

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**"ANALISIS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION"**

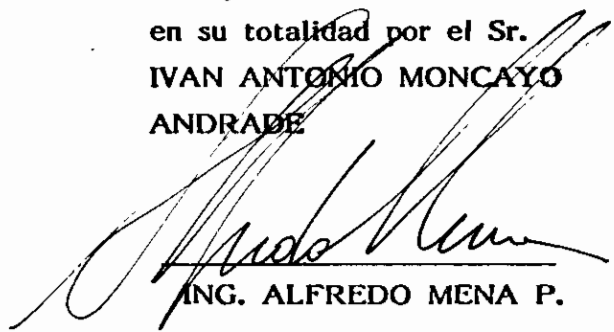
**IVAN ANTONIO MONCAYO ANDRADE**

**TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO  
DE INGENIERO ELECTRICO**

**NOVIEMBRE DE 1987**

000107

**Certifico que el presente  
trabajo ha sido realizado  
en su totalidad por el Sr.  
IVAN ANTONIO MONCAYO  
ANDRADE**



**ING. ALFREDO MENA P.**

## PROLOGO

Las empresas suministradoras de energía eléctrica deben asegurar un servicio satisfactorio tanto en continuidad como en calidad a sus usuarios. Esta tesis analiza los diferentes conceptos, modelos y técnicas usadas para medir la confiabilidad de los sistemas de distribución de energía eléctrica, ya sea en la fase de planificación o en la de operación.

Se ha enfocado esta tesis para que pueda ser empleada tanto académica como profesionalmente, para lo que se ha desarrollado un programa computacional interactivo que lo convierte en una herramienta de fácil uso para simplificar laboriosos cálculos de escritorio que implica una evaluación de los diferentes parámetros de confiabilidad.

El tema de esta tesis fue propuesto por el Ing. Alfredo Mena Pachano y fue desarrollada con la ayuda del Instituto Ecuatoriano de Electrificación INECEL y de la Empresa Eléctrica Quito.

Al Ing. Alfredo Mena P. expreso mi especial agradecimiento por sus consejos y ayudas concedidas y particularmente por su invaluable dirección en esta tesis.

Me es grato reconocer las provechosas sugerencias y ayudas de los ingenieros Raúl Ruiz, Fernando Gómez y Miguel Mármol de la Empresa Eléctrica Quito. Debo también agradecer a la Srta. Zahyra Macias y Sra. Francisca Molina por su valiosa colaboración en la preparación del original.

La Srta. Susy Najas ha tenido una contribución muy significativa por su ayuda en la elaboración del original y principalmente por sus ánimos, paciencia y amor entregados para poder

concluir con este trabajo.

A mis padres expreso mi agradecimiento por su amor, confianza y firme apoyo que siempre supieron brindarme.

Iván Moncayo Andrade

Quito, 15 de noviembre de 1987

# I N D I C E

PROLOGO

INTRODUCCION

## CAPITULO I: CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION USANDO EL METODO DE REDUCCION DE RED

	Pág.	
1.1	Importancia de la Evaluación de Confiabilidad en Sistemas de Distribución .....	1
1.2	Teoría de Confiabilidad empleada en la evaluación .....	3
1.2.1	Funciones generales de Confiabilidad .....	4
1.2.2	Frecuencia de falla .....	6
1.2.3	Tiempo medio antes de la falla (MTFF: Mean Time To Fail) .....	8
1.2.4	Confiabilidad de Sistema Reparables .....	9
1.2.4.1	Procesos Markov.- Conceptos Generales de Modelación .....	10
1.2.4.2	Técnicas de Frecuencia y Duración .....	15
1.2.5	Confiabilidad en Sistemas Serie .....	20
1.2.6	Confiabilidad de Sistemas en Paralelo .....	23
1.2.7	Reducción de Red .....	25

	Pág.
1.3	Indices a calcularse ..... 27
1.3.2	Tiempo de Reposición medio por abonado por año (SAIDI: Sistem Average Interruption duration index) ..... 28
1.3.3	Tiempo promedio de interrupción por abonado (CAIDI: Customer Avarage Interruption Duration Index) ..... 28
1.3.4	Disponibilidad promedio del servicio (ASAI: Average Service Availability Index) ..... 29
1.3.5	Número máximo esperado de interrución .... 29
1.3.6	Probabilidad de salida de servicio $P ( > t )$ .... 30
1.3.7	Frecuencia media de interrupción (FI) ..... 30
1.3.8	Duración media de las interrupciones (DI) .... 31
1.3.9	Tiempo total de interrupción medio (TI) ..... 31
1.4	Hipótesis de cálculo ..... 31
1.5	Factores que influyen en la evaluación de confiabilidad de sistemas de distribución ..... 32
1.5.1	Efecto de las condiciones climáticas.- Modelo del Clima ..... 34
1.5.1.1	Frecuencias de falla en un modelo de dos estados de clima ..... 36
1.5.2	Efecto de mantenimiento preventivo ..... 41
1.5.3	Efecto de los switches de desconexión ..... 42

	Pág.
1.5.4	Efecto de las Transferencias de Carga ..... 44
 <b>CAPITULO II: DETERMINACION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION</b>	
2.1	Consideraciones generales sobre los sistemas de Distribución ..... 46
2.2	Representación del Sistema ..... 47
2.3	Algoritmo General del Cálculo ..... 51
2.3.1	Datos de Entrada ..... 54
2.3.2	Determinación de las zonas de proyección .... 55
2.3.3	Determinación de las trayectorias al punto de carga ..... 58
2.3.4	Determinación de los equivalentes serie y paralelo ..... 61
2.4	Algoritmo para el cálculo de Indices Parciales.. 63
2.4.1	Indices Parciales considerando transferencia de carga ..... 65
2.5	Algoritmo de cálculo de Indices Totales ..... 68
2.6	Ejemplos de Aplicación ..... 71
2.6.1	Análisis de Resultados ..... 94
 <b>CAPITULO III: PROCESO INTERACTIVO PARA LA EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION</b>	

	Pág.	
3.1	Introducción .....	96
3.2	Estructura general del proceso interactivo ....	97
3.3	Proceso de Interacción y Control .....	98
3.4	Construcción de un nuevo circuito .....	101
3.5	Modificación de Datos .....	106
3.6	Indices de Confiabilidad de los componentes ..	109
3.7	Evaluación de confiabilidad .....	111
3.8	Resultados .....	111
3.9	Aspectos Computacionales .....	112
3.10	Descripción del programa .....	113
 <b>CAPITULO IV: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>		 120
 <b>APENDICES:</b>		
A.	Manual de uso del programa para evaluar los índices de confiabilidad en Sistemas de Distribución .....	  124
B.	Metodología para la obtención de datos .....	129
C.	Conceptos básicos de probabilidades .....	140
 <b>BIBLIOGRAFIA</b>		 146



## INTRODUCCION

El principal objetivo de un sistema eléctrico de potencia, es suministrar a sus consumidores, la energía por ellos demandada de la manera más confiable y económica como sea posible. En una sociedad moderna en la que su nivel de vida y particularmente su industria demandan un servicio continuo y de buena calidad de energía eléctrica, es indispensable que las empresas suministradoras aseguren de una manera técnica estas exigencias. Un servicio 100% confiable, es físicamente imposible en la realidad debido al comportamiento aleatorio de las fallas que pueden producirse en los sistemas y que escapan del control de los técnicos encargados de la operación de los sistemas de potencia.

Esto lleva al planteo de un interrogante por parte de los usuarios y de la empresa suministradora en el sentido de que tan confiable o seguro será el servicio que va a recibir en el primer caso o a entregar en el segundo de ellos?. Una evaluación cuantitativa de confiabilidad puede ayudar en parte a responder este interrogante.

La probabilidad de que los consumidores soporten interrupciones pueden ser reducidas si existiera una mayor inversión en la fase de planificación, así como en la de operación. Una sobreinversión puede traer como consecuencia excesivos costos de operación lo cual luego se reflejará en un correspondiente incremento tarifario. En el caso contrario, es decir de una pobre inversión, afectará al usuario y a la empresa debido a la energía no vendida por no dar un servicio satisfactorio al primero. Es importante entonces encontrar un balance entre la confiabilidad de los sistemas y el aspecto económico.

En nuestro medio varios trabajos se han realizado ya para evaluar y mejorar la confiabilidad de la generación y transmisión.

de la energía eléctrica, pero es necesario que se busque un equilibrio entre todas las secciones del sistema, porque de poco sirve asegurar la confiabilidad en la transmisión si se deja de lado la distribución. Es decir, es importante que la confiabilidad de las diferentes partes de un sistema deben ser iguales, de hecho, en el sistema eléctrico del país, aún está lejos de llegar a este caso.

Reconociendo la necesidad de métodos adecuados para la predicción de confiabilidad en sistemas de distribución, se ha desarrollado en esta tesis una técnica de evaluación basada en la teoría de probabilidades, que permite el cálculo de parámetros de confiabilidad, tanto los relacionados con el usuario como los del sistema en conjunto, se basa esta técnica en el criterio de pérdida total de continuidad (TLOC), empleando el método de Reducción de Red. Así también se asocia los efectos de mantenimiento preventivo, salidas forzadas, acciones de transferencia de carga, seccionadores o barras de operación, dentro de un modelo de clima de dos estados, lo cual busca dar una representación más real de los sistemas de distribución y de las condiciones ambientales en que operan.

La utilización del método de análisis aquí presentado, permite al planificador de un sistema de distribución, conocer una serie de datos técnicos sobre los que se puede basar para reforzar sus sistemas con el fin de lograr un mejor servicio a los usuarios.

A más de presentar una modelación los sistemas para desarrollar un análisis de confiabilidad, se presenta en esta tesis un método de computación interactivo, que facilita el manejo de los datos y de los sistemas para proceder a hacer análisis de alternativas de diseño o evaluar diferentes políticas de operación que se pueden aplicar a sistemas que estén ya operando.

# C A P I T U L O I

## CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION USANDO EL METODO DE REDUCCION DE RED

### 1.1. IMPORTANCIA DE LA EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Comparativamente, los sistemas de distribución han recibido poca atención en cuanto se refiere a la evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de potencia, a pesar de que paradójicamente, la mayor cantidad de interrupciones de servicio experimentadas por los consumidores, tienen su origen en las fallas que se producen en el área de distribución, en la tabla 1.1 obtenida de la Referencia N.º.11, se aprecia las estadísticas de fallas que afectan a los consumidores y que comprueban este hecho, por lo tanto, la confiabilidad de estos sistemas es al menos tan importante como la de generación y transmisión desde el punto de vista de los abonados.

**Tabla 1.1 Estadísticas de fallas para los consumidores**

<b>Origen</b>	<b>Indisponibilidad promedio por abonado por año (%)</b>
Generación / Transmisión	0.5
132 KV	2.4
66 - 33 KV	8.3
11 - 6.6 KV	60.7
Distribución secundaria	11.9
Mejoras al sistema	16.2
<b>Total</b>	<b>100.0</b>

Ultimamente se ha dado un fuerte énfasis al análisis de confiabilidad en sistemas de generación y de transmisión, este hecho es producto de la necesidad de evaluar posibles estados que podrían generar el colapso total del sistema de potencia aunque es conocido que estas secciones del sistema influyen muy poco sobre los índices de confiabilidad en los diferentes puntos de carga a nivel de distribución (1).

El colapso total de un sistema de potencia debido a eventos en las redes de distribución, es muy improbable siendo el propósito principal de la evaluación de confiabilidad que en esta tesis se desarrolla, la obtención de índices en los puntos de carga, es decir relacionados directamente con los consumidores. Despreciando la generación y la transmisión en el análisis, se introduce un muy pequeño error en los resultados que de él vayan a obtenerse.

La determinación de una adecuada medida de confiabilidad para un sistema de distribución, es en sí un problema dificultoso, se puede afirmar, que ninguna medida de confiabilidad del sistema es completamente descriptiva de la capacidad del mismo para suministrar satisfactoriamente servicio al usuario. Esta calidad del servicio que se entrega a los abonados está influenciada por la frecuencia de salidas y la duración de éstas. De tal manera, que al menos dos medidas básicas de confiabilidad son significativas. Cualquier abonado está, de seguro, primeramente interesado en las bondades de su propio servicio, es decir, que él está interesado en la confiabilidad del sistema según cómo lo aprecia desde su punto de servicio. La empresa suministradora podrá estar interesada en otras medidas de confiabilidad tales como el promedio de las bondades de servicio suministrado a todos los usuarios del sistema o la pobreza del servicio entregado a algún consumidor. Tales medidas de confiabilidad serán importantes cuando se comparen diferentes alternativas de diseño de un sistema o de procedimientos de operación (2).

El grado promedio de satisfacción de un abonado está en función del número de interrupciones por año, el tiempo promedio de reposición de servicio y el tiempo total de interrupción por año. Finalmente, la energía vendida será también una función de estas cantidades. Además, en estudios de confiabilidad de sistemas de distribución de las empresas, será necesario estimar varias medidas adicionales, estas estimaciones definen niveles de bondad de servicio, frente a los cuales, la confiabilidad evaluada para nuevos sistemas propuestos puede ser comparada índice a índice.

El método de evaluación cuantitativa de confiabilidad que en esta tesis se va a desarrollar, permite la obtención de índices por punto de carga y del sistema en conjunto, los mismos que son calculados a partir del conocimiento de la confiabilidad desarrollada por los diferentes componentes de un sistema de distribución.

Así una alternativa de diseño de un sistema, puede ser estudiada al evaluar el impacto sobre la confiabilidad de servicio y el costo producido por los cambios en la confiabilidad de los componentes, en la configuración del sistema, en los esquemas de protección y switcheo, en las políticas de operación incluyendo las prácticas de mantenimiento.

## **1.2. TEORIA DE CONFIABILIDAD EMPLEADA EN LA EVALUACION**

Existen dos conceptos básicos que pueden ser considerados al realizar la evaluación de confiabilidad de un sistema de potencia:

- Violación de continuidad de servicio y
- Violación de calidad de servicio.

El primer concepto asume que las líneas son de capacidad infinita y el segundo criterio toma en consideración la violación de

los límites de voltajes tolerables, así como las limitaciones de capacidad de transporte de energía de las líneas.

El criterio a usarse en el análisis presentado en esta tesis es el de pérdida total de continuidad (TLOC : Total loss of continuity), según el cual un punto de carga de un sistema falla solamente cuando todos los caminos entre él y la (s) fuente (s) son interrumpidos (3). Como se indicó anteriormente, este criterio asume que los sistemas en paralelo son totalmente redundantes y cualquier elemento es capaz de transportar toda la carga de él demandada.

Un procedimiento relativamente normalizado para evaluar la confiabilidad de un sistema, es aquel que descompone a éste en sus componentes constitutivos, estimando la confiabilidad de cada uno de ellos para finalmente combinarlos y obtener, usando alguna técnica numérica, la confiabilidad del sistema en conjunto. El nivel al cual se descompone el sistema debe ser tal que las confiabilidades de los componentes resultantes sean conocidos con una precisión aceptable. Esto implica que no es necesario descomponer el sistema en componentes individuales reales, sino en conjuntos de aparatos o subsistemas, cuyas confiabilidades son conocidas de la experiencia.

Las técnicas requeridas para analizar la confiabilidad de un sistema de distribución dependen del tipo de sistema que vaya a ser considerado y de la profundidad del análisis que se desee realizar. En los siguientes puntos se desarrollará la técnica de evaluación básica que usará esta tesis para cumplir con el objetivo propuesto.

### 1.2.1. FUNCIONES GENERALES DE CONFIABILIDAD

#### Función de confiabilidad (R(t))

La probabilidad de un funcionamiento satisfactorio de un componente es la característica fundamental de su confiabilidad. Una función de -

confiabilidad está por lo tanto, definida por el valor de probabilidad de funcionamiento satisfactorio del componente en un tiempo  $t$ .

Si:

$N_o$  = Número de operaciones posibles

$N_s(t)$  = Número de operaciones satisfactorias al tiempo  $t$ .

$N_f(t)$  = Número de fallas al tiempo  $t$ .

$\lambda(t)$  = Frecuencia instantánea de falla.

Es decir que:  $N_s(t) + N_f(t) = N_o$

La función de confiabilidad  $R(t)$  estará dada por:

$$R(t) = \frac{N_s(t)}{N_o} = 1 - \frac{N_f(t)}{N_o} \quad \text{(i)}$$

$$\lambda(t) = \frac{dN_f(t)}{dt} \cdot \frac{1}{N_s(t)} \quad \text{(ii)}$$

Derivando (i) con respecto al tiempo se tiene:

$$\frac{dR(t)}{dt} = - \frac{dN_f(t)}{dt} \cdot \frac{1}{N_o} \quad \text{(iii)}$$

De (ii) y (iii) se tiene:

$$\frac{dR(t)}{dt} = - \frac{N_s(t)}{N_o} \cdot \lambda(t) \quad \text{(iv)}$$

Integrando esta última ecuación:

$$\int_{R(o)}^{R(t)} \frac{dR(t)}{R(t)} = \int_0^t \lambda(t) dt$$
$$R(t) = \exp \left( - \int_0^t \lambda(t) dt \right) \quad \text{1.2.1.}$$

Puesto que  $R(t) = 1$  para  $t = 0$

### Función acumulativa de falla (F(t))

Esta función define la probabilidad de que el componente falle, es decir que es el complemento de R (t), entonces:

$$F(t) = 1 - R(t) \quad (1.2.2)$$

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt$$

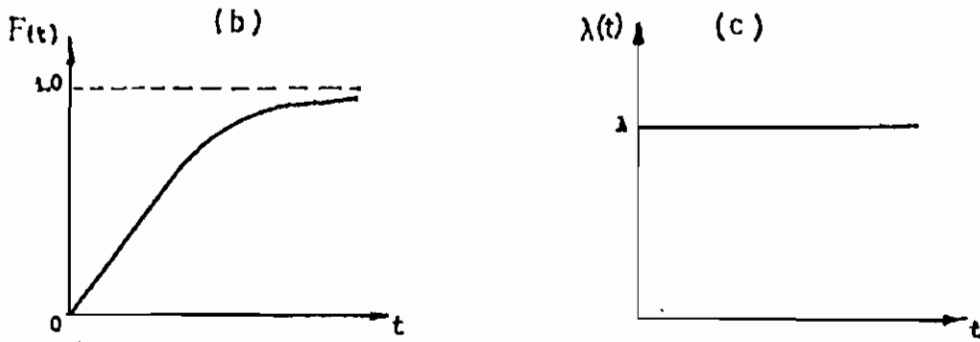
Donde f(t) se define como la función densidad de falla.

$$f(t) = - \frac{dR(t)}{dt} \quad (1.2.3)$$

### 1.2.2 FRECUENCIA DE FALLA

La frecuencia de falla de muchos sistemas durante su vida normal, sigue un patrón más o menos determinado. El comportamiento de la frecuencia de falla en el tiempo está representado en la Fig. 1.1. en la que se distinguen claramente tres períodos: el primero llamado de mortalidad infantil en el que  $\lambda(t)$  tiene un valor muy alto y además es decreciente en el tiempo, esto es un resultado de posibles defectos de fabricación o daños producidos en el transporte y montaje; en el segundo período  $\lambda(t)$  tiende a estabilizarse en un valor constante, este período se le conoce como período de operación normal, en el que las fallas son de carácter aleatorio y por eso impredecibles, finalmente en el tercer período caracterizado por una frecuencia de falla creciente se denomina vejez o término de la vida útil, las fallas que en éste se producen se deben el agotamiento de los materiales y su deterioro a causa de los esfuerzos a que estuvo sometido en los períodos precedentes (4).





$F(t)$  = Distribución acumulativa de falla.

Fig. 1.2 Funciones de Confiabilidad para una distribución exponencial.  
 (a) Función densidad de falla, (b) Distribución acumulativa de falla, (c) Frecuencia de riesgo ó de falla.

### 1.2.3 TIEMPO MEDIO ANTES DE LA FALLA (MTTF: Mean Time To Fail)

Se denomina así al tiempo anterior a la primera falla en un sistema que no tiene posibilidad de reparación. Este tipo de falla es denominada catastrófica, este tipo de fallas no se dan en sistemas de Potencia en los que las fallas pueden ser reparadas (4).

Suponiendo que la función de confiabilidad de un sistema está dada por  $R(t) = 1 - F(t)$ , siendo  $F(t)$  la distribución del tiempo de falla y si  $f(t)$  es la función de densidad del tiempo de falla, el tiempo medio antes de la falla estará dado por:

$$MTTF = \int_0^{\infty} t f(t) dt \quad \text{(Según C.15)}$$

que es lo mismo que el valor esperado de la variable aleatoria  $t$  en un intervalo  $(0, \infty)$ .

Como  $f(t) = -\frac{dR(t)}{dt}$

entonces  $MTTF = -\int_0^{\infty} t dR(t)$

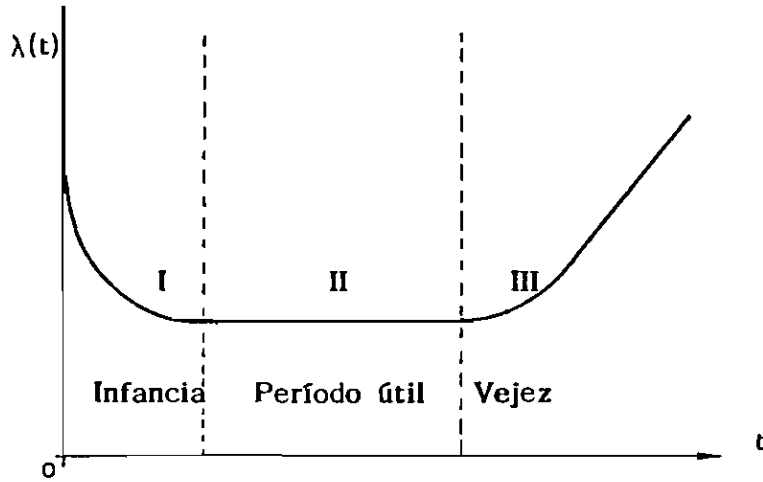


Fig 1.1 Frecuencia de falla

En la práctica interesa el período de trabajo normal cuando  $\lambda(t)$  es una constante y la modelación se realiza usando una distribución exponencial negativa:

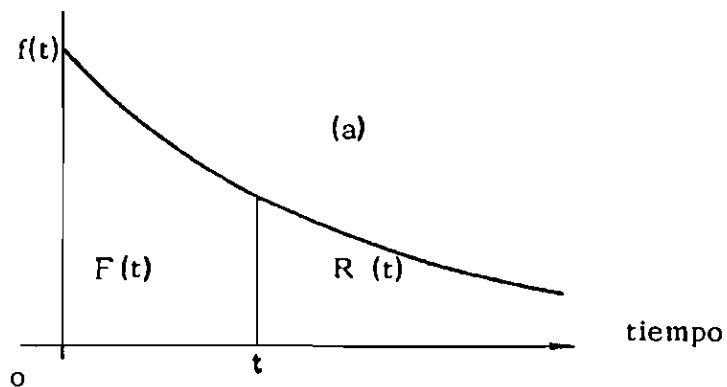
$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \quad (1.2.4)$$

$$\lambda(t) = \lambda = \text{cte.} \quad (1.2.5)$$

Donde:

$f(t)$  = función densidad del tiempo de falla.

$\lambda(t)$  = función de riesgo ó frecuencia de falla.



Integrado por partes :

$$\text{MTTF} = - t R(t) \Big|_0^{\infty} + \int_0^{\infty} R(t) dt$$

$$\text{MTTF} = \int_0^{\infty} R(t) dt$$

puesto que  $R(t) = 1$  a  $t = 0$  y  $t R(t) \rightarrow 0$  si  $t \rightarrow \infty$

Considerando el caso típico y que para este estudio interesa, de una distribución exponencial negativa, se tiene:

$$\text{MTTF} = \int_0^{\infty} \exp(-\lambda t) dt = \frac{1}{\lambda} \quad (1.2.6)$$

#### 1.2.4 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS REPARABLES

En la mayoría de sistemas prácticos, sus componentes pueden ser reparados luego que ha sucedido una falla, lo que hace posible que el sistema vuelva a su condición original ó cercana a ella; una situación similar puede darse en el caso de realizar acciones de mantenimiento preventivo sobre tales componentes.

Los sistemas de distribución son un caso real de este tipo de sistemas llamados Reparables ó Renovables.

Los métodos de análisis empleando distribuciones de probabilidad y que no consideran los posibles estados de reparación de los sistemas, pueden ser aplicados tanto para sistemas no reparables como para reparables, pero en este último caso asumiendo que los procesos de reparación son instantáneos o despreciables comparados con los tiempos de operación; esto es una restricción para los casos reales, por lo que para el análisis es necesario emplear un método que elimine esta restricción considerando los posibles estados en los que puede estar el sistema. Se entiende por estado de un sistema, aquella condición particular de operación del mismo.

El Método del espacio de estado, que es una aproximación de la teoría de Markov puede aplicarse para el análisis del comportamiento aleatorio de sistemas que varían discreta ó continuamente respecto al tiempo y al espacio (5).

En este método el sistema está descrito por sus estados y las posibles transiciones entre ellos.

El caso que en esta tesis se analiza, es decir para sistemas de distribución, tiene que ver con un proceso Markov de estado discreto y tiempo continuo, es decir que la variable aleatoria irá ocupando a lo largo del tiempo distintos estados definidos.

La técnica que aquí se desarrolla tiene que ver además con sistemas que pueden ser descritos como sistemas estacionarios de Markov, es decir la probabilidad condicional de falla u operación durante algún intervalo fijo de tiempo es constante, lo cual indica que las características de falla u operación de los componentes están asociados con una distribución exponencial negativa, como es el caso que interesa analizar en esta tesis.

#### 1.2.4.1 PROCESOS MARKOV.- CONCEPTOS GENERALES DE MODELACION

Consideremos el caso de un componente reparable. El diagrama de estados de transición es el de la Fig. 1.3

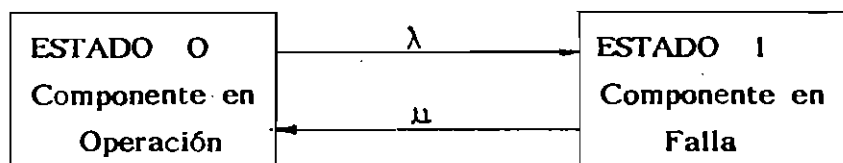


Fig. 1.3 Diagrama de estados de transición

Definiendo:

$P_0(t)$  = Probabilidad de que el componente opere en el tiempo  $t$

$P_1(t)$  = Probabilidad de que el componente falle al tiempo  $t$

$\lambda$  = Frecuencia de falla

$u$  = Frecuencia de reparación

Las funciones densidad de operación y falla para el componente serán:

$$f_0(t) = \lambda (\exp (-\lambda t)) \quad \text{y} \quad f_1(t) = u (\exp (-ut))$$

En el punto 1.2.3 se demostró que la frecuencia de falla es el inverso del tiempo medio antes de fallar MTTF, considerando los tiempos antes de fallar desde el momento que el componente empieza a operar hasta el momento que falla. Similarmente, la frecuencia de reparación es el inverso de tiempo medio de reparación MTTR, considerando los tiempos de reparación desde el momento en el que el componente falla hasta cuando retorna al estado de operación.

Es decir  $\lambda$  y  $u$  estarán definidas como:

$$\lambda = \frac{\text{Número de fallas de un componente en un período de tiempo}}{\text{Período total de tiempo que el componente estuvo operando}} \quad (1.2.7.a)$$

$$u = \frac{\text{Número de reparaciones del componente en un período de tiempo}}{\text{Período total de tiempo de reparación del componente}} \quad (1.2.7.b)$$

Además:

$$\text{MTTF} = m = \frac{1}{\lambda} \quad (1.2.8.a)$$

$$\text{MTTR} = r = \frac{1}{u} \quad (1.2.8.b)$$

Considerando un incremento de tiempo  $dt$ , el mismo que es lo -

suficientemente pequeño, tal que la probabilidad de ocurrencia de dos o más estados durante este incremento es despreciable, la probabilidad de estar en el estado de operación después de este intervalo de tiempo  $dt$  será:

(Probabilidad de estar operando al tiempo  $t$  y de no fallar en el tiempo  $dt$ ) + (Probabilidad de fallar al tiempo  $t$  y de ser reparado en el tiempo  $dt$ ).

$$P_0(t + dt) = P_0(t) (1 - \lambda dt) + P_1(t) (u dt) \quad (1.2.9)$$

Similarmente

$$P_1(t + dt) = P_1(t) (1 - u dt) + P_0(t) (\lambda dt) \quad (1.2.10)$$

De 1.2.9 se tiene:

$$\frac{P_0(t + dt) - P_0(t)}{dt} = -\lambda P_0(t) + u P_1(t)$$

Como  $dt \rightarrow 0$

$$\frac{dP_0(t)}{dt} = P_0'(t)$$

Entonces:

$$P_0'(t) = -\lambda P_0(t) + u P_1(t) \quad (1.2.11.a)$$

Similarmente para 1.2.10 se tiene:

$$P_1'(t) = \lambda P_0(t) - u P_1(t) \quad (1.2.11.b)$$

Las ecuaciones 1.2.11.a y 1.2.11.b son diferenciales de coeficientes

constantes, para resolverlas se puede aplicar las transformadas de Laplace, así para 1.2.11.a:

$$s P_0(s) - P_0(o) = -\lambda P_0(s) + uP_1(s)$$

$$P_0(s) = \frac{u}{s+\lambda} P_1(s) + \frac{1}{s+\lambda} P_0(o) \quad (1.2.12.a)$$

$$P_1(s) = \frac{\lambda}{s+u} P_0(s) + \frac{1}{s+u} P_1(o) \quad (1.2.12.b)$$

Donde  $P_i(s)$  es la transformada de Laplace para  $P_i(t)$  y  $P_i(o)$  es el valor inicial de  $P_i(t)$ .

