Cuadro C.9**  
**ALIMENTADOR A1**

Subestación Codigo	MÁXIMA DEMANDA			MÍNIMA DEMANDA		
	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
010104T	18,54	13,64	23,02	18,7	10,15	21,27
10110	47,67	35,07	59,19	14,42	7,83	16,41
010105T	37,09	27,29	46,05	0,18	57,15	57,15
010110T	20,86	15,35	25,9	21,02	11,42	23,92
010115T	18,54	13,64	23,01	18,7	10,15	21,27
010119T	27,81	20,46	34,53	28,03	15,22	31,9
10120	13,6	10,01	16,89	7,25	3,94	8,25
010145T	111,3	81,85	138,1	112,1	60,89	127,6
10145	12,59	9,26	15,63	3,81	2,07	4,34
10123	14,37	10,57	17,84	14,48	7,87	16,48
10125	30,12	22,16	37,4	9,11	4,95	10,37
10130	18,3	13,46	22,72	5,54	3,01	6,3
010130T	27,81	20,46	34,53	28,03	15,22	31,9
10140	24,14	17,76	29,97	7,3	3,97	8,31
010135T	13,91	10,23	17,27	14,01	7,61	15,95
010140T	92,72	68,21	115,1	93,43	50,75	106,3
010123T	23,18	17,05	28,78	23,36	12,69	26,59
010125T	18,54	13,64	23,01	18,7	10,15	21,27
10135	23,18	17,06	28,78	3,63	1,97	4,13
10115	78,66	57,87	97,65	23,78	12,92	27,06
010117T	29,67	21,83	36,83	29,91	16,24	34,03
10105	91,98	67,67	114,2	27,82	15,11	31,66

**Cuadro C.10**  
**ALIMENTADOR A2**

Subestación Codigo	MÁXIMA DEMANDA			MÍNIMA DEMANDA		
	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
11105	63,05	64,42	90,14	7,71	18,42	19,97
011127T	3,89	3,98	5,56	1,77	4,22	4,58
011124T	19,48	19,9	27,85	14,11	33,72	36,55
011126T	12,46	12,73	17,82	5,65	13,49	14,62
011118T	31,17	31,84	44,55	14,11	33,72	36,55
011121T	97,38	99,48	139,2	44,10	105,40	114,20
011112T	5,84	5,97	8,35	2,65	6,32	6,85
11110	55,44	56,64	79,25	6,78	16,19	17,56
011106T	97,38	99,48	139,2	44,10	105,40	114,20
11115	24,98	25,52	35,72	3,06	7,31	7,92
011109T	5,84	5,97	8,35	2,65	6,32	6,85
011115T	31,17	31,84	44,55	14,11	33,72	36,55
011130T	5,84	5,97	8,35	2,65	6,32	6,85
011139T	38,95	39,79	55,68	17,64	42,15	45,69
011136T	15,58	15,91	22,27	7,06	16,86	18,28
011133T	25,32	25,87	36,2	11,47	27,39	29,70
011148T	19,48	19,9	27,85	8,82	21,07	22,85
011145T	7,79	7,96	11,14	3,53	8,43	9,14
011151T	77,91	79,59	111,4	35,28	84,28	91,37
011154T	19,48	19,9	27,85	8,82	21,07	22,85
011156T	124,6	127,3	178,2	56,44	134,80	146,20
011142T	77,91	79,59	111,4	35,28	84,28	91,37
011166T	38,95	39,79	55,68	17,64	42,15	45,69
11120	10,47	10,7	14,97	1,28	3,06	3,32
011160T	24,34	24,87	34,8	11,03	26,35	28,56
011163T	58,43	59,69	83,53	26,46	63,21	68,52
011157T	3,12	3,19	4,46	1,41	3,38	3,66
011169T	31,17	31,84	44,55	14,11	33,72	36,55
011172T	77,91	79,59	111,4	35,28	84,28	91,37
011175T	6,63	6,77	9,47	3,00	7,17	7,77
11125	15,27	15,6	21,83	1,87	4,46	4,84
11130	14,63	14,95	20,92	1,79	4,27	4,63
11135	5,07	5,18	7,25	0,62	1,49	1,62
011178T	31,17	31,84	44,55	14,11	33,72	36,55
11140	3,59	3,67	5,13	0,44	1,05	1,14
011184T	46,74	47,75	66,82	21,17	50,57	54,82
011187T	23,37	23,88	33,41	10,58	25,28	27,41
011190T	20,25	20,69	28,95	9,18	21,92	23,76
011193T	7,79	7,96	11,14	3,53	8,43	9,14
11145	8,76	8,95	12,53	1,07	2,57	2,78
11150	38,46	39,29	54,98	4,70	11,24	12,18
011181T	25,32	25,87	36,2	11,47	27,39	29,70

**Cuadro C.11**  
**ALIMENTADOR A3**

Subestación Codigo	MÁXIMA DEMANDA			MÍNIMA DEMANDA		
	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
10305	48,38	43,03	64,75	18,05	17,22	24,95
10310	68,39	60,83	91,53	25,53	24,36	35,28
10315	64,39	57,27	86,17	24,04	22,94	33,22
10320	53,26	47,37	71,27	19,88	18,97	27,48
10325	76,59	68,12	102,5	22,69	21,65	31,36
10330	46,49	41,35	62,22	12,31	11,74	17,01
010305T	29	25,79	38,81	36,06	34,4	49,84
010310T	45,1	40,11	60,36	56,11	53,53	77,55
10335	62,73	55,79	83,95	21,08	20,11	29,14
010315T	31,57	28,08	42,25	39,28	37,48	54,29
10340	97,89	87,07	131	32,88	31,38	45,45
10345	97,89	87,07	131	32,88	31,38	45,45
10350	66,25	58,92	88,66	22,26	21,24	30,77
10355	58,69	52,2	78,54	19,71	18,81	27,24
10360	66,09	58,78	88,45	22,19	21,17	30,67
10365	68,02	60,5	91,04	22,86	21,81	31,6
10370	36,59	32,55	48,97	18,77	17,91	25,95
10375	66,25	58,92	88,66	22,26	21,24	30,77
010320T	9,67	8,6	12,94	12,02	11,47	16,61
10380	24,18	21,51	32,36	8,12	7,75	11,23
10385	15,19	13,51	20,33	5,12	4,89	7,08
10390	22,44	19,96	30,04	7,55	7,2	10,43
10395	47,19	41,97	63,15	5,94	5,67	8,21

**Cuadro C.12**  
**ALIMENTADOR A4**

Subestación Codigo	MÁXIMA DEMANDA			MÍNIMA DEMANDA		
	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)
10405	59,25	53,6	79,9	20,36	17,98	27,16
10410	54,91	49,67	74,04	20,36	17,98	27,16
10415	68,31	61,79	92,12	26,38	23,3	35,2
010405T	17,88	16,18	24,11	25,57	22,59	34,12
10420	169,1	153	228	65,29	57,67	87,12
010410T	44,69	40,43	60,27	63,91	56,46	85,28
010415T	8,93	8,08	12,04	63,91	56,46	85,28
010420T	35,74	32,33	48,19	51,11	45,14	68,19
10425	154,4	139,7	208,2	59,62	52,66	79,55
10430	53,92	48,77	72,7	77,1	68,11	102,9
10445	20,16	18,24	27,19	7,78	6,87	10,38
10450	57,16	51,7	77,08	22,08	19,51	29,47
10455	47,72	43,17	64,35	18,44	16,29	24,61
10435	22,52	20,37	30,37	8,7	7,69	11,61
10440	68,69	62,13	92,62	26,53	23,44	35,4
10442	46,5	28,8	54,7	14,88	13,14	19,85
10444	46,5	28,8	54,7	14,88	13,14	19,85
10460	65,12	58,91	87,81	22,08	19,51	29,47
10465	36,28	32,81	48,91	14,03	12,4	18,72
010425T	134,1	121,3	180,8	191,7	169,3	255,8
10470	71,48	64,65	96,38	102,2	90,29	136,4
10475	50,97	46,1	68,72	19,71	17,41	26,29
010435T	17,88	16,18	24,11	25,57	22,59	34,12
10480	170,3	154,1	229,7	41,56	36,71	55,45
010430T	13,41	12,13	18,08	19,17	16,93	25,58
10485	40,19	36,35	54,19	15,53	13,72	20,72

**ANEXO D**  
**TASA DE FALLAS EN TRAMOS DE LOS**  
**ALIMENTADORES**

Cuadro D.1

### **Cálculo de la Tasa de falla en tramos del Alimentador A1**

**FALLAS EN TRAMOS**

- 1.- 1 Área: Longitud del tramo:1248.8 metros      interrupciones:4 int/año  
 2.- 2 Área: Longitud del tramo:1603.6 metros      interrupciones:5 int/año  
 3.- 3 Área: Longitud del tramo:4054.6 metros      interrupciones:0 int/año

NÚMERO DE INTERRUPCIONES PROMEDIO AL AÑO: 9

NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2000 : 4

NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2001 : 6

Nº	TRAMO DEL ALIMENTADOR				TASA DE FALLA Año(2000)	TASA DE FALLA Año(2001)
	Área	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)		
1	3	CT-101	W1	0,1	0,000	0,000
2	1	W1	S01_10	30	0,043	0,064
3	1	S01_10	S1-01	200	0,285	0,427
4	1	S1-01	S1-02	570	0,811	1,217
5	1	S1-02	10105	17,8	0,025	0,038
6	1	S1-02	S1-03	231,8	0,330	0,495
7	3	S1-03	S-20	148,2	0,000	0,000
8	3	S-20	010104T	46,5	0,000	0,000
9	3	S-20	10110	148,2	0,000	0,000
10	3	10110	010105T	27,5	0,000	0,000
11	1	S1-03	S1-11	199,2	0,284	0,425
12	3	S1-11	S1-12	210	0,000	0,000
13	3	S1-12	010110T	70,5	0,000	0,000
14	3	S1-12	S1-17	30,8	0,000	0,000
15	3	S1-17	010115T	77,5	0,000	0,000
16	3	S1-17	S1-04	272,5	0,000	0,000
17	3	S1-04	10115	14,6	0,000	0,000
18	3	10115	010117T	100,8	0,000	0,000
19	3	S1-04	S1-05	209,1	0,000	0,000
20	3	S1-05	S-21	230,3	0,000	0,000
21	3	S-21	010119T	36,8	0,000	0,000
22	3	S-21	10120	230,3	0,000	0,000
23	3	S1-05	S1-06	467	0,000	0,000
24	3	S1-06	S1-16	502,8	0,000	0,000
25	3	S1-16	010145T	20,3	0,000	0,000
26	3	S1-16	S1-09	352,4	0,000	0,000
27	3	S1-09	10145	34,4	0,000	0,000
28	3	S1-09	S1-10	109,7	0,000	0,000
29	2	S1-06	S1-22	336,1	0,466	0,699
30	2	S1-22	10123	29,4	0,041	0,061
31	2	S1-22	S1-07	336,1	0,466	0,699
32	3	S1-07	10125	170,9	0,000	0,000
33	2	S1-07	10130	48,1	0,067	0,100
34	2	10130	S1-08	92,9	0,129	0,193
35	2	S1-08	S-23	360	0,499	0,748
36	3	S-23	010130T	360	0,000	0,000
37	2	010130T	S1-14	105,1	0,146	0,218
38	2	S1-14	10140	20,2	0,028	0,042
39	2	S1-14	S1-15	183,1	0,254	0,381
40	2	S1-15	010135T	21,7	0,030	0,045
41	2	S-23	010140T	50,5	0,070	0,105
42	2	S1-08	S1-13	20,4	0,028	0,042
43	3	S1-13	010123T	65,9	0,000	0,000
44	3	S1-13	010125T	69,4	0,000	0,000
45	3	S1-13	10135	48,1	0,000	0,000

Cuadro D.2.1

### **Cálculo de la Tasa de falla en tramos del Alimentador A2**

#### **FALLAS EN TRAMOS**

1.- 1 Área:	Longitud del tramo:1369.5 metros	interrupciones:5 int/año
2.- 2 Área:	Longitud del tramo:551.2 metros	interrupciones:4 int/año
3.- 3 Área:	Longitud del tramo:679.2 metros	interrupciones:6 int/año
4.- 4 Área:	Longitud del tramo:1129.6 metros	interrupciones:4 int/año
5.- 5 Área:	Longitud del tramo:6017.7 metros	interrupciones:0 int/año

NÚMERO DE INTERRUPCIONES PROMEDIO AL AÑO: 19

NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2000 : 13

NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2001 : 9

Nº	TRAMO DEL ALIMENTADOR				TASA DE FALLA Año(2000)	TASA DE FALLA Año(2001)
	Área	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)		
1	5		W11	0,1	0,000	0,000
2	5	W11	S11_10	60,0	0,000	0,000
3	5	S11_10	S11-01	200	0,000	0,000
4	5	S11-01	S11-02	39,2	0,000	0,000
5	1	S11-02	11105	140	0,350	0,242
6	1	11105	S11-14	147,1	0,367	0,254
7	1	S11-14	011127T	58	0,145	0,100
8	1	011127T	S11-15	59,1	0,148	0,102
9	5	S11-15	011124T	39,9	0,000	0,000
10	5	S11-15	011126T	22,5	0,000	0,000
11	1	S11-15	S11-36	114,2	0,285	0,197
12	5	S11-36	011118T	68,8	0,000	0,000
13	5	S11-36	011121T	54,3	0,000	0,000
14	1	S11-36	S11-16	272,7	0,681	0,472
15	1	S11-16	S11-17	51	0,127	0,088
16	1	S11-17	011112T	31,6	0,079	0,055
17	1	S11-17	S11-03	129,3	0,323	0,224
18	5	S11-03	11110	9	0,000	0,000
19	1	S11-03	S11-18	336	0,839	0,581
20	5	S11-18	S11-04	77	0,000	0,000
21	5	S11-04	011106T	24	0,000	0,000
22	5	S11-04	11115	7	0,000	0,000
23	5	S11-18	S11-19	25,5	0,000	0,000
24	5	S11-19	011109T	52,8	0,000	0,000
25	1	S11-16	S11-28	30,5	0,076	0,053
26	5	S11-28	011115T	14,1	0,000	0,000
27	5	S11-14	011130T	82,8	0,000	0,000
28	5	S11-02	S11-05	345,8	0,000	0,000
29	5	S11-05	S11-06	21	0,000	0,000
30	5	S11-06	S11-20	84,3	0,000	0,000
31	5	S11-20	011139T	121,2	0,000	0,000
32	5	011139T	S11-21	30,0	0,000	0,000
33	5	S11-21	S11-22	34	0,000	0,000
34	5	S11-22	011136T	13,8	0,000	0,000
35	5	S11-22	S11-23	15	0,000	0,000
36	5	S11-23	011133T	29,9	0,000	0,000
37	5	S11-21	S11-24	63,4	0,000	0,000
38	5	S11-24	S11-26	37,9	0,000	0,000
39	5	S11-26	011148T	95,4	0,000	0,000

Cuadro D.2.2

**Cálculo de la Tasa de falla en tramos  
del Alimentador A2**

NÚMERO DE INTERRUPCIONES PROMEDIO AL AÑO: 19  
 NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2000 : 13  
 NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2001 : 9