Las ecuaciones 1.2.12 pueden ser resueltas como un sistema de ecuaciones lineales para hallar  $P_0(s)$  y  $P_1(s)$  obteniéndose:

$$P_0(s) = \frac{u}{\lambda + u} \left[ \frac{P_0(o) + P_1(o)}{s} \right] + \frac{1}{\lambda + u} \cdot \frac{1}{s + \lambda + u} \left[ \lambda P_0(o) - uP_1(o) \right] \quad (1.2.13.a)$$

$$P_1(s) = \frac{\lambda}{\lambda + u} \left[ \frac{P_0(o) + P_1(o)}{s} \right] + \frac{1}{\lambda + u} \cdot \frac{1}{s + \lambda + u} \cdot \left[ uP_1(o) - \lambda P_0(o) \right] \quad (1.2.13.b)$$

Aplicando la transformada inversa de Laplace para 1.2.13.a y 1.2.13.b

$$P_0(t) = \frac{u}{\lambda + u} \left[ P_0(o) + P_1(o) \right] + \frac{e^{-(\lambda + u)t}}{\lambda + u} \left[ \lambda P_0(o) - uP_1(o) \right] \quad (1.2.14.a)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + u} \left[ P_0(o) + P_1(o) \right] + \frac{e^{-(\lambda + u)t}}{\lambda + u} \left[ uP_1(o) - \lambda P_0(o) \right] \quad (1.2.14.b)$$

Para las condiciones iniciales, se tiene que:

$$P_0(o) + P_1(o) = 1$$

Por lo tanto

$$P_0(t) = \frac{u}{\lambda + u} + \frac{e^{-(\lambda + u)t}}{\lambda + u} \left[ \lambda P_0(o) - u P_1(o) \right] \quad (1.2.15.a)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + u} + \frac{e^{-(\lambda + u)t}}{\lambda + u} \left[ u P_1(o) - \lambda P_0(o) \right] \quad (1.2.15.b)$$

En la práctica  $P_0(o) = 1$  y  $P_1(o) = 0$  es decir el estado más probable - en el que el sistema inicia es el estado 0, por lo que las ecuaciones 1.2.15 se reducen a:

$$P_0(t) = \frac{u}{\lambda + u} + \frac{e^{-(\lambda + u)t}}{u + \lambda} \quad (1.2.16.a)$$

$$P_1(t) = \frac{\lambda}{\lambda + u} + \frac{e^{-(\lambda + u)t}}{u + \lambda} \quad (1.2.16.b)$$

Las probabilidades de estado estacionario para  $P_0(t)$  y  $P_1(t)$ , llamándoles  $P_0$  y  $P_1$  respectivamente, pueden ser evaluadas haciendo  $t \rightarrow \infty$ .

$$P_0 = P_0(\infty) = \frac{u}{\lambda + u} \quad (1.2.17.a)$$

$$P_1 = P_1(\infty) = \frac{\lambda}{\lambda + u} \quad (1.2.17.b)$$

Se sabe que:

$$MTTF = m = \frac{1}{\lambda}$$

$$MTTR = r = \frac{1}{u}$$

Sustituyendo en las ecuaciones 1.2.17 se tiene:

$$P_0 = \frac{m}{m + r} \quad (1.2.18.a)$$

$$P_1 = \frac{r}{m + r} \quad (1.2.18.b)$$



### Matriz Estocástica de Probabilidades de Transición

En esta matriz se representa las probabilidades de que se den las transiciones de un estado a otro del sistema.

Si la frecuencia de falla de un componente es  $\lambda$ , entonces la probabilidad de una transición a falla en un intervalo de tiempo  $\Delta t$  será  $\lambda \Delta t$ , y la probabilidad de no fallar en el mismo intervalo es  $1 - \lambda \Delta t$ , entonces en el caso de un solo componente reparable representado en el diagrama de espacios de estado de la Fig. 1.3., la matriz estocástica de probabilidades de transición P es:

$$P = \begin{bmatrix} 1 - \lambda \Delta t & \lambda \Delta t \\ u \cdot \Delta t & 1 - u \cdot \Delta t \end{bmatrix} \quad (1.2.19)$$

Si se define el vector A como el vector de las probabilidades de estado estacionario  $P_0$  y  $P_1$

$$A = (P_0 \ P_1) \quad (1.2.20)$$

Deberá cumplirse que:

$$A = P.A \quad (1.2.21)$$

Es decir que el vector de las probabilidades de estado estacionario permanecerá invariable cuando se lo multiplica por la matriz estocástica de probabilidades de transición.

#### 1.2.4.2 TECNICAS DE FRECUENCIA Y DURACION

La técnica de Markov descrita en el punto anterior permite evaluar la probabilidad de residir en cada estado del sistema.

Es de interés para el estudio que aquí se realiza, sin embargo, evaluar índices adicionales de confiabilidad para sistemas que están continuamente operando, ó que sobre ellos se realizan operaciones de reparación y mantenimiento. Son por ello necesarios otros índices, como la frecuencia de encontrarse el sistema en un estado determinado, y la duración promedio de residencia en ese estado. El método empleado para obtener estos nuevos índices se le conoce como Técnica de Frecuencia y Duración, cuyos conceptos básicos se los puede describir mejor en términos de un sólo componente reparable como en el punto anterior.

Definiendo como disponibilidad a la probabilidad de residir en el estado de operación ( $P_0$ ) e indisponibilidad a la probabilidad de residir en el estado de falla ( $P_1$ ).

Los dos estados del sistema y sus transiciones asociadas pueden ser graficadas en función del tiempo. Los valores medios de los tiempos de operación y de falla serán usados para representar el comportamiento promedio de este sistema de dos estados.

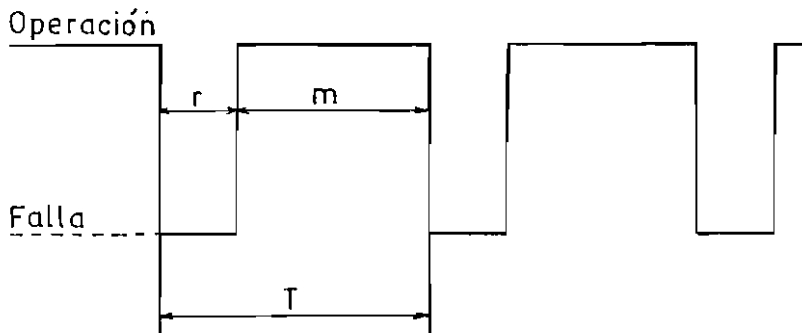


Fig. 1.4. Tiempos medios de operación y reparación

donde:

- m = tiempo medio de operación del componente
- r = tiempo medio de reparación del componente

De la Figura 1.4 se aprecia que:

$$T = m + r \quad (1.2.22)$$

$$T = MTBF = MTTF + MTTR = 1/f \quad (1.2.23)$$

Donde MTBF significa el tiempo entre fallas y la  $f$  la frecuencia.

El método de evaluación de los índices de frecuencia y duración se basa en los siguientes conceptos:

De las ecuaciones 1.2.18 a y b, se deduce que la probabilidad de que el sistema resida en algún estado es igual al tiempo medio de residencia en ese estado dividido para el tiempo medio necesario para que el sistema esté en ese estado.

Si  $P(s)$  es la probabilidad de residir en el estado  $s$ ,  $m(s)$  el tiempo medio de espera en el estado  $s$  y  $T$  es el tiempo medio para volver al estado  $s$ , entonces:

$$P_{(s)} = \frac{m(s)}{T(s)} \quad (1.2.24)$$

De 1.2.18.a

$$P_0 = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \quad (1.2.25.a)$$

Y de 1.2.18b.

$$P_1 = \frac{r}{m+r} = \frac{r}{T} = \frac{1}{uT} = \frac{f}{u} \quad (1.2.25.b)$$

De estas dos últimas ecuaciones se tiene:

$$f = P_0 \lambda = P_1 u \quad (1.2.26)$$

es decir que la frecuencia de encontrarse en el estado de operación es:

$$P_0 \lambda = (\text{Probabilidad de estar en el estado de operación}) \times (\text{frecuencia de salida de este estado}).$$

$\delta$

$$P_1 u = (\text{Probabilidad de no estar en el estado de operación}) \times (\text{frecuencia de ingreso de este estado})$$

Considerando ahora un sistema formado por dos componentes, los cuales pueden estar en estados de operación  $\delta$  de falla, con frecuencias de falla y reparación  $\lambda_1, u_1$  y  $\lambda_2, u_2$  respectivamente.

El diagrama de espacios de estado para este sistema está indicado en la Fig. 1.5.

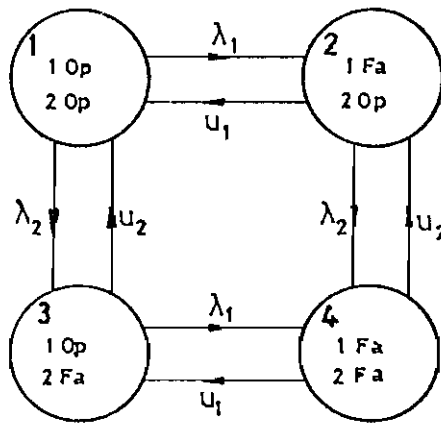


Fig. 1.5. Diagrama de espacios de estado para un sistema de dos -- componentes.

La matriz estocástica de probabilidades de transición para este sistema será:

$$P = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \left[ \begin{array}{cccc} 1 - (\lambda_1 + \lambda_2) & \lambda_1 & \lambda_2 & -- \\ u_1 & 1 - (\lambda_2 + u_1) & -- & \lambda_2 \\ u_2 & -- & 1 - (\lambda_1 + u_2) & \lambda_1 \\ -- & u_2 & u_1 & 1 - (u_1 + u_2) \end{array} \right] \end{matrix}$$

Resolviendo la ecuación  $AP = A$  (1.2.21), se obtiene las siguientes probabilidades de estado estacionario.

$$P_1 = \frac{u_1 u_2}{(\lambda_1 + u_1)(\lambda_2 + u_2)} \quad (1.2.27.a)$$

$$P_2 = \frac{\lambda_1 u_2}{(\lambda_1 + u_1)(\lambda_2 + u_2)} \quad (1.2.27.b)$$

$$P_3 = \frac{u_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + u_1)(\lambda_2 + u_2)} \quad (1.2.27.c)$$

$$P_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + u_1)(\lambda_2 + u_2)} \quad (1.2.27.d)$$

Considerando que los estados del sistema son mutuamente excluyentes, las probabilidades anteriores pueden combinarse para obtener la

probabilidad de residencia en algún conjunto de estados, para los casos de sistemas serie y paralelo se tendrá

(a) Para sistemas serie,  $P_{op} = P_1$

$$P_{fa} = P_2 + P_3 + P_4$$

(b) Para sistemas paralelo,  $P_{op} = P_1 + P_2 + P_3$

$$P_{fa} = P_4$$

### 1.2.5. CONFIABILIDAD EN SISTEMAS SERIE

Considerando el caso de dos componentes conectados en serie. El diagrama de espacio de estado para este sistema está indicado en el Fig. 1.5., asumiendo que todos los estados pueden existir. La probabilidad de que el sistema formado por los dos componentes en serie esté operando (para lo que es necesario que los dos componentes también lo estén) está dado por la ecuación 1.2.27.a.

Es necesario calcular las frecuencias de falla y reparación,  $\lambda_s$  y  $u_s$ , de un componente equivalente a los dos en serie.

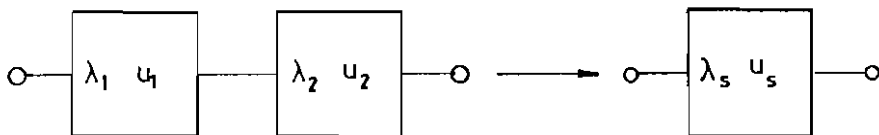


Fig. 1.6 Sistema de dos componentes en serie

La probabilidad de que un solo componente esté en el estado de operación esta dado por la ecuación 1.2.17.a.

$$P_{op} = \frac{u_s}{\lambda_s + u_s} \tag{1.2.28}$$

Para el caso que se analiza, del componente equivalente de los dos en serie, se puede igualar las ecuaciones 1.2.27.a y 1.2.28.

$$\frac{u_1 u_2}{(\lambda_1 + u_1)(\lambda_2 + u_2)} = \frac{u_s}{\lambda_s + u_s} \quad (1.2.29)$$

La frecuencia de transición desde el estado de operación, para dos componentes en serie es  $(\lambda_1 + \lambda_2)$ , y para un solo componente equivalente es  $\lambda_s$ , por lo tanto

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (1.2.30)$$

Sustituyendo 1.2.30 en 1.2.29 y reemplazando las frecuencias de reparación  $u_i$  por el recíproco del tiempo promedio de reparación  $r_i$ , se tiene:

$$r_s = \frac{1}{u_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_s} \quad (1.2.31)$$

En la mayoría de casos el producto  $\lambda_i r_i$  es muy pequeño, por lo tanto:

$$\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \ll \lambda_1 r_1 \text{ y } \lambda_2 r_2$$

en cuyo caso la ecuación 1.2.31 se reduce a:

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (1.2.32)$$

Puede notarse que aunque la ecuación 1.2.32 es una aproximación para un sistema de dos componentes en serie para el que pueden existir los cuatro estados de la Fig. 1.5., es también una ecuación exacta para el caso en que el estado 4 del diagrama no exista, es

decir que cuando un componente falla el segundo componente no puede fallar. Esto ocurre en la práctica porque después de la falla de un componente, la frecuencia de falla para los dos se hace cero ó es despreciable.

Usando la lógica expresada en las ecuaciones 1.2.30 y 1.2.32, la frecuencia de falla y la duración promedio de una salida para el caso general de un sistema con  $n$  componente en serie será:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (1.2.33)$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot r_i}{\lambda_s} \quad (1.2.34)$$

La probabilidad de que el sistema esté en el estado de falla, es decir la indisponibilidad  $U_s$ , puede ser relacionada con  $r_s$  y la frecuencia de encontrarse en dicho estado  $f_s$ , usando los conceptos de frecuencia y duración establecidos en los puntos anteriores, se sabe de la ecuación 1.2.25.b que:

$$U_s = f_s \cdot r_s \quad (1.2.35)$$

Además, como quedó indicado anteriormente, MTTF ( $= 1/\lambda$ ) y MTBF ( $= 1/f$ ) aunque son conceptualmente diferentes, para muchos sistemas prácticos éstos son bastantes parecidos. En tal caso la ecuación 1.2.35 puede ser aproximada a:

$$U_s \approx \lambda_s \cdot r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot r_i \quad (1.2.36)$$

Si las unidades de tiempo para  $\lambda_s$  y  $r_s$  son las mismas, entonces  $U_s$  es un valor estrictamente probabilístico. En caso contrario, si las unidades son diferentes por ejemplo  $\lambda_s$  es expresada en



fallas por año y  $r_s$  es expresado en horas, las unidades de  $U_s$  estarán asociadas con éstas, es decir en horas por año. Esta forma dimensional es útil para describir el tiempo esperado de interrupción de servicio al año.

### 1.2.6 CONFIABILIDAD DE SISTEMAS EN PARALELO

Considerando el caso de un sistema en paralelo de dos componentes, para el cual el diagrama de espacio de estado también está representado en la Fig. 1.5. La probabilidad de que el sistema esté en el estado de falla está dado por la ecuación 1.2.27.d.

En este caso se requiere conocer las frecuencias de falla y de reparación de un solo componente equivalente a los dos en paralelo. Esto se ilustra en la Fig. 1.7.

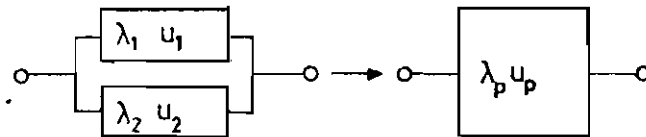


Fig. 1.7 Representación de un sistema paralelo de dos componentes

La probabilidad de que un solo componente esté en el estado de falla viene dado por la ecuación 1.2.17.b.

$$P_{fa} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + u_p} \quad (1.2.37)$$

Puesto que las ecuaciones 1.2.27.d y 1.2.37 deben ser idénticas se tiene que:

$$\frac{\lambda_p}{\lambda_p + u_p} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + u_1)(\lambda_2 + u_2)} \quad (1.2.38)$$

La frecuencia de transición desde el estado de falla del sistema de dos componentes es  $u_1 + u_2$  y esta debe ser equivalente a  $u_p$  por lo tanto

$$u_p = u_1 + u_2 \quad (1.2.39.a)$$

ó lo que da igual

$$\frac{1}{r_p} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \quad (1.2.39.b)$$

de donde se obtiene que:

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (1.2.39.c)$$

Este valor de  $r_p$  representa el período promedio de tiempo durante el cual ambos componentes se encuentran fuera de servicio, es decir representa el período durante el cual los dos componentes fallan al mismo tiempo ó superpuestamente. Por esta razón,  $r_p$  es generalmente conocido como tiempo de salida ó reparación superpuesto de los componentes 1 y 2. El evento de una falla causada por la falla de los componentes 1 y 2 es generalmente conocido como una falla superpuesta. Sustituyendo la ecuación 1.2.39.c en 1.2.38 se tiene que:

$$r_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (1.2.40)$$

Como en la mayoría de casos reales se tiene que:

$$\lambda_i r_i \ll 1$$

Entonces:

$$\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (1.2.41)$$

Finalmente, como se vio en el punto anterior para  $U_s$ , en este caso - para  $U_p$  se tiene:

$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (1.2.42)$$

### 1.2.7 REDUCCION DE RED

Los sistemas de potencia y como un subconjunto de éstos los de distribución, están compuestos de grupos de elementos que actúan en serie o en paralelo o ambos a la vez, para llevar la energía desde los centros de generación hasta las barras de carga y a los consumidores.

La aproximación que se hace en el análisis de confiabilidad que en esta tesis se desarrolla, es al considerar al sistema como un grupo de caminos de abastecimiento hacia un punto de carga específico. Entonces, aplicando el método de reducción de red, por el que se hace sucesivas reducciones serie-paralelo usando las fórmulas desarrolladas en los puntos 1.2.5 y 1.2.6, se llega a un componente equivalente con una frecuencia de falla equivalente  $\lambda_{total}$  y un tiempo de reparación equivalente  $r_{total}$  para el punto ó barra de carga - del sistema. El método está ilustrado en la Fig. 1.8.

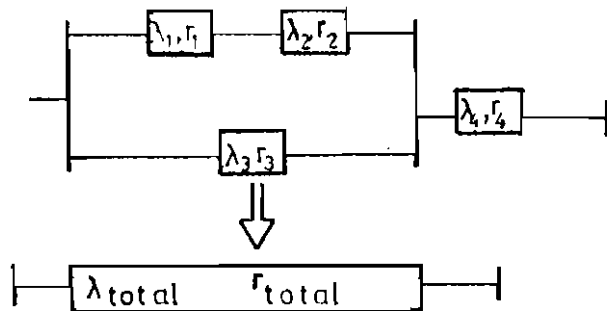


Fig. 1.8 Método de Reducción de Red.

000107

Donde:  $\lambda_{Total}$  = frecuencia de falla equivalente  
 $r_{Total}$  = tiempo de reparación equivalente

Para el caso del sistema representado en la Fig. 1.8 éste método seguirá el siguiente proceso:

1. Combinaría los componentes en serie 1 y 2 formando el equivalente 1.

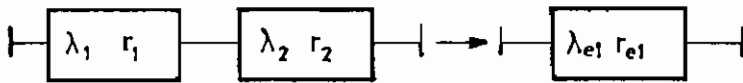


Fig. 1.9 a Primera reducción

2. Combinaría el equivalente 1 con el componente 3, formando el equivalente del paralelo de ellos.

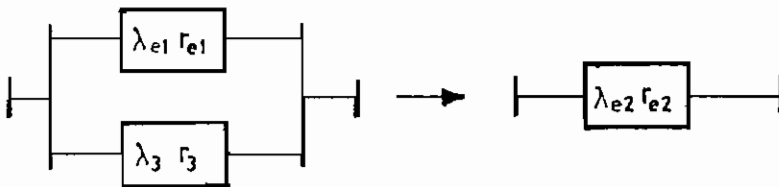


Fig. 1.9 b Segunda reducción

3. Finalmente combinaría el equivalente obtenido del paso anterior con el componente 4, estando los dos en serie, dando como resultado el equivalente total del sistema.

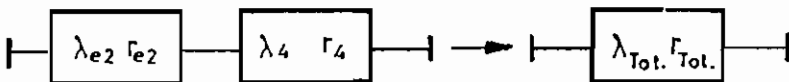


Fig. 1.9 c Tercera reducción

### 1.3 INDICES A CALCULARSE

Los índices de confiabilidad que van a ser evaluados usando los conceptos básicos desarrollados anteriormente son: la frecuencia promedio de fallas, la duración promedio de una salida ó falla y la indisponibilidad promedio anual ó el promedio del tiempo de salidas en el año, que se las representará por  $\lambda_i$ ,  $r_i$  y  $U_i$ , los mismos que serán obtenidos para cada punto de carga y son conocidos como **Índices Parciales**. Debe tenerse en cuenta sin embargo, que tales índices no son valores determinísticos sino que son valores esperados de una correspondiente distribución de probabilidad y por esto únicamente representan valores promedio.

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

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

Estos índices expresan la estadística de interrupción dependiendo del número de consumidores por punto de carga del sistema ó de la potencia media instalada en ellos.

#### 1.3.1 NUMERO PROMEDIO DE INTERRUPCIONES DE SERVICIO POR ABONADO POR AÑO (SAIFI: System Average Interruption failure index)

Este índice se calcula dividiendo el número total de

interrupciones de los abonados para el número de abonados servidos durante el año.

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

$$\text{SAIFI} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (1.3.1)$$

### 1.3.2 TIEMPO DE REPOSICION MEDIO POR ABONADO POR AÑO (SAIDI: System average interruption duration index)

Su valor se determina de la razón entre la suma de todas las duraciones de las interrupciones de los abonados durante el año y el número de abonados servidos durante el año.

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma de la duración de las interrupciones de los abonados}}{\text{Número total de abonados}}$$

$$\text{SAIDI} = \frac{\sum_{i=1}^n U_i N_i}{\sum_{i=1}^n N_i} \quad (1.3.2)$$

### 1.3.3 TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION POR ABONADO (CAIDI: Customer average interruption duration index)

Su valor se obtiene de la división de la suma de la duración de las interrupciones de los abonados para el número total de interrupciones de los abonados.

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones de los abonados}}{\text{Número total de las interrupciones de los abonados}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot N_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot N_i} \quad (1.3.3)$$

### 1.3.4 DISPONIBILIDAD PROMEDIO DEL SERVICIO (ASAI: Average service availability index)

Este índice se obtiene de la razón entre el número de horas de servicio disponible y el número de horas de servicio demandadas por los abonados en el año.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de servicio disponibles}}{\text{Horas demandadas por el abonado}}$$

$$ASAI = \frac{\sum_{i=1}^n N_i \times 8760 - \sum_{i=1}^n U_i \cdot N_i}{\sum_{i=1}^n N_i \times 8760} \quad (1.3.4)$$

Del índice anterior se obtiene el índice de **INDISPONIBILIDAD DE SERVICIO (ASUI: Average service unavailability index)**

$$ASUI = 1 - ASAI$$

$$ASUI = \frac{\text{Horas de indisponibilidad de servicio}}{\text{Horas demandadas de servicio por el abonado}}$$

$$ASUI = \frac{\sum_{i=1}^n U_i \cdot N_i}{\sum_{i=1}^n N_i \times 8760} \quad (1.3.5)$$

### 1.3.5 NUMERO MAXIMO ESPERADO DE INTERRUPCIONES

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

$$\lambda_{\text{máx}} = \text{Máx} (\lambda_i) \quad (1.3.6)$$

### 1.3.6 PROBABILIDAD DE SALIDA DE SERVICIO $P (> t)$

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

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

$$P_i (>t) = e^{-t/r_i} \quad (1.3.7)$$

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

### 1.3.7 FRECUENCIA MEDIA DE INTERRUPCION (FI)

Se define como el número medio de interrupciones que debe esperar un abonado de la empresa en el período estadístico (1 año). Esta dado por la relación entre la suma de potencias (en KVA) interrumpidas y la suma de potencias instaladas medias (en KVA) en el período estadístico considerado.

$$FI = \frac{\sum KVAI}{\sum KVA_M}$$

$$FI = \frac{\sum \lambda_i KVA_i}{\sum KVA_i} \quad (1.3.8)$$

Donde  $\lambda_i$  es frecuencia de fallas para el punto de carga  $i$ , y  $KVAI$  es la potencia media instalada en ese punto de carga.



### 1.3.8 DURACION MEDIA DE LAS INTERRUPCIONES (DI)

Es la relación entre la suma de los productos de las potencias interrumpidas ( en KVA) por las duraciones correspondientes de las interrupciones y la suma de las potencias interrumpidas (en KVA). Expresa la duración de la interrupción, en horas que debe esperar un consumidor medio de la empresa, en el período estadístico.

$$DI = \frac{\sum KVA_i \times U_i}{\sum KVA_i}$$

$$DI = \frac{\sum KVA_i \times U_i}{\sum KVA_i \times \lambda_i} \quad (1.3.9)$$

Donde  $KVA_i$ ,  $\lambda_i$ ,  $r_i$ , son la potencia media instalada, la frecuencia de falla y la duración media de una falla, todas para el punto de carga  $i$  respectivamente.

### 1.3.9 TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCION MEDIO (TI)

Expresa el valor esperado de la duración total de la interrupción, en el período estadístico para un consumidor medio de la empresa. Está dado por la relación entre la suma de los productos de las potencias interrumpidas (en KVA) por la duración de las interrupciones correspondientes, y la suma de las potencias instaladas medias en (KVA). TI se expresa en horas.

$$TI = \frac{\sum KVA_i U_i}{\sum KVAM} \quad (1.3.10)$$

## 1.4 HIPOTESIS DE CALCULO

Para poder aplicar la teoría de confiabilidad desarrollada hasta este punto y para considerar los diferentes factores que afectan en los análisis de confiabilidad de los sistemas de distribución, que

se analizará en los siguientes puntos, es necesario plantear las siguientes hipótesis.

- a) Los tiempos antes de falla y los tiempos de reparación son exponencialmente distribuidos, tanto durante el clima normal, como durante el severo. Esto es:

$$P(\text{tiempo antes de fallar en clima normal} > t) = e^{-\lambda t}$$

$$P(\text{tiempo antes de fallar en clima severo} > t) = e^{-\lambda' t}$$

- b) La duración de los períodos de clima normal y severo son exponencialmente distribuidos.
- c) Los tiempos de reparación son típicamente muy cortos comparados con el tiempo antes de fallar de los componentes y además la duración del clima severo es también corta comparada con los tiempos típicos de reparación.
- d) Los tiempos medios de reparación durante clima normal ó severo son los mismos.

## 1.5 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA EVALUACION DE CONFIABILIDAD DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Los sistemas de potencia como se anotó anteriormente están compuestos de grupos de elementos que actúan ya sea en serie ó en paralelo ó en combinación de los dos, para transportar la energía desde los centros de generación hasta las barras de carga.

En un sistema de varios componentes en serie, la falla de algún componente provocará la salida de todo el sistema. Un sistema serie, estará fuera de servicio hasta que el componente que haya fallado pueda ser reparado ó reemplazado.

Un sistema compuesto por dos ó más componentes en paralelo puede salir de servicio solo cuando todos los componentes que estén en paralelo hayan fallado ó en el caso de que la carga demandada exceda la capacidad de los elementos que permanecen en servicio luego de que otros hayan fallado. Los sistemas en paralelo pueden permanecer fuera de servicio, hasta que un componente capaz de suplir los requerimientos de la carga sea restaurado a servicio.

Cada componente de un sistema está expuesto a salidas causadas por alguna de las siguientes razones:

- a) Ocurrencia de fallas aleatorias de los componentes.
- b) El clima es lo suficientemente severo y tiene una duración tal que puede provocar la falla de los componentes.
- c) El mantenimiento preventivo requiere de la desconexión del componente.

Además de estas consideraciones generales de los diversos factores que influyen en la evaluación de los índices de confiabilidad de los sistemas de distribución, existen otros derivados de las políticas de operación aplicadas por la empresa en el caso de que se produzcan fallas permanentes, tal es el caso de las posibilidades de realización de transferencias de carga, aislamiento de las partes afectadas por una falla mediante el uso de switches de desconexión manual y el equipamiento de protecciones existentes en el sistema.

En los puntos que siguen a continuación se analizará más detalladamente los efectos del clima, mantenimiento preventivo y las políticas de operación y su influencia en la evaluación de los índices de confiabilidad, los mismos que deberán reflejar de una manera consistente las diferentes alternativas de operación del sistema.

### 1.5.1 EFECTO DE LAS CONDICIONES CLIMATICAS.- MODELO DEL CLIMA

En general muchas de las partes de un sistema de potencia están sujetas a las variaciones climáticas. Durante condiciones climáticas adversas, los elementos que están expuestos a ellas, presentan una frecuencia de falla mucho mayor que aquella que presentan en condiciones climáticas normales. Un resultado de la mayor frecuencia de falla es una tendencia a provocar salidas en grupos durante estos períodos de condiciones climáticas adversas. Si estas condiciones afectan a un determinado número de componentes simultáneamente varias fallas de componentes pueden ocurrir durante un corto período de tiempo.

Este fenómeno de salidas en grupo debido a efectos comunes ó corrientes pueden tener mayor efecto sobre la confiabilidad del sistema y debe ser considerado en la modelación de los mecanismos de falla en los sistemas de distribución.

Supongamos el caso de un sistema paralelo formado por dos líneas aéreas; si se desprecia las salidas por mantenimiento y por sobrecarga, hay dos formas por las que el sistema puede fallar: (1) Ambas líneas fallan simultáneamente ó (2) Una de las líneas falla y luego la segunda sin que se haya completado la reparación de la primera. Evidentemente que la probabilidad de que se den estas salidas superpuestas ó traslapadas será mayor durante las condiciones climáticas adversas. Esto dará como resultado una mayor frecuencia de fallas que si se consideraran solo fallas independientes.

En el caso de sistemas serie, las salidas superpuestas ó en grupo en condiciones climáticas adversas tienen menor efecto sobre la frecuencia de falla del sistema. Esto se debe a que en estos sistemas las salidas superpuestas tienen el mismo efecto que una salida de uno solo de sus elementos, además de que un sistema --

scie es desenergizado al menos parcialmente apenas falle uno de sus componentes, reduciendo de esta manera la posibilidad de subsiguientes fallas superpuestas.