Nº	TRAMO DEL ALIMENTADOR				TASA DE FALLA Año(2000)	TASA DE FALLA Año(2001)
	Área	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)		
40	5	S11-24	S11-40	242,7	0,000	0,000
41	5	S11-40	011145T	31,8	0,000	0,000
42	5	S11-40	S11-27	242,7	0,000	0,000
43	5	S11-27	011151T	28,2	0,000	0,000
44	5	S11-27	S11-46	75,7	0,000	0,000
45	5	S11-46	011154T	75,7	0,000	0,000
46	5	S11-46	011156T	114,8	0,000	0,000
47	5	S11-20	011142T	59,6	0,000	0,000
48	2	S11-05	S11-29	551,2	2,737	1,895
49	5	S11-29	011166T	12,9	0,000	0,000
50	5	S11-29	S11-07	65,7	0,000	0,000
51	5	S11-07	11120	183,0	0,000	0,000
52	5	S11-07	S11-30	43,0	0,000	0,000
53	5	S11-30	011160T	50	0,000	0,000
54	5	S11-30	011163T	50	0,000	0,000
55	5	S11-07	S11-31	103,7	0,000	0,000
56	5	S11-31	011157T	21,1	0,000	0,000
57	5	S11-31	S11-47	172,1	0,000	0,000
58	5	S11-47	011169T	172,1	0,000	0,000
59	5	011169T	011172T	77,6	0,000	0,000
60	5	011172T	S11-08	274,8	0,000	0,000
61	5	S11-08	011175T	23	0,000	0,000
62	3	011175T	S11-09	52	0,314	0,218
63	3	S11-09	S11-10	317,7	1,920	1,329
64	3	S11-10	11125	53,4	0,323	0,223
65	3	S11-10	11130	256,1	1,548	1,072
66	5	S11-08	S11-11	174,1	0,000	0,000
67	5	S11-11	11135	32,7	0,000	0,000
68	5	S11-11	011178T	94,3	0,000	0,000
69	5	S11-11	S11-32	240,1	0,000	0,000
70	5	S11-32	S11-12	298,4	0,000	0,000
71	5	S11-12	11140	19,6	0,000	0,000
72	5	S11-12	S11-48	60,7	0,000	0,000
73	5	S11-48	011184T	60,7	0,000	0,000
74	5	S11-48	S11-49	141	0,000	0,000
75	5	S11-49	011187T	55,9	0,000	0,000
76	5	S11-49	S11-50	55,5	0,000	0,000
77	5	S11-50	011189T	24,7	0,000	0,000
78	5	S11-50	S11-34	55,5	0,000	0,000
79	5	S11-34	S11-35	30,1	0,000	0,000
80	5	S11-35	011190T	23	0,000	0,000
81	5	S11-34	S11-51	771,3	0,000	0,000
82	5	S11-51	011193T	38,8	0,000	0,000
83	4	S11-51	S11-13	771,3	1,869	1,294
84	4	S11-13	11145	12,9	0,031	0,022
85	4	S11-13	11150	345,4	0,837	0,579
86	5	S11-32	S11-33	36,3	0,000	0,000
87	5	S11-33	011181T	16,1	0,000	0,000

Cuadro D.3

### **Cálculo de la Tasa de falla en tramos del Alimentador A3**

**FALLAS EN TRAMOS**

1.- 1 Área:	Longitud del tramo:695.6 metros	interrupciones:4 int/año
2.- 2 Área:	Longitud del tramo:1622.3 metros	interrupciones:4 int/año
3.- 3 Área:	Longitud del tramo:910.6 metros	interrupciones:4 int/año
4.- 4 Área:	Longitud del tramo:3443.9 metros	interrupciones:0 int/año

NÚMERO DE INTERRUPCIONES PROMEDIO AL AÑO:	12
NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2000:	3
NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2001:	1

N°	TRAMO DEL ALIMENTADOR				TASA DE FALLA Año(2000)	TASA DE FALLA Año(2001)
	Área	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)		
1	4	CT-103	W3	0,1	0,000	0,000
2	4	W3	S03_10	60,0	0,000	0,000
3	4	S03_10	S3-01	240,0	0,000	0,000
4	4	S3-01	S3-02	240,6	0,000	0,000
5	1	S3-02	S3-11	158,0	0,248	0,083
6	1	S3-11	10305	27,6	0,043	0,014
7	4	10305	10310	246,3	0,000	0,000
8	1	S3-11	S3-12	243,7	0,382	0,127
9	1	S3-12	10315	57,9	0,000	0,000
10	1	S3-12	S3-13	149,7	0,235	0,078
11	1	S3-13	10320	58,7	0,092	0,031
12	4	S3-13	10325	298,6	0,000	0,000
13	4	10325	S3-14	277,6	0,000	0,000
14	4	S3-14	10330	83,1	0,000	0,000
15	4	S3-14	S3-15	67,8	0,000	0,000
16	4	S3-15	010305T	38,3	0,000	0,000
17	4	S3-15	010310T	51,7	0,000	0,000
18	4	S3-15	10335	176,5	0,000	0,000
19	4	S3-02	S3-17	172,2	0,000	0,000
20	4	S3-17	010315T	33,9	0,000	0,000
21	4	S3-17	S3-03	399,0	0,000	0,000
22	4	S3-03	10340	29,3	0,018	0,006
23	2	S3-03	S3-04	617,7	0,381	0,127
24	2	S3-04	10345	75,5	0,047	0,016
25	2	S3-04	S3-05	421,3	0,260	0,087
26	4	S3-05	10350	197,3	0,000	0,000
27	4	10350	S3-06	180,0	0,000	0,000
28	4	S3-06	10355	117,8	0,000	0,000
29	4	S3-06	10360	52,2	0,000	0,000
30	4	10360	S3-07	183,3	0,000	0,000
31	4	S3-07	10365	60,0	0,000	0,000
32	4	S3-07	10370	267,6	0,000	0,000
33	2	S3-05	S3-08	345,7	0,213	0,071
34	2	S3-08	10375	21,50	0,013	0,004
35	4	10375	010320T	59,5	0,037	0,012
36	2	S3-08	S3-16	51,8	0,032	0,011
37	3	S3-16	S3-09	79,5	0,087	0,029
38	3	S3-09	10380	50,9	0,056	0,019
39	3	S3-09	S3-10	52,5	0,058	0,019
40	3	S3-10	10385	94,9	0,104	0,035
41	3	S3-10	10390	234,6	0,258	0,086
42	3	10390	10395	398,2	0,437	0,146

Cuadro D.4

### **Cálculo de la Tasa de falla en tramos del Alimentador A4**

**FALLAS EN TRAMOS**

1.- 1 Área:	Longitud del tramo:1835.6 metros	interrupciones:3 int/año
2.- 2 Área:	Longitud del tramo:1040.2 metros	interrupciones:6 int/año
3.- 3 Área:	Longitud del tramo:2733.8 metros	interrupciones:4 int/año
4.- 4 Área:	Longitud del tramo:3413.7 metros	interrupciones:0 int/año

NÚMERO DE INTERRUPCIONES PROMEDIO AL AÑO:	13
NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2000 :	5
NÚMERO DE INTERRUPCIONES REGISTRADAS EN EL AÑO 2001 :	6

Nº	TRAMO DEL ALIMENTADOR				TASA DE FALLA Año(2000)	TASA DE FALLA Año(2001)
	Área	Nodo Inicio	Nodo Final	LONGITUD (m.)		
1	4	CT-104	VW4	0,1	0,000	0,000
2	4	VW4	S04_10	60,0	0,000	0,000
3	4	S04_10	S4-01	238,1	0,000	0,000
4	4	S4-01	10405	44,6	0,000	0,000
5	4	S4-01	S4-02	224,0	0,000	0,000
6	1	S4-02	S4-03	677,5	0,426	0,511
7	4	S4-03	10410	142,4	0,000	0,000
8	4	10410	10415	169,9	0,000	0,000
9	1	S4-03	S4-18	275,9	0,173	0,208
10	4	S4-18	010405T	169,8	0,000	0,000
11	1	S4-18	S4-04	536,5	0,337	0,405
12	4	S4-04	10420	130,0	0,000	0,000
13	1	S4-04	S4-05	345,7	0,217	0,261
14	4	S4-05	010410T	222,3	0,000	0,000
15	4	S4-02	S4-14	700,0	0,000	0,000
16	4	S4-14	010415T	65,0	0,000	0,000
17	4	S4-14	S4-06	296,4	0,000	0,000
18	4	S4-06	010420T	13,3	0,000	0,000
19	4	S4-06	10425	143,2	0,000	0,000
20	4	S4-06	S4-07	117,6	0,000	0,000
21	2	S4-07	10430	139,3	0,309	0,371
22	2	10430	S4-08	81,3	0,180	0,216
23	2	S4-08	S4-09	118,4	0,263	0,315
24	2	S4-09	10445	92,6	0,205	0,247
25	2	S4-09	10450	104,4	0,232	0,278
26	2	10450	10455	178,6	0,396	0,475
27	2	S4-08	S4-13	77,0	0,171	0,205
28	2	S4-13	10435	14,3	0,032	0,038
29	2	S4-13	10440	234,3	0,520	0,624
30	4	10440	10442	63,6	0,000	0,000
31	4	10442	10444	78,4	0,000	0,000
32	3	S4-07	S4-10	410,0	0,231	0,277
33	3	S4-10	S4-15	384,5	0,216	0,260
34	4	S4-15	010425T	83,2	0,000	0,000
35	3	S4-15	S4-11	213,4	0,120	0,144
36	3	S4-11	10470	130,0	0,073	0,088
37	3	10470	S4-12	269,9	0,152	0,182
38	3	S4-12	10475	245,8	0,138	0,166
39	3	10475	010435T	98,3	0,055	0,066
40	3	S4-12	10480	444,4	0,250	0,300
41	3	S4-11	S4-17	429,7	0,242	0,290
42	3	S4-17	010430T	62,0	0,035	0,042
43	3	S4-17	10485	45,8	0,026	0,031
44	4	S4-10	S4-16	22,4	0,000	0,000
45	4	S4-16	10460	120,0	0,000	0,000
46	4	10460	10465	309,4	0,000	0,000

**ANEXO E**  
**RESULTADOS DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD**  
**EN LOS ALIMENTADORES**

Cuadro E.1  
**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA**  
**ALIMENTADOR A1**  
**AÑO 2000**

Punto de Carga	Tasa de falla (int / año)	Duración de la falla (hr / int)	TASA hr / año	Nº Consumidores	Potencia (kVA)	Costo por Pérdida de Energía (\$/.)
10105	4,000	0,587	2,347	337	100	10.801,7
10110	4,000	0,587	2,347	203	160	5.647,3
010104T	4,000	0,587	2,347	1	100	1.481,9
010105T	4,000	0,587	2,347	1	100	2.964,7
010110T	4,000	0,587	2,347	1	100	1.667,4
010115T	4,000	0,587	2,347	1	100	1.481,9
10115	4,000	0,587	2,347	153	160	9.318,5
010117T	4,000	0,587	2,347	1	160	2.371,6
010119T	4,000	0,587	2,347	1	150	2.222,9
10120	4,000	0,587	2,347	59	100	1.611,1
10125	4,000	0,712	2,849	204	100	4.331,9
10123	4,000	0,712	2,849	10	50	2.066,7
10130	4,000	0,712	2,849	111	100	2.631,9
10125T	4,000	0,434	1,738	1	160	1.097,3
010123T	4,000	0,712	2,849	1	125	2.249,4
10135	4,000	0,712	2,849	70	50	3.333,8
010140T	4,000	0,820	3,280	1	320	10.358,8
010130T	4,000	0,820	3,280	1	150	3.107,0
10140	4,000	0,820	3,280	163	100	3.997,1
010135T	4,000	0,820	3,280	1	50	1.554,0
10145T	4,000	0,434	1,738	1	500	6.584,8
10145	4,000	0,587	2,347	56	50	1.491,5
				<b>1378</b>		<b>82.373,0</b>

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

INTERRUPCIÓN ANUAL A LOS CONSUMIDORES  
DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN A LOS CONSUMIDORES  
POTENCIA CONSUMIDA

5512,20 int/year.cliente  
3586,49 h/year.cliente  
794 kW

SAIFI	4,000
SAIDI	2,603
CAIDI	0,651
ASIFI	4,000
ASIDI	2,477
AENS	1,442
ASAI	0,99970
C_ENS	82.373,0

Cuadro E.2  
**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA**  
**ALIMENTADOR A1**  
**AÑO 2001**

Punto de Carga	Tasa de falla (int / año)	Duración de la falla (hr / int)	TASA hr / año	Nº Consumidores	Potencia (KVA)	Costo por Pérdida de Energía (S/.)
10105	6,000	0,573	3,440	337	100	4.602,8
10110	6,000	0,573	3,440	203	160	2.406,4
010104T	6,000	0,573	3,440	1	100	631,5
010105T	6,000	0,573	3,440	1	100	1.263,3
010110T	6,000	0,573	3,440	1	100	710,5
010115T	6,000	0,573	3,440	1	100	631,5
10115	6,000	0,573	3,440	153	160	3.970,8
010117T	6,000	0,573	3,440	1	160	1.010,6
010119T	6,000	0,573	3,440	1	150	947,2
10120	6,000	0,573	3,440	59	100	686,5
10125	6,000	0,690	4,140	204	100	1.520,5
10123	6,000	0,690	4,140	10	50	725,4
10130	6,000	0,690	4,140	111	100	923,8
10125T	6,000	0,432	2,592	1	160	631,5
010123T	6,000	0,690	4,140	1	125	789,5
10135	6,000	0,690	4,140	70	50	1.170,1
010140T	6,000	0,790	4,740	1	320	3.158,0
010130T	6,000	0,790	4,740	1	150	947,2
10140	6,000	0,790	4,740	163	100	1.218,6
010135T	6,000	0,790	4,740	1	50	473,8
10145T	6,000	0,432	2,592	1	500	3.789,5
10145	6,000	0,573	3,440	56	50	635,5
				<b>1378</b>		<b>32.844,3</b>

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

INTERRUPCIÓN ANUAL A LOS CONSUMIDORES  
 DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN A LOS CONSUMIDORES  
 POTENCIA CONSUMIDA

8268,29 int/year.cliente  
 5231,70 h/year.cliente  
 153.175 kW

SAIFI	6,000
SAIDI	3,797
CAIDI	0,633
ASIFI	6,000
ASIDI	3,622
AENS	2,107
ASAI	0,99957
C_ENS	32.844,3

Cuadro E.3  
**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA**  
**ALIMENTADOR A2**  
**AÑO 2000**

Punto de Carga	Tasa de falla (int / año)	Duración de la falla (hr / int)	TASA hr / año	Nº Consumidores	Potencia (kVA)	Costo por Pérdida de Energía (S/.)
11105	13,000	0,419	5,446	320	160	11.695,9
011127T	13,000	0,419	5,446	1	50	1.069,5
011124T	13,000	0,419	5,446	1	100	5.355,6
011126T	13,000	0,419	5,446	1	80	3.425,6
011118T	13,000	0,419	5,446	1	160	8.569,6
011121T	13,000	0,419	5,446	2	250	26.772,7
011112T	13,000	0,419	5,446	2	25	1.605,6
11110	13,000	0,419	5,446	215	160	10.284,2
011106T	13,000	0,419	5,446	1	360	26.772,7
11115	13,000	0,419	5,446	97	125	4.633,8
011109T	13,000	0,419	5,446	1	50	1.605,6
011115T	13,000	0,419	5,446	1	150	8.569,6
011130T	13,000	0,419	5,446	1	100	1.605,6
011139T	13,000	0,408	5,309	1	200	10.439,5
011136T	13,000	0,408	5,309	1	160	4.175,8
011133T	13,000	0,408	5,309	2	200	6.786,3
011148T	13,000	0,408	5,309	1	400	5.221,1
011145T	13,000	0,408	5,309	1	125	2.087,9
011151T	13,000	0,408	5,309	1	400	20.881,6
011154T	13,000	0,408	5,309	1	100	5.221,1
011156T	13,000	0,408	5,309	1	800	33.395,6
011142T	13,000	0,408	5,309	1	250	20.881,6
011166T	13,000	0,408	5,309	1	125	10.439,5
11120	13,000	0,418	5,432	92	50	1.936,9
011160T	13,000	0,418	5,432	1	125	6.673,6
011163T	13,000	0,418	5,432	1	250	16.020,5
011157T	13,000	0,418	5,432	1	200	855,5
011169T	13,000	0,418	5,432	1	250	8.546,3
011172T	13,000	0,418	5,432	1	400	21.361,6
011175T	13,000	0,418	5,432	1	50	1.817,8
11125	13,000	0,429	5,583	194	100	2.903,8
11130	13,000	0,429	5,583	197	100	2.782,1
11135	13,000	0,418	5,432	29	125	937,9
011178T	13,000	0,418	5,432	1	250	8.546,3
11140	13,000	0,418	5,432	7	25	664,1
011184T	13,000	0,418	5,432	1	320	12.815,3
011187T	13,000	0,418	5,432	1	200	6.407,7
011190T	13,000	0,418	5,432	1	160	5.552,2
011193T	13,000	0,418	5,432	1	50	2.135,9
11145	13,000	0,418	5,432	77	50	1.620,6
11150	13,000	0,418	5,432	261	160	7.115,0
011181T	13,000	0,418	5,432	1	250	6.942,3
				1524		347.131,2

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

INTERRUPCIÓN ANUAL A LOS CONSUMIDORES  
DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN A LOS CONSUMIDORES  
POTENCIA CONSUMIDA