El modelo del clima que en esta tesis se propone tiene dos estados discretos: Clima Normal y Clima Adverso. Existe un gran número de condiciones climáticas que deben clasificarse en uno de los dos estados; el criterio que debe seguirse para decidir en cual categoría debe ubicarse tal ó cual condición climática, es dependiente del impacto en la frecuencia de falla de los componentes. Aquellas condiciones climáticas que tienen poco ó ningún efecto sobre las frecuencias de falla deben clasificarse como normales y aquellas que tienen un gran efecto como adversas.

Una característica importante para la colección de datos de las duraciones de las diferentes condiciones climáticas, es que todas las duraciones de estas fluctuaciones deben ser registradas ya sea si existen ó no fallas durante un período dado.

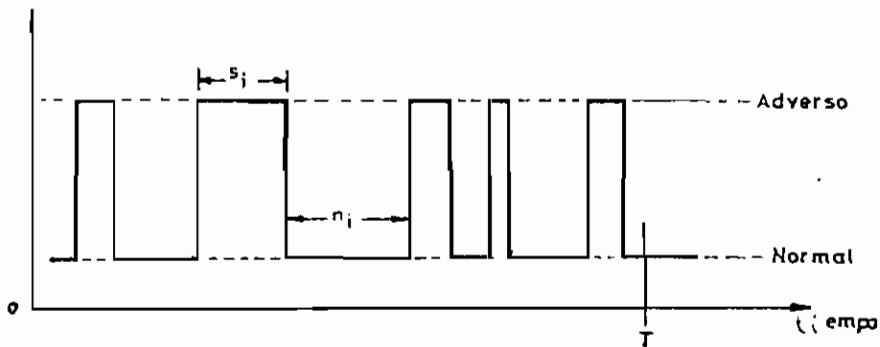


Fig. 1.10 Variación Cronológica del Clima.

El modelo de las duraciones de las condiciones climáticas puede ser considerado como un proceso aleatorio, el cual puede ser descrito por valores esperados.

$$\text{Duración esperada de clima normal} = N = \sum_i n_i / T \quad (1.5.1)$$

$$\text{Duración esperada de clima adverso} = S = \sum_i S_i / T \quad (1.5.2)$$

Los valores esperados dan lugar a un comportamiento promedio de las condiciones climáticas representadas en la Fig. 1.11.

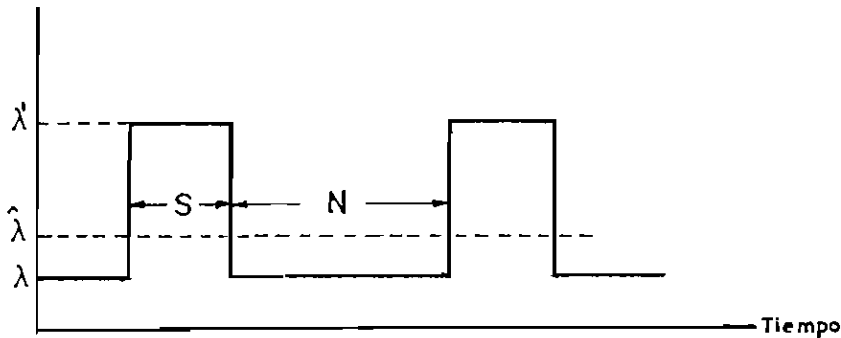


Fig. 1.11 Modelación de las condiciones climáticas.

Es decir el modelo propuesto, implica que el sistema de potencia puede pasar aleatoriamente entre dos posibles estados climáticos: normal y adverso; conforme se den estas transiciones, la frecuencia de falla de los componentes fluctuará entre un  $\lambda$  ante condiciones climáticas normales y un  $\lambda'$  ante condiciones climáticas adversas.

#### 1.5.1.1 FRECUENCIAS DE FALLA EN UN MODELO DE DOS ESTADOS DE CLIMA

Debido a la necesidad de considerar los dos estados climáticos, serán necesarios los siguientes parámetros para cada componente:

$\lambda_i$  = frecuencia de falla del componente  $i$  en clima normal (fallas/año de clima normal)

$\lambda'_i$  = frecuencia de falla del componente  $i$  en clima adverso (falla/año de clima adverso)

$r_i$  = valor esperado del tiempo de reparación ante las salidas forzadas del componente  $i$ .

La frecuencia total de salidas anuales experimentadas por un componente será igual a la fracción de tiempo que los períodos de clima normal prevalecen por la frecuencia de salida en clima normal más la fracción de tiempo que el clima adverso prevalece, por su correspondiente frecuencia de salida.

$$\hat{\lambda}_i = \frac{N}{N + S} \lambda_i + \frac{S}{N + S} \lambda'_i \quad (\text{fallas/año}) \quad (1.5.3)$$

Para un sistema compuesto de  $n$  unidades diferentes en serie, la frecuencia total de interrupción del sistema estará dada por la ecuación 1.2.33.

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \hat{\lambda}_i \quad (\text{fallas/año}) \quad (1.5.4)$$

Esta ecuación asume que la probabilidad de que más de un componente fallen al mismo tiempo es despreciable.

Si el sistema en serie, actúa en paralelo con otros componentes, será necesario calcular las frecuencias de fallas para los dos estados para un componente equivalente  $e$ , el cual reemplaza al sistema serie. Para el componente equivalente y según la ecuación 1.2.33 se tiene que:

$$\lambda_e = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (\text{fallas/año de clima normal}) \quad (1.5.5a)$$

$$\lambda'_e = \sum_{i=1}^n \lambda'_i \quad (\text{fallas/año de clima adverso}) \quad (1.5.5b)$$

El valor esperado del tiempo de interrupción para un sistema serie como resultado de salidas forzadas estará dado según la ecuación 1.2.34.

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \hat{\lambda}_i r_i}{\lambda_s} \quad (\text{años}) \quad (1.5.6)$$

Para el caso de sistemas en paralelo en los que pueden darse casos de salidas superpuestas ó traslapadas de sus elementos, se usará la siguiente técnica para reducir un grupo de elementos en paralelo a un elemento equivalente. Primeramente habrá que definir los siguientes parámetros útiles para el análisis:

$\frac{N}{N+S}$  = fracción de tiempo en el que el clima es normal

$\frac{S}{N+S}$  = fracción de tiempo en el que el clima es adverso

$\frac{1}{N+S}$  = Número de períodos de clima normal ó adverso por unidad de tiempo.

$P_{ai}$  = Probabilidad que haya clima adverso durante la reparación del componente  $i$ .

$P_{ij}$  = Probabilidad de que el elemento  $i$  falle durante la reparación del elemento  $j$ .

$P_{ifa}$  = Probabilidad de que el elemento  $i$  falle durante clima adverso

\* = implica complemento p.e.  $P^* = 1 - P$

Un sistema compuesto de dos elementos en paralelo puede experimentar una falla si uno de los dos falla y el otro también falla antes de que el primero haya sido reparado. Si el sistema en paralelo está expuesto a variaciones climáticas de dos estados, hay cuatro



formas mutuamente excluyentes, por las que el sistema puede experimentar una salida forzada. Existen dos consideraciones adicionales que se deben tomar en cuenta en la evaluación: (1) que la reparación pueda realizarse durante el período de clima adverso y (2) la reparación no puede realizarse durante el período de clima adverso. En el caso de que aquí se va a analizar se asume la segunda consideración.

(a) La primera y la segunda falla se dan en clima normal

La contribución de este caso para la frecuencia de falla total es:

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \left[ \lambda_1 P_{a1}^* P_{21} + \lambda_2 P_{a2}^* P_{12} \right] \quad (1.5.7)$$

En términos de parámetros de confiabilidad de los componentes:

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \left\{ \lambda_1 \left[ 1 - \frac{r_1}{N} \right] \left[ \lambda_2 r_1 \right] + \lambda_2 \left[ 1 - \frac{r_2}{N} \right] \left[ \lambda_1 r_2 \right] \right\} \quad (1.5.8)$$

Puesto que  $r_1$  y  $r_2 \ll N$

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \left[ \lambda_1 \lambda_2 r_1 + \lambda_2 \lambda_1 r_2 \right] \quad (1.5.9a)$$

$$\lambda_a = \frac{N}{N+S} \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (1.5.9b)$$

(b) Primera falla en clima normal y segunda en clima adverso.

La probabilidad de que el segundo componente falle durante el clima adverso es:

$$1 - e^{-\lambda_i S} \approx \lambda_i S \quad (1.5.10)$$

$$\lambda_b = \frac{N}{N+S} \left[ \lambda_1 P_{a1} P_{2fa} + \lambda_2 P_{a2} P_{1fa} \right] \quad (1.5.11)$$

$$\lambda_b = \frac{N}{N+S} \left[ \lambda_1 \frac{r_1}{N} (\lambda_2 S) + \lambda_2 \frac{r_2}{N} (\lambda_1 S) \right] \quad (1.5.11b)$$

(c) Primera falla en clima adverso y la segunda en clima normal.

$$\lambda_c = \frac{1}{N+S} \left[ P_{1fa} P_{2fa}^* P_{2i} + P_{2fa} P_{1fa}^* P_{12} \right] \quad (1.5.12)$$

$$\lambda_c = \frac{1}{N+S} \left[ (S \lambda'_1) (1-S\lambda'_2) (\lambda_2 r_1) + (S\lambda'_2) (1-S\lambda'_1) (\lambda_1 r_2) \right] \quad (1.5.13.a)$$

Puesto que:  $S \lambda_1 \ll 1$

$$\lambda_c = \frac{S}{N+S} \left[ \lambda'_1 \lambda_2 r_1 + \lambda'_2 \lambda_1 r_2 \right] \quad (1.5.13.b)$$

(d) Primera y segunda falla durante clima adverso

$$\lambda_d = \frac{1}{N+S} \left[ P_{1fa} P_{2fa} + P_{2fa} P_{1fa} \right] \quad (1.5.14)$$

$$\lambda_d = \frac{N}{N+S} \left[ (\lambda'_1 S) (\lambda'_2 S) + (\lambda'_2 S) (\lambda'_1 S) \right] \quad (1.5.15a)$$

$$\lambda_d = \frac{N}{N+S} \left[ \frac{2 S^2}{N} \lambda'_1 \lambda'_2 \right] \quad (1.5.15b)$$

(e) Índice total de confiabilidad

La frecuencia de falla total que considera estas formas de falla será:

$$\lambda_{pp} = \lambda_a + \lambda_b + \lambda_c + \lambda_d \quad (1.5.16)$$

Como la reparación no puede ser realizada durante clima adverso, el tiempo de salida en los casos (b) y (d) estará incrementado por la duración del período de clima adverso. Por lo tanto, según las ecuaciones 1.2.36 y 1.2.39c se tendrá que:

$$U_{pp} = (\lambda_a + \lambda_c) \left( \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \right) + (\lambda_b + \lambda_d) \left( \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} + S \right) \quad (1.5.17)$$

$$r_{pp} = U_{pp} / \lambda_{pp} \quad (1.5.18)$$

### 1.5.2 EFECTO DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Las salidas debidas al mantenimiento preventivo, puede ser tratado de una manera similar como se hizo en el punto anterior para las salidas forzadas, excepto que deben hacerse tres consideraciones adicionales:

- (a) Un componente no puede salir para mantenimiento preventivo si esto causa una falla del sistema.
- (b) El mantenimiento no puede iniciarse durante clima adverso.
- (c) El mantenimiento no puede continuar durante clima adverso.

Sean:

$\lambda_1^*$  y  $\lambda_2^*$  = frecuencia de salidas por mantenimiento/año

$r_1''$  y  $r_2''$  = duración media del mantenimiento/salida.

De forma similar al caso 1.5.1 para salidas forzadas superpuestas, se asume que ninguna acción de mantenimiento ni reparación es continuada en clima adverso. Consecuentemente, las ecuaciones 1.5.9b, 1.5.11b y 1.5.16 pueden adaptarse para este caso, dando:

$$\lambda_{pm} = \lambda_1^* \cdot \lambda_2 \cdot r_1'' + \lambda_2^* \cdot \lambda_1 \cdot r_2'' + \lambda_1^* \cdot \frac{r_1''}{N} \cdot \lambda_2' S + \lambda_2^* \cdot \frac{r_2''}{N} \lambda_1' S \quad (1.5.19)$$

Si a estos últimos cuatro términos se les define como  $\lambda''_a$ ,  $\lambda''_b$ ,  $\lambda''_c$  y  $\lambda''_d$

Entonces:

$$U_{pm} = \lambda''_a \left( \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} \right) + \lambda''_b \left( \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} \right) + \lambda''_c \left( \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} + S \right) + \lambda''_d \left( \frac{r_1'' r_2''}{r_1'' + r_2''} + S \right) \quad (1.5.20)$$

$$y r_{pm} = U_{pm} / \lambda_{pm} \quad (1.5.21)$$

### 1.5.3. EFECTO DE LOS SWITCHS DE DESCONEXION

Una alternativa de reforzamiento de un esquema de distribución es la provisión de switchs de desconexión (barras de operación) en puntos importantes a lo largo del recorrido de los alimentadores principales. Generalmente estos switchs no son automáticos y por lo tanto si existiera algún cortocircuito en el alimentador, a pesar de la presencia de estos switchs, operarí el breaker principal. Después que la falla haya sido detectada, puede abrirse el switch de desconexión apropiado para aislar la falla del resto del circuito y posteriormente cerrar el breaker automático que se haya accionado debido al efecto de la supuesta falla. Este procedimiento permite la restauración del servicio a todos los puntos de carga entre la fuente y el punto de aislación antes de que la reparación haya sido completada.

Considerando el alimentador de la Fig. 1.12, con sus puntos de desconexión a lo largo del ramal principal con un tiempo de desconexión promedio de 0.5 horas; la duración de la reparación de las secciones 1, 2, 3 y 4, 4 horas y para los laterales a, b, c y d, 2 horas; los tiempos de reparación para los diferentes elementos, que se van a utilizar en la evaluación de confiabilidad están dados en la tabla 1.2., según el punto de carga que se analice.

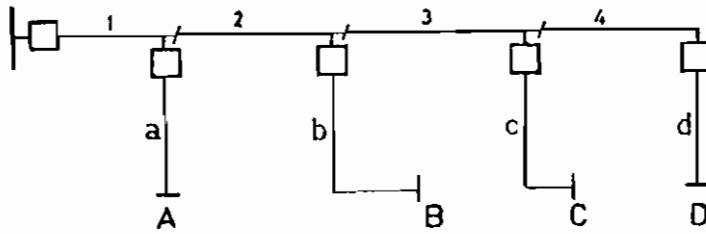


Fig. 1.12 Primario de distribución con switchs de desconexión.

TABLA 1.2 Tiempos de reparación considerando switchs de desconexión.

Sección	Punto de carga			
	A	B	C	D
	r(horas)	r(horas)	r(horas)	r(horas)
1	4.0	4.0	4.0	4.0
2	0.5	4.0	4.0	4.0
3	0.5	0.5	4.0	4.0
4	0.5	0.5	0.5	4.0
a	2.0	--	--	--
b	--	2.0	--	--
c	--	--	2.0	--
d	--	--	--	2.0

Los índices de confiabilidad referentes al tiempo de desconexión promedio para los puntos de carga A, B, C van a mejorarse comparados con aquellos de los mismos puntos de carga para el caso de no existir los switchs de desconexión, esta mejora de los índices, será mayor mientras más cerca esté el punto de carga de la fuente.

El punto de carga D no experimentará ninguna mejora de sus índices de confiabilidad, debido a que las acciones de aislación de las fallas no tendrán ningún efecto para este punto de carga.

#### 1.5.4 EFECTO DE LAS TRANSFERENCIAS DE CARGA

Muchos sistemas de distribución tienen puntos normalmente abiertos en una configuración en lazo tal que el sistema efectivamente está operando como un circuito radial, pero en el caso de una falla del sistema los puntos abiertos pueden cerrarse, con el fin de recobrar la carga que haya sido desconectada al aislar los componentes afectados por dicha falla. Este procedimiento operacional puede tener una marcada incidencia sobre los índices de confiabilidad de un punto de carga puesto que cargas que deberían ser desconectadas mientras dure la reparación, ahora pueden ser transferidas a otras partes del sistema.

Considerando el sistema de Fig. 1.13 con un punto de transferencia de carga a otro primario de distribución a través del switch normalmente abierto (NO). Asumiendo que no existe ninguna restricción en cuanto a la cantidad de carga que puede ser transferida al alimentador al que se hace la transferencia, los tiempos ó las duraciones de las reparaciones de las diferentes secciones, estarán afectadas por el tiempo que se demore en hacer la transferencia de carga es decir el cierre del punto normalmente abierto, que evidentemente será menor que el tiempo de reparación de cualquier sección.

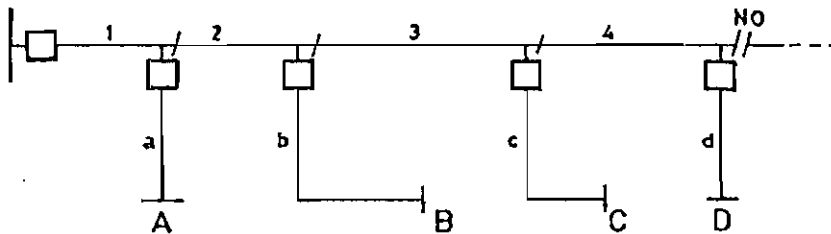


Fig. 1.13 Primario de distribución con transferencia de carga.

Suponiendo que la transferencia puede realizarse en 0.5 horas, la reparación de las secciones 1, 2, 3 y 4 en 4 horas y el tiempo promedio de reparación de los laterales a, b, c y d, 2 horas, los tiempos de reparación que deberán utilizarse para el cálculo de los índices en cada punto de carga están dados en la tabla 1.3.

**TABLA 1.3** Tiempos de reparación considerando transferencia de carga.

Sección	Punto de carga			
	A r(horas)	B r(horas)	C r(horas)	D r(horas)
1	4.0	0.5	0.5	0.5
2	0.5	4.0	0.5	0.5
3	0.5	0.5	4.0	0.5
4	0.5	0.5	0.5	4.0
a	2.0	0.0	0.0	0.0
b	0.0	2.0	0.0	0.0
c	0.0	0.0	2.0	0.0
d	0.0	0.0	0.0	2.0

La transferencia de carga, si se asume que los puntos hacia los que se realiza la transferencia son 100% confiables, no tiene ninguna incidencia sobre la frecuencia de falla de los puntos de carga, únicamente afecta a los tiempos promedio de desconexión ó la duración esperada de cada salida para cada punto de carga, así como a los índices generales del sistema que tienen que ver con la duración promedio de las salidas por consumidor.

## C A P I T U L O   I I

### DETERMINACION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCION

#### 2.1 CONSIDERACIONES GENERALES SOBRE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Con el fin de efectuar el estudio de confiabilidad de los sistemas de distribución, se aceptará la definición generalizada de que un sistema de éstos está constituido por los siguientes componentes ( 6).

- a) Líneas de subtransmisión. Son los circuitos que enlazan los sistemas de transmisión de potencia en bloque y las subestaciones de distribución.
- b) Subestaciones de distribución. En estas instalaciones se recibe potencia de los circuitos de subtransmisión y transforma a voltajes de alimentación primaria.
- c) Alimentadores primarios. Son aquellos circuitos que salen de las subestaciones de distribución para suministrar potencia a los transformadores de distribución.
- d) Transformadores de distribución. Realizan el paso de bajada de voltaje desde los niveles de alimentación primaria a los de utilización de los consumidores.
- e) Redes secundarias. Distribuyen la potencia desde los transformadores de distribución a los consumidores.

Estos elementos, básicamente están presentes en todo tipo de sistema de distribución prescindiendo de la clasificación por tipo de cargas servidas, tales como comerciales, industriales o residenciales; o de la clasificación por el tipo de construcción, ya sea área o subterránea.



En cuanto se refiere a los alimentadores primarios se considerarán las siguientes características:

- a) Cada alimentador tiene un número de puntos de carga (transformadores de distribución) dispuestos a lo largo de su recorrido.
- b) Estos alimentadores muchas veces pueden estar conectados a través de puntos normalmente abiertos (switchs de transferencia) a otros alimentadores que reciben potencia de otras subestaciones de distribución ó de la misma.
- c) Las cargas pueden ser transferidas de un alimentador a otro (s) por la desconexión del primero de su fuente original y el posterior cierre de uno ó más puntos normalmente abiertos por los que se realiza la transferencia.
- d) Varias alternativas de operación de los switchs de transferencia y de desconexión pueden darse para un alimentador primario dado, con el fin de mejorar las condiciones de servicio a los abonados.

El estudio de confiabilidad que en esta tesis se realiza, se lo hace para cada punto de carga en primer lugar, ya sea considerando o no la transferencia de carga y luego para todo el sistema, lo cual constituye en sí, un promedio ponderado frente al número de consumidores o a los KVA instalados, de los índices evaluados para los diferentes puntos de carga.

## **2.2 REPRESENTACION DEL SISTEMA**

El circuito que se vaya a analizar se lo representará

directamente a partir de su configuración física, empleando para ello un diagrama unifilar sobre el cual se enumeran todos los elementos.

Sobre el diagrama del sistema en estudio deberá especificarse los posibles sentidos de flujo de potencia por cada elemento, considerando para esto las diferentes alternativas de transferencia de carga que se realice por los switchs normalmente abiertos.

En comparación con los circuitos de transmisión, los sistemas de distribución tienen generalmente una disposición mucho más simple. La mayoría de ellos son radiales, lo que implica que los componentes involucrados en el suministro de potencia a los puntos de carga tengan una conexión serie.

Estos circuitos radiales pueden estar definidos en términos de ZONAS y RAMAS, como se puede apreciar en la Fig. 2.1. Una zona es una parte del circuito que puede ser aislada o separada automáticamente del resto del circuito, si una falla ocurriera en alguno de sus enlaces.

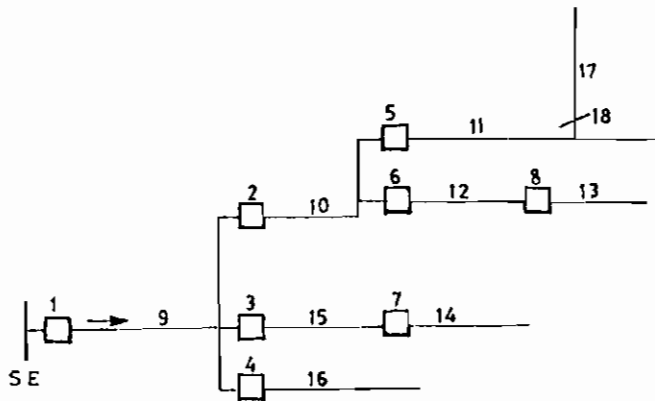


Fig. 2.1. Zonas y Ramas en un sistema de distribución

Cada zona abarca hasta el primer elemento de la siguiente zona (conforme se aleja de la fuente) el cual, a su vez, puede aislarse por sí mismo de los componentes pertenecientes a la zona en cuestión.

En el caso del ejemplo del circuito de la Fig. 2.1 se tienen las siguientes zonas y sus respectivos enlaces:

ZONA	ENLANCES
1	1, 9, 2, 3, 4
2	2, 10, 5, 6
3	3, 15, 7
4	4, 16
5	5, 11, 18, 17
6	6, 12, 8
7	7, 14
8	8, 13

Una rama puede consistir de un elemento simple o de varios de ellos, conectados comunmente en serie u ocasionalmente en paralelo. Cada rama se origina en un aparato de interrupción. Estos aparatos pueden ser: Interruptores automáticos, fusibles, reconectores, seccionalizadores, o switchs de desconexión. En el caso de una falla en una rama, es el aparato de protección automático más cercano regresando hacia la fuente, el que va a operar para despejar dicha falla. Algunas ramas del circuito anterior son:

10, 11, 14, 17, 16, ...

Para un sistema en el cual existan las posibilidades de realizar acciones de transferencia de carga, por el cierre de switchs normalmente abiertos y la apertura de otros, la operación de cerrar aquellos switchs modifica tanto la topología, y las zonas del sistema original.

Un ejemplo de este tipo de sistemas que son una variación del concepto de circuitos radiales se puede apreciar en la Fig. 2.2. Mientras el sistema opera bajo condiciones normales, el switch normalmente abierto (NO) permanece como tal, entonces el sistema opera como un sistema radial, pero ante la presencia de una falla en una de las secciones del alimentador, ésta es aislada por los interruptores de desconexión ubicados en sus extremos, a la vez que el switch NO es cerrado; así, el suministro de potencia se está realizando como en un sistema en lazo a los usuarios no son afectados por la presencia de dicha falla.

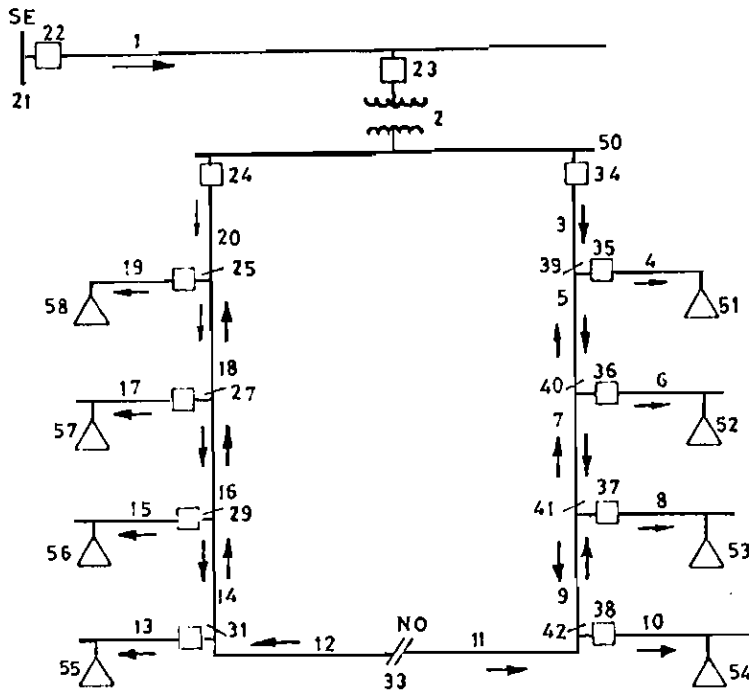


Fig. 2.2 Primarios de distribución con posibilidades de transferencia de carga.

Con el fin de dar una representación lo más real posible de un sistema de distribución, a éste se lo podrá descomponer en los siguientes elementos constituyentes según el código que se indica entre paréntesis.

- Transformador de Distribución (TD)
- Línea Aérea (LA)
- Cables (CB)
- Seccionador fusible (SF)
- Reconectores (RC)
- Disyuntor de alto voltaje (DA)
- Disyuntor de bajo voltaje (DB)
- Barra intermedia (BI)
- Barra de carga de S/E de distribución (BC)
- Línea de Subtransmisión (LS)
- Transformador de S/E de distribución (TS)
- Subestación (SE)
- Switch de desconexión ó barra de operación (BO)
- Switch de transferencia (ST)

Con la representación del sistema ya explicada y los datos de los índices parciales de confiabilidad de cada tipo de componente, se tiene la información suficiente para poder aplicar la técnica de evaluación desarrollada en el capítulo anterior.

### 2.3 ALGORITMO GENERAL DE CALCULO

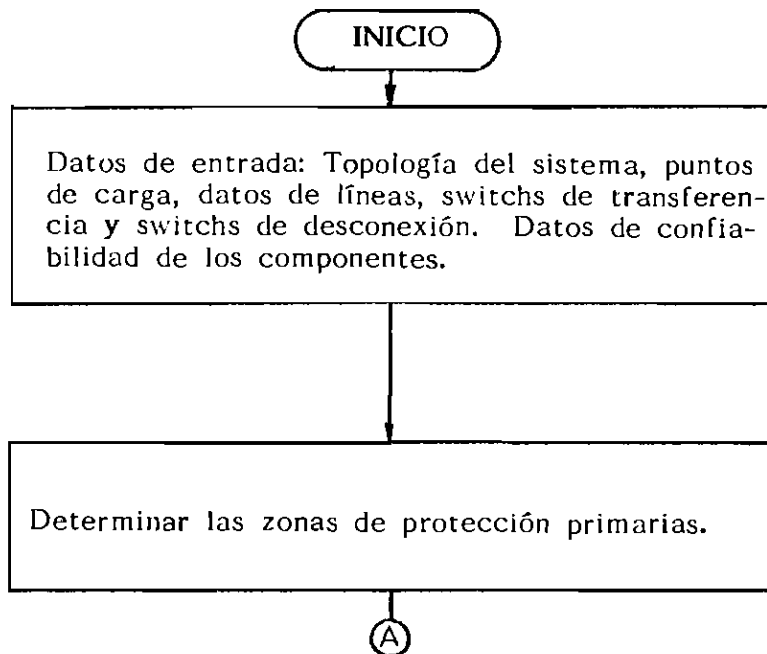
El análisis de confiabilidad de un sistema de distribución, que considere las diferentes características de operación y mantenimiento descritas en el capítulo primero, puede involucrar dos tipos de evaluaciones:

- a) La pérdida total de continuidad de servicio (TLOC) al punto de carga, sin considerar la existencia de posibilidades de transferencia de carga.
- b) La pérdida total de continuidad de servicio al punto de carga, considerando las facilidades de transferencia de carga.

Existen varios métodos, mediante los cuales, las técnicas

de modelación analizadas en el Capítulo I pueden ser empleadas en los sistemas de distribución. El método seleccionado debe reflejar consistentemente las características reales de operación de este tipo de sistemas. Todas las consideraciones hechas sobre el análisis y su operación dan lugar a la necesidad de desarrollar programas computarizados para transferir laboriosos cálculos de escritorio al computador.

El programa que en esta tesis se desarrolla se basa en el método expuesto en la Ref N°5, mediante su uso pueden determinarse los índices de confiabilidad parciales a nivel de punto de carga y generales ó del sistema en conjunto. En él se incluyen los efectos de las fluctuaciones climáticas, de los switches de desconexión, de los switches normalmente abiertos, del mantenimiento preventivo; bajo la consideración de que las barras de carga en las subestaciones de distribución son 100% confiables, siempre siguiendo el criterio de pérdida total de continuidad (TLOC). En la Fig. 2.3 se puede apreciar el diagrama de flujo de la técnica computacional que en esta tesis se desarrolla.