19812,00 int/year.cliente  
8345,11 h/year.cliente  
1352,38 kW

SAIFI	13,000
SAIDI	5,476
CAIDI	0,421
ASIFI	13,000
ASIDI	5,395
AENS	2,805
ASAI	0,99937
C_ENS	347.131,2

Cuadro E.4  
**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA**  
**ALIMENTADOR A2**  
**AÑO 2001**

Punto de Carga	Tasa de falla (int / año)	Duración de la falla (hr / int)	TASA hr / año	Nº Consumidores	Potencia (kVA)	Costo por Pérdida de Energía (S/.)
11105	9,000	0,419	3,771	320	160	8.097,1
011127T	9,000	0,419	3,771	1	50	740,4
011124T	9,000	0,419	3,771	1	100	3.707,7
011126T	9,000	0,419	3,771	1	80	2.371,6
011118T	9,000	0,419	3,771	1	160	5.932,8
011121T	9,000	0,419	3,771	2	250	18.534,9
011112T	9,000	0,419	3,771	2	25	1.111,6
11110	9,000	0,419	3,771	215	160	7.119,8
011106T	9,000	0,419	3,771	1	360	18.534,9
11115	9,000	0,419	3,771	97	125	3.208,0
011109T	9,000	0,419	3,771	1	50	1.111,6
011115T	9,000	0,419	3,771	1	150	5.932,8
011130T	9,000	0,419	3,771	1	100	1.111,6
011139T	9,000	0,408	3,676	1	200	7.227,3
011136T	9,000	0,408	3,676	1	160	2.890,9
011133T	9,000	0,408	3,676	2	200	4.698,2
011148T	9,000	0,408	3,676	1	400	3.614,6
011145T	9,000	0,408	3,676	1	125	1.445,5
011151T	9,000	0,408	3,676	1	400	14.456,5
011154T	9,000	0,408	3,676	1	100	3.614,6
011156T	9,000	0,408	3,676	1	800	23.120,0
011142T	9,000	0,408	3,676	1	250	14.456,5
011166T	9,000	0,408	3,676	1	125	7.227,3
11120	9,000	0,418	3,760	92	50	1.340,9
011160T	9,000	0,418	3,760	1	125	4.620,2
011163T	9,000	0,418	3,760	1	250	11.091,1
011157T	9,000	0,418	3,760	1	200	592,2
011169T	9,000	0,418	3,760	1	250	5.916,7
011172T	9,000	0,418	3,760	1	400	14.788,8
011175T	9,000	0,418	3,760	1	50	1.258,5
11125	9,000	0,429	3,865	194	100	2.010,3
11130	9,000	0,429	3,865	197	100	1.926,1
11135	9,000	0,418	3,760	29	125	649,3
011178T	9,000	0,418	3,760	1	250	5.916,7
11140	9,000	0,418	3,760	7	25	459,8
011184T	9,000	0,418	3,760	1	320	8.872,1
011187T	9,000	0,418	3,760	1	200	4.436,1
011190T	9,000	0,418	3,760	1	160	3.843,8
011193T	9,000	0,418	3,760	1	50	1.478,7
11145	9,000	0,418	3,760	77	50	1.121,9
11150	9,000	0,418	3,760	261	160	4.925,8
011181T	9,000	0,418	3,760	1	250	4.806,2
				1524		240.321,6

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

INTERRUPCIÓN ANUAL A LOS CONSUMIDORES  
DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN A LOS CONSUMIDORES  
POTENCIA CONSUMIDA

13716,00 int/year.cliente  
5777,39 h/year.cliente  
1352,38 kW

SAIFI	9,000
SAIDI	3,791
CAIDI	0,421
ASIFI	9,000
ASIDI	3,735
AENS	1,942
ASAI	0,99957
C_ENS	240.321,6

Cuadro E.5  
**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA**  
**ALIMENTADOR A3**  
**AÑO 2000**

Punto de Carga	Tasa de falla (int / año)	Duración de la falla (hr / int)	TASA hr / año	Nº Consumidores	Potencia (kVA)	Costo por Pérdida de Energía (S/.)
10305	3,000	0,640	1,920	183	100	4.681,3
10310	3,000	0,640	1,920	260	100	6.629,4
10315	3,000	0,640	1,920	240	100	6.251,4
10320	3,000	0,640	1,920	231	100	5.175,6
10325	3,000	0,640	1,920	302	100	7.414,5
10330	3,000	0,640	1,920	190	100	4.506,9
010305T	3,000	0,640	1,920	1	100	1.903,0
010310T	3,000	0,640	1,920	1	200	2.942,8
10335	3,000	0,640	1,920	217	100	6.077,0
010315T	3,000	0,640	1,920	1	200	2.059,9
10340	3,000	0,640	1,920	226	160	9.478,9
10345	3,000	0,640	1,920	271	160	9.478,9
10350	3,000	0,640	1,920	284	100	6.425,9
10355	3,000	0,640	1,920	218	100	5.699,0
10360	3,000	0,640	1,920	248	100	6.396,8
10365	3,000	0,640	1,920	251	160	6.600,4
10370	3,000	0,640	1,920	303	100	3.547,3
10375	3,000	0,640	1,920	237	100	6.425,9
010320T	3,000	0,640	1,920	1	25	627,8
10380	3,000	0,760	2,280	133	80	2.796,8
10385	3,000	0,760	2,280	121	80	1.760,9
10390	3,000	0,760	2,280	128	160	2.589,6
10395	3,000	0,760	2,280	266	160	5.420,9
				<b>4313</b>		<b>114.891,2</b>

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

INTERRUPCIÓN ANUAL A LOS CONSUMIDORES  
 DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN A LOS CONSUMIDORES  
 POTENCIA CONSUMIDA

12939,00 int/year.cliente  
 8514,24 h/year.cliente  
 1.202 kW

SAIFI	3,000
SAIDI	1,974
CAIDI	0,658
ASIFI	3,000
ASIDI	1,984
AENS	0,365
ASAI	0,99977
C_ENS	114.891,2

Cuadro E.6  
**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA**  
**ALIMENTADOR A3**  
**AÑO 2001**

Punto de Carga	Tasa de falla (int / año)	Duración de la falla (hr / int)	TASA hr / año	Nº Consumidores	Potencia (kVA)	Costo por Pérdida de Energía (\$.)
10305	1,000	0,453	0,453	183	100	1.105,3
10310	1,000	0,453	0,453	260	100	1.565,3
10315	1,000	0,453	0,453	240	100	1.476,0
10320	1,000	0,453	0,453	231	100	1.222,0
10325	1,000	0,453	0,453	302	100	1.750,6
10330	1,000	0,453	0,453	190	100	1.064,1
010305T	1,000	0,453	0,453	1	100	449,3
010310T	1,000	0,453	0,453	1	200	694,8
10335	1,000	0,453	0,453	217	100	1.434,8
010315T	1,000	0,453	0,453	1	200	486,4
10340	1,000	0,453	0,453	226	160	2.238,1
10345	1,000	0,453	0,453	271	160	2.238,1
10350	1,000	0,453	0,453	284	100	1.517,2
10355	1,000	0,453	0,453	218	100	1.345,6
10360	1,000	0,453	0,453	248	100	1.510,4
10365	1,000	0,453	0,453	251	160	1.558,4
10370	1,000	0,453	0,453	303	100	837,6
10375	1,000	0,453	0,453	237	100	1.517,2
010320T	1,000	0,453	0,453	1	25	148,2
10380	1,000	0,480	0,480	133	80	588,8
10385	1,000	0,480	0,480	121	80	370,7
10390	1,000	0,480	0,480	128	160	545,2
10395	1,000	0,480	0,480	266	160	1.141,3
				<b>4313</b>		<b>26.805,5</b>

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

INTERRUPCIÓN ANUAL A LOS CONSUMIDORES 4313,00 int/year.cliente  
DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN A LOS CONSUMIDORES 1972,51 h/year.cliente  
POTENCIA CONSUMIDA 1.202 kW

SAIFI	1,000
SAIDI	0,457
CAIDI	0,457
ASIFI	1,000
ASIDI	0,458
AENS	0,084
ASAI	0,99995
C_ENS	26.805,5

Cuadro E.7  
**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA**  
**ALIMENTADOR A4**  
**AÑO 2000**

Punto de Carga	Tasa de falla (int / año)	Duración de la falla (hr / int)	TASA hr / año	Nº Consumidores	Potencia (kVA)	Costo por Pérdida de Energía (S/.)
10405	5,000	0,562	2,808	187	100	8.418,9
10410	5,000	0,562	2,808	315	160	7.781,1
10415	5,000	0,562	2,808	153	100	9.694,5
010405T	5,000	0,562	2,808	1	80	1.721,3
10420	5,000	0,562	2,808	449	160	23.981,1
010410T	5,000	0,562	2,808	1	1000	4.274,7
010415T	5,000	0,683	3,416	1	160	1.047,3
010420T	5,000	0,683	3,416	1	100	4.154,2
10425	5,000	0,683	3,416	301	300	26.645,6
10430	5,000	1,006	5,032	180	100	13.716,4
10445	5,000	1,006	5,032	79	50	5.105,6
10450	5,000	1,006	5,032	196	100	14.554,7
10455	5,000	1,006	5,032	203	160	12.116,2
10435	5,000	1,006	5,032	82	50	5.715,2
10440	5,000	1,006	5,032	192	100	17.450,4
10442	5,000	1,006	5,032	20	75	11.811,4
10444	5,000	1,006	5,032	20	75	11.811,4
010425T	5,000	0,683	3,416	1	400	15.604,5
10470	5,000	0,777	3,885	206	100	14.001,2
10475	5,000	0,777	3,885	176	100	10.000,9
010435T	5,000	0,777	3,885	1	50	2.381,6
10480	5,000	0,777	3,885	303	160	33.414,7
010430T	5,000	0,683	3,416	1	250	1.570,9
10485	5,000	0,683	3,416	141	100	6.933,0
10460	5,000	0,683	3,416	144	100	11.227,4
10465	5,000	0,683	3,416	111	100	6.260,4
				<b>3465</b>		<b>281.394,4</b>

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

INTERRUPCIÓN ANUAL A LOS CONSUMIDORES  
DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN A LOS CONSUMIDORES  
POTENCIA CONSUMIDA

17325,00 int/year.cliente  
13056,06 h/year.cliente  
1.577 kW

SAIFI	5,000
SAIDI	3,768
CAIDI	0,754
ASIFI	5,000
ASIDI	3,503
AENS	0,873
ASAI	0,99957
C_ENS	281.394,4

Cuadro E.8  
**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA**  
**ALIMENTADOR A4**  
**AÑO 2001**

Punto de Carga	Tasa de falla (int / año)	Duración de la falla (hr / int)	TASA hr / año	Nº Consumidores	Potencia (kVA)	Costo por Pérdida de Energía (S/.)
10405	6,000	0,118	0,711	187	100	2.131,3
10410	6,000	0,118	0,711	315	160	1.969,8
10415	6,000	0,118	0,711	153	100	2.454,2
010405T	6,000	0,118	0,711	1	80	435,8
10420	6,000	0,118	0,711	449	160	6.070,8
010410T	6,000	0,118	0,711	1	1000	1.082,1
010415T	6,000	0,132	0,794	1	160	243,5
010420T	6,000	0,132	0,794	1	100	965,8
10425	6,000	0,132	0,794	301	300	6.194,6
10430	6,000	0,169	1,016	180	100	2.769,0
10445	6,000	0,169	1,016	79	50	1.030,7
10450	6,000	0,169	1,016	196	100	2.938,2
10455	6,000	0,169	1,016	203	160	2.445,9
10435	6,000	0,169	1,016	82	50	1.153,7
10440	6,000	0,169	1,016	192	100	3.522,8
10442	6,000	0,169	1,016	20	75	2.384,4
10444	6,000	0,169	1,016	20	75	2.384,4
010425T	6,000	0,132	0,794	1	400	3.627,7
10470	6,000	0,143	0,858	206	100	3.094,1
10475	6,000	0,143	0,858	176	100	2.210,1
010435T	6,000	0,143	0,858	1	50	526,3
10480	6,000	0,143	0,858	303	160	7.384,3
010430T	6,000	0,132	0,794	1	250	365,2
10485	6,000	0,132	0,794	141	100	1.611,8
10460	6,000	0,132	0,794	144	100	2.610,1
10465	6,000	0,132	0,794	111	100	1.455,4
				<b>3465</b>		<b>63.061,9</b>

**ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA**

INTERRUPCIÓN ANUAL A LOS CONSUMIDORES  
DURACIÓN DE INTERRUPCIÓN A LOS CONSUMIDORES  
POTENCIA CONSUMIDA

20790,00 int/year.cliente  
2919,15 h/year.cliente  
1.577 kW

SAIFI	6,000
SAIDI	0,842
CAIDI	0,140
ASIFI	6,000
ASIDI	0,806
AENS	0,194
ASAI	0,99990
C_ENS	63.061,9

**ANEXO F**  
**COSTOS INVOLUCRADOS EN LA INTERRUPCIÓN**

**Cuadro F.1**  
**Costo de energía no suministrada por fallas imprevistas**

ALIMENTADOR	CONDICIÓN	AÑO 2000			AÑO 2001			AÑO 2002	
		1 SEMESTRE	2 SEMESTRE	TOTAL	1 SEMESTRE	2 SEMESTRE	TOTAL	1 SEMESTRE	2 SEMESTRE
A1	NP	S/. 13,445.49	S/. 3,745.57	S/. 17,191.06	S/. 11,517.06	S/. 125,553.90	S/. 137,070.96	S/. 30,529.30	S/. 28,525.12
	Otros	S/. 82,465.66	S/. 0.00	S/. 82,465.66	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 99,054.42
	<b>COSTO DE ENERGÍA</b>								
A2	NP	S/. 123,232.14	S/. 72,220.37	S/. 195,452.52	S/. 87,427.05	S/. 75,567.03	S/. 162,994.08	S/. 0.00	S/. 0.00
	Otros	S/. 18,608.05	S/. 0.00	S/. 18,608.05	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 17,720.00	S/. 0.00
	<b>COSTO DE ENERGÍA</b>								
A3	NP	S/. 18,707.42	S/. 1,466.33	S/. 20,195.74	S/. 1,909.49	S/. 13,764.30	S/. 15,673.80	S/. 12,165.81	S/. 0.00
	Otros	S/. 60,813.95	S/. 0.00	S/. 60,813.95	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00
	<b>COSTO DE ENERGÍA</b>								
A4	NP	S/. 66,042.45	S/. 103,349.90	S/. 171,392.35	S/. 52,909.16	S/. 14,214.08	S/. 67,123.24	S/. 10,133.06	S/. 0.00
	Otros	S/. 14,053.11	S/. 0.00	S/. 14,053.11	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 0.00	S/. 104,360.61	S/. 114,493.67
	<b>COSTO DE ENERGÍA</b>								

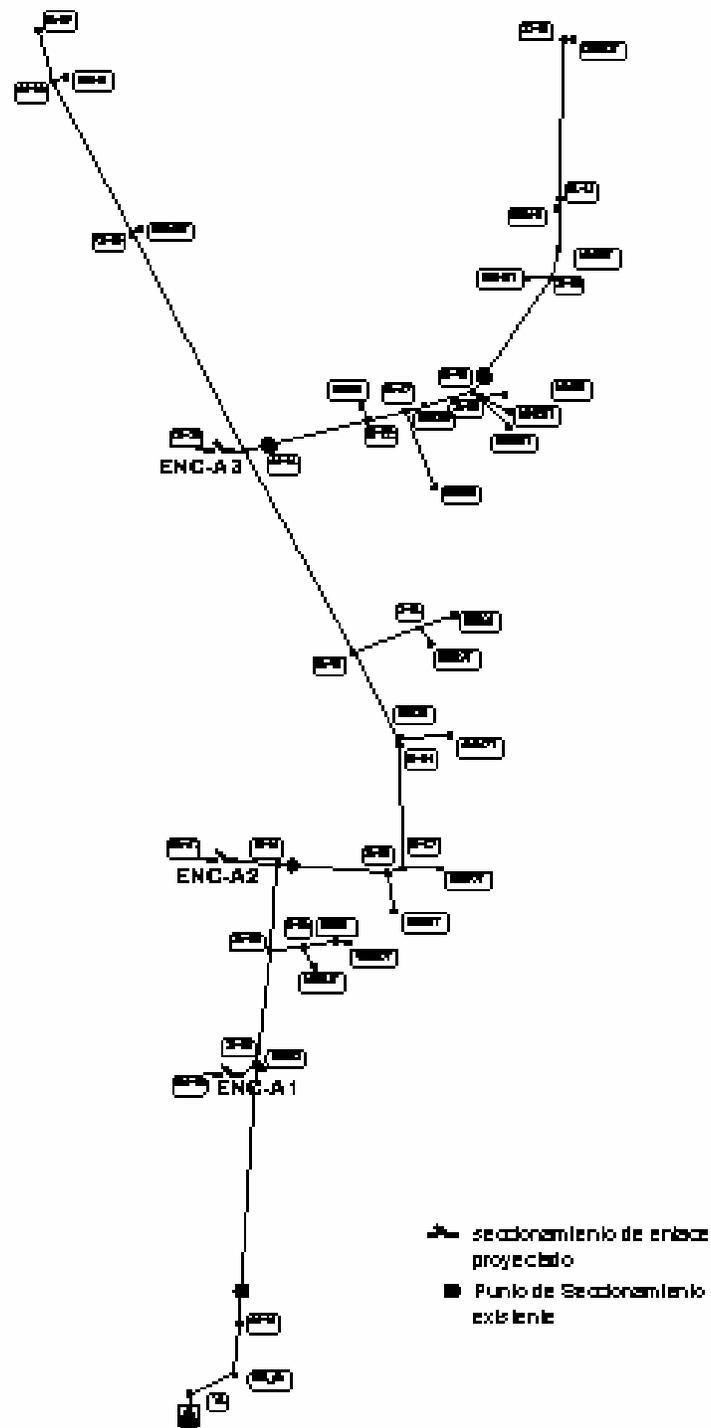
NOTA: NP= No programado, Otros = Por mala condición de tiempo