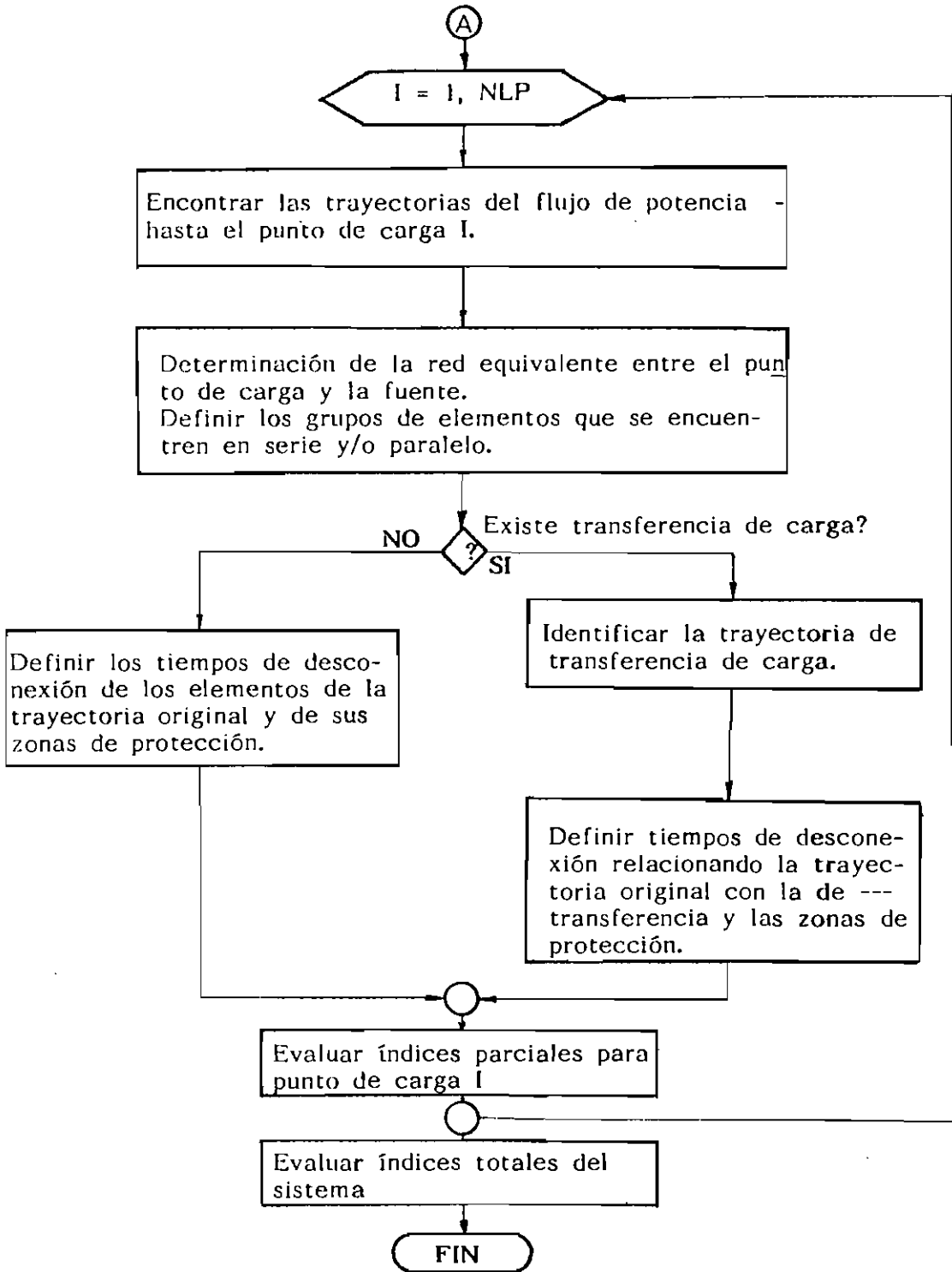


Fig. 2.3 Diagrama de flujo para la evaluación de confiabilidad en sistemas de distribución.

### 2. 3.1 DATOS DE ENTRADA

Los datos requeridos para el cálculo de confiabilidad de un sistema de distribución tienen que ver con:

- a) La Topología del circuito:
  - Número total de componentes
  - Elementos de los que recibe potencia cada elemento, considerando los efectos que produce en el sentido - del flujo de potencia por cada uno de ellos, las posibles transferencias de carga.
  - Tipo de componente
  
- b) Datos sobre transformadores de distribución:
  - Potencia media instalada ó factor de utilización de su potencia nominal. Esto para calcular los índices generales del sistema según la CIER.
  - Número de consumidores por punto de carga
  - Punto al que se puede transferir su carga en caso de que se produzca una falla que afecte indirectamente la continuidad de servicio hacia ese punto de carga.
  
- c) Datos sobre líneas y cables
  - Longitud de la línea ó cable
  
- d) Datos sobre puntos de transferencia y switches de desconexión:
  - Tiempo de maniobra

Además, se necesitan los siguientes datos estadísticos para cada tipo de componente.



- Frecuencia de falla en clima normal  $\lambda$
- Frecuencia de falla en clima adverso  $\lambda'$
- Duración promedio de los períodos de clima normal y adverso ( N y S)
- Frecuencia de salidas para mantenimiento  $\lambda''$
- Duración promedio de una reparación  $r''$

La determinación de estos datos requiere de un estudio estadístico que esta fuera del alcance de esta tesis. Sin embargo en el apéndice B se da una metodología para la obtención de estos datos.

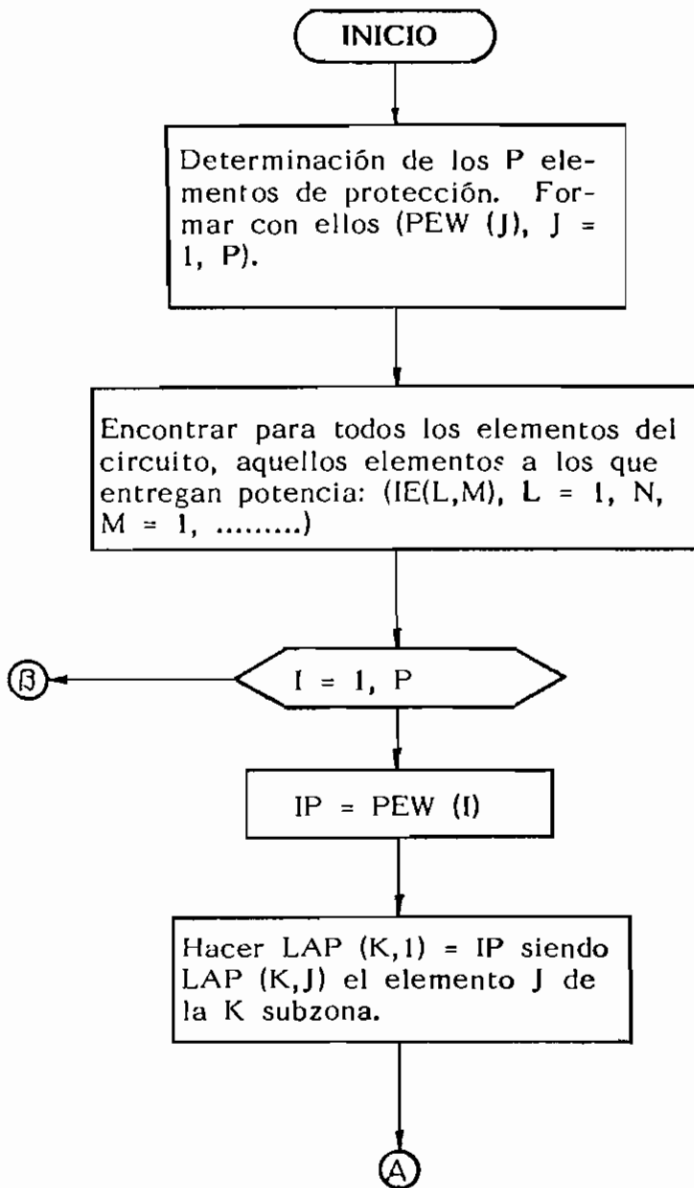
### 2.3.2 DETERMINACION DE LAS ZONAS DE PROTECCION

Como se indicó anteriormente, cada elemento de protección automático establece a su alrededor una zona de protección propia, a la que pertenecen varios elementos, los mismos que se desconectarán en caso de falla de uno de ellos. Como se anotó en el punto 2.2, cada zona termina en otro elemento de protección que establece otra zona independiente de la primera excepto el elemento de protección generador de esta zona, el mismo que pertenecería a las dos zonas en cuestión. Es decir que las protecciones de respaldo están representadas en estas intersecciones de zonas de protección primarias.

Para la determinación de las zonas, se parte de cada elemento de protección, determinando luego un encadenamiento de elementos hasta encontrar los siguientes elementos de protección, ó hasta hallar transformadores de distribución en el caso de las zonas creadas por el respectivo elemento de protección del transformador. En el proceso de encadenamiento puede llegarse a elementos en los que se producen derivaciones sin elementos de protección, estas derivaciones dan origen a nuevas subzonas, en las mismas que se continúa

el encadenamiento hasta llegar a un elemento de protección automático, posteriormente se reúnen todas las subzonas para formar la zona de protección primaria que se buscaba.

En el diagrama de flujo de la figura 2.4 se presenta el algoritmo utilizado para la determinación de las zonas de protección.



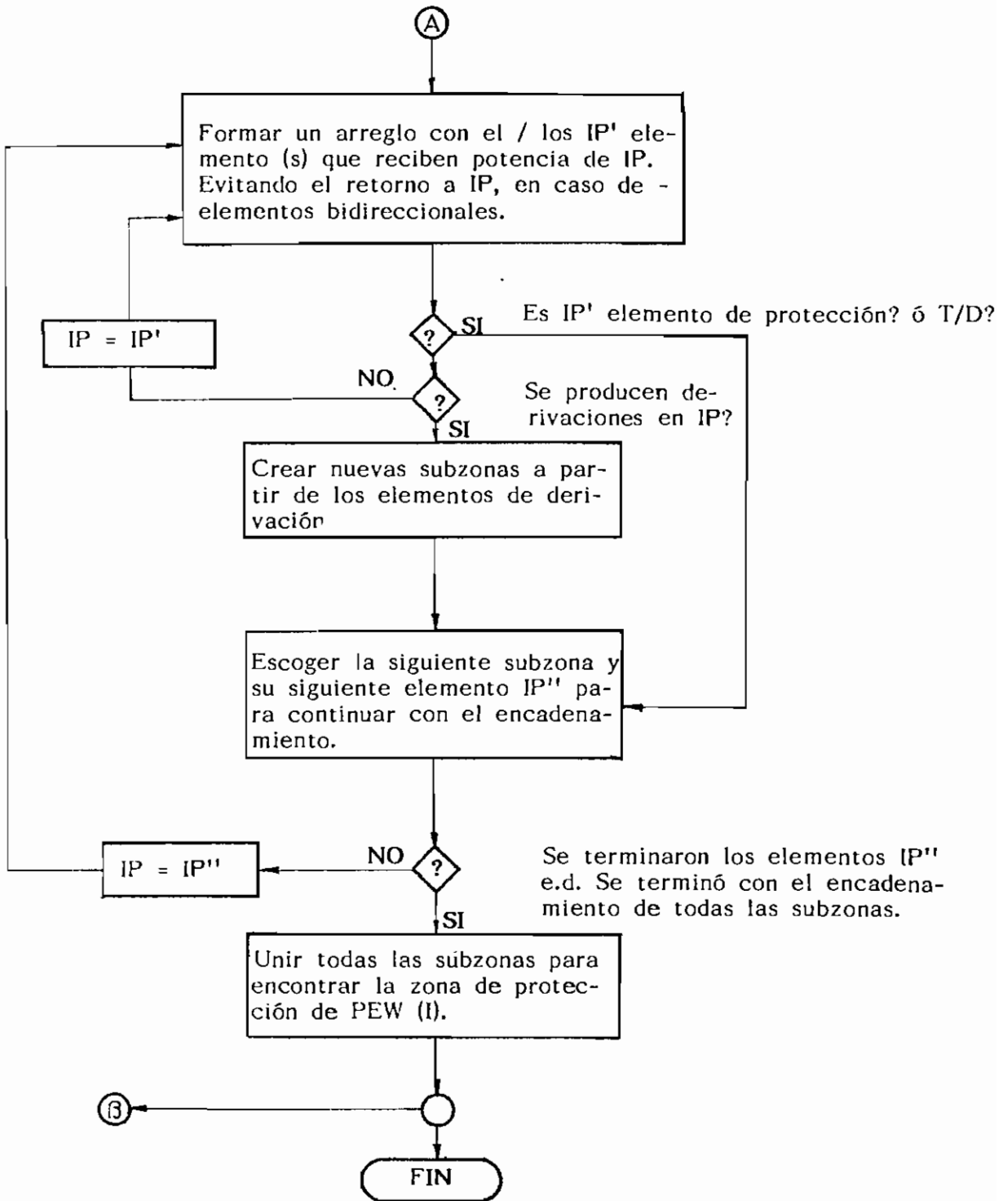


Fig. 2.4 Diagrama de Flujo para determinar las zonas de protección.

### 2.3.3 DETERMINACION DE LAS TRAYECTORIAS AL PUNTO DE CARGA

Para aplicar el criterio de pérdida total de continuidad (TLOC), en el análisis de confiabilidad, será necesario definir las trayectorias mínimas a cada punto de carga, entendiéndose por trayectoria mínima al conjunto de elementos entre una entrada (Fuente) y una salida (Punto de carga), si al quitar uno solo de los elementos se interrumpe la conexión entre la entrada y la salida.

Los datos de topología del circuito son la base para construir una matriz en la que se representan las trayectorias mínimas al punto de carga.

En forma similar a la aplicada en las zonas de protección, la determinación de las trayectorias, se basa en un sucesivo encadenamiento de elementos, en este caso predecesores en el sentido del flujo de potencia, iniciando en el punto de carga hasta llegar a la fuente, y si existe posibilidades de transferencia de carga, se hallarán además, las trayectorias al punto de transferencia correspondiente al punto de carga que se esté analizando.

Existirán lógicamente elementos en los que se producirán derivaciones porque a ellos convergirán varias ramas predecesoras que pueden formar grupos en paralelo o ramas hacia el punto de transferencia de carga. Estos elementos de derivación dan lugar a que se formen nuevas trayectorias que tienen su raíz en la trayectoria anterior hasta el elemento en el que se produjo la derivación.

Como un ejemplo se podrá apreciar más claramente el método aplicado para determinar las trayectorias mínimas posibles a un punto de carga determinado. Supóngase el sistema de la Fig. 2.5 en el que deberá encontrarse las trayectorias mínimas entre el punto de carga P y la fuente S o el punto de transferencia T.

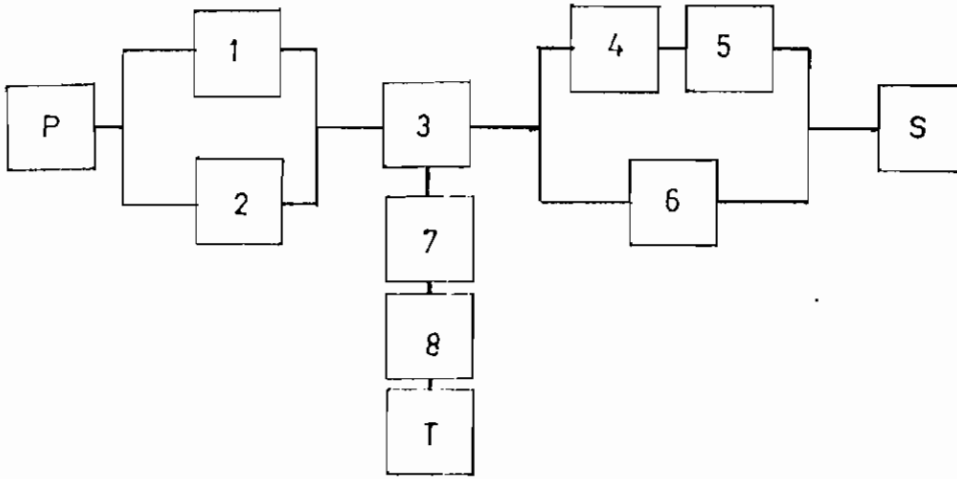


Fig. 2.5 Sistema ejemplo

Sistema equivalente desde el punto de vista de trayectorias mínimas:

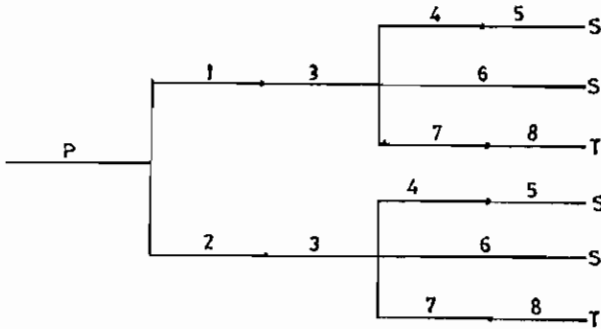


Fig. 2.6 Trayectorias al punto de carga P.

TRAYECTORIA

ELEMENTOS

1	P 1 3 4 5 S
2	P 1 3 6 S
3	P 1 3 7 8 T
4	P 2 3 4 5 S
5	P 2 3 6 S
6	P 2 3 7 8 T

Esta determinación matricial de las trayectorias al punto de carga permitirá definir la red equivalente de elementos serie y paralelo, la misma que es básica para la aplicación del método de reducción de red.

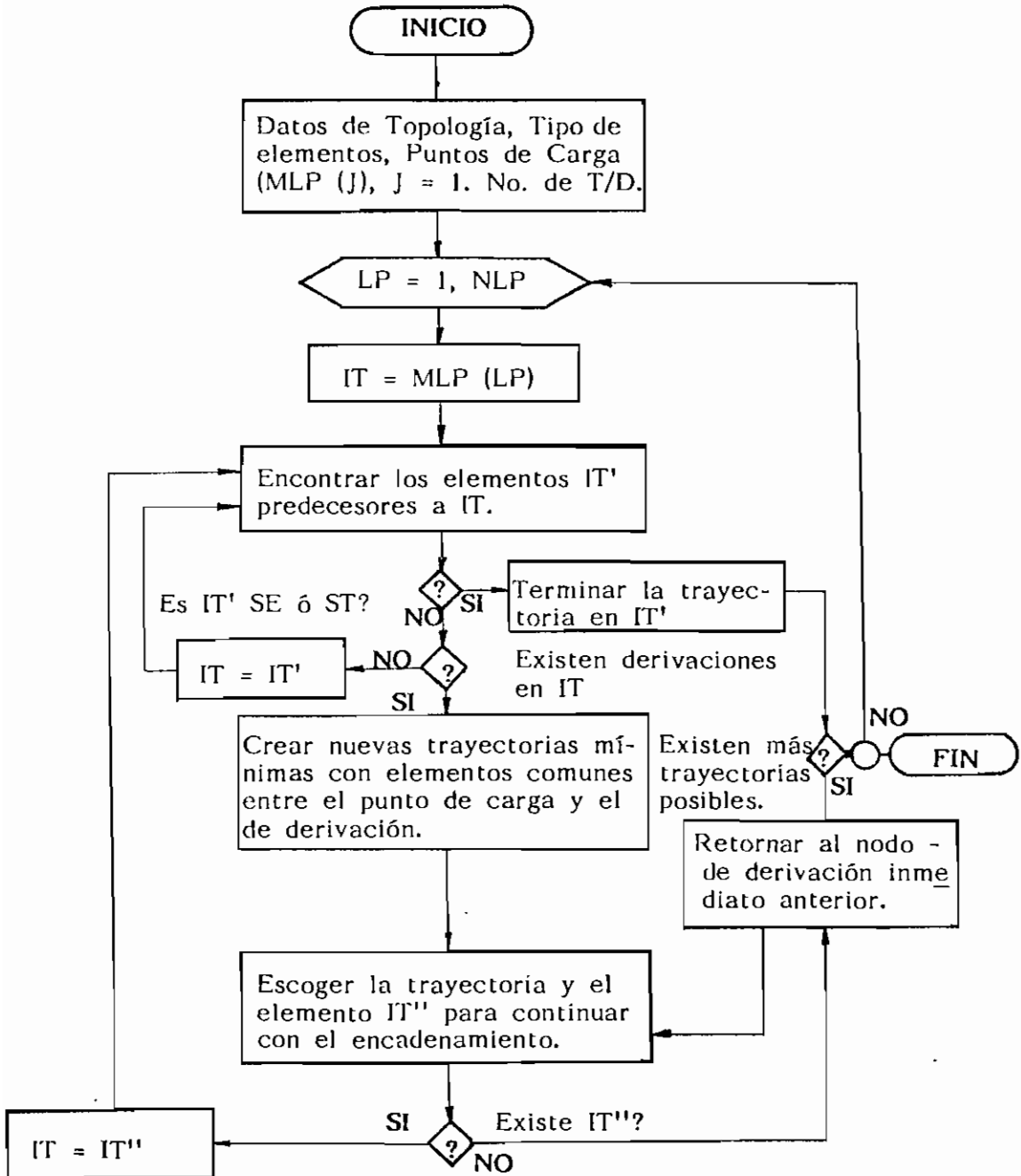


Fig. 2.7 Diagrama de flujo para la determinación de las diferentes trayectorias a cada punto de carga.

### 2.3.4 DETERMINACION DE LOS EQUIVALENTES SERIE Y PARALELO

Una vez definidas las trayectorias entre el punto de carga y la fuente y el punto de transferencia, debe escogerse aquellas trayectorias derivadas de la red de funcionamiento normal, es decir eliminar aquellas ocasionadas por la transferencia, para proceder a encontrar los grupos de equivalentes que actúen en serie directa ó en paralelo, entendiéndose por serie directa aquellos elementos que representan cortes mínimos de primer orden.

Será necesario primero definir para cada componente su respectivo Vector de Incidencia que lo relaciona con las diferentes trayectorias al punto de carga. Considerando el ejemplo anterior se tendrán los siguientes vectores de incidencia para los elementos de la red de funcionamiento normal.

Elemento E	Vector de Incidencia=VI (E,X)				
	X	1	2	4	5
P	(	1,	1,	1,	1, )
1	(	1,	1,	0,	0, )
2	(	0,	0,	1,	1, )
3	(	1,	1,	1,	1, )
4	(	1,	0,	1,	0, )
5	(	1,	0,	1,	0, )
6	(	0,	1,	0,	1, )
S	(	1,	1,	1,	1, )

Donde: VI (E, X) = elemento del vector incidencia del componente E en la trayectoria X. Los vectores de incidencia se forman así:

$$VI ( E, X ) = 1 \quad \text{si } \in X \quad (2.3.1.)$$

$$VI ( E, X ) = 0 \quad \text{si } \notin X \quad (2.3.2)$$

Mediante adecuadas combinaciones Booleanas de estos vectores de Incidencia, es posible determinar los grupos de elementos que operan ya sea en serie, en serie directa ó en paralelo, utilizando las siguientes propiedades de tales grupos de elementos, así:

- a) Para que N elementos estén en serie deberá cumplirse que:

$$VI (1,X) = VI (J;X) \quad \forall X, \quad J= 2,N \quad (2.3.3)$$

Es decir que todos los elementos del vector de incidencia de uno de los componentes que están en serie con otros, deben ser iguales uno a uno con los elementos de los vectores de incidencia de los otros componentes.

- b) Para que N elementos estén en serie directa, sus vectores de incidencia deberán cumplir con:

$$VI (1,X).AND . VI (J,X) = 1 \quad \forall X, \quad J = 2,N \quad (2.3.4)$$

Lo que quiere decir que si un elemento que está en serie directa con otro (s), éstos y el primero deben aparecer en todas las trayectorias mínimas.

- c) Para que dos elementos estén en paralelo, deberá cumplirse la combinación Booleana XOR (OR exclusivo), así:

$$VI (1,X) . XOR . VI (2,X) = 1 \quad \forall X \quad (2.3.5)$$

Es decir que los dos elementos que estén en paralelo, deben estar el uno en la una trayectoria y el otro no y viceversa para la otra trayectoria.



Considerando el ejemplo de la Fig. 2.5, se tendrán los siguientes grupos de elementos:

- Serie: (P,3,S) ; (4,5) ; (6) , (1) , (2)
- Serie directa: (P,3,S)
- Paralelo: (4,5) con (6) y (1) con (2)

Así para el paralelo de (4) y (5) con el elemento (6) se tiene:

$$VI(4,X) = VI(5,X) \text{ para } X= 1,2,4,5$$

y además

$$VI(4,X) \cdot \text{XOR} \cdot VI(6,X) = 1 \text{ para } X = 1,2,4,5$$

Igual podría realizarse para el resto de los casos.

Cabe anotar que para este análisis de equivalentes, se eliminan aquellas trayectorias al punto de transferencia, por que no tienen un significado real dentro de la red de funcionamiento normal.

Basándose en las condiciones anteriores, se ha desarrollado el algoritmo para la determinación de equivalentes, el mismo que se representa en diagrama de flujo simplificado de la Fig. 2.8.

## 2.4 ALGORITMOS PARA EL CALCULO DE INDICES PARCIALES

Para la evaluación de índices parciales ó de punto de carga, se ha desarrollado algoritmos que se basan en las fórmulas obtenidas en el Capítulo I, numerales I.5.1 y I.5.2, las mismas que consideran las diferentes causas de fallas ó salidas del sistema; además de las consideraciones hechas ya en la obtención de tales fórmulas hay que hacer otras que dependen de la topología misma del sistema y de las políticas de operación del mismo.

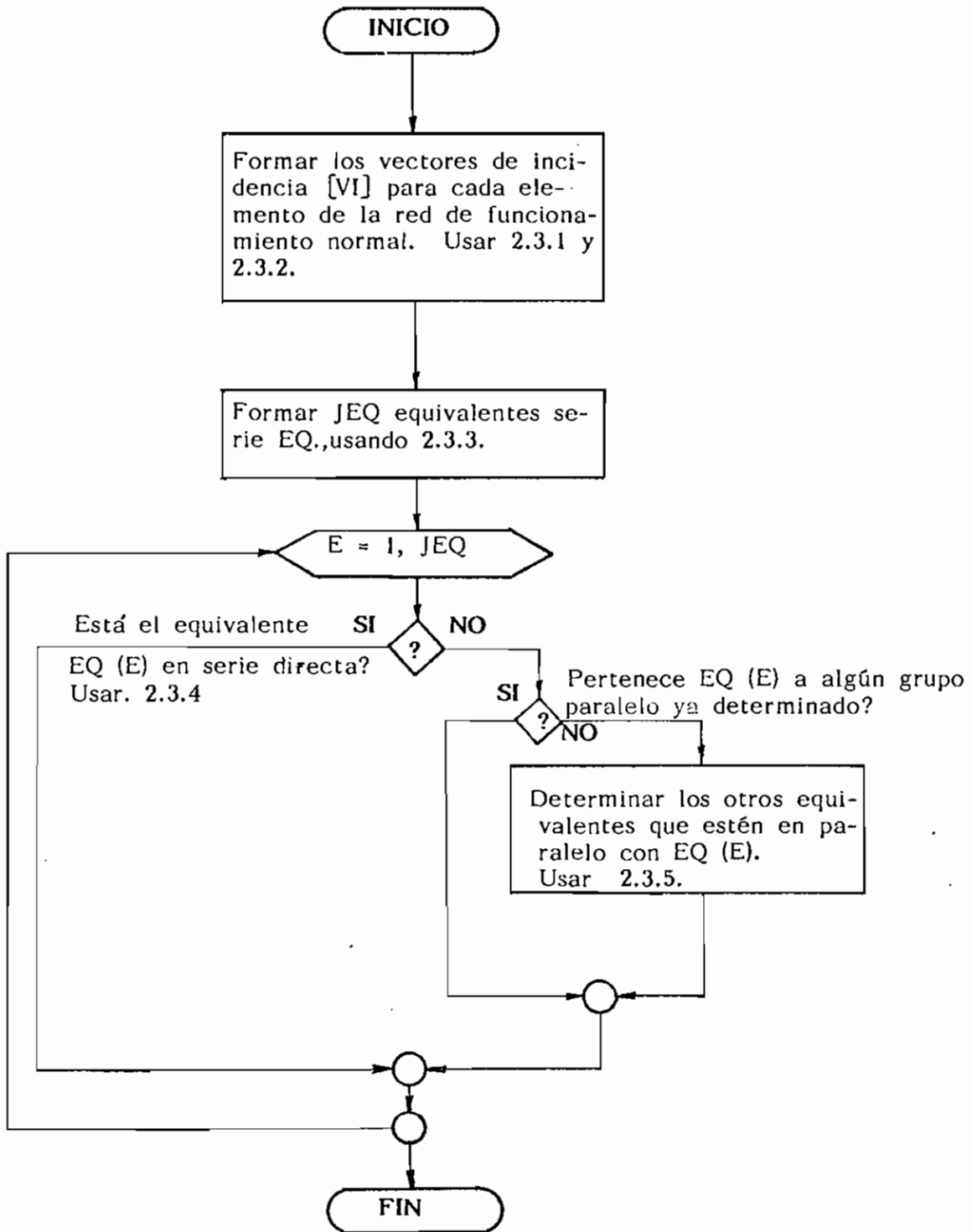


Fig. 2.8 Formación de equivalentes y determinación de grupos en serie y en paralelo.

Una característica importante de análisis, tiene que ver con la inclusión de los efectos de los switches de desconexión manuales y de los switches de transferencia de carga que se los estudió en los puntos 1.5.3 y 1.5.4 en el Capítulo anterior.

El caso de los switches de desconexión está relacionado directamente con los elementos de las zonas de protección creadas por los componentes que actúan en tal sentido dentro de la red de funcionamiento normal, es decir que tiene que ver con aquellos elementos, que sin pertenecer a esa red, afectan con frecuencia de falla y tiempos de desconexión a un determinado punto de carga que se está evaluando sus índices de confiabilidad.