**Cuadro F.2**  
**Costo por mantenimiento del restablecimiento del servicio eléctrico**

ALIMENTADOR	CONDICIÓN	AÑO 2000			AÑO 2001			AÑO 2002	
		1 SEMESTRE	2 SEMESTRE	TOTAL	1 SEMESTRE	2 SEMESTRE	TOTAL	1 SEMESTRE	2 SEMESTRE
A1	Interrupciones Sostenidas	4	0	4	1	5	6	5	5
	Costo Total	S/. 2,160.00	S/. 0.00	S/. 2,160.00	S/. 540.00	S/. 2,700.00	S/. 3,240.00	S/. 2,700.00	S/. 2,700.00
A2	Interrupciones Sostenidas	9	4	13	5	4	9	4	4
	Costo Total	S/. 4,860.00	S/. 2,160.00	S/. 7,020.00	S/. 2,700.00	S/. 2,160.00	S/. 4,860.00	S/. 2,160.00	S/. 2,160.00
A3	Interrupciones Sostenidas	3	0	3	0	1	1	3	3
	Costo Total	S/. 1,620.00	S/. 0.00	S/. 1,620.00	S/. 0.00	S/. 540.00	S/. 540.00	S/. 1,620.00	S/. 1,620.00
A4	Interrupciones Sostenidas	4	1	5	4	2	6	2	2
	Costo Total	S/. 2,160.00	S/. 540.00	S/. 2,700.00	S/. 2,160.00	S/. 1,080.00	S/. 3,240.00	S/. 1,080.00	S/. 1,080.00