Del ejemplo dado en el punto 1.5.3, se puede apreciar que aquellos elementos que no están en la trayectoria principal pero que si pertenecen a una de sus zonas de protección, afectan con su propia  $\lambda$  a la frecuencia de falla de red de funcionamiento normal y a la duración de las fallas con el tiempo de maniobra del switch de desconexión inmediatamente anterior, considerando el sentido de flujo normal de potencia.

Aquellos elementos que pertenecen a las trayectorias de funcionamiento normal, lógicamente que estarán afectando a la duración de las fallas con su tiempo promedio de reparación, esto en el caso de no existir ó no considerar las posibilidades de transferencia de carga, la consideración de estas acciones se analiza en el siguiente punto.

#### **2.4.1 INDICES PARCIALES CONSIDERANDO TRANSFERENCIA DE CARGA**

Considerar las acciones de transferencia de carga conlleva a determinar nuevos tiempos de desconexión ó aislamiento de los

elementos de la red de funcionamiento normal a la vez de que se alteran las zonas de protección del circuito que se esté analizando.

En la evaluación que en esta tesis se realiza se supone que el punto hacia el que se efectúa la transferencia de carga tiene una confiabilidad del 100%, además de que no se considera restricciones en cuanto se refiere a la carga que puede ser transferida a dicho punto, esta consideración se la hace en base al criterio de cálculo previamente asumido, este es, el de pérdida total de continuidad entre la fuente y el punto de carga sin importar los niveles de voltajes tolerables así como las limitaciones de capacidad de transporte de energía de las líneas. Este problema puede resolverse parcialmente si en el ingreso de datos sobre los transformadores de distribución, solo a algunos se les asigne tal ó cual punto de transferencia según como permita la topología del sistema, los switches de aislamiento, así como la experiencia ó las políticas propias de cada empresa ante estos hechos; mucho tendrá que ver la importancia de las cargas servidas por los transformadores de distribución en la decisión de las acciones de transferencia.

Un dato muy importante para considerar la transferencia de carga, es el tiempo necesario para realizar tal acción, el mismo que lógicamente será mayor ó mínimo igual que cualquiera de los tiempos de maniobra de los switches de desconexión empleados para aislar la falla y que permita realizar la transferencia.

El método que en esta tesis se desarrolla para la consideración de estas acciones, primeramente escoje aquellas trayectorias que permiten la transferencia hacia el punto normalmente abierto para compararlas con la red de funcionamiento normal y poder definir los tiempos de desconexión de los elementos de esta red, así como de los que pertenecen a sus zonas de protección, este método puede entenderse más fácilmente con el siguiente ejemplo de la Fig 2.9.

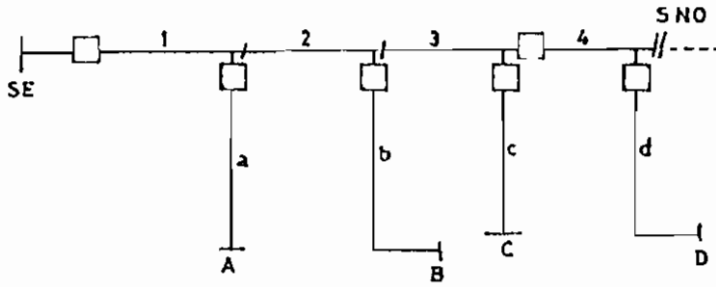


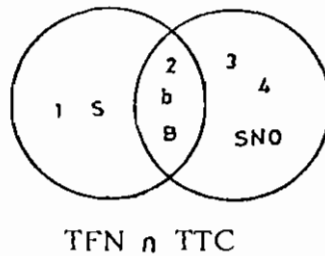
Fig. 2.9 Primario de Distribución con posibilidades de transferencia

Para el punto de carga B se tienen:

Trayectoria Funcionamiento Normal (TFN) B-b-2-1-SE

Trayectoria de Transferencia de Carga (TTC) B-b-2-3-4-SNO

Si se realiza la intersección de los dos conjuntos TTC y TFN se tiene:



A partir de esta intersección se definen 4 grupos de elemento:

- 1) Elementos comunes ó de intersección, a los que no afecta la transferencia de carga por lo que contribuirán con sus respectivas frecuencias de falla y tiempos de reparación.
- 2) Elementos que pertenecen solo a la trayectoria de funcionamiento

normal (1), a los que si afecta directamente la transferencia, los mismos que contribuirán con su frecuencia de falla y como tiempo de reparación el necesario para proceder a realizar la transferencia.

- 3) Los elementos que pertenecen a las zonas de protección de de la trayectoria de funcionamiento normal pero no directamente a ella (rama 3), tendrán el mismo trato que cuando no se consideran acciones de transferencia. Es decir contribuirán con su frecuencia de falla y el tiempo necesario para su aislamiento del resto de elementos de la zona.
- 4) Los elementos que pertenecen solo a la trayectoria de transferencia (rama 4), que no contribuyen con fallas al punto de carga que se analice.

En la Fig. 2.10 se presenta el diagrama de flujo simplificado para el cálculo de índices parciales considerando las acciones de transferencia de carga.

## 2.5 ALGORITMO DE CALCULO DE INDICES TOTALES

Una vez que se tienen los índices parciales ó de punto de carga de todo el sistema, se puede proceder a calcular los índices totales ó generales del sistema que se indicaron en el punto 1.3.

Existen dos grupos de índices:

- 1) Aquellos que se los obtiene como un promedio ponderado de los índices parciales respecto al número de consumidores por punto de carga. Estos índices son propuestos en la Referencia No. 11.
- 2) Aquellos que son el resultado del promedio ponderado de los

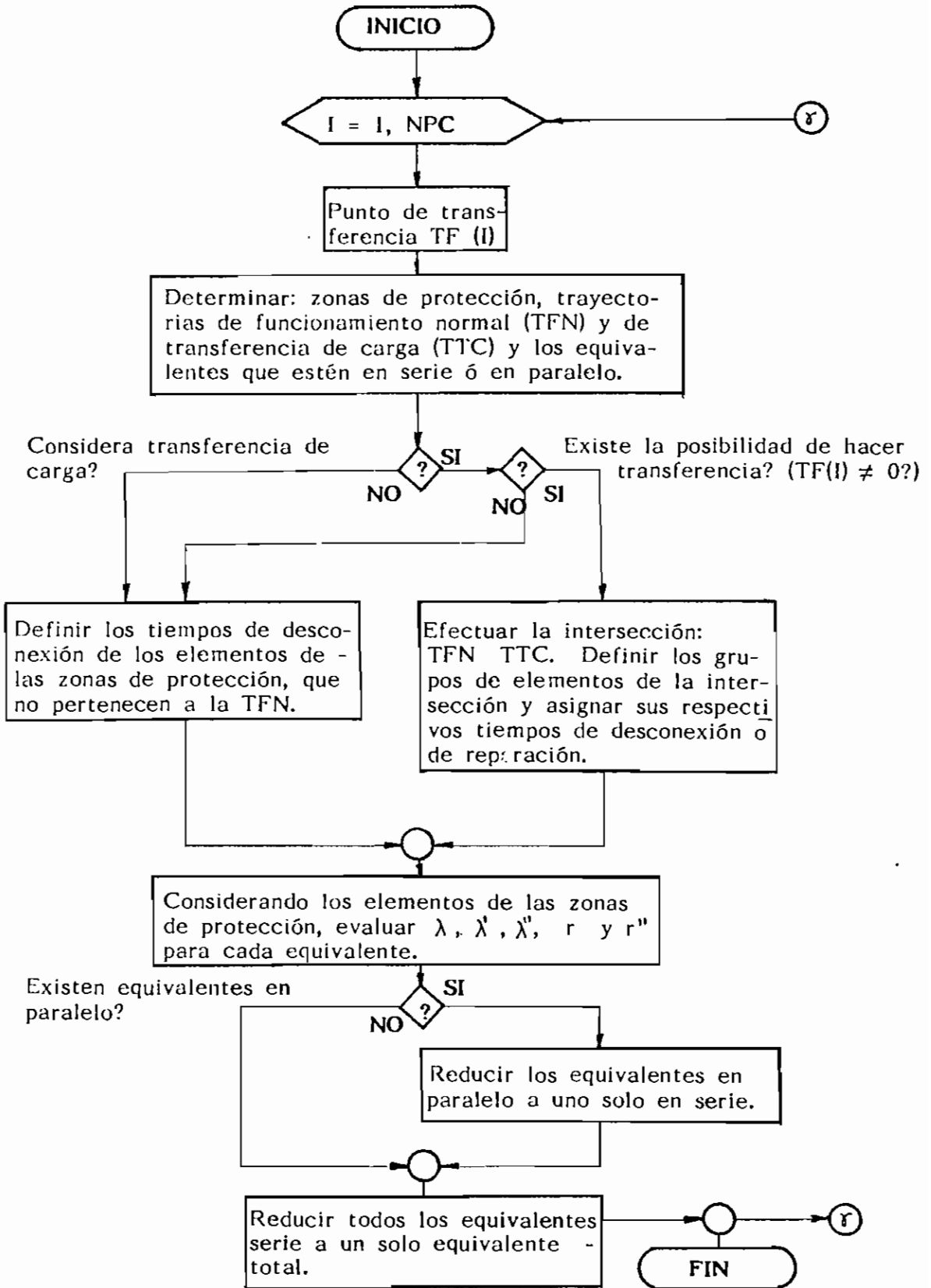


Fig. 2.10 Algoritmo General de Cálculo de Índices Parciales.

Índices parciales respecto a la potencia media instalada por punto de carga en KVA (Índices de la CIER). Para el cálculo de estos índices será por lo tanto necesario, conocer además de la potencia nominal del transformador de distribución, su factor de utilización.

El algoritmo de cálculo de estos índices esta dado en la Fig. 2.11.

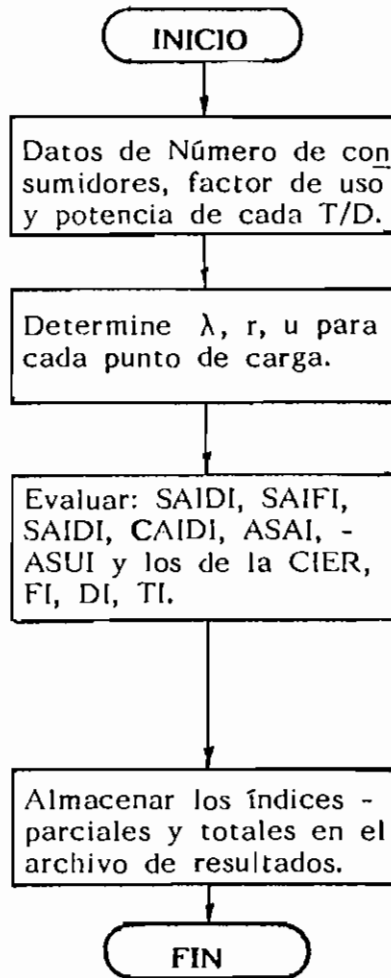


Fig. 2.11 Algoritmo de cálculo de Indices Totales



## 2.6 EJEMPLOS DE APLICACION

Se desarrollan dos ejemplos de primarios de distribución, con el objeto de comprobar el programa de computación desarrollado en esta tesis que se basa en los métodos y consideraciones previamente analizados.

El primer ejemplo, de comprobación únicamente, determina la confiabilidad de un sistema de distribución con posibilidades de transferencia de carga, este ejemplo ha sido obtenido de la referencia No. 3, del que se analizarán los siguientes casos:

- a) Si se considera las acciones de transferencia de carga que pueden hacerse para todos los puntos de los dos primarios de distribución.
- b) Sin considerar las posibilidades de transferencia de carga.

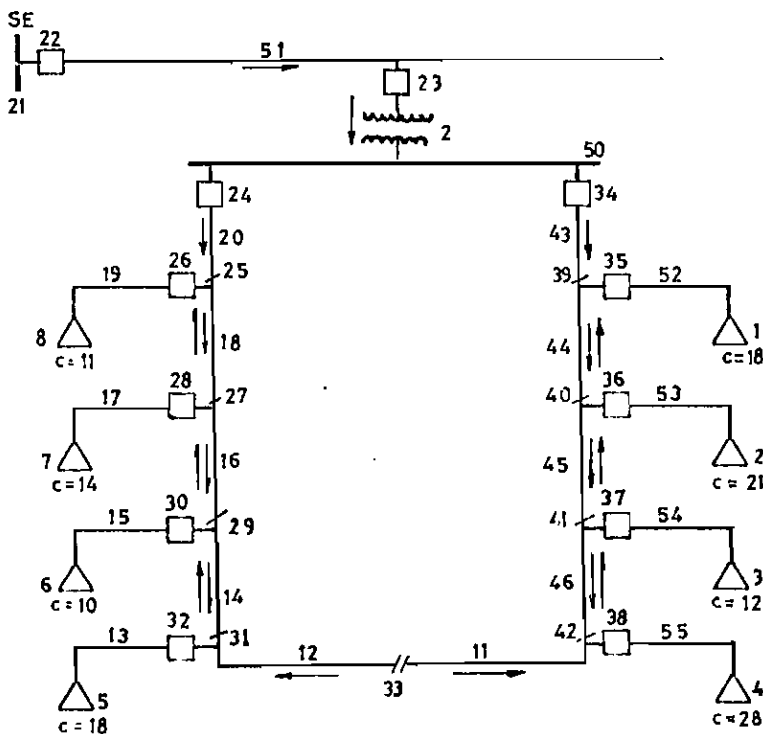


Fig. 2.12 Sistema de distribución en lazo

Caso a). El cálculo de frecuencia de falla y sus duraciones promedio es similar al que se realizaría para un sistema radial (El switch No permanece abierto en condiciones de operación normales). Por ejemplo la frecuencia de interrupción para el punto de carga 7 estará dada por:

$$f_{F7} = \lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_{20} + \lambda_{18} + \lambda_{16} + \lambda_{14} + \lambda_{12} + \lambda_{17}$$

La duración promedio de las fallas para el mismo punto de carga ( $T_{F7}$ ) será:

$$T_{F7} = \frac{1}{f_{F7}} \left[ \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_{16} r_{16} + \lambda_{17} r_{17} + (\lambda_{20} + \lambda_{18} + \lambda_{14} + \lambda_{12}) r_m \right]$$

Donde:  $r_m$  = Tiempo de maniobra ó switcheo

Caso b). Si no se considera transferencia de carga, el análisis se reducirá a dos primarios de distribución que mantendrían aún algunas facilidades para el aislamiento de fallas. La duración de las interrupciones en varios puntos de carga debe ser evaluada considerando las fallas que pueden ó no ser aisladas del punto de carga en cuestión. Para el punto de carga 7, la duración promedio de las fallas será:

$$T_{F7} = \frac{1}{f_{F7}} \left[ \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_{16} r_{16} + \lambda_{17} r_{17} + \lambda_{18} r_{18} + \lambda_{20} r_{20} + (\lambda_{14} + \lambda_{12}) r_m \right]$$

puesto que cuando fallen las secciones 12 ó 14, éstas pueden ser aisladas de la red de funcionamiento normal del punto de carga 7, mientras que no sucede igual para posibles fallas en 16, 17, 18 ó 20. En cuanto a la frecuencia de falla para este y todos los otros

puntos de carga deberá mantenerse igual que en el caso (a), porque la transferencia de carga no afecta en este sentido.

Tabla 2.1. Índices de confiabilidad de los componentes.

Componente	$\lambda$ (fallas/año)	r (horas)
Línea de Subtransmisión	0.06/Km	0.5
Transformador de S/E	0.001	4.0
Primario aéreo	0.2/Km	1.5
Laterales	0.15/Km	2.5
Transformadores de distribución	0.05	3.0

Si el tiempo de maniobra para todos los switches de desconexión del primario y para el de transferencia (NO) es de 0.5 horas se tienen los siguientes resultados obtenidos de la referencia y del programa implementado en esta tesis.

Tabla 2.2. Índices de confiabilidad para el sistema de la Fig. 2.12

Punto de Carga K	Caso (a)				Caso (b)			
	REF. No. 3		TESIS		REF. No. 3		TESIS	
	fFK (1/año)	TFK (horas)	fFK (1/año)	TFK (horas)	fFK (1/año)	TFK (horas)	fFK (1/año)	TFK (horas)
1	1.531	0.937	1.531	0.9366	1.531	1.002	1.531	1.0020
2	1.681	0.993	1.681	0.9929	1.681	1.231	1.681	1.2308
3	1.591	0.870	1.591	0.8699	1.591	1.222	1.591	1.2219
4	1.801	1.227	1.801	1.2265	1.801	1.593	1.801	1.5930
5	1.751	1.053	1.751	1.0531	1.751	1.510	1.751	1.5100
6	1.736	0.971	1.736	0.9715	1.736	1.294	1.756	1.2941
7	1.826	1.003	1.826	1.0030	1.826	1.222	1.826	1.2221
8	1.781	1.021	1.781	1.0213	1.781	1.100	1.781	1.0999

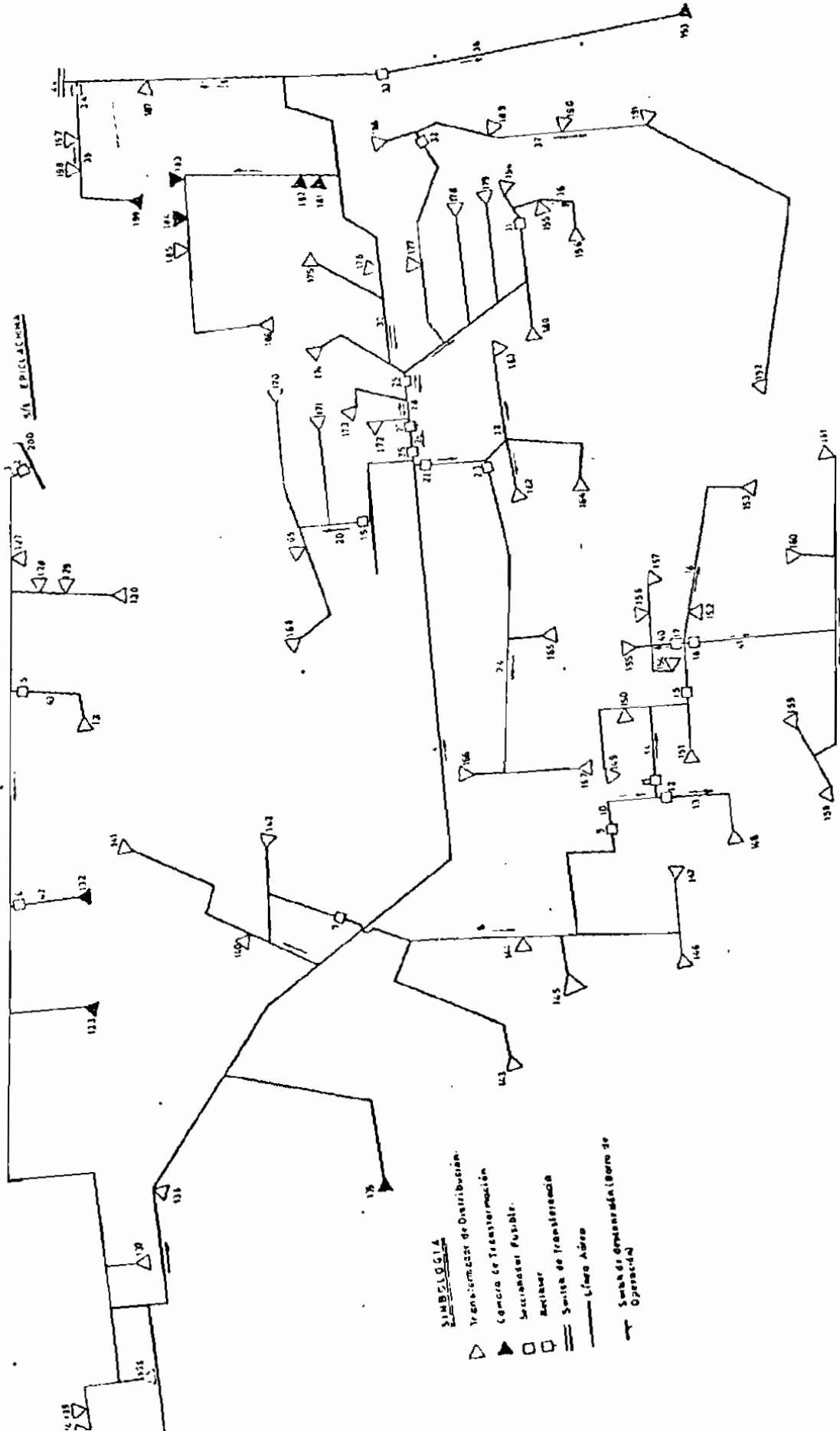
Indices Totales	Caso (a)		Caso (b)	
	REF. No.3	TESIS	REF. No.3	TESIS
SAIFI	1.730	1.7303	1.730	1.7303
SAIDI	1.809	1.809	2.313	2.313
CAIDI	1.045	1.045	1.337	1.337
ASAI	----	0.99979	-----	0.99973

Como se aprecia en la tabla 2.2., no existe diferencia entre los índices de confiabilidad obtenidos de la referencia 3 y los que se han calculado mediante el uso del programa computacional desarrollado en esta tesis para los dos casos analizados, esto para comprobar la validez de la técnica de evaluación implementada.

A continuación se presenta un ejemplo real, este es, el primario "D" de la Subestación Epiclachima de la Empresa Eléctrica Quito. Tal primario sirve con una tensión de 6.3 KV, ak sistema de distribución de los sectores 49 y 51 del distrito sur de la ciudad en los que existe diversidad en cuanto se refiere al tipo de abonado, así los hay industriales, R5C, R5D y R5E, según la clasificación que hace la EEQ en base la división del suelo y tipo de vivienda, su recorrido se lo puede apreciar en la Fig. 2.13, teniendo una extensión aproximada de 27 Km. de línea aérea.

Antes de proceder a realizar el estudio de confiabilidad de este sistema, se procede a representarlo según los requerimientos de la técnica de evaluación desarrollada, esto puede apreciarse también al Fig. 2.13.

Los datos de índices de confiabilidad con que se hace la evaluación de este circuito se obtuvieron de la referencia No. 21, aunque no son datos propios de nuestro medio, los resultados que a partir de ellos se obtengan, darán una pauta para el análisis que se desea hacer, ya que son valores estadísticos de fallas de componentes del mismo tipo.



- SIMBOLOGIA**
- △ Transformador de Distribución.
  - ▲ Cámara de Transformación.
  - Secundario Fusible.
  - ◻ Interruptor
  - Línea Abierta
  - Switch de Operación (abre/cierra)

CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION  
TESIS DE GRADO E.F.N. 1987  
AUTOR: IVAN MUNCAYO ANDRADE  
DIRECTOR: ING. ALFREDO MENA P.

CIRCUITO: DEP  
NOMBRE DEL ESTUDIO: tesis1  
CONSIDERA TRANSFERENCIA DE CARGA: NO  
PERIODO DE CLIMA NORMAL: 191.00 Horas  
PERIODO DE CLIMA ADVERSO: 1.25 Horas

INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES

---

COMPONENTE	CODIGO	....CLIMA.....		TIEMPO DE		TIEMPO
		NORMAL	ADVERSO	REPARACION	MANTENIMIENTO	
		(fallas/año)		(horas)	(salidas/año)	(horas)
Trafo. Dist	1	.010	1.500	1.93	.000	.00
Linea prim.	2	.010	2.600	1.55	.000	.00
Cable	3	.031	.031	1.38	.000	.00
Secc. Fus.	4	.006	.006	.68	.000	.00
Recloser	5	.004	.004	1.23	.000	.00
Disynt. AV	6	.012	.012	70.00	3.660	11.50
Disynt. BV	7	.003	.003	27.00	1.750	7.90
Barra intm.	8	.016	.016	38.00	1.260	10.50
Barra carga	9	.016	.016	38.00	1.260	10.50
Linea S/T	10	.080	1.600	8.95	1.712	15.20
Transf. S/ED	11	.012	.012	170.00	3.430	13.20

DATOS DE TOPOLOGIA DEL CIRCUITO

---

No	NUMERO	TIPO	CODIGO	ELEMENTOS DE LOS QUE RECIBE POTENCIA				
1	1	bc	9	200	0	0	0	0
2	200	se	12	0	0	0	0	0
3	2	db	7	1	0	0	0	0
4	3	bo	13	2	0	0	0	0
5	4	la	2	3	0	0	0	0
6	5	sf	4	4	0	0	0	0
7	6	sf	4	4	0	0	0	0
8	7	sf	4	4	0	0	0	0
9	8	la	2	7	0	0	0	0
10	9	sf	4	8	0	0	0	0
11	10	la	2	9	0	0	0	0
12	11	sf	4	10	0	0	0	0
13	12	sf	4	10	0	0	0	0
14	13	la	2	12	0	0	0	0
15	14	la	2	11	0	0	0	0
16	15	sf	4	14	0	0	0	0
17	16	la	2	15	0	0	0	0
18	17	sf	4	16	0	0	0	0
19	18	sf	4	16	0	0	0	0
20	19	sf	4	4	0	0	0	0
21	20	la	2	19	0	0	0	0
22	21	sf	4	4	0	0	0	0
23	22	la	2	21	0	0	0	0
24	23	sf	4	22	0	0	0	0
25	24	la	2	23	0	0	0	0
26	25	sf	4	4	0	0	0	0
27	26	la	2	25	0	0	0	0
28	27	rc	5	26	0	0	0	0
29	28	la	2	27	29	0	0	0
30	29	sf	4	28	30	0	0	0
31	30	la	2	29	44	0	0	0
32	31	sf	4	30	0	0	0	0
33	32	sf	4	30	0	0	0	0
34	33	sf	4	30	0	0	0	0
35	34	sf	4	30	0	0	0	0
36	36	la	2	31	0	0	0	0
37	37	la	2	32	0	0	0	0
38	38	la	2	33	0	0	0	0



39	39	la	2	34	0	0	0	0
40	40	la	2	17	0	0	0	0
41	41	la	2	18	0	0	0	0
42	42	la	2	6	0	0	0	0
43	43	la	2	5	0	0	0	0
44	44	st	14	0	0	0	0	0
45	54	sf	4	4	0	0	0	0
46	55	sf	4	4	0	0	0	0
47	56	sf	4	4	0	0	0	0
48	57	sf	4	4	0	0	0	0
49	58	sf	4	43	0	0	0	0
50	59	sf	4	42	0	0	0	0
51	60	sf	4	4	0	0	0	0
52	61	sf	4	4	0	0	0	0
53	62	sf	4	4	0	0	0	0
54	63	sf	4	4	0	0	0	0
55	65	sf	4	4	0	0	0	0
56	66	sf	4	4	0	0	0	0
57	67	sf	4	4	0	0	0	0
58	68	sf	4	4	0	0	0	0
59	69	sf	4	4	0	0	0	0
60	70	sf	4	8	0	0	0	0
61	71	sf	4	8	0	0	0	0
62	72	sf	4	8	0	0	0	0
63	73	sf	4	8	0	0	0	0
64	74	sf	4	8	0	0	0	0
65	75	sf	4	13	0	0	0	0
66	76	sf	4	14	0	0	0	0
67	77	sf	4	14	0	0	0	0
68	78	sf	4	14	0	0	0	0
69	79	sf	4	16	0	0	0	0
70	80	sf	4	16	0	0	0	0
71	81	sf	4	40	0	0	0	0
72	82	sf	4	40	0	0	0	0
73	83	sf	4	40	0	0	0	0
74	84	sf	4	40	0	0	0	0
75	85	sf	4	41	0	0	0	0
76	86	sf	4	41	0	0	0	0
77	87	sf	4	41	0	0	0	0
78	88	sf	4	41	0	0	0	0
79	89	sf	4	22	0	0	0	0
80	90	sf	4	22	0	0	0	0
81	91	sf	4	22	0	0	0	0
82	92	sf	4	24	0	0	0	0

83	93	sf	4	24	0	0	0	0
84	94	sf	4	24	0	0	0	0
85	95	sf	4	20	0	0	0	0
86	96	sf	4	20	0	0	0	0
87	97	sf	4	20	0	0	0	0
88	98	sf	4	20	0	0	0	0
89	99	sf	4	28	0	0	0	0
90	100	sf	4	28	0	0	0	0
91	101	sf	4	30	0	0	0	0
92	102	sf	4	30	0	0	0	0
93	103	sf	4	30	0	0	0	0
94	104	sf	4	30	0	0	0	0
95	105	sf	4	30	0	0	0	0
96	106	sf	4	30	0	0	0	0
97	107	sf	4	30	0	0	0	0
98	108	sf	4	30	0	0	0	0
99	109	sf	4	30	0	0	0	0
100	110	sf	4	30	0	0	0	0
101	111	sf	4	30	0	0	0	0
102	112	sf	4	30	0	0	0	0
103	113	sf	4	30	0	0	0	0
104	114	sf	4	30	0	0	0	0
105	115	sf	4	37	0	0	0	0
106	116	sf	4	37	0	0	0	0
107	117	sf	4	37	0	0	0	0
108	118	sf	4	37	0	0	0	0
109	119	sf	4	37	0	0	0	0
110	120	sf	4	38	0	0	0	0
111	121	sf	4	36	0	0	0	0
112	122	sf	4	36	0	0	0	0
113	123	sf	4	36	0	0	0	0
114	124	sf	4	39	0	0	0	0
115	125	sf	4	39	0	0	0	0
116	126	sf	4	39	0	0	0	0
117	127	td	1	54	0	0	0	0
118	128	td	1	55	0	0	0	0
119	129	td	1	56	0	0	0	0
120	130	td	1	57	0	0	0	0
121	131	td	1	58	0	0	0	0
122	132	td	1	59	0	0	0	0
123	133	td	1	60	0	0	0	0
124	134	td	1	61	0	0	0	0
125	135	td	1	62	0	0	0	0
126	136	td	1	63	0	0	0	0

127	137	td	1	64	0	0	0	0
128	138	td	1	65	0	0	0	0
129	139	td	1	66	0	0	0	0
130	140	td	1	67	0	0	0	0
131	141	td	1	68	0	0	0	0
132	142	td	1	69	0	0	0	0
133	143	td	1	70	0	0	0	0
134	144	td	1	71	0	0	0	0
135	145	td	1	72	0	0	0	0
136	146	td	1	73	0	0	0	0
137	147	td	1	74	0	0	0	0
138	148	td	1	75	0	0	0	0
139	149	td	1	76	0	0	0	0
140	150	td	1	77	0	0	0	0
141	151	td	1	78	0	0	0	0
142	152	td	1	79	0	0	0	0
143	153	td	1	80	0	0	0	0
144	154	td	1	81	0	0	0	0
145	155	td	1	82	0	0	0	0
146	156	td	1	83	0	0	0	0
147	157	td	1	84	0	0	0	0
148	158	td	1	85	0	0	0	0
149	159	td	1	86	0	0	0	0
150	160	td	1	87	0	0	0	0
151	161	td	1	88	0	0	0	0
152	162	td	1	89	0	0	0	0
153	163	td	1	90	0	0	0	0
154	164	td	1	91	0	0	0	0
155	165	td	1	92	0	0	0	0
156	166	td	1	93	0	0	0	0
157	167	td	1	94	0	0	0	0
158	168	td	1	95	0	0	0	0
159	169	td	1	96	0	0	0	0
160	170	td	1	97	0	0	0	0
161	171	td	1	98	0	0	0	0
162	172	td	1	99	0	0	0	0
163	173	td	1	100	0	0	0	0
164	174	td	1	101	0	0	0	0
165	175	td	1	102	0	0	0	0
166	176	td	1	103	0	0	0	0
167	177	td	1	104	0	0	0	0
168	178	td	1	105	0	0	0	0
169	179	td	1	106	0	0	0	0
170	180	td	1	107	0	0	0	0

171	181	td	1	108	0	0	0	0
172	182	td	1	109	0	0	0	0
173	183	td	1	110	0	0	0	0
174	184	td	1	111	0	0	0	0
175	185	td	1	112	0	0	0	0
176	186	td	1	113	0	0	0	0
177	187	td	1	114	0	0	0	0
178	188	td	1	115	0	0	0	0
179	189	td	1	116	0	0	0	0
180	190	td	1	117	0	0	0	0
181	191	td	1	118	0	0	0	0
182	192	td	1	119	0	0	0	0
183	193	td	1	120	0	0	0	0
184	194	td	1	121	0	0	0	0
185	195	td	1	122	0	0	0	0
186	196	td	1	123	0	0	0	0
187	197	td	1	124	0	0	0	0
188	198	td	1	125	0	0	0	0
189	199	td	1	126	0	0	0	0
190	64	sf	4	4	0	0	0	0

DATOS DE LINEAS Y CABLES

---

No	NUMERO	LONGITUD (km)
1	4	7.864
2	8	2.089
3	10	.150
4	14	.507
5	16	.675
6	40	.435
7	41	1.380
8	22	.945
9	24	1.200
10	96	1.305
11	26	.120
12	28	.375
13	30	5.250
14	37	1.920
15	38	.776
16	36	.360
17	39	.375
18	13	.254
19	42	.300
20	43	.450

DATOS DE TRANSFORMADORES

No	NUMERO	POTENCIA (KVA)	FACTOR DE USO (D.U.)	CONSUMIDORES	TRANSFERENCIA
1	127	30.0	.80	21.	0
2	128	25.0	.70	15.	0
3	129	25.0	.70	15.	0
4	130	25.0	.70	15.	0
5	131	25.0	.70	15.	0
6	132	300.0	1.00	1.	0
7	133	400.0	1.00	1.	0
8	134	25.0	.70	15.	0
9	135	25.0	.70	15.	0
10	136	25.0	.70	15.	0
11	137	25.0	.70	15.	0
12	138	25.0	.70	15.	0
13	139	25.0	.70	15.	0
14	140	30.0	.60	16.	0
15	141	25.0	.60	13.	0
16	142	25.0	.60	13.	0
17	143	25.0	.60	13.	0
18	144	25.0	.60	13.	0
19	145	37.5	.60	20.	0
20	146	37.5	.60	20.	0
21	147	37.5	.60	20.	0
22	148	37.5	.60	20.	0
23	149	37.5	.70	22.	0
24	150	37.5	.70	22.	0
25	151	37.5	.70	22.	0
26	152	25.0	.70	15.	0
27	153	25.0	.60	13.	0
28	154	25.0	.70	15.	0
29	155	25.0	.70	15.	0
30	156	25.0	.70	15.	0
31	157	25.0	.70	15.	0
32	158	25.0	.60	13.	0
33	159	25.0	.60	13.	0
34	160	25.0	.60	13.	0
35	161	25.0	.60	13.	0
36	162	45.0	.70	27.	0

37	163	45.0	.70	27.	0
38	164	45.0	.70	27.	0
39	165	50.0	.70	30.	0
40	166	50.0	.70	30.	0
41	167	50.0	.70	30.	0
42	168	45.0	.70	27.	0
43	169	25.0	.70	15.	0
44	170	25.0	.70	15.	0
45	171	25.0	.70	15.	0
46	172	45.0	.70	27.	44
47	173	25.0	.70	15.	44
48	174	25.0	.70	15.	44
49	175	25.0	.70	15.	44
50	176	50.0	.70	30.	44
51	177	50.0	.70	30.	44
52	178	50.0	.70	30.	44
53	179	50.0	.70	30.	44
54	180	50.0	.70	30.	44
55	181	300.0	1.00	1.	44
56	182	300.0	1.00	1.	44
57	183	300.0	1.00	1.	44
58	184	300.0	1.00	1.	44
59	185	45.0	.60	24.	44
60	186	45.0	.60	24.	44
61	187	125.0	.70	75.	44
62	188	25.0	.60	13.	44
63	189	37.5	.60	20.	44
64	190	15.0	.60	8.	44
65	191	25.0	.60	13.	44
66	192	25.0	.60	13.	44
67	193	25.0	1.00	1.	44
68	194	50.0	.70	30.	44
69	195	50.0	.70	30.	44
70	196	50.0	.70	30.	44
71	197	30.0	.70	18.	44
72	198	30.0	.70	18.	44
73	199	30.0	1.00	1.	44

TIEMPOS DE OPERACION DE SWITCHS Y BARRAS

---

No	NUMERO	TIEMPO (horas)
1	3	.50
2	44	.50

NUMERO TOTAL DE ELEMENTOS= 190

NUMERO DE LINEAS= 20

NUMERO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION= 73

NUMERO DE SWITCHS DE TRANSF. Y BARRAS DE OPERAC.= 2



R E S U L T A D O S

\*\*\*\*\*

INDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA

-----

PUNTO DE CARGA	l (int/año)	r (horas)	U (horas)	P(t > 1. horas)
127	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
128	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
129	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
130	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
131	.38184	3.0235	1.1543	.718389E+00
132	.37781	3.0392	1.1481	.719618E+00
133	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
134	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
135	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
136	.36976	3.1111	1.1315	.725109E+00
137	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
138	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
139	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
140	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
141	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
142	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
143	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
144	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
145	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
146	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
147	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
148	.48467	2.6247	1.2719	.683180E+00
149	.50946	2.5417	1.2947	.674729E+00
150	.50946	2.5417	1.2947	.674729E+00
151	.50946	2.5417	1.2947	.674729E+00
152	.55158	2.4281	1.3391	.662425E+00
153	.55158	2.4281	1.3391	.662425E+00
154	.56925	2.3916	1.3612	.658282E+00
155	.56925	2.3916	1.3612	.658282E+00
156	.56925	2.3916	1.3612	.658282E+00
157	.56925	2.3916	1.3612	.658282E+00
158	.59462	2.3557	1.4005	.654101E+00

159	.59462	2.3557	1.4005	.654101E+00
160	.59462	2.3557	1.4005	.654101E+00
161	.59462	2.3557	1.4005	.654101E+00
162	.41312	2.8740	1.1871	.706135E+00
163	.41312	2.8740	1.1871	.706135E+00
164	.41312	2.8740	1.1871	.706135E+00
165	.46333	2.6967	1.2493	.690168E+00
166	.46333	2.6967	1.2493	.690168E+00
167	.46333	2.6967	1.2493	.690168E+00
168	.41643	2.8597	1.1907	.704905E+00
169	.41643	2.8597	1.1907	.704905E+00
170	.41643	2.8597	1.1907	.704905E+00
171	.41643	2.8597	1.1907	.704905E+00
172	.39904	2.9306	1.1693	.710895E+00
173	.39904	2.9306	1.1693	.710895E+00
174	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
175	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
176	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
177	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
178	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
179	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
180	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
181	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
182	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
183	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
184	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
185	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
186	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
187	.60595	2.3644	1.4325	.655118E+00
188	.66349	2.2859	1.5164	.645674E+00
189	.66349	2.2859	1.5164	.645674E+00
190	.66349	2.2859	1.5164	.645674E+00
191	.66349	2.2859	1.5164	.645674E+00
192	.66349	2.2859	1.5164	.645674E+00
193	.63278	2.3216	1.4688	.650033E+00
194	.62162	2.3355	1.4515	.651696E+00
195	.62162	2.3355	1.4515	.651696E+00
196	.62162	2.3355	1.4515	.651696E+00
197	.62202	2.3350	1.4522	.651636E+00
198	.62202	2.3350	1.4522	.651636E+00
199	.62202	2.3350	1.4522	.651636E+00

INDICES GENERALES DEL SISTEMA

---

SAIFI (in/ab.ano)	SAIDI (h/ab.ano)	CAIDI (h/ab.int)	ASAI	ASUI	l <sub>max</sub> (int/ano)
.51263	1.389	2.709	.9998414	.0001586	.663

INDICES DE LA CIER

---

FI (in/ab.ano)	DI (h/ab.in)	TI (horas)
.5212	2.55	1.326

CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION  
TESIS DE GRADO E.P.N. 1987  
AUTOR: IVAN MUNCAYO ANDRADE  
DIRECTOR: ING. ALFREDO MENA P.

CIRCUITO: DEF  
NOMBRE DEL ESTUDIO: tesis2  
CONSIDERA TRANSFERENCIA DE CARGA: SI  
PERIODO DE CLIMA NORMAL: 191.00 Horas  
PERIODO DE CLIMA ADVERSO: 1.25 Horas

R E S U L T A D O S

\*\*\*\*\*

INDICES DE CONFIABILIDAD POR PUNTO DE CARGA

---

PUNTO DE CARGA	I (int/ano)	r (horas)	U (horas)	P(t> 1. horas)
127	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
128	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
129	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
130	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
131	.38184	3.0235	1.1543	.718389E+00
132	.37781	3.0392	1.1481	.719618E+00
133	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
134	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
135	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
136	.36976	3.1111	1.1356	.722122E+00
137	.36376	3.1111	1.1356	.725109E+00
138	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
139	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
140	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
141	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
142	.36376	3.1111	1.1315	.725109E+00
143	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
144	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
145	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
146	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
147	.45583	2.7270	1.2429	.693020E+00
148	.48467	2.6247	1.2719	.683180E+00
149	.50946	2.5417	1.2947	.674729E+00
150	.50946	2.5417	1.2947	.674729E+00
151	.50946	2.5417	1.2947	.674729E+00
152	.55158	2.4281	1.3391	.662425E+00
153	.55158	2.4281	1.3391	.662425E+00
154	.56925	2.3916	1.3612	.658282E+00
155	.56925	2.3916	1.3612	.658282E+00
156	.56925	2.3916	1.3612	.658282E+00
157	.56925	2.3916	1.3632	.658282E+00
158	.59462	2.3557	1.4005	.654101E+00

159	.59462	2.3557	1.4005	.654101E+00
160	.59462	2.3557	1.4005	.654101E+00
161	.59462	2.3557	1.4005	.654101E+00
162	.41312	2.8740	1.1871	.706135E+00
163	.41312	2.8740	1.1871	.706135E+00
164	.41312	2.8740	1.1871	.706135E+00
165	.46333	2.6967	1.2493	.690168E+00
166	.46333	2.6967	1.2493	.690168E+00
167	.46333	2.6967	1.2493	.690168E+00
168	.41643	2.8597	1.1907	.704905E+00
169	.41643	2.8597	1.1907	.704905E+00
170	.41643	2.8597	1.1907	.704905E+00
171	.41643	2.8597	1.1907	.704905E+00
172	.39904	2.0903	.8340	.619768E+00
173	.39904	2.0903	.8340	.619768E+00
174	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
175	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
176	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
177	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
178	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
179	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
180	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
181	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
182	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
183	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
184	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
185	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
186	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
187	.60595	1.7380	1.0530	.562500E+00
188	.66349	1.6189	1.0740	.539183E+00
189	.66349	1.6189	1.0740	.539183E+00
190	.66349	1.6189	1.0740	.539183E+00
191	.66349	1.6189	1.0740	.539183E+00
192	.66349	1.6189	1.0740	.539183E+00
193	.63278	1.7218	1.0894	.559459E+00
194	.62162	1.6235	1.0091	.540135E+00
195	.62162	1.6235	1.0091	.540135E+00
196	.62162	1.6235	1.0091	.540135E+00
197	.62202	1.6235	1.0091	.540126E+00
198	.62202	1.6235	1.0097	.540126E+00
199	.62202	1.6235	1.0097	.540126E+00

---

INDICES GENERALES DEL SISTEMA

---

SAIFI (in/ab.ano)	SAIDI (h/ab.ano)	CAIDI (h/ab.int)	ASAI	ASUI	lmax (int/ano)
.51263	1.242	2.424	.9998581	.0001418	.663

INDICES DE LA CIER

---

FI (in/ab.ano)	DI (h/ab.in)	TI (horas)
.5212	2.15	1.120

## 2.6.1. ANALISIS DE RESULTADOS

Observando los parámetros de confiabilidad obtenidos para los dos casos estudiados, se puede apreciar que tal primario tiene unos excelentes índices de confiabilidad, pero esto no sucede en la realidad, por que si se revisa los reportes de fallas del "D" Epiclachima, en el período comprendido entre 1985 y 1986 se tiene un promedio de 50 fallas al año con una disponibilidad de servicio de 0.9948. Esto se debe a que los datos que se han usado no corresponden a nuestro medio a más de que son valores demasiado optimistas, así por ejemplo, se tiene que un transformador de distribución tiene una frecuencia de falla promedio de 0.02 fallas al año, lo cual indica que aproximadamente un componente de estos tendrá una falla cada 50 años, para las líneas aéreas se tiene una tasa promedio de falla de 2.7 fallas por cada 100 km de línea por año, estos dos ejemplos demuestran claramente lo demasiado alejados de la realidad que están los índices de falla utilizados.

En cuanto a las duraciones de cada interrupción, de los reportes de fallas del año 1986, se sabe que hubo 71,11 horas de interrupción de servicio y 60 fallas propias del primario, lo que da una duración promedio de cada falla de 1.18 horas que comparada con el índice CAIDI obtenido, que es de 2.709 horas por cada interrupción para cuando no se considera las posibilidades de transferencia y de 2.424 horas por interrupción en el caso contrario, se ve que son valores algo más comparables que las tasas de falla, esto en cambio se debe a que los datos de tiempos de reparación de los distintos componentes son más reales.

Analizando ahora los dos casos estudiados, es fácil reconocer que las acciones de transferencia de carga afectan únicamente a las duraciones de las salidas, más no a la frecuencia de éstas, mejorando así la disponibilidad promedio de servicio.



En cuanto a los índices generales del sistema, se nota que tanto los propuestos por la referencia II y los de la CIER son muy aproximados, aunque los últimos, se basan en un factor de uso que es más difícil obtenerlo para cada transformador de distribución que determinar el número de abonados por cada uno de ellos como propone en la referencia II.

## C A P I T U L O    I I I

### PROCESO INTERACTIVO PARA LA EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

#### 3.1 INTRODUCCION

La evaluación cuantitativa de confiabilidad de los sistemas de distribución o de cualquier sistema de potencia se la puede dividir en dos subproblemas. El primero de ellos tiene que ver con los modelos y técnicas de evaluación, los mismos que deberán reflejar el comportamiento aleatorio, las políticas de operación y las estrategias de mantenimiento preventivo del sistema, este problema ha sido analizado ya en los capítulos anteriores hasta llegar a desarrollar un algoritmo de cálculo que considera todas estas características. El segundo de los subproblemas tiene que ver con el manejo apropiado de los datos de confiabilidad de los componentes y de los sistemas que se desee analizar, por lo que es conveniente llegar a desarrollar un método computacional interactivo que permita una constante comunicación entre el usuario y el computador y que haga fácil el manejo de los datos del sistema.

Las técnicas computacionales que se han usado hasta ahora para el análisis de los sistemas de potencia, en los que los datos son suministrados al programa por medio de tarjetas o a través del terminal del computador sin que exista en este tipo de procesos una constante comunicación entre el usuario y el computador, presentan serias desventajas, entre las que podemos citar:

- a) El ingreso de datos es molesto y se presta para que el usuario cometa errores que demorará en detectarlos a veces hasta el momento mismo de la ejecución del programa cuando el dato errado afecte claramente en los resultados o no permita continuar con la ejecución del mismo.

- b) Los estudios de sensibilidad, que son una característica importante y necesaria dentro de un análisis de confiabilidad, son difíciles de llevarlos a cabo puesto que será necesario el ingreso de todo un conjunto de nuevos datos.
- c) Es difícil lograr una interrelación entre el programa y una base de datos.

Estas desventajas pueden evitarse usando un proceso computacional interactivo que facilite el manejo de datos tanto en el ingreso como en su utilización durante la ejecución del análisis de confiabilidad.

Este tipo de programación permite al usuario concentrarse únicamente en su labor principal que será analizar diseños de sistemas de distribución comparando alternativas de reforzamiento o expansiones de esquemas o evaluando el efecto de diferentes políticas de operación y mantenimiento.

Es esencialmente importante que el manejo de datos y la estructura de un proceso interactivo sean convenientemente organizados, que la secuencia operacional sea natural para usar y siga una lógica según la idea del usuario (7).

### **3.2 ESTRUCTURA GENERAL DEL PROCESO INTERACTIVO**

En esta tesis se ha desarrollado una técnica computacional interactiva que se basa en una estructura general que posee las siguientes características importantes:

- a) Al ingresar los datos de topología de un sistema el programa simultáneamente prepara tablas para el ingreso de otros datos relacionados con los transformadores de distribución, líneas, cables, switches de desconexión y transferencia, elementos

básicos dentro del análisis de confiabilidad de cualquier sistema.

- b) Las tablas de datos preparadas en a) son llamadas y aparecen secuencialmente en pantalla para que sean llenadas por el usuario, el mismo que puede ingresar los datos en estas tablas sin ajustarse a ningún formato, sino únicamente cumpliendo con el número de datos requeridos en cada línea.
- c) Antes de la ejecución del programa, el computador hace varias preguntas con el fin de crear parámetros de ejecución y control según el análisis que el usuario desee realizar.
- d) El programa evalúa la confiabilidad del sistema utilizando el algoritmo desarrollado en el capítulo anterior e indica al usuario sobre el progreso en la ejecución del análisis.
- e) Después de ejecutar el programa de evaluación de confiabilidad, el usuario puede obtener los resultados de un archivo propiamente creado para ellos.
- f) Los sistemas, los parámetros de ejecución y los resultados pueden ser archivados permanentemente. Los archivos de los sistemas y los de parámetros son accesibles para realizar modificaciones o comparaciones.

Estas y otras características son descritas con mayor detalle en los numerales siguientes. En la Fig. 3.1 se puede apreciar la estructura interactiva general y su organización según el programa que en esta tesis se ha desarrollado.

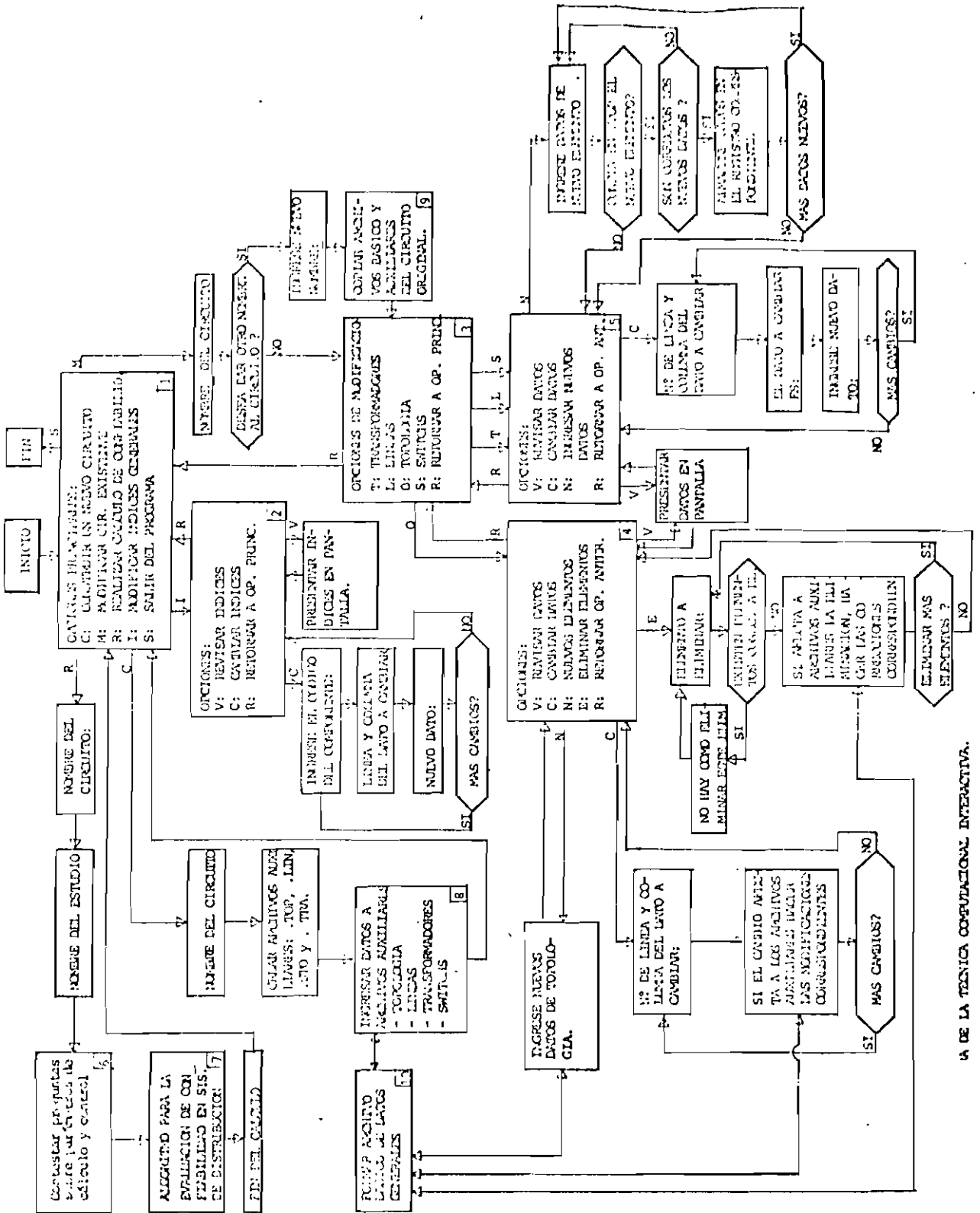
### **3.3 PROCESOS DE INTERACCION Y CONTROL**

Un programa interactivo no puede ser ejecutado como un solo ente sino que necesita la comunicación con el usuario durante

la ejecución de los diferentes procesos. El usuario da las instrucciones requeridas por el computador en determinados puntos de parada o interacción. Es por lo tanto necesario un lenguaje de comunicación entre el usuario y el computador. Existen cuatro formas de lograr esta comunicación a través del terminal del computador.

- 1) El computador hace una pregunta que aparece en pantalla indicando las alternativas de respuesta que pueden darse. Por ejemplo: S/N para contestar SI o NO respectivamente.
- 2) El computador pide información tal como el nombre de un circuito con el que el usuario desea trabajar, éste deberá contestar de acuerdo a la pregunta y el computador analizará su respuesta. Así por ejemplo si se quiere modificar un circuito existente en archivo, el programa al recibir el nombre dado por el usuario comprobará si existe tal circuito para proceder a cargar en su memoria o en caso contrario indicarle el error al usuario con un mensaje en pantalla.
- 3) El computador trabaja con los archivos considerándolos a éstos como arreglos bidimensionales, con lo cual permite la identificación de un determinado dato según el número de línea o registro en el archivo y el número de la columna. Esta característica permite realizar modificaciones que faciliten la expansión o reforzamiento de los circuitos.
- 4) El computador puede presentar en pantalla un determinado número de opciones con su respectiva clave para guiar al usuario a las diferentes alternativas de trabajo. El usuario escogerá la opción pulsando la clave y presionando a continuación RETURN o NEW LINE.

Las opciones disponibles al usuario en algún punto de interacción están limitadas solo a esas alternativas. Por Ejemplo el conjunto de opciones principales (Bloque 1 de la Fig. 3.1)



da todas las alternativas de trabajo dentro del programa. En la Fig. 3.2 se aprecia como aparece en pantalla este conjunto de opciones a las que el usuario puede ingresar.

```

OPCIONES PRINCIPALES

PRESIONE:
C:  PARA CONSTRUIR UN NUEVO CIRCUITO
M:  PARA MODIFICAR UNO EXISTENTE
R:  REALIZAR UN CALCULO DE CONFIABILIDAD
I:  PARA MODIFICAR INDICES GENERALES
S:  SALIR DEL PROGRAMA
INGRESE LA OPCION Y PRESIONE <RETURN>

```

Fig. 3.2 Pantalla de opciones principales

Estas formas de comunicación son naturales, flexibles y bastantes convenientes.

### 3.4 CONSTRUCCION DE UN NUEVO CIRCUITO

Este modo de trabajo dentro del proceso interactivo, al que se ingresa mediante la opción C de las principales (Bloque 1 de la Fig. 3.1), facilita la representación total de los circuitos que se desee analizar su confiabilidad.

Una vez de que se ingrese a esta opción, el computador requerirá el nombre del nuevo circuito que el usuario va a construir, el siguiente paso que realiza el computador es comprobar si existe

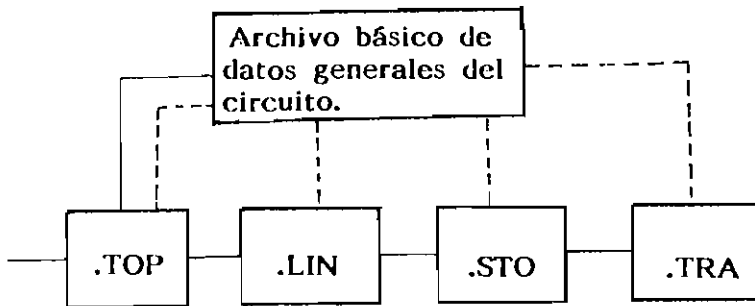
algún otro circuito con igual nombre en archivo, si esto sucede enviará el mensaje correspondiente al usuario para que éste identifique de otra manera al nuevo circuito o elimine de archivo aquel que tiene igual denominación.

Luego de que se haya identificado correctamente al nuevo circuito, el programa crea cinco archivos útiles para la representación del mismo, uno básico con el nombre dado por el usuario y cuatro auxiliares de igual nombre pero de extensiones .TOP, .LIN, .STO y .TRA para el ingreso de datos de topología, líneas, switches de operación manual y transformadores de distribución respectivamente. Se entiende por switches de operación manual, al conjunto formado por los de desconexión y los de transferencia de carga, que poseen tiempos de operación característicos; igualmente en el archivo de líneas se agrupan a todas las líneas aéreas y cables, prescindiendo del nivel de voltaje en el que operan.

El ingreso de datos a los archivos auxiliares (Bloque 8 de la Fig. 3.1), se realiza secuencialmente, conforme dirige el computador. El proceso de construcción de un circuito inicia en el archivo auxiliar de topología, del cual se obtienen, simultáneamente al ingreso de datos, arreglos de una dimensión para líneas, switches de operación y transformadores de distribución, así como datos generales del sistema que sirven para controlar el mismo archivo auxiliar de topología y los otros tres, este control impide el ingreso de datos errados al computador. Una representación gráfica del proceso antes descrito esta ilustrado en la figura 3.3.

El computador prepara los esquemas para el ingreso de los cuatro archivos auxiliares, tales esquemas sirven de guía para que el usuario se entere de los datos que son requeridos, así como el orden en el que debe ingresarlos, estos esquemas no necesariamente imponen un formato para el ingreso de los datos ya que esto se puede hacer libremente, con la única condición de que exista al menos





**Fig. 3.3** Proceso de construcción de un circuito

un espacio en blanco entre dato y dato, para esto el programa está implementado con una subrutina que permite la lectura de datos desde pantalla considerando a cada línea con un conjunto de 80 caracteres entre los que pueden estar mezclados números y letras, para luego ir determinando las cantidades numéricas que ha ingresado el usuario así como algún código de letras usado para identificación de los componentes, esta característica del programa ayuda en mucho al usuario en el proceso de ingreso de datos.

En la figura 3.4 se aprecian los esquemas que presenta en pantalla el computador para facilitar el ingreso de datos por parte del usuario.

Los datos requeridos de topología tienen que ver con el número que se le da a cada elemento, los elementos de los que recibe potencia y el tipo de componente de cada elemento. En cuanto a los elementos de los que recibe potencia hay cinco posibilidades que pueden ser empleadas para los elementos que representan la unión de otros en paralelo o en el caso de que puedan recibir potencia desde algunos puntos de transferencia de carga. Para la identificación

INGRESO DE DATOS DE TOPOLOGIA

PARA TERMINAR  
PRESIONE T Y <RETURN>

NUMERO	RECIBE	POTENCIA DE:	TIPO
1	2	0 0 0 0	td
2	3	4 0 0 0	la
3			

(a)

INGRESE LOS DATOS DE LA LINEA

PARA TERMINAR  
PRESIONE T Y <RETURN>

NUMERO	LONGITUD (Km)
3	0.8

(b)

INGRESE SWITCHS DE TRANSF. Y BARRAS DE OPER.

PARA TERMINAR  
PRESIONE T Y <RETURN>

NUMERO	TIEMPO DE OPERACION
	(h)

(c)

<u>DATOS DE TRANSFORMADORES</u>				
PARA TERMINAR				
PRESIONE T Y <RETURN>				
NUMERO	POTENCIA	FACTOR DE USO	CONSUMIDORES	TRANSF.