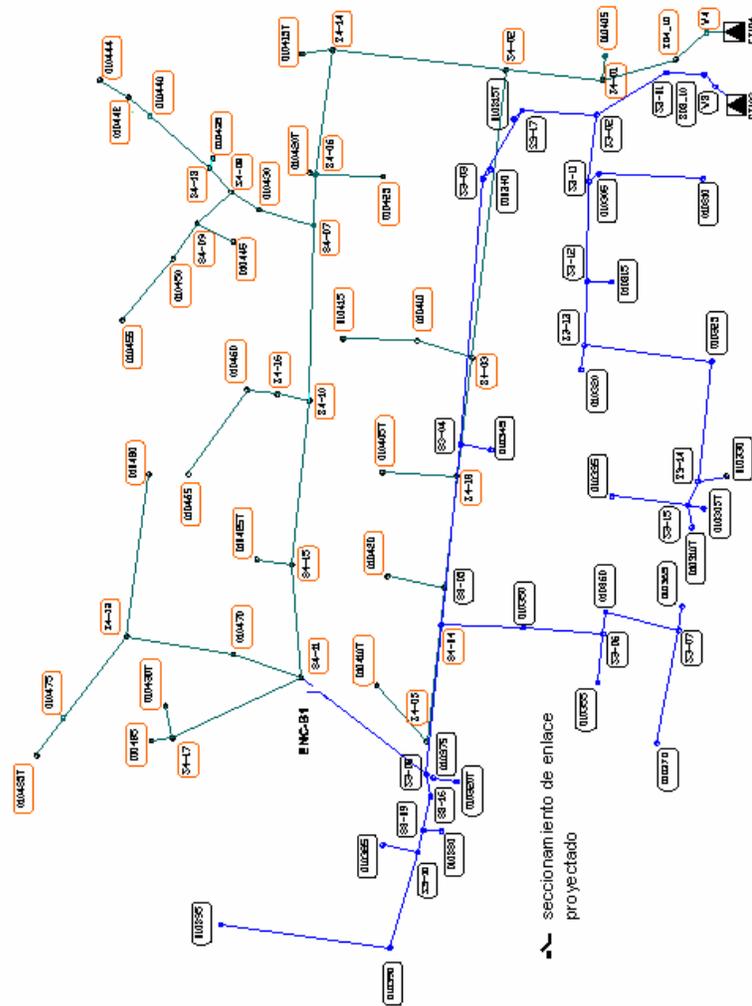
## **ANEXO G**

### **UBICACIÓN DE SECCIONADOR DE ENLACE Y ALTERNATIVAS DE SECCIONADORES DE LÍNEA**

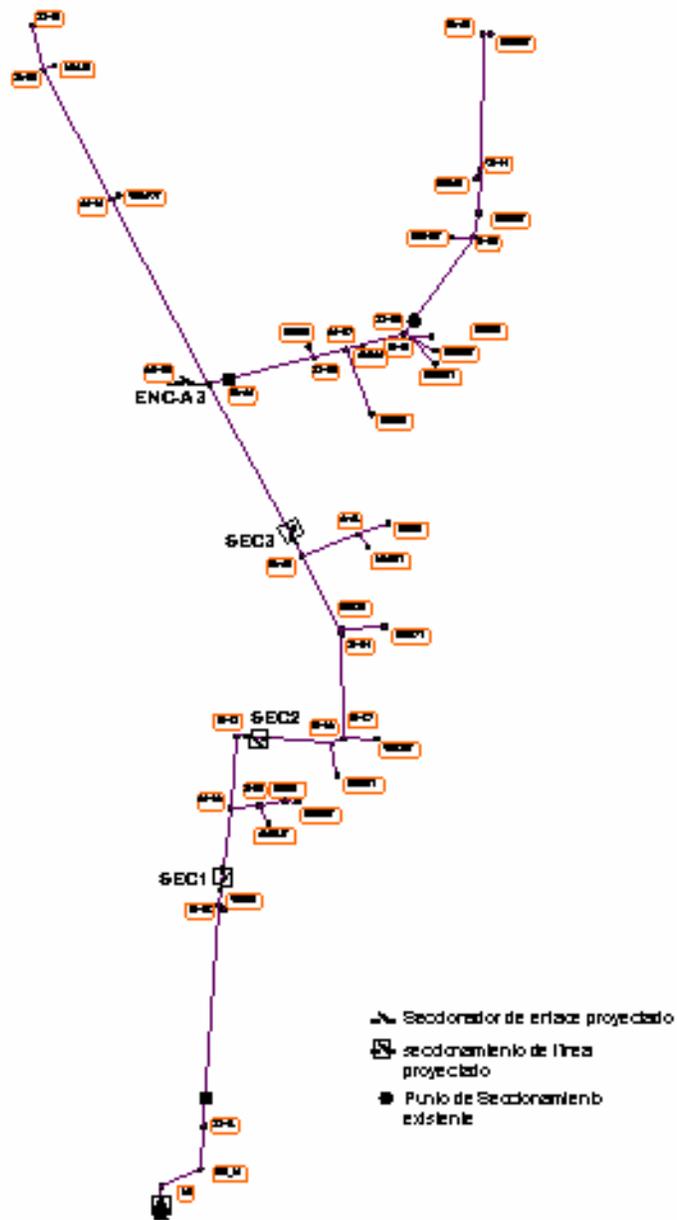


**Alternativas de seccionamiento de enlace  
entre los alimentadores A1 y A2**

Figura G.1



Ubicación del seccionador de Enlace  
Figura G.2



**Alternativas de seccionamiento de línea en el alimentador A1**

Figura 0.3

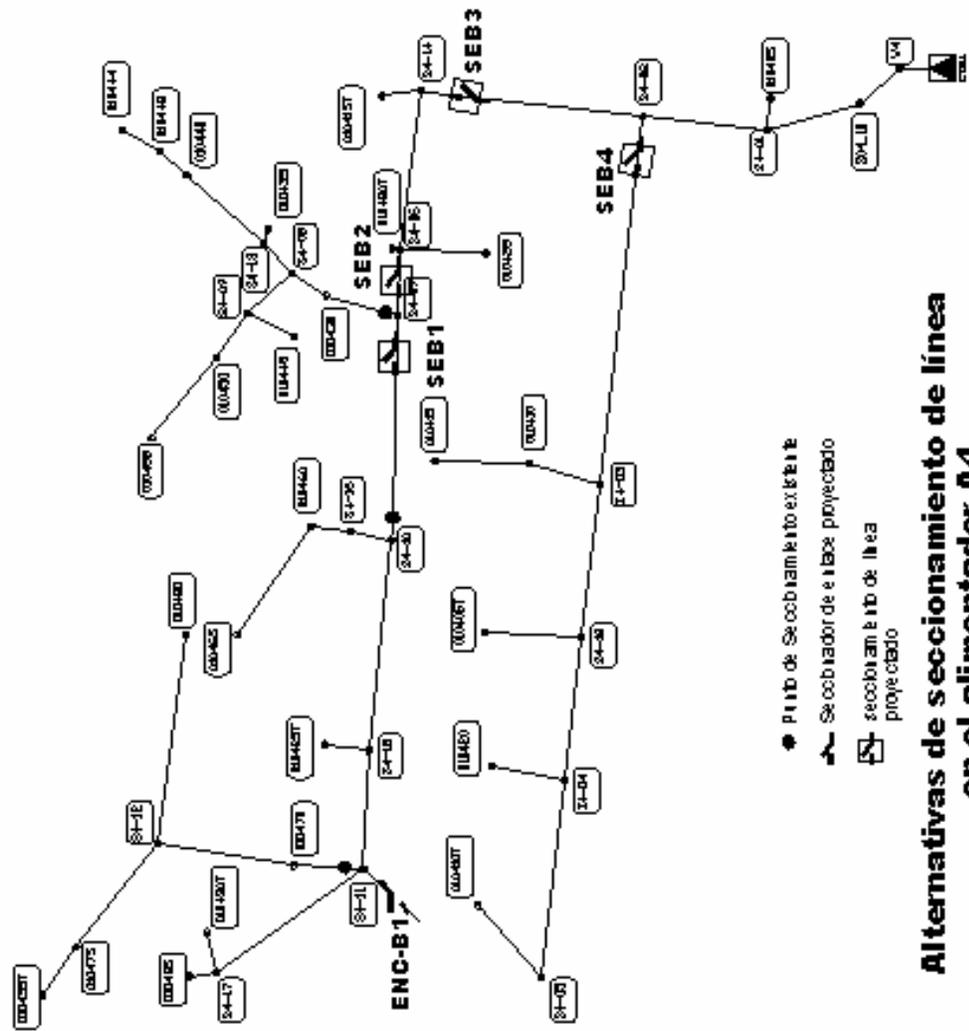
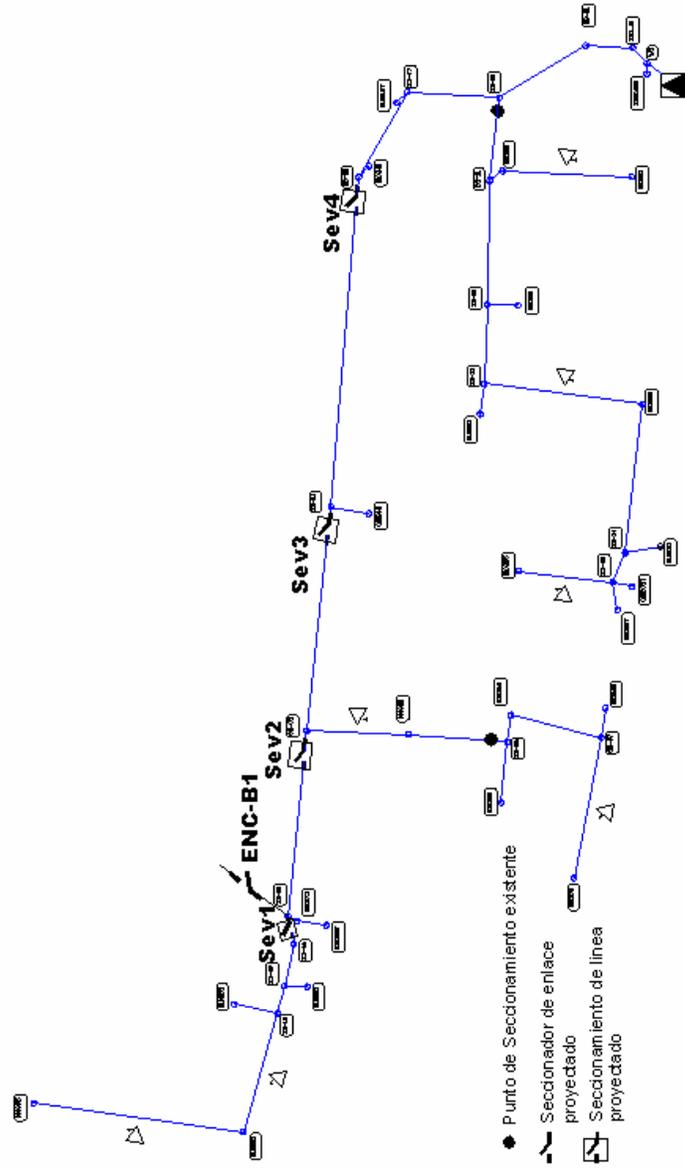


Figura G.4



**Alternativas de seccionamiento de línea en el alimentador A3**

Figura G.5

## BIBLIOGRAFIA

- [1] R. Billinton and R. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems".
- [2] Dan Zhu, "Power System Reliability Analysis with Distributed Generation", Thesis Master of Science in Electrical Engineering, 2003.
- [3] Ying He, G. Andersson and Ron N. Allan, "Impact of Automatic Service Restoration on the Reliability of Power Distribution Systems", Royal Institute of Technology, Sweden, 1999.
- [4] R. Billinton, "Reliability evaluation in distribution and transmission system", M.S. Groven, Proc. IEEE, Vol. 122, No. 5, May 1975.
- [5] "A New technique in minimal Path and cutset method evaluation", IEEE Trans. Reliability.
- [6] Aldo Gary Arriagada Mass, "Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de distribución", Tesis en ciencias de la ingeniería, Chile.

- [7] F. Soudi and K. Tomsovic, "Optimal Distribution Protection Design: Quality of Solution and Computational Analysis", School of Electrical Engineering and Computer Science, Washington state University.
- [8] Ying He, G. Andersson and Ron N. Allan, "Determining Optimum Location and Number of Automatic Switching Devices in Distribution Systems", Royal Institute of Technology, Sweden, 1999.
- [9] Garcia Jorge y Layerenza Guillermo "Metología para el pronóstico de la Calidad de Servicio en Redes de Distribucion", Seminario Internacional sobre Planificación y Calidad en Sistemas de Distribución", Argentina, 2001.
- [10] J. Rivier, J. de la Fuente, T. Gómez, and J. Román, "Power Quality Regulation Under the New Regulatory Framework of Distribution Systems", Proceedings of the 13<sup>th</sup> PSCC Vol. 2 pp 891-897, Trondheim, Norway, June 1999.
- [11] C. Reineri, G. Campetelli, M. Basilico y C. Zorzan, "Estudio de diferentes alternativas de protección y su impacto en la confiabilidad de un sistema de distribución rural", IPSEP-Universidad Nacional de Río Cuarto Argentina.
- [12] Development of Distribution System Reliability and Risk Analysis Models, EPIR Rep. No. EL-2018, Vols.2 and 3, Electric Power Research Inst., Palo Alto, CA Aug. 1981.