**Fig. 3.4** Pantallas para el ingreso de datos de: (a) Topología, (b) Líneas, (c) Switchs de desconexión y de transferencia y (d) Transformadores de distribución.

de los componentes según el tipo, el computador permite al usuario que trabaje con un código normal de identificación de los componentes para luego relacionar dicho código con uno interno que facilita posteriores procesos de cálculo; tales códigos son los siguientes:

COMPONENTE	CODIGO PARA EL USUARIO	CODIGO INTERNO
Transformador de distribución	TD	1
Línea aérea (primario)	LA	2
Cable	CB	3
Seccionador fusible	SF	4
Recloser	RC	5
Disyuntor de Alto Voltaje	DA	6
Disyuntor de Bajo Voltaje	DB	7
Barra intermedia	BI	8
Barra de carga	BC	9
Línea de subtransmisión	LS	10
Transformador de S/E Dist.	TS	11
Subestación	SE	12
Switch de desconexión ó barra de operación	BO	13
Switch de transferencia	ST	14

Todo el proceso de ingreso de datos para cualquiera de los archivos auxiliares es controlado línea a línea; una representación general y simplificada de este proceso para cada archivo se puede apreciar en los diagramas de flujo de las figuras 3.5 y 3.6.

### 3.5 MODIFICACION DE DATOS

Una vez que se haya ingresado los datos de un circuito para lograr su total representación, estos pueden clasificarse en dos grupos: el primero que se refiere solamente a la topología del circuito y contienen información del número de cada elemento, su identificación y los elementos de los que recibe potencia (Fig. 3.4.a), el segundo grupo contiene un conjunto de datos numéricos que son útiles para el cálculo de confiabilidad (Fig. 3.4 b, c, d). A estos datos, de un sistema ya existente en archivo, se accede por medio de la opción principal **M: MODIFICACION DE UN CIRCUITO EXISTENTE** (Bloque 1 de la Fig. 3.1).

Si se ha escogido esta opción de modificación, el programa permite crear uno o varios esquemas alternativos (Bloque 9 de la Fig. 3.1) con el fin de modificar el circuito original y almacenar cada uno separadamente. Los correspondientes méritos de cada esquema alternativo pueden ser comparados y así con más información se tendrá un mejor criterio para hacer modificaciones, expansiones o reforzamientos sobre el sistema original.

Una vez que se tiene el circuito a modificar en la memoria del computador, el programa presenta otro grupo de opciones, dentro de la de modificación, que permiten al usuario escoger el archivo auxiliar sobre el cual desea trabajar (Bloque 3 de la Fig. 3.1); en este conjunto de opciones se dan dos casos, el primero que tiene que ver con la topología y el segundo con los datos de líneas, switches y transformadores de distribución, los procesos de modificación que se realizan son similares para los dos casos (Bloques 4 y 5 de la

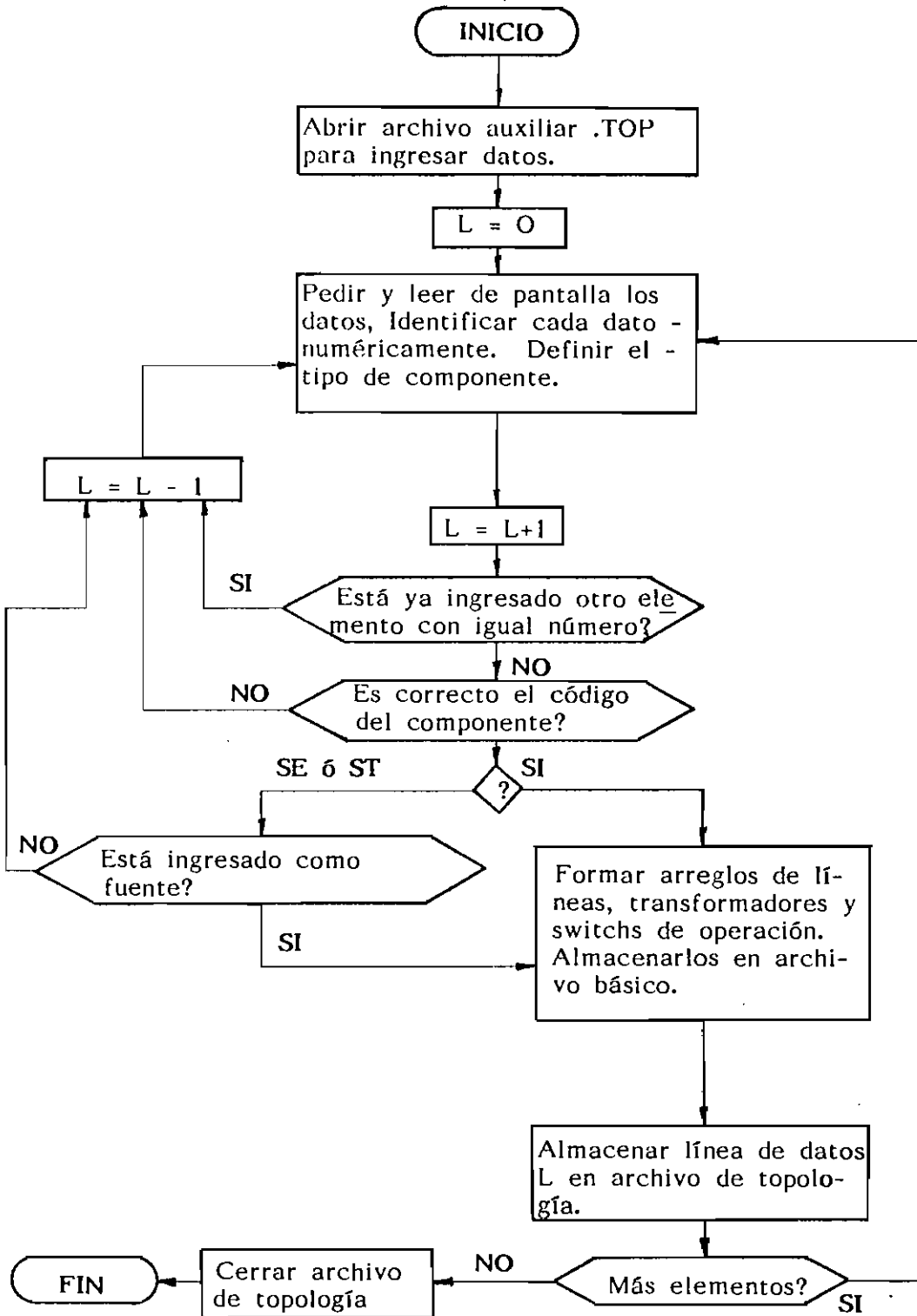


Fig. 3.5. Ingreso de datos de Topología

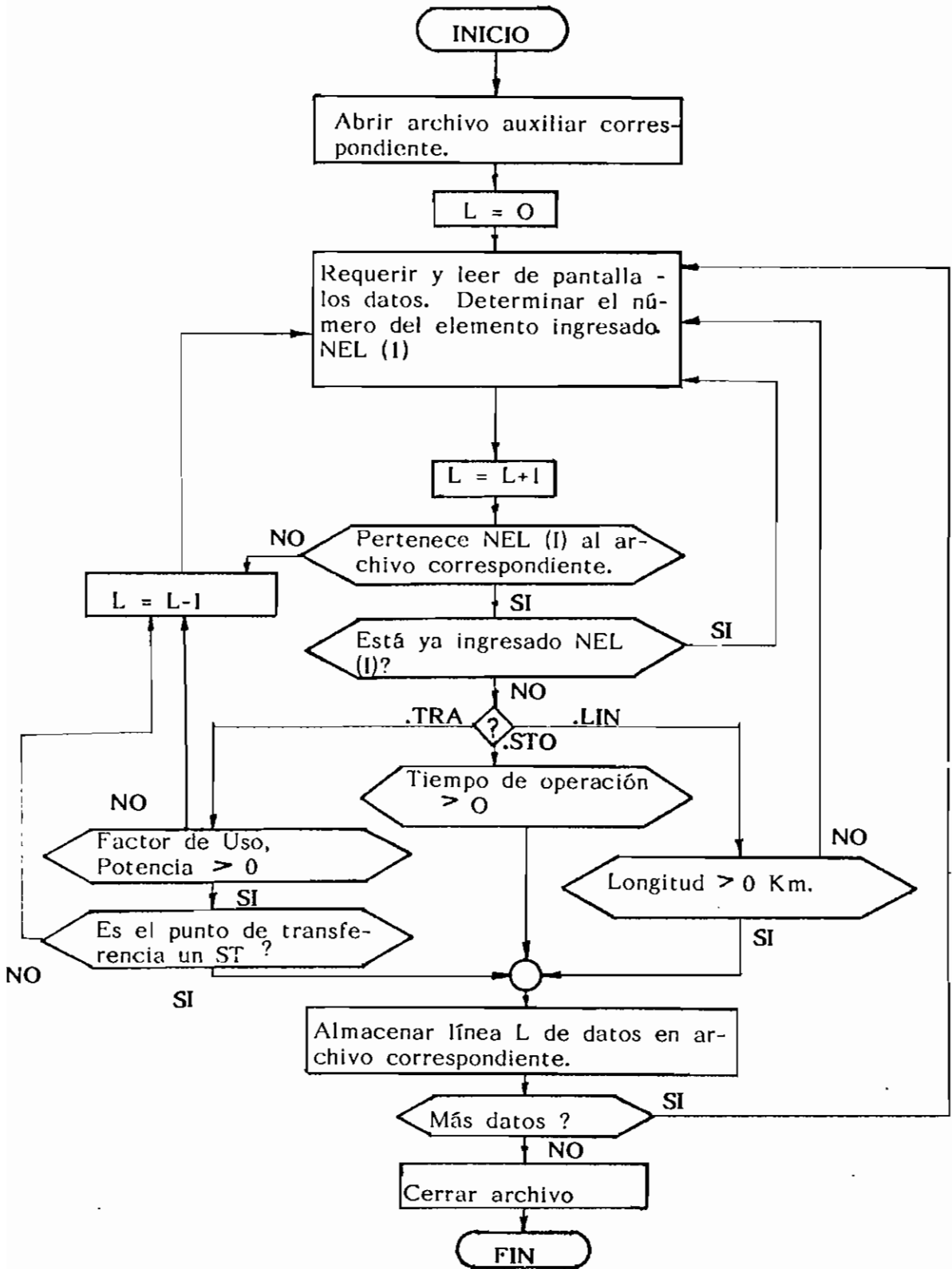


Fig. 3.6. Ingreso de datos de Líneas, transformadores y switches de operación.

Fig. 3.1.) excepto para el caso de modificaciones de datos de topología que pueden tener influencia sobre los otros archivos auxiliares, lo que no sucede en el sentido inverso, así por ejemplo puede hacerse una corrección del tipo de componente dentro del archivo de topología, y este cambio puede afectar ya sea eliminando o adicionando un nuevo elemento a otro archivo auxiliar relacionado con este cambio; pero si se cambia un dato de los transformadores de distribución tal como el de potencia por ejemplo, este cambio repercutirá solo en el archivo de transformadores y en ningún otro archivo auxiliar más. El cambio o modificación de algún dato está gobernado por la identificación del número de línea o registro del dato dentro del archivo y de la columna en la que se encuentra, el mismo programa da las guías para que el usuario pueda identificar fácilmente el dato que desee modificar.

### 3.6 INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES

El ingreso de índices de confiabilidad de los diferentes elementos se da en dos pasos. El primero al ingresar los datos de topología del circuito, el usuario identifica a cada elemento según el tipo siguiendo el código indicado anteriormente. El segundo paso consiste en ingresar por medio de la opción principal I: **MODIFICAR INDICES GENERALES** (Bloque 1 de la Fig. 3.1) los datos que posea el usuario para realizar el análisis de confiabilidad, esta opción lleva a otro conjunto de opciones secundarias (Bloque 2 de la Fig. 3.1) que permite revisar los datos que estén en el archivo **INDCO** de índices de confiabilidad o hacer correcciones de algunos de estos datos de frecuencias de fallas y tiempos de reparación de los diferentes tipos de componentes constitutivos de los sistemas de distribución. En la Fig. 3.7 se aprecia la estructura del archivo **INDCO** de índices de confiabilidad que se presenta en la pantalla para cuando el usuario desee revisar su contenido.

INDICES DE CONFIABILIDAD DE LOS COMPONENTES

COMPONENTE	CODIGO	.... CLIMA .....		TIEMPO DE		MANTENIMIENTO (salidas/año)	TIEMPO (horas)
		NORMAL (fallas/año)	ADVERSO	REPARACION (horas)			
Trafo. Dist.	1	.010	1.500	1.93	.000	.00	
Línea prim.	2	.010	2.600	1.55	.000	.00	
Cable	3	.031	.031	1.38	.000	.00	
Secc. Fus.	4	.006	.006	.68	.000	.00	
Recloser	5	.004	.004	1.23	.000	.00	
Disynt. av	6	.012	.012	70.00	3.660	11.50	
Disynt. bv	7	.003	.003	27.00	1.750	7.90	
Barra intm.	8	.016	.016	38.00	1.260	10.50	
Barra carga	9	.016	.016	38.00	1.260	10.50	
Línea S/T	10	.080	1.600	8.95	1.712	15.20	
Transf. S/ED	11	.012	.012	170.00	3.430	13.20	

Programmed PAUSE

<Return> to continue, <delete> to exit -

Fig. 3.7 Pantalla de Indices de Confiabilidad



En caso de pérdida del archivo de índices, es posible recuperarlo ya que dentro de las opciones secundarias para la modificación de índices de confiabilidad el programa está implementado con la clave P7L para crear este archivo el mismo que puede ser con la opción C: **CAMBIAR INDICES**. Cualquier dato de modificación o corrección igualmente se ingresa con formato libre.

### **3.7 EVALUACION DE CONFIABILIDAD**

La evaluación de confiabilidad (Bloque 7 de la Fig. 3.1) usa las técnicas anteriormente expuestas en los capítulos I y II. Sin embargo, antes de la ejecución es necesario que el usuario ingrese ciertos parámetros de control y de cálculo útiles para la ejecución del programa. Estos parámetros tienen que ver con la consideración o no de las posibilidades de transferencia de carga, los datos de condiciones climáticas y el tiempo máximo esperado de interrupción de servicio. Estos datos se los ingresa (Bloque 6 de la Fig. 3.1) a través de un modo de conversación entre el usuario y el computador; después de recibir la contestación de alguna pregunta, este último analiza la validez de la respuesta y continúa a la siguiente pregunta si la contestación es satisfactoria o en el caso contrario da la oportunidad a que el usuario rectifique su respuesta.

El computador informará al usuario sobre el avance en la ejecución del proceso de evaluación; en el caso de que exista errores en la topología del circuito que se esté analizando, los mismos que no permitan aplicar la técnica de evaluación desarrollada, el usuario será informado para que realice las acciones correctivas en el archivo de topología.

### **3.8 RESULTADOS**

Toda la información de salida de resultados obtenidos de la evaluación que se realice mediante este programa está --

almacenada en un archivo de salida o de resultados, al que se accede por el nombre que dio al estudio el usuario antes de la ejecución de proceso de evaluación, en tal archivo consta la información total del análisis, tales como índices generales de confiabilidad que se emplearon en los cálculos, datos de condiciones climáticas, consideración o no de las transferencias de carga, topología del circuito, datos de sus elementos, los resultados de índices parciales o por punto de carga y los índices generales del sistema.

Estos resultados quedan permanentemente almacenados y pueden utilizarse en cualquier momento si se quiere revisarlos o compararlos con resultados de evaluaciones de otras alternativas de un mismo circuito.

Un ejemplo de la presentación de resultados puede apreciarse en el análisis realizado para el primario "D" Epiclachima que consta en el numeral 2. del capítulo anterior.

### **3.9 ASPECTOS COMPUTACIONALES**

Las técnicas de evaluación de confiabilidad empleadas en esta tesis no restringen el tamaño de los sistemas que vayan a ser estudiados. La limitación al tamaño de los sistemas está principalmente afectada por los requerimientos de memoria y la necesidad de tener tiempos de respuesta muy rápidos.

El programa que aquí se desarrolla está limitado a sistemas que pueden tener hasta 80 puntos de carga independientes y hasta 40 tramos de líneas, entendiéndose puntos de carga independientes aquellos que reciben potencia de distintas secciones ó laterales del primario de distribución, por lo que, si se revisa las limitaciones indicadas anteriormente, se nota que un sistema que esté en tales límites se realmente grande.

El programa ha sido desarrollado en un computador NCR-TOWER 16 basado en el sistema operativo UNIX. El tiempo de respuesta interactivo, es decir el tiempo de espera entre las instrucciones dadas por el usuario y la respuesta del computador, será lógicamente mayor que el tiempo real de CPU, este tiempo de respuesta es muy dependiente del número de usuarios conectados pero es virtualmente instantáneo para las opciones que presenta la técnica desarrollada. El único tiempo de respuesta significativo se da en el proceso real de evaluación de confiabilidad. Este tiempo de respuesta puede variar desde unos pocos segundos hasta dos o tres minutos, dependiendo del tamaño del sistema y de la demanda del computador por parte de los usuarios.

En el apéndice A, están especificadas las limitaciones del programa según el tamaño de los circuitos que se desee analizar su confiabilidad.

El language de programación que se ha empleado es el FORTRAN 77 con que cuenta el TOWER 16.

### **3.10 DESCRIPCION DEL PROGRAMA**

El programa que en esta tesis se presenta se lo puede dividir en dos grandes bloques con 26 subrutinas. El primer bloque tiene que ver con el algoritmo de cálculo de confiabilidad y el segundo con el proceso interactivo propiamente dicho y que abarca al primer bloque.

Bloque 1: De procesos de evaluación de confiabilidad, para lo que emplea las siguientes subrutinas:

#### **SUBROUTINA CONOPN**

De acceso tanto al archivo básico del circuito como a los auxiliares .LIN, .TOP, .TRA y .STO.

#### **SUBROUTINA CONIPT**

Lee los datos del circuito, así como el archivo INDCO de índices generales de confiabilidad de los componentes que intervienen en el sistema de distribución. Crea el archivo de resultados y según el análisis preliminar de la topología da la señal de permiso PERMI para proceder al cálculo de confiabilidad.

#### **SUBROUTINA REDURD**

Calcula los índices de confiabilidad utilizando el método de Reducción de Red empleando el criterio de pérdida total de continuidad TLOC. Esta subrutina llama además a las siguientes:

#### **SUBROUTINA ZONPRO**

Determina las zonas de protección primarias del sistema, determinando los elementos que pertenecen a cada zona.

#### **SUBROUTINAS MTZERI Y MTZER2**

Enceran arreglos de una y dos dimensiones.

#### **SUBROUTINA PARAL**

Encuentra los grupos de elementos serie y los equivalentes en paralelo. Es decir determina la red de funcionamiento normal entre el punto de carga y la fuente.

#### **SUBROUTINA INDPAR**

Evalúa los índices parciales o por punto de carga del sistema que se esté analizando, aplicando las fórmulas desarrolladas en el capítulo 1, numerales 1.5.1 y 1.5.2.

La determinación de las trayectorias a cada punto de carga está considerada dentro de la subrutina REDURD, así como la definición de los tiempos de reparación y desconexión de los diferentes elementos afectados por las zonas de protección y las posibles acciones de transferencia de carga.

### **SUBROUTINA INDTOT**

Subrutina para evaluar los índices totales o generales del sistema que se analice. Aplica las fórmulas presentadas en el numeral 1.3.

Bloque 2: De procesos interactivos. Parte de la presentación en pantalla de las opciones principales que brinda el programa para lo que usa las siguientes subrutinas.

### **SUBROUTINA CIRNUE**

Esta subrutina gobierna el proceso de construcción de un nuevo circuito, ordenado el ingreso de datos a los archivos de topología, líneas, switches de operación y transformadores de distribución. Para esto llama a las siguientes subrutinas.

### **SUBROUTINA CREAR**

Crea los archivos de topología, líneas, transformadores y switches para el circuito que vaya a construirse, así como el archivo básico con el nombre del circuito que de el usuario.

### **SUBROUTINA TOP**

Permite leer los datos de topología desde la pantalla a la vez que clasifica a los elementos según grupos afines, llama a su vez a las siguientes:

### SUBROUTINA LECNUM

Convierte NN números que se leen de pantalla con formato de caracteres, a un arreglo de números reales RARR. También lee NC caracteres alfabéticos ubicados al final de A (A es el formato que abarca toda una línea de 80 caracteres de la pantalla) y los almacena en la variable CARV. Si el número de cantidades leídas en A no es igual a NN o hay algún error de escritura, da a NN el valor de -1 que indica la no validez de la línea de datos ingresada por el usuario.

### SUBROUTINA TOPCHK

Chequea los datos de topología ingresados por el usuario, comparando que estén de acuerdo a los códigos preestablecidos, así como detectando errores que no permitan el posterior análisis del circuito que se está creando.

### SUBROUTINA LIN

Permite la lectura de datos de longitud de líneas de sub-transmisión, alimentadores primarios y cables, para lo que necesita de las subrutinas LECNUM y LICHEK.

### SUBROUTINA LICHEK

Chequea que el dato del número de la línea sea correcto y que el dato de longitud sea diferente de 0 K.; da la señal de aceptación o no de los datos.

### SUBROUTINA TRA

Hace posible la lectura de los datos de transformadores de distribución y llama a las subrutinas LECNUM y TRACHE.

### **SUBROUTINA TRACHE**

Verifica la validez de los datos de los transformadores de distribución y da la señal de aceptación o no de cada línea de datos.

### **SUBROUTINA OPTRA**

Permite leer datos de tiempos de operación de los switchs de transferencia de carga y de los de desconexión o barras de operación. Emplea a su vez, las subrutinas LECNUM y SBCHK.

### **SUBROUTINA SBCHK**

Controla los datos de tiempo de operación de las dos clases de switchs y da la señal de aceptación o no de tales datos.

### **SUBROUTINA MODCIR**

Crea las diferentes opciones de modificación para un determinado circuito de archivo. Da la posibilidad de crear otro circuito igual al que se quiere analizar con el fin de realizar cambios para efectuar posteriores comparaciones. Según la opción que escoja el usuario llama a las subrutinas: CREAR, VISUA, CAMBIO, ELIMN.

La subrutina CREAR se usa para el caso de crear la alternativa de diseño de algún circuito existente, antes de copiar todos sus archivos.

### **SUBROUTINA VISUA**

Presenta los datos de los archivos auxiliares de líneas topología, transformadores de distribución y switchs, tabulados en pantalla.

### **SUBROUTINA CAMBIO**

Realiza los cambios de los datos de un archivo auxiliar que posee ND registros o líneas y NN datos por cada registro. Verifica los nuevos datos ingresados y realiza las modificaciones pertinentes en los archivos auxiliares .LIN, .TRA y .STO si el cambio se lo realiza en .TOP, según esto llamará a TOPCHK, LICHEK, TRACHE o SBCHK.

### **SUBROUTINA ELIMN**

Subrutina usada para eliminar elementos desde el archivo .TOP, a la vez que analiza el efecto de estas eliminaciones en los otros archivos auxiliares y en el archivo básico de datos generales.

Para ingresar nuevos elementos, según el archivo se hace el llamado a la subrutina correspondiente, ya sea TOP, TRA, LIN y OPTRA y sus respectivas subrutinas de chequeo.

### **SUBROUTINA INDMOD**

Empleada para modificar los índices generales de confiabilidad de los componentes del archivo INDCO, permite visualizar los índices tabulados en la pantalla ó realizar cambios sobre ellos. Hace posible crear y/o encerrar el archivo INDCO, para esto usa la subrutina LECIND.

### **SUBROUTINA LECIND**

Crea el archivo INDCO en caso de pérdida de éste, mediante la clave P7L en las opciones de modificación de índices de confiabilidad. Esta clave no aparece dentro del grupo de opciones en pantalla.



## SUBROUTINA CALREL

Subrutina que guía el proceso de evaluación cuantitativa de confiabilidad de un circuito, crea el archivo de resultados, e indica el avance del proceso de ejecución.

## C A P I T U L O   I V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los métodos de evaluación cuantitativa de confiabilidad presentados en esta tesis, permiten calcular para algún sistema de distribución, índices de confiabilidad muy importantes a partir del conocimiento de los parámetros básicos de confiabilidad de los componentes del sistema y de la configuración del mismo. Así, diseños alternativos del sistema pueden ser estudiados al evaluar el impacto sobre la confiabilidad de los componentes, en la configuración del sistema, en los esquemas de protección o en las políticas de operación, incluyendo las estrategias de mantenimiento.

Una importante característica del método desarrollado radica en la inclusión o consideración de fallas superpuestas o traslapadas causadas por los efectos climáticos adversos o como resultado del mantenimiento preventivo de los elementos que dentro del sistema actúan en paralelo.

La modelación de los diferentes tipos de salidas de servicios de los componentes, busca responder lo más cercanamente posible a las características de operación reales de los diferentes elementos constitutivos de los sistemas de distribución, asegurando de esta manera una cabal representación de los sistemas a estudiarse y consecuentemente resultados que den una idea más exacta del funcionamiento de ellos.

La técnica de evaluación propuesta es satisfactoria para el análisis de sistemas radiales, además puede ser empleada para el estudio de sistemas con puntos normalmente abiertos o switches de transferencia de carga en una configuración en lazo, que en condiciones normales de operación lo hacen como verdaderos circuitos

radiales hasta cuando se produce alguna falla permanente y por la acción de tales switchs se produce una reconfiguración del sistema, permitiendo continuar con el suministro de potencia a los consumidores que han sido afectados indirectamente por una determinada falla.

Los índices de confiabilidad aplicados en este estudio a los sistemas de distribución, así como el modelo y las técnicas de evaluación desarrolladas, pueden ser aplicados en sistemas de subtransmisión de energía eléctrica, haciendo algunas consideraciones adicionales en el caso del análisis de confiabilidad de los distintos esquemas de conexión que se dan en las subestaciones de distribución y/o de seccionamiento. Si tales subestaciones tuvieran un esquema de alimentación simple, no habrán restricciones que impidan la aplicación de la técnica aquí desarrollada para realizar una evaluación de confiabilidad de los sistemas de subtransmisión.

El modelo propuesto y la técnica de evaluación desarrollados para cumplir con el objetivo de esta tesis, son simples y pueden ser empleados no solamente mediante su implementación en un programa computacional, sino que también pueden ser usados para efectuar cálculos a mano en el caso de sistemas bastante pequeños o con pocos puntos de carga.

La técnica computacional interactiva que se presenta, programa al computador para que guíe al usuario en el proceso de ingreso de datos así como en el manejo de sistemas que estén en archivo mediante un simple y flexible modo de comunicación. Esta característica del programa permite al planificador de un sistema de éstos, incluir reforzamientos a los esquemas de protección, así como expandir sistemas que estén ya en funcionamiento, evaluando siempre la influencia de estas acciones en la confiabilidad de los sistemas.

Una limitación del método de evaluación desarrollado,

radica en el criterio de falla que se utiliza, éste es el de pérdida total de continuidad entre los puntos de carga y la fuente, asumiendo que el sistema es totalmente redundante y que cualquier elemento es capaz de transportar toda la carga de él demandada. Esto ciertamente no es tan real, porque deja de lado fallas causadas por la pérdida de calidad de servicio o también conocidas como fallas producidas por la pérdida parcial de continuidad de servicio (PLOC) que evalúa los efectos de sobrecargas y la violación de los límites de voltaje permitidos. Un desarrollo posterior de una técnica de evaluación que considere este criterio de falla, será un segundo paso muy útil para continuar con estudios en este campo de la ingeniería eléctrica en el país, y que pueden ser empleados adecuadamente en la fase de planificación de los sistemas de distribución así como en los de subtransmisión, evitando el desperdicio de recursos y optimizando su uso.

Debido a la carencia de una detallada información estadística de fallas de componentes, así como de maniobras en la operación de sistemas de distribución que ha impedido realizar en este trabajo y en otros afines, un análisis técnico que sea más ajustado a nuestra realidad, se crea la necesidad de desarrollar una metodología de obtención de datos adecuada y normalizada para todas las empresas eléctricas del país, con el fin de lograr una información amplia y sobre todo propia de nuestro medio, como se ha venido haciendo en otros países desde hace ya más de veinte años. Una propuesta inicial, para desarrollar una metodología que podría emplearse para la obtención de los índices de confiabilidad de los componentes útiles para este u otros trabajos que en el futuro se desarrolle para analizar la confiabilidad en sistemas de distribución, se presenta en el apéndice B de esta tesis.

La creación de una base de datos que contenga la información codificada de fallas, según como se propone en el Manual del Sistema de Estadística CIER (SEC), así como la implementación de

un programa computacional que realice el análisis estadístico de la información de la base, para obtener parámetros actualizados de confiabilidad que utiliza el programa desarrollado en esta tesis, será un paso muy importante en la continuación de los estudios de confiabilidad en esta área de los sistemas eléctricos de potencia.

Finalmente, es conveniente recomendar la realización de estudios de confiabilidad en la fase de planificación de sistemas de distribución, con el fin de tener un criterio técnico para la selección de alternativas de diseño.

## A P E N D I C E A

### MANUAL DE USO DEL PROGRAMA PARA EVALUAR LOS INDICES DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

Por tener una característica interactiva que busca dar una serie de facilidades al usuario, se simplifica el manual de uso de este programa, por lo que es necesario seguir tan solo las siguientes normas para su correcta utilización en las opciones que presenta.

#### C: CONSTRUCCION DE UN NUEVO CIRCUITO

Nombre: 3 caracteres, pueden ser letras o números p.e. DE1, AO1 etc. Si existe otro archivo con el nombre que de el usuario, el computador rechazará el nombre dado para que se lo rectifique o para que el usuario borre el archivo antiguo si no lo necesita. Puede aceptar nombres de uno o dos caracteres pero no es aconsejable por molestias que se presentan al querer borrar los archivos auxiliares de extensión. LIN, .TOP, .TRA y .STO.

#### Topología:

Numerar a los elementos del circuito que desee construir desde el número 1 al 200 como máximo.

IMPORTANTE: La numeración de los switchs de desconexión hay que hacerla en forma ascendente conforme se aleja de la fuente.

Ingresar todos los datos que pide el programa, si no existe algún dato ingresar en su lugar 0. El formato de ingreso de datos es libre.

Para el tipo de componente se debe seguir la siguiente codificación:

COMPONENTE	CODIGO
Transformador de Distribución	TD
Línea aérea	LA
Cable	CB

Seccionador fusible	SF
Reconectador	RC
Disyuntor de Alto Voltaje	DA
Disyuntor de Bajo Voltaje	DB
Barra intermedia	BI
Barra de Carga de S/E	BC
Línea de Subtransmisión	LS
Transformador de S/E/D	TS
Subestación	SE
Switch de desconexión o barra de operación	BO
Switch de transferencia	ST

Será necesario ingresar por lo menos un elemento tipo TD y uno SE para que haya como realizar un cálculo.

Líneas.- Ingresar el número de cada línea según como se hizo en el archivo de topología y la longitud en Km.

Transformadores de Distribución.- Ingresar todos los datos que pide el programa, si no existe transferencia de carga poner " 0 " en su lugar.

Switchs de desconexión y de transferencia.- Ingresar el número de cada switch conforme consta en el archivo de topología y su tiempo de maniobra promedio. Cualquier línea de datos que se ingrese puede hacerse con formato libre, tan solo hay que seguir el orden y la cantidad de los datos requeridos por el programa.

El espaciamiento mínimo entre dato y dato debe ser de por lo menos un espacio. Si se comete algún error en el ingreso de cualquier línea de datos al llenar los archivos auxiliares y ésta ha sido aceptada ya por el computador, no intentar corregir en ese momento, hay que continuar hasta terminar con la construcción total del circuito,

posteriormente mediante la opción de Modificación M y la de cambios C se puede hacer la corrección que sea necesaria en el archivo auxiliar en el que se haya cometido el error.

#### **M: MODIFICACION DE UN CIRCUITO EXISTENTE**

Esta opción permite reforzar, expandir o hacer cualquier otra modificación de un circuito existente en archivo, estas acciones implican necesariamente el ingreso de nuevos elementos o la eliminación de otros.

Para ingresar nuevos elementos, deberá seguirse el siguiente orden:

- 1.- Ingresar nuevos elementos en el archivo de Topología, con la opción N de las de topología.
- 2.- Ingresar los nuevos elementos ya registrados en topología en los otros archivos auxiliares de líneas, transformadores de distribución o switches de transferencia y desconexión según que tipo de elementos nuevos se haya adicionado al circuito original; usar la opción N para cualesquiera de estos archivos. La eliminación de un elemento se la hace desde el archivo de topología. No es posible eliminar elementos que entreguen potencia a otros, por ejemplo si se quiere eliminar un tramo de primario que suministra potencia a varios transformadores de distribución, el proceso de eliminación irá desde estos últimos hasta el tramo de línea en cuestión.

Para realizar cambios en algún archivo hay que seguir el siguiente proceso:

- 1.) Usando la opción V: REVISAR DATOS, determinar la línea en la que se encuentra el dato a cambiar.
- 2.) Cambiar a la opción C: CAMBIO DE DATOS e ingresar la línea del dato a cambiar.



- 3.) Según la numeración de columnas que brinda el programa identificar el dato a cambiar.
- 4.) Ingresar el nuevo dato con formato libre

#### **I: MODIFICACION DE INDICES GENERALES**

Trabajar en la opción que se desee de igual manera como se explicó para las opciones de modificación de los archivos auxiliares de topología, etc.

Si el archivo "INDCO" no existe o desea el usuario encerrarlo deberá usar la clave "P7L" dentro de las opciones que presenta la de modificación de índices de confiabilidad. Luego de verificar los índices generales de confiabilidad puede procesarse a realizar un cálculo de confiabilidad escogiendo la opción principal R:

#### **R: REALIZAR CALCULO DE CONFIABILIDAD**

Dar un nombre al estudio (8 caracteres) para identificar el archivo de resultados. Antes de ejecutar los procesos de cálculo, el computador hará las siguientes preguntas que el usuario deberá contestar según las alternativas expuestas y el análisis que desee hacer.

**DATOS DE CONDICIONES CLIMATICAS:** Se puede emplear los datos que propone el programa o cambiar según los que tenga el usuario. Si no se quiere considerar el efecto de las condiciones climáticas hacer  $N = 1$  y  $S = 0$ .

**CONSIDERA TRANSFERENCIA DE CARGA (S/N):** Según como quiera el usuario deberán contestar S para si y N para no.

**TIEMPO MAXIMO DE INTERRUPCION DE SERVICIO:** Ingresar el dato de tiempo máximo de interrupción para el cálculo de la probabilidad de salida de servicio. Este dato será general para todos los puntos de carga.

**NOTA:** Modificar los archivos únicamente a partir del programa principal en caso contrario se puede dañarlos, siendo dificultoso el arreglo de los daños que así se produzcan.

### LIMITACIONES DEL PROGRAMA

El usuario deberá enmarcar sus sistemas dentro de los siguientes límites impuestos por el programa:

- Número máximo de elementos	200
- Número máximo de transformadores de distribución ó puntos de carga.	80
- Número máximo de elementos de protección	100
- Número máximo de tramos de líneas	40
- Número máximo entre swiths de desconexión y de transferencia.	30
- Número máximo de elementos por cada trayectoria entre un punto de carga y su fuente	20
- Número máximo de grupos en paralelo de dos componentes	5
- Número máximo de elementos en un equivalente serie.	20
- Número máximo de elementos por zona de protección	15

## A P E N D I C E B

### METODOLOGIA PARA LA OBTENCION DE DATOS

Dos tipos básicos de datos de los componentes son necesarios en cálculos de confiabilidad de sistemas de potencia. Estos datos son:

- 1) Tasas de salida del componente por falla y mantenimiento.
- 2) Distribución de los tiempos de reparación de los componentes.

La metodología que aquí se presenta se basa en los artículos de las referencias No. 2 y 20, que han sido adaptadas para el caso que interesa en esta tesis en la que se requieren los siguientes datos.

#### **B.1. Frecuencia de salidas (fallas) en clima normal**

Esta tasa de fallas debe ser estimada para todo tipo de aparatos y líneas que muestran tasas de falla características.

Este índice de fallas ( $\lambda_i$ ), es expresada en unidades de fallas por año en condiciones climáticas normales por aparato o por Km de línea.

Puede ser calculada como sigue:

$$\lambda_i = \frac{C}{Y} \quad (b.1)$$

Donde:

C = Número de fallas del elemento durante el período de observación en condiciones climáticas normales.

Y = Suma de todos los períodos de exposición en condiciones climáticas normales, para cada aparato o Km de línea durante el período de observación.

### **B.2 Frecuencia de fallas permanentes en clima adverso**

Esta tasa, debe obtenerse para aquellos componentes cuya frecuencia de falla es afectada por las condiciones climáticas. Esta frecuencia de falla se expresa en: fallas por año en condiciones climáticas adversas, por Km de línea o aparato. Se calcula así:

$$\lambda_i' = \frac{C'}{Y'} \quad (b.2)$$

Donde:

C' = Número de fallas del componente asociadas con las condiciones climáticas adversas, durante el período de observación.

Y' = Suma de los tiempos de exposición en condiciones climáticas adversas para cada aparato o Km de línea durante el período de observación.

### **B.3 Frecuencia de salida para mantenimiento**

Esta tasa deberá ser obtenida para aquellos tipos de componentes usados en partes del sistema que operan como un sistema paralelo. Las salidas para mantenimiento de componentes dentro de un sistema radial, puede considerárselas junto con las salidas forzadas en clima normal. La frecuencia de salida para mantenimiento ( $\lambda_i''$ ) estará expresada en salidas por año calendario por elemento o por Km de línea, se la debe calcular así:

$$\lambda_i'' = \frac{C''}{Y''} \quad (b.3)$$

Donde:

C'' = Número de salidas para mantenimiento del componente durante el período de observación.

Y'' = Suma de los períodos de observación por cada Km de línea o aparato.

#### B.4 Distribuciones de los tiempos de reparación y de mantenimiento

Estas distribuciones, que deberán ser divididas también según las condiciones climáticas, se debe obtenerlas de los registros históricos que tenga una empresa.

El tiempo de reparación se considera desde el momento mismo que se produjo la falla, hasta cuando el componente falloso ha sido reparado o reemplazado, el tiempo de mantenimiento es justamente el período de duración de una acción de mantenimiento.

De los resultados obtenidos de varias investigaciones, se concluye que es conveniente asumir una distribución exponencial lo cual da una razonable aproximación. Es decir, Probabilidad (tiempo de reparación > t) =  $\exp(-t/r)$ .

Un ejemplo de esto puede apreciarse en la Fig. b.1. Por lo tanto, los valores esperados de tiempos de reparación y mantenimiento ( $r_i$  y  $r''_i$ ), pueden ser estimados por el promedio de los tiempos de reparación observados.

$$r_i = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n} \quad (b.4)$$

$$r''_i = \frac{\sum_{i=1}^n r''_i}{n''} \quad (b.5)$$

Donde:  $r_i$  y  $r''_i$  son respectivamente los tiempos de reparación y mantenimiento de cada salida para cada tipo de componente.

$n$  es el número de salidas para reparación de salidas forzadas.

$n''$  es el número de salidas para realizar acciones de mantenimiento.

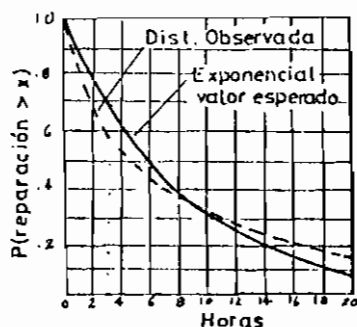


Fig. b.1 Distribución de probabilidad del tiempo de reparación de una línea de subtransmisión de 26 KV.

Lógicamente que para la obtención de los datos necesarios para el cálculo de estos índices, será necesario llevar una estadística de fallas que se producen en los sistemas de distribución de las empresas, para lo que será conveniente utilizar un esquema de reporte de fallas diarias.

De acuerdo a los datos necesarios para evaluar los índices de cada tipo de componente, se propone en esta tesis un formato para llevar el reporte diario de fallas que se den en una empresa. Este esquema se basa en el que actualmente usa el Departamento de Despacho de Carga de la Empresa Eléctrica Quito, el mismo que ha sido ampliado de tal manera que de una información más detallada sobre los diferentes orígenes y causas de las interrupciones, así como los componentes afectados por ellas.

Para llevar estos reportes puede seguirse la clasificación que ha venido usando dicho departamento. Los conceptos y codificaciones se ajustan a los propuestos en el Manual del Sistema de Estadística de la CIER (SEC), los mismos que se explican a continuación.

#### **B.5. Clasificación de las interrupciones**

##### **Interrupciones consideradas**

Deben ser consideradas todas las interrupciones que afecten a los consumidores alimentados por el sistema que se analiza, cualquiera sea el origen de aquellas, inclusive las producidas por anomalías en la generación en otros sistemas (interconectados). Deben ser considerados consumidores o clientes los otros sistemas alimentados por el que se analiza.

Deben ser consideradas las interrupciones provenientes de la operación de dispositivos de protección del sistema, aún los que resulten de variaciones transitorias de tensión y de frecuencia.

Se exceptúan los casos indicados expresamente en los puntos siguientes:

- Las pérdidas del abastecimiento a un consumidor que tengan origen en la operación de sus propios dispositivos, no serán considerados, aún cuando sean ocasionados por condiciones transitorias del sistema.
- No serán consideradas las interrupciones a consumidores producidas por fallas en sus propias redes. No obstante, las interrupciones deben ser incluidas en el caso que esas fallas ocasionen interrupciones en parte del sistema suministrador y, por consiguiente, en otros consumidores.

#### Clasificación según el origen

Esta clasificación se refiere al sistema al cual pertenece el componente que sufre la desconexión que da origen a la interrupción, aún cuando ésta última esté siendo considerada en otro sistema.

A fin de que el criterio de clasificación sea uniforme la codificación se presenta siguiendo la interpretación CIER.

#### Interconexión o Externa al Sistema (código 1)

Deben ser clasificadas en este ítem las interrupciones originadas en desconexiones de componentes de sistemas pertenecientes a otras empresas de energía eléctrica (no se incluyen sistemas de consumidores). Los límites son los puntos de entrega de los sistemas.

#### Generación del Sistema (código 2)

Se clasifican en este ítem las interrupciones ocasionadas por desconexiones de componentes de una usina (central) de la empresa de acuerdo con los límites establecidos para la generación.

### Transmisión del Sistema (código 3)

Se clasifican en este ítem las interrupciones provocadas por desconexiones en los límites definidos para la transmisión.

### Subtransmisión y Distribución Primaria del Sistema (código 4)

Corresponde a las interrupciones cuyas desconexiones están en el sistema de subtransmisión y distribución, incluyendo los transformadores y consumidores en la tensión primaria.

### Distribución Secundaria (código 5)

Incluye las interrupciones que tienen origen en desconexiones de componentes del sistema de distribución secundaria (inferior a 1000V). Sus límites son el terminal de baja tensión de los transformadores de distribución, y las terminales de los consumidores alimentados en esta tensión.

### Transformación (sin código)

Cabe destacar que las interrupciones provenientes de desconexiones de componentes de transformación, ya están incluidas en los sistemas de generación, transmisión, subtransmisión y distribución respectivos, respondiendo a los límites entre estos sistemas.

### Clasificación según causas

Las interrupciones deben ser clasificadas según la causa de las desconexiones que las producen. Así, las interrupciones pueden ser forzadas o programadas.

### Interrupciones forzadas

Se recomienda la investigación detallada de las causas



de desconexiones, analizándose sobre todo el dimensionamiento y el comportamiento del sistema (a través de los componentes) en función de las "Condiciones Climáticas" o "Medio Ambiente", con el objeto de establecer la causa más significativa, consideradas las características, aplicación y situación de los componentes involucrados.

### Interrupciones programadas

Estas a su vez pueden clasificarse en: programadas propias y programadas externas a la red. Dentro de estas se considerarían las que se hacen para dar mantenimiento preventivo o correctivo o para ampliaciones o mejoras.

## **B.6 Clasificación de Componentes**

### Desconexiones consideradas

Deben ser consideradas todas las desconexiones de componentes del sistema que se analiza, cualquiera sea el origen de ellas, inclusive las que resultan de anomalías en la generación, en otros sistemas (interconectados) y en consumidores o clientes.

Los límites del sistema, sea con otras empresas o consumidores salvo los puntos de entrega de acuerdo con lo establecido en la Clasificación según origen.

No se consideran las desconexiones en instalaciones propias de consumidores, en las cuales se incluye su red, aún cuando sean ocasionadas por condiciones transitorias del sistema. Sin embargo, cuando una falla interna o un consumidor provoca desconexiones en el sistema, estas desconexiones, exclusivamente las del sistema, deben ser tenidas en cuenta. Razonamiento análogo se aplica a instalaciones de generación y de sistemas interconectados, reiterándose lo ya expresado en el primer párrafo de este ítem.

### Clasificación de Componentes

Para que el intercambio a través de CIER permita que la estadística relativa a componentes de una empresa sea aprovechada por otras, aumentándose así el tamaño de la muestra, los índices deben ser presentados para componentes con su especificación detallada.

A continuación se detallan genéricamente, a efectos de la aplicación de un criterio uniforme, los elementos incluidos en cada clase de componentes:

#### Líneas Aéreas (código O)

Están constituidas por el conjunto de equipamientos entre los soportes terminales de una sección o secciones de línea área, incluidos aisladores y estructura de soporte, conductores de fase, de neutro y de tierra y elementos anexos, y cualquier otro dispositivo de descarga de sobretensión no mencionado en equipamientos de operación (código 2) o en transformadores (código 3).

Todos los puntos de conexión, incluyendo aquellos de los equipamientos de operación, fusibles, transformadores y cajas terminales aéreas (muflas, aisladores pasantes), se deben considerar aquí. Sin embargo, las grapas y conectores terminales de estos equipos serán incluidos en los items correspondientes a ellos.

#### Líneas con cables de poder (código 1)

Son los equipamientos comprendidos entre, e inclusive, las terminales de todo tipo de cables en poder, incluyendo uniones, extremos sellados (cabezas de resistencias), cajas terminales aéreas, de transformadores y equipos de operación; cajas o uniones de derivación; equipo auxiliar o accesorio de gas o aceite asociado con cables subterráneos de poder, y todas las estructuras de soporte ligadas a estos equipos.

Equipos de operación - Sistemas de Barras - Equipos asociados (código 2)

Disyuntores, reconectores, llaves seccionadoras, llave "cuchilla", llaves fusibles, cajas de unión o de seccionamiento, fusibles y portafusibles, ya sean de interperie o "bajo techo", o aéreos o subterráneo, abarcando todos los elementos constituyentes de estos equipamientos hasta sus conectores terminales, inclusive - Sistemas de barras.

Aisladores y dispositivos de descarga de sobretensiones asociados con estos equipamientos, junto con los mecanismos y bobinas de cierre y disparo, contactos auxiliares, sistemas de aire comprimido, sus soportes y estructuras.

Se incluyen en esta clasificación los transformadores de corriente, los divisores de potencial capacitivo, los terminales de protección de línea, pararrayos, descargadores, bobinas de bloqueo/ -- filtro.

Componentes de transformación - Compensación - Puesta a tierra (código 3)

Transformadores, transformadores de potencial, bancos de capacitores, reactores, reguladores de tensión, transformadores de puesta a tierra y auxiliares, resistencias de puesta a tierra, rectificadores, bobinas supresoras de arco, ya sean éstos bajo techo o interperie, y montados en la superficie, subterráneos o aéreos.

También deben ser incluidos los aisladores, dispositivos de descarga de sobretensiones asociados a esos equipamientos, conmutadores de derivación, equipos de enfriamiento, equipos de aceite (excluyendo los usados para alarma o protección), estanques, conservadores, radiadores y respiradores, etc.

**Protección (código 4)**

Equipamiento que inicia automáticamente la acción para aislar las fallas de la red, incluyéndose fusibles y cableado asociados, relés, paneles y cableado.

**Misceláneos (código 5)**

Equipamiento no cubierto previamente por las clasificaciones anteriores, incluyendo los circuitos de las bobinas de cierre y reconexión de los equipos de operación y protección hasta las terminales de las bobinas, equipos de alarma y cableados pequeños, alimentación de corriente continua de disparo y equipos de baterías, instrumentos indicadores y registradores, instrumentos y equipos para control local y remoto tanto para fines tarifarios como para control estadístico.



## A P E N D I C E C

### CONCEPTOS BASICOS DE PROBABILIDADES

Este apéndice presenta algunos de los conceptos básicos de la teoría de probabilidades. Una apreciación de estas ideas es esencial para la comprensión y el desarrollo del método de análisis de confiabilidad empleado en esta tesis.

#### C.1. Probabilidad

Considerar, por ejemplo, que un sistema es energizado al tiempo  $t = 0$  y al estado del sistema es registrado al tiempo  $t$ . Esto se dice que es una observación si este proceso es repetido  $N$  veces y el sistema es observado en el estado de falla  $N_f$  veces, la probabilidad de que el sistema falle al tiempo  $t$  es:

$$P_f(t) = N_f/N_0 \quad (C.1)$$

$$N \rightarrow \infty$$

#### C.2. Propiedades combinatoriales de probabilidades

C.2.a Regla de adición de probabilidades.

Dos eventos  $A_1$  y  $A_2$  son mutuamente excluyentes si no pueden ocurrir al mismo tiempo.

Para eventos  $A_1$  y  $A_2$  que no son mutuamente excluyentes.

$$P(A_1 \cup A_2) = P(A_1) + P(A_2) - P(A_1 \cap A_2) \quad (C.2)$$

Donde:

$P(A_1 \cup A_2)$  = Probabilidad de  $A_1$  o  $A_2$  o de ambos eventos

$P(\Lambda_1 \cap \Lambda_2)$  = Probabilidad de que  $\Lambda_1$  y  $\Lambda_2$  suceden al mismo tiempo.

Si  $\Lambda_1$  y  $\Lambda_2$  son mutuamente excluyentes, se tendrá que:

$$P(\Lambda_1 \cap \Lambda_2) = 0$$

Entonces C.2 se reduce a:

$$P(\Lambda_1 \cup \Lambda_2) = P(\Lambda_1) + P(\Lambda_2) \quad (\text{C.3})$$

C.2.b. Regla de multiplicación de probabilidades.

Si la probabilidad de ocurrencia del evento  $\Lambda_1$  es afectado por la ocurrencia de  $\Lambda_2$ , entonces  $\Lambda_1$  y  $\Lambda_2$  no son independientes. La probabilidad condicional de  $\Lambda_1$ , dado que sucedió  $\Lambda_2$  se denota por  $P(\Lambda_1/\Lambda_2)$  y:

$$P(\Lambda_1 \cap \Lambda_2) = P(\Lambda_2) \times P(\Lambda_1/\Lambda_2) \quad (\text{C.4})$$

Esto es usado para calcular la probabilidad condicional.

$$P(\Lambda_1/\Lambda_2) = P(\Lambda_1 \cap \Lambda_2) / P(\Lambda_2) \quad (\text{C.5})$$

Si los eventos  $\Lambda_1$  y  $\Lambda_2$  son independientes

$$P(\Lambda_1 \cap \Lambda_2) = P(\Lambda_1) P(\Lambda_2) \quad (\text{C.6})$$

C.2.c. Complementación

$$P(\overline{\Lambda_1}) = 1 - P(\Lambda_1) \quad (\text{C.7})$$

Donde  $\overline{\Lambda_1}$  denota el complemento del evento  $\Lambda_1$

### C.3. Variable Aleatoria

Una variable aleatoria puede ser definida como una cantidad que asume valores de acuerdo con las leyes de probabilidad.

Una variable aleatoria discreta asume valores discretos, mientras que una variable aleatoria que asume valores de un determinado intervalo continuo es llamada variable aleatoria continua. Por ejemplo, el estado de un sistema es una variable aleatoria discreta y el tiempo entre dos fallas sucesivas es una variable aleatoria continua.

#### C.4. Función distribución de Probabilidad

Esta función describe el comportamiento de una variable aleatoria. Para una variable aleatoria discreta  $X$  que asume valores  $X_i$  la función densidad de probabilidad esta definida por:

$$P_X(x) = P(X=x) \quad (C.8)$$

Esta función tiene las siguientes propiedades:

- (1)  $P_X(x) = 0$  a menos que  $x$  sea uno de los valores  $x_0, x_1, x_2, \dots$
- (2)  $0 \ll P_X(x_i) \ll 1$
- (3)  $\sum_i P_X(x_i) = 1$

Otra función importante es la de distribución de Probabilidad o función de distribución acumulativa y esta definida por:

$$\begin{aligned} F_X(x) &= P(X \leq x) \\ &= \sum P_X(x_i) \quad x_i \leq x \end{aligned} \quad (C.9)$$

La función densidad de probabilidad  $f_X(x)$  o simplemente  $f(x)$  para una variable aleatoria continua está definida por:

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(y) dy \quad (C.10)$$



Por ejemplo si  $X$  denota el tiempo de falla, la ecuación C.10 da la probabilidad que la falla ocurra en el intervalo  $(a,b)$ . La correspondiente función distribución de probabilidad para una variable aleatoria contínua es:

$$\begin{aligned} F(x) &= P(-\infty \leq X \leq x) \\ &= \int_{-\infty}^x f(y) dy \end{aligned} \tag{C.11}$$

$f(x)$  cumple con las siguientes condiciones:

1.  $f(x) \geq 0$  (C.12)

2.  $\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1$  (C.13)

### C.5 Esperanza Matemática

El comportamiento probabilístico de una variable aleatoria est  completamente definida por la función densidad de probabilidad. Sin embargo, es frecuentemente deseable tener un simple valor que caracterice la variable aleatoria. Tal valor es la esperanza matemática o valor esperado de la variable aleatoria y está definido por:

a) Para variable aleatoria discreta

$$E(X) = \sum_i x_i P_X(x_i) \tag{C.14}$$

b) Para variable aleatoria contínua

$$E(x) = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx \tag{C.15}$$

### C.6. Distribución exponencial

Hay varias funciones de distribución de probabilidad pero

una es de particular interés en el análisis de confiabilidad, esta es la distribución exponencial que tiene una función densidad de probabilidad:

$$f(x) = \lambda \exp(-\lambda x) \quad (\text{C.16})$$

Donde  $\lambda$  es una constante positiva. El valor esperado o valor medio de la variable aleatoria  $X$  con distribución exponencial es:

$$E(x) = \int_0^{\infty} x \lambda e^{-\lambda x} dx \quad (\text{C.17})$$

$$E(x) = 1/\lambda$$

Además la distribución de probabilidad será:

$$F(x) = \int_0^x \lambda e^{-\lambda x} dx$$
$$F(x) = 1 - e^{-\lambda x} \quad (\text{C.18})$$

### C.7. Medidas de Confiabilidad

1. Indisponibilidad.- Es la probabilidad de estado estacionario de que un componente o sistema esté fuera de servicio debido a fallas o a salidas programadas. Si solamente se considera el estado de falla, este término se le conoce como indisponibilidad forzada.

2. Disponibilidad.- Es la probabilidad de estado estacionario de que un componente o sistema esté en servicio, desarrollando satisfactoriamente su función.

$$\text{Disponibilidad} = 1 - \text{Indisponibilidad}$$

3. Frecuencia de falla de un sistema.- Este índice puede ser definido como el número promedio de fallas del sistema por unidad de tiempo.

4. Duración esperada de falla.- Este índice puede ser definido como el valor esperado o duración promedio de una falla.

## CITAS

- (1) R. Billinton and R.N. Allan; **"Reliability Evaluation of Power Systems"**; Pitman Advanced Publishing Program; Gran Bretaña; 1984; pp. 210.
- (2) Cooper J.H. and Shortley P.B.; **"Reliability Procedures for Sub-transmission and Distribution Systems"**; IEEE Tutorial Course: Probability Analysis of Power System Reliability; Txt 71M30-PWR; 1971; pp. 1.
- (3) R.N. Allan, E.N. Dialynas and I.R. Homer; **"Modelling and Evaluating the Reliability of Distribution Systems"**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; Vol PAS-98; No. 6; Nov/Dec 1979; pp. 2182.
- (4) Mena A.; **"Confiabilidad de Sistemas de Potencia"**, Colección EPN, 1983; pp. 30.33.
- (5) R. Billinton and R.N. Allan; **"Reliability Evaluation of Engineering Systems: Concepts and Techniques"**; Pitman Advanced Program; Gran Bretaña; 1984; pp. 206.
- (6) MINA G.; **"Confiabilidad de Sistemas de Distribución"**; Convenio de Cooperación Institucional INECEL-EPN; Dic 1986.
- (7) R.N. Allan, B. Batzesh, S. Sumar; **"Reliability Evaluation of Distribution Systems Using Graphic - Based Interactive Computational Methods"**; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; Vol. PAS- 101, No. 1 January 1982; pp. 212.

## BIBLIOGRAFIA

- (1) Cooper J.H and Shortley P.D; **Reliability Procedures for Subtransmission and Distribution Systems**; IEEE Tutorial Course: Probability Analysis of Power System Reliability; Text 71M30-PWR; 1971.
- (2) D.P Traver, F.E. Montmeat and A.D. Patton, **Power System Reliability I-Measures of Reliability and Methods of Calculation**; IEEE Transactions on Power Apparatus Systems; Vol 83; p.p. 727-737, 1964.
- (3) Endrenyi J. ; **Reliability Modelling in Electric Power Systems**; John Wiley and Sons; Chichester 1978.
- (4) G. Nina; **Confiabilidad de Sistemas de Distribución**; Convenio de Cooperación Institucional INECEL-EPN; Diciembre 1986.
- (5) R.N. Allan, E.N. Dialynas and I.R. Homer; **Modelling and Evaluating the Reliability of Distribution Systems**; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; Vol PAS-98; No. 6; pp. 2181-2188, Nov/Dec 1979.
- (6) **Reliable Industrial and Commercial Power Systems**; IEEE Std 493-1980
- (7) Mena Alfredo; **Confiabilidad de Sistemas de Potencia**; EPN. 1983.
- (8) R. Billinton, M.S. Grover; **Reliability Assessment of Transmission and Distribution**; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; Vol. PAS-94, No. 3, May/June 1975.
- (9) R. Billinton, M.S. Grover; **Quantitative Evaluation of Permanent Outages in Distribution Systems**; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; Vol. PAS-94, No. 3, May/June 1975.

- (10) R.N. Allan, B. Barazesh, S. Sumar; **Reliability Evaluation of Distribution Systems Using Graphic-Based Interactive Computational Methods**; IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol PAS-101, No. 1. January 1982.
- (11) R. Billinton, R.N. Allan: **Reliability Evaluation of Power Systems**; Pitman; Great Britain 1984.
- (12) R. Billinton, R.N. Allan; **Reliability Evaluation of Engineering Systems**; Pitman; Great Britain 1984.
- (13) Plaza María; **Confiabilidad del Sistema de Subtransmisión de la E.E.Q.**; Tesis de grado E.P.N. 1985.
- (14) R.N. Allan; **Power System Reliability Evaluation**; Lecture Notes for M.S.C. Courses Electric Power Engineering; UMIST; June 1985.
- (15) R.N. Allan; **RELIABILITY, lecture Notes for M.S.C. Courses in Electric Power Engineering**; UMIST; June 1985.
- (16) CIER: **Manual del Sistema de Estadística CIER (SEC)**; Montevideo 1984.
- (17) R. Billinton and Kenneth E. Bollinger, **Transmission System Reliability Evaluation using Markov Processes**, IEEE transactions on Power Apparatus and Systems; Vol. PAS-87; No. 2, February 1968.
- (18) C.F. De Sieno and L.L. Stine, **A Probability Method for Determining the Reliability of Electric Power Systems**, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems; Vol. 83, pp. 174-181, 1964.

- (19) WESTINGHOUSE, **Distribution Systems**; Reference Book USA 1959.
- (20) D.V. Ford; **The British Electricity Board's National Fault and Interruption Reporting Scheme- Objectives, Development and Operating Experience**; IEEE Trans on Power Apparatus and Systems, PAS-91; 1972 pp. 2179 - 2188.
- (21) S.A. Mallard and V.C. Thomas; **A Method for Calculating Transmission System Reliability**; IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, No. 3, March 1968; pp. 824-834.